LA SEGURIDAD DE LAS CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS

CSN

LA SEGURIDAD DE LAS CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS

Mayo 1992

CSN

Seguridad de cc. nn.

EJEMPLAR GRATUITO
PROHIBIDA SU VENTA

© Consejo de Seguridad Nuclear. 1992
Dirección: Gabinete de la Secretaria General
Diseño Gráfico y Realización: CTE
ISBN-84-87275-17-6
Se permite la reproducción total o parcial,
sin permiso previo, citando su origen.
Depósito legal: B-292-1993

CSN

INDICE

INTRODUCCION 5

1.– PRINCIPIOS DE SEGURIDAD DE LAS CENTRALES NUCLEARES 7

1.1. Defensa en Profundidad 8
1.2. Garantía de Calidad 8
1.3. Cualificación del Personal. Factores Humanos 9
1.4. Realimentación de la Seguridad con la Experiencia Operativa y los Programas de Investigación 9
1.5. Cultura de Seguridad 10

2.– MARCO TECNICO-LEGAL DE LA SEGURIDAD DE LAS CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS .. 11

2.1. Normativa Aplicable y Documentos Oficiales de Explotación 11
2.2. Revisiones de la Seguridad de las Centrales Nucleares 14

3.– INSPECCION Y CONTROL DEL CSN 17

3.1. Revisión y Evaluación de la Documentación Técnica. 18
3.2. Inspecciones y Auditorías 19
3.3. Revisiones Internacionales 21

4.– SITUACION ESPECIFICA DE CADA UNA DE LAS CENTRALES 23

4.1. C.N. José Cabrera 24
4.2. C.N. Santa María de Garoña 30
4.3. C.N. Vandellós I 36
4.4. C.N. Almaraz 41
4.5. C.N. Ascó 47
4.6. C.N. Cofrentes 51
4.7. C.N. Vandellós II 55
4.8. C.N. Trillo 58

5.– EVALUACION CONTINUA DE LA SEGURIDAD 63

5.1. Organización 63
5.2. Garantía de Calidad 66
5.3. Formación y Cualificación del Personal 69
5.4. Análisis de Experiencia Operativa 72

5.5. Análisis de Transitorios y Accidentes 77
5.6. Emergencias en Centrales Nucleares 80
5.7. Mantenimiento 86
5.8. La Inspección en Servicio 89
5.9. Vigilancia de los Materiales de la Vasija 93
5.10. Vigilancia Estructural 96

6.– ACTUALIZACIONES DE LA SEGURIDAD 101

6.1. Protección contra Incendios 101
6.2. Interacción Hombre-Máquina 107
6.3. Análisis de Situaciones más allá de la Base de Diseño 117
6.4. Análisis Probalistas de Seguridad 123
6.5. Análisis de Accidentes con Daño al Núcleo 132

7.– PROTECCION RADIOLOGICA 145

7.1. Dosimetría del Personal Profesionalmente Expuesto 145
7.2. Limitación, Control y Vigilancia de Efluentes Radiactivos 150
7.3. Programas de Vigilancia Radiológica Ambiental 154

8.– CONCLUSIONES 155

9.– INDICE DE SIGLAS 157

INTRODUCCION

Este informe responde a la petición del Congreso de los Diputados al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) de que "... en un plazo objetivamente razonable y mediante un excepcional y exhaustivo análisis de las condiciones de seguridad operacional de las CC.NN. españolas, establezca de modo preciso los requerimientos que, en su caso, hubieran de imponerse a cada una de ellas, a fin de garantizar su seguridad operacional hasta el límite tecnológicamente posible."

La misión del CSN es garantizar que la seguridad de las CC.NN. españolas se mantiene al mismo nivel que la de los países más avanzados, siempre dentro de unos límites que permitan su explotación sin riesgo.

Para ello este organismo ha establecido unas exigencias al explotador responsable de cada central, revisando y aprobando la organización, los análisis de seguridad, el programa de Garantía de Calidad, la formación del personal y las normas de funcionamiento.

Los requisitos se basan en la normativa y práctica nacional e internacional y de los países de origen del proyecto, la aplicación de las lecciones aprendidas en la experiencia de operación y los resultados de los programas de investigación en seguridad nuclear y protección radiológica.

La labor que realiza el CSN consiste fundamentalmente en establecer y comprobar la aplicación de dichos requisitos.

Este informe describe el proceso contínuo de revisión de la seguridad que se realiza en el CSN, los temas que son objeto de una atención constante por su importancia para la seguridad, y los temas que han requerido modificaciones o estudios especiales en los últimos años, ya sea por cambios en la normativa, incidentes ocurridos, o como resultado de programas de investigación.

En cada uno de los temas se ha hecho una exposición general de los requisitos aplicables, el origen de los mismos (incidentes ocurridos, resultados de programas de investigación), y un análisis de la situación en cada una de las centrales españolas.

Además, para dar una visión global del estado de cada una de las centrales, se ha introducido un capítulo en el que se resumen los principales temas de seguridad que han sido objeto de atención en cada una de ellas y los que están aún pendientes de resolución final o en estudio.

La mayor parte de ellos están tratados con detalle en el correspondiente capítulo monográfico, pero se ha considerado útil recoger en resumen la situación global de cada una de las centrales.

Los temas monográficos están incluidos en los capítulos 5, 6 y 7. Cada uno de ellos está tratado de forma autoconsistente, sin que sea necesario leerlos secuencial ni conjuntamente para entender su contenido. Como contrapartida, pueden encontrarse ciertas reiteraciones que de otra forma podrían haberse eliminado.

La fecha establecida para fijar el contenido del informe ha sido el 31 de diciembre de 1991, con la única excepción de la referencia a la revisión del Reglamento de Protección Sanitaria contra Radiaciones Ionizantes, aprobada por el Real Decreto 53/1992, de 24 de enero de 1992.

1
PRINCIPIOS DE SEGURIDAD DE LAS CENTRALES NUCLEARES

Las sustancias radiactivas generadas en el proceso de fisión nuclear que tiene lugar en el reactor de una central nuclear podrían liberarse accidentalmente al exterior causando importantes daños a la población y al medio ambiente.

El objetivo de la seguridad nuclear es proteger a los trabajadores de la instalación, a la población en general y a los bienes, de los riesgos derivados del uso de tales instalaciones, limitando al máximo la probabilidad de ocurrencia de accidentes o las consecuencias de los mismos en caso de producirse. Para ello, se han desarrollado unas normas de seguridad que afectan a todas las actividades que se realizan en una central nuclear: diseño, emplazamiento, construcción, fabricación y montaje de equipos, pruebas, operación, mantenimiento, modificaciones y cambios en la estructura organizativa.

Las normas de seguridad son específicas de cada país; sin embargo existen unos conceptos o principios básicos, aceptados por toda la comunidad internacional, de los que se derivan las aplicaciones concretas de cada organismo regulador. El documento base de los requisitos de seguridad aceptados internacionalmente fue promulgado en 1971 por los EE.UU. mediante la Ley denominada "Criterios Generales de Diseño para centrales de energía nuclear (Apéndice A del 10CFR50)". Dicho documento recogía ordenada y sistemáticamente los requisitos que se habían desarrollado en las revisiones de seguridad de las instalaciones existentes. En 1986 el Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA) editó el documento INSAG-3 "Principios básicos de Seguridad para centrales nucleares" que es en la actualidad el compendio más elaborado del conjunto de requisitos necesarios para una operación segura de las CC.NN.

El principio fundamental en el que se basa el diseño de los sistemas de seguridad de las CC.NN. es el principio de "defensa en profundidad", que consiste en el establecimiento de niveles sucesivos de protección, disponiéndose en cada nivel de los mecanismos adecuados para compensar o corregir los posibles fallos que puedan producirse en el nivel anterior.

Existen, además, otros requisitos o principios técnicos relativos a garantía de calidad, cualificación del personal, experiencia operativa y procedimientos de operación que complementan el principio de defensa en profundidad, asegurando que los sistemas de seguridad van a comportarse de acuerdo con el diseño, que las intervenciones humanas serán las correctas y que las condiciones de seguridad de las centrales se actualizan como consecuencia de la experiencia de explotación y de

los programas de investigación. A continuación se describen brevemente cada uno de ellos.

1.1.– DEFENSA EN PROFUNDIDAD

La seguridad en el diseño de las centrales nucleares se lleva a cabo mediante la interposición de barreras múltiples entre el material radiactivo del núcleo del reactor y el exterior, y mediante la aplicación de unos criterios de diseño que garanticen la integridad de dichas barreras durante los fallos que puedan ocurrir, o prevea los sistemas necesarios para limitar sus consecuencias hasta unos niveles aceptables.

Las barreras de seguridad son:

- La propia matriz de óxido de uranio que forma el combustible y la vaina que lo contiene (1ª barrera).
- La vasija y el conjunto de tuberías que constituyen la barrera de presión del refrigerante del reactor (2ª barrera)
- La estructura que forma la contención (3ª barrera).

Los criterios de diseño establecen tres niveles sucesivos de seguridad:

- El reactor ha de ser intrínsecamente estable y seguro por diseño.
- No obstante lo anterior, se postulan fallos en los sistemas que los desvíen de sus condiciones normales de operación y se incorporan mecanismos capaces de parar el reactor y llevarlo a condiciones seguras.
- Por último se postula la ocurrencia de accidentes muy poco probables que podrían liberar cantidades importantes de actividad al exterior y se incorporan los sistemas y medidas necesarios para reducir las consecuencias de los mismos a niveles aceptables, incluyendo los planes de emergencia y las medidas a adoptar para proteger la población.

La existencia de niveles múltiples de protección es básica en el concepto de defensa en profundidad, por lo que solo se permite la operación a potencia de la central si todos los elementos que constituyen esos niveles de protección están en condiciones de realizar su función, debiendo suspenderse la misma ante la pérdida de alguno de ellos, aunque estén disponibles todos los demás.

El mantenimiento de la integridad de las barreras de seguridad es un objetivo básico del que se derivan normas relativas a la calidad de las mismas, procesos de fabricación, ensayos, montajes, inspecciones periódicas, instrumentación de proceso que vigile su estado durante la operación, así como las medidas correctoras a adoptar.

Asimismo, el principio de defensa en profundidad impone requisitos sobre los equipos y sistemas diseñados para ejercer una función de seguridad, como la disposición de trenes redundantes, de manera que el fallo único de uno de sus componentes no impida la realización de su función, las condiciones de separación física o la independencia de la alimentación eléctrica, que no los haga susceptibles de fallos en modo común y las pruebas y requisitos de vigilancia aplicables para detectar posibles degradaciones.

El principio de defensa en profundidad afecta también a la organización y actividades humanas, estableciendo niveles sucesivos de protección mediante la aplicación de normas de garantía de calidad, controles administrativos, exigencia de revisiones independientes en los temas relacionados con la seguridad, controles de los organismos reguladores, y cualificación y entrenamiento del personal.

1.2.– GARANTIA DE CALIDAD

Las normas de garantía de calidad que se aplican en las CC.NN. son un elemento básico de seguridad con el que se trata de asegurar que las estructuras, sistemas y componentes de la misma van a actuar de acuerdo a la forma en que han sido diseñados.

Todas las estructuras, sistemas y componentes de una central están clasificados según la

importancia de la función de seguridad que realizan, y los requisitos de calidad, ensayos y pruebas, de los mismos, se establecen en base a su clasificación.

Las actividades relacionadas con dichas estructuras, sistemas y componentes, están sometidas a un programa de garantía de calidad que establece claramente la responsabilidad de la ejecución de las mismas, las revisiones y controles independientes a que están sujetas, y la documentación que debe generarse sobre ellas. La organización de garantía de calidad debe asegurar la independencia de las revisiones y controles respecto a los responsables de la ejecución de las actividades controladas, de manera que puedan detectarse las deficiencias que puedan existir y ponerse los medios para la resolución de las mismas.

1.3.– CUALIFICACION DEL PERSONAL. FACTORES HUMANOS

El personal que desempeña sus funciones en una central nuclear debe tener una formación y entrenamiento adecuados a la función que desempeña. Además, deben disponerse los medios necesarios para facilitar la correcta actuación del personal y evitar los posibles errores humanos.

Las características de diseño y los controles administrativos, tratan de garantizar la seguridad, aún suponiendo fallos humanos. Sin embargo, una buena formación y entrenamiento del personal son la mejor garantía para minimizar los fallos que inevitablemente se producen en cualquier tipo de actividad.

Asimismo, diversos medios ayudan a una correcta actuación del personal, muchos de los cuales se han introducido como consecuencia de experiencia de incidentes ocurridos, y en especial a raíz del accidente de TMI. Entre ellos, la instalación en la Sala de Control de la instrumentación adecuada para diagnosticar y controlar las condiciones post-accidente, la optimización de la disposición de equipos en Sala de Control para facilitar la operación, y la disponibilidad de sistemas informáticos de presentación de los parámetros y funciones de seguridad.

La formación y la atención a los factores humanos debe aplicarse no solo al personal de operación, sino a todo el personal que desempeña sus funciones en una central nuclear, de acuerdo con las tareas que desempeña. Especial atención debe prestarse al personal de mantenimiento, que con sus intervenciones puede llegar a crear condiciones que den lugar a accidentes.

1.4.– REALIMENTACION DE LA SEGURIDAD CON LA EXPERIENCIA OPERATIVA Y LOS PROGRAMAS DE INVESTIGACION

La seguridad de las centrales nucleares se incrementa de manera continua como consecuencia de la experiencia de explotación de las centrales de todo el mundo y por la aplicación de los resultados de los programas de investigación, que se han desarrollado desde el comienzo de la energía nuclear y que continúan realizándose en la actualidad.

Cualquier incidente cuya importancia supere un determinado umbral, debe ser analizado por el explotador a fin de corregirlo y prevenir su recurrencia, e informar de ello al organismo regulador. Existen varias organizaciones internacionales encargadas de transmitir esta información a toda la comunidad internacional y de analizarla para deducir lecciones aprendidas. Los explotadores de las centrales susceptibles de experimentar ese tipo de incidentes, deben tomar las acciones correctoras pertinentes e informar de ello a los organismos reguladores correspondientes.

Por otra parte, los programas de investigación desarrollados para conocer con detalle los fenómenos que ocurren en las centrales nucleares, especialmente los que se dan en condiciones de accidente, han sido la base de numerosas mejoras en los sistemas, la instrumentación, y los procedimientos de emergencia. Las investigaciones

actuales sobre el comportamiento del núcleo y los sistemas, en accidentes con daño al núcleo, permitirán establecer medidas para prevenir o hacer frente a tales situaciones, minimizando sus consecuencias y reduciendo aún más los riesgos derivados del uso de la energía nuclear en la producción de energía eléctrica.

1.5.– CULTURA DE SEGURIDAD

Con posterioridad al accidente de Chernobil se ha desarrollado el concepto de "Cultura de Seguridad". Se define como tal el conjunto de características y actitudes en organizaciones e individuos que aseguren que, como prioridad esencial, las cuestiones de seguridad de las centrales nucleares reciban la atención que merecen en razón de su significado.

El documento "INSAG-3 Principios básicos de Seguridad para CC.NN." señala que la cultura de seguridad se refiere a la dedicación y responsabilidad personal de todos los individuos que desarrollan actividades que influyen en la seguridad de las centrales nucleares.

Ello exige una preocupación constante por la seguridad manteniendo una actitud esencialmente crítica, evitando falsas complacencias, buscando constantemente un nivel de excelencia y estimulando el sentido de la responsabilidad personal y del autocontrol en materia de seguridad.

Este tipo de atributos son intangibles, y sin embargo, es necesario poder juzgar la efectividad de la Cultura de Seguridad. El Grupo Internacional Asesor en Seguridad Nuclear (GIASN) preparó el documento INSAG-4 "Cultura de Seguridad" que presenta las características que de manera tangible conforman una cultura de seguridad adecuada.

El CSN ha considerado como un elemento esencial del análisis de seguridad de la experiencia operativa, la evaluación de la cultura de seguridad de las CC.NN. españolas.

2

MARCO TECNICO-LEGAL DE LA SEGURIDAD DE LAS CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS

2.1.– NORMATIVA APLICABLE Y DOCUMENTOS OFICIALES DE EXPLOTACION

Los requisitos administrativos que han de cumplir las CC.NN. españolas, tanto para su licenciamiento como durante su operación, y las competencias del organismo regulador vienen descritas principalmente en la siguiente normativa:

- Ley 25/1964 sobre Energía Nuclear.
- Ley 15/1980 de creación del Consejo de Seguridad Nuclear.
- Decreto 2869/1972 por el que se aprueba el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas.
- Real Decreto 1157/1982 por el que se aprueba el Estatuto del Consejo de Seguridad Nuclear.
- Real Decreto 53/92 por el que se aprueba el Reglamento de Protección Sanitaria contra Radiaciones Ionizantes, que deroga el texto vigente hasta esa fecha (Real Decreto 2519/82 y revisión por Real Decreto 175/87).
- Orden del Ministerio del Interior de 29-3-89 por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 3-3-89 que aprueba el Plan Básico de Emergencia Nuclear.

En aquellos aspectos técnicos no contemplados en detalle en la reglamentación española, se requiere el cumplimiento de la normativa del país de origen del proyecto. Con ello se pretende que la seguridad de las CC.NN. españolas sea homologable a la de los países más avanzados.

La legislación española asigna la responsabilidad de la seguridad de cada central nuclear al "explotador responsable" de la misma, que debe disponer dentro de su organización de las estructuras y recursos necesarios para ello. El explotador es responsable de preparar toda la documentación técnica y los análisis que demuestren la seguridad de la instalación y que son requeridos para las sucesivas autorizaciones de la instalación, así como de garantizar que la central se ha construido y funciona de acuerdo a dicha documentación. También es responsable de mantener y actualizar las condiciones de seguridad de la misma, de las operaciones que en ella se

realizan y de la formación del personal que desempeña sus funciones en la central.

La explotación de una central requiere la obtención de una serie de autorizaciones administrativas: previa, de construcción y de puesta en marcha, en cada una de las cuales se presenta una descripción de la central y de los documentos por los que debe regirse su funcionamiento, sucesivamente más profunda y detallada, desde el punto de vista de la seguridad. Dichos documentos son evaluados por el CSN, cuyo informe es preceptivo en todo caso y, además, vinculante cuando tengan caracter negativo o denegatorio de una concesión y asimismo en cuanto a las condiciones que establezca, en caso de ser positivo.

Asimismo, el CSN evalúa el programa de pruebas de los sistemas y componentes de la instalación que han de realizarse durante la construcción y puesta en marcha de la misma, su realización y los resultados obtenidos, para verificar que su funcionamiento se ajusta a las previsiones del diseño.

Los documentos en los que finalmente quedan recogidos los aspectos relativos a la seguridad, denominados Documentos Oficiales de Explotación, son los siguientes:

- Informe Final de Seguridad.
- Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.
- Reglamento de Funcionamiento.
- Plan de Emergencia Interior.

Estos documentos son referenciados en los límites y condiciones anexos al Permiso de Explotación. Cualquier modificación en estos documentos requiere la apreciación favorable del CSN antes de su puesta en vigor.

A continuación se describen brevemente cada uno de ellos:

El **INFORME FINAL DE SEGURIDAD (IFS)** es la última valoración de la seguridad de la central que se presenta para obtener la autorización de puesta en marcha. Es el documento principal en el que se describe la instalación y se analizan los riesgos que pueden derivarse, tanto de su funcionamiento normal como de accidentes. Su formato y contenido están normalizados en una Guía Reguladora de la Comisión Nuclear Reguladora (Nuclear Regulatory Commission) de EE.UU., que en España se ha aplicado, desde su publicación, al licenciamiento de todas las centrales. Dicha Guía Reguladora ayuda a asegurar que la información suministrada es completa en lo relativo a la seguridad de la instalación y facilita el proceso de licenciamiento.

El IFS es evaluado por el CSN, que efectúa las inspecciones necesarias para comprobar sobre el terreno la exactitud de su contenido.

Los capítulos que contiene el IFS son los siguientes:

- Cumplimiento con la reglamentación española e identificación de normativa aplicable.
- Introducción y descripción general de la central.
- Características demográficas, meteorológicas, geológicas, etc. del emplazamiento y su entorno.
- Clasificación en niveles de seguridad, de las estructuras, componentes, equipos y sistemas.
- Descripción y valoración de los:
  - Proyectos mecánico, nuclear y termohidráulico del reactor.
  - Sistema de refrigeración del reactor y sistemas afines.
  - Salvaguardias tecnológicas.
  - Sistemas de instrumentación y control.
  - Sistemas eléctricos.
  - Sistemas auxiliares.
  - Sistemas de conversión de vapor y energía.
  - Tratamiento de residuos radiactivos.
  - Protección contra incendios.
- Organizaciones y su funcionamiento.
- Pruebas de puesta en marcha y operación.

- Análisis de accidentes.
- Especificaciones Técnicas.
- Garantía de Calidad.

Las **ESPECIFICACIONES TECNICAS DE FUNCIONAMIENTO (ETF)** tienen por objeto asegurar que el estado de las centrales se mantiene dentro de las hipótesis de los análisis de seguridad y que su operación se realiza dentro de los límites determinados en dichos análisis. La no superación de estos límites garantizan la protección del público frente a riesgos indebidos.

Las hipótesis de los análisis de seguridad que deben ser mantenidas están relacionadas con características físicas de la instalación, operabilidad de sistemas y equipos, control de valores de parámetros de proceso, preservación de la calidad de estructuras y equipos etc.

Las ETF se categorizan en los siguientes grupos:

1. Límites de Seguridad: Son límites sobre parámetros relacionados con las barreras de los productos de fisión, elegidos para asegurar la integridad de dichas barreras.
2. Límites de actuación de sistemas de seguridad: Son límites conservadores para la actuación de determinados dispositivos automáticos de protección.
3. Condiciones Límites de Operación (CLO): Definen las capacidades mínimas funcionales de sistemas y de equipo, valores límites de parámetros de proceso y límites de actuación de determinados dispositivos de protección automática, requeridos para garantizar una operación consistente con los análisis de seguridad o con el mantenimiento de un nivel aceptable de seguridad.
4. Requisitos de Vigilancia: Definen pruebas, calibraciones, medidas o inspecciones para asegurar que la calidad necesaria y el estado operacional de sistemas y equipos se mantienen y para verificar periódicamente que los parámetros y puntos de tarado de actuación se encuentran dentro de las condiciones límites de operación.
5. Características físicas de la planta no cubiertas por otras ETF, que si fueran modificadas podrían afectar significativamente a la seguridad nuclear y protección radiológica de la central.
6. Controles Administrativos: Son requisitos relacionados con la organización y gestión, procedimientos, mantenimientos de registros, revisiones y auditorías para garantizar una operación segura de la planta.

El formato y contenido de las ETF vigentes en las centrales nucleares en operación actualmente en España, se ajusta a unos documentos denominados "Especificaciones Técnicas Estandar" desarrolladas por la Comisión Reguladora Nuclear (NRC) de EE.UU. En el caso de la central nuclear de Trillo, de origen alemán, también se han elaborado unas ETF ajustando el formato y contenido al estandar americano, a requerimiento del CSN, pero teniendo en cuenta las características específicas del diseño alemán.

El **REGLAMENTO DE FUNCIONAMIENTO (RF)** contiene la estructura organizativa de la empresa explotadora de la central y dentro de ella la organización en el emplazamiento de la central indicando, para cada uno de los puestos dentro de la estructura organizativa, sus funciones y responsabilidades y la dependencia entre los mismos.

También contiene los requisitos de cualificación, entrenamiento y reentrenamiento del personal, especificándose para cada uno de los puestos de responsabilidad, la titulación y experiencia requeridas para el acceso al mismo y los programas de entrenamiento que deben seguirse periódicamente. En concreto para el personal de operación el RF sigue las directrices de la Guía de Seguridad del CSN 1.1 "Cualificación para la obtención y uso de licencias de Personal de Operación de Centrales Nucleares".

El **PLAN DE EMERGENCIA INTERIOR (PEI)** es el documento en el que se detallan las medidas previstas para proteger a la población del área potencialmente afectada, en caso de accidente, y

las funciones y tareas a cubrir por los distintos puestos y unidades organizativas de la central.

En él se especifican los procedimientos, métodos, medios y organización necesarios para afrontar emergencias y minimizar sus consecuencias, así como las comunicaciones a establecer y la coordinación con las autoridades responsables de proteger a la población de los riesgos radiológicos que pudieran derivarse. Su contenido se ajusta a la Guía nº 1.3 del CSN, "Planes de Emergencia en Centrales Nucleares".

2.2.– REVISIONES DE LA SEGURIDAD DE LAS CENTRALES NUCLEARES

Durante su explotación, las centrales realizan modificaciones de diseño para incorporar mejoras en la seguridad derivadas de la evolución de la normativa, experiencia de operación, nuevos desarrollos tecnológicos, o bien para mejorar el rendimiento o las condiciones de explotación.

En el Permiso de Explotación Provisional de las distintas centrales nucleares se requiere que, semestralmente, los titulares de cada una presenten en el CSN un informe conteniendo todas las modificaciones de diseño propuestas, implantadas ó en curso de implantación, incluyendo una descripción y un análisis de la modificación desde el punto de vista de la seguridad.

Todas las modificaciones, actualizaciones ó adiciones sobre sistemas, estructuras y componentes que supongan una cuestión de seguridad no revisada, que interfieran en la operación de la planta ó cuya implantación implique una dosis colectiva superior a 4 Sv.persona, deben ser apreciadas favorablemente por el CSN antes de su implantación.

Se entiende por cuestión de seguridad no revisada, cuando se presenta alguna de las siguientes circunstancias:

- Se puede aumentar la probabilidad de ocurrencia de un accidente ó empeorar las consecuencias del mismo ó aumentar la probabilidad del funcionamiento defectuoso de un equipo importante para la seguridad previamente contemplado en el Estudio Final de Seguridad.
- Se puede crear la posibilidad de un accidente ó mal funcionamiento diferente de los analizados en el Estudio Final de Seguridad.
- Se reduce el margen de seguridad, tal como se define en las bases de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.

Para la apreciación favorable por el CSN de las modificaciones, actualizaciones ó adiciones se realiza una evaluación para verificar que se cumple con los requisitos de licencia y se comprueba que se prevén las pruebas necesarias para verificar que se satisfacen las condiciones de diseño.

Muchas de estas modificaciones afectan al contenido del Informe Final de Seguridad o a algún otro Documento Oficial de Explotación, por lo que debe revisarse dicho documento y seguir el proceso de evaluación y aprobación que se describe en el apartado 3.1.

Además, el CSN con el fin de mantener actualizado el estado de la seguridad de las centrales españolas, les ha requerido la presentación de un informe semestral en el que se analice la aplicabilidad de la nueva normativa aparecida en el país de origen del proyecto y se propongan las modificaciones necesarias para adaptarse a dicha normativa.

Asimismo, el CSN participa activamente en el desarrollo de las investigaciones que se llevan a cabo en la comunidad internacional sobre temas de seguridad nuclear y las aplicaciones de las mismas en el licenciamiento. Como consecuencia, se requiere a las centrales la realización de determinados estudios o modificaciones que garanticen que la seguridad de las CC.NN. españolas se mantenga al mismo nivel de la de los países más avanzados. En los capítulos 5, 6 y 7 de este informe se desarrollan los principales temas que han sido objeto de una evaluación y un seguimiento especial por parte del CSN durante los últimos años.

De esta manera se mantiene actualizado el estado de seguridad de las centrales españolas. Sin embargo, resulta aconsejable realizar cada cierto tiempo una revisión global de cada central en la que se evalúen los resultados de la operación durante el período considerado, se haga un repaso exhaustivo de todos los aspectos de seguridad teniendo en cuenta las modificaciones introducidas, los programas de mantenimiento desarrollados, los resultados de la inspección en servicio, la experiencia operativa y los resultados del Análisis Probabilista de Seguridad realizado para la central, de acuerdo con el "Programa Integrado de Realización y Utilización de APS en España".

Es intención del Consejo de Seguridad Nuclear efectuar revisiones periódicas de la seguridad de las centrales nucleares españolas aproximadamente cada diez años.

El objeto de estas revisiones será:

1. Asegurar que el proceso de análisis derivado de la experiencia de operación se ha aplicado correctamente, incluyendo la revisión global de las modificaciones llevadas a cabo como consecuencia de estudios genéricos.
2. Analizar el comportamiento global de la central en ciclos largos de operación, incluyendo los resultados de los requisitos de vigilancia y del mantenimiento de los equipos, con el fin de verificar que los niveles de seguridad de la central no han disminuido a lo largo de dichos ciclos.
3. Evaluar las principales diferencias entre la central objeto de revisión y las centrales mas modernas, identificando los aspectos que no cumplen los requisitos de la nueva normativa y valorando las ventajas para la seguridad de la central de los posibles cambios que fuera necesario introducir en la misma.

Las revisiones periódicas de la seguridad de las centrales no intentan sustituir a las prácticas de análisis, control y vigilancia que se llevan a cabo de manera continuada, sino realizar una valoración global de la seguridad de la central y de las posibles mejoras a introducir en la misma.

3
INSPECCION Y CONTROL DEL CSN

El objeto de la inspección y control del CSN es la comprobación de que las actividades, durante las diferentes etapas de la vida de las centrales nucleares, se realizan siguiendo los preceptos y criterios básicos de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica, a través del cumplimiento con los códigos, normas, y procedimientos que los desarrollan.

Las actividades objeto de inspección y control por el CSN, con especial énfasis, durante la explotación de las centrales están relacionadas fundamentalmente con los siguientes aspectos:

- Límites y condiciones de operación.
- Procedimientos de operación.
- Entrenamiento del personal de operación.
- Seguimiento rutinario de la operación y realización de pruebas periódicas.
- Seguimiento de incidentes operativos, investigación y análisis de sus causas y aplicación de medidas correctoras.
- Actividades durante las paradas de recarga y posterior puesta en marcha de la central.
- Análisis de aplicabilidad y acciones correctoras derivadas de la Experiencia Operativa de la propia central y de otras centrales nacionales y extranjeras.
- Análisis de aplicabilidad de los códigos, normas, guías y recomendaciones de nueva aparición, tanto nacionales como procedentes del país de origen del suministrador principal de la central ó de organismos internacionales.
- Aplicación del Programa de Garantía de Calidad en Explotación.
- Modificaciones de diseño sobre estructuras, sistemas y componentes de la central y sobre la documentación de Explotación.
- Protección Radiológica en relación con las actividades dentro de la central y con los vertidos líquidos y gaseosos al exterior.
- Gestión de residuos radiactivos dentro de la central.
- Vigilancia Radiológica del medio ambiente.
- Protección contra incendios.
- Inspección en servicio.
- Mantenimiento preventivo y correctivo.
- Soporte técnico disponible para la central.
- Aspectos organizativos de la entidad explotadora de la central.
- Plan de Emergencia Interior y Procedimientos de actuación en Emergencias.
- Temas específicos de cada central identificados durante el control e inspección y que requieren un seguimiento particularizado.

La inspección y control del CSN sobre las actividades mencionadas se realiza mediante la revisión y evaluación de la documentación técnica y la realización de inspecciones y auditorías. A continuación se describen brevemente cada uno de estos aspectos.

3.1.– REVISION Y EVALUACION DE LA DOCUMENTACION TECNICA

A través del condicionado del Permiso de Explotación Provisional (PEP) y de las sucesivas prórrogas del mismo, o en su caso del Permiso de Explotación Definitivo, se requiere al titular de la instalación la documentación que debe presentar ante el CSN durante el período de vigencia del permiso. Asimismo, en estos permisos, se indica expresamente que el CSN podrá requerir la documentación o acciones al titular de la instalación que considere pertinentes para el mejor cumplimiento y verificación de las condiciones de seguridad de la central.

En el PEP se establecen una serie de Límites y Condiciones sobre Seguridad Nuclear y Protección Radiológica. Además se fijan los Documentos Oficiales de Explotación y la revisión vigente de los mismos.

Dichos documentos son:

- Estudio Final de Seguridad.
- Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.
- Reglamento de Funcionamiento.
- Plan de Emergencia Interior.
- Manual de Garantía de Calidad.
- Manual de Protección Radiológica.

Adicionalmente pueden existir en alguna central otros documentos a los que se otorgue un carácter análogo a los anteriores y que son considerados como Documentos Oficiales de Explotación. Esto ocurre normalmente debido a la existencia de temas específicos para las centrales que así lo requieren (p.e. "Manual de Vigilancia de los Levantamientos del Terreno de C.N. Ascó II").

Después de la concesión del PEP, el titular, por iniciativa propia o a instancia del CSN o de la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (DGE), podrá solicitar la revisión de cualquiera de los Documentos Oficiales de Explotación. Con la solicitud de revisión de los documentos el titular debe presentar, tal y como se establece en el condicionado del PEP o de las sucesivas prórrogas, la documentación siguiente:

- Descripción técnica de las modificaciones introducidas, indicando las causas de las mismas.
- Análisis de seguridad realizado, indicando si la modificación afecta o no a la seguridad de la central y si supone o no una Cuestión de Seguridad No Revisada.
- Identificación de la documentación que se vería afectada por los cambios. En caso de que resulten afectados el Estudio Final de Seguridad o las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento debe incluirse la propuesta de nueva redacción para estos documentos.
- Pruebas a realizar relativas a las modificaciones cuando sea necesario.

Además, durante la explotación de las centrales los titulares deben enviar al CSN los siguientes informes:

1. Informes periódicos:

- Telex, ó Fax, diario sobre el estado operativo de la instalación.
- Informe mensual de explotación, que contiene un resumen de las actividades de explotación, datos de producción, incidencias operativas, actividades de mantenimiento, datos sobre química y radioquímica, efluentes, residuos radiactivos, Protección Radiológica, Vigilancia Radiológica del medio ambiente, etc...
- Informe anual que incluye información sobre el personal que ha recibido una exposición mayor que 100 mrem/año y la distribución de la carga radiológica por secciones de la central.

También se requiere un informe anual sobre las actividades realizadas dentro del Plan de Vigilancia Radiológica del Medio Ambiente.

- Informe sobre experiencia operativa propia y ajena, con periodicidad anual.
- Informe sobre aplicabilidad de nueva normativa del país de origen del proyecto, con periodicidad semestral.
- Informe sobre Modificaciones de Diseño propuestas, implantadas o en curso de implantación, con periodicidad semestral.
- Programa del simulacro anual de emergencia.

2. Informes no periódicos:

- Informes sobre Actividades de Recarga.
- Informes de Sucesos Notificables.
- Informes Especiales sobre sucesos o actividades extraordinarias en la central como por ejemplo declaración de Emergencia en la central,Activación de la Refrigeración de Emergencia del Núcleo, etc...

3.2.– INSPECCIONES Y AUDITORIAS

La inspección es un medio necesario y habitual utilizado por el CSN para realizar el seguimiento y control de la explotación de las centrales.

El personal técnico del CSN realiza inspecciones y auditorías tanto en las centrales como en las oficinas de las diferentes entidades que realizan el apoyo técnico a la central, fabricantes, montadores, etc. Durante estas inspecciones y auditorías se realizan comprobaciones visuales y documentales cuyo contenido queda reflejado en el correspondiente Acta o informe y a partir de ellos se requiere al titular la corrección de las desviaciones encontradas, si procede.

Esta facultad inspectora del CSN queda explícitamente reflejada en el Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas indicándose además la obligatoriedad, por parte del titular, de disponer de toda la documentación relativa a la central y facilitar el acceso de la inspección tanto a la documentación como a la propia instalación.

En la planificación anual de actividades del CSN se especifican las inspecciones programadas que deben ser realizadas a las instalaciones nucleares en explotación. Asimismo, se establecen las previsiones en cuanto a inspecciones no programadas a cada instalación.

Las inspecciones programadas son, por un lado, las dedicadas al seguimiento y control de las actuaciones del titular en los distintos temas y áreas de explotación de la central y, por otro, las específicas que cubren el seguimiento y control de los problemas singulares identificados en las instalaciones. Por su parte, las no programadas son consecuencia de alguna situación ó circunstancia particular de una instalación ó de la ocurrencia de un incidente.

Como resumen indicativo de la planificación de inspección, baste decir que el número planificado de inspecciones programadas es de mas de diecisiete por central y año, mientras que con relación a las no programadas se prevén en la planificación un número de tres igualmente por central y año. En el año 1990 el número de inspecciones realizadas a las distintas instalaciones en explotación ha sido de ciento doce, lo que representa un mínimo de catorce inspecciones realizadas por central en dicho año, de las cuales siete están relacionadas con las respectivas recargas de combustible.

Las áreas y temas de explotación cubiertos generalmente por las inspecciones programadas son:

- Operación.
- Mantenimiento.
- Ingeniería Nuclear de planta.
- Química y Radioquímica.
- Garantía de Calidad.
- Cualificación de personal.
- Temas de Emplazamiento (incluyen temas meteorológicos).

- Temas de Emergencias.
- Temas de Protección Radiológica: Reducción de dosis, Vigilancia Radiológica, Medio Ambiente, Monitores, Efluentes, Residuos y Dosis.
- Apoyo técnico a la explotación.
- Experiencia Operativa. Propia y ajena.
- Recargas de combustible.
- Inspección en servicio.

En cuanto a temas que han sido objeto de programas de inspección específicos, cabe citar:

- Los movimientos del terreno de Ascó -II.
- Las grietas de corrosión-tensión de los tubos de los generadores de vapor de Ascó y Almaraz.
- Grietas en las penetraciones de los mecanismos de accionamiento de las barras de control por el fondo de la vasija de Santa Mª de Garoña.
- Corrosión inducida por inclusión de cobre en los elementos combustible de Cofrentes.

Con respecto a las no programadas, durante el año 1990, cabe citar las siguientes:

- Verificación de la idoneidad del sistema de N-16 para la determinación de la tasa de fuga de primario a secundario en Almaraz y Ascó.
- Identificación de grietas circunferenciales y axiales en los tubos de los generadores de vapor de Ascó durante la sexta inspección en servicio.
- Comprobación de las causas y acciones correctoras en relación con el incidente de una válvula de seguridad del presionador durante el proceso de ajuste de su punto de tarado, ocurrido en Ascó.
- Comprobación sobre la causa y consecuencias de una fuga en el primario a través de la junta de un restrictor, en Vandellós II.
- Investigación de las causas y acciones correctoras relacionadas con el incidente de la caída inesperada de un elemento combustible durante las acciones propias de recarga, ocurrido en Cofrentes.
- Conocer la causa y acciones correctoras de los cuatro disparos ocurridos en Cofrentes como consecuencia de sendos fallos en el control electrohidráulico de la turbina.
- Incidente de pérdida temporal del sistema de evacuación de calor residual durante la última recarga de la Unidad I de Almaraz.
- Investigación de los fallos de las bombas del refrigerante del reactor de Trillo.
- Comprobaciones sobre la parte suelta detectada en uno de los generadores de vapor de Trillo.
- Comprobación de las acciones correctoras tomadas en relación con la fuga a través del generador de vapor de José Cabrera.
- Inspección de daños en el combustible de José Cabrera.

Dentro del capítulo de las inspecciones, hay que destacar las que permanentemente realizan los Inspectores Residentes del CSN. Su misión principal es la inspección y observación directa de las actividades de explotación que se realizan en la Central y la información de las mismas al CSN.

Sus actividades principales se centran en:

- Seguimiento del estado operativo de la planta mediante estancias en Sala de Control, comprobación de indicadores y registros, revisión de alarmas, conversaciones con el Turno de Operación, revisión del Libro de Operación, descargos de equipos, etc...
- Rondas de planta para verificar el estado de equipos, sistemas y paneles locales.
- Verificación del cumplimiento de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento mediante auditorías o inspección de la realización de Requisitos de Vigilancia Periódica.
- Seguimiento de los incidentes que ocurren en la Central y de operaciones importantes como arranques, paradas o variaciones importantes de carga.
- Revisión de las actividades de mantenimiento.

- Seguimiento de las actividades de Protección Radiológica que se realizan en la Central, trabajos que conllevan una carga radiológica importante, control de personal profesionalmente expuesto, control de residuos y efluentes radiactivos.

3.3.– REVISIONES INTERNACIONALES

Cada país tiene su propio marco de prácticas reguladoras, si bien el objetivo en todos ellos es reducir al mínimo posible el riesgo de la operación de sus centrales nucleares. No existe ningún organismo regulador con capacidad ejecutiva a escala internacional. Con objeto de obtener una evaluación por expertos internacionales de la seguridad del funcionamiento de una central nuclear, y lograr un intercambio de información sobre las mejores practicas, la mayoría de los países estan solicitando los servicios del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).

El OIEA, con sede en Viena, es una agencia de las Naciones Unidas especializada en el uso pacífico de la energía nuclear, que dispone de diversos servicios utilizables por los países miembros.

Entre esos servicios están las misiones OSART: Grupo de evaluación de la seguridad operacional (Operational Safety Analisys Review Team).

El Gobierno español, a instancia del CSN, ha solicitado del OIEA, mediante el servicio OSART, una revisión internacional de la seguridad del funcionamiento de dos centrales españolas. Para el CSN el objetivo de estas revisiones era averiguar, en casos prácticos, si el tipo de conclusiones obtenidas por un organismo internacional de reconocido prestigio y objetividad, era similar o no a las encontradas por el CSN en su trabajo ordinario.

El OSART es una evaluación de la seguridad operativa de la central realizada por un grupo de expertos internacionales reclutados por el OIEA. Esta misión analiza exhaustivamente las prácticas y resultados de la operación y concluye con una visita al emplazamiento de todos los expertos de la misión durante tres semanas aproximadamente. Las conclusiones de dicha misión se concretan en:

- Recomendaciones. Son aspectos de la seguridad operativa que mejorarían sensiblemente si se hiciera lo propuesto por la misión.
- Sugerencias. Son aspectos de la explotación que podrían mejorar si se hiciera lo propuesto por la misión.
- Buenas prácticas. Son aspectos de la explotación que la misión ha verificado que son significativamente mejores que lo usual internacionalmente y, por lo tanto, toma nota de ello para incluirlo como sugerencias en misiones posteriores.

En España se han realizado dos misiones OSART en las centrales de Almaraz, en 1987, y Cofrentes, en 1990. Como se ha indicado, ambas misiones se han efectuado a petición del Gobierno Español por iniciativa del Consejo de Seguridad Nuclear. Los informes de los grupos OSART de cada una de esta misiones se incluyeron en los informes semestrales del CSN al Congreso de Diputados y al Senado nº 14 y 18, correspondientes al 1º semestre de 1988 y 1º semestre de 1990.

Las conclusiones, en ambos casos, indicaban que el nivel de seguridad operacional era bueno. En el caso de Almaraz, el OSART encontró que, en cuanto a seguridad operacional, el funcionamiento de Almaraz era indudablemente superior al medio y en el de Cofrentes la conclusión del OSART es que la central nuclear de Cofrentes funciona de forma segura. En los respectivos informes se detallan, en ambos casos, las recomendaciones, sugerencias y buenas prácticas.

El CSN ha valorado muy positivamente estas misiones y solicitó en su día a las dos centrales afectadas que aplicasen todas las recomendaciones efectuadas en sus respectivos OSART, además de adoptar, él mismo, las acciones oportunas para introducir las mejoras que ha considerado convenientes.

4

SITUACION ESPECIFICA DE CADA UNA DE LAS CENTRALES

En este capítulo se resume la situación de cada central y los principales temas de seguridad que han sido objeto de atención en cada una de ellas.

El formato en que se presenta es el siguiente:

- Antecedentes.

  Se describe la normativa de licenciamiento inicial, las revisiones sufridas en su caso como consecuencia de la evolución de la normativa (las generadas a raíz del accidente de TMI-2 son un caso muy extendido), el desarrollo de la misma y las revaluaciones de la seguridad en las centrales en que se ha realizado. Finalmente se expone el impacto de todo ese proceso en el diseño y operación de la central.

- Situación actual.

  Se describen los temas actuales de trabajo del CSN en cada una de las centrales y el estado en que cada uno se encuentra.

  Se ha hecho una distinción entre temas pendientes y temas abiertos para reflejar la diferencia entre temas que o bien son aspectos pendientes de una tema ya finalizado, o bien están pendientes de evaluación por parte del

CENTRALES NUCLEARES EN ESPAÑA

INSTALACION	TIPO	POTENCIA	AÑO*	GENERACION	SITUACION
José Cabrera	PWR	160	1.968	1ª	En operación
Santa Mª de Garoña	BWR	460	1.971	1ª	En operación
Vandellós I	GGR	500	1.972	1ª	Parada definitiva
Almaraz, Unidad I	PWR	930	1.981	2ª	En operación
Almaraz, Unidad II	PWR	930	1.982	2ª	En operación
Ascó, Unidad I	PWR	930	1.983	2ª	En operación
Cofrentes	BWR	995	1.984	2ª	En operación
Ascó, Unidad II	PWR	930	1.985	2ª	En operación
Vandellós II	PWR	982	1.987	3ª	En operación
Trillo, Unidad I	PWR	1041	1.988	3ª	En operación

(*) Año de entrada en servicio
PWR– Reactor de agua a presión
BWR– Reactor de agua en ebullición
GCR– Reactor refrigerado por gas
La potencia se expresa en Megawatios eléctricos.

CSN, o de realización de alguna acción adicional por parte de la central, y aquellos otros que están en fase de realización o desarrollo. Así:

- Temas **pendientes** son aquellos que proceden del licenciamiento inicial o de las reevaluaciones habidas y sobre los que quedan aún acciones por realizar bien por parte de la central o bien por parte del CSN.

- Temas **abiertos** son aquellos que van surgiendo como consecuencia del desarrollo posterior de la normativa una vez que la planta ya ha sido licenciada y de la experiencia de operación, resultados de investigaciones o estudios genéricos, etc... En un proceso contínuo de reevaluación de la seguridad es normal que haya siempre temas abiertos.

Antes de entrar en el detalle de cada una de las centrales, se presentan en la tabla adjunta las características generales de las CC.NN. españolas, con indicación de la generación a que pertenecen, ya que gran parte de los temas de seguridad planteados son comunes a las de una misma generación.

Hay tres generaciones de CC.NN. Las diferencias básicas entre cada generación son:

Primera generación.- Se trata de centrales cuya potencia no supera los 500 MW eléctricos. Cuando se diseñaron no existía un cuerpo de normativa global y generalmente aceptado que contuviese los requisitos exigibles para licenciarlas. Había normas dispersas que, como se ha visto después, no contemplan todos los aspectos significativos para la seguridad. Prácticamente en todo el mundo las CC.NN. de esta generación han sufrido modificaciones de diseño para mejorar su nivel de seguridad.

Segunda generación.- Se trata de centrales cuyo potencia eléctrica se aproxima a los 1.000 MW. Cuando se diseñaron existía un cuerpo de normativa global, completo y generalmente aceptado, de acuerdo al cual fueron licenciadas.

No obstante, después del accidente sufrido por la central norteamericana de la Isla de las Tres Millas (Three Mile Island, TMI), esta normativa aumentó sus niveles de exigencia en múltiples aspectos. El CSN, como los demas organismos reguladores, ha venido imponiendo a las CC.NN. españolas el cumplimiento de la mayor parte de esta nueva normativa a las CC.NN. de 1ª y 2ª generación.

Tercera generación.- Son centrales cuya potencia eléctrica es de unos 1.000 MWe.

Cuando se diseñaron, el cuerpo de normativa que sirvió de base a su licenciamiento contenía ya toda la normativa generada a raíz del accidente de TMI.

4.1.– C.N. JOSE CABRERA

4.1.1.– ANTECEDENTES

La central nuclear José Cabrera (CNJCA) fue proyectada y construida en la década de los 60. En aquellas fechas el diseño de centrales no disponía de un conjunto de criterios sistemáticos y de aceptación general, como sucedió posteriormente tras la incorporación en 1971 de los criterios generales de diseño del Apéndice A al 10CFR50 (Código de Reglamentaciones Federales de los Estados Unidos).

En los primeros años de operación, en la década de los 70, se fueron realizando algunas mejoras relacionadas con la nueva normativa, fundamentalmente en el área de residuos.

También en estos años empezaron a plantearse modificaciones de mayor alcance en relación con los Sistemas de Refrigeración de Emergencia del Núcleo y de Alimentación Eléctrica de Emergencia.

En 1977 el organismo regulador americano, U.S. Comisión Reguladora Nuclear (USNRC) inició un programa de revisión de diseño de las centrales más antiguas. Este programa, llamado Programa de evaluación sistemática (Systematic Evaluation

Program, SEP), tenía como objetivo identificar las mejoras a realizar sobre las centrales de la primera generación para adaptarlas a los criterios de seguridad vigentes.

En el año 1979 se produjo el accidente de la central americana de la Isla de las Tres Millas (TMI), lo que motivó la puesta en vigor de nuevos criterios de seguridad.

En este contexto, se abordó el Programa de Modificaciones de C.N. José Cabrera con el objetivo de actualizar sus condiciones de seguridad, incorporando nuevos requisitos derivados de la normativa y del accidente de TMI, y otros temas específicos identificados en la propia central.

El Programa de Modificaciones se orientó hacia el cumplimiento de los criterios, guías y normativa vigente en el momento de su realización, sin pretender el cumplimiento literal de esta normativa, sino aceptando desviaciones o alternativas debidamente justificadas, bien por el costo radiológico de la norma en cuestión, o bien, por el escaso beneficio en seguridad o, incluso, perjuicio para ésta, en comparación con el diseño de la central.

Las desviaciones respecto a la normativa se consideraron justificadas en los siguientes casos:

- No suponían una disminución de la seguridad.
- Existían sistemas no relacionados con la seguridad que podían suponer un soporte o una ayuda a los sistemas de seguridad.
- Se ampliaban o intensificaban los programas de vigilancia.
- Se implementaban procedimientos técnicos o administrativos que redundaban en una mayor fiabilidad de los sistemas existentes.

Se atendieron de modo preferente aquellos criterios, guías y normas que tenían una mayor significación desde el punto de vista de la seguridad.

El Programa de Modificaciones se desarrolló en tres fases.

La Fase I consistió en la evaluación del estado de la seguridad de la central. Sus conclusiones se presentaron a la JEN y al CSN en 1981.

La Fase II consistió en el diseño de las modificaciones y mejoras derivadas del estudio anterior, establecimiento del calendario de implantación de las mismas y la realización de aquellas medidas de incorporación inmediata requeridas por el CSN.

Finalmente, la Fase III de implantación de modificaciones se realizó en dos partes. La primera tuvo lugar entre octubre de 1982 y diciembre de 1983. A continuación, la central operó durante un ciclo y volvió a parar en enero de 1985, llevándose a cabo la segunda parte de las modificaciones entre esa fecha y octubre de ese mismo año.

A continuación, se describen brevemente las principales modificaciones realizadas.

- **Sistema de inyección de seguridad.**

Fue el sistema que experimentó las modificaciones más profundas. Se sustituyeron equipos antiguos, como actuadores, motores e instrumentación, por otros nuevos que cumplen la normativa de seguridad aplicable y se realizó una separación física de trenes, tanto en tuberías como en cables. Además se instaló un nuevo tanque de agua de recarga.

Por otra parte, se añadieron equipos, que no formaban parte del diseño original de la planta, tales como dos líneas de inyección de seguridad y un acumulador que inyectan directamente a la cabeza de la vasija (con lo que se mitigó notablemente la deficiencia de ser la única central del mundo de su tipo con un circuito primario de un solo lazo), una bomba para inyectar agua a los sellos de la bomba principal y dos intercambiadores de calor para el subsistema de recirculación.

– **Sistema de agua de alimentación de emergencia.**

Las modificaciones realizadas consistieron en la adición de dos nuevas bombas accionadas por motor, con capacidad para suministrar, cada una, el 100% del caudal necesario para extraer el calor residual a través del Generador de Vapor, tanto en situaciones normales como de accidente.

Asimismo, se incorporaron los elementos de instrumentación y control necesarios para el funcionamiento de dichas motobombas, se realizaron modificaciones en la turbobomba existente con objeto de hacerla totalmente independiente de la corriente alterna, y se instalaron tuberías para la alimentación y recirculación de las motobombas desde los tanques existentes de agua desmineralizada.

– **Sistema de extracción de calor residual.**

Las modificaciones realizadas consistieron en la sustitución de los motores de las bombas por unos nuevos cualificados ambientalmente, la inclusión de un nuevo camino de flujo en la succión de las bombas con sus correspondientes válvulas para garantizar la apertura de la succión en caso de fallo único, y la inclusión de dos válvulas de retención en la descarga del sistema.

– **Sistema de agua de servicios esenciales.**

Se incorporó un nuevo sistema de Agua de Servicios Esenciales, diseñado para extraer el calor de una serie de sistemas necesarios para conseguir la parada segura en caso de accidente.

El sistema consta actualmente de dos nuevas bombas verticales, tuberías y válvulas que permiten aislar las partes del sistema necesarias en caso de accidente, y los elementos de instrumentación y control necesarios para su operación desde la Sala de Control.

– **Sistema de agua de refrigeración de componentes.**

Las modificaciones realizadas consistieron en situar las bombas del sistema fuera de Contención e incluir unos cambiadores de calor para refrigerar el agua procedente del sumidero de la Contención en la fase de recirculación a la vasija en caso de LOCA.

Asimismo, se añadieron los enfriadores del nuevo Sistema de Toma de Muestras Post-Accidente y el nuevo cambiador del Sistema de Refrigeración del Foso de Combustible Irradiado.

Debido al aumento de la demanda del sistema por la incorporación de nuevos equipos, fue necesario instalar nuevas bombas, nuevos cambiadores para transferir el calor al Sistema de Agua de Servicios Esenciales, un nuevo tanque de expansión y nueva instrumentación en los casos en que se estimó necesaria.

– **Sistema de refrigeración del foso de combustible gastado.**

Las principales modificaciones consistieron en sustituir un motor y un cambiador de calor por otros cualificados y la instalación de una nueva línea de aportación que permite, bajo control manual, suministrar a la piscina agua del sistema de servicios esenciales.

– **Sistema de protección contra sobrepresiones.**

Se instaló un nuevo sistema de protección del circuito primario contra sobrepresiones, activo a bajas temperaturas y también con el circuito sólido.

– **Sistema eléctrico de corriente alterna.**

Se efectuaron una serie de modificaciones para conseguir que la central dispusiera de dos trenes de alimentación eléctrica a los equipos de seguridad, completamente independientes y con fuentes de alimentación seguras. Dichas fuentes se concretaron en la instalación de un generador Diesel, inexistente hasta entonces, para un tren y la cualificación del salto hidroeléctrico "Zorita Hidráulica" para el otro.

– **Sistema eléctrico de corriente continua (125 V-DC) y vital (120 V-AC).**

Se sustituyeron equipos antiguos como baterías, cargadores, inversores y barras vitales por otros

nuevos mejor cualificados y se añadieron los equipos necesarios para garantizar la separación e independencia necesarias de dos barras de distribución de corriente continua y tres barras vitales.

– **Central Hidráulica de Zorita.**

Esta central hidráulica supone una fuente de suministro eléctrico de emergencia para la C.N. José Cabrera. Las modificaciones efectuadas fueron las necesarias para garantizar su independencia de la red eléctrica nacional, para su entrada automática en servicio cuando el sistema de protección de la CNJCA lo requiera y para que su operación y mantenimiento garanticen la fiabilidad requerida.

– **Sistemas de instrumentación y control.**

Las modificaciones más importantes fueron las derivadas de los nuevos sistemas incorporados y sus acciones automáticas. A modo de ejemplo se puede citar que para la lógica de actuación de Salvaguardias se instalaron dos nuevas cabinas de relés. Además, se incorporó un Sistema de Instrumentación Post-Accidente que consta de 21 variables redundantes, se modificaron los paneles existentes en la Sala de Control y se instalaron nuevos paneles, añadiendo controles, indicadores y alarmas.

– **Sistema de protección contraincendios.**

Las modificaciones realizadas consistieron en una revisión completa del sistema de protección contraincendios, realizándose la división de la central en áreas y zonas de fuego e incorporando los elementos de detección y las protecciones necesarias para satisfacer, de modo global, la normativa aplicable al respecto.

– **Sistemas de ventilación.**

Las modificaciones más importantes afectaron a la sala de control, con instalación de un nuevo sistema a fin de garantizar su habitabilidad en caso de accidente, y al recinto de contención, con instalación de sistemas redundantes de acondicionamiento y filtración. Asimismo, se instalaron nuevos sistemas en el edificio auxiliar, en el nuevo edificio eléctrico y en el nuevo edificio del Generador Diesel.

– **Sistema de toma de muestras post-accidente.**

Las modificaciones supusieron, por una parte, la instalación de un sistema totalmente nuevo para la toma de muestras líquidas y gaseosas en situación post-accidente y, por otra, la instalación de una estación de vigilancia de la concentración de hidrógeno en la atmósfera del recinto de contención.

– **Sistema de tratamiento de residuos líquidos.**

Se instaló un nuevo sistema, ubicado en un nuevo edificio, para la concentración de los residuos radiactivos líquidos.

– **Sistemas auxiliares del generador diesel.**

La modificación supuso la instalación de un nuevo sistema de suministro de gas-oil para el nuevo generador Diesel.

– **Modificaciones de obra civil.**

Como parte de las modificaciones se llevaron a cabo los trabajos de obra civil requeridos por las mismas, entre los que merecen ser mencionados los siguientes:

- Ampliación del Edificio Auxiliar para la instalación de los nuevos equipos incorporados y modificación del mismo para adecuarlo a su nueva función como Edificio Eléctrico.
- Construcción de un nuevo edificio para instalar el Diesel.
- Construcción de un nuevo edificio para el Sistema de Tratamiento de Residuos Radiactivos Líquidos y modificación del antiguo Almacén de Residuos Radiactivos Sólidos.

- Construcción de un nuevo edificio de talleres y oficinas, y construcción de un nuevo almacén.

– **Modificaciones documentales.**

- Se editó un nuevo Estudio Final de Seguridad.
- Se editaron unas nuevas Especificaciones de Funcionamiento.
- Se modificaron las instrucciones de operación, y en concreto, se editaron nuevas instrucciones de operación de emergencia.
- Se estableció un Programa de Garantía de Calidad.
- Se editaron o revisaron otros documentos como son: Manual de Garantía de Calidad, Manual de Protección Radiológica, Reglamento de Funcionamiento, Manual de Protección Contra Incendios y Plan de Emergencia Interior.
- Se revisó y actualizó la documentación de ingeniería afectada y se generó la nueva documentación correspondiente a los nuevos sistemas.
- Se revisaron todos los Análisis de Accidentes, añadiendo algunos nuevos, que no habian sido considerados inicialmente.

4.1.2.– SITUACION ACTUAL

Tras la finalización del Programa de Modificaciones, puede decirse que C.N. José Cabrera incorpora las líneas fundamentales del diseño y de la filosofía de seguridad de las centrales actuales, aunque sin ajustarse, todavía, de manera literal al cumplimiento de la normativa.

La evaluación de las modificaciones por parte del CSN suscitó algunos temas complementarios que no habían sido incluidos en el programa establecido y que fueron requeridos con posterioridad a la central. Entre estos temas estaban mejoras en la organización, nuevo Reglamento de Funcionamiento, estudio de parada segura en caso de incendio, condiciones de funcionamiento de Zorita Hidráulica y seguimiento de la evolución del ataque intergranular en el Generador de Vapor, todos los cuales han sido estudiados por la central y la mayoría considerados cerrados por el CSN.

De ellos quedan algunos que, aunque han sido analizados por la central, no están aún cerrados por el CSN, por no haber finalizado su evaluación. Los de mayor impacto en la seguridad se describen brevemente en el apartado de temas pendientes.

En este contexto, hay que resaltar que el CSN no considera que exista en C.N. José Cabrera ningún problema de seguridad que requiera una acción inmediata.

4.1.2.1.– Temas pendientes

Por resolución de 24-10-1985 se autorizó el arranque de C.N. José Cabrera, tras haber evaluado el CSN todo el proceso de modificaciones, tanto en su diseño como en las pruebas de aceptación de las mismas. Como resultado de tal evaluación se fijaron una serie de temas complementarios pendientes. La mayor parte de ellos consistían en documentación, estudios o procedimientos requeridos por el CSN sobre aspectos específicos.

La central envió al CSN todos los documentos requeridos y el CSN los ha venido evaluando y cerrando, dando prioridad aquellos más significativos para la seguridad. De éstos quedan algunos cuyo proceso de evaluación por el CSN aún no ha concluido, entre los que cabe citar:

– Estudios de golpe de ariete e integridad del GV ante choque térmico, ambos al inyectarle agua por el Sistema de Agua de Alimentación Auxiliar.

El proceso de análisis de las modificaciones de C.N. José Cabrera suscitó algunos temas no propiamente objeto del programa de modificaciones, pero que una vez identificados, motivó el que se requiriera a C.N. José Cabrera que tomase acciones sobre ellos. Estos temas se han venido evaluando y cerrando por el CSN; aquellos cuya evaluación por el CSN aún no se ha concluido son:

- Estudio de tuberías de alta energía. Se refiere al análisis del impacto potencial de la rotura de las mismas sobre los equipos de seguridad situados en sus proximidades y a la cualificación ambiental necesaria para los equipos que deben funcionar en condiciones de accidente.
- Análisis sísmico de estructuras, componentes y sistemas del diseño original de la planta, ya que a los nuevos equipos introducidos durante las modificaciones se les había requerido tales análisis.
- Cualificación ambiental de motores de bombas de recirculación de Inyección de Seguridad y de ventiladores de filtración de emergencia. En este caso falta documentación adicional a remitir por la central.

4.1.2.2.– Temas abiertos

Después del programa de modificaciones, la C.N. José Cabrera, al igual que el resto, ha venido analizando la normativa nueva del país de origen del proyecto, así como los requisitos de acciones a tomar exigidos a los explotadores de dicho país (EE.UU en este caso) por su organismo regulador. También se han incluido otros temas como resultado de las diversas investigaciones efectuadas en el campo de la seguridad nuclear en diversos foros internacionales. En ese proceso se han abierto nuevos temas que están actualmente en estudio, bien por parte de la central o bien, por parte del CSN, que se desarrollan monográficamente en otros apartados de este informe. A continuación, se relacionan aquellos que presentan alguna particularidad en el caso de C.N. José Cabrera:

- **Sistema de visualización de parámetros de seguridad (SPDS) y Revisión de Sala de Control.**

El CSN solicitó a C.N. José Cabrera un plan integrado de revisión de la Sala de Control que incluyera la validación de los Procedimientos de Operación de Emergencia y la necesidad de implantar un SPDS. Dicho plan fue enviado por el explotador en Diciembre de 1989. Actualmente están ya implantados los nuevos Procedimientos de Operación de Emergencia, estando prevista la finalización de la revisión del diseño de Sala de Control a finales de 1992 así como la implantación del SPDS.

- **Entrenamiento del personal de operación.**

La modificación de la norma aplicable ha llevado a revisar la formación del personal de operación, especialmente en lo que se refiere a los aspectos no adecuadamente cubiertos por no disponer de un simulador de alcance total que sea réplica exacta de la central. Actualmente, la empresa TECNATOM, S.A. está desarrollando un simulador interactivo que se espera esté terminado para 1992 y que puede contribuir a dar una respuesta adecuada a esta cuestión.

- **Comportamiento del recinto de contención y sus salvaguardias asociadas.**

La contención de C.N. José Cabrera presenta varias peculiaridades respecto a las del resto de centrales españolas, principalmente en lo que se refiere al diseño estructural, compartimentación interna del recinto y ausencia de rociado interno del mismo. Precisamente estas peculiaridades han sido una de las causas de que se haya seleccionado esta central como la primera española en que se realice un Análisis Probabilista de Seguridad (APS) de nivel 2.

- **Análisis Probabilista de Seguridad.**

El APS permitirá identificar aquellas secuencias de accidente que pueden producir con mayor probabilidad la fusión del núcleo del reactor y los escapes de productos de fisión al exterior, así como las medidas necesarias para prevenir o mitigar dichos accidentes. Asimismo, permitirá en muchos casos hacer una estimación cuantitativa del impacto de las desviaciones del diseño respecto a la normativa actual sobre la seguridad de la planta.

- **Cualificación sísmica.**

La cualificación sísmica de equipos es una cuestión sin terminar de resolver en todas las centrales antiguas. En 1980 la NRC lo consideró

como un "tema de seguridad no resuelto" y en 1987 publicó la Carta Genérica 87-02 que aceptaba los criterios de cualificación propuestos por la industria. Los métodos de aplicación y desarrollo de dichos criterios están aún pendientes de aprobación.

4.2.– C.N. SANTA MARIA DE GAROÑA

4.2.1.– ANTECEDENTES

La Central Nuclear Santa María de Garoña, que pertenece a la 1ª generación, fue proyectada y construida en la década de los 60. En aquellas fechas el diseño de las centrales no se ajustaba a un conjunto de criterios sistemáticos y de universal aceptación, como sucedió posteriormente, tras la incorporación a la normativa norteamericana de los "Criterios Generales de Diseño de Centrales Nucleares" (Apéndice A del Código Federal, 10CFR50).

En los primeros años de operación, en la década de los 70, se fueron realizando algunas mejoras relacionadas con la nueva normativa, fundamentalmente en el área de residuos.

También en estos años empezaron a plantearse modificaciones en la barrera de presión en lo relativo al sistema de protección de sobrepresión de dicha barrera.

En 1977 la NRC inició el ya mencionado Programa de Evaluación Sistemática (Systematic Evaluation Program, SEP).

Posteriormente, en el año 1979, se produjo el accidente de la central americana de TMI-2.

Como consecuencia, se consideró necesario someter la Central de Santa María de Garoña a un programa de reevaluación de la seguridad.

En la definición de los criterios empleados para efectuar esta reevaluación, se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- La experiencia operativa propia y de otras centrales de su mismo diseño.
- Los programas de evaluación sistemática (SEP) llevados a cabo en los EE.UU. para centrales antiguas.
- Las modificaciones exigidas en centrales similares del país de origen del proyecto como consecuencia de incidentes ocurridos.
- Las exigencias de la nueva normativa y la realización de Análisis Probabilistas de Seguridad (APS) de Nivel 1.

El programa de reevaluación se realizó en 3 fases. La primera (corto plazo) se refería a acciones a llevar a cabo antes de iniciar el ciclo XII de operación. La segunda fase se debía efectuar antes del 30 de junio de 1984 (durante el ciclo de operación), fundamentalmente se refería a la presentación de documentación, debiendo implantarse, la mayoría de las modificaciones necesarias, durante la siguiente parada para recarga de combustible.

La tercera fase debería quedar finalizada antes de iniciar el ciclo XIII de operación. La parada de recarga previa a este ciclo se prolongó desde el 29 de junio de 1985 al 10 de enero de 1986, puesto que, aparte de las numerosas modificaciones derivadas del programa de reevaluación, se sustituyeron parcialmente las tuberías de los lazos de recirculación del reactor como consecuencia de la presencia de grietas de corrosión intergranular bajo tensión.

A continuación se describen de forma resumida las principales modificaciones realizadas en la central.

- **Sistema del reactor, recirculación y tuberías de la barrera de presión.**
  - Para reparar las grietas producidas por corrosión bajo tensión y mitigar su aparición en el futuro, se sustituyeron tramos de tubería de recirculación, y toberas de diversas tuberías, por otras de diseño y material nuevos, se recargaron soldaduras de tuberías, se instalaron sellos mecánicos en algunas penetraciones del sistema de accionamiento

de barras de control y se instaló un sistema de control químico que inyecta hidrógeno al agua de alimentación para reducir el fenómeno de corrosión.

- Se procedió a la instalación de líneas de refrigeración de los sellos de las bombas de recirculación, para alargar su duración.
- Se procedió a la instalación de tuberías y válvulas que mejorasen el venteo de la vasija, tanto en operación normal como en caso de emergencia.
- Para solucionar el deterioro de los rociadores de agua de alimentación y para vigilar su posible nueva aparición se aplicaron modificaciones que consistieron en sustitución de componentes por otros de material o diseño nuevos y se instaló un sistema de vigilancia de temperatura en las toberas de entrada de agua de alimentación a la vasija.

– **Sistema de Inyección de Refrigerante a Alta Presión (HPCI).**

Se modificó la lógica de control de la turbina, se instaló una alarma de señal de aislamiento del sistema, se instaló en ese control una alimentación alternativa de corriente continúa, se relocalizó una válvula desplazándola a otro lugar con mejores condiciones ambientales y se instaló una línea de atemperación de la línea de vapor del sistema.

– **Sistema de Inyección de Refrigerante a Baja Presión (LPCI) y Rociado del Núcleo ("Core Spray").**

Se mejoró el sistema de llenado y presurización de tuberías del LPCI y Rociado del Núcleo ("Core Spray"), se instaló instrumentación adicional, y se modificaron las lógicas de actuación, a fin de mejorar el funcionamiento de estos sistemas.

– **Sistema de Despresurización Automática (ADS).**

Se proporcionó separación eléctrica a los dos trenes lógicos de actuación, se instalaron presostatos en la descarga de las válvulas del sistema, que proporcionan indicación del estado de apertura o cierre de las válvulas, etc.

– **Sistema de Contención Primaria y penetraciones de la contención.**

En este sistema se realizaron:

- Modificaciones en tuberías y estructuras para reducir los efectos de las cargas hidrodinámicas producidas en las descargas de vapor.
- Diversas modificaciones relacionadas con el aislamiento de la contención, como sustitución de actuadores de válvulas motorizadas, circuitos lógicos y un nuevo sistema de prueba de fugas de la contención.
- Modificaciones en relación con la protección frente a la acumulación de hidrógeno, poniendo en servicio la inertización de la contención primaria.

– **Sistema de Control de la Reactividad del Reactor.**

- Como consecuencia del incidente de Browns Ferry en el que se produjo el fallo parcial del sistema de parada automática no programada al no introducirse varias barras de control, se abordaron las modificaciones necesarias, desde un nuevo trazado de tuberías del sistema, hasta un nuevo tanque instrumentado de la parada automática no programada, pasando por la instalación de instrumentación más fiable en los dos tanques.
- Como consecuencia de la aparición de un nuevo requisito en EE.UU. para proteger transitorios con fallo del sistema de parada automática no programada del reactor, se introdujeron las modificaciones oportunas para mejorar la fiabilidad del sistema, producir disparo automático de bombas de recirculación cuando se requiera y hacer más rápida la actuación del Sistema de Control de Reactividad por Inyección de Boro.

– **Sistema de Vapor Principal.**

Con el fin de aumentar la capacidad del sistema de alivio de presión de la vasija del reactor, se instalaron una nueva válvula de seguridad y tres de alivio-seguridad.

A fin de reducir el riesgo de apertura indebida de las válvulas de alivio-seguridad se sustituyeron las antiguas por otras de un modelo más fiable.

– **Sistemas de Instrumentación y Control.**

En estos sistemas hubo una larga lista de modificaciones dedicadas a: aumentar la cantidad de parámetros vigilados (nivel de vasija, a más rangos de los disponibles, radiación, rango ancho en pozo seco, nivel, rango ancho en cámara de supresión, etc.), mejorar la calidad de los existentes (nuevos detectores intranucleares móviles de flujo neutrónico, diversos presostatos y termopares), instalar una nueva señal de actuación del sistema de parada automática no programada, nuevos paneles en sala de control e instalar una torre meteorológica.

– **Sistema eléctrico.**

- Se realizaron diversas modificaciones para mejorar la operabilidad e independencia de los transformadores que alimentan a la central y así como la fiabilidad de los generadores diesel de emergencia.
- Se instaló un nuevo sistema de 120 voltios de corriente alterna para alimentación de circuitos relacionados con la seguridad y se realizaron diversas modificaciones en el sistema de distribución eléctrica para cumplir los requisitos de independencia, redundancia y separación física.

– **Sistema de tratamiento de residuos líquidos.**

- Se instalaron dos nuevos tanques de almacenamiento de residuos líquidos de 220 m^3 cada uno, que permiten mejorar la gestión de tales residuos.
- Se procedió a la instalación de una válvula de aislamiento de la descarga de efluentes al río, actuada automáticamente por alta radiación en la descarga.
- Se realizaron mejoras de los procedimientos encaminadas a reducir la producción de efluentes radiactivos líquidos.

– **Sistema de tratamiento de efluentes gaseosos.**

Se instaló un sistema de recombinación de hidrógeno y oxígeno en la línea de descarga de eyectores del condensador principal y un sistema de filtrado de gases de salida de dicho condensador con el fin de reducir la actividad descargada.

– **Nuevos edificios.**

Se construyeron una serie de edificios y estructuras para alojar nuevos sistemas o aumentar la capacidad de los existentes, entre los que se destacan:

- La estructura para almacén temporal de residuos radiactivos solidificados.
- Un edificio zona II de tratamiento de residuos gaseosos.
- Una estructura para el alojamiento de los dos nuevos tanques de desechos líquidos.
- El laboratorio para análisis radiológico ambiental en Medina de Pomar.
- El edificio auxiliar para el Sistema de Toma de Muestras Post-Accidente y ampliación de lavanderia.
- Un nuevo edificio de control de accesos al emplazamiento.

– **Protección contra incendios.**

- Se instaló un nuevo sistema de detección de incendios, basado en el uso de detectores iónicos y térmicos en todas las áreas de la central.
- Se modificó y amplió la red de agua de extinción.

- Se instaló un sistema de extinción por halon en las cabinas de interruptores de distribución eléctrica.
- Se instalaron dispositivos cortafuegos, puertas de resistencia al fuego, etc.

– **Otras modificaciones.**

También hubo modificaciones de diverso alcance en los siguientes sistemas y equipos:

- Purificación de agua del reactor.
- Enfriamiento en parada.
- Condensador de aislamiento.
- Condensador principal y agua de circulación.
- Condensado y agua de alimentación.
- Ventilación y aire acondicionado.
- Aire y nitrógeno de instrumentos y aire de servicios.
- Recogida de drenajes.
- Piscina de combustible gastado y estructuras relacionadas con el manejo de combustible.
- Estructura de toma y canal de descarga.
- Toma de muestras.

Además, se realizaron múltiples modificaciones de componentes concretos para conseguir una cualificación ambiental adecuada.

– **Modificaciones documentales.**

- Se adaptaron las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento a las normas en vigor.
- Se editó un nuevo Estudio Final de Seguridad que incorporaba las modificaciones realizadas.
- Se editaron procedimientos de operación de emergencia.
- Se revisaron los análisis de seguridad de algunos accidentes.
- Se editó un programa de Garantía de Calidad.
- Se editaron o revisaron otros documentos como son el Manual de Protección Radiológica, Reglamento de Funcionamiento, Manual de lucha contra incendios y Plan de Emergencia Interior.

– **Otras acciones.**

- Se amplió la dotación de los turnos de operación, como consecuencia del accidente de TMI.
- Se efectuó un Análisis Probabilista de Seguridad (APS) de nivel 1, siendo el primero de los de este tipo que se realizó en una central nuclear española si bien con un alcance más limitado que los correspondientes a otras centrales que lo han realizado posteriormente o que lo están realizando actualmente.

  La estimación numérica de la media estadística de la frecuencia de fusión del núcleo (en la versión de 1987) fue de 2,51 E-4/año. En esta estimación los transitorios con fallo del sistema de parada automática no programada del reactor eran lo que más contribuían al riesgo. Tras los cambios de diseño efectuados y después de análisis termohidraúlicos más precisos, la estimación de la frecuencia de fusión del núcleo se redujo a 1,15 E-4/año estando este valor dentro del rango habitual para centrales BWR de la generación de Garoña. En esta versión, los sucesos iniciadores que más contribuyen al riesgo de fusión del núcleo, son las secuencias en las que hay una válvula de seguridad del reactor agarrotada abierta.

  En la próxima revisión del APS de Garoña se incluirán aspectos que no se consideraron cuando se realizó el primero, tales como el efecto de sucesos externos, análisis de la contención, así como el efecto de los medios adicionales que Garoña está implantando (venteo de la contención).

  Como consecuencia del APS realizado se puso de manifiesto la conveniencia de realizar una serie de modificaciones entre las que cabe destacar:

- La modificación del circuito de disparo de la turbina del HPCI por alto nivel del reactor, aumentando el número de canales que intervienen en la lógica de disparo con el fin de aumentar la fiabilidad del mismo.
- Se dotó de separación eléctrica a los dos trenes lógicos de actuación del sistema automático de despresurización (ADS).
- Se cambió la alimentación eléctrica a las lógicas de actuación y de aislamiento del condensador de aislamiento para evitar fallos comunes con la alimentación a la lógica del HPCI.
- Se revisaron muchos procedimientos de pruebas puesto que el APS detectó que había muchos componentes que no estaban sometidos a procedimientos de verificación.

4.2.2.– SITUACION ACTUAL

Tras la finalización del Programa de Reevaluación de la Seguridad (PRS) y del APS, puede decirse que la C.N. Santa María de Garoña ha incorporado las líneas fundamentales del diseño y la filosofía de seguridad de las centrales de la segunda y tercera generación.

La evaluación de las modificaciones por parte del CSN requirió la ampliación del alcance de algunos de los temas contemplados.

De los temas del PRS quedan, todavía, algunos puntos que, aunque han sido analizados por la central, no están aún cerrados por el CSN, por no haber finalizado su evaluación. Los de mayor impacto en la seguridad se describen brevemente en el apartado de temas pendientes.

En el apartado de temas abiertos, se incluyen aquellos otros que están actualmente en estudio como consecuencia de cambios en la normativa, análisis de experiencias de operación, etc.

En este contexto, hay que resaltar que el CSN no considera que exista en C.N. Santa María de Garoña ningún problema de seguridad que requiera una acción inmediata.

Además, una gran parte de las medidas derivadas de los temas mencionados en los apartados siguientes ya han sido adoptadas por la central, o están en vías de ejecución.

4.2.2.1.– Temas pendientes

A continuación se hace un breve resumen de los principales temas que están pendientes de cierre, indicando, además, si el motivo es atribuible a la central o al CSN.

– **Instrumentación de vigilancia post-accidente.**

Esta en fase de evaluación por el CSN el cumplimiento de la instrumentación de que dispone la central con los requisitos de la normativa. (Guía Reguladora de la NRC 1.97).

– **Inspección en servicio de la vasija del reactor.**

Dentro del programa de inspección en servicio de las estructuras relacionadas con la seguridad, se requiere que la vasija del reactor se inspeccione, en lo posible, tanto de forma visual como por ultrasonidos. Hasta hace un año existía una imposibilidad para efectuar la inspección por ultrasonidos de la totalidad de la vasija, debido a la inaccesibilidad de ciertas soldaduras y a que no existían máquinas adecuadas para llevarla a cabo.

Ahora ya se están desarrollando técnicas para poder efectuar dicha inspección y se espera que en fechas próximas se puedan inspeccionar por ultrasonidos la mayor parte de las soldaduras anteriormente inaccesibles.

– **Protección de la central frente a inundaciones externas.**

Dentro del programa de revaluación de la central se incluyeron una serie de temas: descripción de la hidrología, estudio de avenidas y rotura de presas o

efectos de subida de agua sobre estructuras, encaminados a asegurar que la central está suficientemente protegida frente a potenciales inundaciones del emplazamiento.

En la actualidad todavía no ha concluido la evaluación de estos temas por parte del CSN; recientemente se ha requerido a la central la revisión de su estudio de avenidas.

- **Solución a largo plazo del problema de corrosión de las penetraciones en la vasija de los mecanismos de accionamiento de las barras de control.**

C.N. Santa María de Garoña ha propuesto que la solución a largo plazo del problema de corrosión intergranular bajo tensión en todas las penetraciones en la vasija de los accionadores de las barras de control, sea el empleo del actual sello mecánico, a la vista del correcto funcionamiento del mismo.

Está pendiente por parte del CSN la evaluación de la documentación presentada, así como la aceptación del sello mecánico como solución a largo plazo.

- **Operación definitiva del sistema de inyección de H_2 al refrigerante del reactor.**

La operación del sistema de inyección de H2 al refrigerante del reactor continua de forma provisional.

Está pendiente de que, por parte del CSN, se efectúa la evaluación de la documentación presentada con respecto al posible efecto de la inyección de H_2 sobre el combustible y que posteriormente el CSN informe sobre la operación definitiva del sistema.

- **Protección contra incendios.**

Quedan aqui por resolver algunas desviaciones respecto a los requisitos del apéndice R al 10CFR50 y está pendiente la evaluación final por parte del CSN.

- **Cualificación ambiental.**

En esta materia todavía quedan por evaluar por parte del CSN algunos aspectos como es el de la cualificación de piezas de repuesto y el de cualificación de los instrumentación post-accidente que se derivaría de la resolución del cumplimiento con la Guía Reguladora 1.97 mencionada con anterioridad.

4.2.2.2.– Temas abiertos

Dentro de este apartado se pueden señalar como temas más significativos:

- **Venteo de la contención primaria.**

Con fecha 9.1.91 el Pleno del CSN apreció favorablemente la instalación de un sistema de venteo de la contención primaria con tubería resistente a la presión. Este sistema deberá estar instalado y operable tras la parada de recarga de 1992.

- **Válvulas de alivio-seguridad "Target Rock".**

Las válvulas de alivio-seguridad fabricadas por la empresa Target Rock han creado y siguen creando problemas en las centrales en operación de todo el mundo.

En la C.N. Santa María de Garoña existen instaladas tres. En Estados Unidos de América se ha creado un grupo de propietarios para intentar corregir de forma conjunta los problemas de las mismas y que la solución propuesta sea aceptada por la NRC.

Nuclenor se ha incorporado, en 1990, a este grupo, para implantar en Garoña la solución que se adopte, en su día, cuando finalice el actual programa de investigación sobre el tema.

- **Cualificación sísmica.**

Independientemente del análisis sísmico de estructuras y tuberías ya realizado, la cualificación sísmica de equipo es una cuestión, que al igual que

en otras centrales antiguas, está sin resolver. En 1980 la NRC lo consideró como un "tema de seguridad no resuelto" ya que las centrales en operación en aquel momento no se habían revisado para tener en cuenta criterios modernos de cualificación sísmica. Para resolverlo se publicó en el año 1987 la Carta Genérica 87-02 que aceptaba los criterios de cualificación propuestos por la industria, específicos para la revisión de dicha cualificación sísmica estando en curso la aplicación, por C.N. Garoña, de dichos criterios.

4.3.– C.N. VANDELLOS I

4.3.1.– ANTECEDENTES

Las autorizaciones previa y de construcción de la C.N. Vandellós I datan de los años 1967 y 1968, respectivamente. El Permiso de Explotación Provisional (PEP) le fue concedido en 1972, habiéndole sido otorgadas, con posterioridad, diferentes prórrogas al mismo, así como distintas autorizaciones relativas a la gestión de sus residuos radiactivos, a determinadas modificaciones de diseño y a la tenencia y utilización de materiales radiactivos.

El 29 de abril de 1982 se concedió a la Central Nuclear Vandellós I el Permiso de Explotación Definitivo (PED), especificándose en el mismo que tenía validez hasta el año 2003.

Las condiciones establecidas en el Permiso de Explotación Definitivo requerían del titular la implantación de un Programa de Garantía de Calidad, la implantación de un Sistema de Protección Física, la continua actualización de la documentación oficial de explotación y de los criterios de Seguridad Nuclear y de Protección Radiológica y el establecimiento de programas de reentrenamiento y actualización de conocimientos del personal de explotación.

En 1986, el CSN requirió al Titular, como había requerido a otras centrales nucleares de su generación, que revisase en profundidad la seguridad de la C.N. Vandellós I mediante el establecimiento de un Programa de Reevaluación de la Seguridad, y que implantase, con carácter de urgencia, las cinco modificaciones ya realizadas ó en fase avanzada de realización en la central de referencia Saint Laurent des Eaux:

- Instalación de fuentes neutrónicas para comprobación de las cadenas de arranque.
- Instalación de falsas tulipas para impedir la posible obstrucción de canales de refrigeración.
- Mejora de la protección contra incendios del edificio eléctrico.
- Instalación de una cadena para la protección frente a inserciones de reactividad.
- Adaptación del cambiador de parada como sistema de refrigeración de emergencia.

El Programa de Reevaluación de la Seguridad de la C.N. Vandellós I, debía basarse en los siguientes puntos:

- Se realizaría una revisión en profundidad de la seguridad nuclear de la instalación.
- Se tomaría en cuenta la experiencia acumulada durante la explotación de la central.
- Se tendrían en cuenta las modificaciones y acciones correctoras ya introducidas durante la vida de la central.
- Consideraría los resultados de los programas de mejora de la seguridad de las centrales de uranio natural grafito-gas desarrollados en el país de origen del proyecto.
- Se analizaría el grado de cumplimiento de la C.N. Vandellós I con los criterios y normativa sobre seguridad nuclear desarrollados con posterioridad a la fecha de construcción de la planta y aplicables a la misma.
- Se contemplaría la posibilidad de utilización de los Análisis Probabilistas de Seguridad para identificación y valoración de modificaciones.

Por otra parte, el CSN requirió a la C.N. Vandellós I, en 1986, en el marco del "Plan de Revisión de los Sistemas de Tratamiento y Almacenamiento de Residuos Radiactivos de las Centrales Nucleares Españolas", que presentase un

plan de acción para sus residuos radiactivos sólidos que mejorase la calidad de los productos del acondicionamiento de los mismos. Asimismo en 1986, se le remitió el "Programa Integrado de Realización y Utilización de los Análisis Probabilistas de Seguridad en España" y se requirió al Titular, en febrero de 1989, que comunicase al CSN la situación en que se encontraban las diferentes actividades preparatorias de la realización de un Análisis Probabilista de Seguridad.

Siguiendo las directrices establecidas por el CSN, Hifrensa presentó una propuesta de Programa de Reevaluación de la Seguridad en la C.N. Vandellós I, que recogía una selección entre los temas tratados generalmente en los Programas de Evaluación Sistemática de la Seguridad de las Centrales Nucleares de la N.R.C., efectuada teniendo en cuenta las peculiaridades del diseño de las centrales grafito-gas y los programas de reevaluación llevados a cabo en las centrales análogas en el país de origen de la tecnología.

Los aspectos de la seguridad de la C.N. Vandellós I objeto de reevaluación y el alcance de cada una de ellos eran las siguientes:

- Aspectos relativos al emplazamiento; actualización de los datos de población y redefinición de zonas en el entorno de la central según el estudio de consecuencias radiológicas de los accidentes postulados; estudio de riesgos (tales como sobrepresiones consecuencia de explosiones, nubes de vapores inflamables, liberación de productos tóxicos) debidos a agresiones de origen externo inducidas por transportes e industrias vecinas; revisión de los medios de medidas meteorológicas disponibles; revisión de los datos y cálculos meteorológicos empleados en la estimación de las dosis a la población en operación normal y en el análisis de las consecuencias radiológicas de los accidentes considerados, análisis de las consecuencias sobre la instalación de fenómenos atmosféricos severos (tales como vientos extremos, precipitaciones máximas y sobreelevación del nivel del mar).
- La clasificación de estructuras, sistemas y componentes, que tienen función de seguridad, ensayos periódicos correspondientes y revisión del Manual de Garantía de Calidad.
- Reanálisis sísmico de las estructuras, sistemas y componentes importantes para la seguridad, teniendo en cuenta la sismicidad del emplazamiento de C.N. Vandellós I, y los estudios llevados a cabo sobre este particular por la central de referencia C.N. Saint Laurent des Eaux.
- Estudio de los efectos de potenciales inundaciones internas, considerando la ubicación de los diferentes equipos pertenecientes a funciones de seguridad y las posibles causas de inundación tales como roturas de tuberías.
- Análisis de los efectos de posibles roturas de tuberías consistente en el estudio de las consecuencias de la aparición de una rotura en las tuberías de agua, vapor o CO_2 existentes en la cava del reactor, sobre el soplado, la alimentación al cambiador o el mantenimiento de la presión del CO_2 del cajón.
- Estudio de la conveniencia de efectuar cambios en el diseño de las protecciones frente a sobre-carga térmica de los motores de válvulas motorizadas situadas en funciones importantes para la seguridad.
- Protección contra proyectiles de la instalación, consistente en un estudio de daños que podrían producirse sobre funciones importantes para la seguridad, en caso de desprendimiento de proyectiles de las turbinas de los grupos principales, de las turbinas de los grupos auxiliares o de las turbinas de las turbosoplantes.
- Cualificación ambiental de equipos, consistente en el estudio del comportamiento de los equipos de la central, que no fueron cualificados ambientalmente en el momento de su construcción, ante situaciones accidentales.
- Aspectos relativos a los integrantes del núcleo del reactor (combustible, apilamiento y estructuras internas) tales como: condiciones de utilización, análisis de comportamiento y

conservación, elaboración de un programa de vigilancia de los procesos de corrosión y estudios de tasa de daño por fatiga y fluencia.

- Revisión de la integridad del cajón, consistente en el análisis del comportamiento de éste durante la vida de la central, elaboración de una descripción detallada de los límites de confinamiento de la barrera de presión y de un estudio encaminado a reducir al mínimo dichos límites, la elaboración de un programa de control de los sistemas de protección del cajón frente a sobrepresiones y del sistema de refrigeración del cajón.

- Diversos aspectos relativos a la refrigeración del núcleo. En lo referente al cambiador de calor principal, determinación de la integridad del mismo, estudio de rotura de tuberías en el interior del cajón, y definición de las pruebas periódicas del cambiador requeridas para demostrar el mantenimiento de su integridad. Referente a la refrigeración del reactor por soplado, reevaluación del comportamiento de esta función durante la vida de la central y estudio de fallos en modo común (tal como la pérdida del aire comprimido de regulación o la pérdida del agua desmineralizada de refrigeración). Modificación del cambiador de calor de refrigeración en parada (RAiE) como refrigeración de último socorro. Refrigeración del reactor en parada, ligada a la modificación del RAiE- último socorro y al estudio de su total independencia de la refrigeración por soplado o mediante la ventilación en parada.

- Reevaluación de la habitabilidad de la sala de control, consistente en el estudio del efecto sobre ésta de posibles liberaciones de productos tóxicos de diferentes procedencias y de potenciales liberaciones de material radiactivo, como consecuencia del accidente base de diseño en C.N. Vandellós II o de la ocurrencia en C.N. Vandellós I de los accidentes postulados.

- Revisión del sistema de suministro de vapor auxiliar, consistente en el estudio del comportamiento de la central auxiliar en caso de ocurrencia de fallos únicos de componentes aislados y de fallos en modo común.

- Revisión de los sistemas de instrumentación y control. Dispositivos de aislamiento eléctrico entre ambos sistemas e independencia física entre las cadenas de seguridad redundantes. Sistemas necesarios para la parada segura e instrumentación para vigilancia de la radiación y variables de proceso durante y posteriormente a un accidente.

- Revisión de los sistemas eléctricos, consistente en un estudio de eventuales fallos de equipos resultantes de condiciones degradadas de la red eléctrica exterior, un estudio del sistema de suministro eléctrico de emergencia, un estudio de la adecuación de los sistemas de corriente continua de emergencia a la capacidad requerida por los consumos que deben alimentar en caso de emergencia, y un estudio de las consecuencias de diferentes pérdidas aisladas o simultáneas de las fuentes de control comando.

- Revisión del dispositivo principal de renovación del combustible consistente en el estudio del confinamiento y la refrigeración garantizados por el mismo, el análisis de la adecuación de su alimentación en CO_2 y sus fuentes de control comando y el programa de ensayos periódicos necesarios.

- Revisión del sistema de protección contraincendios (PCI), consistente en un estudio de las mejoras necesarias en las diferentes áreas de la C.N. Vandellós I en los tres niveles clásicos de la lucha contra el fuego, detección, extinción y confinamiento, así como en la organización y medios con que cuenta la central para la PCI.

- Revisión específica del sistema de aire comprimido de control y regulación consistente en el análisis de su capacidad y de su redundancia, ensayos periódicos necesarios para garantizar su disponibilidad, y desarrollo de un procedimiento de operación de emergencia para el caso de pérdida total del sistema.

- Revisión de los sistemas de ventilación y aire acondicionado consistente en un estudio, para los diferentes sistemas, de la suficiencia y redundancia de los mismos.

- Revisión de las instalaciones de combustible irradiado, consistente en el análisis del sistema

de refrigeración del agua de piscinas, el estudio del riesgo de vaciado de las piscinas de combustible irradiado, el análisis de la adecuación de los sistemas de detección de fugas del agua de piscinas, el estudio de la posible contaminación del agua de refrigeración general por fugas desde los circuitos de agua de refrigeración de piscinas, y el análisis de la necesidad de disponer de un sistema de vigilancia de la actividad del agua de piscinas.

- Reevaluación de los dispositivos de manejo de cargas pesadas, consistente en un análisis de las consecuencias sobre funciones importantes para la seguridad de potenciales fallos de estos dispositivos.
- Análisis de accidentes y transitorios, consistente en la realización de un estudio similar al establecido en la central de referencia.
- Revisión de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento, consistente en la redacción de unas nuevas Especificaciones Técnicas de la planta, cuyo contenido se adapte a lo establecido para otras centrales en operación.
- Revisión de las consignas de operación en emergencia, consistente en la redacción de procedimientos de operación en emergencias según el análisis de accidentes.

Cuando ocurrió el incidente del 19 de octubre de 1989, el Programa de Reevaluación de la Seguridad de la C.N. Vandellós I se encontraba en fase avanzada de evaluación por el CSN. De las cinco grandes modificaciones realizadas en la central de referencia, se habían efectuado dos y las otras tres se encontraban en fase avanzada de realización y el cumplimiento con las diferentes condiciones del Permiso de Explotación Definitivo se había efectuado prácticamente en su totalidad.

Con posterioridad al incidente del 19 de octubre de 1989 y encontrándose la central parada, después de la suspensión cautelar de la condición del Permiso de Explotación Definitivo que hace referencia a la operación a potencia, impuesta por la Orden Ministerial de 27 de Noviembre de 1989, el CSN emitió en Abril de 1990 el "Informe Final del Accidente del 19 de Octubre de 1989 en la C.N. Vandellós I. Evaluación de la Seguridad de la Central" que contiene, entre otras cosas, las conclusiones de la evaluación realizada por el CSN sobre las modificaciones consideradas necesarias en la C.N. Vandellós I para permitir la vuelta a la operación de la instalación.

Según establece el mencionado informe del CSN, las modificaciones antes aludidas entrarían en el supuesto del Capítulo V, artículo 35 del Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas (RINR), que impone para las mismas un trámite similar al de las autorizaciones de puesta en marcha, debiendo el Titular presentar una solicitud de Permiso de Explotación Provisional y atenerse al tramite administrativo que para dicho permiso establece el citado reglamento, permaneciendo la central durante el período asociado en condiciones de parada segura.

En la evaluación del Programa de Reevaluación de la Seguridad de la C.N. Vandellós I, el CSN tuvo en cuenta los criterios generales de diseño contenidos en el "Código Sobre Seguridad de las Centrales Nucleares: Diseño" del OIEA, revisión de 1989, en el Apéndice A del 10 CFR 50 de los EE.UU. "Criterios Generales de Diseño" con la normativa que lo desarrolla en su revisión mas actualizada y en el documento nº 75 de la serie de seguridad del OIEA, INSAG-3 "Principios Básicos de Seguridad para Centrales Nucleares".

Tras el análisis de los requisitos de seguridad identificados por el CSN en el "Informe Final del Accidente del 19 de Octubre de 1989 en la C.N. Vandellós I. Evaluación de la Seguridad de la Central", por el Titular y por el Ministerio de Industria y Energía se llegó a la conclusión de que las modificaciones correspondientes exigían unas inversiones injustificables bajo el punto de vista del criterio de minimización de costes establecido para el sistema eléctrico español, presentándose por el Titular al Ministerio de Industria y Energía la renuncia al retorno a la operación de la central.

La Orden Ministerial 18822 de 31 de julio de 1990, dejó sin efecto, con carácter definitivo, la condición tercera del anexo a la Orden de 29 de Abril de 1982, referente a la operación a potencia,

por la que se otorgó el Permiso de Explotación Definitivo a dicha central nuclear y fijó las condiciones en las que el explotador deberá mantener la parada segura de la central durante la retirada del combustible del emplazamiento y acometer la fase previa a su desmantelamiento.

A finales de 1990, se realizó un minucioso análisis del incidente del 19 de octubre de 1989 por parte del Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA), que a tal fin envió un Equipo Evaluador de Sucesos Significativos para la Seguridad (ASSET), en cuyo informe se recogen las observaciones y conclusiones de los expertos internacionales con el fin de identificar zonas susceptibles de mejora y divulgar los conocimientos obtenidos para evitar que se repitan sucesos similares en otras centrales.

Dada la situación de la central en el momento de la visita ASSET y las previsiones futuras, según lo indicado en la Orden Ministerial 18822, el grupo evaluador no incluyó en su informe recomendaciones adicionales para el futuro funcionamiento de la central, identificándose las ocurrencias mas significativas durante el incidente, sus causas raíces y una serie de lecciones de carácter general, así como las recomendaciones a la comunidad nuclear que contribuirán a la prevención de incidentes de tipo similar. Estas recomendaciones se relacionan con:

- Prevención de agresiones a los sistemas de seguridad debido a diversos sucesos internos como inundaciones, incendios, productos corrosivos, etc.
- Medidas para garantizar el suministro permanente de aire comprimido a los sistemas de seguridad que lo requieran.
- Separación física entre trenes de sistemas eléctricos que alimentan a los sistemas de seguridad.
- Revisión cuidadosa del diseño de los sistemas de seguridad especialmente en centrales antiguas.
- Adecuado equilibrio entre el estado de desarrollo de los estudios de seguridad y el cronograma para la implantación de las modificaciones que se identifican como necesarias en dichos estudios.

Este informe recibido recientemente en el CSN, ha sido distribuido al objeto de que las lecciones extraídas por el grupo ASSET sean tenidas en cuenta.

4.3.2.– SITUACION ACTUAL

La Orden Ministerial de 31 de julio de 1990, establece la obligación del explotador de revisar la documentación oficial de explotación de la instalación para adecuarla a la nueva situación, y de presentar la documentación adicional siguiente:

- Plan de retirada del combustible fuera del emplazamiento.
- Programa de descargo definitivo de equipos.
- Plan de evacuación de los productos tóxicos y peligrosos existentes en el emplazamiento.
- Plan de tratamiento y acondicionamiento de los residuos radiactivos sólidos generados durante la explotación de la central.

Todos estos documentos requieren la aprobación de la Dirección General de la Energía, previo informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear. También se establecen condiciones en cuanto a los requisitos que debe cumplir la revisión de los documentos de la instalación, los requisitos previos a la evacuación fuera del emplazamiento de la C.N. Vandellós de material procedente del desmontaje de las instalaciones y la obligación del explotador de presentar a la Dirección General de la Energía un plan de personal hasta la retirada del combustible del emplazamiento.

El Titular presentó oficialmente, en el plazo reglamentario, la revisión de la documentación oficial de explotación de la C.N. Vandellós I adecuada a la situación de parada definitiva de la instalación, así como el Plan de Retirada del Combustible del Emplazamiento, el Plan de Evacuación de Productos Tóxicos y Peligrosos Existentes en la Central y el Plan de Tratamiento y Acondicionamiento de los Residuos Radiactivos

Sólidos Generados Durante la Explotación de la Misma.

Dichos documentos han sido evaluados por el CSN y el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo ha emitido la Resolución de fecha 22 de marzo de 1991, mediante la cual se autoriza a Hifrensa a efectuar la descarga del combustible del núcleo de la C.N. Vandellós I.

La descarga del combustible está previsto que se prolongue hasta mediados de 1995. Durante este período de tiempo, Enresa, empresa pública encargada por su Decreto de creación 1522/84 de 4-7-84 de gestionar las actividades derivadas de la Clausura de las Instalaciones Nucleares y Radiactivas, debe estudiar y presentar el Plan de Desmantelamiento y Clausura de la Central, en el que se describan detalladamente todas las actividades involucradas. Dicho plan debe ser aprobado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, previo informe favorable del CSN, antes del inicio de las actividades de desmantelamiento.

Enresa ha presentado a la Dirección General de la Energía un análisis de las alternativas existentes para la clausura de la central contemplándose la posibilidad de ir, en una fase inicial, a tres diferentes niveles de desmantelamiento. Enresa, basándose en consideraciones técnicas y económicas propone desmontar en una fase inicial los sistemas y estructuras con menor carga radiológica y realizar después de un período de espera, mínimo de 20 años, el total desmantelamiento de la central. Durante todo este período se mantendrán los requisitos de control y vigilancia de la instalación necesarios para asegurar la adecuada protección radiológica.

4.3.2.1.– Temas pendientes

Con posterioridad a la emisión de la citada Resolución, los temas de licenciamiento que quedan pendientes son los siguientes:

- En cumplimiento de la Resolución de 22-3-91 y como condición previa a la aprobación del Plan de Gestión de Residuos Radiactivos de Operación, presentación, por el titular, de solicitud oficial de autorización para los sistemas de tratamiento de residuos radiactivos sólidos y el almacenamiento de los mismos, así como de un Programa para la Recuperación, Segregación y Acondicionamiento de los Residuos Radiactivos de Operación Contenidos en los Silos de Grafito.
- Presentación, por el titular, de un Plan de Descargo Definitivo y Desmontaje de los Equipos no Requeridos para Garantizar la Parada Segura de la Instalación.
- Presentación, en su caso, por el titular, de propuestas de evacuación fuera del emplazamiento de material procedente del desmontaje de las instalaciones.
- Realización, por el titular, de las modificaciones sobre los sistemas de tratamiento de efluentes asociados a la aprobación del Manual de Cálculo de Dosis. Rev. 0.
- Presentación, por el titular, de una revisión de las Especificaciones Técnicas de la instalación aplicables durante la fase en que solo exista combustible en las piscinas de enfriamiento.
- Presentación, por el titular, de una revisión de la documentación de la instalación aplicable desde la total evacuación del combustible fuera del emplazamiento hasta la aprobación del Plan de Desmantelamiento de la misma.
- Presentación, por Enresa, del Plan de Desmantelamiento de la Instalación.

Por otra parte, las actividades de inspección y control del CSN de la C.N. Vandellós I, continuarán desarrollándose con regularidad.

4.4.– C.N. ALMARAZ

4.4.1.– ANTECEDENTES

La Central Nuclear de Almaraz consta de dos unidades de 930 MW de potencia eléctrica que entraron en operación en 1981 (Unidad I) y 1983 (Unidad II).

El diseño de ambas unidades es Westinghouse y se ajusta a los criterios generales de diseño, aceptados internacionalmente, establecidos en la normativa del país de origen del proyecto (EE.UU).

Puesto que el diseño de la central era anterior al accidente de la central de la Isla de las Tres Millas (TMI 2) y que a raíz de este surgieron todo un conjunto de requisitos adicionales de seguridad, en el Permiso de Explotación Provisional de la Unidad I se recogió la necesidad de realizar, en plazos predeterminados, algunas modificaciones de diseño y de operación a fin de ajustarse a dichos requisitos. Estas modificaciones posteriormente también se exigieron a la Unidad II y, entre ellas cabe destacar:

- Modificación de la dotación mínima de cada turno de operación, exigiendo un operador con Licencia de Supervisor actuando como Jefe de Turno, un operador con Licencia de Supervisor actuando como Ayudante del Jefe de Turno, un operador con Licencia de Operador y un operador de sistemas no nucleares.
- Ampliación de los programas de formación y entrenamiento del personal, con sesiones especialmente dedicadas a la utilización de los sistemas disponibles para atajar y mitigar las consecuencias de incidentes que ocasionen un daño grave al núcleo.
- Revisión de los procedimientos de operación de emergencia de acuerdo con las guías de actuación específicas desarrolladas por el WOG (Grupo de Propietarios de Centrales tipo PWR de diseño Westinghouse).
- Implantación de un sistema mecanizado para la representación de los parámetros de seguridad de la central a fin de facilitar y apoyar la toma de decisiones durante la operación.
- Incorporación de la instrumentación de vigilancia post-accidente de acuerdo con los criterios contenidos en la normativa del país de origen del proyecto (Guía Reguladora 1.97 de la Comisión Reguladora Nuclear de los EE.UU.).
- Cualificación de las válvulas de alivio y seguridad del presionador.
- Revisión del análisis de accidentes.
- Instalación de un medidor de margen de subenfriamiento del refrigerante del circuito primario.
- Instalación de un sistema de venteo de la vasija del reactor y de un sistema de medida de nivel de vasija.
- Instalación de un sistema de indicación de la posición de las válvulas de seguridad del presionador.
- Revisión del diseño de sala de control teniendo en cuenta el análisis de los factores humanos.

Todas estas modificaciones ya han sido realizadas en la central, aunque hay algunas cuyo proceso de incorporación aún no ha finalizado (véase apartado 2.1).

En cumplimiento de la nueva normativa que se va implantando en el país de origen del proyecto, C.N. Almaraz ha ido realizando diversas modificaciones en la central, algunas de las cuales están aún en fase de ejecución (véase el capítulo 2).

Adicionalmente, diversos temas que se han ido surgiendo como consecuencia de la experiencia operativa de centrales de diseño similar han sido objeto de especial seguimiento en C.N. Almaraz. Cabe destacar en este capítulo la problemática asociada al desgaste de la pared de los tubos de los generadores de vapor modelo D2/D3 de Westinghouse, modelo instalado en las dos unidades de C.N. Almaraz, que se había detectado en la central sueca de Ringhals.

Ante esta problemática, en noviembre de 1981 y tras seis meses de operación de la Unidad-I, se procedió a la parada del reactor para realizar una inspección de los tubos del generador de vapor por medio de corrientes inducidas. Los resultados de la inspección confirmaron que se trataba de un defecto genérico del proyecto de la serie D3 de los generadores de vapor Westinghouse, que consistía en la vibración inducida en los tubos próximos a la placa deflectora en la zona de precalentamiento. La vibración daba lugar al rozamiento de los tubos con las placas soporte (fenómeno denominado

"freeting") lo que daba lugar al adelgazamiento de la pared de dichos tubos.

Tras el estudio de estos problemas y una vez constatado el hecho de que la solución definitiva no estaría disponible en breve plazo, en base a estudios sobre el nivel de potencia a partir del cual el nivel de vibraciones podría considerarse aceptable, C.N. Almaraz solicitó permiso para la operación de la central al 50% de potencia durante 1.500 horas. Este permiso le fue concedido y fue extendido a otros períodos de tiempo hasta que se dispuso de una solución aceptable.

La solución, desarrollada por Westinghouse, consistió en una modificación de diseño que situaba un distribuidor de flujo del agua de alimentación a fin de conseguir una corriente de entrada más uniforme y amortiguar el impacto de ésta en los tubos del generador; se perseguía con ello reducir a un nivel aceptable la vibración de los tubos.

La implantación de esta modificación de diseño en las dos unidades de C.N. Almaraz se realizó en 1983, una vez que se hubieron obtenido resultados satisfactorios en los tests de laboratorio que se desarrollaron al efecto.

Tras la reanudación de la operación al 100% de potencia se desarrolló un programa de vigilancia específico que consistió en la medida de oscilaciones de presión en la entrada del agua de alimentación y en la medida de vibraciones en los tubos. Tras seis meses de operación se procedió a la parada de la central con objeto de realizar una inspección de tubos por medio de corrientes inducidas así como una inspección visual de la modificación.

En esta inspección, y en las que posteriormente se han realizado, no se han vuelto a observar defectos en los tubos de los generadores de vapor como consecuencia de las vibraciones inducidas por el flujo de agua de alimentación.

Otro problema que también ha afectado a los generadores de vapor, que fue detectado en julio de 1988 como consecuencia de una fuga primario-secundario superior a la permitida en especificaciones técnicas, es el de la existencia de grietas en los tubos a la altura de la primera placa soporte (placa distribuidora de flujo). Tras el estudio de este fenómeno se concluyó que tenía su origen en una corrosión intergranular bajo tensiones por el lado secundario debida a la existencia de un ambiente cáustico.

Asimismo en las inspecciones periódicas de los tubos por medio de corrientes inducidas, se ha detectado la aparición de grietas debidas a corrosión intergranular bajo tensión por el lado primario.

Se han tomado diversas medidas para tratar de limitar la aparición de nuevas grietas y el crecimiento de las existentes, entre ellas un control riguroso de las condiciones químicas, limpiezas periódicas de los generadores de vapor, etc... Sin embargo, la aparición de grietas continúa.

Para solucionar este problema se ha procedido a taponar los tubos defectuosos o a repararlos mediante la introducción de manguitos soldados, además de considerarse la sustitución de los generadores de vapor a medio plazo.

Estos problemas de los generadores de vapor han aparecido en numerosos países y se han desarrollado diversos programas de investigación para analizar la evolución de los distintos tipos de grietas y las condiciones en que llega a producirse rotura franca. Como consecuencia de ellos, se ha concluido que determinado tipo de grietas presentan fuga sin que llegue a producirse rotura hasta que la grieta alcanza una longitud crítica. En base a estas conclusiones se ha desarrollado un criterio conocido como "Fuga antes de Rotura", por el que solamente se taponan los tubos cuando las grietas detectadas alcanzan una determinada longitud, y se limita de forma más restrictiva el máximo valor de fuga primario-secundario permitido en operación. Para mejorar la vigilancia de estas fugas se ha instalado en el secundario un sistema basado en monitores de Nitrógeno-16, que proporciona una detección rápida y eficaz.

La aplicación del criterio "Fuga antes de Rotura" ha sido aprobada por el CSN en 1989 y durante el primer semestre de 1991 han quedado instalados y operativos los nuevos detectores de Nitrógeno-16.

Otra importante modificación que ha llevado a cabo C.N. Almaraz ha sido la instalación de un cuarto generador diesel de alimentación eléctrica de emergencia, cuya puesta en marcha se autorizó en 1988 y con lo que cada Unidad cuenta actualmente con dos generadores diesel independientes, suponiendo una notable mejora respecto a la configuración inicial (un generador en cada unidad y un tercero compartido entre ambas).

Conviene destacar que en 1987 se realizó una minuciosa evaluación de la seguridad de C.N. Almaraz por parte del Organismo Internacional de Energía Atómica de Viena (OIEA) que, a tal fin, envió a C.N. Almaraz un Grupo de Evaluación de la Seguridad Operacional (OSART), en cuyo informe se refleja el punto de vista de expertos internacionales de reconocido prestigio sobre la situación de la central.

La evaluación del OSART concluyó que en C.N. Almaraz se daban todas las características necesarias para garantizar una operación segura y fiable de la central, en particular:

- Personal con adecuados conocimientos y dedicación.
- Conciencia de las responsabilidades específicas de la industria nuclear.
- Recursos para permitir mejoras en consonancia con los nuevos requisitos de seguridad.
- Eficaces controles reguladores.

Concluyó asimismo que el funcionamiento de la central era claramente superior al promedio y que el mantenimiento de una cualificación tan elevada requeriría la aceleración o expansión de algunos programas de mejora, como parte del proceso general de mejora de la industria nuclear en todo el mundo.

Las recomendaciones del OSART sobre aspectos mejorables fueron las siguientes:

- Adiestramiento en simulador (con posibilidad de adquisición de un simulador propio).
- Cualificación de algunos mandos en relación a sus cometidos en situaciones de emergencia.
- Implantación de Procedimientos de Operación en Emergencia basados en síntomas.
- Enfoque más sistemático del análisis de causas raíces de accidentes.
- Mayor realismo en ejercicios y simulacros de emergencia, con ejercicios periódicos integrados de amplio alcance.

Posteriormente a este OSART, el CSN ha realizado un detallado seguimiento sobre el cumplimiento por parte de C.N. Almaraz de estas recomendaciones, verificando que han sido adecuadamente satisfechas en su práctica totalidad.

Recientemente, acaba de finalizarse el Análisis Probabilista de Seguridad (APS), que el CSN requirió a C.N. Almaraz en junio de 1986. Este estudio ha analizado las diferentes secuencias de sucesos que podrían conducir a la fusión del núcleo del reactor, incluyendo accidentes de pérdida de refrigerante en sistemas que atraviesan la contención y el riesgo de incendios, como suceso externo.

Los resultados obtenidos en este estudio muestran que el valor final estimado de la frecuencia de daño al núcleo es de 5,9E-5 por año, valor que se encuentra dentro del rango habitual para centrales PWR de la generación de C.N. Almaraz. Estos resultados indican asimismo que los sucesos iniciadores que más contribuyen a una potencial degradación del núcleo del reactor son los accidentes con pérdida de refrigerante (un 31% de la frecuencia total para accidentes con rotura pequeña (1).

Este estudio ha puesto de manifiesto la conveniencia de realizar una serie de modificaciones entre las que cabe destacar:

(1) Se entiende como tal aquella con diámetro equivalente comprendido entre 0,95 y 5,08 cm.

- Dedicación de un nuevo tren de corriente continua para el control del agua de alimentación auxiliar.

- Nuevo sistema autónomo de ventilación para las cabinas del sistema de protección.

- Identificación de cuatro áreas en las que se deben introducir medidas de protección contraincendios adicionales a las requeridas por la normativa aplicable.

- Modificaciones diversas en procedimientos de planta (Pruebas, mantenimiento y operación).

El APS realizado deberá ampliarse en el futuro a fin de incluir el análisis del comportamiento de la contención y otros sucesos externos, según lo ya requerido a otras centrales y siguiendo el Programa Integrado de Realización y Utilización de los APS en España.

4.4.2.– SITUACION ACTUAL

C.N. Almaraz ha venido cumplimiendo, dentro de los plazos establecidos, tanto los requisitos de seguridad que ha impuesto el CSN, como los que resultan de las modificaciones de la normativa del país de origen del proyecto.

No existen pues en C.N. Almaraz temas de seguridad que requieran acción inmediata, sin embargo, como es lógico, sí se realiza un continuo seguimiento de aquellos aspectos que siguen vigentes por su propia naturaleza, como el la problemática asociada a la degradación de tubos de los generadores de vapor.

Puesto que el proceso de incorporación de nuevos requisitos de seguridad es un proceso continuo, siempre hay puntos pendientes en el proceso de implantación o de evaluación por el CSN. Se exponen a continuación aquellos puntos abiertos y pendientes que se estiman más significativos.

4.4.2.1.– Temas pendientes

En C.N. Almaraz queda pendiente la finalización de algunos aspectos de detalle de las modificaciones requeridas en el Permiso de Explotación Provisional como consecuencia del incidente de TMI-2, así como algunas otras modificaciones derivadas de la evaluación de la normativa del país de origen del proyecto. Las más significativas desde el punto de vista de la seguridad son:

- **Instrumentación de vigilancia post-accidente.**

Esta instrumentación se ha ido incorporando en sucesivas recargas y está prevista su finalización en junio de 1992, con la incorporación y cualificación de todas las variables requeridas.

- **Protección contra incendios.**

De acuerdo con la normativa vigente, existen todavía en C.N. Almaraz algunas áreas que requieren la introducción de medidas de protección contraincendios adicionales. El CSN ha requerido a C.N. Almaraz una solución y la presentación del correspondiente programa de actuaciones para estas áreas, que se llevará a cabo durante las próximas recargas.

- **Estudio sísmico.**

C.N. Almaraz realizó una revisión del estudio de caracterización sísmica del emplazamiento en relación con la solicitud del Permiso de Explotación Definitivo. Este estudio ha sido revisado por el Instituto Geográfico Nacional y actualmente está en evaluación por parte del CSN.

4.4.2.2.– Temas abiertos

Los temas más importantes actualmente en estudio o en fase de implantación en C.N. Almaraz son el resultado de problemas surgidos durante la explotación o de requisitos adicionales exigidos por el CSN. Se comentan a continuación los más significativos:

- **Vulnerabilidad de la planta frente accidentes severos.**

Este estudio añade al APS ya realizado el análisis del comportamiento de la contención en accidentes con daño al núcleo y está siendo requerido por el CSN a todas las centrales españolas.

Dentro de este estudio se analizará la necesidad de incorporar nuevas modificaciones de diseño (p. ej.: venteo de contención), y las posibles actuaciones a desarrollar para hacer frente a un accidente con daño al núcleo, utilizando todos los sistemas disponibles en la central (Gestión de accidentes, "Accident Management").

- **Sustitución de generadores de vapor en las dos unidades.**

La experiencia operativa ha mostrado que los actuales generadores de vapor presentan gran número de tubos degradados como consecuencia de diversos fenómenos, ya comentados, que provocan la aparición de grietas o el adelgazamiento de las paredes de los tubos.

Esta situación provoca un debilitamiento de los tubos que, de no corregirse, provocaría su rotura y la subsiguiente fuga primario-secundario. Para evitar tal coyuntura y una vez que la degradación ha alcanzado cierto límite (que depende del tipo de defecto y de su localización), se hace necesario proceder a la reparación, mediante manguitos que se sueldan al interior del tubo, o a su taponamiento.

Una y otra alternativa, suponen una reducción del caudal del circuito primario que circula por el interior de los tubos y, en el caso del taponamiento, se produce además una reducción en la superficie de transmisión de calor primario-secundario.

Estas reducciones tienen una limitación impuesta por los análisis de accidentes y además podrían llegar a hacer necesaria una disminución de la potencia nominal. Por este motivo y ante la realidad de que la degradación de tubos continúa, C.N. Almaraz ha decidido emprender las actividades necesarias para la sustitución de los generadores de vapor.

Esta decisión se justifica además por los siguientes hechos:

- Incidencia significativa de las operaciones de reparación y taponado de tubos en la duración total de las operaciones de recarga.
- Elevadas dosis colectivas en esas operaciones.
- Reducción en los límites impuestos en especificaciones técnicas para la tasa de fugas primario-secundario.
- Baja disponibilidad y pérdida de rendimiento.
- Costos muy elevados.

C.N. Almaraz ya ha iniciado las actividades necesarias para esta sustitución (consultas y suministradores) y tiene previsto realizar la adjudicación del contrato en 1992. Las fechas previstas para la instalación de los nuevos generadores de vapor son 1996 (Unidad I y 1997 (Unidad II). Como es lógico, este proceso quedará sometido a la correspondiente evaluación y licenciamiento por parte del CSN.

El cambio previsto de los generadores de vapor de las centrales nucleares de Almaraz y Ascó, por problemas de corrosión, no es un tema específico de las centrales nucleares españolas. En diversos países como Francia, Estados Unidos o Suecia, ya se han efectuado o se van a efectuar dichos cambios en los próximos años.

La operación de sustitución de los generadores de vapor lleva asociada el efectuar, si es el caso, trabajos de corte y restitución del edificio de contención del reactor, de forma que una vez finalizada dicha sustitución la contención cumpla la función de barrera, de acuerdo a las bases de diseño asociadas.

De la experiencia obtenida en otros paises en las labores de sustitución, un valor medio de parada de la central es del orden de 100 días, obteniéndose valores de carga radiológica entre 5 y 10 Sv.persona.

Los generadores de vapor que van a ser sustituidos en las C.N. Almaraz y Ascó son componentes que en gran parte, una vez efectuados los despieces y las descontaminaciones correspondientes, podrán ser reutilizados como material comercial debido a que parte de los generadores de vapor durante su funcionamiento en una central nuclear pertenecen al sistema secundario de refrigeración, que no pasa por el núcleo del reactor, y su radiactividad en condiciones normales de operación tiene valores bajos.

El resto del equipo de los generadores de vapor que no pueda ser reutilizado como material comercial se almacenará en los emplazamientos de la C.N. Almaraz y de la C.N. Ascó y posteriormente, si fuera necesario, se trasladarían a las instalaciones de almacenamiento de residuos radiactivos sólidos.

- **Instalación de bastidores compactos de almacenamiento de combustible gastado.**

Actualmente los elementos combustibles gastados se almacenan en las piscinas existentes en cada una de las dos unidades, pero la capacidad de estas es limitada y se prevé que la piscina de la Unidad I alcanzará la saturación en abril de 1993 y la de la Unidad II en enero de 1994.

Por ello, y en tanto no se disponga de otro almacenamiento exterior a la central, se ha previsto aumentar la capacidad de almacenamiento; para ello, C.N. Almaraz está procediendo, con el informe favorable del CSN, a la sustitución de los bastidores actuales por otros de almacenamiento compacto, alternativa que ya se ha adoptado en las CC.NN. de Vandellós II, Trillo y Garoña.

Previamente a la realización de las modificaciones ha sido necesario rehacer los estudios de criticidad y los análisis termohidráulico, sísmico y estructural.

La instalación se ha realizado en la Unidad I en julio de 1991 estando pendiente de definir los aspectos relativos al almacenamiento o a la descontaminación de los bastidores viejos.

En la Unidad II se comenzaron las actividades preparatorias en septiembre de 1991, pero hubieron de suspenderse al producirse la perforación del revestimiento de acero de la piscina durante las operaciones de corte de la escalera. Actualmente está en estudio el método de reparación definitivo. La instalación de los nuevos bastidores se realizará tras la finalización del proceso de reparación.

4.5.– C.N. ASCO

4.5.1.– ANTECEDENTES

La central nuclear de Ascó consta de dos unidades de 930 MW de potencia eléctrica que entraron en operación comercial en 1984 (Unidad I) y 1985 (Unidad II).

El diseño de ambas unidades es Westinghouse y se ajusta a los criterios generales de diseño, aceptados internacionalmente, establecidos en la normativa del país de origen del proyecto (EE.UU.).

El diseño de la central se realizó con anterioridad al accidente de la central de la Isla de las Tres Millas (TMI-2), por lo que se exigió que C.N. Ascó llevara a cabo una serie de modificaciones de diseño y de operación a fin de ajustarse a los nuevos requisitos. Entre estas modificaciones cabe destacar:

- Modificación de la organización de la explotación, con la definición de las áreas funcionales y responsabilidades de los diferentes estamentos de esa organización, tanto en operación normal como en situación de emergencia.
- Modificación de la dotación mínima de cada turno de operación, de modo que cada turno comprendiera un Supervisor y un Jefe de Turno, ambos con licencia de supervisor; un operador de reactor, un operador de sistemas no nucleares y un técnico en protección radiológica.
- Ampliación de los programas de formación y entrenamiento del personal, con sesiones especialmente dedicadas a la utilización de los sistemas disponibles para atajar y mitigar las

consecuencias de incidentes que ocasionen un daño grave al núcleo.

- Revisión de los procedimientos de operación de emergencia de acuerdo con las guías de actuación específicas desarrolladas por el WOG (Grupo de Propietarios de Centrales tipo PWR de diseño Westinghouse).

- Implantación de un sistema mecanizado para la representación de los parámetros de seguridad de la central a fin de facilitar y apoyar la toma de decisiones durante la operación.

- Incorporación de la instrumentación de vigilancia post-accidente de acuerdo con los criterios contenidos en la normativa del país de origen del proyecto (Guía Reguladora 1.97 de la Comisión Reguladora Nuclear de los EE.UU.).

- Modificaciones en sistemas, componentes y estructuras a fin de garantizar el acceso y permanencia en aquellas áreas identificadas como esenciales para prevenir o mitigar las consecuencias de un accidente.

Todas estas modificaciones ya hay sido realizada en la central, aunque hay algunas cuyo proceso de incorporación aún no ha finalizado (véase apartado 2.1).

Por otra parte, en cumplimiento de la nueva normativa que se ha implantado en el país de origen del proyecto, en C.N. Ascó se ha llevado a cabo un buen número de acciones y modificaciones de diseño a fin de incorporar estos nuevos requisitos, con los que se persigue mejorar la operabilidad y fiabilidad de los sistemas importantes para la seguridad; algunas de estas modificaciones se encuentran aún en fase de implantación (véase capítulo 2).

Otros temas que han ido surgiendo como consecuencia de la experiencia operativa de centrales de diseño similar han sido objeto de especial seguimiento en C.N. Ascó. Cabe destacar en este sentido la problemática asociada al desgaste de la pared de los tubos de los generadores de vapor.

Esta problemática, común a C.N. Almaraz, tenía su origen, como ya se ha indicado, en un defecto genérico del proyecto de la serie D3 de los generadores de vapor Westinghouse.

Al igual que en C.N. Almaraz, la solución adoptada, consistió en una modificación de diseño a fin de conseguir una distribución de flujo de entrada más uniforme.

El programa de vigilancia e inspección que específicamente se desarrolló tras la implantación de esta modificación de diseño en las dos unidades de C.N. Ascó, ha puesto de manifiesto que esta problemática prácticamente ha desaparecido.

No es este el único problema que ha afectado a los tubos de los generadores de vapor de C.N. Ascó que, en general, han venido presentando reiterados problemas de degradación; así, cabe indicar que:

- En 1986 se comprobó que los tubos estaban afectados por el fenómeno denominado "denting" que consiste en un estrechamiento y deformación de los tubos por comprensión y que tiene su origen en la acumulación de productos de corrosión en el espacio existente entre el tubo y la placa soporte.

  Para controlar la incidencia de este fenómeno ha sido necesario, por una parte, eliminar el cobre de los principales componentes (condensador, separadores de humedad, recalentadores) de este circuito, lo que ha obligado a sustituir materiales en los mismos y, por otra, realizar un control mucho más restrictivo de la química del secundario.

  Actualmente, este tipo de defecto ha sido controlado en los generadores de vapor de las dos Unidades, registrándose tan sólo una lentísima evolución del daño de los tubos por esta causa.

- En 1988, dentro del programa de inspección periódica de los tubos del generador de vapor por medio de corrientes inducidas, se comprobó la existencia de unas fisuras que tenían su origen en una corrosión intergranular bajo tensiones.

Este fenómeno ha hecho necesario, por una parte, intensificar la inspección de los tubos con objeto de detectar de forma eficaz la existencia de estas grietas y, por otra, la instalación de monitores específicos (Nitrógeno- 16) para una detección rápida y precisa de las fugas primario-secundario que pudieran producirse por dicho fenómeno.

La problemática y soluciones adoptadas son similares a las descritas para C.N. Almaraz.

La aplicación del criterio de "Fuga antes de Rotura" a C.N. Ascó ha sido aprobado por el CSN en marzo de 1991. Los nuevos monitores de Nitrógeno- 16 han quedado instalados y operativos en el primer trimestre de 1991.

Por otra parte, la propia experiencia operativa de C.N. Ascó ha condicionado la realización de modificaciones significativas en la organización de la central; así, en 1987 y a raíz de las deficiencias detectadas durante la puesta en marcha de la Unidad II y el inicio de la fase de explotación, el CSN requirió a C.N. Ascó una importante restructuración de su organización de explotación y una reorientación de su organización de mantenimiento, con objeto de subsanar dichas deficiencias.

Durante el diseño y construcción y posteriormente, durante la fase de puesta en marcha y de explotación de C.N. Ascó, ha sido criterio general el de lograr la máxima igualdad posible entre las dos unidades; en consecuencia, hoy en día, las diferencias existentes entre ambas son conceptualmente mínimas.

La principal diferencia entre las dos unidades radica en el levantamiento del terreno de la Unidad II, que tiene su origen en la expansión natural del suelo producida por la excavación y remoción de materiales que se realizó para la construcción de esta Unidad. La descarga del terreno por eliminación del material excavado ha dado lugar a una decompresión de las capas inferiores, provocando una recuperación elástica del macizo y una mayor facilidad para el acceso de agua subterránea. Todo ello ha originado un "hinchamiento" del terreno con incidencia significativa en los edificios y áreas exteriores de la citada Unidad II.

Con objeto de paliar las causas del levantamiento y contrarrestar en lo posible sus efectos, se han acometido una serie de acciones, tendentes a la impermeabilización de los taludes de excavación y de las áreas exteriores de la Unidad y que, asimismo, han supuesto la realización de reformas estructurales en algunos edificios (p. ej.: disposición de una losa de hormigón denso bajo el edificio de control).

Por otra parte, con objeto de realizar el seguimiento de los efectos del levantamiento sobre las estructuras, sistemas y componentes afectados, se ha establecido un riguroso programa de vigilancia, con instrumentación adecuada para la medida de las variables que intervienen en el proceso. En esta línea, se han establecido unos valores límites para una serie de parámetros y elementos estructurales y de tuberías y equipos importantes para la seguridad a fin de garantizar que se dispone de margen suficiente para la toma de acciones ("Límites de precaución") y que la seguridad de la instalación está siempre salvaguardada ("Límites críticos").

Los resultados obtenidos en el desarrollo de dicho programa muestran, además de la fiabilidad de la instrumentación utilizada, que continua el levantamiento del terreno, aunque cada vez de una forma más lenta, incluso por debajo de las previsiones que se desprenden de los estudios de proyección realizados.

4.5.2.– SITUACION ACTUAL

C.N. Ascó ha venido cumpliendo, dentro de los plazos establecidos, tanto los requisitos de seguridad que ha impuesto el CSN, como los que resultan de las modificaciones de la normativa del país de origen del proyecto.

Puede afirmarse pues que no existen en C.N. Ascó temas de seguridad que requieran una acción inmediata, aunque sí se realiza un seguimiento

continuo de aquellos temas que siguen vigentes por su propia naturaleza o por su ineludible evolución; tal es el caso de la problemática asociada a la degradación de los tubos de los generadores de vapor y al levantamiento del terreno de la Unidad II.

Por otra parte, puesto que el proceso de incorporación de nuevos requisitos de seguridad es un proceso continuo, siempre hay puntos pendientes en el proceso de implantación o de evaluación por el CSN. Se exponen a continuación aquellos puntos abiertos y pendientes que se estiman más significativos.

4.5.2.1.– Temas pendientes

En C.N. Ascó queda pendiente la finalización de determinados aspectos de detalle de las modificaciones requeridas en el Permiso de Explotación Provisional, así como algunas otras modificaciones derivadas de la evaluación de la normativa del país de origen del proyecto. Las más significativas desde el punto de vista de la seguridad son:

- **Cualificación ambiental de equipos.**

Aunque este programa ha sido desarrollado en su totalidad, resta el cierre de algunas cuestiones de detalle identificadas tanto por el titular como por el CSN a lo largo de ese desarrollo.

- **Vigilancia post-accidente.**

C.N. Ascó ha llevado a cabo la instalación de la instrumentación post-accidente de acuerdo con los requisitos que al respecto surgieron en la normativa del país de origen a raíz del accidente de TMI-2. Básicamente, solo resta finalizar el proceso de cualificación de los termopares del núcleo (actualmente en curso), y la instalación del sistema de medida del nivel de la vasija del reactor (en fase de adquisición).

- **Sistema de aditivos químicos de la contención.**

Tras el posicionamiento del organismo regulador del país de origen del proyecto respecto a la no conveniencia de disponer de un tanque de sosa en este sistema, C.N. Ascó realizó un estudio previo sobre las acciones a desarrollar para la eliminación de dicho tanque en las dos unidades; actualmente, se ha desechado esta idea y se está considerando la sustitución de la sosa por otro elemento (trifosfato sódico) con el que se pueden satisfacer los requisitos de compatibilidad y de cualificación ambiental de los equipos de seguridad.

4.5.2.2.– Temas abiertos

Los temas más importantes actualmente en estudio o en fase de implantación en C.N. Ascó son resultado de problemas surgidos durante la explotación de la central o de requisitos adicionales exigidos por el CSN. Los más significativos son:

- **Levantamiento del terreno en la Unidad II.**

Se continua con la evaluación de los resultados obtenidos en el desarrollo del programa de seguimiento ya comentado. Ya se han establecido definitivamente por parte de la central los límites de precaución y críticos correspondientes a las estructuras, tuberías y equipos de la Unidad II y se encuentran pendientes de evaluación por parte del CSN.

Por otra parte, C.N. Ascó ya ha presentado ante el CSN el modelo geotécnico, que se requería en el Permiso de Explotación Provisional, para la actualización de las previsiones sobre la evolución del levantamiento.

- **Vulnerabilidad de la planta frente a accidentes severos.**

Este estudio añadirá al APS actualmente en curso, el análisis del comportamiento de la contención en accidentes con daño al núcleo.

Dentro de este estudio se analizará la necesidad de incorporar nuevas modificaciones de diseño y las posibles actuaciones a desarrollar para hacer frente a un accidente con daño al núcleo, utilizando todos los sistemas disponibles en la central.

– **Sustitución de los generadores de vapor.**

La experiencia operativa ha mostrado que los actuales generadores de vapor presentan gran número de tubos degradados como consecuencia de diversos fenómenos, ya comentados, que provocan la aparición de grietas o el adelgazamiento de las paredes de los tubos.

Ante esta situación, similar a la que se comentó en detalle en el caso de C.N. Almaraz, ante la realidad de que la degradación de tubos continúa y ante las implicaciones que, tanto desde el punto de vista de la seguridad como desde el punto de vista económico, esta situación plantea en la práctica, C.N. Ascó ha decidido emprender las actividades necesarias para la sustitución de los generadores de vapor.

Los plazos previstos para la instalación de los nuevos generadores de vapor son 1995 (Unidad I) y 1996 (Unidad II) y, como es lógico, este proceso quedará sometido al licenciamiento por parte del CSN.

– **Instalación de bastidores compactos de almacenamiento de combustible gastado.**

Actualmente los elementos combustibles gastados se almacenan en las piscinas existentes en cada una de las dos unidades, pero puesto que la capacidad de éstas es limitada y su saturación se prevé próxima,se hace preciso que C.N. Ascó incremente su capacidad de almacenamiento.

Para ello, C.N. Ascó tiene previsto la sustitución de los bastidores actuales por otros de almacenamiento compacto, alternativa que ya se ha adoptado en otras centrales españolas. C.N. Ascó ya ha presentado el estudio final del diseño de los nuevos bastidores de almacenamiento y se prevé que la implantación de los nuevos bastidores de la central se desarrolle a lo largo de 1992.

– **Pérdida total de energía eléctrica de corriente alterna ("Station Blackout").**

De acuerdo con la normativa de pérdida total de energía eléctrica de corriente alterna, C.N. Ascó ha propuesto la instalación de un nuevo Generador Diesel con capacidad para alimentar los equipos necesarios para mantener la parada segura de la central.

– **Análisis probabilista de seguridad (APS).**

Dentro del programa integrado de APS en nuestro país, el CSN requirió a C.N. Ascó la realización de un estudio de estas características. Este estudio se inició en 1989 y está prevista su finalización en 1992.

4.6.– C.N. COFRENTES

4.6.1.– ANTECEDENTES

La Central Nuclear de Cofrentes se diseñó durante los años setenta y entró en operación comercial en 1985. Es una central con reactor de agua en ebullición, de la serie BWR-6, diseñada por General Electric (GE), que se ajusta a los criterios generales de diseño del país de origen del proyecto (EE.UU.).

Como hechos destacables del proceso de licenciamiento cabe resaltar el cambio de la cota de construcción de los edificios principales, pasando de la cota propuesta por el titular antes de la concesión de la Autorización de construcción (341,5 m) a la cota 372,0 m en que finalmente se construyeron los edificios. Durante la construcción se rellenó el anillo entre la contención metálica y la de hormigón hasta la altura de la piscina de relajación para absorber las cargas dinámicas inducidas sobre la piscina de relajación a consecuencia de la descarga de vapor en caso de accidente con pérdida de refrigerante o por apertura de válvulas de alivio/seguridad. Este requisito no estaba previsto en el diseño inicial de la central y fue consecuencia de una condición del Permiso de Construcción, en la que se establecía que en el proyecto de la contención y estructuras situadas sobre la piscina de relajación de presión se debían introducir los cambios que se consideraran necesarios como consecuencia de las pruebas que General Electric estaba llevando a cabo durante el

período en que se estaba construyendo C.N. Cofrentes.

Además, antes de la puesta en marcha se incorporaron una serie de modificaciones derivadas del accidente de TMI-2 y otras quedaron pendientes de estudios adicionales, habiéndose incorporado en sucesivas recargas.

En noviembre de 1986 se autorizó a C.N. Cofrentes la utilización de la técnica de "Reducción final de la temperatura del agua de alimentación" para alargamiento del ciclo.

Durante el 3er ciclo de operación se realizó la evaluación de la solicitud de Hidroeléctrica Española (HE) de aumento de potencia de C.N. Cofrentes al 102% de la nominal con extensión del mapa de operación y fue autorizada junto con la 3ª prórroga del Permiso de Explotación Provisional (PEP).

Desde la entrada en explotación comercial hasta la fecha, C.N. Cofrentes ha ido adoptando las modificaciones de diseño o de procedimiento surgidas como consecuencia de nueva normativa en el país de origen del proyecto o lecciones aprendidas de accidentes en centrales nucleares en el mundo. Entre las modificaciones que se han incorporado a la central, las mas significativas son las siguientes:

- **Modificación de la lógica del Sistema de Despresurización Automática (ADS).**

Esta modificación de diseño se llevó a cabo en el año 1986, como respuesta al compromiso adoptado por HE, durante el proceso de licenciamiento de C.N. Cofrentes, de incorporar las modificaciones derivadas del accidente de TMI-2.

- **Modificación de la lógica de alta presión en el pozo seco.**

La modificación tiene como fin permitir la utilización de enfriadores del pozo seco en ciertas condiciones en que son necesarios sin que sea imprescindible su aislamiento.

- **Sistema de mitigación de transitorios previstos sin actuación del sistema de parada automática no programada del reactor (ATWS).**

La normativa para proteger el reactor frente al ATWS, aparecida en EE.UU. en 1984 requiere que cada reactor BWR disponga de un Sistema Alternativo de inserción de barras de control -ARI (alternativo al sistema normal de disparo del reactor RPS) y un sistema de disparo automático de las bombas de recirculación (RPT), en condiciones indicativas de un ATWS.

Adicionalmente cada reactor BWR debe tener un sistema de control líquido de reserva (SLCS) con una capacidad mínima de caudal y contenido en boro equivalente en capacidad de control a 86 galones por minuto de una solución del 13% en peso de pentaborato sódico.

Los sistemas ARI-RPT fueron instalados durante la 3ª recarga de combustible y estuvieron operables desde el inicio del 4º ciclo de operación. No obstante, durante el proceso de evaluación del diseño previsto por C.N. Cofrentes, se detectaron algunas deficiencias en el cumplimiento de los criterios de redundancia y fallo único, por lo que se requirió a HE que antes del inicio del ciclo 5º de operación revisara el sistema para cumplir los mismos requisitos de diseño y operación de los sistemas equivalentes de la central de referencia, lo cual fue cumplido por C.N. Cofrentes.

En lo referente a la capacidad del sistema de control líquido de reserva (SLCI), se requirió a C.N. Cofrentes en marzo de 1988 que demostrara el cumplimiento con la normativa. Durante la 3ª parada de recarga se realizaron determinadas pruebas y se justificó documentalmente que el sistema cumplía con lo requerido. Como consecuencia de la evaluación realizada por el CSN del resultado de las pruebas y de las justificaciones documentales aportadas por HE se requirió a C.N. Cofrentes realizar pruebas adicionales durante la 4ª recarga de combustible. En febrero de 1989 se realizaron las pruebas requeridas por el CSN resultando inicialmente insatisfactorias debido a una excesiva caída de presión en las válvulas

instaladas en la descarga de las bombas, por lo que debieron ser sustituidas por otras de menor caída. Las pruebas se repitieron en marzo de 1989 con resultados satisfactorios.

- **Instalación de un sistema de quemadores de hidrógeno en la contención.**

En normativa derivada de los análisis post-TMI, se exige a los reactores con contención Mark III, como es el caso de C.N. Cofrentes, disponer de sistemas capaces de hacer frente, sin que falle la contención, a reacciones metal-agua del 75% de la vaina que rodea a la parte activa de los elementos combustibles. Esta reacción daría lugar en la contención a unas concentraciones de H2 para las cuales no son suficientes los sistemas de purga y los recombinadores de que disponía en esos momentos.

Durante la 4ª parada de recarga (marzo 1989) se instaló y quedó operativo un sistema de quemadores de H_2 en la contención primaria. La instalación de quemadores en el pozo seco ha quedado finalmente aplazada hasta obtener resultados del APS nivel II, (que está previsto realizar en C.N. Cofrentes) sobre progresión de accidentes con daño al núcleo, que pudieran justificar la necesidad de los mismos. Actualmente, los estudios realizados ponen de manifiesto que en caso de accidentes sin pérdida de geometría del núcleo, los quemadores del pozo seco no son necesarios.

- **Procedimientos de Operación en Emergencias (POE's).**

Como consecuencia del accidente de TMI-2, se puso de manifiesto la necesidad de elaborar procedimientos de emergencia incluyendo situaciones diferentes a las analizadas en el Estudio Final de Seguridad, que consideraran fallos múltiples y errores del operador, y estuvieran basados en síntomas del accidente en vez de en la identificación de los sucesos iniciadores del mismo.

La C.N. Cofrentes dispone de POE's según los criterios post-TMI desde el inicio de su operación. El desarrollo de los mismos se ha basado en guías (Guías de Procedimientos de Emergencia, "Emergency Procedure Guidelines", EPG) elaboradas por el Grupo de propietarios de reactores tipo BWR de EE.UU., aprobadas por la NRC. Hasta el momento actual, el Grupo de propietarios ha realizado cuatro revisiones de las EPG, que han sido aprobadas por la NRC. La C.N. Cofrentes ha adaptado sus POE's a la última revisión (rev. 4) de las EPG's.

Conviene destacar que en 1990 se realizó una minuciosa evaluación de las condiciones de seguridad operacional de C.N. Cofrentes por parte del Organismo Internacional de la Energía Atómica de Viena (OIEA) que, a tal fin, envió a C.N. Cofrentes un Grupo de Evaluación de la Seguridad Operacional (OSART) en cuyo informe se refleja el punto de vista de expertos internacionales de reconocido prestigio sobre la situación de la central.

La evaluación de este OSART concluyó que en C.N. Cofrentes se daban todas las características necesarias para garantizar una operación segura y fiable de la central, en particular:

- Personal con elevados conocimientos, bien entrenado y dedicado.
- Conciencia de las responsabilidades específicas de la industria nuclear.
- Recursos, programas y procedimientos suficientes para mantener un buen comportamiento en el futuro.
- Eficaces controles reguladores.

Concluyó asimismo que el funcionamiento de la central era claramente superior al promedio internacional y que el mantenimiento de una cualificación tan elevada requeriría la aceleración o expansión de algunos programas de mejora, como parte del proceso general de mejora de la industria nuclear en todo el mundo.

Las recomendaciones más significativas sobre aspectos mejorables se referían a:

- Revisión y aprobación de todos los procedimientos relacionados con la seguridad por el Comité de Seguridad de la Central.
- Mejora del etiquetado de equipos.
- Mejora en la evaluación de las causas raíces de los sucesos relacionados con fallos humanos.
- Reducción de acciones inmediatas a memorizar por los operadores durante situaciones anormales y apoyo a las labores de supervisión del jefe de turno durante situaciones de emergencia.
- Mayor realismo en simulacros y ejercicios de emergencia exteriores.

El informe OSART destaca también una serie de "buenas prácticas" de la central que indican actividades marcadamente superiores a la media internacional.

Posteriormente a este OSART, el CSN ha realizado un detallado seguimiento sobre el cumplimiento por parte de C.N. Cofrentes de estas recomendaciones, verificando que la mayor parte de ellas ya han sido adecuadamente satisfechas. Además, siguiendo una practica reciente de la OIEA, se ha realizado, durante el año 1991 un seguimiento por parte de algunos expertos del grupo OSART para comprobar las acciones emprendidas por la central y los organismos de la administración como respuesta a las recomendaciones efectuadas. La conclusión de este grupo de seguimiento ha sido que se ha conseguido un progreso excelente en la implantación de las propuestas de mejora, siendo en algunos casos la solución adoptada superior a la sugerida.

4.6.2– SITUACION ACTUAL

La C.N. Cofrentes se encuentra actualmente en el 7º ciclo de operación. Las condiciones asociadas al Permiso de Explotación Provisional de 1984 y sus prórrogas han sido cumplidas por el Titular; no obstante la evaluación de algunos de los estudios presentados al CSN en respuesta a determinadas condiciones no ha terminado aún o se han requerido al Titular estudios adicionales. Los análisis preliminares de estos estudios permiten, en cualquier caso, asegurar que no se prevé que surjan problemas importantes relacionados con la seguridad de la central.

4.6.2.1.– Temas pendientes

No se considera que exista en C.N. Cofrentes ningún tema pendiente digno de mención.

4.6.2.2.– Temas abiertos

Dentro de este apartado se pueden señalar como temas más significativos:

- **Instalación de un venteo dedicado en la contención.**

En los años 1985/86 la NRC publicó varios estudios sobre protección de la contención frente a accidentes severos y por otra parte algunos países europeos como es el caso de Suecia, Francia y República Federal de Alemania iniciaron diversas etapas para el licenciamiento e implantación de un sistema de venteo de la contención.

En diciembre de 1986 el CSN requirió a C.N. Cofrentes la elaboración y presentación de un programa de estudio y ejecución de medidas encaminadas a prevenir o mitigar el fallo de la contención ante potenciales accidentes mas allá de la base de diseño.

Como parte de estas medidas en junio de 1989 C.N. Cofrentes envió al CSN su propuesta de instalación de un venteo dedicado de la contención. Tras la evaluación realizada por el CSN se ha considerado aceptable la propuesta, así como el programa de instalación que supone que el sistema deberá quedar operable antes del arranque posterior a la 7ª parada de recarga, prevista para el mes de marzo de 1993.

En EE.UU. la instalación de sistemas de venteo en las centrales con contención Mark III ha sido condicionada a los resultados de los análisis

probabilísticos (IPE's) específicos de cada central y el primer IPE se prevé finalice en 1993.

- **Análisis Probabilístico de Seguridad (APS) nivel I.**

El Plan de Proyecto definitivo para la realización de un APS en C.N. Cofrentes fue presentado al CSN en noviembre de 1988, el cual fue aprobado por el CSN en enero de 1989. Los estudios del APS han sido realizados durante el año 1989 y parte de 1990. En la actualidad está pendiente de finalizar la evaluación del CSN.

- **Motores de la instrumentación intranuclear.**

La normativa establece unos determinados requisitos a la instrumentación intranuclear que no es cumplida en toda su extensión por los motores utilizados para su inserción y extracción en el núcleo ni en Cofrentes ni en varias centrales norteamericanas. El grupo de propietarios de centrales BWR americano ha realizado diversas propuestas a la NRC pero hasta el momento no se ha tomado una decisión definitiva. La C.N. Cofrentes se ha comprometido a adoptar la misma solución que la NRC apruebe para las centrales americanas.

- **Quemadores de hidrógeno del pozo seco.**

Según se indica en el apartado de temas específicos, la instalación de un sistema de quemadores en el pozo seco está aplazada hasta obtener resultados del APS nivel II, sobre progresión de accidentes con daño al núcleo.

4.7.– C.N. VANDELLOS II

4.7.1.– ANTECEDENTES

La C.N. Vandellós II pertenece a la tercera generación de centrales nucleares españolas; consta de un reactor de agua a presión tipo Westinghouse con un sistema de refrigeración compuesto por tres lazos.

Su diseño básico se inicio en el año 1976, época en la cual se empezaban a obtener experiencias operativas de centrales de tamaño semejante lo cual produjo que se fueran introduciendo mejoras en el diseño como, entre otras, el caso del cambio del modelo de generadores de vapor. La autorización previa para la C.N. Vandellós II se concedió el 22 de febrero de 1976.

Como consecuencia de los estudios geotécnicos del emplazamiento surgieron una serie de recomendaciones entre las que cabe destacar la cimentación mediante el sistema de losas de todas las estructuras importantes apoyadas en terreno natural o la realización de rellenos de hormigón pobre, en sustitución de las capas de limos, optándose por la primera solución.

La central de referencia para la Central Nuclear de Vandellós II, es la Central Nuclear de Ascó II que recibió el permiso de construcción en el año 1975, y que fue oficialmente aceptada por la Administración como Central de Referencia de Vandellós II, siendo pues, la primera con central española de referencia.

La autorización de construcción para la C.N. Vandellós fue concedida en el año 1980 y, entre otras condiciones, contenía la aplicación de la normativa generada tras el incidente de TMI-2, así como la obligación de evaluar la aplicabilidad al proyecto de la nueva normativa que fuera apareciendo, y la introducción de las mejoras tecnológicas que fueran adoptándose en plantas de diseño similar.

Del análisis efectuado se dedujo la necesidad de tener que realizar algunos cambios en el diseño de la central, así como considerar algunos requisitos adicionales, tanto con respecto a los procedimientos de operación como con respecto al entrenamiento del personal, pudiéndose destacar:

- Modificaciones en los turnos de operación y en el entrenamiento de dicho personal. Se modificó la dotación mínima del turno, exigiendo un operador con Licencia de Supervisor actuando como Jefe de Turno, un operador con Licencia de Supervisor actuando como Ayudante del Jefe

de Turno, un operador con Licencia de Operador y un operador de sistemas no nucleares.

- Incorporación de un sistema de venteo y de medida del nivel de agua en la vasija.
- Incorporación de instrumentación post-accidente para atajar o mitigar las consecuencias de un incidente que ocasione daño al núcleo.
- Mejoras en el sistema de toma de muestras.
- Mejoras en el blindaje de zonas donde se localicen equipos, componentes o centros de control que sean necesarios para una parada segura.
- Incorporación de medida del margen de subenfriamiento del refrigerante del reactor.
- Instalación de un sistema de ayuda a la operación de la central (SPDS).

La evolución del proyecto de C.N. Vandellós II que incorpora todos aquellos requisitos de seguridad establecidos previamente como un conjunto de criterios sistemáticos y de general aceptación, así como la evolución tecnológica y la aplicación de experiencias provenientes de otros proyectos en fases posteriores, puede ser resumida de forma muy general y esquemática en una mejora del diseño, mejoras en el área de materiales (Generadores de vapor, condensadores, etc.) y mejoras en los procesos informáticos.

Como culminación de dicho proceso C.N. Vandellós II solicitó la autorización de puesta en marcha y en apoyo de la misma remitió al Consejo de Seguridad Nuclear el Informe Final de Seguridad de la Central, adaptado a la Guía Reguladora 1.70 rev. 3 de la NRC, que recoge los criterios con que se ha diseñado y construido la central.

La autorización de puesta en marcha fue concedida a C.N. Vandellós II en agosto de 1987. Con objeto de proceder a dictaminar la Autorización para la explotación de la central, el CSN llevó a cabo un extenso programa de evaluación e inspección de la central.

En conjunto, se realizaron un total de 147 inspecciones por parte del CSN a la central o a la ingeniería, y la evaluación del Informe Final de Seguridad generó un total de 1.118 preguntas contestadas por la C.N. Vandellós II. Entre las modificaciones más significativas derivadas de este proceso pueden citarse mejoras relativas a la protección contra incendios, la instalación de un sistema colector de vertidos de aceite de las Bombas del Refrigerante del Reactor y el sellado de paneles y cabinas eléctricas.

Desde la concesión del Permiso de Explotación Provisional hasta el año 1991, se ha realizado por parte del CSN un seguimiento detallado de la explotación de la central obteniéndose una gran fiabilidad en el comportamiento de la misma, fruto de la experiencia adquirida en estos años de explotación.

Aún así la explotación no ha estado exenta de incidencias de entre las cuales cabe destacar que en el año 1988 se produjeron una serie de incendios en los transformadores principales de la central que, tras los análisis correspondientes, demostraron un error en el diseño de los mismos por parte del fabricante, el cual fue corregido sin que dichos fallos hayan vuelto a producirse. Dichos incidentes en ningún momento supusieron una pérdida de la seguridad de la central ya que dichos equipos no son de seguridad.

4.7.2.– SITUACION ACTUAL

Tras la concesión del Permiso de Explotación Provisional puede decirse que la C.N. Vandellós II incorpora en su explotación, las líneas mas avanzadas del diseño y de los criterios de seguridad, ajustándose al cumplimiento de la normativa existente, actualmente, en los países mas avanzados.

La incorporación de nuevos requisitos de seguridad al diseño del proyecto, al objeto de mantenerlo en el nivel más alto posible en materia de Seguridad Nuclear, es un proceso continuo debido a la obligatoriedad que tiene la central de analizar tanto la experiencia propia y ajena, como

de realizar un seguimiento de la nueva normativa que se genere en el país de origen del proyecto.

4.7.2.1.– Temas pendientes

Los temas pendientes corresponden en su mayoría a temas de detalle provenientes de las condiciones e Instrucciones Complementarias requeridas por el CSN en la concesión del Permiso de Explotación Provisional. Además, existen otros de mayor significación como:

- El cambio de barras antivibratorias de los generadores de vapor al haberse detectado una pérdida de espesor en cierto número limitado de tubos (hasta la 2ª recarga, 84 de 15.878 tubos), en su roce con las barras antivibratorias. Dicho cambio de barras antivibratorias se producirá en la 4ª recarga (abril-92).

  De esta forma se evita que en el futuro se tenga que producir un taponamiento de tubos de los generadores de vapor debido a un efecto conocido y factible de solucionar.

4.7.2.2.– Temas abiertos

El condicionado del Permiso de Explotación Provisional, concedido en agosto de 1987 y su prórroga, exige a la C.N. Vandellós II, entre otras condiciones, analizar todos aquellos cambios que se produzcan en los requisitos de licenciamiento en el país de origen del proyecto, así como realizar un análisis de la experiencia operativa tanto propia como ajena, al objeto de mantener la central dentro de la evolución mas estricta en materia de seguridad.

Dicho seguimiento se plasma semestralmente en informes al Consejo de Seguridad Nuclear, el cual mantiene un control sobre su cumplimiento, por lo cual la central siempre está en continua evolución al objeto de adaptarse a cualquier nueva circunstancia. Como consecuencia de dicho proceso puede destacarse:

- El **Análisis Probabilístico de Seguridad (APS)** requerido por el CSN a finales de 1990, y cuyo plan de proyecto fue aprobado por el CSN en julio de 1991.

  El APS de C.N. Vandellós II pretende:

  - Una apreciación global del comportamiento de la planta frente a accidentes severos.
  - Comprender las secuencias más probables de accidentes severos.
  - Obtener una mayor comprensión cuantitativa de la probabilidad total de daño al núcleo y emisiones radiactivas.
  - Reducir, si fuese el caso, la probabilidad de daño al núcleo y emisiones radiactivas mediante la introducción de las modificaciones que fueran necesarias.

- **Pérdida total de energía eléctrica de corriente alterna (Station Blackout).**

  De acuerdo a la normativa sobre el pérdida total de energía eléctrica de corriente alterna en Centrales Nucleares, la C.N. Vandellós II ha propuesto como solución dedicar una fuente alternativa de corriente alterna (Generador Diesel esencial) con capacidad para alimentar los equipos de parada segura.

- **Vulnerabilidad de la planta frente a accidentes severos.**

  Este estudio se realizará dentro del APS y pretende analizar el comportamiento de la contención en accidentes con daño al núcleo. Asímismo, se seguirán los requisitos genéricos que puedan aparecer sobre este tema y se analizará su aplicabilidad a C.N. Vandellós II.

- **Formación y Cualificación del personal sin licencia.**

  La revisión de este tema por parte del CSN se ha iniciado recientemente, siendo C.N. Vandellós II la primera central en la que se aborda con cierto grado de detalle. Como consecuencia de ello se ha creado un grupo de trabajo, con participación de otras centrales, al objeto de preparar un borrador de guía que recoja los criterios mínimos a los que

deben de someterse los planes de formación y cualificación del personal sin licencia y que sean homogéneos para todas las centrales nucleares españolas. Independientemente de ello C.N. Vandellós II esta desarrollando, de acuerdo a la normativa del país de origen del proyecto, los criterios mínimos de formación y cualificación así como el calendario de su puesta en práctica, esperándose que ésta, en su fase inicial, comience a finales de 1992.

4.8.– C.N. TRILLO

4.8.1.– ANTECEDENTES

El proyecto y construcción de la central nuclear de Trillo I dio comienzo en la segunda mitad de la década de los setenta iniciándose la operación comercial de la central en el año 1988. El país de origen del proyecto es la República Federal de Alemania (RFA), y el suministrador del sistema nuclear de Generación de Vapor fue la empresa de ese país Kraftwerk Union Aktiengesellschaft (KWU).

Cuando comenzó la construcción de la central, los criterios básicos sobre Seguridad Nuclear y Protección Radiológica en Alemania ya se encontraban desarrollados. También se habían publicado la gran mayoría de las normas técnicas de desarrollo de los criterios básicos, aunque continuaron apareciendo algunas nuevas normas con posterioridad.

Durante el proyecto y construcción de la C.N. Trillo se incorporaron al diseño diversas modificaciones, requeridas por las autoridades alemanas a las centrales de ese país que se adoptaron como referencia para Trillo. Estos requisitos se derivaron principalmente de la aparición de una nueva edición de las Guías de Seguridad de la Comisión para la Seguridad de los Reactores (RSK) en 1979, de las conclusiones obtenidas en la evaluación de las implicaciones del accidente de TMI sobre las centrales alemanas, y de las evaluaciones de las organizaciones de expertos (TÜV) que asesoran a las autoridades de licenciamiento alemanas sobre diversos aspectos de las centrales de ese país.

Entre las modificaciones derivadas de la revisión de las Guías RSK cabe destacar la implantación de los sistemas de detección de fugas del primario, detección de vibraciones y partes sueltas del primario, instrumentación post-accidente y tercer lazo de refrigeración de la piscina de combustible irradiado. También se introdujo el concepto de Seguridad Básica para disminuir la probabilidad de fallo de componentes mecánicos.

Tras el análisis por las autoridades alemanas del accidente de TMI-2, se incorporó al diseño de las centrales el sistema de control de hidrógeno de la contención, de medida de nivel en la vasija a presión del reactor, de medida del subenfriamiento en los lazos del sistema de refrigeración del reactor y venteo de la vasija a presión del reactor. También se introdujeron cambios en sistemas ya existentes y en las instrucciones de operación en caso de accidente.

Al comienzo de la construcción de la central se requirió al titular que obtuviera la aprobación por la Dirección General de la Energía de una serie de componentes y sistemas específicos de la central antes de su fabricación, construcción o montaje. Entre estos sistemas se encontraba el Sistema de Limitaciones, característico de las centrales alemanas, que introduce una protección previa a la actuación de los sistemas de seguridad.

En el proceso de Licenciamiento de Trillo se requirió la presentación de los Estudios Preliminar y Final de Seguridad y del resto de documentos de licencia previstos en el Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas. En algunos casos la elaboración de estos documentos presentó dificultades por ser la primera vez que se desarrollaban para una central alemana y porque representan una forma de actuación diferente a la seguida en aquel país. Además, las diferencias en el diseño de C.N. Trillo con respecto a las otras centrales españolas hacía difícil en algún caso la adopción de los estándares para estos documentos.

Como regla general para el diseño, construcción, pruebas y operación de la C.N. Trillo se siguieron las normas aplicables en Alemania; no obstante en relación con algunos aspectos del proyecto las autoridades españolas requirieron a C.N. Trillo la adopción de criterios y normativa diferente a las habitualmente seguidas en ese país. Entre estos aspectos cabe citar la elaboración de un Manual de Inspección en Servicio o el diseño de los sistemas de protección contra incendios siguiendo la correspondiente normativa norteamericana, ya que el CSN la ha adoptado como práctica reguladora propia.

Las evaluaciones realizadas por el CSN durante el proceso de licenciamiento de la central, dieron lugar a la incorporación de algunas modificaciones en la central relativas principalmente a los sistemas de ventilación y aire acondicionado y de protección contra incendios. También se requirió la revisión de los análisis de algunos accidentes considerando la meteorología real del emplazamiento o introduciendo hipótesis previamente no contempladas.

En el aspecto documental se realizó una extensa revisión de las Especificaciones de Funcionamiento con la inclusión de nuevos sistemas. La documentación de diseño de componentes mecánicos del sistema primario se requirió que fuese sometida a la aprobación del TÜV, en algunos casos en que se había omitido este trámite, normalmente seguido en el proceso de licencia en Alemania.

En relación con la cualificación ambiental de los equipos de la central, el CSN requirió a C.N. Trillo la revisión de toda la documentación siguiendo la normativa aplicable en EE.UU.

También se requirió la revisión de toda la documentación de cualificación sísmica de equipos mecánicos, eléctricos e instrumentación y control.

Respecto a Inspección en Servicio se requirió la preparación de un programa para algunos elementos internos de la vasija a presión del reactor y para las vainas de combustible, habitualmente realizados en Alemania y no recogidos en la normativa de EE.UU.

4.8.2.– SITUACION ACTUAL

La C. N. de Trillo incorpora, ya desde su puesta en marcha, el diseño y las medidas de seguridad de las centrales más modernas, aunque posteriormente se han introducido aún nuevas mejoras para las últimas centrales diseñadas en Alemania.

Con posterioridad a la puesta en marcha de la central se han incorporado algunas modificaciones de detalle resultantes de la experiencia de operación de otras centrales o de la propia central de Trillo. Tal es el caso de las modificaciones en las válvulas de alivio del presionador y la modificación de las toberas de los medidores de nivel del presionador.

En el aspecto organizativo se ha realizado una revisión del Reglamento de Funcionamiento en la que se han reflejado cambios importantes en la organización de la empresa titular, especialmente en el emplazamiento.

En el momento presente no se considera que existan en la C.N. Trillo temas de seguridad que requieran una acción inmediata. Los que están pendientes son los trabajos que requieren un plazo dilatado de tiempo para su ejecución. Los temas abiertos se refieren, en la mayoría de los casos, a aquellos que están aún en discusión en la comunidad internacional o en el país de origen del proyecto. En ambos casos son objeto de un seguimiento continuo por parte del titular y del CSN.

4.8.2.1.– Temas pendientes

Como temas pendientes de cierre derivados del proceso de licenciamiento de la central cabe mencionar:

- Finalización del programa de cualificación ambiental y control unificado de toda la documentación relativa al mismo.

- Finalización de la revisión de la documentación de cualificación sísmica de equipos mecánicos, eléctricos y de instrumentación y control.
- Seguimiento de los asentamientos de los edificios de la central.
- Caracterización de acuíferos mediante la red de control de aguas subterráneas.

Junto con el Permiso de Explotación Provisional el CSN impuso a C.N. Trillo 159 Instrucciones Complementarias sobre cuestiones técnicas de detalle surgidas en el desarrollo de la evaluación. Una parte de estas continúan pendientes de cierre definitivo, en muchos casos por no estar concluida la evaluación por el CSN de las respuestas dadas por el titular.

En general los temas pendientes son debidos al corto espacio de tiempo transcurrido desde la puesta en marcha de la instalación y no encierran aspectos de especial relevancia para la seguridad.

4.8.2.2.– Temas abiertos

Después de la puesta en marcha, el titular de la central nuclear de Trillo, a requerimiento del CSN a través del condicionado del PEP, ha realizado con una periodicidad semestral una recopilación y análisis de aplicabilidad de la nueva normativa surgida en Alemania y de los requisitos impuestos, por las autoridades y organizaciones de expertos alemanes (TÜV), a las centrales de aquel país. Este seguimiento se ha centrado en gran medida sobre las acciones de cuatro centrales alemanas que, por su época de diseño, construcción y puesta en marcha presentan mayores analogías con la C.N. Trillo. Asimismo se ha realizado el seguimiento de una serie de temas que han venido siendo objeto de investigación o discusión por las autoridades alemanas y por las organizaciones asesoras de las mismas.

El seguimiento y evaluación de la operación de la central por parte del CSN y el propio titular, así como las iniciativas del CSN para conseguir una cierta homogeneidad entre todas las centrales españolas en operación, ha dado también lugar a la aparición de nuevos temas objeto de estudio.

De todo este proceso es posible extraer una serie de aspectos que por su importancia se encuentran en estudio por parte del titular o del propio CSN y que en el futuro pueden dar lugar a acciones en la propia central.

Aunque varios de estos temas se tratan monográficamente en otros apartados del informe, a continuación se expone brevemente la situación de los mismos:

- **Análisis Probabilista de Seguridad (APS).**

En fecha reciente el CSN ha requerido a C.N. Trillo la realización de un análisis Probabilista de Seguridad. En el momento presente se ha elaborado en Alemania una Guía para realización del APS y una base de datos para aplicar en el mismo. Las características del APS a realizar en C.N. Trillo son análogas a las de los últimos requeridos por el CSN a otras centrales españolas, con las modificaciones previstas en el Programa Integrado de Realización y Utilización de los APS en España.

Dentro del mismo se analizarán, entre otros aspectos, la necesidad de instalar quemadores de H2 en la contención, los venteos de la contención, y otras medidas para hacer frente a accidentes con daño al núcleo, como las operaciones de inyección y extracción tanto del primario como del secundario.

- **Especificaciones de Funcionamiento.**

Tras la experiencia adquirida en la operación de la central con la redacción vigente de las Especificaciones de Funcionamiento se está realizando una optimización de las mismas y de su aplicación a Trillo.

- **Procedimientos de Operación en Emergencia.**

La operación de la central se realiza actualmente siguiendo las directrices del Manual de Operación, redactado de forma análoga al de las centrales

alemanas. En este Manual de Operación se incluyen Instrucciones de Operación de Emergencia que en parte están basadas en síntomas. Actualmente se está considerando en Alemania la necesidad de elaboración de nuevos Procedimientos de Operación de Emergencia basados, también, en síntomas de carácter análogo a los desarrollados para centrales de origen USA.

- **Inspección en Servicio.**

La central Nuclear de Trillo ha elaborado, a requerimiento del CSN, un Manual de Inspección en Servicio siguiendo las directrices de la sección XI del código ASME. Actualmente se encuentran en estudio en el CSN mejoras a introducir en el propio Manual y en su aplicación en la central.

- **Otras medidas de actuación para accidentes severos.**

Las autoridades alemanas han definido una serie de condiciones de las centrales para asegurar la efectividad de las medidas que se adopten en caso de accidentes severos, relativas al suministro de energía eléctrica, instrumentación necesaria y operación desde la sala de control de emergencia. C.N. Trillo esta estudiando estas condiciones y la necesidad de implantación de modificaciones en la central para el cumplimiento con las mismas, que se analizarán dentro del APS.

El suministrador de las centrales alemanas KWU ha propuesto un conjunto de medidas a adoptar en caso de accidente severo para asegurar las funciones de seguridad. Estas medidas han servido para la elaboración de un Manual de Gestión de Accidentes que, como paso previo a su estudio e implantación en las centrales, actualmente se encuentra en evaluación por las autoridades alemanas.

5
EVALUACION CONTINUA DE LA SEGURIDAD

En este capítulo se incluyen los aspectos más importantes de la seguridad sobre los que el CSN realiza un seguimiento continuo de la forma indicada en el capítulo 3.

Se han seleccionado aquellos aspectos que inciden de forma más significativa en la seguridad de las centrales y, por tanto, hacen factible una valoración del estado de las mismas y de la actuación del CSN para mejorarla.

5.1.– ORGANIZACION

Es evidente que la explotación de las CC.NN está directamente relacionada con la capacidad de sus titulares para garantizar su operación segura. Este hecho implica que el Titular de una C.N. debe asumir un conjunto de responsabilidades muy amplio y que debe poner los medios para que las funciones que se derivan de estas responsabilidades puedan ejercerse satisfactoriamente.

Garantizar la operación segura no solo implica que la operación deba realizarse de acuerdo con los límites y condiciones establecidos en las especificaciones técnicas de funcionamiento. Es mucho más. La propiedad debe prever el mantenimiento, controlar la ejecución de modificaciones de diseño, adquirir los nuevos equipos y repuestos de acuerdo con lo especificado originalmente, mantener su documentación actualizada, disponer de los controles y supervisiones necesarios, realizar todas las pruebas de los sistemas y equipos que exige la normativa, ser capaz de corregir sus deficiencias, ... y no solo ésto, sino que los titulares también deben ser capaces de implantar los nuevos requisitos que se deriven de la aplicación de nuevas normas y códigos, o que surjan como consecuencia de lecciones aprendidas de los incidentes o accidentes nucleares que ocurran en la propia central o en otras centrales.

En este sentido la organización de las CC.NN debe ser capaz de asumir un conjunto de responsabilidades que van desde el control de efluentes, por ejemplo, hasta su capacidad de respuesta ante una emergencia nuclear. Estas funciones y responsabilidades durante la explotación se recogen en el Reglamento de Funcionamiento, que es el documento que describe la organización de una central. Este documento está sometido al régimen de autorizaciones, y por tanto toda variación en él constituye una nueva revisión que es evaluada por el CSN.

De acuerdo con el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas vigente, este documento contiene la siguiente información:

- Relación de personal. Incluyendo una relación completa del personal con responsabilidad nuclear.
- Organización. Especificando las funciones del personal adscrito a la instalación, tanto en condiciones normales como excepcionales.
- Normas de operación y protección radiológica. Especificando el conjunto de normas y procedimientos que aplican a la instalación y a los diversos sistemas que lo componen.

Además, la organización de una C.N. está sometida al Programa de Garantía de Calidad y por tanto sujeta a una normativa específica.

La organización de todas la CC.NN. españolas es muy similar, existiendo una organización soporte, no ubicada en planta y que realiza funciones auxiliares, y el personal propiamente dicho de explotación que realiza funciones directamente relacionadas con actividades en planta. El tamaño de la organización soporte varía de una instalación a otra, normalmente en función del servicio de ingeniería, ya que hay CC.NN. en las que prácticamente todos los trabajos de ingeniería que tengan alguna entidad se contratan y en otras no. Además de los trabajos de ingeniería, en esta organización soporte se desarrollan actividades del tipo de análisis de normativa, licenciamiento, análisis de la experiencia operativa propia y de otras CC NN, o control de la inspección en la fabricación de elementos nucleares.

Por tanto, esta organización soporte está constituida normalmente por las siguientes unidades organizativas

- Una sección de ingeniería o de servicios técnicos que coordina con planta y con la ingeniería principal temas relativos a modificaciones de diseño. Realiza, por tanto, especificaciones de adquisición de equipos y servicios, apoya en temas de ingeniería (tanto eléctrica, de instrumentación y control y mecánica) a la planta, y realiza de un modo general análisis y estudios de ingeniería.
- Una sección de licenciamiento, que coordina todos los temas de licencia de la planta. Por ejemplo, seguimiento del condicionado del Permiso de Explotación Provisional (PEP), relaciones con el CSN, y actualización de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.
- Un grupo de análisis de experiencia operativa, que analiza los datos de operación, que evalúa los indicadores de la propia central y coordina los temas de experiencias ajenas de operación.
- Una sección de garantía de calidad, que controla el cumplimiento del programa de garantía de calidad en las oficinas centrales, dirige la garantía de calidad en la planta, y controla el cumplimiento de los requisitos de calidad de los suministradores de equipos.

En algunas CC.NN. existen también secciones con responsabilidades referentes a la gestión del combustible y a los residuos radiactivos.

En las CC.NN. que no están definidas estas unidades organizativas, estas responsabilidades son asumidas, normalmente, por Servicios Técnicos.

En todos los emplazamientos (planta) existen las Jefaturas y secciones que se consideran necesarias para realizar las actividades implícitas a una Central Nuclear, cumpliéndo la normativa (aunque en muchos casos existan diferencias en el dimensionamiento de las respectivas secciones). En este sentido están cubiertas las actividades relacionadas con el mantenimiento, operación, lucha contraincendios, gestión de desechos y efluentes, inspección, formación, ...etc.

De un modo muy general las unidades organizativas que existen en planta son las siguientes:

- **Operación**: esta sección tiene la responsabilidad directa de la operación a través de los Jefes de Turno, Supervisores de Sala y diferentes operadores, y es responsable de garantizar el cumplimiento de la normativa aplicable a la seguridad nuclear. Tiene encomendadas, entre otras, las funciones de planificación de arranques, paradas y maniobras, utilización de los procedimientos de operación de emergencia... etc.

Suele estar apoyada por las secciones de Oficina Técnica de Operación e Ingeniería Nuclear.

- **Mantenimiento**: Es responsable de las actividades de mantenimiento tanto correctivo como preventivo y predictivo en las áreas eléctrica, mecánica, y de instrumentación y control a realizar en la planta.

  Suele ser además responsable de la Inspección en Servicio y de los programas de prevención de incendios.

  Normalmente tiene como apoyo una Oficina Técnica de Mantenimiento.

- **Sección de ingeniería en planta:** Tiene como misión fundamental la coordinación de la ejecución de las modificaciones de diseño y la emisión de la documentación correspondiente, así como la vigilancia de los parámetros del núcleo.

- **Sección de Química y radioquímica:** Se le asigna la responsabilidad de la química de los sistemas de la instalación. Se responsabiliza por tanto de los controles y supervisiones de todos los parámetros químicos de la planta y de las estaciones de muestreo.

Como apoyo, esta sección tiene a su cargo el Laboratorio Químico.

- **Servicio de Protección Radiológica:** Es el encargado de aplicar los preceptos reglamentarios en materia de protección contra las radiaciones ionizantes. Su actuación se extiende a las personas directamente implicadas por su trabajo y a la población y medio ambiente, que por estar en la vecindad de la instalación, se pudieran ver indirectamente implicadas. Esta dirigida por el Jefe del Servicio de Protección Radiológica y tiene a su cargo a los supervisores correspondientes: de instrumentación de Protección Radiológica, de temas ALARA ("As Low As Reasonable Achievable", es un concepto que indica que han de hacerse todos los estudios, esfuerzos, inversiones, etc., para que las dosis radiológicas que reciben las personas sean todo lo bajas que razonablemente sea posible), de dosimetría, etc.

- **Sección de Garantía de Calidad en planta:** ejerce el control sobre el Programa de Garantía de Calidad en la Planta. Se responsabiliza por tanto de las auditorías, seguimiento de acciones correctoras, inspección de operaciones, revisión de documentación, etc. Suele tener a su cargo el Archivo de registros de Garantía de Calidad.

- **Sección de Seguridad Industrial:** Desarrolla, implanta y mantiene el Programa de Seguridad Industrial de las instalaciones

- **Sección de Formación:** Desarrolla, implanta y mantiene el Programa de Formación del Personal de la instalación. Se ocupa tanto de la formación del personal que requiere licencia específica, como del resto del personal.

Todas las organizaciones de las CC.NN. españolas tienen una estructura muy consolidada (debido al número de años que llevan en explotación), y aunque continuamente hay variaciones y nuevas revisiones en los Reglamentos de Funcionamiento, estos cambios responden a necesidades de gestión y de aprovechamiento óptimo de sus recursos y no afectan sustancialmente a la organización general.

Los problemas de organización que surgen en torno a la evaluación por el CSN de la misma se refieren a:

- Insuficiente definición en las interfases entre la organización soporte y el emplazamiento.
- Omisión de Manuales y documentos nuevos exigidos por el CSN.
- Cambios en las dependencias funcionales de jefaturas y secciones determinadas.
- Incoherencias con otros documentos de licencia de la planta.

De un modo general las últimas variaciones a las que han sido sometidos los Reglamentos de Funcionamiento, y que han surgido como requisitos del CSN han sido:

1. Se ha requerido la independencia del Servicio de Protección Radiológica (ocasionalmente asociado a Química) de modo que la protección

radiológica dependa directamente del Jefe del Emplazamiento. Este cambio ya ha sido asumido por todas las CC NN y actualmente se encuentra implantado en todas ellas.

2. Se han incluido una serie de requisitos relacionados con la realización de modificaciones de diseño, tales como la elaboración y remisión al CSN de informes sobre modificaciones de diseño, la necesidad de elaborar análisis de seguridad o la exigencia de requerir autorización específica para las modificaciones de diseño que constituyan una cuestión de seguridad no revisada. Actualmente estos puntos han sido asumidos por las CC NN.

Normalmente se requieren además numerosas puntualizaciones, aclaraciones o requisitos muy específicos, que se resuelven normalmente con rapidez.

5.2.- GARANTIA DE CALIDAD

Todas las estructuras, componentes y sistemas de una central están clasificados según la importancia de la función de seguridad que realizan. En base a esa clasificación se establecen los requisitos de Garantía de Calidad (GC), (ensayos, pruebas, etc.) de los mismos. Así mismo, existen una serie de actividades sometidas a GC, como por ejemplo los procedimientos de operación de la central.

De un modo programático las actividades planificadas y sistemáticas necesarias para conseguir la calidad requerida al conjunto de equipos y actividades de una instalación, vienen definidas en el Manual de Garantía de Calidad. Este Manual (o programa) se desarrolla en procedimientos administrativos y técnicos que especifican cuales son los requisitos aplicables a cada actividad concreta y definen el modo de realizarla (ensayos, requisitos de vigilancias, informes, procedimientos de operación, etc.).

La garantía de calidad es por tanto interdisciplinaria, afectando al modo en que cada uno de los servicios planifica, ejecuta, y documenta sus actividades.

5.2.1.- NORMATIVA APLICABLE

Las principales normas de Garantía de Calidad que se aplican en las CC.NN. españolas son las siguientes:

- Apéndice B del 10 CFR 50 Criterios de Garantía de Calidad de CC.NN. e instalaciones de reprocesado de combustible, ("Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plants and Fuel Reprocessing Plants").

  Es la norma básica en EE.UU. la cual genera una larga serie de otras normas que la desarrollan. En España se ha aplicado en la construcción de las centrales de diseño norteamericano.

- Código de Práctica 50-CQA del OIEA "Garantía de Calidad para la seguridad en las centrales nucleares"

  Una vez construidas las centrales, éste es más utilizado durante la explotación. También dispone de una serie de otras normas de menor rango que lo desarrollan.

- UNE-73-401-87 "Garantía de Calidad en centrales nucleares" (1).

  Esta norma está respaldada por la Guía de Seguridad 10.1 del CSN.

- Guía de Seguridad 10.1 del CSN "Guía básica para la garantía de calidad para instalaciones nucleares"

- Guías de Seguridad 10.2 a 10.8 del CSN, que desarrollan diferentes aspectos de GC: diseño, ensayos, pruebas, etc.

5.2.2.- SITUACION EN LAS CENTRALES ESPAÑOLAS

Todas las CC.NN. españolas, en aplicación de la normativa citada, tienen aprobado un programa de

(1) Norma publicada por AENOR: Asociación Española de Normalización y Certificación.

garantía de calidad específico para la explotación. Estos programas están implantados desde hace años y su grado de desarrollo es muy elevado.

En cada planta existe una sección denominada de Garantía de Calidad que vigila el cumplimiento del programa y que realiza funciones de supervisión, inspección y auditoría de todas las actividades del explotador sometidas al Manual de GC, que van desde la revisión de los manuales de operación, protección radiológica, procedimientos de vigilancia de las especificaciones técnicas de funcionamiento, etc., hasta la presencia de pruebas de vigilancia, tarado de válvulas de seguridad, recepción de componentes en almacén, etc., siendo de destacar que GC tiene autoridad para rechazar la validez de una prueba, procedimiento o componente adquirido, si no reúne los correspondientes requisitos.

La Sección de GC ubicada en planta depende, tanto jerárquica como funcionalmente, del Departamento de Garantía de Calidad de la compañía explotadora, no teniendo autoridad sobre ella el propio Jefe de Central. De este modo se garantiza la independencia de criterio de esa Sección.

El CSN ejerce un segundo escalón de control sobre estos programas del modo que seguidamente se describe:

1. Evaluación de las revisiones de los Manuales de Garantía de Calidad y programas específicos.

Tras la evaluación del primer manual, las sucesivas revisiones también se evalúan en aplicación de la normativa descrita que así lo requiere. Como consecuencia de esta actividad suelen encontrarse defectos de matización o del modo en que una actividad queda descrita. Por ejemplo: la necesidad de incluir una revisión nueva de una norma aplicable, o la necesidad de que se produzca una verificación independiente de un documento específico.

Estos problemas se resuelven con facilidad antes de la aprobación del documento, o en caso contrario se incluyen como parte del condicionado a la prórroga del PEP.

2. Evaluación mediante auditoría de las actuaciones de las secciones de Garantía de Calidad.

Una vez que el manual o sus revisiones han sido aprobados, se efectúan auditorías periódicas a fin de comprobar si el Programa de GC aprobado se está aplicando correctamente. Estas auditorías pretenden, entre otras cosas, determinar y mejorar la eficacia de las Secciones de Garantía de Calidad.

Los temas que actualmente se están tratando con especial atención son los siguientes:

- Programación de la inspección de Garantía de Calidad de modo que sea mas selectiva.
- Incremento de la presencia de Garantía de Calidad (inspección de Garantía de Calidad) en la ejecución de requisitos de vigilancia y gamas de mantenimiento preventivo.
- Sistemática para el cierre de no conformidades. Una "no conformidad" es una desviación al manual detectada por la Sección de GC del explotador, la cual se somete a un tratamiento que depende de su naturaleza e importancia. Dicho tratamiento ha de estar adecuadamente sistematizado.
- Cualificaciones del personal de plantilla que realice actividades de control de calidad.
- Incremento de las revisiones de documentos (por ejemplo, al cierre de modificaciones de diseño).
- Definición de los registros de garantía de calidad de explotación.

Dependiendo de cada central estos temas suelen resolverse a medio plazo.

3. Evaluación mediante auditoría de la implantación y cumplimiento del programa de garantía de calidad en el resto de las secciones y servicios de la planta.

Durante estas auditorías suele detectarse:

- La necesidad de elaborar procedimientos nuevos.

- La necesidad de un mayor control en alguna actividad determinada.

Ultimamente estas actividades se han centrado en la gestión de almacenes, talleres y compras.

De un modo general puede decirse que el grado de implantación de la garantía de calidad en las CC NN es satisfactorio, y las actuaciones del CSN y las de los propios explotadores, se centran en mejorar y afinar la aplicabilidad de los programas.

5.2.3.– REPUESTOS

El número de repuestos presentes en los almacenes de una instalación es del orden de 40.000. Estos repuestos se utilizan durante la explotación y principalmente en el período de recarga, de modo que las plantas necesitan adquirirlos con relativa frecuencia.

La adquisición de repuestos está caracterizada por la inclusión de requisitos técnicos y de calidad (de acuerdo con el código y norma aplicable), lo que normalmente implica la intervención de las secciones de ingeniería y garantía de calidad y la definición de requisitos técnicos de almacenamiento, de documentación y de inspección.

La fabricación de aparatos, equipos o accesorios cuyo destino sea específicamente nuclear o radiactivo requiere autorización específica, estando por tanto controlada la fabricación por el solicitante (mediante los programas de inspección, auditorías de cualificación, etc.) y por las evaluaciones del CSN.

La normativa establece las condiciones que han de cumplir los lugares de almacenamiento en función de la clase de seguridad de los componentes. Los criterios más estrictos son los exigidos a los almacenes de nivel 1. Estos criterios se refieren a grado de humedad, temperatura, pureza del aire, separación física de componentes y equipos según su clase, limpieza, orden, gestión de stocks, etc. Los criterios van reduciendo su alcance hasta llegar al nivel 3. También se establecen una serie de procedimientos en los que se contempla el control y conservación de componentes y equipos.

Estos dos aspectos básicos, el de almacenamiento y el que define la adquisición, están desarrollados ampliamente en todas las CC NN.

1. Almacenamiento de repuestos.

A fin de que cumplan los criterios del nivel de almacenamiento correspondiente, como se indica más arriba, en los últimos años se ha llevado a cabo la remodelación de los almacenes de las centrales de la primera y segunda generación (en C.N. Ascó la necesidad de esta remodelación fue impuesta por el CSN) y actualmente en todos ellos, su gestión está suficientemente desarrollada, existiendo los recursos informáticos y humanos suficientes.

De las comprobaciones realizadas durante las inspecciones, se han derivado requisitos muy concretos como puede ser la segregación o mayor separación física entre elementos caducados y los que se consideren útiles, o la elaboración de determinadas gamas de mantenimiento preventivo de elementos almacenados. Estos requerimientos concretos se resuelven, normalmente, en un plazo breve.

2. Actuaciones referentes a las adquisiciones.

En todas las plantas existe una sistemática para la elaboración de especificaciones, realización de pedidos, evaluación de ofertas, intervención de agencias de inspección o auditorías de cualificación de suministros. No obstante, la adquisición de repuestos por su propia naturaleza, responde a una casuística muy variada (cada parte o repuesto relacionado con la seguridad se analiza de forma individual) y existe una tendencia a racionalizar las adquisiciones. Para ello se ha procedido a una clasificación de repuestos, realizada por la ingeniería soporte, que permite determinar cuales son los requisitos técnicos aplicables a cada parte o repuesto considerado.

Esta es la situación general. Existen casos excepcionales, como son aquellos en los que el suministro implica un cambio de fabricante, o aquellos en los que el producto del mercado no satisface los requisitos exigibles. Estos casos son especiales y están contemplados en la norma UNE-73-403 "Utilización de elementos de calidad comercial en aplicaciones relacionadas con la seguridad de centrales nucleares", que es suficientemente exigente en temas como definición del componente, requisitos de pruebas, o métodos de aceptación.

Las actuaciones del CSN, a través de las auditorías realizadas, pueden resumirse en:

- Exigencia de que las adquisiciones queden documentadas.
- Exigencia de criterios de ingeniería para la elaboración de la clasificación de equipos y repuestos de acuerdo con su importancia para la seguridad.

5.3.– FORMACION Y CUALIFICACION DEL PERSONAL

En las centrales nucleares todas las personas de cuyo trabajo dependa la seguridad de la instalación deben de poseer una formación que garantice que realizan sus tareas adecuadamente. Existe una norma norteamericana (ANSI/ANS 3.1- 1987 Norma para la selección, cualificación y entrenamiento del personal de CC.NN., "ANS for Selection, Qualification and Training of Personnel for Nuclear Power Plants") que todos los explotadores españoles, así como el propio CSN, utilizan como referencia.

Todas las centrales españolas cuentan con una Sección de Formación, cuya finalidad es asegurar que el personal de la central dispone de la formación y experiencia necesaria para desempeñar su función. Para ello establece los criterios de selección, formación y reentrenamiento periódico requeridos en cada puesto. Esta Sección elabora los programas de formación para todo el personal que remite anualmente al CSN para su evaluación.

La supervisión que ha realizado hasta ahora el CSN sobre la formación del personal de las CC.NN. ha sido muy variada, según las funciones de cada puesto, siendo el personal con licencia sobre el que se ha realizado un control mayor. En este sentido se puede clasificar el personal de una central nuclear en tres categorías, para cada una de las cuales se indica brevemente cuál es el control que ejerce el CSN:

- **Personal directivo.**

Incluye a los jefes de todas las secciones técnicas de la central y de la organización soporte: mantenimiento, operación, apoyo técnico, ingeniería, licenciamiento, etc., así como el propio Jefe de Central, Director de Explotación, etc.

La primera edición del Reglamento de Funcionamiento de cada central de la segunda y tercera generación indicaba, junto con las funciones de cada cargo, las cualificaciones que tenía quien lo ocupaba. En las ediciones de dicho Reglamento posteriores a la puesta en marcha de cada central, se ha eliminado esta información, pero los cambios de las personas que ocupan los cargos son comunicados al CSN, por lo que éste dispone de un sistema que le permite conocer la experiencia y cualificación de estas personas.

- **Personal con licencia.**

Son aquellos que para ejercer su función necesitan una Licencia personal otorgada por el CSN, previa superación de los correspondientes exámenes de aptitud. Sobre este personal el control es exhaustivo y se detalla más adelante.

- **Resto de personal de cuyo trabajo depende la seguridad de la instalación.**

Se incluye en esta categoría al personal de mantenimiento, ingeniería, auxiliares de operación, garantía de calidad, etc., cada uno de los cuales tiene requisitos de formación diferentes. Los inspectores de Garantía de Calidad, por ejemplo, han de cumplir los requisitos que exige la normativa; todo el personal con trabajo en la planta

tiene formación en Protección Radiológica, Plan de Emergencia Interior y Protección Contra Incendios.

Hasta ahora el control realizado por el CSN sobre estos requisitos de formación se ha realizado de forma puntual; por ejemplo, cuando se han autorizado operaciones especiales se ha analizado si el personal que intervenía tenía la cualificación necesaria; al analizar incidentes operativos se ha averiguado si la insuficiente preparación del personal ha sido una causa de lo ocurrido; se ha prestado especial atención a si el personal de contrata que realiza determinadas actividades durante las paradas de recarga -en particular las más especiales, como el taponado de los tubos de los generadores de vapor - tiene preparación suficiente; también se han realizado inspecciones a fin de averiguar si este personal cumple los requisitos de la norma ANSI/ANS- 3.1. 1987 antes referenciada. Uno de los objetivos a realizar en el próximo futuro es la evaluación sistemática del personal que realiza tareas críticas en cada central.

5.3.1.– PERSONAL CON LICENCIA

El título V del Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas en vigor establece que el personal que manipule los dispositivos de control de una instalación nuclear o radiactiva, o que dirija dichas manipulaciones deberá estar provisto de una licencia específica.

La Ley de creación del Consejo de Seguridad Nuclear establece entre sus funciones la de "Conceder y renovar, mediante la realización de las pruebas que el propio Consejo establezca, las licencias necesarias para el personal de operación de las instalaciones nucleares y radiactivas, supervisores, operadores y jefes de servicio de protección radiológica".

Es por esto que el Consejo, utilizando los precedentes de las Guías de Seguridad GSN/02/76 y GSN/04/77 de la antigua Junta de Energía Nuclear y la experiencia de operación adquirida durante años, aprobó y editó la Guía de Seguridad 1.1 de marzo de 1986" Cualificaciones para la obtención y uso de licencias de personal de operación de centrales nucleares" y la Guía 7.2 de octubre de 1986 "Cualificaciones para obtener el reconocimiento de experto en protección contra las radiaciones ionizantes para responsabilizarse del correspondiente servicio o unidad técnica".

Estas guías establecen los requisitos tanto de titulación académica como de conocimientos teóricos y prácticos que se deberán acreditar para obtener las correspondientes licencias ante los Tribunales establecidos al efecto por el CSN. Asimismo existen otros requisitos médicos físico-psíquicos que deben superar ante el Tribunal Médico establecido también por el CSN.

En una central nuclear el personal legalmente capacitado para manipular los controles del reactor son el Operador, el Ayudante del Jefe de Turno y el Jefe de Turno. El primero tiene Licencia de Operador y los dos últimos Licencia de Supervisor, todas ellas concedidas por el CSN.

La Licencia de Operador capacita, bajo la inmediata dirección de un Supervisor, para la manipulación de los dispositivos de control de la instalación, entendiendo por tales aquellos mecanismos o aparatos que influyan en el proceso químico, físico o nuclear de la instalación y puedan afectar a la seguridad nuclear o protección contra las radiaciones.

La licencia de Supervisor capacita para dirigir el funcionamiento de la instalación y las actividades de los Operadores.

Ambas licencias son personales e intransferibles y tienen un carácter específico al ser solamente aplicables a una instalación determinada y con un plazo de validez de dos años, prorrogable si se cumplen determinados requisitos, tanto de aptitud fisico-psiquica, como de dedicación y reentrenamiento.

Por otra parte, el Jefe del Servicio de Protección contra las Radiaciones es el responsable del cumplimiento de las normas oficialmente aprobadas en relación con la protección radiológica de la central. También deberá poseer un título específico, si bien éste es de carácter indefinido.

En el resto de los artículos del Capítulo V se establecen las atribuciones del puesto y sus responsabilidades, de cara al funcionamiento seguro de la instalación.

Por otro lado, el CSN al conceder el Permiso de Explotación Provisional de una central nuclear, establece en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento de la misma el número mínimo de personal con licencia que deberá constituir cada turno de operación.

Así mismo, el CSN ha exigido a todas las centrales nucleares que dispongan de dos personas con el título de Jefe del Servicio de Protección Radiológica para cubrir vacaciones, ausencias, etc., de forma que haya siempre un responsable. En las centrales en que sólo hay una persona con este título se están haciendo las gestiones necesarias para que haya otro más.

El estado de número de licencias en vigor a 15-3-92 para las diferentes centrales nucleares es el siguiente:

Central	Supervisores	Operadores	Jefes SPR
José Cabrera	15	8	2
Sta. Mª Garoña	13	8	2
Vandellós I	8	11	1
Almaraz	21	15	2
Ascó	27	21	3
Cofrentes	15	15	1
Trillo	14	8	2
Vandellós II	16	7	2

Como requisitos básicos, a los operadores y supervisores se les requiere tener una titulación universitaria media en alguna disciplina científica o técnica y una formación equivalente a dos años, como mínimo, en física y tecnología nuclear, seguridad nuclear y protección radiológica y conocimientos específicos de la propia instalación, tanto técnicos como administrativos. Una parte esencial de esta formación, que además está cobrando importancia creciente con el tiempo, es el entrenamiento en simuladores.

5.3.2.– SIMULADORES

Un simulador es una reproducción de la sala de control de una central nuclear, con todos sus dispositivos de control e información, que representan los procesos físicos que ocurren en la central nuclear mediante un programa informático o código. El personal de operación ha de realizar las maniobras de control como si realmente estuviera en la sala de control, aplicando los correspondientes procedimientos de operación normal y de emergencia.

El entrenamiento en simuladores se considera imprescindible, entre otras cosas, porque hay incidentes y accidentes que han demostrado que el fallo humano ha jugado un papel esencial en lo que se refiere a una incorrecta interpretación de la información disponible en la sala de control o, más genéricamente, en la interacción hombre-máquina.

Los simuladores se utilizan para ejercitar al personal de operación en las maniobras rutinarias de la planta -arranques, paradas, variaciones de carga-, en el control de transitorios e incidentes relativamente frecuentes -paradas automáticas no programadas del reactor, fallos de instrumentos que intervienen en el control automático, etc.- así como para responder ante grandes accidentes, que, si bien son extremadamente improbables, caso de producirse necesitan una intervención adecuada del personal de operación. Para conseguir este último objetivo se dispone de procedimientos de operación de emergencia, POE's, siendo un simulador la mejor herramienta de adquirir destreza para su utilización en un caso real.

El personal de operación de las centrales españolas de Almaraz, Ascó y Vandellós 2 realiza su entrenamiento en un simulador de reactores PWR de la empresa Tecnatom S.A., situada en San Sebastián de los Reyes (Madrid). El de la central de Cofrentes cuenta con un simulador de reactor BWR en dicha empresa. El de la central de Sª Mª de Garoña realiza su entrenamiento en un simulador en Illinois (EE.UU.), compartido con otra central norteamericana, y Trillo lo tiene en Angra (Brasil). La central de José Cabrera utiliza el simulador de PWR de las demás centrales que hay en Tecnatom

S.A., adaptándolo, dentro de lo posible, a su central, aunque la similitud que puede conseguirse es muy escasa.

En 1986 se publicó en EE.UU. el 10 CFR 55.45 Pruebas de Operación ("Operating Tests") en donde se establecen los requisitos que han de cumplir los simuladores. Exige, básicamente, que cada central nuclear cuente con un simulador réplica de la sala de control y de los programas de ordenador asociados a los procesos básicos, o que identifique las carencias del que pretende cumplir esa función y justifique cómo se suplen en el entrenamiento. El CSN tiene intención de requerir a las centrales españolas un estudio en el que se analicen las diferencias entre la sala de control de cada una de ellas y el simulador que usan para su entrenamiento y justifique cómo se suplen en el entrenamiento las carencias detectadas.

5.4.– ANALISIS DE EXPERIENCIA OPERATIVA

El análisis de Experiencia Operativa (EO) es un requisito que han de satisfacer los explotadores de CC.NN. españolas, que consiste en analizar las causas de los incidentes que ocurren en su instalación (EO interna) a fin de implantar las acciones correctoras que eviten la repetición de incidentes por las mismas causas. Este requisito se extiende también al análisis de los incidentes ocurridos en otras centrales nucleares (EO externa), que debido a sus causas también podrían suceder en la propia instalación.

El objetivo de este proceso es utilizar la EO para ir aumentando el nivel de seguridad de cada central.

En este apartado se presenta como primer punto el modo en que se requiere a las centrales que analicen sus incidentes y cómo los notifican al CSN. El segundo punto trata de los indicadores de funcionamiento, que es una de las herramientas que el CSN está poniendo en marcha para valorar con criterios objetivos el resultado de la explotación de las centrales en función del número y naturaleza de los incidentes que ocurren en ellas.

En los dos puntos siguientes se exponen dos sistemas internacionales de comunicación de incidentes: el de la Escala de Gravedad de Sucesos Nucleares, conocida por su acrónimo inglés INES, y el (Sistema de información sobre incidentes, "Incident Reporting System", IRS). La INES es una escala diseñada para que la gravedad de los sucesos sea entendida por el público y lleva asociado un sistema de comunicaciones en el cual prima la rapidez de transmisión del mensaje sobre su precisión; por el contrario el IRS es un sistema utilizado por los técnicos para comunicarse experiencias de incidentes entre todos los países del mundo y en él prima la profundidad del análisis sobre la rapidez de la comunicación.

Por último, en el apartado de Experiencia Operativa se describe someramente cómo el CSN controla las actividades de los explotadores en este terreno, así como los principales resultados de este control.

5.4.1.– INCIDENTES EN CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS

La Guía de Seguridad 1.6 "Sucesos notificables en centrales nucleares en explotación", publicada por el CSN en 1990, establece qué incidentes son notificables al CSN, en qué plazos y qué alcance ha de tener el análisis de cada suceso que debe remitirse al CSN como "Informe de Suceso Notificable" (ISN). Las centrales españolas están modificando sus Especificaciones Técnicas de Funcionamiento (ETF) a fin de adaptarlas al contenido de esta Guía, ya que las ETF son el documento que fija los requisitos de notificación de cada explotador.

Simultáneamente se está poniendo en marcha el Banco de Datos de Componentes de Centrales Nucleares (DACNE), al que se enviará un mayor volumen de información de pequeñas incidencias para gestionar los datos estadísticamente. Esos datos serán útiles para mejorar el mantenimiento de las centrales y suministrar información a los Análisis Probabilísticos de Seguridad en curso.

Con los ISN generados en cumplimiento de la Guía de Seguridad 1.6 y el DACNE, el CSN tiene la información necesaria para conocer el número y tipo de los principales incidentes ocurridos en las CC.NN. españolas, lo que le permite supervisar su funcionamiento desde el punto de vista de la seguridad e intervenir en caso de considerarlo necesario.

Los incidentes ocurridos en España el pasado año 1991 no son por su número ni por su importancia muy diferentes de los ocurridos en el resto de países. Así, por ejemplo:

1. El número de paradas automáticas del reactor fue de diecinueve, lo que en un parque de nueve centrales arroja una tasa de 2,11 por reactor y año. En Estados Unidos, país con alta tecnología que ha suministrado el proyecto de casi todas nuestras centrales, esa fue de 2,13 en 1990 (1), último del que se dispone de datos al cerrar este informe.
2. El número de paradas forzosas requeridas por disposiciones de las Especificaciones de Funcionamiento fueron en España dos en 1991, que dan una tasa de 0,22 por reactor y año, si bien se ha detectado un caso que habría requerido la parada de la central y no se hizo (razón por la cual el CSN propuso la apertura de un expediente sancionador). Esa misma tasa en Estados Unidos fue de 0,51 en 1990.

En cuanto a la importancia de los incidentes no existe un método de aplicación internacionalmente aceptada para valorarlos, por lo que resulta difícil hacer comparaciones.

5.4.2.– INDICADORES DE SEGURIDAD OPERACIONAL

El objetivo de un Programa de Indicadores de Seguridad Operacional es ayudar a identificar degradaciones en el nivel de seguridad operacional de una central antes de que se dé lugar a un incidente o problema grave. También tiene como objetivo analizar ciertos aspectos de la seguridad operacional de una central frente a otras centrales similares para fomentar el desarrollo, por las centrales con niveles más bajos, de las prácticas de las centrales con niveles más altos.

El nivel de seguridad no es una variable directamente medible, sino que es preciso inferirla en base a una valoración de múltiples aspectos del diseño y prácticas operativas de una instalación.

Una valoración "perfecta" de dicho nivel de seguridad requeriría la consideración de centenares de aspectos y su análisis detallado, no siendo siquiera suficiente la evaluación de la experiencia operativa de la instalación, por lo que se requerirían herramientas analíticas que tuvieran capacidad de predicción. Sin embargo este proceso, al ser tan laborioso, requeriría muchos meses de trabajo y podría darse el caso de que llegara a producirse un suceso grave antes de determinar que se está produciendo una degradación.

Por tanto, un programa de indicadores de seguridad operacional tiene que alcanzar un compromiso entre disponer de una valoración del nivel de seguridad operacional suficientemente fiable para que sea justificable tomar acciones derivadas de la información generada, o basarse en una información suficiente aunque limitada, para que no sea preciso esperar demasiado tiempo para identificar degradaciones significativas.

Los primeros trabajos para el desarrollo de un programa de indicadores de seguridad operacional del CSN tuvieron lugar en 1987 considerandose que era necesaria una herramienta para:

- Valorar de forma objetiva la segurida operacional.
- Permitir una comparación justa entre distintas centrales.
- Alertar sobre condiciones de seguridad operacional deficientes o con tendencia a empeorar.

(1) NRC. NUREG-1272, Vol.5 No. 1 "AEOD 1990 Annual Report. Power Reactors". July 1991. (Informe Anual 1990 AEOD. Reactores de potencia, julio 1991)

Después de un análisis de los posibles indicadores a utilizar, se seleccionaron los desarrollados por la U.S. Comisión Reguladora Nuclear que eran los siguientes:

- Número total de paradas automáticas del reactor.
- Paradas automáticas del reactor por encima del 15% por cada 1.000 horas con el reactor crítico.
- Paradas automáticas del reactor por debajo del 15%.
- Actuaciones de sistemas de seguridad.
- Sucesos significativos.
- Fallos de sistemas de seguridad.
- Tasa de paradas no programadas.
- Paradas no programadas por cada 1.000 horas con el reactor crítico.
- Dosis colectiva.

Se analizaron las definiciones de los indicadores para asegurar su correcta aplicación y se informatizó la gestión de los datos y la representación de los resultados.

Para comprobar los beneficios del uso de dichos indicadores, se llevó a cabo un ejercicio de prueba con datos correspondientes a los años 86, 87 y al primer trimestre del año 88 de las centrales de agua a presión españolas. Se encontró que el programa era útil para valorar la seguridad operacional, no ya solo por los resultados, sino por el esfuerzo de análisis que requería la obtención de dichos resultados.

En abril de 1990 se completó la elaboración de un "Procedimiento de cálculo y utilización de indicadores de seguridad operacional para centrales nucleares", habiendose aportado los datos de dos años de operación de las centrales nucleares españolas.

Durante 1992 se tiene previsto en el Consejo de Seguridad Nuclear analizar los indicadores de seguridad operacional disponibles internacionalmente, a fin de actualizar los desarrollados inicialmente y obtener los indicadores que resulten fiables. Así mismo, habrá que identificar los datos adicionales necesarios para obtener los indicadores seleccionados, conseguir y depurar los datos necesarios para la obtención de los mismos y comenzar a elaborar informes periódicos con las conclusiones que se obtengan de los indicadores de las centrales españolas.

5.4.3.– LA ESCALA INTERNACIONAL DE SUCESOS NUCLEARES

En 1990 el Organismo Internacional de Energía Atómica, OIEA, elaboró la Escala Internacional de Sucesos Nucleares (INES), la cual se ha estado utilizando en proceso de prueba en diversos países, entre ellos España y casi todos los de la Comunidad Europea, pero no en Estados Unidos.

El objetivo de la Escala es informar al público con rapidez de los sucesos que ocurren en las centrales nucleares, dandole a la vez una valoración de los mismos en términos asimilables mediante la asignación de un "nivel de gravedad".

Dicha Escala tiene 7 niveles, siendo el nivel 7 el correspondiente al accidente más grave que puede ocurrir en una central nuclear y el 1 una anomalía menor, quedando por debajo de la Escala la mayoría de los incidentes notificables. Como ejemplos utilizados por la Escala están:

- NIVEL 7: El accidente de Chernobil ocurrido en la Unión Soviética en 1986
- NIVEL 5: El accidente de la central TMI-2 ocurrido en EE.UU. en 1979
- NIVEL 3: El incendio ocurrido en la central española de Vandellós I en 1989

La Escala tiene la particularidad de que los niveles comprendidos entre 1 y 3 pueden ser adjudicados a "sucesos" en los que no ocurre ningún incidente sino que, únicamente, se descubre degradación de algún sistema de seguridad cuyo funcionamiento no ha sido requerido por la central. Por ejemplo, si se descubre que las válvulas de seguridad del presionador han estado inoperables durante un

año, durante el cual la planta funcionó con normalidad y la actuación de las válvulas no fue requerida, ese incidente es NIVEL 3 porque la INES no sólo clasifica lo que ocurre, sino el riesgo que supone la degradación de los sistemas de seguridad.

Asímismo, la Escala prevé subidas de nivel en caso de que se encuentren actuaciones deficientes de un explotador a raíz de descubrirse un suceso. Los niveles 1 a 3 son "incidentes", es decir no se prevén consecuencias radiológicas, y los niveles 4 a 7 son "accidentes", es decir se prevé que tendrán consecuencias.

La mayoría de las paradas automáticas del reactor, si no concurre con ellas ninguna anomalía adicional son nivel cero, sin embargo los incumplimientos de ETF's, aunque la planta funcione de modo estable, son típicamente nivel 1. En resumen, la Escala persigue una valoración rigurosa del impacto en la seguridad de los sucesos que ocurren en las centrales nucleares.

El CSN decidió adherirse al uso de la Escala a partir de octubre de 1990. Los incidentes españoles que desde entonces hasta finales de 1991 han entrado en la Escala, son:

- **ASCO 1 12-12-90 NIVEL 1**
  Parada automática no programada del reactor por alta variación negativa de flujo neutrónico.

  Tras la parada automática no programada del reactor arrancó, como prevé el diseño, el Sistema de Agua de Alimentación Auxiliar, que es un sistema de seguridad, con sus dos motobombas y una turbobomba; ésta última disparó poco después por un desajuste en su control de velocidad, por lo que el incidente se clasificó nivel 1. Caso de haber sido necesario, el explotador podría haber arrancado la turbobomba poco después.

- **GAROÑA 18-04-91 NIVEL 1**
  Fallo al cierre de dos válvulas de aislamiento de vapor principal (MSIV).

  Las MSIV son un sistema de seguridad y hay 8 en total. El fallo, descubierto en una prueba rutinaria de vigilancia, consistió en que dos de las ocho válvulas tardaron en cerrarse más tiempo del permitido por las ETF's. La función de las pruebas de vigilancia es precisamente detectar este tipo de anomalías para su corrección, por lo que la incidencia es de nivel cero. En este caso el problema es que las dos válvulas falladas tenían el mismo tipo de fallo, retraso en su tiempo de cierre, y por la misma causa: degradación de unas juntas tóricas por alta temperatura ambiental; es decir, se trató de un fallo en modo común, lo cual es un motivo de subida de un nivel para la Escala.

- **J. CABRERA 11-06-91 NIVEL 1**
  Inoperabilidad del Tanque de Recarga durante un tiempo superior al permitido por ETF.

  Al hacer la vigilancia semanal rutinaria del Tanque de Recarga, se encontró que la concentración de boro era menor que el mínimo admitido por ETF's. El explotador dejó pasar dos días antes de retornar la concentración de boro al valor requerido, en lugar de hacerlo en un plazo de cuatro horas como establecen las ETF's. Por este motivo se clasificó la incidencia como de nivel 1.

- **TRILLO 9-07-91 NIVEL 1**
  Parada no programada por fuga a través de la barrera de presión.

  Cuando el explotador descubrió que la fuga detectada era a través de la barrera de presión, hizo lo que requieren sus ETF's: parar la planta inmediatamente. El suceso con estos datos es de nivel cero, sin embargo la Escala prevé un tratamiento especial para defectos estructurales descubiertos en la barrera de presión, que conduce casi automáticamente a la clasificación como nivel 1 de cualquier fuga no aislable a través de la barrera de presión.

- **ALMARAZ 2 2-9-91 NIVEL 1**
  Fugas al exterior de refrigerante de la piscina de combustible gastado.

  Haciendo trabajos en la piscina de combustible gastado en el marco de las actividades para la instalación de nuevos bastidores más compactos,

se perforó accidentalmente el forro interior de acero inoxidable de dicha piscina. Por las perforaciones se salió agua débilmente radiactiva de la piscina, empapó las paredes de hormigón y rezumó una pequeña cantidad al exterior del edificio de combustible. A efectos radiológicos el escape fue despreciable, y el nivel de agua de la piscina no sufrió alteraciones perceptibles, sin embargo el hecho de que se perdiera líquido radiactivo por una vía no prevista requiere la clasificación del suceso como nivel 1.

En general, los incidentes que entran en la Escala son objeto de un análisis detallado por el CSN debido a su significado para la seguridad. Sin embargo hay excepciones; así hay incidentes que por su simpleza y la facilidad para la adoptación de la correspondiente acción correctiva (por ejemplo el referenciado de Ascó 1 del 12-12-90), no se han estudiado en detalle y otros que, estando por debajo de la Escala, ilustran fenómenos dignos de análisis o delatan debilidades organizativas o de procedimientos, que han originado una investigación específica por el CSN.

5.4.4.– EL SISTEMA DE NOTIFICACION DE INCIDENTES (IRS)

El IRS es un sistema internacional de comunicación de incidentes ocurridos en CC.NN. que utilizan los organismos reguladores de cada país para intercambiar experiencias con fines profesionales. Cuando en una central española, por ejemplo, ocurre un incidente que cumple los criterios de notificación del IRS, el CSN ha de enviar un informe a dicho sistema, con un formato y contenido determinado, para su distribución internacional. Así mismo, cuando al CSN llega un informe IRS ha de difundirlo dentro de España.

El IRS está gestionado en paralelo por la Agencia de Energía Nuclear (NEA) de la OCDE y por el OIEA y en él participan casi todos los países del mundo que disponen de CC.NN. en explotación, entre ellos todos los más importantes.

La principal diferencia entre el IRS y la INES es que el IRS está concebido para ser un sistema de intercambio de información técnica entre los técnicos, mientras la INES es una Escala para informar al público. Los informes IRS son profundos y detallados, haciendo hincapié en las causas de los sucesos y las acciones correctivas adoptadas, mientras los de la INES son menos detallados y hacen hincapié en las razones para explicar el nivel en el que se han clasificado. En el IRS participan todos los países con una gran industria nuclear y en la Escala hay algunos, como Estados Unidos de Norteamérica, que no participan.

En el CSN los informes IRS están a disposición de todo el personal técnico y el banco de datos del sistema está instalado en la red informática local del organismo, lo que permite que cualquier técnico pueda hacer búsquedas de todo tipo. Esta misma información se la entrega el CSN a los explotadores de las CC.NN.

La información contenida en el sistema ha demostrado su utilidad reiteradamente en el CSN, tanto en la investigación de incidentes como en evaluaciones de todo tipo.

La tasa de emisión de informes IRS recomendada es de 0,5 por central y año, aunque en las reuniones internacionales de coordinadores del sistema son frecuentes las quejas porque se está notificando una cantidad menor. A finales de 1991 el sistema constaba de unos 1.600 incidentes y la tasa de emisión es de unos 150 al año.

5.4.5.– INFORME SOBRE EXPERIENCIA OPERATIVA (EO)

Las CC.NN. españolas tienen, en los respectivos condicionados de sus Permisos de Explotación Provisional, el requisito de remitir anualmente al CSN un informe de análisis de EO, que alcance tanto a las experiencias internas como externas. Entre las experiencias externas a analizar están: los incidentes ocurridos en otras CC.NN. españolas, los boletines técnicos de los suministradores de equipos de

seguridad y las comunicaciones de las asociaciones de explotadores de los países origen del proyecto.

La principal función del CSN es asegurarse de que el sistema establecido por cada explotador es adecuado para cubrir los objetivos. Para ello el CSN evalúa los informes remitidos por los explotadores y hace una inspección anual específica a cada uno. Las conclusiones obtenidas por el CSN a raíz de las auditorías e inspecciones realizadas son:

- Todos los explotadores están mejorando desde hace unos dos años su análisis y gestión de EO, tanto interna como externa, de forma notable.
- Los explotadores aplican, en general, las acciones correctoras que les afectan del análisis de EO externa, aunque a veces median plazos demasiado prolongados entre la recepción de la información y la aplicación de las acciones correctoras.
- En el pasado hubo una mala comunicación de experiencias entre los explotadores españoles, pero está mejorando notablemente desde hace un año, aunque aún persistan algunas deficiencias.
- El grado de profundidad y la calidad de los análisis de incidentes propios es muy variable de unos explotadores de CC.NN. a otros. Todos ellos estan entrenando personal en la aplicación de técnicas contrastadas internacionalmente para efectuar dichos análisis, algunos por propia iniciativa y otros a instancias del CSN, con objeto de conseguir que todos los explotadores alcancen un nivel mínimo de competencia en el manejo de estas técnicas.

Así mismo el CSN está formando especialistas propios en la utilización de tales técnicas, lo que le permite evaluar la calidad de los análisis efectuados por los explotadores y, en incidentes significativos, realizar sus propios análisis independientes.

5.5.– ANALISIS DE TRANSITORIOS Y ACCIDENTES

Uno de los requisitos importantes de seguridad recogidos en la normativa ("Criterios Generales de Diseño", Apéndice A del 10CFR50) establece que el reactor y los sistemas de seguridad se deben diseñar de manera que cumplan unos determinados límites de seguridad, tanto en condiciones normales como de accidentes.

Estos límites se refieren a la capacidad del refrigerante para extraer el calor generado en el combustible, máxima presión que se puede alcanzar en el reactor, máxima temperatura del combustible después de un accidente, máxima presión en contención, etc. En general, son unos límites establecidos para proteger las tres barreras de seguridad: el combustible, la barrera de presión del circuito primario y la contención.

Los análisis de transitorios y accidentes recogidos en el Estudio Final de Seguridad, tienen como finalidad demostrar que se cumplen esos límites de seguridad en todos los accidentes supuestos, que constituyen las bases de diseño.

Esa demostración se realiza mediante códigos de cálculo en los que se simulan los fenómenos físicos que ocurren en el reactor y que deben haber sido previamente contrastados, tanto con medidas de instalaciones experimentales, como con transitorios de plantas. Así mismo, se deben emplear hipótesis suficientemente conservadoras sobre las condiciones iniciales de la central, condiciones de los sistemas de seguridad, etc...

Estos códigos de cálculo han evolucionado mucho en los últimos años, debido a un gran esfuerzo de investigación internacional en el que España ha participado a través de los proyectos Experimento de Pérdida de Fluido ("Loss of Fluid Test" LOFT), Programa de Evaluación y Aplicación de Códigos ("International Code Assessment Program", ICAP) y otros, que han permitido que tanto el CSN, como las centrales nucleares, empresas de ingeniería, CIEMAT o Universidades. dispongan actualmente de los códigos de simulación más avanzados para este tipo de análisis, como son RELAP5 y TRAC.

Los análisis de transitorios y accidentes de las centrales nucleares se modifican con cierta frecuencia, lo que hace necesario un seguimiento

continuo por parte del CSN. De hecho, se reciben solicitudes frecuentes de las plantas para su actualización por diversas causas:

- La evaluación de seguridad de las recargas de combustible debe garantizar que los análisis de accidentes licenciados demuestran la seguridad del nuevo núcleo. Esta demostración requiere la realización sistemática de reanálisis en el caso de plantas de agua en ebullición, y de reanálisis esporádicos en el caso de las de agua a presión.
- La mejora en la capacidad y precisión de los códigos de cálculo, así como la utilización de metodologías de diseño más avanzadas, permite la obtención de mayores márgenes de operación mediante el reanálisis de los accidentes afectados.
- La viabilidad de las modificaciones que afectan a los sistemas de seguridad se demuestra mediante el reanálisis de los accidentes en los que se da crédito a la actuación de dichos sistemas.
- De la misma forma, una gran parte de las modificaciones de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento se sustentan en reanálisis de accidentes.

Por otra parte, el ya citado avance en la rapidez y precisión de los códigos capaces de reproducir el comportamiento de la planta, está haciendo que su uso se esté extendiendo a áreas distintas de la de análisis de accidentes. Así, es cada vez más habitual la utilización de códigos para el estudio de transitorios de planta e incidentes operativos, para la formación del personal de la central, para el estudio de secuencias accidentales utilizadas en los análisis probabilistas de seguridad, y en general, para todos aquellos temas en los que el conocimiento detallado del comportamiento de la planta en distintas situaciones pueda ser beneficioso.

5.5.1.– SITUACION ACTUAL EN EL CSN

La evaluación de los análisis de accidentes se realiza en el CSN aplicando diversos métodos, que pueden considerarse complementarios entre sí. El primero de ellos, y el más evidente, consiste en el estudio detallado de la documentación justificativa remitida por el titular, que debe demostrar que los análisis se han realizado utilizando metodologías aprobadas y que los resultados obtenidos son aceptables. En el caso de aplicación de nuevos métodos para los análisis, la documentación que ha de remitirse debe ser más detallada, demostrándose que los códigos de cálculo utilizados describen adecuadamente los sucesos analizados, que las hipótesis realizadas son suficientemente conservadoras, etc.

El segundo método va encaminado a comprobar que la aplicación al caso concreto de la metodología de análisis licenciada, se ha realizado de forma correcta. Para ello, se realizan auditorías de los análisis presentados en las que se revisa con detalle los métodos de cálculo utilizados, los valores de los datos de entrada para el cálculo y los resultados obtenidos.

Por último, el tercer paso consiste en realizar un análisis alternativo al presentado para licenciamiento, utilizando métodos de cálculo adecuados. Esta realización de cálculos independientes por el CSN constituye el mejor método para comprobar la bondad y la aplicabilidad de los métodos utilizados por el licenciatario para los análisis, y exige de manera evidente la realización previa de los dos pasos expuestos más arriba.

La mayor parte de las evaluaciones de análisis de accidentes realizadas en el CSN se basan en revisión de documentación y en la realización de auditorías de los cálculos presentados. Sin embargo, dadas las ventajas evidentes de la realización de cálculos independientes, el CSN se ha ido dotando paulatinamente a lo largo de los últimos años de los medios necesarios para realizarlos de forma sistemática.

En la actualidad, el CSN dispone de tres códigos de cálculo capaces de simular el comportamiento de la planta y que se utilizan habitualmente para licenciamiento: los códigos TRAC y RELAP, obtenidos de la NRC de EE.UU. a través del programa ICAP, y el código RETRAN-03, adquirido por el CSN al EPRI (Instituto de Investigación de

Energía Eléctrica, "Electric Power Research Institute"). Adicionalmente, se dispone de las herramientas de cálculo neutrónico y termohidráulico de núcleo necesarias para complementar a los códigos citados. Sin embargo, y dado el esfuerzo que supone la puesta en marcha de sistemas de cálculo complejos como éstos, no se dispone todavía de modelos de todas las plantas españolas para estos códigos, labor que se desarrolla en la actualidad y que se espera finalizar en breve plazo.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, estos códigos se utilizan también en el CSN para otros fines. Así, se aplican con regularidad para el estudio de transitorios operacionales en las plantas españolas, y, junto a otros códigos de simulación como TRETA (desarrollado en el CSN) y el Analizador de Planta, se usan de forma sistemática para la preparación de temas a incluir en los exámenes del personal de operación de las plantas.

5.5.2.– SITUACION DE LAS PLANTAS ESPAÑOLAS

A la vista de las ventajas que se derivan del desarrollo de una capacidad de cálculo independiente, el CSN ha realizado desde hace bastante tiempo un importante esfuerzo para favorecer la adquisición de esta capacidad por parte de los explotadores de las CC.NN. En particular, el CSN promovió la participación de todos ellos en el programa internacional ICAP antes citado, como resultado del cual todas las centrales disponen en la actualidad de un código útil para simular el comportamiento de la misma y un modelo representativo de la planta válido para ese código.

Partiendo de esa base común, cada central ha alcanzado un grado de desarrollo diferente dependiendo de sus necesidades. Mientras que en la mayoría de los casos la utilización que se hace de estos códigos es de carácter interno (análisis de incidentes operacionales, formación de personal, etc.), algunos explotadores han presentado ya para su licenciamiento metodologías propias de análisis de accidentes, que se encuentran actualmente en fase de evaluación. Es el caso de C.N. Cofrentes, que ha sometido al CSN una metodología completa de análisis de recargas en la que los análisis de accidentes se realizan a partir del código RETRAN, y el del Grupo de Propietarios Españoles de Centrales BWR, que desarrolla en la actualidad una nueva metodología propia de análisis de accidentes con pérdida de refrigerante (LOCA). Parece previsible que en esta línea se presenten al CSN solicitudes de licenciamiento similares para otras centrales en un futuro próximo.

Se resume a continuación la situación de cada central por separado, en lo que se refiere a la capacidad de cálculo con códigos de análisis de comportamiento integrado de la misma.

C.N. José Cabrera dispone de un modelo detallado de la central con el código RELAP5, validado con datos de transitorios reales de la planta, así como de otros códigos neutrónicos y termohidráulicos como LEOPARD y COBRA III C-MIT. Se han aplicado a análisis de incidentes, formación del personal de operación, estudio de secuencias de accidentes en el APS y elaboración de Procedimientos de Operación de Emergencia. Además, se han presentado análisis realizados con estos códigos en apoyo de la solicitud de exención del cumplimiento de normativa (10CFR5062) sobre Accidente con fallo del Sistema de protección del reactor ("Anticipated Transient without Scram", ATWS).

C.N. Cofrentes dispone de un modelo detallado de planta con el código RETRAN 03, validado con datos de las pruebas de arranque de la central y varios transitorios reales de la planta. Así mismo dispone de un conjunto de códigos neutrónicos y termohidráulicos validados. Con todos ellos ha presentado al CSN para su aprobación, una metodología propia de análisis de recargas, que está actualmente en evaluación por el CSN.

Además, dispone de un modelo elaborado con el código TRAC para análisis de accidentes con pérdida de refrigerante ("Loss of Coolant Accident", LOCA) que se presentará al CSN para su aprobación, junto con la metodología para el análisis de estos accidentes que está preparando el

Grupo de Propietarios de Centrales Españolas BWR.

C.N. Santa María de Garoña participa igualmente en este desarrollo de metodología, para lo que ha confeccionado, en el código TRAC, los modelos de planta necesarios para los análisis de accidentes, tanto con pérdida de refrigerante como sin ella.

C.N. Almaraz posee un modelo de planta con el código RELAP5 que se utiliza para el análisis y seguimiento de la operación, y que se ha aplicado en ocasiones para realizar análisis que sustenten respuestas a cuestiones concretas planteadas por el CSN.

La situación de **C.N. Ascó** y **C.N. Vandellós II** es similar a C.N. Almaraz. En ambos casos se dispone de modelos de planta para el código RELAP5 que se utilizan para el análisis de transitorios e incidentes operacionales, y para la formación de personal. En el caso de C.N. Vandellós II, este modelo se ha aplicado al estudio de secuencias accidentales dentro del APS.

C.N. Trillo ha desarrollado un modelo de planta para el código RELAP5 apto para los análisis de incidentes operativos y formación del personal. Al igual que en el caso de C.N. José Cabrera, se han presentado al CSN análisis de accidentes fuera de la base de diseño realizados con este modelo, así como análisis de determinados transitorios como cumplimiento de condiciones impuestas por el CSN.

5.6.– EMERGENCIAS EN CENTRALES NUCLEARES

La filosofía de "defensa en profundidad" admite la posibilidad de existencia de accidentes con muy baja probabilidad de ocurrencia pero con graves consecuencias en el exterior de las instalaciones nucleares y radiactivas. Para cubrir adecuadamente esta posibilidad se concibe un plan de emergencia, con el fin de evitar, o mitigar en lo posible, los riesgos radiológicos a que se expone la población.

En el plan de emergencia nuclear se describen los medios que deben arbitrarse y las acciones que deben realizarse para hacer frente a un accidente con graves repercusiones radiológicas en el interior y exterior de la instalación.

El establecimiento de los planes de emergencia tiene en España el siguiente soporte legal y reglamentario:

- Ley 25/1964 sobre Energía Nuclear.
- Ley 15/1980 de Creación del Consejo de Seguridad Nuclear.
- Ley 2/1985 sobre Protección Civil.
- Decreto 2869/1972 por el que se aprueba el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas.
- Real Decreto 53/92 por el que se aprueba el Reglamento de Protección Sanitaria contra Radiaciones Ionizantes, que deroga el texto vigente hasta esa fecha (Real Decreto 2519/82 y revisión aprobada por Real Decreto 175/87).
- Plan Básico de Emergencia Nuclear (O.M. del Interior de 29-3-89 publicando el acuerdo del Consejo de Ministros de 3-3-89 que aprueba el Plan).
- Guía de Seguridad 1.3 del CSN "Plan de emergencia en centrales nucleares", publicada en 1987.

Puede afirmarse que la normativa española cubre satisfactoriamente los aspectos fundamentales de este apartado del campo nuclear. La reglamentación básica se desarrolla a escala nacional en el Plan Básico de Emergencia Nuclear (PLABEN).

5.6.1.– PLAN BASICO DE EMERGENCIA NUCLEAR (PLABEN)

El PLABEN contiene las directrices para la elaboración de los Planes de Emergencia de los ámbitos territoriales donde esten ubicadas centrales nucleares. El PLABEN se desarrolla en un

documento aprobado por Orden del Consejo de Ministros del 3 de marzo de 1989 en el que establecen sus bases, estructura y operatividad.

El PLABEN establece las organizaciones nacionales, proviciales y locales que tienen funciones en su aplicación, destacando entre ellas: El Gobierno Civil, como ejecutor material de la previsiones del Plan, el Consejo de Seguridad Nuclear, como organo técnico asesor, la Dirección General de Protección Civil, como coordinadora del Plan a escala nacional y como colaboradores en areas específicas de su aplicación: los Ayuntamientos, los servicios sanitarios provinciales, la Guardia Civil, el CIEMAT, ENRESA, etc.

Por su especial importancia desde el punto de vista de la distribución geográfica del riesgo nuclear, el PLABEN se desarrolla en cada provincia que alberga centrales nucleares, en un "Plan de Emergencia Exterior" (PEE) y en cada emplazamiento nuclear en un "Plan de Emergencia Interior" (PEI).

5.6.2.– LOS PLANES DE EMERGENCIA EXTERIORES (PEE)

Los PEE determinan la organización disponible en cada provincia donde existe una central nuclear, para hacer frente a un accidente nuclear del que se derive un liberación de productos radiactivos que pueda resultar nociva para la población y el medio ambiente.

Existen cinco PEE; para las provincias de Burgos, Cáceres, Guadalajara, Tarragona y Valencia. Cada uno de ellos se describe en un documento aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 28-12-1990. El PEE detalla las directrices del PLABEN desarrollándolas y adaptándolas al caso particular de cada provincia.

De acuerdo con el PLABEN, cada PEE se basa en una organización provincial al servicio del Gobierno Civil, Centro de Coordinación Operativa (CECOP), cuyo Gobernador es el Director del Plan, y a la que asesoran el Consejo de Seguridad Nuclear desde su Sala de Emergencias (SALEM) en los aspectos radiológicos y la propia Central Nuclear accidentada en lo que se refiere a la evolución operativa del accidente. La Dirección General de Protección Civil constituye la conexión entre cada PEE y el resto de la Organización del Estado.

La organización provincial consta de tres grupos operativos:

- El Grupo Radiológico (GR) asesora al Director del Plan en relación con los aspectos radiológicos de la emergencia. El GR realiza el trabajo de campo necesario para conocer el estado radiológico de las zonas afectadas por el accidente, evalúa situaciones concretas en estrecho contacto con el CSN y aconseja sobre las medidas que deben aplicarse en cada caso.
- El Grupo Logístico (GL) gestiona los recursos necesarios para garantizar la operatividad del plan (proveer medios de transporte, establecer controles, etc.).
- El Grupo Sanitario (GS) atiende las necesidades sanitarias derivadas específicamente de la situación de emergencia, tales como atención de heridos, contaminados e irradiados, atención sanitaria a posibles evacuados, etc.

Cada PEE tiene un programa de simulacros y ejercicios para probar su capacidad operativa, identificar las deficiencias, y en su caso, proceder a su corrección. Es preceptiva la realización de un simulacro general del PEE antes de conceder a una central el Permiso de Explotación Provisional.

5.6.3.– LOS PLANES DE EMERGENCIA INTERIORES (PEI)

El PEI establece la organización del explotador de una central nuclear para afrontar una emergencia dentro de la central con el objeto de reducir al mínimo posible la emisión de productos radiactivos al exterior en caso de accidente. El PEI se compone de los procedimientos de actuación, medios humanos y materiales, apoyos técnicos exteriores, etc.

De acuerdo con la normativa vigente, el PEI se describe en un documento oficial de la central, cuya entrada en vigor y cualquier modificación posterior del mismo requiere la aprobación preceptiva del CSN. Este documento contiene una categorización de accidentes e incidentes posibles en la central y el nivel de respuesta adecuado a cada categoría.

El PEI contempla asímismo un programa de mantenimiento de la capacidad de actuación del personal y la obligación de realizar ejercicios periódicos que demuestren su operatividad y detecten, en su caso, las deficiencias del mismo para ser corregidas.

5.6.4.– FUNCIONES DEL CSN EN RELACION CON LOS PLANES DE EMERGENCIA

De acuerdo con su Ley de Creación, son funciones del CSN:

"Colaborar con las autoridades competentes en la elaboración de los criterios a los que han de ajustarse los planes de emergencia y protección física de las instalaciones nucleares y radiactivas, y los transportes de sustancias nucleares y materias radiactivas, y una vez redactados los planes, participar en su aprobación, antes de la puesta en marcha de las instalaciones correspondientes".

En el desarrollo de este precepto el CSN tiene asumidas las siguientes funciones:

- Asesorar a las autoridades en la elaboración y aplicación de los planes de emergencia nuclear.
- Coordinar la actuación de todas las instituciones que desarrollen funciones relacionadas con los aspectos radiológicos de la emergencia.
- Evaluar la situación radiológica derivada de un accidente y proponer a las autoridades nacionales y provinciales las medidas adecuadas para reducir el impacto sobre la población.
- Definir los criterios radiológicos a que deben atenerse los planes de emergencia y evaluar los PEI y PEE propuestos.
- Mantener relaciones con organismos internacionales y de otros paises en relación con la planificación y respuesta a emergencias. El Consejo es el punto de contacto español, tanto para la recepción como para el envio, en su caso, de las comunicaciones derivadas del Acuerdo de Pronta Notificación (a nivel internacional -OIEA- y europeo -C.E.-).
- Colaborar con el titular de la instalación accidentada en la evaluación de la situación generada.
- Designar el Jefe y el Jefe Suplente del Grupo Radiológico (JGR) y asignar personal técnico a cada PEE. Por razones operativas el CSN ha considerado apropiado nombrar como JGR a sus Inspectores Residentes que desarrollan su actividad en alguna central de la Provincia.
- Colaborar con las autoridades en el mantenimiento de la operatividad de los planes de emergencia.
- Establecer una organización dentro del propio organismo para hacer frente a sus responsabilidades y coordinar con otras instituciones involucradas en las actividades del GR.
- Colaborar con las autoridades en materia de información pública.

5.6.4.1.– Organización del CSN para emergencias

El CSN ha desarrollado un plan de actuación interno para situaciones de emergencia en instalaciones nucleares, radiactivas y transportes, con el fin de cumplir las funciones que le encomienda la Ley 15/1980, de 22 de abril, respecto a asesoramiento a los órganos de la Administraciones Públicas en materia de seguridad nuclear y protección radiológica, información a la opinión pública sobre materias de su competencia y relaciones oficiales con organismos similares existentes en otros países.

El Presidente del CSN es la máxima autoridad de la organización, pudiéndola delegar en el

Vicepresidente u otro Consejero. En caso de emergencia, el Presidente es asistido por un Comité Asesor constituido por el resto del Pleno del CSN.

El Director de Emergencia es el Director Técnico del CSN, que es asistido en sus funciones por los jefes de los grupos operativos de la organización y dispone de un Gabinete de Información.

La organización consta de cuatro grupos operativos: Grupo Radiológico, responsable de las evaluaciones radiológicas, Grupo de Análisis, responsable de la evaluación operativa de la situación de la instalación accidentada, Grupo de Apoyo, responsable de suministrar la información necesaria para los otros grupos y de las relaciones técnicas del CSN con otros organismos y Grupo logístico, responsable de mantener la operatividad de la organización. Estos grupos cuentan con el apoyo de la Secretaría Técnica del CSN que es la responsable de mantener activa la organización.

La organización del CSN se concentra en la Sala de Emergencias (SALEM) que se encuentra operativa permanentemente y que ha sido diseñada para poder conocer de forma rápida el alcance de un accidente. Para ello dispone de varios sistemas de comunicación que garantizan razonablemente la recepción de la información, su evaluación rápida y la emisión de las recomendaciones derivadas hacia las autoridades y la información a los medios de comunicación.

Las principales funciones de los distintos estamentos de la Organización de emergencia del CSN son las siguientes:

- El **Presidente del CSN** es quién marca las líneas generales de la organización y la respuesta ante una emergencia, decide las recomendaciones que el CSN debe trasmitir a las autoridades y mantiene los contactos institucionales del CSN con las autoridades del Estado y el exterior.
- El **Comité Asesor** aconseja al Presidente del CSN en el desempeño de sus funciones.
- El **Director de Emergencia del CS**N dirige y coordina todas las actuaciones del CSN relativas a la planificación y respuesta a emergencias, propone al Director del PPE (Gobernador Civil) las medidas de protección derivadas de la evaluación realizada en el CSN, y coordina la información que debe transmitirse a las autoridades y a los medios de información.
- El **Jefe del Centro de Emergencias** es el Secretario Técnico del CSN y su función es mantener la necesaria coordinación entre los grupos operativos, coordina el adecuado enlace del SALEM con el centro de emergencia de la instalación nuclear y con el CECOP del Gobierno Civil correspondiente y establece los necesarios enlaces con la Dirección General de Protección Civil.
- El **Grupo Radiológico**, cuyo jefe es el Subdirector de Protección Radiológica del CSN, elabora los criterios radiológicos aplicables a los planes de emergencia para su aprobación por el CSN, prepara y mantiene los recursos necesarios para la evaluación radiológica de una emeregencia, recaba toda la información posible sobre la situación radiológica de la instalación, sobre las personas potencialmente afectadas o sobre la situación del entorno, y estima el riesgo radiológico derivado de la situación accidental. Propone al Director de Emergencia del CSN las medidas protectoras adecuadas a la situación generada, de acuerdo con los criterios radiológicos establecidos en los Planes de Emergencia Provinciales. Mantiene contacto permanente con el Jefe del Grupo Radiológico del Plan Provincial para conocer puntualmente la situación y coordina la actuación del CIEMAT, ENRESA y otras organizaciones de apoyo radiológico.
- El **Grupo de Análisis Operativo** cuyo jefe es el Subdirector de Análisis y Evaluaciones del CSN, sigue y evalúa la emergencia desde el punto de vista de la seguridad nuclear de la instalación, con el fin de conocer en todo momento la causa inicial del suceso, su evolución, sistemas y equipos afectados, procedimientos de operación de emergencia utilizados y en general el estado operativo de la instalación, manteniendo contacto permanente con el Centro de Emergencia de la instalación, y asesora sobre todos estos aspectos al Director de Emergencia del CSN.

- El **Grupo de Apoyo**, cuyo jefe es el Subdirector de Centrales Nucleares o de Instalaciones Radiactivas del CSN -si la emergencia es en una instalación radiactiva-, proporciona a los demás la documentación que necesiten, mantiene contactos técnicos con organismos internacionales y de otros paises y establece la clasificación del accidente de acuerdo con las normas internacionales. Proporciona el apoyo técnico al Gabinete de Información, y coordina la inspección de la instalación accidentada.
- El **Jefe del Grupo Logístico** atiende a todos los aspectos administrativos que se requiera por el personal técnico que participe en la emergencia.
- El **Jefe del Gabinete de Información**, centraliza, coordina y prepara la información general sobre la emergencia de acuerdo con el Director de Emergencia del CSN, para facilitarla a los medios de comunicación, a través del Gabinete de Información del Gobierno Civil.

Cada grupo lo constituye el número de personas suficientes para cumplir las funciones encomendadas y con la formación específica adecuada a dichas funciones.

La primera notificación de una emergencia se recibe en el CSN a través del técnico de guardia en el SALEM. Una vez que en el SALEM se tenga conocimiento de una emergencia, el técnico de guardia se informa del alcance de la emergencia y su posible repercusión, y en el caso de que se haya declarado una cierta categoría de emergencia o que se requiera una pronta intervención del CSN, se comunica con el Director Técnico o persona que lo sustituya, quien ordenará activar la organización del SALEM, con las personas previstas de intervención inmediata, que podría ir ampliándose hasta abarcar a toda la organización del CSN si las consecuencias radiológicas de la emergencia lo requirieran.

Todas las instalaciones nucleares realizan un simulacro anual con el fin de comprobar que el personal está familiarizado con sus obligaciones, los tiempos de actuación, los procedimientos y métodos previstos en el plan, y la disponibilidad de los equipos de emergencia. Las instalaciones nucleares presentan una propuesta de simulacro que el CSN evalúa, y que puede realizarse una vez que se apruebe dicha propuesta. En la realización del simulacro se desplaza personal del CSN para observar "in situ" la respuesta de la instalación y se mantiene comunicación constante entre la central, el SALEM y el CECOP de la provincia afectada. Desde el SALEM se va evaluando la situación operativa y el impacto radiológico, y se informa y asesora al CECOP de las medidas que deberían tomar en la distintas fases del desarrollo del simulacro.

Cada grupo actuante en el SALEM emite un informe sobre el desarrollo del simulacro en su área respectiva y las personas que acuden a la instalación levantan una acta de la realización del simulacro y de la aplicación del Plan de Emergencia.

5.6.4.2.– Herramientas disponibles

El SALEM está dotado de teléfonos punta-punta con todas las instalaciones nucleares, con el CIEMAT, con los Gobiernos Civiles de las provincias en que hay centrales nucleares, con la Dirección General de Protección Civil, y con las oficinas centrales de las centrales nucleares de Trillo, José Cabrera y Almaraz.

Todas las comunicaciones telefónicas que se realizan por estos teléfonos se graban de forma automática y se archivan las cintas con las conversaciones.

Se dispone de teléfonos de la red conmutada de la CTE (Compañía Telefónica de España) y comunicación redundante con las centrales nucleares por la red de comunicaciones por microondas de las compañías eléctricas.

Se dispone de una emisora con la que se puede establecer comunicación con la Dirección General de Protección Civil.

Se dispone de información cartográfica y demográfica para un sistema de interrogación remota de las torres meteorológicas de las centrales nucleares.

Se dispone de un telex dedicado con el Servicio Meteorológico Nacional por una línea punta-punta.

Se dispone de sistema de transmisión de datos entre el SALEM y los Gobiernos Civiles sobre redes X-25, con redundancia sobre línea de la red telefónica conmutada.

Se dispone de un sistema de voz y datos entre el Centro de Control (CECOEL) de Red Eléctrica de España y el SALEM que proporciona una señal de alerta en el momento en que se produzca un disparo o parada de la central con desacoplamiento de la red de alta tensión.

Desde octubre de 1991 está operativo el sistema de información cartográfica digitalizado, en el que se dispone de información cartográfica y demográfica de todo el territorio nacional a escala 1/400.000 y del entorno de todas las centrales nucleares españolas a escala 1/50.000 (30 km de radio).

5.6.4.3.– Transmisión de datos operativos de las CC.NN. al SALEM

El asesoramiento del SALEM al Director Provincial del Plan en una emergencia es crítico, ya que de él dependen las medidas que se puedan adoptar (confinamiento, evacuación, etc).

Para realizar su función el CSN debe estar continuamente informado de la evolución de los principales parámetros operativos de la central accidentada en lo que se refiere a la seguridad. Esta información ha de ser rápida, precisa y fiable.

En el CSN se ha establecido un sistema de información en tiempo real de los principales parámetros de seguridad entre cada central nuclear y el SALEM. Sus principales características son:

- Transmite datos del reactor, su sistema de refrigeración, el recinto de contención, tasas de emisión de material radiactivo al exterior y parámetros meteorológicos del emplazamiento.
- Las señales se toman de los lazos de instrumentación instalados en la propia central y se presentan en el SALEM por pantalla de ordenador, pudiendo ser almacenadas y tratadas. Son señales transmitidas en tiempo real con actualización cada 30 segundos.
- Los datos se transmiten por dos vías redundantes: la red de comunicaciones de la Compañía Telefónica de España (CTE) y la red de microondas de las compañías eléctricas.

En las tablas I y II se presenta el listado de señales de reactores tipo PWR y BWR respectivamente, que se transmiten por este sistema.

TABLA I. PARAMETROS A TRANSMITIR POR CENTRALES TIPO PWR

Sistema de refrigeración primario
- Presión.
- Temperatura rama caliente.
- Temperatura rama fría.
- Temperatura termopares de salida del núcleo.
- Margen de Subenfriamiento.
- Nivel del presionador.
- Caudal de aportación de refrigerante al reactor.
- Nivel de la vasija del reactor.
- Caudal del refrigerante del reactor.
- Potencia del reactor.

Sistema de refrigeración secundario
- Niveles en los generadores de vapor.
- Presión en los generadores de vapor.
- Caudales de agua de alimentación principal.
- Caudales de agua de alimentación auxiliar o de emergencia.

Inyección de seguridad
- Caudal de inyección de alta presión.
- Caudal de inyección de baja presión.
- Nivel en el tanque de almacenamiento de Agua borada.

Contención
- Presión en la contención.
- Temperatura de la contención.
- Concentración de hidrógeno.
- Nivel en los sumideros de la contención.

Sistema de vigilancia de la radiación
- Actividad del refrigerante primario.
- Nivel de radiación en la contención.
- Nivel de radiación en el sistema de vacío del condensador.
- Monitores de radiación de efluentes.
- Niveles de radiación en los monitores de proceso.
- Meteorología
- Velocidad del viento.
- Dirección del viento.
- Estabilidad atmosférica.

TABLA II. PARAMETROS A TRANSMITIR POR CENTRALES DE TIPO BWR

Sistema de refrigeración primario
- Presión del reactor.
- Nivel en la vasija del reactor.
- Caudal de agua de alimentación.
- Potencia del reactor.

Inyección de seguridad
- Caudal del sistema de refrigeración del reactor aislado.
- Caudal del sistema de inyección de alta presión.
- Caudal de aspersión del núcleo.
- Caudal del sistema de inyección de baja presión.
- Nivel en el tanque de almacenamiento de condensado.

Contención
- Presión en el pozo seco.
- Temperatura en el pozo seco.
- Concentración de hidrógeno y oxígeno.
- Nivel en los sumideros del pozo seco.
- Temperatura en la piscina de supresión.
- Nivel en la piscina de supresión.

Sistema de vigilancia de la radiación
- Nivel de actividad en el refrigerante primario.
- Nivel de radiación en la contención del primario.
- Nivel de radiación en Off-gas.
- Monitores de radiación de efluentes.
- Niveles de radiación en los monitores de proceso.

Meteorología
- Velocidad del viento.
- Dirección del viento.
- Estabilidad atmosférica.

5.7.– MANTENIMIENTO

La necesidad de una supervisión directa y global por parte los organismos reguladores sobre el mantenimiento de las Centrales Nucleares está recibiendo una particular atención en los últimos años.

Como resultado de los análisis de seguridad, en las centrales nucleares se han incluido múltiples sistemas con el único objetivo de asegurar que existe una adecuada capacidad para evitar la ocurrencia de accidentes y, aún en el caso de que ocurran, para mitigar sus consecuencias.

En el Análisis de Seguridad de la instalación se supone que las estructuras y los sistemas están disponibles para llevar a cabo su función de seguridad en caso de accidente. La garantía última de dicha disponibilidad la constituye la vigilancia y mantenimiento de aquellos.

El impacto del mantenimiento en la seguridad de una instalación, entendiendo por mantenimiento todas las actividades encaminadas a preservar la fiabilidad y seguridad de estructuras, sistemas y componentes y a restaurar dicha fiabilidad cuando se degrada, es importante. Ello viene constatado por el análisis de la experiencia operativa nacional e internacional, y por el análisis cuantitativo del impacto del mantenimiento por medios probabilistas.

El programa de mantenimiento debe incluir todos los sistemas cuyo fallo pudiera tener un impacto significativo en la seguridad de la instalación. Esto incluye los sistemas pertenecientes al circuito secundario.

Ejemplos destacados de incidentes cuya causa fundamental fue un inadecuado mantenimiento han sido el fallo del sistema de protección del reactor en la C.N. estadounidense de Salem en 1983 y, en el ámbito nacional, aunque de menor envergadura, el fallo de las Válvulas de Aislamiento de Vapor Principal de Ascó en 1986.

El empleo de técnicas probabilistas ha ofrecido recientemente una nueva perspectiva en la consideración del impacto que sobre el riesgo de una instalación puedan tener las distintas actividades que en ella se desarrollan. Así ambos estudios han mostrado que un mantenimiento inadecuado puede dar lugar a incrementos significativos en el riesgo de una central nuclear.

5.7.1.– NORMATIVA APLICABLE

En general los explotadores españoles han desarrollado sus programas de mantenimiento siguiendo las guías que ofrece la industria nuclear, en particular el Instituto de Operaciones de Centrales Nucleares ("Institute of Nuclear Power Operations", INPO) de EE.UU.

La NRC, el organismo regulador de los EE.UU. de América, país de origen de la tecnología de la mayoría de las centrales nucleares españolas, revisó sistemáticamente desde 1980 hasta 1985 los programas de mantenimiento de Centrales Nucleares encontrando grandes diferencias en cuanto a su efectividad; los resultados fueron publicados en junio de 1986 encontrándose que el 60% de las paradas, el 75% de las actuaciones de Sistemas de Seguridad y el 48% de los informes de evaluación de sucesos notificables estaban relacionados con el Mantenimiento.

Para la NRC se define el mantenimiento no sólo como el conjunto de actividades tradicionalmente asociadas a él, (correctivo, preventivo, predictivo), sino que se amplía su alcance a todas las funciones soporte para la realización de estas actividades y que quedan definidas como sigue:

1. Organización del mantenimiento y tecnología, que incluye mantenimiento preventivo basado en la fiabilidad y mantenimiento predictivo.
2. Ingeniería, incluyendo análisis de causas raíz y actualización del programa de mantenimiento como consecuencia de modificaciones de diseño.
3. Control de la exposición a la radiación, incluyendo ALARA, en actividades de mantenimiento.

El 10 de julio de 1.991, apareció publicada en el Registro Federal la disposición 10 CFR 50.65 (Requisitos para la vigilancia de la efectividad del mantenimiento en CC.NN., "Requirements for monitoring the effectiveness of maintenance at nuclear power plants"), cuyos puntos fundamentales y características son:

- La norma aparece muy controvertida habiendo desacuerdo en su aparición no solo con los explotadores sino dentro de la propia NRC.
- Como consecuencia de lo anterior la norma es muy general y tiene un período de cumplimiento de cinco años desde su publicación, es decir, 10 de julio de 1.996, anunciándose la publicación, en el plazo de dos años, de una Guía Reguladora, que dé una definición más precisa de cómo sería aceptable para la NRC el cumplimiento de esta disposición.
- La NRC abandona el énfasis anteriormente puesto en las inspecciones realizadas en aspectos programáticos del mantenimiento.
- Los objetivos establecidos, a revisar anualmente, deben ser en términos de fiabilidad de sistemas y de minimización de la indisponibilidad de los mismos.
- La norma se aplica a los sistemas de seguridad y a determinados sistemas convencionales. Recomienda a este respecto, así como para establecer los objetivos a vigilar, la utilización de los APS's.
- Recomienda a efectos de fallos de equipos la utilización del Sistema de base de datos sobre fiabilidad de componentes en CC.NN. (NPRDS).

El CSN no ha impuesto a los explotadores españoles esta normativa americana, pero es la referencia que utiliza en su evaluación del mantenimiento en las centrales y está siguiendo el desarrollo de la controversia que la norma suscita en los EE.UU., ya que es posible que sea impuesta en el futuro.

5.7.2.– ESTADO DE LAS CC.NN ESPAÑOLAS

El Congreso de los Diputados, el 5 de Marzo de 1987 transmitió al CSN la petición de la Comisión de Industria, Obras Públicas y Servicios de un Informe monográfico respecto a planes de mantenimiento, evaluación, control y seguimiento de las centrales nucleares españolas y cualificación y control de empresas y personal autorizado para realizar las labores de mantenimiento.

En contestación al mismo el CSN emitió dicho informe en abril de 1989 en el que se indica, con relativo detalle, la situación de las CC.NN españolas en las siguientes areas:
- Organización.
- Tipos de Mantenimiento.
- Procedimientos.
- Planificación, programación y coordinación.

- Control de las actividades.
- Instalaciones y medios auxiliares.
- Registro. Realimentación.
- Verificación de calidad.
- Participación de empresas contratadas en el mantenimiento.

Las conclusiones alcanzadas en dicho informe permanecen vigentes, habiéndose continuado por parte del CSN las tareas de inspección a CC.NN, estructurando las mismas en las tres siguientes areas de revisión.

1. Operación global de las Central.

   En esta área se analiza el funcionamiento global de la planta en su interacción con la ejecución y efectividad del mantenimiento.

2. Apoyo de la dirección al mantenimiento.

   En esta área se evalúa el apoyo e implicación de la dirección en la implantación, ejecución y control del plan de mantenimiento.

3. Ejecución del mantenimiento.

   En esta área se evalúa la calidad de los controles ejercidos sobre el programa de mantenimiento y la ejecución o incumplimiento del mismo.

Adicionalmente se está realizando un seguimiento del desarrollo de indicadores de comportamiento de los programas de mantenimiento en EE.UU, recomendándose en el momento actual el uso de fallos en los equipos como indicadores de mantenimiento y animando a la industria a utilizar el Sistema de Datos de Fiabilidad de CC.NN. (NPRDS) como sistema bien estructurado para el seguimiento y captura de los datos históricos del equipo (Este banco de datos de componentes es similar al que se está desarrollando por las compañías eléctricas españolas en el denominado proyecto DACNE cuyo seguimiento se realiza desde el CSN).

Asimismo, tal como se ha indicado en el citado informe al Congreso, se continúa trabajando en temas que consigan elevar la calidad en el mantenimiento como análisis de causa raíz, mantenimiento basado en la fiabilidad, mayor desarrollo del mantenimiento predictivo, entrenamiento de personal y mejora de los métodos para reducir las dosis radiactivas recibidas durante las actividades de mantenimiento.

A este respecto debe indicarse que en el primer ciclo de inspecciones a CC.NN., realizado fundamentalmente durante los años 1990 y 1991, no han sido encontradas desviaciones ni fallos sistemáticos que requirieran una acción inmediata por parte del C.S.N. Lo más destacable ha sido:

- Todas las centrales tienen una gestión integral e informatizada del mantenimiento.
- Todas las centrales tienen implantados los procedimientos en su totalidad.
- Todas tienen cargados datos históricos de sus equipos, si bien el alcance en cuanto equipos y fechas varía mucho de unas a otras.
- Ninguna central tiene un programa sistemático de análisis de tendencias y fallos de equipos.

Las principales excepciones a lo anterior son las siguientes:

- Sª Mª Garoña: faltan datos de equipos en el estado de sistemas y equipos de la planta y no aparece sistemáticamente el estado de las órdenes de trabajo desde su apertura en el sistema informático;
- Ascó: están pendientes de edición algunos procedimientos.

Para la correcta interpretación de las observaciones realizadas a las inspecciones a CCNN en el tema de mantenimiento deben realizarse los siguientes comentarios:

El espíritu del 10CFR50.65 proporciona a las Centrales flexibilidad en la realización de los sistemas de mantenimiento, es decir en los aspectos programáticos de los mismos, analizando los resultados de su ejecución en relación con la operación segura de la central.

Desde que se publique la Guía Reguladora en 1993, hasta que se requiera efectivamente el 10CFR50.65 en 1996, los titulares de centrales nucleares podrán prepararse para su cumplimiento.

Como se ha expuesto en otros capítulos de este informe, se han realizado dos misiones OSART a las centrales de Almaraz y Cofrentes. Una de las áreas que se evalúan en estas misiones es la de mantenimiento. En ambos casos las opiniones del equipo OSART fueron favorables. Así, sobre Almaraz dice "Existe un programa de mantenimiento de alta calidad, bien administrado, que incluye el mantenimiento correctivo, el preventivo y la planificación de paradas" y sobre Cofrentes "El servicio de mantenimiento de Cofrentes está bien organizado y es eficiente".

5.8.– LA INSPECCION EN SERVICIO

El objeto de la Inspección en Servicio es verificar la integridad estructural de sistemas y componentes que retienen presión y son importantes para la seguridad de la planta, tanto en operación normal como en accidentes, comprobando que los factores de seguridad supuestos en el diseño no sufren cambios que denoten un aumento del riesgo potencial.

Factores aislados o combinados que influyen en la degradación de tuberías, sistemas o componentes se han presentado en las centrales españolas, produciendo efectos que, si bien eran conocidos por las ciencias e ingenierías clásicas, han producido degradación con una intensidad y, quizás también, a una velocidad no esperada en algún caso.

Por ello la Inspección en Servicio controla periódicamente el posible grado de deterioro, es decir, conoce mediante las evaluaciones pertinentes de la toma real de datos "in situ", cuál es el estado de los componentes con mayor importancia para la seguridad de la Central.

Los criterios para elegir los componentes y sistemas a que aplica la Inspección en Servicio son:

- Barrera de presión del refrigerante del reactor.

  Todos los sistemas y componentes que contienen el fluido refrigerante del reactor, forman una barrera física para impedir la liberación de los productos de fisión, por lo que tal barrera será diseñada, fabricada, montada y probada para que sea extremadamente baja la posibilidad de fugas anormales del fluido refrigerante y también lo sean los fallos de propagación rápida y las roturas catastróficas.

- Otros componentes que retienen presión y que están relacionados con la seguridad por pertenecer a sistemas necesarios para la mitigación de accidentes o para llevar el reactor a parada segura.

5.8.1.– NORMATIVA SOBRE LA INSPECCION EN SERVICIO

El marco básico legal de referencia lo constituyen el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas y, para cada central, su respectivo permiso de explotación. Sin embargo, este es un marco muy general y los aspectos de detalle vienen reflejados en normas específicas.

En las centrales nucleares españolas se utiliza el Código ASME Sección XI División I "Reglas para Inspeccion y Prueba de Componentes de Centrales de Agua Ligera", como guía detallada para fijar el alcance y contenido de la Inspección en Servicio. Esta es la norma utilizada en EE.UU. y la más completa que se conoce. Adicionalmente se utilizan, para aspectos de detalle, algunas Guías Reguladoras de la NRC, y otros documentos, pero siempre bajo la cobertura genérica del ASME XI. En la central de Trillo se utiliza, además, la norma KTA-3204 para inspeccionar las estructuras internas de la vasija y la KTA 3201.4 sobre pruebas de los circuitos primario y secundario.

A continuación se describen brevemente las principales actividades requeridas por el Código ASME SECCIÓN XI.

- **Alcance de las Inspecciones.**

  Son componentes sometidos a Inspección aquellos definidos como de clase nuclear que retienen presión así como sus soportes. Estas clases se establecen según el nivel de calidad que se exigió en la construcción, que obviamente dependió de la misión del sistema

en su relación con la seguridad o del fluido contenido, por ejemplo, radiactividad en mayor o menor cuantía. La inspección empezó con una de referencia llamada preservicio y se tiene así conocimiento de la evolución de los defectos aceptables.

- **Métodos de exámenes.**

Los exámenes tienen básicamente naturaleza no destructiva de los materiales y son de diferentes tipos: visual con o sin ayuda de medios ópticos, radiográficos, ultrasónicos y por corrientes inducidas; estos tres conocidos como métodos volumétricos, y por partículas magnéticas y líquidos penetrantes; ambos llamados exámenes superficiales.

- **Reglas para la cualificación del personal dedicado a los exámenes no destructivos.**

Se cualifica el personal según procedimiento que sigue la normativa americana, otorgando tres niveles según las dificultades de las técnicas a usar y según responsabilidades.

- **Intervalos de Inspección.**

A lo largo de la vida de cada central son cuatro los intervalos inicialmente previstos, cada uno de 10 años. Los alcances establecidos para los exámenes de los componentes de clase nuclear son completados en cada intervalo, así como las pruebas de presión. Ya se observa aquí que no solamente se realizan exámenes por los métodos de ensayo aludidos para encontrar posibles defectos, que consisten generalmente en perdida de la integridad estructural, sino un conjunto de pruebas como las de presión. Asimismo se realizan exámenes y pruebas a soportes, bombas y válvulas con requisitos que más tarde se enuncian.

- **Evaluación de defectos de materiales.**

Cuando en cualquiera de las inspecciones se encuentran defectos, se evalúa su aceptación o no con reglas preestablecidas. En caso de no ser admitidos tales defectos por las citadas reglas, pueden aceptarse durante un tiempo, debiendo justificarse tal circunstancia de forma adecuada. Obviamente no aceptar un defecto tiene el camino de la reparación o sustitución del componente.

- **Pruebas de bombas.**

Se prueban las bombas de clase nuclear que intervienen en la parada segura del reactor ó en la mitigación de las consecuencias de un accidente y aquellas que están provistas con fuente de accionamiento de emergencia.

Los procedimientos de inspección requieren la medida de un conjunto de variables: velocidad, presión diferencial, temperaturas en cojinetes, amplitud de vibración, etc. Las pruebas de las bombas en general se realizan cada tres meses.

- **Pruebas de válvulas.**

Se prueban funcionalmente las válvulas de clase nuclear que tienen por misión llevar el reactor a parada segura o mitigar las consecuencias de un accidente. Asimismo las válvulas son categorizadas según su función: aislamiento de la barrera de presión o del recinto de contención, alineamiento de sistemas de seguridad, alivio de presión, etc. Las pruebas a realizar y su frecuencia dependen de la categoría de la válvula; así hay pruebas de accionamiento, de medida de fugas, verificación de tarado en válvulas de seguridad y alivio, etc. Según las categorías se realizan las pruebas con una frecuencia que va de tres meses hasta cinco años.

- **Pruebas e inspecciones a soportes.**

Los soportes son elementos diseñados para transmitir cargas de tuberías y equipos de seguridad, debidas a dilataciones térmicas, transitorios y accidentes, a los edificios o estructuras en que están alojados.

La inspección de soportes y exámenes correspondientes puede llevarse a cabo durante el funcionamiento de la central o en situación de parada, siendo el método de examen visual el más generalizado.También, se verifica el tarado y se hacen pruebas funcionales en banco.

- **Pruebas de presión.**

Según la clase del sistema se realizan pruebas de fugas, pruebas funcionales para verificar operabilidad de sistemas que no trabajan en operación normal, pruebas denominadas en

servicio con exámenes visuales bajo presión de operación y pruebas hidrostáticas realizadas en parada a presiones por encima de la nominal de operación. La frecuencia de prueba varía en función del sistema de que se trate y del tipo de prueba, pudiendo realizarse en cada parada de recarga ó cada diez años.

5.8.2.– RESULTADOS DE LA INSPECCION EN SERVICIO

Las actividades de Inspección en Servicio realizadas en las centrales nucleares españolas son seguidas detalladamente por el C.S.N. mediante inspecciones, auditorías, revisión de los programas, etc.

La primera y generalizada conclusión es que la ejecución de la Inspección en Servicio es satisfactoria en todas las instalaciones. Esta afirmación se basa en las evaluaciones, auditorías e inspecciones realizadas por el CSN, tanto de los programas de Inspección en Servicio como de los resultados de los mismos.

La exposición de problemas más significativos encontrados, cabe agruparla del siguiente modo: defectos en los generadores de vapor, erosión-corrosión, corrosión intergranular en aceros inoxidables austeníticos y otros.

5.8.2.1.– Defectos en los generadores de vapor

Estos componentes delicados por su específica función de transferencia de energía, en forma de calor,a través de los miles de tubos que los constituyen, son en la actualidad los elementos en que se ha encontrado una mayor degradación. Ahora bien el grado de deterioro no es el mismo en todos ellos, fundamentalmente debido a los tipos de materiales, tratamientos dados a los mismos, diseño funcional, años de vida en explotación etc. Por otra parte los defectos son de diverso tipo: grietas por corrosión bajo tensión, defectos por rozamiento de tubos con barras antivibratorias, formación de magnetita en los tubos y placas soporte, etc.

La situación de los defectos en los tubos y la morfología de los mismos incide tanto en la dificultad de la Inspección para encontrarlos y dimensionarlos, como en la evaluación del riesgo que comportan. Las centrales que más degradados tienen sus tubos, Almaraz y Ascó, inspeccionan el 100% de los mismos en cada recarga cuando por Especificaciones Técnicas de Funcionamiento sólo se requiere el 3%. Por otra parte, las investigaciones en tubos de generadores de vapor extraídos que han presentado defectos, los avances en las corrientes inducidas usando multifrecuencias, los ensayos de resistencias de los tubos y su ajuste con técnicas analíticas del fallo, permiten concluir que la rotura de un tubo es un hecho de baja probabilidad, si bien se han dado casos en un cierto número de centrales extranjeras, en países como EE.UU. y Japón.

Los criterios usados para decidir si un tubo afectado puede permanecer o no en servicio, han sido revisados en las centrales de C.N. Almaraz y C.N. Ascó, siguiendo la metodología de "fuga antes de rotura". Las investigaciones realizadas sobre el comportamiento de los tubos de los Generadores de Vapor, han llevado a la conclusión de que determinados tipo de defectos producen inicialmente una fuga controlada antes de llegar a alcanzar el tamaño crítico de rotura. Esto permite dejar un determinado número de tubos con defecto en servicio, siempre que se disponga de instrumentación fiable para vigilar la fuga.

Mediante el método "Fuga antes de rotura" se establece un compromiso: se aumenta el tamaño de cierto tipo de defectos permitidos a los tubos, pero se disminuye drásticamente el caudal de fuga permitida entre circuito primario y secundario. Para aplicar este método se ha instalado una instrumentación de medida de la fuga del circuito primario al secundario mucho mas sensible que la instalada inicialmente.

El límite máximo de fugas fijado anteriormente en unos 80 L/hr, es actualmente de 15 L/hr o

incluso 5 L/hr, dependiendo del nivel de degradación del generador.

Una ventaja importante de la mayor sensibilidad de la nueva instrumentación, es que permite detectar más rápidamente que antes el aumento de fuga, dando así al operador más tiempo para reaccionar y evitar que el tubo llegue a romperse.

El problema no afecta con la misma intensidad a todos los generadores de vapor, hecho confirmado inspección tras inspección, sino que los modelos Westinghouse de C.N. Almaraz y C.N. Ascó, están degradados en mayor grado que el de C.N. Vandellós II, que posee un modelo diferente y distintos problemas. C.N. Almaraz y C.N. Ascó tienen dañados sus tubos fundamentalmente por la corrosión intergranular y en Vandellos II por desgaste en barras antivibrativas. El diseño alemán de C.N. Trillo, modelo de KWU, por el momento se presenta inmune. El generador de C.N. José Cabrera, con diseño y química del circuito secundario diferentes, muestra una degradación mucho menor.

Un método de reparación, para no perder tubos dañados, consiste en introducir manguitos metálicos en el interior de los tubos afectados que posteriormente se sueldan.

Como conclusión cabe decir, que las medidas adoptadas para reducir la degradación de los tubos son amplias, pues se han llevado a cabo extracciones de tubos para su investigación, nuevos tratamientos del material, y análisis y experimentos para mantenerlos en servicio bajo nuevos criterios, etc. Sin embargo, todo esto constituye un conjunto de paliativos que no resuelve definitivamente el problema y que aboca a la sustitución de los generadores. Esta solución ya llevada a cabo en 12 plantas del mundo y prevista en otras 8, ha sido adoptada por C.N. Ascó y C. N Almaraz que ya han presentado en el C.S.N. los planes de sustitución de sus generadores de vapor. Según lo planificado por dichas centrales, se prevé que los nuevos generadores estén instalados entre 1.995 y 1.997.

Una tabla resumen del nivel de deterioro de los generadores de Vapor de las centrales españolas actualizada a finales de 1991, se presenta a continuación:

CENTRAL	Nº TUBOS TAPONADOS	% DEL TOTAL
J. CABRERA	143	5,5
ALMARAZ 1	816	5,8
ALMARAZ 2	525	3,7
ASCO 1	997	7,1
ASCO 2	339	2,4
VANDELLOS 2	184	1,1
TRILLO	12	0,1

5.8.2.2.– Erosión-corrosión

El fenómeno de erosión-corrosión consiste en que el fluido de una tubería disuelve la capa de óxido que la protege superficialmente, a una velocidad tal, que impide que se complete la capa de óxido, con un arrastre continuo de material y la consiguiente pérdida de espesor de la tubería.

La erosión-corrosión se desarrolla únicamente en tuberías y componentes de acero al carbono, siendo inmune el acero inoxidable.

El fenómeno era bien conocido en sistemas bifásicos agua-vapor, especialmente en sistemas de extracción de vapor.

En 1986, mientras la central estadounidense de Surry estaba operando al 100 % de potencia, se rompió una tubería de agua de alimentación, conteniendo gran caudal de agua a una temperatura de más de 200 ºC. Ocho trabajadores que se encontraban en las proximidades fueron alcanzados por el chorro de agua y vapor resultando quemados, por lo que cuatro de ellos murieron poco después.

El análisis posterior de las causas del accidente demostró que la rotura de la tubería se había producido por erosión corrosión, siendo especialmente significativo que la tubería era monofásica, es decir de agua sin vapor.

Como consecuencia de este accidente la NRC emitió el documento IE Bulletin 87-01 (Adelgazamiento de paredes de tubería en centrales

nucleares "Thinning of Pipe Walls in Nuclear Plants"), donde en síntesis se requería la aplicación de un programa de vigilancia de espesores de tuberías en centrales nucleares. El programa se aplica únicamente a tuberías "no clase de seguridad", es decir las de los sistemas no relacionados con la seguridad nuclear, ya que las que son "clase de seguridad" cumplen unos requisitos de calidad de material, fabricación e inspección que les evitan ser susceptibles de padecer el fenómeno del mismo modo.

El CSN envió a todas las centrales españolas una carta en que se les solicitaba el cumplimiento de este "Bulletin".

En la actualidad todas las centrales españolas desarrollan un programa de vigilancia de espesores de tuberías del circuito secundario.

Todas las centrales están afectadas en mayor o menor medida por la erosión-corrosión, destacando que los sistemas más afectados coinciden con los identificados por la experiencia operacional de otras centrales extranjeras. El mayor incidente ocurrido en España debido a este fenómeno fue la rotura de una tubería de agua de alimentación en Sª Mª de Garoña en 1989, sin mayores consecuencias que la interrupción de la operación durante unos días y la posterior mejora del programa de vigilancia en curso. En Almaraz, en 1989 y 1991, también se han producido roturas de tuberías del circuito secundario por este fenómeno; si bien las tuberías rotas eran menos importantes que las de Garoña, también dieron lugar a interrupciones de la operación hasta que se repararon.

El CSN ha realizado inspecciones del programa de vigilancia de espesores a todas las centrales españolas. El resultado ha sido que los programas son aceptables, salvo algunas desviaciones puntuales sin gran importacia para la seguridad. Por otro lado, se prevé seguir haciendo inspecciones periódicas para comprobar los resultados de la aplicación de dichos programas.

5.8.2.3.– Corrosión intergranular en aceros austeníticos

Las inspecciones específicas sobre corrosión integranular bajo tensión en aceros inoxidables austeníticos se muestran satisfactorias hasta el momento en las centrales de Santa Mª de Garoña y Cofrentes, toda vez que en Garoña se procedió a sustituir casi todo el circuito de recirculación y en Cofrentes se trabajó para hacer los materiales más inmunes a la corrosión.

5.8.2.4.– Otras anomalías

Las interferencias que impiden físicamente la inspeccionabilidad de ciertas soldaduras de la vasija de Sta. Mª de Garoña, requeridas por ASME XI están en vías de una rápida solución.

5.9.– VIGILANCIA DE LOS MATERIALES DE LA VASIJA

La vasija de los reactores nucleares de los tipos de agua a presión o de agua en ebullición es el componente más crítico en el sistema de generación de vapor por ser el elemento donde se alberga el combustible nuclear que genera el calor por medio de la fisión. Además forma parte de la barrera de presión que confina de una forma segura el refrigerante, es decir, el agua ligera que extrae y transporta el calor producido en dicha fisión.

La vasija del reactor es un recipiente de pared gruesa que se encuentra solicitado por cargas de naturaleza térmica, bien estáticas o cíclicas, por lo que se requiere un análisis de tensiones que demuestre la integridad estructural del componente ante todas las cargas originadas en operación normal, pruebas y transitorios. Además, las características mecánicas y más específicamente la tenacidad a la fractura del material que conforma la vasija, se ven afectadas por la radiación neutrónica, consecuencia del proceso de fisión del combustible nuclear.

En definitiva, la vasija se encuentra sometida a un campo de tensiones y a una irradiación neutrónica que contribuyen a fragilizar el material, es decir, a disminuir la resistencia estructural. Por lo tanto, el material de la vasija se degrada con el tiempo y se impone un seguimiento del mismo por medio de inspecciones que usan las técnicas más adecuadas de ensayos no destructivos durante las paradas de recarga. Asímismo, mediante programas de vigilancia de los propios materiales de la vasija se controlan sus propiedades metalúrgicas y mecánicas.

Con estos programas de vigilancia se pretende garantizar la seguridad de la propia vasija, mediante el conocimiento y la predicción de la evolución de la tenacidad del material a lo largo de su vida útil, así como de las implicaciones que de ello se deriven.

El conocimiento del estado de los materiales de la vasija es básico con vistas a:

- Analizar incidentes de choque térmico a presión.
- Evaluar el envejecimiento del material y el alargamiento de su vida útil.
- Determinar las curvas límite de presión-temperatura en condiciones de operación, enfriamiento-calentamiento y pruebas.

5.9.1.– NORMATIVA APLICABLE

La normativa técnica que regula tanto la fabricación de la vasija desde el punto de vista de la prevención de su rotura frágil mediante el adecuado diseño, como el posterior seguimiento de la degradación del material mediante inspecciones y el control de la evaluación de las propiedades mecánicas que cambian por el efecto perjudicial de los neutrones rápidos, es la siguiente:

a) 10CFR50. Apéndice A: Criterios generales de diseño para centrales nucleares.

- Criterio general de diseño 31: Prevención de la fractura de la barrera de presión del refrigerante.

  Este criterio establece que la barrera de presión, en este caso la vasija del reactor, se diseñará con margen suficiente para que, en operación, mantenimiento, pruebas y accidentes postulados, su comportamiento sea tal que el material no sea frágil y se minimice la probabilidad de una propagación rápida de la fractura.

- Criterio general de diseño 32: Inspección de la barrera de presión del refrigerante del reactor.

  Este criterio establece que los componentes que forman parte de la barrera de presión, como es la vasija del reactor, se diseñarán para permitir inspecciones y pruebas, así como un adecuado programa de vigilancia de los materiales de la vasija.

- Apéndice G: Requisitos de tenacidad a la fractura

  Este apéndice especifica los requisitos de tenacidad a la fractura para materiales ferríticos de componentes que retienen presión y que forman parte de la barrera de presión del refrigerante del reactor. Las bases para el establecimeinto de dichos requisitos se recogen en el Código ASME (secciones ASME III y ASME XI)

- Apéndice H. Requisitos para un programa de vigilancia del material de la vasija.

  Este apéndice establece un programa de vigilancia que consiste en introducir cápsulas dentro de la vasija, en lugares establecidos al efecto, que contienen probetas del mismo material base y de soldadura que constituyen la vasija. La extracción de estas probetas con arreglo a un calendario preestablecido permite la realización de aquellos ensayos (mecánicos y metalúrgicos) necesarios para acreditar que la tenacidad a la fractura se mantiene dentro de los límites establecidos al efecto.

b) 10CFR50.61: Requisitos de tenacidad a la fractura para protección frente a sucesos de choque térmico a presión.

c) Guía Reguladora 1.99 (Rev. 1 y 2): Efectos de los elementos residuales en la predicción de daño por irradiación en el material de la vasija.

Esta guía predice la evolución de dos parámetros característicos del material que varían con la

irradiación y con los elementos residuales más perjudiciales:

- Temperatura de referencia
- Energía absorbida.

La evolución de estos parámetros permite caracterizar las variaciones que, como consecuencia de la irradiación, se producen en la tenacidad del material, con lo que se puede comprobar si la tenacidad a la fractura se mantiene dentro de los límites establecidos al efecto.

d) KTA-3203: Control de la fragilización de los materiales de la vasija a presión de los reactores nucleares.

Esta guía, publicada por el Organismo Regulador Alemán, establece las pautas para controlar la fragilización del material de la vasija como consecuencia de la irradiación neutrónica, específicamente en la zona que rodea al nucleo. Su aplicación en España se circunscribe a C.N. Trillo.

5.9.2.– PROGRAMA DE VIGILANCIA DE LOS MATERIALES DE LA VASIJA

Para el seguimiento de la variación que, como consecuencia de la irradiación, se produce en las propiedades mecánicas del material de la vasija, se introducen cápsulas de vigilancia que se alojan en guías soldadas en el lado exterior de las placas de blindaje neutrónico, y que se colocan directamente frente a la parte central del nucleo del reactor. Estas cápsulas contienen probetas de composición idéntica al material base de la zona afectada por el calor y del material de soldadura. Asímismo, se incorporan a las cápsulas testigos de temperatura con objeto de conocer la temperatura máxima que experimentan los materiales utilizados en el programa de vigilancia.

Las variables más relevantes que se determinan en este programa de vigilancia son, como se ha indicado anteriormente, la "temperatura de referencia" y la "energía absorbida"; el primer parámetro sirve para caracterizar la resistencia a la fractura frágil de los materiales de la vasija y, el segundo, representa la energía requerida para que se produzca la rotura total dúctil.

5.9.3.2.– ESTADO ACTUAL DE LOS MATERIALES DE LA VASIJA EN LAS CC.NN. ESPAÑOLAS

Si se tiene en cuenta que en el Apéndice G del 10CFR50 se establecen como condiciones limitativas que:

- La temperatura de referencia en la pared interior de la vasija para el material más limitativo sea inferior en todo momento a 93ºC.
- La energía absorbida no descienda en ningún momento de 68 julios.

la situación actual de los materiales de la vasija de las CC.NN. españolas se puede resumir en que:

- La Unidad II de C.N. Almaraz es la que parte con temperatura de referencia más elevada.
- El material de la vasija de la Unidad II de C.N. Almaraz alcanzará el límite de 68 julios a los 32 años de operación efectiva a plena potencia. Transcurrido este intervalo el material de dicha vasija alcanzará asímismo el valor limitativo de 93ºC para la temperatura de referencia.

  No obstante, hay que señalar que estos datos corresponden a una única cápsula y que habrá que esperar a los resultados que se obtengan en la segunda cápsula del programa para confirmar estos resultados. Se encuentran en fase de evaluación las resultados obtenidos en los ensayos realizados sobre las probetas correspondientes a C.N. Ascó I, C.N. Vandellós II, C.N. Trillo y C.N. Cofrentes.

- El programa de vigilancia correspondiente a C.N. Sª Mª de Garoña se está revaluando en su totalidad con objeto de actualizar los datos existentes

5.10.– VIGILANCIA ESTRUCTURAL

El Edificio de Contención de una central nuclear forma la tercera barrera de protección frente a la liberación accidental del material radiactivo del núcleo del reactor. Su integridad estructural debe vigilarse periódicamente para garantizar que mantiene la capacidad de realizar sus funciones.

El resto de los edificios se someten a un programa de vigilancia de los asentamientos, durante los primeros años hasta que se alcanza una situación estacionaria y deja de ser necesario continuar con dicha vigilancia.

C.N. Ascó es la única central que presenta una peculiaridad en este sentido, ya que desde el principio de la construcción de la Unidad II se observaron levantamientos del terreno sobre los que se han realizado numerosos estudios y ha sido necesario elaborar un "Manual de Vigilancia frente a los efectos del levantamiento del terreno".

En este apartado se describe el programa de vigilancia estructural del Edificio de Contención que se realiza en las CC.NN. españolas y los resultados del mismo, así como la problemática especial del levantamiento del terreno de C.N. Ascó.

5.10.1.– VIGILANCIA ESTRUCTURAL DE LA CONTENCION

Los edificios de contención de las centrales nucleares albergan al reactor nuclear y a su sistema de refrigeración.

Estos edificios han sido proyectados para ser capaces de mantener dentro de límites aceptables las tasas de fugas de materiales radiactivos al ambiente, tanto en condiciones normales de operación de la central, como en cualquiera de los accidentes que se postulan como base de diseño, proporcionando al mismo tiempo una barrera estructural y un blindaje radiológico del reactor y de su circuito de refrigeración.

La capacidad resistente del edificio de contención se comprueba mediante una prueba inicial de integridad estructural, y mediante comprobaciones posteriores durante la realización de las pruebas de fugas periódicas.

5.10.1.1.– La prueba de integridad estructural

Una vez terminada la construcción del edificio de contención y con anterioridad a la carga del combustible nuclear, se procede, dentro del programa de pruebas prenucleares, a la realización de la prueba de Integridad Estructural (SIT).

Esta prueba consiste básicamente en someter al edificio de contención a una presión interna superior en un 15% a la que se produciría en caso de ocurrencia del máximo accidente previsible.

A lo largo de la realización de la prueba se controla el comportamiento estructural del edificio. Para ello se instalan extensómetros en sentido diametral y vertical, en el interior del edificio, anclados en los elementos estructurales perimetrales y situados en lugares característicos o representativos.

En las contenciones realizadas en hormigón armado o pretensado, se comprueba también la fisuración del mismo en cuadrículas dibujadas en lugares preestablecidos, elegidos como más significativos de la cara exterior del edificio.

Igualmente se comprueba al comienzo y a la terminación de la prueba si se han producido en la chapa de revestimiento interno de la contención, daños que indiquen un comportamiento anómalo de la misma o de la estructura.

La presurización interna del edificio se realiza mediante compresores de aire aumentando la presión en sucesivos escalones. En cada uno de estos escalones de presión se realizan tomas de datos de los distintos extensómetros instalados, a fin de conocer las deformaciones que va experimentando la estructura.

Igualmente se realiza en cada escalón una comprobación y registro de las cuadrículas dibujadas en el hormigón de la cara externa para comprobar la aparición de nuevas fisuras y el comportamiento de las ya existentes.

Una vez alcanzada la máxima presión de la prueba se comparan las lecturas registradas por los extensómetros, con las esperadas por cálculo y se comprueba si las diferencias están dentro de los límites prefijados. Igualmente se realiza una inspección visual completa de la superficie externa de las contenciones de hormigón, para comprobar si la fisuración existente responde a esquemas previsibles, así como la eventual existencia de desconchones u otros daños anormales.

La despresurización del edificio se realiza también en sucesivos escalones correspondientes a presiones decrecientes. En cada uno de ellos se realizan las lecturas de los datos registrados por los extensómetros para comprobar si los desplazamientos experimentados por los elementos estructurales perimetrales siguen un comportamiento de recuperación elástica. Igualmente se actualizan los croquis de fisuras para comprobar si se produce su disminución.

Normalmente se aprovecha la prueba de integridad estructural para realizar la primera prueba integrada del ritmo de fugas (ILRT).

Los edificios de contención de las centrales nucleares españolas han superado favorablemente sus respectivas pruebas de integridad.

Por otra parte, durante la realización de las pruebas de medida de tasa de fugas de la contención, se aprovecha la circunstancia de tener el edificio de contención sometido a elevadas presiones internas para realizar comprobaciones sobre su comportamiento como estructura hermética.

Estas comprobaciones consisten esencialmente en inspecciones visuales tanto de la superficie interna del edificio, o chapa de revestimiento, antes de comenzar y al terminar la prueba, como de la superficie externa, en el caso de las contenciones de hormigón, antes del comienzo, al alcanzar la máxima presión y al finalizar la misma. En estas inspecciones se comprueba la eventual aparición de daños superficiales así como la evolución de la fisuración de las superficies del hormigón.

5.10.1.2.– Vigilancia del sistema de pretensado

Los edificios de contención de las centrales nucleares de Ascó I y II y de Vandellós II son estructuras de hormigón pretensado.

En estos edificios, además de las pruebas anteriormente relacionadas, se realizan inspecciones periódicas del sistema de pretensado.

Estas vigilancias se realizan una vez transcurridos 1, 3 y 5 años desde la ejecución de la SIT y posteriormente cada 5 años.

Las vigilancias se realizan mediante inspecciones por muestreo de algunos tendones elegidos con criterios que consideran las distintas características de las diferentes familias que componen el sistema y consisten básicamente en comprobaciones visuales de las superficies de hormigón en las zonas de anclaje, la comprobación de que los esfuerzos que los tendones transmiten al hormigón están dentro de los valores previstos por cálculo, y la comprobación de que los distintos materiales que componen el sistema conservan sus características originales.

De esta manera se realizan inspecciones de los anclajes con todos sus componentes, se extraen muestras del material protector de relleno, constituido por grasa, para la realización de ensayos físico-químicos que permiten asegurar la conservación de sus características originales y se extraen cables a los que se les realizan ensayos de rotura a tracción que permiten comprobar la evolución de su capacidad resistente.

5.10.1.3.– Situacion actual

Ya se ha mencionado anteriormente que los edificios de contención de las CC.NN. españolas han superado favorablemente las pruebas de integridad realizadas.

Respecto del sistema de postensado de los edificios de contención, se han realizado tres inspecciones tanto en Ascó I como en Ascó II.

En ambos edificios de contención se han identificado fallos comunes atribuibles al propio diseño del sistema como son:

- Falta de estanqueidad de las vainas, lo que produce la pérdida parcial de la grasa protectora de relleno.

  Este fenómeno es más apreciable en los tendones de trayectoria vertical del muro perimetral del edificio, al producirse manchas en el hormigón en las zonas más bajas de éste y disminución del material de relleno en la parte superior del mismo.

  La falta de estanqueidad de las vainas favorecen eventuales procesos de corrosión de los cables al permitir el acceso de oxígeno.
- Sistema de anclaje de los cables mediante cuñas, lo que ha dado lugar en ocasiones a deslizamientos o a rotura de alambres con la consiguiente pérdida de tensión o de sección resistente.

Como problema específico de la Unidad I se ha detectado una resistencia inferior a la requerida en muestras ensayadas a tracción de uno de los tendones de la cúpula del edificio. Una vez evaluada esta deficiencia se ha considerado como una anomalía aislada y que no supone merma de la capacidad resistente del edificio.

En la segunda inspección realizada en la Unidad II se detectó la presencia de agua en las caperuzas que cubren los anclajes en los extremos de algunos tendones. Este agua había producido en varios casos la oxidación de los extremos de los cables y en algún caso concreto se había producido a todo lo largo del tendón.

Ante la situación antes descrita, la Asociación Nuclear de Ascó, ha realizado diferentes estudios y evaluaciones destinadas a demostrar que el edificio de contención de la C.N. Ascó II conserva su integridad estructural y su capacidad resistente.

Al mismo tiempo, se ha procedido a la sustitución paulatina de todos los tendones del edificio en los que se había detectado la presencia de agua.

El CSN por su parte, con la asesoría de organizaciones exteriores ha realizado ensayos de contraste de los materiales que componen el sistema, cables y grasa de relleno principalmente, así como del agua encontrada en las caperuzas, ha estudiado el tipo y características de la corrosión existente, su influencia en la integridad estructural del edificio y una propuesta de medidas correctoras a adoptar. Asimismo, se está estudiando una modificación de la especificación técnica de funcionamiento de la central por la que se regula la vigilancia del sistema a fin de adaptarla a la situación real del mismo, tareas ambas que se finalizarán a lo largo del año 1992.

Respecto al sistema de postensado de C.N. Vandellós II, se han realizado dos inspecciones habiéndose cumplido los criterios de aceptación establecidos en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.

5.10.2.– LEVANTAMIENTO DEL TERRENO DE LA UNIDAD II DE C.N. ASCO

Como actividad previa a la construcción de la central nuclear de Ascó II se realizó una importante excavación en terreno rocoso.

Durante los primeros tiempos del proceso constructivo, la aparición de grietas en el hormigón de limpieza, puso de manifiesto la existencia de levantamientos del terreno de cimentación de la central.

Ante la posible incidencia de estos movimientos sobre la seguridad nuclear de la instalación se

realizaron distintos trabajos, estudios y evaluaciones, para conseguir el máximo conocimiento del fenómeno y de sus repercusiones sobre la central.

De los estudios realizados se concluye que el levantamiento del terreno se debe a la descompresión del suelo originada por la excavación, esto es, al removerse gran cantidad de rocas y suelos, el terreno sobre el que éstos descansaban tiende a expandirse al desaparecer la carga del peso que el material removido producía.

A este fenómeno hay que sumarle el hecho de que, al realizar la excavación, se produjo la apertura de juntas de estratificación del terreno y quedaron al descubierto materiales limo-arcillosos que, en contacto con el agua de la lluvia se expanden produciendo también el levantamiento del terreno de cimentación. Antes de la realización de la excavación, el acceso de agua a las limolitas (serie limo-arcillosa) se había visto muy limitada por la existencia de varios metros de terreno sobre ellas.

Durante las primeras etapas de la construcción de la central se adoptaron diferentes medidas con la finalidad de paliar las causas que producían los levantamientos del terreno. Estas medidas, encaminadas a limitar en lo posible el acceso de agua a las limolitas, fueron entre otras, la impermeabilización de los taludes de la excavación mediante capa de mortero de cemento y el establecimiento en ellos de una red de drenaje de las aguas pluviales. Se impermeabilizaron mediante aglomerado asfáltico y su red de drenaje, todas las áreas exteriores de la central. Igualmente se construyó una pantalla impermeable subterránea para impedir el acceso del agua procedente del río Ebro.

Se realizaron asimismo reformas estructurales en el proyecto de algunos edificios, como por ejemplo, la disposición de un relleno de hormigón pesado de dos metros y medio de espesor bajo el piso del edificio de Control, con el fin de contarrestar en lo posible la fuerza expansiva de las limolitas.

De los análisis y evaluaciones realizados por el titular y por el CSN, se concluyó la necesidad de vigilar la evolución de los levantamientos del terreno y de sus efectos sobre la seguridad de la central, mediante la instalación de una instrumentación adecuada para la medida de las diferentes variables que intervienen en el fenómeno.

La periodicidad y los procedimientos de toma de datos de esta instrumentación y el análisis de los mismos, se han recopilado en un único documento que sirve de base para el seguimiento de los diferentes aspectos relacionados con los levantamientos del terreno y de sus efectos, al que se ha denominado "Manual de Vigilancia de Ascó II frente a los efectos del levantamiento del terreno".

En este mismo documento se recogen también una serie de valores límites de distintos parámetros de los efectos del levantamiento, cuya no superación garantiza la seguridad de la instalación.

5.10.2.1.– El Manual de Vigilancia de Asco II frente a los efectos del levantamiento del terreno

En el Manual de Vigilancia se indican las actividades de vigilancia frente a los efectos del levantamiento del terreno a realizar por el titular de la instalación con las periodicidades indicadas en el mismo.

En el Apéndice C del primer Permiso de Explotación Provisional de la Central Nuclear de Ascó II, se incluyeron una serie de límites y condiciones sobre el seguimiento y el control de los movimientos del terreno y su incidencia sobre las estructuras, equipos y componentes de la central.

En él se dio carácter oficial al Manual de Vigilancia, como instrumento para la realización de todas las mediciones, comprobaciones y evaluaciones relacionadas con los movimientos del terreno, estableciéndose que cualquier revisión del mismo debe ser aprobada por el Consejo de Seguridad Nuclear. También se requirió que la

superación de cualquier límite de precaución de los definidos en el citado documento, se comunicase a la Dirección General de la Energía y al Consejo de Seguridad Nuclear con la correspondiente evaluación. Se establecieron igualmente criterios generales en cuanto a procedimientos, documentación de resultados y precisión requerida para las observaciones y mediciones que se realicen en la instalación. Asimismo, se requirió que todos los instrumentos especificados en el Manual de Vigilancia, estuvieran instalados en la central antes de proceder a la primera carga del combustible nuclear.

Se requirió también en este Apéndice C, la realización de dos tomas de datos distanciados entre sí tres meses, para establecer la situación inicial de referencia para la evaluación de sucesivas tomas de datos trimestrales.

5.10.2.2.– Situación actual del fenómeno

Las acciones indicadas en el Manual de Vigilancia, se vienen realizando con las periodicidades establecidas en el mismo.

Se realizan campañas periódicas de toma de datos, y se evalúan los mismos según los métodos indicados en el Manual. Con todo ello se confecciona, con periodicidad anual, un informe denominado "Evaluación del Estado de la Planta frente a los efectos del levantamiento del terreno de acuerdo con el Manual de Vigilancia" que se remite al CSN.

A continuación se presenta la situación actualizada del fenómeno de levantamientos del terreno de la central, en sus dos vertientes, la de edificios y estructuras y la de equipos, sistemas y componentes afectadas por el mismo.

1. Estado actual de la planta referente a equipos, sistemas y componentes:

Con los resultados obtenidos de las auditorías e inspecciones efectuadas sobre el documento "Evaluación del estado de la planta al 01-04-91 frente a los efectos del levantamiento del terreno" y de los Procedimientos aplicados, y teniendo en cuenta los puntos pendientes de comprobar por parte de la Asociación Nuclear de Ascó, se llegó a las siguientes conclusiones:

- La planta es segura en cuanto se refiere a equipos, sistemas y componentes dentro de los plazos cubiertos en esta evaluación.
- Deben completarse una serie de estudios y acciones en curso relativas a soportado de equipos, deformación de edificios, mejora de datos de referencia mediante el uso estadístico de los datos disponibles, etc.

2. Estado actual de la planta en lo referente a edificios y estructuras:

Las estructuras mantienen su comportamiento dentro de los límites de precaución, establecidos por el "Manual de Vigilancia" y presentados en la "Evaluación del Estado de la planta al 01-04-91 frente a los efectos del levantamiento del terreno".

En líneas generales se puede decir que actualmente, tanto el levantamiento como el basculamiento, son inferiores a los previstos a la fecha y que sus velocidades también van por debajo y decrecen más deprisa de lo inicialmente previsto.

6
ACTUALIZACIONES DE LA SEGURIDAD

La normativa internacional de seguridad evoluciona como consecuencia de las lecciones aprendidas de accidentes e incidentes operativos, y de resultados de los programas de investigación.

Para mantener actualizadas las condiciones de seguridad de las centrales nucleares, el CSN ha requerido a todas ellas, como se indica en el capítulo 3 de este informe, la presentación de un informe semestral sobre nueva normativa aparecida en el país de origen del proyecto así como un informe anual de aplicabilidad de experiencia operativa externa. Por su parte, el CSN viene realizando su propio seguimiento de dicha normativa y experiencia operativa y participa en los más importantes foros internacionales de investigación e intercambio de experiencias. De todo ello surgen nuevos requisitos y líneas de trabajo.

En este apartado se describen los temas más importantes sobre los que ha habido:

- Una evolución de la normativa y su aplicación a las centrales nucleares españolas.
- Planes de actuación establecidos por el CSN que pueden generar un impacto significativo en la seguridad, como son el "Programa Integrado de Realización de Análisis Probabilísticos de Seguridad en España", o las investigaciones de accidentes con daño al núcleo y sus aplicaciones a las CC.NN. españolas.

6.1.– PROTECCION CONTRA INCENDIOS

El sistema de Protección Contra Incendios (PCI) de una central nuclear lo forman un conjunto de subsistemas donde se utilizan todos los recursos actuales de protección y lucha contra el fuego, aplicados bajo una normativa que fue ampliamente desarrollada a partir del incendio que tuvo lugar en la C.N. de Browns Ferry en 1975.

El Consejo de Seguridad Nuclear, dentro de la política de adecuar la normativa de licenciamiento española a las normas internacionales, especialmente las normas del país de origen de cada proyecto, ha venido exigiendo para el licenciamiento y reevaluación de las distintas centrales la normativa vigente más avanzada en materia de protección contra incendios en centrales nucleares.

Como ya se ha dicho, la normativa de PCI específica para centrales nucleares tuvo su gran desarrollo a partir de 1975 en que se produjo el incendio en la C.N. de Browns Ferry, ya que hasta entonces las centrales nucleares se protegían con los mismos criterios que las plantas convencionales. A partir de este incendio la Comisión Reguladora Nuclear de Estados Unidos (NRC) publicó en 1976 la posición reguladora BTP APCSB 9.5.1, cuyo apéndice A era aplicable a centrales con permiso de construcción anterior al 1

de Julio de 1976 y centrales en operación en esta fecha.

Dicha BTP APCSB 9.5-1 y su Apéndice A aportaban una guía básica de diseño de PCI que en general establecía un grado de seguridad razonable y equilibrado, pero que en algunos aspectos había suscitado ciertas carencias en el diseño y presentaba dificultades en la aplicación.

En noviembre de 1980, la NRC publicó en el Registro Federal el Apéndice R al 10CFR50. Esta reglamentación se declaró aplicable a las centrales nucleares en operación en febrero de 1981 y su objeto fue establecer correcciones y mejoras en la protección contraincendios de las centrales con permiso de explotación anterior al 1 de enero de 1979, cuyo diseño impedía el cumplimiento con el citado apéndice A de la BTP APCSB 9.5.1.

La NRC se centró en el Apéndice R en los aspectos conflictivos de la normativa vigente (BTP APCSB 9.5-1) y, utilizando la experiencia adquirida en aquellos años, maduró y matizó algunos requisitos.

Posteriormente, fueron publicadas la BTP ASB 9.5-1, rev. 1 y la BTP CMEB 9.5.1 rev. 2, que recogían unos requisitos más elaborados, siendo esta última la norma empleada en el licenciamiento de las centrales nucleares de la última generación, ya que la BTP CMEB cubre las carencias de diseño que ya había puesto de manifiesto y recogido el Apéndice R al 10CFR50 (Protección contraincendios que asegure la capacidad de parada segura, Iluminación de Emergencia, Capacidad Alternativa y dedicada de Parada Segura y Sistema Colector de Aceite de las Bombas de Refrigerante del Reactor).

La aplicación los requisitos del Apéndice A a la posición reguladora BTP APCSB 9.5-1 en plantas de origen americano es obvio, pero no se ve tan clara su aplicabilidad a las plantas de origen alemán (C.N. Trillo). Sin embargo, durante el licenciamiento de C. N. Trillo no se consideró suficientemente desarrollada la normativa alemana, por lo que se convino aplicar normativa americana que es la más evolucionada en materia de PCI.

6.1.1.– OBJETIVOS Y MEDIOS

Los objetivos fundamentales del sistema de Protección Contraincendios son los llamados criterios de "defensa en profundidad" que pueden resumirse en:

1. Asegurar el mantenimiento de la capacidad de Parada Segura en caso de incendio.
2. Asegurar que el incendio no produzca deterioros o situaciones tales que permitan emisiones radiactivas indebidas al ambiente.
3. Proteger contra incendios a sistemas, componentes y recintos de forma que se eviten peligros a vidas humanas y pérdidas económicas.

La filosofía general de diseño, del sistema de PCI, extraída de la normativa antes indicada, se resume como sigue:

La disposición física de la central se concibe para aislar los sistemas de seguridad de riesgos de incendio y separar sistemas redundantes de forma que no puedan ser dañados por el mismo incendio. Se identifican los sistemas de seguridad y se realiza un "Análisis de Riesgos" siendo el concepto de "Area de fuego" la unidad de estudio, basándose en la no postulación de fuegos en diferentes áreas por la misma causa y con la hipótesis de que todo material combustible contenido en el área de fuego se quema totalmente.

Además, las centrales han de disponer de elementos activos (extinción y detección) y pasivos, que pueden resumirse como sigue:

– Detección

El sistema de detección tiene como función detectar y dar alarma por incendio en cualquier lugar de la planta. Consiste en conjuntos de detectores de diferentes tipos según el riesgo existente.

– Extinción

En las centrales nucleares y para cada tipo de riesgo y clases de fuego derivado del tipo de

combustible, se selecciona un agente extintor y la forma de aplicarlo: Agua, Espuma, Polvo químico seco, CO2 y Halon. Su aplicación va desde la utilización de sistemas fijos (en zonas de carga térmica elevada) a la de extintores portátiles y de carro (en zonas de carga térmica media y baja).

– **Protecciones pasivas**

Se utilizan para separar y proteger componentes de seguridad (bandejas de cables, equipos, conductos de ventilación, soportes, estructuras, etc) de trenes redundantes que se encuentran en la misma área de fuego.

La normativa actual contempla rangos de fuego de 3 horas para los componentes pasivos, aunque el Apéndice R al 10CFR50 da como alternativas de protección para asegurar la capacidad de parada segura, una serie de criterios que relajan las exigencias, permitiendo combinaciones de barreras de 1 hora, detección y extinción automáticas, distancias, etc, para dentro y fuera de Contención.

6.1.2.– REEVALUACIONES Y LICENCIAMIENTOS. NORMATIVA APLICADA

El CSN realizó una reevaluación de las centrales de la primera generación (José Cabrera, Garoña), planteando la normativa americana que estaba vigente y que se debería implantar: Apéndice A de la BTP-APCSB 9.5-1 y cumplimiento con el Apéndice R al 10CFR50. Como resultado de estas reevaluaciones se produjeron modificaciones en los sistemas de PCI de cada una de ellas cuyos resultados serán expuestos más adelante.

Para las centrales de la 2ª generación, fué exigido el cumplimiento del Apéndice A a la BTP APCSB 9.5.1 y en donde había desviaciones, el cumplimiento con los requisitos del Apéndice R al 10CFR50.

Por último las centrales nucleares de la 3ª generación fueron licenciadas siguiendo las mismas pautas. La central de origen alemán C.N. Trillo fue sometida para su licenciamiento respecto al programa de PCI, a los requisitos establecidos por el Apéndice A a la BTP APCSB 9.5.1, mientras que la de Vandellós II, de origen americano, se acogió a la BTP CMEB 9.5-1, rev. 2, ya vigente en la época del diseño de su sistema de PCI. No obstante, al poseer la última de las normas unos requisitos más elaborados tras los debates internos habidos entre las diferentes partes interesadas en EE.UU, se ha aplicado en ciertos casos a C.N. Trillo.

6.1.3.– ASPECTOS SIGNIFICATIVOS DEL PROCESO DE REEVALUACION DE LAS CENTRALES DE LA PRIMERA GENERACION

A las dos centrales (José Cabrera, Garoña) se les ha sometido a un proceso similar en cuanto a la reevaluación de los sistemas de PCI y el planteamiento de la Normativa a seguir dentro de los grandes temas:

- Organización y Gestión de la Protección Contraincendios de la Central.
- Dotación y medios de protección contraincendios de la Central.
- Mejoras concretas de la protección contraincendios de determinadas áreas.
- Análisis de Riesgos de Fuego y Capacidad de Parada Segura ante un incendio.

Se describen a continuación las actuaciones más significativas y el estado actual de cada una de ellas:

1. C.N. José Cabrera.

Las modificaciones en el PCI de la C.N. José Cabrera se dividieron de acuerdo con la Resolución de la DGE en dos fases. En la primera, se identificaron las zonas que suponían un mayor peligro potencial, bien por su carga térmica, bien por la densidad de equipos de seguridad instalados, siendo el criterio de esa modificación instalar en ellos equipos de protección y detección (se concretó a 10 zonas).

En la segunda fase el criterio fue diferente. En primer lugar, el objetivo fue que la central contara con unos sistemas y provisiones de PCI que, globalmente, supusieran un cumplimiento aceptable de la normativa identificada por el CSN. Por otro lado, al tener lugar en esta fase una relocalización de equipos y adición de otros nuevos, ha afectado a algunas zonas cuya protección se instaló en la primera fase, con lo que el PCI de dichas zonas ha sido objeto de revisión.

La comparación del diseño con los requisitos del Apéndice A de la BTP APCSB 9.5-1, se realizó no como un criterio de aceptación rígido, sino como un punto de referencia respecto al que puede haber desviaciones justificadas en función de las características (en algunos casos muy específicos) de C.N. José Cabrera, o bien buscándose medios alternativos.

Se evaluó también el equipo de bombeo como fuente de agua de PCI y otros aspectos relacionados con el PCI que no son recogidos expresamente en la BTP APCSB 9.5-1 y que fueron reevaluados respecto a la normativa convencional y a la buena práctica.

Entre las modificaciones al sistema de PCI de la C. N. José Cabrera, como resultado de las acciones requeridas por el CSN y que se han realizado durante el proceso de revaluación se destacan:

- Instalación de medios de detección y extinción e incendios en diferentes zonas y edificios.
- Medidas adicionales de protección pasiva en Sala de Control.
- Instalación de protecciones pasivas, puertas PCI, bordillos y medios de absorción de vertidos.
- Instalación de sistemas de alumbrado y comunicaciones de Emergencia.
- Segregación en paneles de Sala de Control de trenes redundantes necesarios para la Parada Segura.
- Acciones resultantes del Estudio de Parada Segura en caso de incendio, consistentes en rutados nuevos de cables, protecciones pasivas de bandejas, sellados, etc.

Como resultado del conjunto de actuaciones de evaluación e inspección, el CSN solicitará a José Cabrera que actualice el análisis de cumplimiento con el Apéndice R.

2. C.N. Santa María de Garoña.

Al igual que para la C.N. de José Cabrera, el CSN ha realizado una revisión de la PCI instalada en la C.N. de Santa María de Garoña, utilizando como lista de verificación la de comparación de la PCI instalada con los requerimientos del Apéndice A a la BTP APCSB 9.5-1, teniendo en cuenta las características (en algunos casos muy específicas) de la C.N. Garoña, fundamentalmente en lo referente a separaciones físicas y segregaciones de trenes redundantes, optando por buscar soluciones a los incumplimientos detectados que - aun no llevando al cumplimiento estricto de la normativa de referencia - si añaden una mejora notable a la calidad de la PCI instalada. Asimismo, se ha realizado la evaluación de los requisitos de parada segura frente a fuego (según el Apéndice R al 10CFR50), detectándose desviaciones cuya propuesta de solución está en vías de realización.

En la política de evaluación continua, se ha exigido la actualización del Análisis de Riesgos y el cumplimiento con los requisitos del Apéndice R. Asimismo, la Central ha realizado una serie de mejoras como resultado de las lecciones aprendidas del incendio de Vandellós I (estudio de inundaciones, mejora en sistemas de extinción, mejoras relacionadas con el mantenimiento de los sistemas PCI, mejoras en la separación física entre áreas de fuego, etc).

Tanto la revisión actualizada del Análisis de Riesgo de Fuego (ARF), como el cumplimiento con el Apéndice R fueron exigidos y enviados al CSN por parte de la Central, estando actualmente en proceso de evaluación.

Entre las modificaciones realizadas al sistema de PCI de la C. N. Santa María de Garoña, como resultado de las acciones requeridas por el CSN y que se han realizado durante el proceso de revaluación, destacamos:

- Protección de los tanques de gas-oil mediante depósitos proporcionadores de espuma.
- Dotación de los tanques de aceite limpio y sucio de turbina de tomas de tierra y venteos.
- Dotación de bordillos para contener el rebose de líquidos (combustibles) en tanques de gas-oil, sellado de H2 del generador, etc.
- Dotación de puertas PCI de rango de fuego 3 horas, en diferentes salas y cubículos.
- Instalación de cortinas de agua entre diferentes equipos de seguridad para su protección.
- Instalación generalizada de equipos de detección y extinción en diferentes zonas.
- Instalación de cortafuegos, mantas de una hora, rutado diferente de cables, etc., como consecuencia del estudio de parada segura frente al fuego, separación física de las canalizaciones eléctricas.
- Instalación de desviaciones frente a posibles propagaciones del fuego por derrames, instalando bordillos.

El grado de seguridad alcanzado por las dos centrales es similar y razonable dada la limitación del diseño existente, que ha llevado a resolver "in situ" las desviaciones encontradas.

6.1.4.– ASPECTOS SIGNIFICATIVOS DE LAS CENTRALES DE LA SEGUNDA GENERACION

Las tres Centrales de la segunda generación, Almaraz, Cofrentes y Ascó, se han licenciado de acuerdo con los criterios expuestos en el Apéndice A a la BTP APCSB 9.5-1. Donde los requisitos de la normativa eran incumplidos se exigió el cumplimiento con los criterios alternativos del Apéndice R al 10CFR50 en cuanto a la Parada Segura.

1. C.N. Almaraz.

Se realizó una evaluación de la PCI de la Planta, comparando el diseño con los criterios establecidos en el Apéndice A a la BTP APCSB 9.5.1, exigiendo posteriormente, a la vista de las desviaciones y la imposibilidad de su cumplimiento, la realización de un Análisis de Riesgos de Fuego y un Estudio de Parada Segura (y su cumplimiento con el Apéndice R al 10CFR50). Además, se exigieron una serie de mejoras encaminadas a aproximarse dentro de lo posible, al nivel de cumplimiento con la BTP-APCSB 9.5.1/Ap. A y con la buena práctica de protección en su estado actual.

Entre las modificaciones previstas al sistema de PCI de la C. N. Almaraz, como resultado de las acciones requeridas por el CSN, cabe destacar:

- Instalación de cubetos y bordillos en torno a componentes con inventario de líquidos combustibles.
- Apantallamiento de los puestos de control de los sistemas de agua para evitar posibles proyecciones a equipos cercanos.
- Instalación de detectores iónicos y extintores en diferentes zonas.
- Incorporación de rejillas apagallamas en depósitos de almacenamiento de gas-oil.
- Protección de vigas y soportes a la exposición al fuego.
- Instalación de compuertas cortafuegos en conductos de ventilación.
- Incorporación de las protecciones pasivas y acciones resultantes del estudio del cumplimiento con el Apéndice R.

2. C.N. Ascó y C. N. Cofrentes.

En estas centrales no se había realizado reevaluacion ni estudio del PCI desde su licenciamiento, habiendo transcurrido ya suficiente tiempo como para realizar una reeevaluación. En C. N. Ascó ha sido iniciada, estando actualmente en proceso de evaluación el estudio del cumplimiento con el Apéndice R y la revisión del Análisis de Riesgos. A C.N. Cofrentes se le ha exigido recientemente la presentación del Análisis de Cumplimiento con el Apéndice R.

6.1.5.– ASPECTOS SIGNIFICATIVOS DE LAS CENTRALES DE LA TERCERA GENERACION

El licenciamiento fue abordado en forma conjunta para las C.N. Trillo y Vandellós II, definiendo previamente las diferencias básicas entre los diseños americanos y alemán para, poder realizar una aplicación exacta y clara de los requisitos exigidos en la normativa.

Además de las diferencias en características constructivas y de diseño entre las centrales de diseño alemán y americano de los sistemas de PCI, la normativa alemana tiende a una menor exigencia de sistemas automáticos (extinción, control de ventilación), confiando en mayor medida en una detección temprana y en una extinción manual.

A continuación se detallan los aspectos más significativos surgidos durante el proceso de licenciamiento de cada una de estas centrales:

1. C.N. de Trillo.

Durante el proceso de licenciamiento de la Central Nuclear de Trillo se detectaron una serie de desviaciones que han sido corregidas posteriormente, siendo los puntos más destacables:

- Dotar de sistema colector de aceite a las bombas de refrigeración del reactor, con capacidad suficiente para todo el inventario de líquido combustible.
- Instalación de protecciones frente a vertidos de agua de los propios sistemas de PCI, como sellos, homologaciones de estanqueidad, etc.
- Aplicación de los criterios expuestos en el Apéndice R y en la BTP CMEB 9.5-1, rev. 2 en cuanto a la resistencia al fuego, detección y extinción automática tanto para fuera del edificio de Contención como para dentro del mismo.
- Instalación de desviaciones frente a posibles propagaciones del fuego por derrames, instalando bordillos en torno a equipos que contienen cantidades apreciables de líquidos combustibles.
- En el almacenamiento de gases se han exigido válvulas y sistemas para detectar y cortar el suministro de H2 ante posibles fugas o roturas.

2. C.N. de Vandellós II.

Durante el proceso de licenciamiento de la C.N. Vandellós II se detectaron una serie de desviaciones que han sido corregidas posteriormente, siendo los puntos más destacables:

- Protección de las Bombas de Refrigeración del Reactor frente a vertidos de aceite exigiéndose, como en C.N. Trillo, la instalación de un sistema colector de aceite drenado a depósito con capacidad suficiente para todo el inventario y con características sísmicas.
- Frente a la protección de vertidos de agua se han requerido sellados de paneles y cabinas eléctricas y homologaciones de estanqueidad (sala superior de cables situada sobre la de Control).
- Separación de trenes redundantes.
- Relocalización de numerosos sistemas de extinción que estaban alejados del riesgo, colocándolos próximos al mismo, para hacer efectivas la detección y extinción.
- Incorporación de un agente extintor adecuado al riesgo (espuma), tanto en sistemas fijos como en puestos de manguera, sobre los depósitos de aceite en el Edificio de Turbina, protegiendo la estructura metálica del Edificio mediante recubrimiento resistente al fuego.
- En los almacenes de hidrógeno se han pedido las mismas medidas mencionadas en la C.N. de Trillo, válvulas de seccionamiento por alto caudal, etc.

Es de destacar que, a pesar de las diferencias de diseño y las distintas normativas aplicadas a estas dos CC.NN. desde un punto de vista global, se ha conseguido un nivel de seguridad similar y adecuado de protección contraincendios, no quedando pendiente ningún tema.

6.2.– INTERACCION HOMBRE-MAQUINA

La seguridad de las centrales nucleares se sustenta en diferentes pilares: diseño intrínsecamente seguro, barreras múltiples, sistemas de salvaguardia, controles administrativos, etc. Sin embargo, buena parte de ellos están afectados por la influencia del ser humano que en definitiva es el responsable último de la explotación segura. Los puntos de interacción entre el hombre y la central son innumerables y esa interfase debe ser cuidada especialmente para reducir al mínimo el número de errores humanos que transciendan y reduzcan la seguridad.

La industria nuclear siempre ha sido consciente de la importancia de este tema; sin embargo el incidente acaecido en la central estadounidense de la Isla de las Tres Millas (1979) puso en evidencia que numerosos aspectos de la interfase hombre-máquina de las centrales en explotación comercial seguían sin estar resueltos adecuadamente. Todo ello, unido a la significativa contribución del factor humano al riesgo de accidentes y la sensibilidad de la seguridad de las plantas respecto a este parámetro, provocó la necesidad de mejorar dicha interfase.

En Estados Unidos, país origen del diseño de la mayor parte de las centrales nucleares españolas, se inició una amplia campaña de investigación en estos temas. El Organismo regulador estadounidense (NRC), fruto de estos estudios, publicó abundante documentación para que fuera utilizada como guía en sus análisis por las compañías propietarias de centrales nucleares. Uno de los hitos en este proceso fue la emisión de la Carta Genérica 82-33 (17-12-1982), dirigida a los propietarios de Centrales que dispusieran de Permisos de Explotación o de Autorización de Construcción, en la que la NRC exigía y clarificaba los principales requisitos solicitados para mejorar la capacidad de respuesta en situaciones de emergencia.

Esta carta se acompañó del Suplemento 1 al NUREG-737, documento en el que se establecía el alcance final que debían tener los trabajos a realizar por los propietarios de centrales nucleares en diferentes temas: sistema de presentación en Sala de Control de parámetros de seguridad de la central, revisión detallada del diseño de Sala de Control, información de la planta necesaria para ayudar al Grupo de Operación en la prevención y mitigación de accidentes, Procedimientos de Operación de Emergencia basados en síntomas y recursos varios necesarios para actuar eficazmente en situaciones de emergencia. El objetivo común de todas ellas es mejorar la seguridad de la explotación incrementando la fiabilidad de las actuaciones humanas.

Las compañías eléctricas españolas consideraron, bajo la supervisión del CSN, la aplicabilidad de estos requisitos a sus centrales nucleares, iniciándose determinados programas de trabajo que en algunos casos siguen en proceso de desarrollo actualmente.

En los apartados siguientes se ofrece una perspectiva general del alcance y contenido de los principales temas que influyen en la interacción hombre-máquina y que son requisitos surgidos tras el accidente de la Isla de las Tres Millas, así como su estado actual de implantación en las centrales nucleares españolas.

6.2.1.– INSTRUMENTACION POST-ACCIDENTE

Tras el accidente de TMI la NRC desarrolló los requisitos de nueva instrumentación con objeto de vigilar las condiciones de la planta (radiación e integridad de la contención y refrigeración del reactor) durante condiciones de accidente, los cuales se concretaron en la Guía Reguladora 1.97 Instrumentación para centrales nucleares de agua ligera para evaluar condiciones de la planta y ambientales después de un accidente ("Instrumentación for Light-Water-Cooled Nuclear Power Plants to Assess Plant and Environs Conditions During and Following an Accident").

Esta guía describe con mucho detalle la instrumentación para vigilar las variables y sistemas

de la planta durante y tras un accidente con objeto de prevenir y mitigar sus consecuencias.

6.2.1.1.– Requisitos

La guía reguladora 1.97 establece cinco tipos de variables necesarias para permitir al personal de operación en Sala de Control la toma de acciones y el conocimiento de la situación de la planta durante el curso de un accidente. Esta clasificación es la que a continuación se indica:

- Tipo A: Son aquellas variables que proporcionan información primaria necesaria para tomar acciones manuales por el personal de operación desde la Sala de Control con objeto de activar sistemas de seguridad para los cuales no existen dispositivos de actuación automática.
- Tipo B: Son aquellas variables que proporcionan información para indicar si las funciones de seguridad han sido ejecutadas.
- Tipo C: Son aquellas variables que proporcionan información sobre la existencia de roturas en las distintas barreras que permitirían el escape de productos de fisión ó causas potenciales de rotura.
- Tipo D: Son aquellas variables que proporcionan información sobre el estado operacional de sistemas de seguridad de la central.
- Tipo E: Son las variables necesarias para vigilar la magnitud de los escapes radiactivos y el continuo seguimiento de dichos escapes (incluye las variables de Protección Radiológica y Meteorológicas).

Las variables de cada tipo están explícitamente definidas en la Guía Reguladora (excepto las del tipo A que son específicas de cada planta). En función de su importancia se especifica su categoría (1, 2 y 3), siendo para las de categoría 1 para las que más requisitos de diseño se establecen (redundancia, cualificación sísmica, cualificación ambiental, separación física, alimentación eléctrica clase 1E, etc). Para las de categoría 2 se requiere cualificación ambiental y las de categoría 3 pueden ser de grado comercial sin requisitos especiales.

La aplicabilidad de esta guía reguladora es general, es decir, se aplica tanto a las centrales en operación como a las que estaban en fase de construcción en la fecha de edición. En cuanto a plazos de implantación, se indica que cada central debe establecer su programa específico en consenso con el Organismo Regulador, no estableciendo una fecha límite de finalización.

Es importante señalar que la aplicación de esta guía a centrales en operación, en cuyas bases de diseño no se contemplaba esta normativa, supone importantes modificaciones de diseño debido al gran número de variables identificadas (del orden de 80, muchas de ellas con 2 y 3 canales redundantes), con modificaciones tales como:

- Incorporación de nueva instrumentación (Ej. Nivel de la Vasija del Reactor, Analizadores de Hidrógeno de la Atmósfera de la Contención).
- Modificación de la instrumentación existente (ampliación de rangos de medida; sustitución de transmisores, cables, conectores por motivos de cualificación; nuevos trazados de cables).
- Modificaciones en Sala de Control (incorporación de nuevos indicadores y registros y sustitución de otros por problemas de cualificación sísmica).

6.2.1.2.– Estado de cumplimiento de las centrales nucleares españolas respecto a la R.G. 1.97

Desde el punto de vista de cumplimiento con la R.G. 1.97 podemos clasificar las centrales nucleares de acuerdo con su generación. Las centrales más modernas (3ª Generación). entraron en operación años después de emitida la normativa, por lo que básicamente incorporan en su diseño original los requisitos de la Guía Reguladora.

Las centrales de la 2ª Generación, entraron en funcionamiento poco después del accidente de TMI, cuando la normativa desarrollada a raíz de este accidente todavía no estaba completamente desarrollada por lo que sus diseños originales no incorporan la totalidad de los requisitos de la Guía

Reguladora, si bien el CSN a través de los Permisos de Explotación Provisional ha requerido su cumplimiento paralelamente a lo que en EE.UU. era implantado por sus centrales nucleares de referencia.

Las centrales de la 1ª Generación, cuya fecha de entrada en operación es muy anterior al desarrollo de la normativa, son las que presentan mayor número de desviaciones respecto a la Guía Reguladora y su adaptación a ésta entra dentro de un programa general de mejoras de diseño de la central.

Siguiendo esta clasificación, a continuación se identifica el estado de cumplimiento de cada una de las centrales en relación a la instrumentación post-accidente.

– **Centrales de la 3ª Generación:**

- C.N. de Vandellós II.- La instrumentación post-accidente fue evaluada dentro del capitulo 7.5 del Informe Final de Seguridad para la concesión del Primer Permiso de Explotación Provisional de la central. Las desviaciones encontradas en esta evaluación fueron identificadas en el condicionado del Permiso de Explotación y pueden categorizarse como de menor importancia.
- C.N. Trillo.- La normativa aplicable a C.N. Trillo es la del país origen de diseño (República Federal Alemana) que en relación con la instrumentación post-accidente es la KTA-3502. Esta norma, al igual que la R.G. 1.97, establece la instrumentación necesaria para condiciones post-accidente así como los requisitos de diseño que han de cumplir. Para C.N. Trillo este tema se evaluó con motivo del primer Permiso de Explotación Provisional no encontrándose desviaciones al cumplimiento de dicha norma.

– **Centrales de la 2ª Generación:**

- C.N. Almaraz.- El Permiso de Explotación Provisional de C.N. Almaraz I estableció los requisitos del programa a llevar a cabo por la mencionada central al objeto de incorporar la instrumentación de vigilancia en condiciones de accidente. A tal fin, C.N. Almaraz presentó al C.S.N. documentación, en la que identificaba la situación de la central respecto a las posiciones de la R.G. 1.97 rev. 3.

  El C.S.N. identificó las desviaciones encontradas en 15 variables y requirió a C.N. Almaraz la realización de una serie de modificaciones y la remisión de un programa de implantación. C.N. Almaraz, remitió en junio de 1.990 un programa de implantación de casi la totalidad de las modificaciones requeridas por el C.S.N. El programa presentado por C.N. Almaraz preveía acometer estas modificaciones en la parada para recarga de diciembre del 91 para la Unidad I y Junio del 92 en la Unidad 2, con la excepción de la variable B1 (Flujo neutrónico) que se realizaría en abril de 1993 para la Unidad I.

- C.N. Asco.- Para la concesión del Permiso de Explotación Provisional de la Unidad I (julio 82) la instrumentación post-accidente fue evaluada dentro del capítulo 7.5. del Informe Final de Seguridad. En dicho permiso, se requirió a C.N. Ascó un proyecto de modificación de la instrumentación y sistemas de vigilancia usados para controlar y seguir un accidente. Desde entonces el tema ha sido objeto de un seguimiento continuo por parte del C.S.N.

  En enero de 1983 C.N. Ascó envió el estudio "Sistema de Vigilancia Post-Accidente" en el que se refleja su posición inicial.

  Básicamente, C.N. Ascó presenta en este documento sus desviaciones con respecto a la R.G. 1.97 y el programa de modificaciones previsto. Sin embargo, para ciertas variables la solución no queda definida o no es aceptada por el C.S.N. Tal es el caso, respecto al criterio de C.N. Ascó de no implantar la instrumentación de nivel de la vasija, el registro de instrumentación clave (categoría 1) a través de pantallas de ordenador y la falta de cualificación ambiental de variables claves, tal como: termopares del núcleo, flujo neutrónico, temperaturas de las ramas frías y calientes, etc.

  La situación de temas pendientes de C.N. Ascó con respecto a la R.G. 1.97 queda resuelta con un programa definido de implantación que se

extiende hasta la recarga del 92 para ambas unidades, excepto en lo referente a la implantación de instrumentación de nivel de la vasija. La posición de Ascó a este respecto era su no instalación considerando suficiente la indicación de grado de subenfríamiento.

El C.S.N. sin embargo ha requerido a C.N. Ascó la implantación del nivel de la vasija.

- **C.N. Cofrentes**.- Con objeto de la concesión del Permiso de Explotación Provisional, la instrumentación post-accidente fue evaluada dentro del capítulo 7 del Informe Final de Seguridad.

  Las discrepancias respecto a la R.G. 1.97 fueron identificadas en dicho informe de evaluación y a través de la condición B.4.6 del Permiso de Explotación Provisional (julio de 1984), se requirieron a C.N. Cofrentes una serie de mejoras a realizar en la primera recarga.

  Sólo quedaron pendientes aspectos en que la posición de C.N. Cofrentes, en coincidencia con el Grupo americano de propietarios de centrales BWR, discrepaba con los requisitos de la Guía Reguladora y la NRC no había tomado una decisión al respecto, tales como:

  - Clasificar como categoría 1 a la variable de flujo neutrónico.
  - Instalación de termopares del núcleo.
  - Instalación de nivel de radiación en el sistema de refrigeración del reactor como categoría 1.
  - Clasificar como categoría 1 la variable de nivel de sumidero pozo seco.

  Estos aspectos puntuales que quedaron pendientes de la evaluación del Permiso de Explotación habrán de ser, en su caso, nuevamente revisados una vez clarificados en EE.UU.

– **Centrales de la 1ª Generación:**

- **C.N. José Cabrera.**- Como parte del proceso general de mejoras realizado en la 2ª Fase de modificaciones, se identificaron un número de variables claves (21 variables) que deberían cumplir con los requisitos establecidos por la guía reguladora. Dichas mejoras se realizaron con la implantación de equipo nuevo, desde el elemento sensor hasta el indicador (nuevos transmisores cualificados, cables, penetraciones, cabinas analógicas y panel en Sala de Control) lo que constituyó una primera y muy significativa aproximación al cumplimiento total con la R.G. 1.97.

  En julio de 1989 y dentro del Plan de Acción Integrado sobre la Sala de Control, se requirió a C.N. José Cabrera un estudio completo de cumplimiento con la Guía Reguladora 1.97 rev. 3. Dicho estudio ha sido remitido al C.S.N. primeramente de forma preliminar (marzo 90) y posteriormente con la posición definitiva de C.N. José Cabrera (febrero 91). Se ha revisado por parte del C.S.N., estando previsto la conclusión definitiva durante 1.992.

- **C.N. Santa. Mª. de Garoña.**- En el condicionado del Permiso de Explotación Provisional, se requirió a C.N. Garoña, un programa y calendario para incorporar a la central la instrumentación de vigilancia en condiciones de accidente de acuerdo con lo requerido en la R.G. 1.97 Rev. 2.

  En febrero de 1982, C.N. Garoña remitió un estudio sobre el grado de cumplimiento con los requisitos de la Guía Reguladora 1.97. En este estudio se identificaba por parte de C.N. Garoña la instrumentación instalada para cada variable definida por la guía, aunque no se establecían mejoras a este introducir.

  En mayo de 1990, el C.S.N. requirió a C.N. Garoña un estudio detallado de cumplimiento con la guía, identificación y justificación de las desviaciones existentes y un programa de mejoras. El estudio ha sido remitido en 1991 por C. N. Santa María de Garoña y revisado por el C.S.N., quedando gran número de temas pendientes. Se prevé en este sentido, que C. N. Santa María de Garoña establezca un programa de resolución con anterioridad a la próxima recarga.

6.2.2.– SISTEMA DE VISUALIZACION DE LOS PARAMETROS DE SEGURIDAD

Como es bien sabido, el accidente de TMI estuvo muy influenciado por el hecho de que los operadores basaron sus decisiones en una información insuficiente e incluso errónea, al mismo tiempo que se vigilaban datos que eran correctos. Por tanto, para mejorar la capacidad de los operadores para hacer frente a situaciones no deseadas en la planta, no es suficiente con instalar líneas adicionales de instrumentación, sino que se hace necesario mejorar la presentación e interpretación de los datos disponibles como, por ejemplo, condensar la gran cantidad de entradas de datos en un pequeño número de fuentes inteligentes de información. El Sistema de Visualización de Parámetros de Seguridad (en adelante SPDS) es, por tanto, un requerimiento post-TMI, el cual debe cumplir con los requisitos exigidos por la NRC en el Suplemento 1 del NUREG-0737 "Clarification of TMI Action Plan Requirements" (Clarificación del Plan de Acción de Requisitos post-TMI).

6.2.2.1.– Requisitos

Los requisitos exigidos por el Suplemento 1 al NUREG-0737 se resumen a continuación:

1. El Sistema de Presentación de Parámetros de Seguridad (SPDS) ha de proporcionar un gráfico conciso de las variables críticas de la planta a los operadores de la sala de control para proporcionarles ayuda en una rápida y fiable determinación del estado de seguridad de la planta. Aunque el SPDS estará operativo tanto durante la operación normal como durante condiciones anormales, el principal propósito y función del SPDS es ayudar al personal de la sala de control, durante condiciones anormales y de emergencia, en la determinación del estado de seguridad de la planta y determinar si las condiciones anormales precisan de acciones correctoras por parte de los operadores para evitar la degradación del núcleo. Esto puede ser particularmente importante durante transitorios y en la fase inicial de un accidente.

2. Cada reactor en operación estará provisto con un SPDS convenientemente localizado en la sala de control. Este sistema mostrará continuamente información de la cual pueda deducirse rápida y fiablemente el estado de seguridad de la planta por parte del personal de sala de control, el cual es responsable de evitar la degradación y daños al núcleo.

3. La instrumentación requerida en Sala de Control proporciona a los operadores la información necesaria para la operación segura del reactor en condiciones normales, transitorios y accidentes. EL SPDS se usa adicionalmente a estos componentes básicos y, por tanto, los requisitos aplicables a la instrumentación de Sala de Control no le son aplicables. Así, al SPDS no se le requiere cumplir con el criterio del fallo único ni tampoco estar cualificado como de Clase 1E ni sísmicamente. El SPDS estará aislado de forma que no existan interferencias eléctricas o electrónicas con los equipos y sensores de los sistemas de seguridad. Los operadores deberán estar entrenados, mediante los correspondientes procedimientos, para responder a condiciones de accidente tanto con el SPDS disponible como indisponible.

4. Los criterios funcionales del SPDS en cuanto a disponibilidad, adquisición de datos y verificación y validación, se exponen en el NUREG-0696.

5. Los gráficos mostrados por el SPDS están diseñados de forma que incorporen los principios aceptados de factores humanos, y que la información mostrada pueda ser rápida y fácilmente percibida y comprendida por sus usuarios.

6. La información mínima suministrada por el SPDS será suficiente para proporcionar a los operadores de la planta información acerca de:

   – Control de reactividad

   – Refrigeración del núcleo del reactor y extracción de calor del sistema primario

- Integridad del sistema de refrigeración del reactor
- Control de radiactividad
- Condiciones en contención

6.2.2.2.– Estado de Implantación.

En general todas las centrales han adoptado una actitud positiva ante el requisito de implantación de un SPDS, siguiendo la normativa de EE.UU., incorporando funciones no expresamente requeridas por esta normativa. Por ello el CSN no adoptó una posición de evaluación del desarrollo detallado de este sistema, sino que optó por una revisión e inspección de su implantación final.

Siguiendo este criterio, en el año 1990 se elaboró un plan general de evaluación e inspección, que fué iniciado en las centrales de Almaraz, Ascó y Cofrentes, continuando en 1991 con Santa María de Garoña y con Vandellós II y estando prevista su finalización en 1992.

El estado de implantación del SPDS en cada una de las centrales españolas se describe a continuación:

C.N. JOSE CABRERA.

El programa de reevaluación de esta central no incluyó la implantación de este requisito. Posteriormente se pidió a C. N. José Cabrera que claborara un plan de actuación integrado sobre Sala de Control que contempla la revisión de diseño de la misma, el proceso de elaboración y validación de los Procedimientos de Operación de Emergencia y la necesidad de implantar un SPDS.

Una vez finalizados los ejercicios de verificación y validación de los nuevos Procedimientos de Operación de Emergencia, el explotador ha decidido iniciar los trabajos encaminados a definir e instalar un SPDS en C. N. José Cabrera, el cual no estará operativo antes de la recarga de 1.993. La central comunicará al CSN el alcance técnico de esta modificación de diseño, así como la planificación de los trabajos a llevar a cabo, cuando estén definidos.

C.N. SANTA MARIA DE GAROÑA.

El SPDS se encuentra operativo en Santa Mª de Garoña desde octubre de 1986. En octubre del año 1984 se realizó la presentación al CSN sobre dicho sistema y posteriormente, se procedió a su instalación.

Durante el período de implantación del SPDS, el CSN consideró que se trataba de una mejora significativa para la seguridad, pero su evaluación se centró en temas de mayor prioridad (SEP). Posteriormente, como parte del programa de revisión para todas las centrales de los requisitos exigidos por la normativa aplicable a los SPDS's, el C.S.N. ha inspeccionado y evaluado dicho sistema, que, aún estando operable, esta pendiente de aspectos como la disponibilidad requerida y su aislamiento de los sistemas de seguridad para poder considerarlo definitivamente como aceptable.

C.N. ALMARAZ.

El SPDS de la C.N. Almaraz es un subsistema que forma parte del denominado SAMO (Sistema de Apoyo Mecanizado a la Operación). El SAMO está constituido básicamente por las siguientes funciones:

- Ayuda a la Operación en Emergencias
- Ayuda a la Operación en Transitorios Simples y Situaciones Normales
- Agrupamiento de Información de la Planta
- Análisis de Datos
- Control del Proceso

De todas las funciones anteriores, solamente la primera de ellas está relacionada con el SPDS, el cual fue declarado operacional para la Unidad 1 en noviembre de 1989, y para la Unidad 2 en diciembre de 1989. Dicho sistema, que fue inspeccionado y evaluado por el CSN, cumple con los requisitos antes expuestos, estando pendiente

de justificar la disponibilidad requerida, una vez haya transcurrido el tiempo de operación necesario.

C.N. ASCO.

El SPDS de la C.N. Ascó es un subsistema que forma parte del denominado SAMO (Sistema de Apoyo Mecanizado a la Operación), el cual está constituido básicamente por los siguientes 4 subsistemas:

- Ayuda a la Operación en Emergencias.
- Ayuda en Operación Normal y Transitorios Simples.
- Funciones del Computador de Procesos.
- Información de Planta.

Con cada uno de los subsistemas anteriores existe asociada una jerarquía de gráficos. Además, el sistema incluye una serie de funciones de tipo genérico, entre las que se encuentran: Listados Históricos, Gráficos Históricos, Gráficos de Tendencias, Revisión Post-disparo, Secuencia de Sucesos, Alarmas y Listados diversos.

De todos los subsistemas anteriores solamente el primero de ellos está relacionado con el SPDS. EL SPDS de C.N. Ascó fue inspeccionado y evaluado favorablemente por el CSN, estando pendiente de justificar la disponibilidad del mismo.

C.N. COFRENTES.

El SPDS de la C.N. Cofrentes es un subsistema del denominado ERIS, Sistema de Información para respuesta a una Emergencia (Emergency Response Information System). El ERIS está constituido básicamente por los dos sistemas siguientes:

- Sistema de Gráficos en Tiempo Real, del cual forma parte el SPDS, y
- Sistema de Funciones de Análisis de Transitorios.

El SPDS se encuentra operativo en C.N. Cofrentes desde el mes de mayo de 1986. Dicho sistema fue inspeccionado y evaluado favorablemente por el CSN, estando pendiente de justificar la disponibilidad del mismo.

C.N. VANDELLOS 2.

La C.N. Vandellós 2 posee el SPDS operativo desde el primer arranque de la Planta. Este sistema posee dos modos de operación: El primer modo (Rango Estrecho) está activo cuando la Planta está en operación normal y el segundo (Rango Ancho) se activa después de una parada automática del reactor. Mediante el SPDS, el estado de seguridad de la planta puede ser evaluado mediante las seis Funciones Críticas de Seguridad del W.O.G. (Grupo de propietarios de reactores de Westinghouse) equivalentes a las cinco de la NRC:

1. Reactividad.
2. Enfriamiento del núcleo.
3. Sumidero de calor.
4. Integridad del Sistema de Refrigeración del Reactor.
5. Contención.
6. Inventario del Sistema de Refrigeración del Reactor.

Durante la puesta en marcha de esta central se hicieron pruebas de funcionamiento siendo sus resultados favorables, pero no se hizo una evaluación del mismo por no considerarse dentro del alcance de los temas de evaluación del PEP. El cumplimiento con los requisitos exigidos por la normativa, se evaluará durante el año 1.992 dentro del programa de revisión establecido para los SPDS's de todas las centrales.

C.N. TRILLO.

En C.N. Trillo no existe el SPDS debido a que este sistema no es requerido por la normativa actualmente vigente en la R.F.A. Sin embargo, SIEMENS-KWU ha desarrollado el sistema PRISCA (Sistema de respuesta en transitorios de planta) que ha sido instalado en las centrales de la serie Konvoi y que incluye todas las funciones de un SPDS convencional.

No hay requisitos de licenciamiento que establezcan la necesidad de instalación del SPDS en las centrales nucleares de la R.F.A., por lo que el CSN considera que se debe seguir el desarrollo de la normativa alemana y la implantación de dicho sistema en centrales nucleares del mismo tipo de diseño.

6.2.3.– PROCEDIMIENTOS DE OPERACION DE EMERGENCIA (POE's)

Una de las enseñanzas más claras y de mayor trascendencia de entre las adquiridas a raíz del accidente de TMI-2 es la necesidad de contar con un conjunto de instrucciones precisas, adecuadamente estructuradas que permitan al operador hacer frente con garantías de éxito a cualquier situación de emergencia, asegurando, que con sus actuaciones no empeorarán las condiciones de la planta. Este conjunto de instrucciones es lo que se conoce como Procedimientos de Operación de Emergencia (POE).

Esencialmente, se trata de dirigir la actuación del operador en función de síntomas identificables, bien a través de los valores de los parámetros característicos de operación de la planta, bien a través del estado o disponibilidad de estructuras, equipos y sistemas vitales para la seguridad, o de otras circunstancias fácilmente comprobables desde la Sala de Control, independientemente de la naturaleza del suceso iniciador y sin que resulte imprescindible conocer detalladamente y de forma inmediata el desarrollo del transitorio.

Los primeros procedimientos de emergencias que se utilizaron en las centrales nucleares eran procedimientos basados en la identificación del accidente que se suponía estaba ocurriendo. Cada procedimiento era aplicable a un único escenario, que se definía en base a la secuencia de los accidentes analizados en el Estudio Final de Seguridad, en los que se suponen las condiciones más desfavorables de la planta, dando crédito sólo a la utilización de la instrumentación y los sistemas de seguridad y sin considerar el fallo adicional de ninguno de esos sistemas en el desarrollo del accidente.

Durante el accidente de TMI la interpretación incorrecta de los valores observados de algunos parámetros, llevó a realizar un diagnóstico equivocado de los fenómenos que estaban ocurriendo y a la toma de acciones por parte de los operadores que contribuyeron a agravar de manera importante la situación. Así mismo, el fallo de algunos equipos que no se comportaron según estaba previsto en el diseño, llevó a reconsiderar la hipótesis del fallo único supuesta hasta entonces.

En el plan de acción desarrollado por la NRC tras dicho accidente (NUREG- 0578 Y NUREG-0737), se proponía la elaboración de nuevos procedimientos de operación de emergencia basados en síntomas capaces de cubrir fallos múltiples de sistemas y errores de operación.

En respuesta a dicho plan, los propietarios de centrales nucleares formaron grupos de trabajo junto con los diseñadores de las plantas, para redactar guías genéricas que sirvieran de base para la elaboración de los nuevos procedimientos y que dieron lugar a las Guías de Respuesta de Emergencia ("Emergency Response Guidelines", ERG) por parte del grupo de propietarios de centrales Westinghouse (WOG) y las Guias de Procedimientos de Emergencias ("Emergency Procedure Guidelines", EPG) por parte del grupo de propietarios de centrales BWR (BWROG). En estos grupos de propietarios participaron también los explotadores de las centrales nucleares españolas.

Para la generación de dichas guías se realizaron análisis probabilísticos de todas las secuencias de accidentes que pueden conducir a fusión del núcleo y se decidió proveer cobertura para todas aquellas cuya probabilidad fuera mayor de 10-8 por reactor y año. En la validación de este programa participó el Instituto de Operaciones de Centrales Nucleares "Institute of Nuclear Power Operations" (INPO) de EE.UU.

El proceso de evaluación por parte de la NRC de las propuestas de ERG y EPG presentadas por los

grupos de propietarios, dio lugar a varias revisiones de las mismas, siendo las últimas aprobadas la revisión 1A de las ERG (1988) y la revisión 4 de las EPG (1988).

6.2.3.1.– Implantación en las CC.NN. españolas

La elaboración de los nuevos Procedimientos de Operación de Emergencias (POE) a partir de las ERG y EPG, es un proceso complejo que va desde el análisis detallado de las características de cada planta, hasta el entrenamiento y la formación del personal de operación. En resumen puede concretarse en el desarrollo de los siguientes documentos:

- Guías técnicas específicas en que cada planta debe adaptar las guías genéricas a las características de la central.
- Guía del escritor donde se dan las instrucciones concretas para la redacción de los POE, especificando incluso la terminología que se debe usar para evitar confusiones y ambigüedades.
- Programa de verificación y validación que demuestre la viabilidad y adecuación de los procedimientos desarrollados.
- Programa de entrenamiento y formación del personal de operación en el uso de los POE.

El requisito de elaboración de nuevos Procedimientos de Operación de Emergencia se fue imponiendo a las CC.NN. españolas en los Permisos de Explotación Provisional o en las renovaciones de los mismos, según la fecha de puesta en marcha de cada una de ellas.

A las centrales de la primera generación se les requirieron algunas mejoras puntuales de los procedimientos de emergencia existentes, a raíz del accidente de TMI, y una adaptación a los nuevos POE tras las reevaluaciones de la seguridad de dichas centrales realizadas en los años ochenta.

A C.N. José Cabrera se le solicitó un estudio de viabilidad de la implantación de los nuevos POE en 1985 y la implantación de los mismos en 1988, habiendo empezado a ser operables tras la parada de recarga de 1991. En este caso hay que aclarar que el proceso de elaboración de los POE de C.N. José Cabrera ha sido especialmente laborioso, ya que los sistemas y la instrumentación de esta planta son bastantes distintos a los del resto de centrales de diseño Westinghouse y en consecuencia le eran de escasa aplicación las guías genéricas desarrolladas.

A las centrales de la segunda generación se les impuso esta condición en los Permisos de Explotación Provisional antes de la puesta en marcha. La implantación final en C.N. Almaraz y C.N. Ascó se realizó en 1990 y en C.N. Cofrentes en 1986.

C.N. Vandellós inició su puesta en marcha con los nuevos POE implantados.

C.N. Trillo ha seguido la práctica de las centrales alemanas, que no tienen actualmente desarrollados unos procedimientos de operación de emergencia basados en síntomas. Actualmente se están desarrollando en Alemania ciertos trabajos en este sentido y C.N. Trillo deberá seguir la evolución de los mismos y actualizar sus condiciones de operación de forma similar a la que sea requerida a dichas centrales.

6.2.4.– REVISION DEL DISEÑO DE LAS SALAS DE CONTROL

La Revisión Detallada del Diseño de Sala de Control es un proyecto de relativa envergadura, especialmente por los cambios de diseño derivados, cuya realización aplica a todas las centrales nucleares. Encuadrada en el marco común de mejora de la interfase hombre-máquina, y pretende incrementar la fiabilidad de las acciones humanas ejecutadas en Sala de Control mediante la consecución de varios objetivos parciales:

- Determinar si los operadores disponen de suficiente información sobre el estado de la planta, capacidad de control, realimentación y

ayudas analíticas para realizar eficazmente sus funciones.

- Identificar las características propias de controles, indicadores, alarmas y demás componentes de la Sala de Control, así como de esta última considerada de forma global, ya que un diseño ergonómico incorrecto merma la fiabilidad de las acciones humanas.

En principio el alcance de la revisión considera sólo las acciones humanas en situaciones de emergencia, ejecutadas tanto desde la Sala de Control como desde el Panel de Parada Remota.

La Revisión Detallada del Diseño de la Sala de Control exige de la empresa propietaria de la central nuclear, a grandes rasgos, acometer las siguientes actividades:

- Establecimiento de un equipo humano multidisciplinario, experimentado, perfectamente estructurado y de un programa de revisión en el que se incorporen los fundamentos de la ingeniería de factores humanos.
- Determinación y análisis de secuencias, funciones y sistemas de seguridad para identificar todas las tareas del operador en Sala de Control, así como la información y controles necesarios durante situaciones de emergencia.
- Comparación entre los controles, indicadores y alarmas identificados "a priori" como imprescindibles y los existentes en el inventario real de Sala de Control, para detectar componentes no idóneos para la misión que tienen asignada e incluso componentes no instalados.
- Revisión general de la Sala de Control para detectar las desviaciones existentes respecto a los principios fundamentales de la ingeniería de factores humanos.
- Análisis de las discrepancias identificadas, estimación riesgo-beneficio para decidir cuales deben ser solventadas y selección de las alternativas de corrección más apropiadas.
- Verificación de que las mejoras de diseño elegidas son adecuadas y no introducen nuevas discrepancias.
- Planificación de un programa de implantación de correcciones en Sala de Control, en coordinación con los cambios que se puedan derivar de otros proyectos como los de sistemas de presentación de parámetros de seguridad, instrumentación adicional, actualización de Procedimientos de Operación de Emergencia y entrenamiento de operadores.

El tiempo y los medios humanos necesarios para conducir el proyecto en una central nuclear tipo están afectados por innumerables factores, siendo decisivas la coordinación con el resto de proyectos, las aportaciones de los grupos de operadores y la experiencia del equipo. El número de personas es muy variable, dependiendo de las fases del proyecto. Una estimación conservadora implicaría suponer un equipo medio de cinco personas trabajando durante dieciocho meses.

6.2.4.1.– Situación de las centrales nucleares españolas

La respuesta de las centrales nucleares españolas de diseño estadounidense a este requisito está siendo muy desigual en el cumplimiento de los objetivos y de los plazos aconsejables. Aunque todas las plantas evalúan continuamente el diseño de su Sala de Control mediante la experiencia cotidiana, es imprescindible la realización de una revisión siguiendo una metodología que tenga, al menos, la extensión de la expuesta en el documento NUREG-700, editado por la NRC.

Las primeras centrales en responder a este requisito fueron las de agua de ebullición, es decir, C.N. Cofrentes y C.N. Santa María de Garoña. Ambas contrataron este estudio a compañías estadounidenses, dándolos por finalizados a mediados de 1983 y 1985 respectivamente.

C.N. Vandellós II realizó su estudio durante la fase de construcción, al igual que C.N. Cofrentes, pero concertándolo con una empresa española,

TECNATOM. Se dió por terminado a finales de 1987.

La situación de los dos grupos de C.N. Almaraz y de los dos grupos de C.N. Ascó es muy similar, ya que su etapa inicial de proyecto ha tenido un desarrollo paralelo. Aunque con apoyo de personal de la Propiedad, como en el resto de los proyectos, el trabajo está llevándolo a cabo la misma empresa española que para C.N. Vandellós II y C.N. José Cabrera. Se finalizarán en 1.992, faltando por completarse la evaluación del CSN.

C.N. José Cabrera es la más retrasada en el cumplimiento de este requisito ya que, hasta el momento, sólo ha presentado planificaciones de metodología y piensa realizar el proyecto en paralelo y en realimentación continua con el APS actualmente en curso.

Entre las centrales en explotación resta mencionar C.N. Trillo, la cual es un caso particular en el parque nuclear español por su diseño de origen alemán. Si bien en el país origen del proyecto no existe una normativa tan claramente definida en esta cuestión como en el caso de las centrales estadounidenses, es necesaria la realización de un estudio de este tipo, ya que el tema es suficientemente generalizable como para que su aplicabilidad alcance al diseño de las Salas de Control de todas las centrales nucleares.

Desde el C.S.N. se han seguido las actividades puntuales de estos proyectos. En el año 1990, se creó en el C.S.N. una Unidad dedicada exclusivamente a Factores Humanos, que tiene como objetivos primordiales agilizar la finalización de las revisiones de las Salas de Control aún en curso y analizar exhaustivamente la situación actual de las Salas de Control de todas las centrales nucleares españolas desde el punto de vista de Factores Humanos, estando previsto completar estos proyectos con otros estudios como, por ejemplo, los análisis de fiabilidad humana recogidos en los Análisis Probabilistas de Seguridad. Para alcanzar este fin se estudian de forma interactiva los trabajos presentados por las distintas CC.NN en los casos en que los proyectos han coincidido con las actividades del C.S.N. a este respecto, es decir, los de Almaraz, Ascó y José Cabrera. En los casos de Cofrentes, Santa María de Garoña y Vandellós II, las evaluaciones habrá que realizarlas "a posteriori". En el de Trillo, se fijarán desde el principio las bases del proyecto.

6.3.– ANALISIS DE SITUACIONES MAS ALLA DE LA BASE DE DISEÑO

La información generada en la explotación de las centrales y los continuos análisis de la misma, realizados con el objeto de mejorar la seguridad, han ido identificando algunos posibles sucesos no considerados inicialmente en el diseño, que si bien tienen muy baja probabilidad de ocurrencia, pueden llevar hasta la fusión del núcleo del reactor y dar lugar a una liberación importante de actividad al exterior. Como consecuencia, se han ido desarrollando una serie de medidas encaminadas a prevenir la ocurrencia de tales sucesos o a mitigar las consecuencias de los mismos.

Paralelamente, los análisis probabilistas de seguridad realizados en plantas prototipo, han confirmado la importante contribución al riesgo de algunos de esos escenarios y han ayudado a cuantificar el beneficio obtenido con la incorporación de las distintas alternativas preventivas y mitigadoras consideradas.

Aquellas medidas que representan una mejora importante para la seguridad y que aplican de manera genérica a las distintas tecnologías, se han ido incorporando a la normativa y se ha exigido su implantación en las centrales, dentro de unos plazos establecidos.

En este capítulo se describen las medidas genéricas más importantes identificadas en los últimos años, que han dado lugar a cambios en la normativa del 10 CFR 50 y su aplicación a las plantas españolas. Estas medidas son las relacionadas con la prevención y mitigación de incidentes con fallo del sistema de disparo del reactor, denominados ATWS (" Anticipated Transients Wihout Scram") y las encaminadas a garantizar la capacidad de las centrales para hacer

frente a una pérdida total de corriente alterna ("Station Blackout").

Además, se han identificado otras, igualmente importantes, pero que dependen de manera importante de las características específicas del diseño de cada central y cuya resolución se ha considerado más adecuada dentro de los Análisis Individuales de Planta ("Individual Plant Examination", IPE), recientemente requeridos en EE.UU para hacer frente a las situaciones más allá de la base de diseño. En España estos escenarios se considerarán dentro de los Análisis Probabilistas de Seguridad. Entre ellos hay uno especialmente importante relacionado con la extracción del calor residual del núcleo tras una parada automática del reactor, tanto en situación normal como de accidente, incluyendo la capacidad para llevar la planta a parada caliente y los sistemas necesarios para parada fría. Estos sistemas no fueron considerados en las plantas antiguas como sistemas de seguridad y muchos de ellos, así como sus sistemas soportes (circuitos de refrigeración de componentes, alimentaciones eléctricas, e instrumentación), son vulnerables frente a fallos de modo común y frente a riesgos de incendios, inundaciones. En los Análisis Individuales de Planta (IPE's) deberá cuantificarse la fiabilidad de estos sistemas e identificarse la necesidad de modificaciones adicionales para mantenerla dentro de niveles aceptables.

6.3.1.– ACCIDENTES CON FALLO DEL SISTEMA DE PROTECCION DEL REACTOR

Las modificaciones exigidas a las plantas para reducir los riesgos derivados del fallo del sistema de parada automática del reactor en los transitorios en que su actuación es requerida, están recogidas en el 10.CFR.50.62 publicado en 1984, estableciéndose un plazo de dos recargas a partir de su publicación, para que las modificaciones fueran incorporadas a las plantas americanas. La implantación de dichas modificaciones fue requerida a las plantas españolas en la primera prórroga de los correspondientes permisos de Explotación Provisional tras la publicación de la ley en EE.UU.

La ley llevó un proceso largo de discusión debido fundamentalmente al impacto económico del tema en la industria y a la disparidad en los resultados de los análisis de probabilidad para estimar la contribución de los ATWS (Transitorios previstos sin parada automática del reactor) a la fusión del núcleo. Mientras la NRC obtenía una probabilidad por reactor y año que variaba desde 2x10-4 en algunos reactores BWR hasta 10-6 en algunos tipos de reactores PWR, la industria obtenía resultados inferiores a 10-6 en todos los casos.

Las incertidumbres suelen ser en general importantes en los análisis de probabilidad debido a los datos de que se dispone respecto a la fiabilidad de equipos y componentes, y a los modelos utilizados. La resolución del tema por parte de la NRC, aún reconociendo que los análisis probabilistas habían sido una herramienta útil en el estudio de los ATWS, no se basó exclusivamente en análisis cuantitativos de riesgos, sino en una filosofía conservadora, en la que se incluían medidas preventivas y mitigadoras. A continuación se describen cada una de ellas para los reactores PWR y BWR y su implantación en las centrales españolas.

6.3.1.1.– Reactores BWR

Según lo requerido por el 10.CFR.50.62, cada reactor BWR debe disponer de:

- Un sistema alternativo de inserción de las barras de control (ARI), que debe ser independiente y diverso del sistema de parada automática del reactor desde la salida del sensor hasta el mecanismo final de actuación. Debe tener válvulas de venteo del colector de aire redundantes y funcionar de una manera fiable.
- Un sistema de control de liquido de reserva (SLCS) capaz de inyectar en el reactor una solución de agua borada con un caudal y un contenido en Boro-10, que para el volumen de la vasija tengan una capacidad de control de

reactividad equivalente al resultante de una inyección de 86 galones/min de solución al 13% en peso de pentaborato de sodio, con un enriquecimiento natural en Boro-10, en una vasija de 251 pulgadas de diámetro. Este sistema debe funcionar de manera fiable.

- Un sistema de disparo automático de las bombas de recirculación (RPT) en situación indicativa de ATWS, que debe funcionar de manera fiable.

Las modificaciones relativas al ARI y RPT se implantaron en C.N. Sta. Mª de Garoña durante la parada de recarga de 1987, aunque algunos aspectos de las modificaciones realizadas no fueron consideradas aceptables por parte del CSN, como la falta de capacidad de la lógica para probar cada canal sin dejar el sistema fuera de servicio. Estos aspectos fueron subsanados en la parada de 1988 y las modificaciones se consideraron aceptables tras la realización de las pruebas correspondientes.

El SLCS debió ser modificado para permitir la inyección simultánea con los dos lazos de que dispone el sistema, según la alternativa elegida por NUCLENOR para cumplir con los requisitos del 10 CFR 50.62. Las modificaciones se realizaron durante la parada de recarga de 1988 y afectaron a las líneas de succión de las bombas, las líneas y el tanque de prueba, y la lógica del sistema. Las modificaciones fueron consideradas aceptables tras la realización de las pruebas correspondientes.

En C.N. Cofrentes se implantaron las modificaciones relativas al ARI y RPT en la parada de recarga de 1988. Sin embargo algunos aspectos del diseño de estos sistemas no fueron considerados aceptables por el CSN, ya que el fallo de un solo componente de la lógica dejaba inoperable todo el sistema. Además carecía de capacidad de prueba de cada canal manteniendo operable el sistema. Estos aspectos fueron subsanados en la parada de recarga de 1989 y los sistemas fueron considerados aceptables tras la realización de las pruebas correspondientes.

Respecto al SLCS, C.N. Cofrentes consideró inicialmente que no era necesaria ninguna modificación del sistema para inyectar a la vasija con los dos lazos del mismo y cumplir los requisitos exigidos por el 10 CFR 50.62. Sin embargo, durante la realización de las pruebas correspondientes, se detectó que las caídas de presión en las líneas de inyección era superiores a las previstas y fue necesario sustituir las válvulas de retención por otras de menor pérdida de carga. Tras la realización de nuevas pruebas el sistema fue considerado aceptable.

6.3.1.2.– Reactores PWR - Diseño Westinghouse

Según lo requerido por el 10 CFR 50.62 cada reactor PWR debe tener un equipo que sea diverso del sistema de parada automática del reactor para iniciar el arranque del sistema de agua de alimentación auxiliar (o de emergencia) e iniciar el disparo de turbina en condiciones indicativas de ATWS. Este equipo debe estar diseñado para realizar su función de forma fiable y debe ser independiente (desde el sensor al dispositivo de actuación final) del sistema de protección del reactor. Además se debe proporcionar suficiente información para demostrar el cumplimiento de los requisitos contemplados en este documento.

Para cumplir con estos requisitos, el grupo de propietarios de Westinghouse (WOG) realizó un documento que establece los requisitos funcionales para el Circuito de Actuación para mitigación de ATWS (AMSAC) y que fue aceptado de forma genérica por la NRC. En base a este documento se han realizado modificaciones en los siguientes casos:

En C.N. Ascó, C.N. Almaraz y C.N. Vandellós II se implantó la modificación relativa al AMSAC durante las paradas de recarga de 1989. En este tema actuaron de forma conjunta y adquirieron el sistema a la firma francesa FRAMATOME.

La actuación del AMSAC en las tres centrales se produce por bajo nivel en los generadores de vapor y para potencias superiores al 40%; dicha actuación produce además del disparo de turbina y del arranque del agua de alimentación auxiliar, el

aislamiento de la purga y de la toma de muestras del secundario de los generadores de vapor.

El CSN evaluó las modificaciones de diseño y asistió a las pruebas correspondientes. En general las modificaciones fueron consideradas aceptables, excepto en algunos aspectos concretos que afectaron al sistema implantado en C.N. Almaraz.

Como tema genérico ha quedado abierta la decisión de incluir o no el AMSAC en Especificaciones Técnicas (ETF), a la espera de las conclusiones del programa de mejora de ETF en curso en EE.UU. Entre tanto el control del AMSAC se efectúa mediante procedimientos administrativos que incluyen la notificación al CSN en caso de inoperabilidad del sistema, limitación del tiempo de inoperabilidad y acciones alternativas a llevar a cabo en caso de superación del mismo.

En relación con el Sistema implantado en C.N. Almaraz, se identificaron aspectos de detalle en la operación del mismo que no fueron considerados aceptables por el CSN. Las modificaciones a realizar fueron notificadas a la central, estando pendiente su implantación.

C.N. José Cabrera, por sus características especiales de diseño (1 solo lazo frente a los 3 y 4 de las centrales actuales y 510 MWt frente a 3.400 MWt), no se encontraba cubierta por los estudios genéricos sobre ATWS efectuados para plantas Westinghouse de 2, 3 y 4 lazos. De otro lado, el 10 CFR 50.62 permitía posibles exenciones para reactores licenciados con anterioridad a Agosto de 1969, si se justificaba adecuadamente (teniendo en cuenta factores como nivel de potencia, aspectos específicos del diseño, vida operativa restante, emplazamiento...) que el riesgo atribuible a sucesos tipo ATWS era relativamente bajo.

C.N. José Cabrera transmitió al CSN en el informe del 2º Semestre de 1988, "apartado sobre Requisitos del país de origen del Proyecto", su posición respecto al 10 CFR 50.62 consistente en discernir mediante cálculos, (que efectuaría durante 1989) si la respuesta de la planta a un suceso ATWS haría necesaria o no la implantación de un sistemas automático AMSAC. El CSN emitió un informe en el que se estudiaba esta postura y se analizaban las decisiones de la NRC sobre centrales USA de características similares (como Yankee Rowe).

En julio de 1990 C.N. José Cabrera presentó cálculos específicos sobre ATWS y solicitó al CSN la exención del cumplimiento al 10 CFR 50.62.

El CSN ha finalizado la evaluación técnica concluyendo que no es necesaria la instalacion de un sistema de mitigación de ATWS dadas las especiales características de esta central.

6.3.1.3.– Reactores PWR - Diseño KWU

Dentro de los reactores tipo PWR destaca por su singularidad C.N. Trillo 1. Las consideraciones y recomendaciones comentadas en la introducción sobre los ATWS, enteramente aplicables a los reactores PWR de diseño estadounidense, no lo son tanto en esta central de diseño alemán (Siemens-KWU). En este caso, la normativa alemana sobre este tema se recoge en la RSK-81 y no requiere la incorporación de un sistema para mitigar estos transitorios. Los transitorios ATWS tampoco son considerados en la práctica alemana como base de diseño, aunque se analizan ocho posibles casos envolventes de sucesos ATWS. En la evolución del transitorio, las consideraciones descritas en la normativa se plasman en:

- No se considera un fallo único adicional en los demás sistemas, incluyendo la actuación de los sistemas de control.
- El análisis se realiza para demostrar capacidad de mantenimiento de evacuación de calor a largo plazo así como capacidad de parada del reactor.

Por otra parte, todos los transitorios ATWS analizados consideran que no se produce caída de las barras de control, al suponerse un bloqueo mecánico de las mismas (que impide su inserción) y no un fallo en la progresión eléctrica de la señal del sistema de protección.

La situación de C.N. Trillo I respecto al ATWS es la siguiente:

- En el condicionado de permiso de construcción, se incluyó una condición, relativa a la solicitud de un estudio detallado sobre los efectos derivados de los transitorios previstos sin parada rápida del reactor (ATWS).
- La respuesta a este tema se evaluó con anterioridad a la concesión del Permiso de Explotación Provisional (PEP) y como consecuencia se incluyó en el apéndice B del condicionado del PEP una condición, solicitándose un re-estudio de algunos de los transitorios ATWS que demostraran la capacidad de parada y evacuación de calor del reactor a largo plazo.

El CSN no ha considerado necesario requerir a C. N. Trillo la implantación de ninguna modificación de diseño como consecuencia de estos estudios.

6.3.2.– PERDIDA COMPLETA DE ENERGIA ELECTRICA (Station Blackout)

Se denomina "Station Blackout" la pérdida completa de energía eléctrica de corriente alterna en los sistemas de distribución eléctrica de la central, tanto en barras relacionadas con la seguridad como de no seguridad, permaneciendo únicamente disponible la energía eléctrica procedente de baterías. Para que ocurra un suceso de estas características han de perderse las dos fuentes de suministro eléctrico exterior a la Central Nuclear y además han de fallar en su arranque u operación los Generadores Diesel de Emergencia.

La preocupación sobre este suceso surgió a raíz de la emisión, en Octubre de 1974, del informe (Estudio de Seguridad del Reactor, "Reactor Safety Study", Wash-1400), el cual mostraba que el suceso de "Station Blackout" podría ser un importante contribuyente al registro total de accidentes de una central nuclear. Además, con la experiencia operacional acumulada, la preocupación sobre este tema creció, dado que la fiabilidad del suministro eléctrico exterior y de las fuentes eléctricas de emergencia interior de las Centrales Nucleares, podría ser menor que la previamente estimada.

En 1980, la Comisión Reguladora Nuclear (NRC) de EE.UU. designa al "Station Blackout" como tema no resuelto, comenzando los trabajos de investigación al respecto. Como resultado de estos trabajos, en junio de 1988, la NRC establece mediante una modificación al Reglamento (10 CFR 50.63) los requisitos de seguridad adicionales que las centrales nucleares en EE.UU. deben cumplir. Las bases de esta nueva reglamentación se publica también en junio de 1988 en el NUREG-1032 (Evaluación de los accidentes de pérdida completa de energía eléctrica en centrales nucleares, hallazgos técnicos relacionados con temas de seguridad no resuelto A-44, "Evaluation of Station Blackout Accidents at Nuclear Power Plants, Technical Fidings Related to Unresolve Safety Issue A-44"). En Agosto de 1988 la NRC publica una Guía Reguladora (RG), desarrollando un método aceptable para cumplir con los requisitos del 10 CFR 50.63. Paralelamente, la industria (NUMARC) desarrolló un procedimiento para cumplir dichos requisitos (NUMARC-8700), este procedimiento coincide básicamente con el establecido en la Guía Reguladora 1.155.

6.3.2.1.– Requisitos

El 10 CFR 50.63, establece que las centrales de agua ligera deben ser capaces de hacer frente y recobrarse de un suceso de "Station Blackout" de una duración especificada. Dicha duración se ha de basar en la fiabilidad y redundancia de las fuentes eléctricas de emergencia, frecuencia esperada de pérdida de energía exterior y tiempo probable para su recuperación. También se define la documentación a remitir a la NRC para su evaluación, plazos de remisión de dicha documentación e implantación de las modificaciones necesarias. Asimismo, se introduce un nuevo concepto de suministro de energía eléctrica denominado "Fuente de Corriente Alterna Alternativa".

La R.G. mencionada y el NUMARC-8700, desarrollan un procedimiento detallado para estimar la duración que se ha de considerar de "Station Blackout", de acuerdo a los factores identificados en el 10 CFR 50.63, así como los

procedimientos y estudios a realizar para hacer frente a esta situación.

Básicamente los requisitos establecidos por la nueva reglamentación son los siguientes:

- Una estimación de la duración de "Station Blackout". Dicha duración se ha de evaluar en función de tres parámetros:
  - La susceptibilidad de pérdida de la energía exterior debida a características atmosféricas, de la red y del parque exterior.
  - El grado de redundancia del sistema de corriente alterna de emergencia.
  - El nivel de fiabilidad de los Generadores Diesel de emergencia.

Considerando estos factores para cada central, la RG especifica la duración a considerar, que puede ser 2, 4, 8 ó 16 horas.

- Análisis de la capacidad de la central para hacer frente a un "Station Blackout". Dicho análisis tiene como objeto el demostrar la capacidad de refrigeración del núcleo del reactor y que se mantiene la integridad de la contención durante el período establecido en el punto anterior.
- Método de hacer frente a una situación de "Station Blackout". Existen dos opciones:
  - Independencia de corriente alterna (mediante sistemas cuyo funcionamiento no requiere suministro eléctrico de potencia, se garantiza la refrigeración del reactor e integridad de la contención).
  - Disponibilidad de una fuente alternativa de corriente alterna con capacidad de alimentación a los equipos necesarios para la refrigeración del reactor e integridad de la contención.
- Cambios de procedimientos y modificaciones de diseño. De acuerdo a los puntos anteriores serán necesarios cambios en los procedimientos de operación de emergencia y modificaciones de diseño en los sistemas de la central que deben ser implantados en un plazo de 2 años a partir de su aceptación por la NRC.

6.3.2.2.– Situación de las CN. NN. españolas en relación con la nueva reglamentación sobre "Station Blackout"

Como consecuencia de la nueva reglamentación sobre "Station Blackout" (junio de 1988) en EE.UU., las CC.NN. españolas manifestaron su posición ante el CSN a través del informe semestral (2º semestre de 1988). La evaluación de estas respuestas por parte del CSN, puso de manifiesto una falta de concrección sobre el tema y que en general no se contestaba a lo requerido por la nueva reglamentación.

Dada la importancia del tema, el CSN estableció un programa de reuniones con cada una de las centrales (septiembre-octubre de 1989) con objeto de conocer la posición de las centrales, trabajos realizados y comentarios sobre la aplicación de la normativa al caso español.

Paralelamente el CSN organizó (octubre de 1989) un Seminario con una empresa colaboradora de NUMARC, al objeto de explicar en detalle la nueva reglamentación y sus bases, así como discutir su aplicabilidad al caso español. A este seminario asistieron personal del CSN, representantes de cada central, de Red Eléctrica de España y algunas ingenierías.

De los comentarios trasmitidos por las distintas centrales, así como de las discusiones del seminario organizado por el CSN, se obtuvieron las siguientes conclusiones en cuanto a la aplicabilidad de la nueva reglamentación al caso español:

- La metodología general es aplicable.
- Habría que analizar en detalle aspectos que pueden diferir sustancialmente entre EE.UU. y España (red eléctrica y condiciones atmosféricas).

Estos aspectos podrían dar lugar a un estimación diferente en cuanto a la duración de "Station Blackout" respecto a la definida para EE.UU. Por otro lado, algunas centrales hacen énfasis en la no aplicabilidad al caso español de los aspectos relativos a condiciones atmosféricas severas, lo que

implicaría relajar los criterios a cumplimentar por las fuente de corriente alterna alternativas. A raíz de este seminario, el CSN se comprometió a estudiar estos aspectos, analizando la experiencia de "Pérdida de Potencia Exterior" en EE.UU. y España, comparando dichos datos y las bases de la reglamentación en cuanto a las "Pérdidas de Potencia Exterior" originadas por malfunciones de la red eléctrica y por condiciones atmosféricas severas, con objeto de adoptar una resolución final. De los resultados de dicho estudio se concluye que la regulación de EE.UU. sobre "Station Blackout" es totalmente aplicable a las centrales nucleares españolas.

En julio de 1990 se remitió una carta genérica a todas las centrales nucleares, a las que aplica esta normativa, en la que se definen requisitos a cumplimentar, documentación a enviar al CSN para su evaluación y plazos de remisión e implantación de las modificaciones necesarias, todo ello en concordancia con la reglamentación de EE.UU.

Las acciones tomadas y previsiones respecto a este tema son las siguientes:

- Se han recibido en el C.S.N. las propuestas y estudios de cada una de las centrales (Febrero 1.991).
- Hasta finales del año 1.991 se han revisado y auditado los estudios correspondientes a las C. N. de Almaraz, Ascó y Vandellós II.
- Las previsiones para el año 1.992 son la revisión y auditoría de los estudios de las C. N. de Cofrentes, Santa María de Garoña y José Cabrera, finalizando los informes de evaluación correspondientes.
- Con fecha posterior y dentro del programa de modificaciones de cada Central, se realizarán las inspecciones correspondientes al objeto de verificar la implantación de los cambios necesarios de procedimientos y modificaciones de diseño.

Respecto a C. N. Trillo, la situación es distinta al ser un diseño sustancialmente diferente al resto de las centrales (diseño KWU). El C.S.N. está manteniendo contactos con el TÜV de Sudwest en Alemania con objeto de conocer las resoluciones que a este respecto adopten las centrales nucleares alemanas.

6.4.– ANALISIS PROBABILISTAS DE SEGURIDAD

Los Análisis Probabilistas de Seguridad (APS) constituyen una técnica de análisis de seguridad que se comenzó a utilizar en los años setenta en los Estados Unidos principalmente y que, tras el accidente ocurrido en dicho país en 1979 en la central de la Isla de las Tres Millas (TMI), ha venido siendo utilizada cada vez con mayor intensidad en los años ochenta, para ser en la actualidad una de las técnicas básicas de análisis de los temas relacionados con la seguridad en el organismo regulador de la seguridad nuclear en los Estados Unidos (NRC) y en todo el mundo en general.

Se puede decir que el APS es una técnica de análisis "posibilista", en el sentido de que su objetivo es analizar las secuencias de sucesos que deberían ocurrir para que en una central nuclear específica se diera lugar al mayor accidente posible que puede suceder en una instalación de este tipo, es decir, una fusión del núcleo del reactor nuclear, con la liberación consiguiente de los productos radiactivos originados en el proceso de fisión nuclear. Así pues, en los APS se abandona el concepto de "máximo accidente creíble", base de diseño de los sistemas de seguridad, para dar paso al análisis de accidentes más allá de la base de diseño, es decir, al análisis de los sistemas de seguridad enfrentados a situaciones que, en su evolución, hayan conducido a que el núcleo del reactor esté sometido a condiciones peores que las del accidente de pérdida de refrigerante (LOCA), accidente tradicionalmente considerado como máximo accidente previsible en las bases de diseño de los reactores de agua ligera.

Para ello, el APS se enfoca hacia la estimación de las probabilidades de que lleguen a darse esas situaciones de daño al núcleo, admitiendo la posibilidad de esos accidentes más allá de la base de diseño y tratando de cuantificar su probabilidad. Tras ese análisis cuantitativo de la probabilidad de

que se produzcan esas situaciones, se analizan también las consecuencias de esos posibles accidentes, con el fin de estimar el riesgo de que la instalación nuclear pudiera llegar a originar daños a la salud y económicos, que se trata asimismo de cuantificar. El riesgo así estimado responde a la definición tradicional de riesgo como el producto de la probabilidad de un accidente por las consecuencias del mismo.

Los APS fueron denominados inicialmente PRA Análisis Probabilistas del Riesgo ("Probabilistic Risk Assessment") en los Estados Unidos, dado el enfoque inicial de este tipo de análisis a realizar una estimación cuantitativa del riesgo que comporta una central nuclear. No obstante, como se verá a lo largo de este apartado, conforme se fueron realizando APS en el mundo, se fue llegando a la conclusión de que el principal valor de este tipo de estudios era el análisis que obligaba a realizar de las posibles secuencias de sucesos que pudieran originar la fusión del núcleo. Al realizar este análisis, siempre se identifican aspectos en que los procedimientos de operación, la formación y conocimiento de los operadores de la central o, incluso, el diseño, sobre todo en las centrales más antiguas, se pueden mejorar, de tal manera que se prevengan mejor este tipo de situaciones más allá de la base de diseño.

Los APS son, pues, un análisis integral de la seguridad de la central, tanto de los aspectos preventivos de posibles accidentes en su diseño y operación, como de los aspectos mitigadores de las consecuencias de los accidentes con daño al núcleo una vez ocurridos. Estos aspectos preventivos y mitigadores se visualizan mejor al conocer las tres fases, o niveles, en que se realizan los APS:

- El denominado Nivel 1 de los APS está enfocado a la identificación de las secuencias de sucesos que conducirían a una fusión del núcleo y a la cuantificación de su probabilidad, tras analizarse el diseño de los sistemas de seguridad que deberían fallar para dar lugar a los distintos pasos de cada secuencia y las acciones humanas en cuya realización los operadores deberían fallar para que la situación desembocase, al final de las secuencias de sucesos, en un daño al núcleo del reactor. Así pues, el APS de Nivel 1 analiza en profundidad los aspectos preventivos de los accidentes en el diseño y operación de la central. Este Nivel de los APS es generalmente el más amplio y el que más esfuerzo y recursos necesita.
- El Nivel 2 de los APS analiza la progresión del accidente una vez iniciado el daño al núcleo. Para ello, estudia los procesos físico-químicos que tienen lugar en el núcleo y en su interacción con la vasija del reactor primero y con la contención después. Así pues, estudia la contención y sus sistemas de una forma probabilista también, para llegar a una estimación de la probabilidad de que se produzcan escapes radiactivos al exterior de la central y a una identificación de los sucesos que deben ocurrir para ello. Como resultado de este análisis también se obtienen las cantidades y características de las emisiones de productos de fisión al exterior, asociados a cada modo o forma en que la contención puede llegar a fallar, si lo hace. Así, el APS de Nivel 2 analiza los aspectos mitigadores de los accidentes con daño al núcleo ya producidos, pero que todavía pueden ser mitigados, en cuanto a las consecuencias de los mismos en el exterior de la central, mediante acciones encaminadas a prevenir o retardar el fallo de la contención.
- Finalmente, el Nivel 3 de los APS analiza las consecuencias que las liberaciones de productos de fisión tendrían en el exterior de la central. Este análisis de consecuencias públicas no varía en su esencia y en su método, de los análisis ya realizados para los accidentes base de diseño, aunque, al tratarse en este caso de accidentes más allá de dicha base, las cantidades liberadas son mayores que las consideradas en los análisis tradicionales. Así pues, el APS de Nivel 3 analiza también aspectos mitigadores de las consecuencias de accidentes con daño al núcleo con fallo posterior de la estructura de contención y que todavía pueden ser mitigadas en lo posible mediante planes de emergencia.

Como producto final de los APS realizados en sus tres niveles, se tendrá una estimación del riesgo de la central, pero como "productos" laterales se

obtendrán los mayores beneficios que consisten en haber profundizado en el conocimiento del diseño y de la operación de la central en cuanto a la importancia de aspectos de los mismos para prevenir la ocurrencia de accidentes y, dados los mismos, en el conocimiento de los procesos a que se daría lugar y de posibles acciones adicionales para mitigar sus consecuencias, bien previniendo o retardando el fallo de la contención o bien llevando a cabo los planes de emergencia de una forma más integrada.

En el resto de este Capítulo se describen de forma sintetizada las técnicas de APS en sus Niveles 1 y 2 que, hasta el momento, son las que se están afrontando en España, según el Programa Integrado de APS puesto en marcha por el CSN en 1986 y que asimismo se describe en otro apartado de este Capítulo. Finalmente, se describen los resultados de los primeros APS realizados en centrales españolas de acuerdo con el Programa Integrado.

6.4.1.– MODELIZACION DE LOS APS DE NIVELES 1 Y 2

En un Análisis Probabilista de Seguridad se trata de desarrollar un modelo integrado de la central en el que se encuentren modelizados los sucesos que puedan ocurrir desde que se produce una alteración inicial de la operación normal de la central, hasta que se pueda degenerar en un posible deterioro del núcleo del reactor y fallo posterior del edificio de contención.

Para comprender mejor los beneficios que un análisis de este tipo comporta, se describen a continuación de forma muy sintetizada los diferentes pasos o tareas de un APS en sus Niveles 1 y 2, definidos anteriormente.

La primera tarea consiste en identificar los sucesos iniciadores, o puntos de partida de unas posibles cadenas de sucesos que llegarían a degenerar en una situación de daño al núcleo. Esos sucesos iniciadores son los transitorios normales o posibles accidentes previstos para la operación de la central, en los que se produce una necesidad inicial de actuación de los sistemas de seguridad. En los modos de operación a potencia, esos sucesos iniciadores coinciden básicamente con paradas automáticas del reactor. En otros modos de operación, se trata de sucesos que hacen perder inicialmente alguna de las funciones de seguridad, como subcriticidad o refrigeración del núcleo.

Una vez identificados los sucesos iniciadores se analizan, para cada uno o para cada tipo o clase de ellos, las funciones de seguridad necesarias en cada caso para llevar la central a una situación segura y estable.

La posibilidad de éxito o fallo de esas funciones y el análisis de las condiciones en las que se pueden producir dichos fallos, se estudian mediante diagramas lógicos conocidos como árboles de sucesos y como árboles de fallos.

Los árboles de fallos se desarrollan hasta llegar a sucesos que no pueden descomponerse más, pues ellos mismos representarían las causas básicas de sí mismos. Se trata de los conocidos como sucesos básicos, que son ya sucesos con un gran nivel de definición, tales como fallos de los componentes básicos de los sistemas de seguridad (fallos de válvulas, instrumentos de medida, relés, cables, etc). Otro tipo de sucesos básicos serán debidos también a actividades humanas, como inoperabilidades de componentes debidas a estar sometidos a mantenimiento o errores humanos en los realineamientos de componentes tras pruebas, por ejemplo.

Para cuantificar las probabilidades de las secuencias de accidente, se han de cuantificar primero las probabilidades de los sucesos básicos y los sucesos iniciadores. Las de los errores humanos se cuantifican en la tarea de Análisis de Fiabilidad Humana. Las de los fallos de componentes necesitan de un análisis estadístico de la operación real de los componentes. Para ello, se han de analizar las bases estadísticas genéricas de fallos de componentes y la experiencia de operación de la central que se está estudiando. Estos análisis constituyen la tarea de Análisis de Datos, mediante clasificación de los mismos, obtenidos de los registros de operación de la central, y análisis

estadístico posterior. Asimismo, se analizan posibles sucesos básicos de causa común, o fallos dependientes, que harían fallar a la vez, por una misma causa, componentes análogos dentro de sistemas redundantes.

Hasta aquí se ha sintetizado la modelización de los APS de Nivel 1. Para dar una idea de la complejidad del análisis basta decir que se suelen analizar en cada APS un término medio de 10-15 árboles de sucesos y de 15-20 sistemas. Esto conlleva el trabajo de un equipo de alrededor de 15 personas durante unos 2 años para cada APS.

El Nivel 2 de los APS básicamente tiene una metodología probabilista similar. Se trata de desarrollar árboles de sucesos, partiendo en este caso del suceso iniciador de comienzo del deterioro del núcleo del reactor, con el objetivo de identificar las secuencias de sucesos que se han de dar para que al final se produzca una liberación de productos de fisión al exterior, después de producirse el fallo del edificio de contención para retenerlos.

Los sucesos que se identifican consisten tanto en los fallos o éxitos de los sistemas de la contención, como en el fallo de acciones humanas, como, y esto diferencia básicamente el Nivel 2 del Nivel 1, en posibles sucesos asociados a la propia fenomenología de la interacción físico-química del núcleo fundido con el medio interior al edificio de contención.

El análisis físico-químico, es decir, mecanicista, de estas interacciones no se había realizado previamente a la consideración de estos análisis de accidentes más allá de la base de diseño que constituyen la esencia de los APS.

Por lo tanto, aunque no son análisis probabilistas, estos análisis fenomenológicos se han de realizar como parte, o más bien como soporte, de los APS de Nivel 2. Para ello, se han venido desarrollando códigos de cálculo específicamente orientados a estos procesos físico-químicos. Los resultados de estos análisis mediante programas de cálculo en ordenador son la base para la modelización de una buena parte de los árboles de sucesos del Nivel 2 y para la cuantificación de buena parte de sus cabeceros. Como se trata de análisis nuevos, su inclusión en los APS de Nivel 2 aumenta considerablemente los recursos necesarios y la complejidad de los proyectos. Detalles sobre estos análisis fenomenológicos se recogen en Apartados posteriores de este informe.

Los resultados de los APS de Nivel 2 son la identificación de las secuencias de sucesos posibles desde que se produce el inicio del deterioro del núcleo hasta que se da o no se da el fallo de la contención. Cada ramificación de los árboles de sucesos es una secuencia y, al final de las mismas, se tiene el estado de la contención asociado. Cada estado posible es una situación de éxito o de fallo de la contención. El fallo se puede producir de diferentes modos y cada modo lleva, asimismo, asociados unas características de emisión de radionucleidos al medio ambiente, conocidas como términos fuente, resultado de los análisis físico-químicos. Las probabilidades de cada uno de los términos fuente son los resultados de la parte puramente probabilista de los APS de Nivel 2. La estimación de las características de cada término fuente son los resultados de la parte puramente mecanicista de estos análisis. Incluyendo la parte no probabilista, la realización de los APS de Nivel 2 se puede decir que incrementa los recursos, identificados previamente como necesarios para la realización de un APS de Nivel 1, en una estimación de un año más de trabajo y unas 3-5 personas más.

Finalmente se ha de indicar que, dentro de los APS, se analizan unos tipos de sucesos iniciadores especiales, que constituyen una tarea específica adicional. Se trata de los Sucesos Externos, sucesos como incendios, inundaciones, terremotos, transportes, accidentes industriales, etc., que originarían simultáneamente un suceso iniciador, de los identificados en los "sucesos internos", y efectos negativos sobre la operabilidad de los sistemas o acciones humanas necesarios para prevenir la degeneración del suceso iniciador en una situación de daño al núcleo. Esta tarea de los APS es de gran envergadura y complejidad, pues se trata, no sólo de analizar esos sucesos externos y sus efectos para las magnitudes de los mismos ya consideradas en el diseño de la central, sino

también para posibles magnitudes situadas en este caso también, "más allá de la base de diseño".

Tras la realización de un APS como el descrito en todos los párrafos anteriores, se llega a una estimación de la probabilidad de accidentes que originarían grandes liberaciones de radionucleidos al exterior. Pero, además y lo que es más importante, se ha llegado a realizar un análisis sistemático y en gran profundidad de los sucesos, y causas, que se han de dar para ello.

Este análisis en sí es el mayor beneficio para la seguridad, pues permite la identificación de los puntos más importantes en los que sería conveniente reforzar la central, bien en su diseño o bien en sus procedimientos de operación y control, para prevenir el que se lleguen a dar esas situaciones catastróficas. Estos beneficios se deben al uso de técnicas sistemáticas, provenientes de otras tecnologías, que aplicadas a la tecnología de la industria nuclear permiten la identificación de mejoras adicionales para una seguridad ya de por sí muy alta, que ha conducido a que la ocurrencia de este tipo de accidentes sea muy improbable, aunque posible. El planteamiento de esta posibilidad es lo que ha originado el perfeccionamiento de las medidas de seguridad sobre las muy válidas ya existentes, provenientes de los análisis de seguridad realizados previamente con técnicas deterministas.

6.4.2.– PROGRAMA INTEGRADO ESPAÑOL DE APS

El CSN, consciente de la necesidad de llevar a cabo este tipo de análisis de seguridad para situaciones más allá de la base de diseño, decidió en 1983 requerir a una de las centrales españolas más antiguas, la de Santa María de Garoña, que entonces estaba siendo sometida a una revisión general de su seguridad, el primer APS de una central española. Se trató de un Nivel 1 sin sucesos externos.

Simultáneamente con este requerimiento, se incluyó, en el segundo informe semestral de aquel año al Congreso y al Senado, una declaración de la intención del CSN de requerir con posterioridad los APS de todas las centrales nucleares españolas. Para ello el CSN pidió a su Dirección Técnica que, en base a la experiencia que se iba obteniendo en el APS de Garoña, elaborase un informe sobre la viabilidad de esa intención ya declarada.

El CSN, una vez disponible una primera versión del APS de Garoña en 1985, y ante lo positivo de los beneficios para la seguridad obtenidos debido a la realización del APS, emitió un informe favorable a la necesidad e importancia de llevar a cabo APS de todas las centrales. Para ello, se preparó un primer calendario de peticiones en forma escalonada en tiempo y alcance de los APS. Este escalonamiento se debió a que, desde el primer momento, estaba claro que, encontrándose los mejores beneficios de los APS en la propia realización de los análisis, estos estudios debían ser realizados usando recursos nacionales en la práctica totalidad de los recursos necesarios en los APS e involucrando al personal de cada una de las empresas propietarias y operadoras de las centrales en la realización de los APS.

Evidentemente, tratándose los APS de una tecnología de origen extranjero, para favorecer una mejor asimilación de la misma era conveniente ir ampliando los alcances de los APS de forma progresiva. Del mismo modo, al ser limitados los recursos humanos de las empresas españolas de ingeniería y de las propias compañías eléctricas, era necesario no requerir todos los APS a la vez, sino con un tiempo de desfase entre central y central.

Así pues, por tratarse de un programa de todas las actividades identificadas como necesarias para llegar al objeto final declarado por el CSN en 1983, se denominó al informe "Programa Integrado de Realización y Utilización de los Análisis Probabilistas de Seguridad en España". El primer borrador del Programa Integrado estuvo preparado en 1985 y el CSN decidió enviarlo para comentarios a todas las organizaciones españolas con interés en el campo de la industria nuclear: compañías eléctricas, empresas de ingeniería, centros de investigación, universidades, etc. Recibidos los comentarios, la mayor parte fueron muy favorables, siendo algunos críticos con el calendario inicial. El

borrador fue modificado en lo que se estimó positivo de los comentarios recibidos y el CSN decidió en Junio de 1986 aprobar el Programa Integrado y su puesta en marcha. El Programa fue publicado y editado por el CSN en aquel año, enviándose copia del mismo al Congreso y al Senado.

Las siete actividades básicas identificadas en el Programa fueron:

- Requerimientos y realización de los APS.
- Bancos de datos.
- Reglamentación y guías.
- Relaciones internacionales.
- Planes de investigación.
- Fomento del progreso tecnológico.
- Reclutamiento y entrenamiento de personal.

La realización conjunta e integrada de actividades en estas siete áreas era necesaria para llevar a cabo un Programa de trabajo identificado desde el principio como difícil y ambicioso. En el texto del Programa Integrado se encuentra una descripción detallada de las actividades previstas.

Como se ha indicado, el alcance de los últimos APS requeridos sería muy superior al de los alcances iniciales. Por ello, en el Programa Integrado ya se identificaba la necesidad de efectuar revisiones de los APS.

El alcance y contenido de los APS programados es el siguiente:

- Garoña: Nivel 1 sin sucesos externos.
- Almaraz: Nivel 1 con análisis adicional de la fiabilidad de los sistemas de la contención y el suceso externo de incendios.
- Ascó: Nivel 1 con alcance como Almaraz más otro nuevo suceso externo: inundaciones por fuentes internas a la central.
- Cofrentes: Nivel 1 con alcance como Ascó más otro suceso externo: inundaciones también por fuentes externas a la central.
- José Cabrera: Alcance similar a Cofrentes en cuanto a sucesos externos, para APS de Nivel 1 y, por primera vez, también 2.
- Vandellós 1: Se trataba de un APS de Nivel 1 y 2 con los mismos sucesos externos que José Cabrera, pero analizando los riesgos en todos los modos de operación de la central (previamente, los APS se referían al modo de operación a potencia únicamente). El APS para Vandellós I se suspendió al decidirse la parada y ulterior clausura de la central.
- Vandellós 2: El mismo alcance que Vandellós 1, es decir, APS de Nivel 1 y 2 en todos los modos de operación, pero incluyendo otro suceso externo: terremoto.
- Trillo: Será del mismo alcance que Vandellós 2, pero incluyendo todos los sucesos externos restantes: accidentes en rutas de transporte contiguas, caídas de aviones, explosiones y accidentes industriales, fenómenos atmosféricos, y todos los que pasen un primer análisis de cribado.

Con esto, las revisiones de todos los APS habrán de tener el mismo alcance que el de Trillo y es posible que se puedan llegar a finalizar en fechas cercanas a la finalización de dicho APS; es decir, hacia 1995-96 estarán ya disponibles los APS revisados de todas las centrales españolas hasta su Nivel 2, lo que es bastante similar a lo inicialmente programado en 1986.

Con los Niveles 2 realizados, será el momento de decidir sobre la realización de los Niveles 3 y sobre quién y cómo deberían llevarse a cabo.

Estas nuevas actividades en cuanto a requerimientos de las revisiones de los APS, está previsto que se recojan en un nuevo texto revisado y actualizado del Programa Integrado. En este nuevo texto se hará más hincapié en el mantenimiento actualizado de los modelos de las centrales desarrollados en los APS y en su uso posterior en aplicaciones de los mismos. Estas aplicaciones de los APS son múltiples en aspectos relacionados con la operación y la seguridad de las centrales y algunas de ellas ya se describen en el texto actual del Programa Integrado.

Finalmente, hay que mencionar aquí las actividades realizadas en lo relativo a uno de los puntos del Programa Integrado que tenía una mayor envergadura, además de la propia realización de los APS. Las centrales españolas han desarrollado, por requerimiento del CSN, un primer sistema informático de almacenamiento de información, para cuantificación estadística posterior de la frecuencia de sucesos iniciadores, con la información del Banco de Datos de Incidentes Operativos, y de probabilidades de sucesos básicos de fallos de componentes, con la información del Banco de Datos de Componentes. Estos Bancos de Datos, aunque habrán de ser perfeccionados en el futuro, representan un sistema de acumulación conjunta de información para la cuantificación de los APS y, además, un intercambio sistemático de información entre las centrales que debe ser un instrumento eficaz y beneficioso para la propia operación de las mismas, adicionalmente a su uso en los APS. En el texto revisado del Programa Integrado se identificarán los logros obtenidos en esta importante actividad y las líneas futuras de mejora.

Asimismo, hay que mencionar la forma en que el CSN está llevando a cabo la evaluación de los APS. Esta forma se está conociendo como "evaluación continua e interactiva" y consiste en realizar la revisión de los trabajos desarrollados en cada una de las tareas de los APS inmediatamente después de emitirse los informes parciales de cada tarea.

De esta manera, el CSN interacciona con los proyectos durante su realización, de forma que se llega al final de los mismos con no demasiados puntos pendientes de la evaluación. Estos puntos pendientes se van incorporando al APS durante su realización o durante un corto periodo final de tiempo tras la entrega del informe final, en revisión 0, de los APS. Esta forma de trabajar, aunque exige una gran cantidad de recursos y dedicación por parte del personal del CSN, es la única posible para hacer de los APS algo práctico, puesto que si no, la revisión de los mismos sería muy larga y las conclusiones de la evaluación del CSN se obtendrían mucho después de la terminación de los APS, sin que hasta entonces se hubieran podido utilizar en aplicaciones. Al llegar pronto a un APS, y a sus modelos, comúnmente aceptados y que cuentan con la confianza de una evaluación del CSN realizada en paralelo y con gran nivel de detalle, las lecciones aprendidas de los APS, y su uso como herramienta de valoración de los aspectos que tienen que ver con la seguridad de la operación diaria de las centrales, tienen una más rápida y conveniente aplicación. Este es otro aspecto distintivo del Programa español en relación a los programas de otros países y que ha sido comentado muy favorablemente en los foros internacionales en que se ha presentado.

6.4.3.– RESULTADOS INICIALES DE LOS APS REALIZADOS

Hasta la fecha, sólo tres centrales han finalizado sus APS, respondiendo a lo requerido por el CSN. Han sido las centrales de Santa María de Garoña, Almaraz y Cofrentes.

El APS de **Garoña** fué el primer APS español y tuvo el alcance más limitado. La estimación numérica de la media estadística de la frecuencia de fusión del núcleo fue de 2,51 E-4/año en la versión de 1987, que fue la finalmente aprobada por el CSN para esta primera revisión del APS, con el alcance que fue requerido.

En esta estimación, los transitorios con fallo del sistema de disparo del reactor eran los que más contribuían al riesgo. Ello era debido a hipótesis

muy restrictivas. Tras los cambios de diseño para estos transitorios, originados por la reglamentación estadounidense, y tras análisis termohidráulicos más finos, la estimación puntual, o media, está actualmente en 1,15 E-4/año, pasando a ser las secuencias en que hay un agarrotamiento en abierto de una válvula de seguridad del reactor las mayores contribuyentes.

No obstante, hay aspectos no considerados en el alcance que habrán de analizarse en la futura revisión de este APS. Los sucesos externos y el análisis de la contención habrán de ser incluidos en la misma y pudieran resultar aspectos importantes por analizar. Así mismo la inclusión de medios adicionales de diseño para extraer el calor residual, como el venteo de la contención en este tipo de centrales, tendrá un gran efecto sobre la frecuencia de accidentes.

Como se ha indicado antes, los resultados más importantes no han sido la estimación numérica, sino las modificaciones a que dio lugar el APS y la visión global alcanzada sobre la seguridad de la central y los aspectos importantes para la misma. Los resultados numéricos se han obtenido después de haber incorporado del orden de unos treinta cambios de diseño y de procedimientos de prueba. La estimación numérica previa a la incorporación de estos cambios podría haber sido, en consecuencia, sensiblemente mayor.

Como ejemplos representativos, y sin pretender detallar las modificaciones efectuadas, se dan a continuación algunos tipos de cambios:

- Modificaciones para evitar transitorios por pérdidas de barras de alimentación eléctrica a la instrumentación.
- Cambios de procedimientos y modificaciones para probar componentes no probados nunca o con insuficiente frecuencia.
- Cambio en las alimentaciones eléctricas a equipos detectados como importantes.
- Cambio en el tipo de motor de alguna válvula.
- Argumentos para cambios más globales, como el del sistema de distribución eléctrica o el del uso del venteo de la contención.
- Mejoras en procedimientos de emergencia y en la formación de los operadores.

Con posterioridad a 1987, el APS se ha aplicado a la valoración de algunas modificaciones de diseño propuestas con posterioridad y a la justificación de algún cambio en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento.

En general, la satisfacción ante los beneficios para la seguridad obtenidos en esta central al realizarse el APS fue uno de los argumentos principales para la puesta en marcha del Programa Integrado en APS, con la consiguiente realización de estos análisis en cada una de las centrales restantes.

En el APS de **Almaraz** se introdujo por primera vez el análisis del riesgo originado por un suceso externo, en este caso, los incendios.

En octubre de 1989 fue presentada al CSN una primera versión del informe final del APS requerido. En esa versión faltaban por incorporar un buen número de puntos pendientes de la evaluación continua e interactiva del CSN. Algunos de ellos eran bastante significativos y dieron lugar a variaciones en la estimación puntual de la frecuencia de accidentes y a la ordenación relativa de los tipos de secuencias. Aparte de ésto, estas variaciones han originado nuevos cambios en hipótesis y, fundamentalmente, en procedimientos, que a su vez volverán a hacer que el resultado numérico variase.

En diciembre de 1.990 la central de Almaraz presentó la nueva versión del APS, incorporando los comentarios finales del CSN y las modificaciones derivadas de los mismos. Esta versión ha sido la aprobada por el CSN, aunque con algunos puntos identificados como abiertos hasta un más profundo conocimiento de los mismos y, por lo tanto, con un tratamiento provisional en esta versión del APS.

Los resultados numéricos de esta versión aprobada por el CSN son los que se incluyen a continuación, con las reservas ya mencionadas anteriormente sobre el significado de los mismos. La frecuencia estimada de accidentes con daño al núcleo es de 5,9 E-5/año.

Estos resultados llevan ya incorporadas modificaciones de diseño y de procedimientos identificados durante el análisis como importantes para la seguridad. En esta central, más moderna que la de Garoña, y diseñada por tanto con unos criterios más restrictivos, la estimación numérica es ya de por sí, y como era de esperar, más baja y el número de cambios de diseño identificados y ya aprobados es, como era asimismo de esperar, inferior. No obstante, los ha habido y, en algún caso, son bastante significativos, como por ejemplo, el dedicar un nuevo tren de corriente continua, específico para el control del tren del agua de alimentación auxiliar movido por turbobomba, o el incluir un nuevo sistema autónomo de ventilación para las cabinas del sistema electrónico de protección existentes en la sala de control.

No obstante, los más significativos son los más de treinta cambios es los procedimientos de planta, bien de prueba, como de mantenimiento o de operación, que se han identificado y llevado a cabo. Así mismo, con el APS se han valorado, y modificado en algún caso, el nuevo conjunto de procedimientos de operación en emergencia que se ha implantado en la central.

Como ejemplo de modificaciones derivadas de los puntos pendientes de la evaluación del CSN, se puede citar la elaboración de un procedimiento para la alimentación de agua al sistema de refrigeración de componentes de una de las unidades de la central desde un tren del mismo sistema correspondiente a la otra unidad. Asímismo, se estudiará la conveniencia de llevar a cabo un buen número de modificaciones adicionales de diseño y de procedimientos que mejorarían más la seguridad, pero que se analizarán desde el punto de vista de beneficio para la seguridad y de otros aspectos adicionales.

Asimismo, el APS se va a incluir en los programas de formación de los operadores y ya se han producido valoraciones de cambios a algunas Especificaciones Técnicas de Funcionamiento por medio de los modelos desarrollados en los APS.

El APS de **Cofrentes** ha sido recientemente presentado al CSN, faltando por completarse la discusión de la evaluación de algunas de sus tareas finales. Así pues, sus resultados numéricos son preliminares. No obstante, a título meramente ilustrativo, se indica aquí que la estimación puntual obtenida provisionalmente para la frecuencia anual de accidentes con daño al núcleo es de 1,3 E-6/año.

Esta estimación es, hasta el momento y aunque provisional, la más baja de los tres APS básicamente finalizados. Esto concuerda bastante bien con los resultados de los APS del mismo tipo de centrales que C.N. Cofrentes en otros países. Por otra parte, estos resultados se refieren únicamente al Nivel 1, es decir, a la probabilidad de que se produzcan accidentes con daño al núcleo. Dado el tipo de edificio de contención que tienen esta clase de centrales, los resultados del Nivel 2 vuelven a ser similares a los del resto de las centrales.

En los resultados presentados se incluye, asimismo, una característica del diseño y operación en emergencia de estas centrales de agua en ebullición que, por ejemplo, no había sido considerada en Garoña. Se trata del uso del venteo de la contención como una medida adicional de extracción del calor residual del núcleo. Este uso está ya recogido en procedimientos de operación en emergencia y, en el análisis presentado, hace bajar la frecuencia de accidentes en un factor de cincuenta.

Los resultados vienen en gran parte dominados por un tipo de secuencias de accidente: la pérdida total de corriente alterna. Por lo tanto, las estimaciones numéricas son extremadamente sensibles a las hipótesis y consideraciones de diseño y procedimientos relacionados con estas secuencias. La evaluación del CSN se ha centrado finalmente en mayor detalle en las mismas.

Adicionalmente, hay que indicar que, ya en esta versión del APS de Cofrentes, se han identificado y, en algunos casos, se han incorporado ya al APS y, por tanto, han originado modificaciones en la central, mejoras de diseño y procedimientos. Una mejora del diseño del sistema de reserva de parada del reactor resulta la más significativa, junto con otras que se estudiarán en mayor detalle con posterioridad. En cuanto a procedimientos se han identificado del orden de doce mejoras en los de emergencia, alguna de las cuales es muy importante para la seguridad, como la relativa a la no inhibición del sistema automático de despresurización del reactor en algún tipo de secuencias y que ya está incluida en el APS.

En la evaluación del CSN se han identificado algunas deficiencias en algunos aspectos del APS, que habrán de ser mejoradas en su versión posterior, para que resulte aprobada por el CSN. Así pues, los resultados finales pueden variar de forma sensible o realizarse mejoras adicionales de diseño y procedimientos. También en este caso, se ha decidido ya incorporar el APS a los planes de formación de los operadores.

Actualmente, hay tres proyectos de APS en fase de realización. El más avanzado es el de **Ascó,** prácticamente terminado y que, aunque debería de haber concluido antes que el de Cofrentes, se ha retrasado por problemas iniciales de organización y porque está siendo realizado con gran minuciosidad, de tal manera que, en algunos aspectos se puede decir que está resultando un APS de mayor calidad que el se ha considerado aceptable, hasta el momento. Se espera tener la primera versión del mismo disponible hacia mediados del primer semestre de 1992.

El otro proyecto en fase de realización es el de **José Cabrera**, en lo relativo a su Nivel 1. Este APS será el primero que llegará en España hasta el Nivel 2. Para la adquisición de metodología y formación de personal en este Nivel 2, se han organizado unos programas de formación conjunta para todas las centrales, tras los que se planificará definitivamente este Nivel 2 para la central de José Cabrera. Inicialmente, se espera haber concluido el APS, en sus dos niveles, hacia el final de 1993.

El último de los APS actualmente en realización es el de **Vandellós 2**, que se encuentra en las primeras fases del estudio y se espera que pueda haber finalizado en 1.994.

El APS de **Trillo** ha sido el último incluído en el Programa Integrado . Este último APS fué requerido por el CSN en 1991 y su alcance, que incluirá el análisis de todos los sucesos externos, marcará el alcance que deberán tener las revisiones de todos los APS previos. Actualmente se encuentra en la fase de organización y planificación. Se espera que pueda haber finalizado en 1.995.

Tras el comienzo del APS de Trillo, se preparará una revisión del texto del "Programa Integrado de Realización y Utilización de los APS en España", que pondrá énfasis en las revisiones de todos los APS, hasta alcanzar el alcance del de Trillo, y en el mantenimiento y uso posterior de los modelos desarrollados de cada central durante la realización de los APS, para aplicaciones posteriores que se detallan ya en el texto actual del Programa Integrado y que se procurará matizar más en la revisión del mismo.

Dada la diferente envergadura de las revisiones que cada central tendrá que hacer de sus APS para llegar hasta el mismo alcance que el de Trillo, se espera que, en 1.996, todas las centrales tengan ya terminados sus APS con un nivel homogéneo en ellos.

6.5.– ANALISIS DE ACCIDENTES CON DAÑO AL NUCLEO

Se denominan "accidentes severos" o "accidentes con daño al núcleo" las secuencias accidentales que conducen, por su gravedad, a la pérdida al menos de la primera barrera de protección: la vaina que rodea el combustible nuclear. Esto requiere el fallo múltiple y simultáneo de varios sistemas de seguridad de la central, y su ocurrencia es extremadamente improbable. Sin embargo, el accidente de TMI-2 demostró que en una central nuclear comercial podía producirse el fallo de la primera barrera, y condujo a las autoridades

reguladoras a iniciar programas de estudio de las consecuencias de este tipo de accidentes.

Los estudios probabilistas de seguridad han mostrado que la contribución mayor al riesgo ocasionado por una central nuclear proviene mayoritariamente de accidentes de consecuencias graves y baja probabilidad de ocurrencia. En consecuencia, la investigación sobre accidentes severos es un tema prioritario en los planes de la comunidad nuclear. Esta presenta dificultades específicas para el investigador: no existe apenas experiencia real, los sistemas de las centrales son muy complejos, y es muy difícil predecir el comportamiento de algunos materiales en condiciones extremas.

Se realizan numerosos programas de investigación que pretenden resolver estas dificultades, aunque en todos ellos debe resolverse la dificultad principal: la extrapolación a las condiciones reales de la central. Se han desarrollado asímismo grandes programas de ordenador o códigos, que permiten la simulación del comportamiento de una central nuclear frente a una determinada situación accidental. Tanto el conocimiento adecuado de la fenomenología de estos accidentes, como el disponer de herramientas de cálculo para la simulación de los mismos, son elementos básicos para la realización de los análisis probabilistas de seguridad de Nivel 2.

Las líneas de actuación del CSN en este tema son:

- Participar y fomentar la participación española en programas de investigación para conocer en mayor detalle los fenómenos que ocurren, el comportamiento de los sistemas, materiales, etc. en accidentes severos, y la modelización de los mismos mediante códigos de cálculo.
- Continuar con el programa integrado de realización de Análisis Probabilistas de Seguridad en las CC.NN. españolas, incluyendo análisis de Nivel 2 para identificar las vulnerabilidades específicas de cada planta frente a este tipo de accidentes y las medidas preventivas y correctoras a adoptar.
- Seguir las medidas genéricas que se vayan adoptando en la comunidad internacional respecto a este tema y analizar su aplicabilidad a las CC.NN. españolas.

En este apartado se describen brevemente los programas de investigación sobre accidentes severos en los que existe participación española, los principales códigos de cálculo desarrollados y las aplicaciones que se están realizando en las CC.NN. españolas. Se describen asímismo otros temas relacionados con accidentes severos como son el comportamiento de los recintos de contención y la gestión de accidentes.

En otro apartado se han tratado los Análisis Probabilistas de Seguridad

6.5.1.– PROGRAMAS DE INVESTIGACION

La prevención y mitigación de los accidentes severos exige la adquisición del mayor conocimiento posible de los fenómenos y circunstancias asociadas al desarrollo de los mismos y el establecimiento de métodos y procedimientos de aplicación de tales conocimientos. Esta tarea es ardua y costosa, y para acometerla se hace imprescindible la cooperación tanto en el ámbito nacional como en el internacional. De ahí que el CSN, participe y apoye la participación de las distintas instituciones españolas con intereses nucleares en los programas internacionales de investigación más prometedores al respecto, por medio del establecimiento de los oportunos consorcios.

El interés del CSN para participar y fomentar la participación en estos programas de investigación es doble: por una parte contribuye a la transferencia de tecnología al país, con la adquisición de conocimientos valiosos por el mayor número posible de instituciones nacionales; y por otra parte transforma estos conocimientos en herramientas de trabajo capaces de determinar, cada vez con más precisión, los requisitos y normas a satisfacer en el diseño, construcción y explotación de las instalaciones nucleares españolas, para la

consecución de cotas de seguridad suficientemente elevadas.

Proyecto OCDE LOFT.

Este proyecto nació con el objetivo de realizar una prueba que simulase el "accidente máximo permisible" dentro de los accidentes base de diseño.

Cuando a finales de 1984 España, a propuesta de la OCDE, decidió su participación en el proyecto, se creó un consorcio del que formó parte el CSN con los siguientes objetivos:

1. Participación de técnicos cualificados en los trabajos desarrollados en los laboratorios de LOFT en Idaho Falls (Estados Unidos).
2. Realización de los cálculos correspondientes a todos o parte de los seis "experimentos termohidráulicos" efectuados durante los años 1983 y 1984 dentro del acuerdo LOFT.
3. Realización de los cálculos y estudios asociados a los dos experimentos con deterioro del combustible y liberación de productos de fisión.

Este último objetivo y otros análisis subsiguientes constituyeron la parte de "accidentes severos" dentro del marco general del proyecto LOFT.

El experimento LP-FP-1, realizado a finales de 1985, llegó hasta el deterioro de las vainas de combustible con escape de los productos de fisión volátiles acumulados en el huelgo. En el experimento, realizado a mediados de 1986, se simuló una secuencia en la que se produjo un deterioro sustancial de las varillas combustibles y de control.

En lo relativo al comportamiento de los productos de fisión durante el experimento LP-FP-1, el Grupo de Trabajo Español realizó un cálculo "pre-test" y otro "post-test", ambos para la fase del transitorio anterior a la inundación.

A pesar de una inyección no prevista de agua, que modificó el comportamiento fisioquímico de vapores y aerosoles, los valores obtenidos mediante cálculo son bastante concordantes con los valores experimentales.

Los trabajos relativos al experimento LP-FP-2 se centraron en los "cálculos relativos al comportamiento de los productos de fisión" y "el análisis de los procesos fisicoquímicos que tuvieron lugar en el nódulo combustible central".

También en estos cálculos hay una concordancia aceptable entre los valores calculados y los experimentales.

Programa de colaboración con la NRC sobre accidentes severos.

En el año 1986 se firmó el acuerdo bilateral entre el CSN y la Comisión Reguladora Nuclear (NRC) de Estados Unidos sobre investigación en el área de Seguridad Nuclear. Este acuerdo en su artículo tercero permite la inclusión del CSN en el (Programa de investigación Conjunto) "Joint Research Program, SFD/NRC" que auspiciado por la NRC se venía desarrollando desde el año 1982.

El Programa de Investigación Conjunto (SFD/NRC) tiene como objeto dar respuesta a los interrogantes que surgen en relación a la fenomenología de posibles accidentes severos en instalaciones nucleares. El programa comprende el estudio de los fenómenos asociados a la progresión de la fusión del núcleo, el transporte de material radiactivo por la instalación y las cargas derivadas sobre la contención.

Es un programa de investigación dinámico, donde el progreso de la investigación y el consiguiente hallazgo de nuevas áreas de incertidumbre marca el rumbo y realización de actividades. El programa es de naturaleza integral, desarrollándose en el mismo tanto los aspectos teóricos como las correspondientes experiencias para la validación de modelos de cálculo. Por último, el programa sigue en sí una doble estrategia, basada en el desarrollo de experiencias y obtención de bancos de datos así como en la validación y desarrollo de los grandes códigos de riesgo.

Proyecto PHEBUS-CSD.

La participación española en el proyecto Phebus-CSD se enmarca en el Acuerdo General de Colaboración firmado entre el Consejo de Seguridad Nuclear y el Comisariado de Energía Atómica de Francia (CEA), representado por el Instituto de Protección de Seguridad Nuclear (IPSN) en 1987.

Para el desarrollo de la participación española, se ha suscrito un convenio entre el CSN y otras instituciones españolas.

Mediante el desarrollo de una serie de experiencias, el proyecto Phebus-CSD tiene como objetivo el estudio del comportamiento del núcleo de reactores de agua ligera en accidentes severos en los que no exista una pérdida importante de su geometría y refrigerabilidad, con el fin último de determinar en cada caso las vías óptimas de recuperación de la planta.

El Programa Experimental Phebus-CSD se divide en dos fases. En la primera se desarrollaron las experiencias C3 y B9 que simularon respectivamente el comportamiento del núcleo hasta la temperatura de 1850ºC en secuencias accidentales con roturas pequeñas y grandes del circuito de refrigeración. En la segunda fase, continuación del anterior, se desarrollan las experiencias C3+ y B9+ en las que se alcanzan temperaturas del orden de 2500ºC.

Este último experimento ha sido seleccionado, como contribución hispano-francesa al Problema estándar internacional N-28 ("International Standard Problem") de la OCDE.

La contribución española se ha estructurado en su participación en grupos de trabajo que han desarrollado actividades relacionadas con recogidas de datos e instrumentación, gestión y realización de los experimentos, interpretación de resultados y finalmente, desarrollo de códigos.

Actualmente la instalación experimental está sufriendo modificaciones a fin de que se puedan llevar a cabo en la misma una serie de nuevos experimentos, conocidos genéricamente bajo la denominación de Proyecto Phebus PF. Tales experiencias pretenden investigar, con el patrocinio de la Comunidad Europea, el comportamiento y transporte de los productos de fisión, globalizando así el proceso de investigación del accidente severo.

Proyecto TMI-VIP.

El DOE (Departamento de Energía) y la NRC de Estados Unidos propusieron a la OCDE la participación en el programa de examen de probetas de la vasija de C.N. TMI2, dañada durante su conocido accidente del 28 de marzo de 1979.

El objetivo principal del proyecto, tal como se reconoce en el Art. 1 del Acuerdo Internacional, es la determinación de la respuesta termoestructural de la vasija de TMI2 ante el alojamiento en el mismo de, aproximadamente, veinte toneladas, de materiales resultantes de la fusión parcial del núcleo del reactor. Más específicamente se pretende establecer hasta que extremo han sido afectadas la propiedades de los materiales del fondo de la vasija, así como el margen de integridad estructural remanente tras el accidente.

La consecución de los mencionados objetivos se llevará a cabo mediante ensayos metalúrgicos y metalográficos a realizar por los distintos países participantes, sobre las probetas sacadas de la vasija que les sean asignadas. España es uno de tales países participantes y su contribución la efectúa a través de un consorcio de instituciones entre las que figura el CSN.

Proyecto TMI-2.

Bajo el patrocinio de la OCDE se inició en el año 1987 un "ejercicio de análisis de TMI-2", en el que ha venido participando el CSN a través de un consorcio formado con otras instituciones españolas, con el objeto básico de validar los códigos de cálculo a utilizar en la interpretación del accidente sufrido por la central en 1979, mediante el análisis comparativo de sus resultados.

Basándose en los hitos principales que tuvieron lugar durante el transcurso del accidente, el análisis se divide en cuatro fases. La primera, que comprende los 100 primeros minutos, representa un accidente con pérdida de refrigerante a causa del fallo de la válvula de alivio del presionador. La fase segunda se prolonga hasta el minuto 174 y en ella tiene lugar el descubrimiento y fusión de materiales metálicos del núcleo. La fase tercera se inicia con el arranque de una de las bombas de refrigerante del reactor; la entrada de agua fría provocó el desmoronamiento de los materiales previamente fragilizados del núcleo. La fase cuarta se inicia en el minuto 200 con el arranque de las bombas del Sistema de Refrigeración de Emergencia, prolongándose hasta el final el accidente en el minuto 300; durante este período se produjo el daño mayor al núcleo donde se alcanzaron temperaturas de 2300º C.

Proyecto LACE.

El comportamiento de los productos de fisión en forma de aerosoles, desde su generación durante la fusión del núcleo hasta su liberación a la atmósfera, presenta una gran cantidad de incertidumbres. Por esta razón es objeto de importantes programas de investigación, entre ellos el desarrollo por EPRI (Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica) de Estados Unidos juntamente con organizaciones de otros países.

España aceptó la oferta de participación realizada por EPRI para lo que en 1987 se formó un consorcio, del que forma parte el CSN, con objeto de concretar esta participación.

Terminada la fase experimental en el momento de la incorporación de nuestro país, las principales tareas del consorcio español fueron: la realización de cálculos termohidráulicos y de comportamiento de aerosoles correspondientes a los experimentos con objeto de validar códigos, elaborar de un informe sobre el estado mundial de la experimentación sobre el comportamiento de aerosoles y diseño y evaluar de posibles experimentos, a realizar en España, sobre dicho comportamiento. Puede decirse que las dos primeras tareas sirvieron de preparación de la tercera, materializada en la instalación experimental española de retención de aerosoles en piscina.

La instalación española se compone de una vasija, un generador de aerosoles, un sistema de vaporización-condensación y un sistema de adquisición de datos. La vasija incluye ventanas de observación desde las que se puede filmar la generación, comportamiento y colapsamiento de burbujas para su estudio hidrodinámico. Habiéndose realizado la fase de laboratorio, y concluido el montaje de la instalación, se está ya procediendo a la ejecución de la matriz experimental.

Proyecto ACE.

Como extensión del Proyecto LACE, el consorcio español suscribió con EPRI un nuevo acuerdo para participar en su Programa de investigación sobre Experimentos Avanzados de Contención ("Advanced Containment Experiments"). Este programa tiene como objetivo la investigación del transporte de material radiactivo en el interior del edificio de contención en accidentes con fallo de la vasija del reactor.

El proyecto comprende tres tipos de experiencias. En la denominada fase A, ya concluida, se han estudiado los factores de descontaminación de cinco tipos de sistemas de filtrado para diversas condiciones accidentales graves.

En los experimentos de la fase B se analizan los efectos de la radiación y posibles explosiones de hidrógeno en la contención sobre las especies químicas de yodo asociado a los productos de fisión.

La fase C contempla la realización de diversas experiencias de interacción del núcleo fundido con el hormigón de la contención, a fin de estudiar la transferencia de calor y liberación de productos de fisión semivolátiles del fundido.

6.5.2.– DESARROLLO DE CODIGOS DE CALCULO

Los códigos de análisis del accidente severo son las herramientas básicas para el estudio de estas

situaciones accidentales. Su objetivo es la simulación del escenario accidental y, por consiguiente, la evaluación de las consecuencias del suceso. Se trata de grandes programas de cálculo que incorporan toda la compleja fenomenología que puede aparecer en el curso de un accidente. Por tanto deben incorporar modelos de cálculo termohidráulico, mecánico, químico y, en algunos casos, estructural.

Los códigos se validan frente a programas de experimentos que simulan las condiciones reales que se producirían en una central nuclear. De la comparación entre las predicciones de los códigos y los resultados de los experimentos, es posible deducir qué partes de un código son susceptibles de ser mejoradas. Asímismo, puede decidirse cuándo el código está validado y simulará con suficiente exactitud el comportamiento de la central en la situación accidental analizada.

Pueden clasificarse estos códigos en dos grandes grupos, atendiendo a su objetivo. En primer lugar están los llamados códigos modulares o de detalle, que son capaces de calcular con un grado importante de precisión algún fenómeno individual que puede presentarse en el curso de un accidente severo. En segundo lugar, se dispone de códigos llamados integrados, que son capaces de analizar el espectro completo de un accidente severo, incluyendo toda la fenomenología que potencialmente puede presentarse. Los códigos modulares pueden, a su vez, integrarse en "estructuras" informáticas que acogen varios módulos, constituyendo así una herramienta analítica de más amplio alcance.

Los códigos pueden clasificarse también en función de la fecha de publicación. Los códigos de la "primera generación" se publicaron inmediatamente después del accidente de TMI-2, y contienen modelos físicos más simplificados, con poca flexibilidad de empleo. Los códigos de la "segunda generación" se desarrollaron años después del accidente de TMI-2, con modelos físicos perfeccionados por los resultados experimentales disponibles y la experiencia de uso de los códigos anteriores.

A continuación, sólo se describen códigos de la segunda generación. Sin embargo, debe citarse el código STCP, de primera generación, el cual es un código integrado que se ha utilizado en España en el estudio del accidente de TMI-2, y ha sido precursor en la utilización de estos códigos.

En España se han empezado a aplicar estos códigos, concretamente el código MAAP, para el análisis de plantas dentro de los APS de Nivel 2.

6.5.2.1.– Códigos de Tipo Integrado

Los códigos integrados son herramientas de tiempo de ejecución relativamente rápido, que disponen de modelos simplificados para los fenómenos principales y los sistemas que intervienen en la secuencia accidental. Los códigos modelan la secuencia completa hasta la emisión de los productos de fisión fuera de la contención. Se utilizan en aplicaciones que requieren un gran número de cálculos, tales como los análisis probabilistas de seguridad (APS's), y estudios paramétricos para la evaluación de estrategias de gestión del accidente. Los códigos integrados disponibles en la actualidad y más ampliamente utilizados son los siguientes:

MELCOR.

El Código ha sido desarrollado por el Laboratorio Nacional de Sandia (EE. UU.), bajo contrato de la NRC, y está disponible en España a través del Acuerdo de Cooperación CSN/NRC. Se trata de un código de 260.000 líneas de programa que cubre el espectro completo de un accidente severo, y permite la aplicación a centrales PWR y BWR. Sin embargo, la aplicabilidad a BWR está más desarrollada, habiéndose utilizado para simular accidentes de pérdida total de energía eléctrica en centrales americanas BWR de diseño General Eléctric (GE). Solamente se ha realizado una aplicación PWR: el accidente de TMI.

La NRC soporta un importante programa de validación del Código que se realiza en el Laboratorio de Sandia, especialmente frente a

experimentos relacionados con la fenomenología del recinto de contención.

La Universidad Politécnica de Madrid tiene un programa para la aplicación del código al estudio de secuencias accidentales en la C.N. Ascó, dentro del Proyecto Phebus PF. Igualmente, esta institución prevé la aplicación del código al cálculo de algunas secuencias accidentales de la C.N. Sta Ma. de Garoña.

Se desarrolla actualmente en el CSN la aplicación general a centrales nucleares españolas, para el estudio del término fuente asociado a las secuencias accidentales. Se prevé, dentro del Consorcio LOFT España, la aplicación al experimento LOFT FP-2.

MAAP.

El Código ha sido desarrollado por la ingeniería Fauske Associates, de EE. UU., bajo contrato del EPRI. El Código está disponible para el sector eléctrico español a través de los contratos firmados entre el EPRI y los grupos de propietarios de centrales. Es un programa de 60.000 líneas que permite tratar todo el espectro de fenomenología de un accidente severo. Tiene aplicabilidad directa a todos los tipos de centrales PWR y BWR, con diversos modelos de recinto de contención.

El EPRI mantiene un completo programa de verificación del código, incluyendo la revisión de su diseño por entidades independientes. Se han realizado comparaciones con numerosos programas experimentales, incluyendo el experimento LOFT FP-2 y el accidente de TMI-2. Se han realizado comparaciones también con transitorios y accidentes de otras centrales en EE. UU. El código se utilizará como herramienta de análisis de accidente severo en los Estudios Individuales de Planta (IPE), en EE. UU.. La NRC mantiene un programa de revisión del código para su aplicación a los IPE, incluyendo en dicho programa comparaciones con el código MELCOR.

En España se han realizado seminarios de formación sobre el código promovidos por los grupos de propietarios de centrales nucleares. La primera aplicación se realizará en la Central Nuclear de José Cabrera; para ello, será necesario modificar algunos modelos del código a fin de adaptarlos a las características específicas de esta central, p. ej. disponer de un único lazo de refrigeración.

6.5.2.2.- Estructuras y Códigos Modulares

Los códigos modulares o de detalle cuentan con modelos de cálculo sofisticado, y son códigos complejos con un consumo importante de horas de ordenador en su ejecución. Se utilizan para realizar comparaciones de referencia sobre temas específicos frente a los códigos integrados. También son utilizados en la evaluación de secuencias de gestión de accidentes severos, por ejemplo en el análisis de reinundación de núcleos degradados.

RELAP5/SCDAP.

El Código ha sido desarrollado por el Laboratorio Nacional de Idaho, EE. UU., bajo contrato de la NRC. Está disponible en España a través del Acuerdo de Cooperación firmado entre la NRC y el CSN. El Código es el resultado de la unión de los módulos: RELAP5, para el tratamiento de la termohidráulica, SCDAP, para el tratamiento de la fenomenología de degradación del núcleo, y de TRAP-MELT para el tratamiento de la evolución de los productos de fisión dentro del sistema primario.

El Código permite realizar un cálculo de "mejor estimación" del comportamiento del núcleo del reactor y circuito primario, alcanzando hasta la pérdida de integridad de la vasija del reactor. No permite el tratamiento de fenomenología fuera de la vasija del reactor. El Código está también adaptado para el cálculo de experimentos de degradación del núcleo.

La NRC soporta un programa de verificación que incluye la aplicación a programas experimentales, al experimento LOFT FP2, y al accidente de TMI- 2. Se ha realizado la aplicación a una secuencia accidental de la central PWR de Surry.

No se han realizado aplicaciones del código a centrales españolas. Sin embargo, sí se han aplicado algunos de los módulos independientes del código. El módulo Relap5 se ha aplicado a todas las centrales tipo PWR españolas. Se han realizado así mismo aplicaciones del módulo SCDAP a la C.N. de José Cabrera para el análisis de algunas secuencias accidentales, y tambien al experimento LOFT FP-2 dentro del consorcio LOFT España.

ICARE.

El código está siendo desarrollado por el Comisariado de Energía Atómica francés, y está disponible para las instituciones que intervienen en el consorcio español creado para participar en el programa Phebus CSD. Se trata de un módulo que permite el cálculo de la fenomenología de degradación del núcleo del reactor PWR, en condiciones termohidráulicas simplificadas. El código permitirá ser acoplado a otros módulos para un tratamiento más detallado de la termohidráulica del sistema primario, como el código francés CATHARE, y del comportamiento de los productos de fisión.

La verificación del código se realiza paralelamente a la interpretación de los experimentos Phebus, y se ha verificado tambien frente a otros programas experimentales. Las aplicaciones a centrales se limitan al análisis de la fenomenología de degradación del núcleo. Se han realizado aplicaciones al estudio del accidente de TMI-2, y al estudio de una secuencia accidental de una central PWR francesa.

No se han realizado aplicaciones del código a centrales nucleares españolas. Existe, sin embargo, una amplia experiencia de utilización del código en la aplicación a experimentos de la serie Phebus.

CONTAIN.

El Código es desarrollado por el Laboratorio Nacional de Sandia (EE. UU.), bajo contrato de la NRC. Está disponible en España a través del Acuerdo de Cooperación firmado entre la NRC y el CSN. CONTAIN resulta de la integración de un conjunto de módulos y modelos físicos que permiten un tratamiento amplio del comportamiento de la contención de una central nuclear en caso de accidente severo. El código no calcula las condiciones dentro del sistema primario de refrigerante del reactor ni la evolución de los productos radiactivos fuera de la contención, pero es capaz de realizar un cálculo integrado de la presión y temperatura de la contención, y del comportamiento de los productos radiactivos en el interior de la misma.

El Código ha sido validado frente a numerosos programas experimentales, y en la actualidad es validado frente a las experiencias DEMONA, soportadas por la Comunidad Europea, y otras experiencias en Alemania y EE. UU. que analizan aspectos concretos de la fenomenología de la contención.

CONTAIN es aplicable a todos los tipos de reactor de agua ligera, y se han realizado aplicaciones a algunas centrales en EE.UU. para el análisis de temas específicos. No se han realizado aplicaciones de licenciamiento de centrales.

En España sólo se han realizado aplicaciones del código a experimentos de la serie DEMONA, en el marco de un programa auspiciado por las Comunidades Europeas. Existe, sin embargo, una amplia experiencia en la aplicación de algunos módulos del Código, relacionados con la evolución de los materiales radiactivos en la contención, a los programas experimentales ACE/LACE.

ESTER.

El código Término fuente europeo ("European Source Term") es una estructura informática que permite incluir diferentes códigos modulares, cada uno de ellos destinado a calcular un aspecto concreto de la fenomenología del accidente severo. El Código está siendo desarrollado por el Centro de Investigación de las Comunidades Europeas, el cual contrata a diferentes instituciones europeas el desarrollo de aspectos concretos.

En España se realiza parte del trabajo de preparación y validación del Código, en lo

referente al estudio de la cinética y química de algunos tipos de productos de fisión.

6.5.3.– COMPORTAMIENTO DE LA CONTENCION EN ACCIDENTES CON DAÑO AL NUCLEO

La tercera y última barrera entre los productos de fisión y el exterior es el recinto de contención o contención. La contención aloja a todo el circuito primario y tiene como misión impedir la liberación de productos de fisión al exterior en operación normal y, sobre todo, en caso de accidente. La contención lleva asociadas una serie de salvaguardias tecnológicas, es decir, sistemas diseñados para actuar en caso de accidente, que facilitan el cumplimiento de las funciones para las que ha sido diseñada. Estas salvaguardias tecnológicas son: el sistema de extracción de calor de la contención, el sistema de aislamiento de la contención y el sistema de control de gases combustibles.

El sistema de extracción de calor de la contención, tiene como misión reducir la presión y la temperatura en el interior del recinto de contención después de un accidente. El sistema de aislamiento de la contención está compuesto por todos los dispositivos (válvulas, compuertas, bridas, etc.) que sirven para cerrar todas las penetraciones al recinto de contención e impedir la salida de productos de fisión al exterior en caso de accidente. El sistema de control de gases combustibles tiene como misión impedir que los gases combustibles, principalmente hidrógeno, producidos durante un accidente alcancen una concentración tal, que puedan originar una explosión en el interior del recinto de contención. Algunas centrales disponen de la llamada contención secundaria, que es una estructura que rodea al recinto de contención y lleva asociada una serie de salvaguardias tecnológicas que sirven para mitigar las consecuencias radiológicas de un accidente. La contención secundaria recoge las fugas del recinto de contención y las procesa mediante las salvaguardias a ella asociadas. En España disponen de contención secundaria las centrales de Santa María de Garoña, Cofrentes y Trillo.

El recinto de contención y las salvaguardias a él asociadas anteriormente descritas, están diseñadas para resistir las consecuencias derivadas del máximo accidente previsible.

A raíz del accidente del TMI se llegó a la conclusión de que se debía prestar mayor atención a una serie de accidentes que, aunque de menor probabilidad que los accidentes base de diseño, podrían tener mayores consecuencias para el público. Esto originó un uso cada vez más amplio de los análisis probabilistas de seguridad, en especial del Nivel 1, y se tomaron una serie de medidas destinadas a reforzar la contención frente a fenómenos propios de los accidentes con daño al núcleo, como son las explosiones de hidrógeno. Además, se puso en marcha un vasto programa de investigación con objeto de conocer con más fundamento y detalle las consecuencias derivadas de un accidente con daño al núcleo.

El accidente de Chernobil, a diferencia del de TMI, originó una substancial liberación de radiactividad al medio ambiente y las consecuencias del mismo, tanto en vidas humanas como en daños a la propiedad, fueron muy graves. Este accidente puso de relieve la especial significación del recinto de contención como salvaguardia tecnológica para la mitigación de los accidentes nucleares. Igualmente ha originado que internacionalmente se haya dado un nuevo impulso a los análisis y a los medios necesarios para garantizar el funcionamiento de la contención frente a los accidentes con daño al núcleo, ya que las medidas tomadas como consecuencia del accidente de TMI pudieran resultar insuficientes.

En España se ha diseñado un plan para actuar en este sentido y se han adoptado ya diferentes medidas para garantizar el funcionamiento de la contención de las CC.NN. que presentaban mayor vulnerabilidad.

6.5.3.1.– Medidas adoptadas para garantizar el funcionamiento de la contención frente a accidentes con daño al núcleo

Las medidas adoptadas para garantizar el funcionamiento de la contención de las centrales nucleares españolas frente a accidentes con daño al núcleo son las siguientes:

- Inertización del recinto de contención de C.N. Santa María de Garoña.
- Instalación de quemadores de hidrógeno en C.N. Cofrentes. Uno de los dos trenes redundantes lleva una alimentación eléctrica por corriente continua con capacidad para 4 horas de funcionamiento en caso de pérdida total de corriente alterna.
- Instalación de un venteo no filtrado con tubería resistente a la presión en las C.N. Santa María de Garoña y C.N. Cofrentes. Esta medida, aprobada por el CSN, se espera esté operativa en las paradas para recarga de 1992 y 1993, respectivamente.

A continuación se hace una breve descripción y justificación de estas medidas.

Las dos primeras medidas son consecuencia del accidente de TMI, ya que durante dicho accidente se produjo una explosión de hidrógeno en el interior del recinto de contención. Esto planteó la cuestión de la resistencia de los recintos de contención a explosiones de hidrógeno producidas durante accidentes con daño al núcleo. Como se ha señalado anteriormente, una de las salvaguardias tecnológicas asociadas al recinto de contención es el sistema de control de gases combustibles, cuya misión es impedir que el hidrógeno producido en un accidente base de diseño no alcance los límites de inflamabilidad.

El hidrógeno durante un accidente base de diseño se genera como consecuencia de la radiolisis del agua, y la reacción del zinc y aluminio con el agua. Esta generación es muy lenta y no se alcanza el límite de inflamabilidad hasta varios días después del inicio del accidente. En caso de accidente con daño al núcleo, el hidrógeno se produce por reacción del material de la vaina del combustible, zirconio, con el agua. La generación es muy rápida, y en pocas horas se han alcanzado los límites de inflamabilidad.

El sistema de control de gases combustibles no tiene capacidad para controlar una generación tan rápida de hidrógeno y, por tanto, se planteó la necesidad de buscar soluciones alternativas, concluyéndose que los recintos de contención de pequeño volumen libre (caso de C.N. Santa María de Garoña) eran, potencialmente, vulnerables a este tipo de explosiones, por lo que debían operar con una atmósfera de nitrógeno (inertización), en vez de aire normal.

Las contenciones con volúmenes libres intermedios (caso de C.N. Cofrentes) también se consideró que eran potencialmente vulnerables a las explosiones de hidrógeno, por lo que se las dotó de quemadores de hidrógeno. Los quemadores producen una ignición controlada del hidrógeno cuyas consecuencias son tolerables por el recinto de contención.

Las contenciones de gran volumen libre (caso del resto de las centrales españolas) se consideró que tenían capacidad para resistir una explosión de hidrógeno y no era necesario tomar ninguna medida. Esta consideración está siendo revisada en la actualidad.

La instalación de un venteo no filtrado con tubería resistente a la presión en las centrales BWR de Santa María de Garoña y Cofrentes es una medida preventiva, a diferencia de la inertización o la instalación de quemadores de hidrógeno. Una medida preventiva es aquella que sirve para reducir la probabilidad de que se produzca un accidente con daño al núcleo, mientras que una medida mitigadora es aquella que sirve para reducir las consecuencias de dichos accidentes, una vez que se han producido. Se calcula que la instalación de estos venteos reducirá la probabilidad de daño al núcleo un 30% en la C.N. Santa María de Garoña y en un 50% en la C.N. Cofrentes.

En las centrales nucleares, tanto de agua a presión como de agua en ebullición, de varios países europeos (p.e. Francia, Alemania y Suecia) se han instalado o van a instalarse, venteos filtrados en los recintos de contención. Esta es una medida mitigadora, por lo que no debe confundirse con las medidas adoptadas en las centrales españolas anteriormente citadas. La instalación de venteos filtrados no se ha decidido todavía, a la espera de la solución que se adopte en los EE.UU.

6.5.3.2.– Actuaciones para conocer el comportamiento del recinto frente a accidentes con daño al núcleo.

Como ya se ha señalado, el CSN ha puesto en marcha un plan de actuación para conocer el comportamiento del recinto de contención de las centrales nucleares españolas en caso de un accidente con daño al núcleo. Las actividades a realizar en este campo han de satisfacer los siguientes objetivos:

- Identificar las vulnerabilidades específicas de cada planta (tanto de procedimiento como de diseño) a los accidentes con daño al núcleo.
- Cuantificar los resultados del análisis para aquellas secuencias que contribuyen en mayor medida a la frecuencia de grandes liberaciones de material radiactivo.
- Identificar las secuencias de accidentes con daño al núcleo más probables en una central.
- Identificar y evaluar los medios (sistemas, procedimientos y entrenamiento de operadores) para mejorar el comportamiento de la contención durante un accidente con daño al núcleo.
- Decidir qué mejoras se llevarán a cabo y una programación para ellas.
- Adquirir la tecnología de evaluación y cálculo que permita el aprovechamiento de los programas de investigación y desarrollo y su aplicación a los análisis específicos de cada central.
- Mantener coherencia con otras actividades del CSN en este campo (en especial con el "Programa integrado de realización y utilización de los análisis probabilistas de seguridad en España").

Se considera que la mejor manera de cumplir con los anteriores objetivos es la realización de un Análisis Probabilista de Seguridad (APS) de Nivel 2 para cada planta.

En julio de 1989 se solicitó el primer estudio de esta naturaleza a C.N. José Cabrera, estudio que se ha iniciado durante el año 1991, y se considera que podrá finalizar en el primer trimestre de 1993. Las razones por las que se ha elegido la C.N. José Cabrera para realizar el primer APS de Nivel 2 son que las peculiaridades de su recinto de contención hacen conveniente un estudio específico del comportamiento del mismo.

En julio de 1990 se ha solicitado un estudio similar a C.N. Vandellós II, junto con un APS de Nivel 1. Dado el gran número de materias a tratar por esta central en su APS de Nivel 1, se calcula que el Nivel 2 no podrá comenzar hasta dentro de unos dos años. Igualmente ya ha sido solicitado un APS, incluyendo Nivel 2, a C.N. Trillo.

En 1996 se prevé disponer de un APS de Nivel 2 específico para cada central española. Las medidas destinadas a garantizar el comportamiento de la contención frente a los accidentes con daño al núcleo se tomarán en función de los resultados obtenidos en los APS de Nivel 2. Algunas de estas medidas se analizarán con especial detalle, como por ejemplo la instalación de venteos filtrados, el aumento de la capacidad y fiabilidad del sistema de rociado de la contención, o la posibilidad de fallo de las contenciones de gran volumen debido a explosiones de hidrógeno.

Aunque en estos momentos se dispusiera de un APS de Nivel 2 para cada central española, el tema del comportamiento del recinto de contención en caso de un accidente con daño al núcleo no estaría completamente resuelto por dos razones. Por una parte, la investigación en materia de fenomenología de accidentes con daño al núcleo no ha terminado

todavía y existe un tema de gran importancia aún sin resolver como es la probabilidad de un fallo temprano, es decir, a las dos o tres horas de comenzada la fusión del núcleo. En España este problema podría afectar a C.N. José Cabrera, C.N. Almaraz, C.N. Ascó y C.N. Vandellós II y a la contención tipo Mark I, de C.N. Santa María de Garoña. No hay todavía acuerdo entre la comunidad técnica sobre este tema. La segunda razón afecta a la gestión de un accidente con daño al núcleo que se aborda en el siguiente apartado de este informe.

6.5.4.– GESTION DE ACCIDENTES

La posibilidad de accidentes con daño al núcleo o accidentes severos se contempló ya en el Informe Rasmussen (WASH 1400) en 1975. Los dos accidentes de la central americana de la Isla de las Tres Millas ("Three Mile Island", TMI) y Chernobil han provocado una revisión profunda de todos los aspectos relacionados con accidentes graves y los especialistas en seguridad nuclear han dedicado esfuerzos muy importantes para mejorar el conocimiento de dichos accidentes y poder reducir aún más el riesgo derivado de los mismos. La gestión de accidentes es el conjunto de acciones que pueden ser realizadas por el explotador para prevenir o mitigar las consecuencias de los accidentes severos.

La gestión de accidentes debe incorporar varios elementos para conseguir sus objetivos, entre los que destacan: información necesaria, directrices o procedimientos, entrenamiento, aspectos organizativos y coordinación con los planes de emergencia.

Durante un accidente severo el operador observará síntomas o variación de parámetros que pueden indicar la pérdida de una función de seguridad. El operador, a través de un proceso de diagnosis y toma de decisión, debe llevar a cabo los pasos necesarios para restaurar dicha función de seguridad. Para realizar dichas acciones necesita una mínima información. La información básica se obtiene de la instrumentación de la central, que permite al operador efectuar el seguimiento de la operación de la planta, de su evolución durante situaciones anómalas y del efecto de las medidas correctoras. Durante un accidente severo hay que resolver dos temas cruciales: <B>a)<P> si es necesaria instrumentación adicional para realizar la gestión de accidentes y <B>b)<P> si la instrumentación soportará los ambientes degradados de dichos accidentes.

En lo referente a los procedimientos, existen varias alternativas que están siendo consideradas actualmente para integrar la gestión de accidentes en las actividades de respuesta ante emergencias. La primera de ellas es completar los actuales procedimientos de operación de emergencia (POE's) de forma que incluyan los escenarios más probables con degradación de núcleo. Esta alternativa tiene la ventaja de que es coherente con la situación actual, pero el inconveniente de que puede ser difícil con el conocimiento fenomenológico actual cubrir la variedad de situaciones que se pueden presentar.

Otra alternativa que se está considerando es desarrollar unas directrices generales sin necesidad de llegar a detalles muy específicos. Esto permitiría adaptarse a las condiciones de planta que se produjeran, pero supondría una respuesta más lenta y necesitaría de una capacidad técnica de apoyo superior.

La estructura organizativa de los diferentes explotadores no coincide en las diversas centrales, pero en general, durante un accidente severo, el personal de la planta será apoyado por diferentes grupos de expertos técnicos y la responsabilidad puede ser compartida con otras organizaciones involucradas en la respuesta a la emergencia. En este sentido es muy importante tener previamente establecida la estructura organizativa durante un accidente de este tipo y las líneas de autoridad definidas.

El entrenamiento, vía procedimientos, simuladores o simulacros de emergencia, es otro ingrediente esencial para una gestión de accidentes adecuada. Sin embargo, este entrenamiento debe ser coherente con la baja probabilidad de ocurrencia de dichos accidentes, de forma que no

suponga una carga excesiva para los operadores a costa de otros procedimientos de sucesos más probables. Un equilibrio adecuado entre estos aspectos es necesario, cuando se define el entrenamiento necesario.

Finalmente, la gestión de accidentes debe estar coordinada con los planes de emergencia, responsabilidad de otros organismos, para la aplicación de medidas correctoras exteriores al emplazamiento de la central.

El desarrollo de un programa de gestión de accidentes debe estar basado en un conocimiento suficiente de los fenómenos que se producen, de las características de la planta a la que debe aplicarse, así como de la fiabilidad humana y sistemas de apoyo al operador. A pesar del significativo avance conseguido en el entendimiento de la fenomenología de estos accidentes, todavía existen incertidumbres importantes que afectan a la definición de estrategias adecuadas de gestión de accidentes. Existen programas de investigación en curso en varios países tratando de identificar aquellos aspectos que pudieran tener más impacto en la definición de estrategias, y que ayuden a resolver las dudas sobre posibles efectos adversos.

Los resultados de estos programas de investigación, junto con los esfuerzos por adquirir un mejor conocimiento de cada una de las plantas deben ser la base para desarrollar programas de gestión de accidentes específicos.

En España, todas las centrales están realizando estudios sistemáticos para identificar las secuencias que podrían llevar a fusión del núcleo así como análisis de comportamiento de la contención en tales situaciones. Estos estudios (APS de Nivel 2) deberán suministrar la información necesaria para desarrollar programas de gestión de accidentes específicos para cada central, y además, proveerán la metodología adecuada para valorar los beneficios de las posibles estrategias a considerar.

El desarrollo del programa integrado de APS se ha comentado en el apartado 6.4 de este informe y se prevé que se finalice para todas las centrales españolas en 1996.

7
PROTECCION RADIOLOGICA

En este capítulo se describe la incidencia de los requisitos de seguridad establecidos en las CC.NN. españolas en el impacto radiológico que se deriva de su funcionamiento en condiciones normales.

Este impacto radiológico se valora desde el punto de vista de los requisitos reglamentarios que aplican tanto a las personas que desarrollan su actividad laboral en las CC.NN., como a los individuos de la población que habita en el entorno de las mismas.

7.1.– DOSIMETRIA DEL PERSONAL PROFESIONALMENTE EXPUESTO

La normativa vigente en nuestro país en materia de protección radiológica, Real Decreto 53/1992 de 24 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de Protección Sanitaria contra las Radiaciones Ionizantes (RPSRI), recoge los siguientes requisitos en relación con la dosimetría de las personas que, a consecuencia de su actividad laboral, están expuestas a la acción de las radiaciones ionizantes:

- Se debe disponer de sistemas de vigilancia adecuados para determinar las dosis recibidas por las personas profesionalmente expuestas (Art.30)
- La dosimetría individual debe ser realizada por entidades expresamente autorizadas por el Consejo de Seguridad Nuclear (Art.30)
- El trabajo en presencia de radiaciones ionizantes se debe desarrollar de forma que las dosis recibidas por las personas profesionalmente expuestas sean inferiores a los límites de dosis establecidos (Art.4)
- Las dosis recibidas por las personas profesionalmente expuestas deberán ser tan bajas como razonablemente sea posible alcanzar, teniendo en cuenta factores económicos y sociales (Art.4)

Un análisis de la situación de la dosimetría de las personas profesionalmente expuestas en las CC.NN. españolas se puede realizar en base a una valoración del grado en que estos requisitos reglamentarios se satisfacen en la práctica.

Cabe señalar al respecto que en lo que se refiere al primer requisito, la práctica seguida por las CC.NN. españolas en cuanto a los sistemas de vigilancia radiológica utilizados para la determinación de las dosis recibidas por su personal, es coherente con las directrices que al respecto emanan de la Comisión Internacional de Protección Radiológica (ICRP); en efecto:

- Los trabajadores profesionalmente expuestos clasificados como de Categoría A están provistos de dosímetros físicos individuales (DOSIMETRIA OFICIAL) cuyo procesado, con periodicidad mensual, permite conocer las dosis por ellos recibidas en el conjunto de actividades que hayan desarrollado durante ese periodo de tiempo.

- Adicionalmente, para la realización de tareas en el interior de una zona controlada, se utilizan dosímetros individuales de lectura directa (DOSIMETRIA OPERACIONAL), que permiten conocer de forma inmediata las dosis recibidas en la realización de esas tareas, lo que permite una adecuada planificación de las mismas desde el punto de vista radiológico.
- Aparte de estos sistemas de vigilancia radiológica individual, se dispone de sistemas de vigilancia de zonas, fijos y portátiles, que se distribuyen en areas preseleccionadas de la central y que, asímismo, permiten una valoración de las dosis recibidas por las personas profesionalmente expuestas durante su permanencia en dichas areas.

Este esquema general de los sistemas de vigilancia radiológica de que se dispone para la determinación de las dosis recibidas por las personas profesionalmente expuestas, es común a la totalidad de las CC.NN. españolas, siendo de destacar que:

- La idoneidad de los sistemas de vigilancia utilizados se evalúa en la fase de proyecto de las instalaciones; son asímismo objeto de evaluación los aspectos relativos al mantenimiento y operación de dichos sistemas que, adicionalmente, se verifican en las inspecciones periódicas que realiza el CSN a las instalaciones.
- Actualmente, salvo en C.N. José Cabrera y C.N. Vandellós I, se utilizan sistemas de dosimetría individual de lectura directa del tipo electrónico-digital que llevan asociado soporte informático de apoyo para la gestión de los resultados que en ellos se obtienen. Este hecho facilita notablemente el seguimiento de las dosis recibidas por las personas profesionalmente expuestas en aquellas actividades en que estos sistemas son utilizados.
- Los dosímetros de película que anteriormente se utilizaban como sistema de dosimetría oficial, han sido sustituidos por dosímetros de termoluminiscencia que presentan importantes ventajas respecto a aquellos tanto por su mayor sensibilidad de detección, como por su rapidez de procesado.

En lo que se refiere al segundo de los requisitos, en todas las CC.NN. españolas el procesado de los dosímetros utilizados como sistema de dosimetría oficial se realiza por entidades específicamente autorizadas por el CSN, con arreglo a las disposiciones que al efecto se recogen en el Real Decreto 53/1992.

Hay que señalar al respecto que, en los últimos años, se ha producido un cambio sustancial en la sistemática utilizada por las CC.NN. para dar cumplimiento a este requisito. En efecto, mientras que hasta 1984 en todas las CC.NN. españolas el procesado de los dosímetros de carácter oficial se realizaba por el Laboratorio de Dosimetría del CIEMAT, en la actualidad todas las CC.NN. cuentan con Laboratorios de Dosimetría propios, oficialmente autorizados por el CSN.

Esta circunstancia ha venido condicionada por el hecho de la paulatina sustitución de los dosímetros de película utilizados por el CIEMAT por dosímetros de termoluminiscencia, que presentan como ya se ha indicado importantes ventajas prácticas ya que:

- Su sensibilidad ("umbral mínimo de detección") es considerablemente superior, lo que posibilita reducir el valor inferior de la dosis asignable desde 0,20 a 0,10 mSv/mes.
- Su rapidez de procesado es asímismo superior, lo que permite reducir notablemente el periodo de tiempo necesario para disponer de la información correspondiente a las dosis recibidas por las personas profesionalmente expuestas, lo que siempre es positivo a efectos de protección radiológica.

En relación con la nueva situación que se plantea ante el hecho de que las CC.NN. lleven a cabo la dosimetría de su propio personal, se han establecido requisitos específicos para la autorización de los servicios de dosimetría de las CC.NN., incidiendo especialmente en los mecanismos disponibles para minimizar en lo posible cualquier falta de objetividad de los datos obtenidos; así:

- Los sistemas que se han autorizado son de elevado grado de automatismo lo que minimiza

la posibilidad de errores en el proceso de cálculo de dosis.

- Los requisitos establecidos para el archivo de resultados son especialmente estrictos, obligando a almacenar todo el conjunto de datos necesarios para poder reproducir, en cualquier momento, una dosis asignada a un trabajador (a partir de los parámetros obtenidos en la lectura del dosímetro que dicho trabajador utilizó)
- Las condiciones y procedimientos que regulan el funcionamiento de los servicios de dosimetría de las CC.NN. recogen la necesidad de justificar documentalmente cualquier modificación de la información inicialmente obtenida en la lectura de un dosímetro.
- Cada servicio de dosimetría queda sometido a un régimen de auditorías por el CSN, habitualmente con periodicidad anual, en las que se presta una especial atención al archivo de resultados.

En lo que se refiere al tercero de los requisitos reglamentarios cabe hacer señalar que la situación de las CC.NN. españolas en relación con el cumplimiento de los límites de dosis reglamentarios, puede calificarse de satisfactoria ya que:

- En cuanto a dosimetría externa, no se ha producido ningún caso de superación de los límites de dosis reglamentarios. Más aún, las tablas que se presentan en el apartado 2.2.9 del ANEXO IV de los informes semestrales del CSN al Congreso y Senado muestran que, sistemáticamente, un elevado porcentaje (superior al 90 %) de las personas profesionalmente expuestas presentan dosis inferiores a la décima parte de dichos límites.
- En cuanto a dosimetría interna, la experiencia obtenida hasta la fecha es satisfactoria, ya que sólo se producen casos de contaminación interna de forma muy esporádica. De hecho, a pesar de que el nivel de registro establecido por el CSN (1 % del Límite Anual de Incorporación reglamentario) es muy inferior al que al respecto recomienda la Comisión Internacional de Protección Radiológica (10 % del Límite Anual de Incorporación), sólo en contados casos se ha superado dicho nivel de registro.

Por último, en lo que se refiere al requisito reglamentario de que las dosis recibidas por las personas profesionalmente expuestas se mantengan en niveles tan bajos como razonablemente sea posible alcanzar, cabe señalar que:

- Para tratar de resolver el problema de hasta donde se debe llegar en la reducción de las dosis de radiación, la Comisión Internacional de Protección Radiológica (ICRP) creó el concepto de OPTIMIZACION de la protección, comúnmente denominado principio ALARA(1).
- La aplicación racional de este principio en las CC.NN. se traduce en alcanzar un nivel de exposición a las radiaciones suficientemente bajo para garantizar una adecuada protección de los trabajadores (dentro de un rango de dosis muy inferior a los límites establecidos), pero sin que se llegue a cuestionar la viabilidad económica de las instalaciones.
- Uno de los índices más utilizados a nivel internacional para la valoración del grado de aplicación del criterio ALARA es el valor de la DOSIS COLECTIVA ANUAL POR REACTOR (en el apartado 2.2.9 del ANEXO IV del Informe Semestral del CSN al Congreso de Diputados y Senado se presenta regularmente un análisis comparativo de los valores que para este índice se obtienen en las CC.NN. españolas y en las de EE.UU y países de la OCDE).

Los resultados obtenidos para el citado índice(2) ponen de manifiesto que, en términos globales, la situación de las CC.NN. españolas, en cuanto a la aplicación del criterio ALARA se refiere, está en consonancia con la que existe en otros países. Una valoración más detallada de estos resultados muestra que:

(1) Este término es un acrónimo derivado de la expresión inglesa de dicho concepto: "As Low As Reasonably Achivable", en castellano "Tan bajo como sea razonablemente posible".

(2) Hay que señalar que este índice tiene un carácter muy global y está influenciado por muchos factores (tipo y diseño del reactor, antigüedad de las plantas, requisitos de mantenimiento e inspección impuestos a nivel regulador, etc.). Estos factores necesariamente deben tenerse en cuenta a la hora de valorar los resultados obtenidos para este índice.

– En reactores del tipo PWR:

La gráfica que presenta la evolución de la dosis colectiva anual por reactor presenta dos partes bien diferenciadas, una primera caracterizada por bruscas oscilaciones y una segunda, más estable, con tendencia ligeramente descendente.

La inestabilidad de la primera parte de la gráfica se explica por la incidencia que, sobre la dosis colectiva, resultó de las modificaciones realizadas en C.N. José Cabrera (años 82,83 y 85), por el programa de revisión de la seguridad realizado en dichos años. Al valor registrado en 1985 contribuyó, asímismo, las situación especial que se produjo en C.N. Almaraz(1)

A partir de 1986 y como consecuencia de la estabilidad en la evolución de la dosis colectiva de C.N. José Cabrera y del mayor número de reactores que entran en juego, la evolución de la dosis colectiva anual por reactor se mantiene más estable y dentro de los valores medios registrados en EE.UU. y la OCDE.

A partir de 1989 y como consecuencia de la influencia de las dos centrales PWR de la última generación (Vandellós II y Trillo), con dosis colectivas inferiores a las registradas en centrales más antiguas, con menor consideración del criterio ALARA a nivel de diseño, la evolución de la dosis colectiva presenta una tendencia decreciente, registrando un valor de 1803 mSv.p en el año 1991.

Si se realiza una comparación de la situación de las CC.NN. españolas tipo PWR y las de los países de la OCDE(2), teniendo en cuenta la antigüedad y potencia de las plantas, resultan los siguientes valores expresados en mSv.p para la dosis colectiva media anual por reactor (entre paréntesis figura el número de reactores utilizado en el cálculo de la media):

	España (1982-1991)	Paises OCDE (1969-1988)
Plantas antiguas y de baja potencia	4.901 (1)	2.990 (18)
Plantas de edad y potencia intermedia	2.649 (4)	2.100 (34)
Plantas modernas de potencia intermedia	1.020 (2)	1.660 (22)

Se observa que, mientras que la situación en los reactores de la última generación (Trillo y Vandellós II) resulta ventajosa respecto a la media internacional, esta tendencia se invierte para los reactores de la primera (José Cabrera) y segunda generación (Ascó y Almaraz). En este sentido, puede deducirse que la incorporación de consideraciones ALARA al diseño de los reactores de la última generación ha resultado un factor determinante.

La situación en C.N. José Cabrera merece una consideración especial, como se ha indicado, a la vista de la fuerte incidencia que sobre los valores de la dosis colectiva han resultado de las modificaciones que se realizaron en la primera mitad de la década de los 80. En efecto, si el periodo de cálculo del valor medio se reduce al comprendido entre 1986 y 1991, el valor que resulta es de 3.127 mSv.p, muy próximo a la media internacional.

– En reactores tipo BWR:

La gráfica que presenta la evolución de la dosis colectiva anual por reactor presenta una trayectoria caracterizada por bruscas oscilaciones, cuya envolvente resulta descendente.

Esta trayectoria atípica se explica, por una parte, por la existencia de dos únicas centrales (Garoña y Cofrentes) de diseño y antigüedad muy diferentes y, por otra, por la importante repercusión de las dosis colectivas correspondientes a las paradas de recarga de Garoña. Así, los mínimos registrados en los años 84, 86, 89 y 91 coinciden con los períodos en

(1) En este año se contabilizan las dosis correspondientes a la 2ª y 3ª recarga de la Unidad I y a la 1ª recarga de la Unidad II. Además, la 3ª recarga de la Unidad I presentó una especial incidencia en la dosis ocupacional debido fundamentalmente a la operación de microgranallado de los tubos de los generadores de vapor.

(2) Datos tomados del informe ANS nº 2182-R2: "The control of occupational radiation exposure and the application of ALARA principle in PWR's: An update to 1989". (El Control de la exposición radiológica profesional y la aplicación del principio ALARA a las centrales tipo PWR. Una actualización hasta 1989).

que no se efectuaron paradas de recarga en esta central.

En el caso de las centrales BWR la situación resulta menos favorable respecto a la media internacional que en el caso de los reactores PWR, sin embargo es preciso señalar que la relación entre el número de plantas antiguas y modernas es en España (uno a uno) muy desventajosa respecto a la situación en EE.UU y la OCDE.

Por otra parte, si se realiza una comparación de la situación de las CC.NN. españolas y la de EE.UU.(1), teniendo en cuenta la antigüedad y potencia de las plantas, resultan los siguientes valores expresados en mSv.p para la dosis colectiva media anual por reactor (entre paréntesis figura el número de reactores utilizado en el cálculo de la media):

	España (1986-1991)	EE.UU. (1988-1990)
Plantas antiguas y de baja potencia	4.817 (1)	4.100 (6)
Plantas de edad y potencia intermedia	2.957 (1)	4.360 (6)

De nuevo aparecen unos resultados similares a los anteriores, la situación de la planta más joven resulta más favorable en España, mientras que esta tendencia se invierte en el caso de la planta más antigua

Por tanto y a modo de conclusión se puede afirmar que la evolución de la dosis colectiva anual por reactor en el conjunto de CC.NN. de nuestro país presenta una envolvente ligeramente descendente, con unos valores registrados en 1991 de 1.803 mSv.p (en PWR) y 3.421 mSv.p (en BWR) que están en consonancia con los valores de EE.UU y países de la OCDE.

A fin de conseguir que esta tendencia se mantenga, el CSN está promoviendo actualmente un mayor desarrollo en la implantación del principio ALARA. Son dos las líneas de actuación que se siguen al respecto:

- La utilización de índices más completos y adecuados para una valoración efectiva del grado de implantación del principio ALARA en las CC.NN. españolas.

  En esta linea ya se ha realizado un importante esfuerzo con la publicación de la Guía de Seguridad 1.5 "Documentación sobre actividades de recarga en centrales nucleares de agua ligera" que permitirá, conocer a partir de 1991 de forma completa la información de la dosis colectiva asociada a cada una de las tareas realizadas en las recargas, utilizando para estas tareas una codificación compatible con la utilizada en la CEE.

  En esta misma linea el CSN participa activamente en el Sistema de Información sobre Exposición Ocupacional (ISOE), promovido por la NEA-OCDE. Esta participación permitirá al CSN tener acceso a información internacional en relación con los datos de dosis colectiva por tareas y de las técnicas de reducción de dosis que se aplican en las CC.NN. de los diferentes países.

- Una revisión en profundidad del contenido, estructura y alcance de los programas de reducción de dosis implantados en las CC.NN. españolas, en base a tres líneas de actuación:

  - Extender la responsabilidad de la aplicación del principio ALARA (actualmente delegada a los Servicios de Protección Radiológica) a otras unidades de la organización de la central, en particular a los niveles de gestión más elevados.

  - Potenciar la eficacia práctica de la aplicación del criterio ALARA a través de la existencia de una estructura específica y permanente para su gestión.

  - Homogeneizar los programas de reducción de dosis (REDOS) ya implantados en las CC.NN españolas.

(1) En este caso no se dispone de datos representativos de los países de la OCDE. Los datos se han tomado del informe publicado en 1990 por la NRC bajo el título: "LWR Occupational dose data for 1990". (Datos de dosis ocupacional en centrales LWR para 1990).

7.2.– LIMITACION, CONTROL Y VIGILANCIA DE EFLUENTES RADIACTIVOS

Los requisitos que, en relación con la emisión de efluentes radiactivos al medio ambiente, se recogen en el RPSRI vigente (Real Decreto 53/1992) en materia de protección radiológica, se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Se deben adoptar una serie de medidas y controles a fin de que las operaciones de producción y utilización de radiaciones ionizantes se lleven a cabo con las adecuadas garantías (Art. 47)
- La vigilancia para la protección del público se debe basar en la evaluación de las dosis que pudieran ser recibidas en funcionamiento normal y en caso de accidente (Art.48). Dicha evaluación de dosis se debe realizar, al menos, con periodicidad anual (Art. 49).
- Los límites para la emisión de efluentes radiactivos al medio ambiente deben ser tales que las dosis recibidas por la población sean inferiores a los límites de dosis establecidos (Art. 54)
- Las dosis recibidas por la población deberán ser tan bajas como razonablemente sea posible alcanzar, teniendo en cuenta factores económicos y sociales (Art. 54)
- Toda evacuación de efluentes radiactivos al medio ambiente requiere una autorización administrativa expresa y debe efectuarse en las condiciones establecidas en la autorización (Art.57).

Estos requisitos reglamentarios que, a su vez, son fiel reflejo de los que se recogen en las Directivas de la CEE, tienen sus fundamentos en las recomendaciones que, al efecto, se han realizado por parte de la Comisión Internacional de Protección Radiológica.

Adicionalmente a estos requisitos reglamentarios de aplicación hay que señalar que, puesto que la mayor parte de las centrales nucleares de nuestro país son de tecnología estadounidense, a la hora de la limitación, vigilancia y control de la emisión de efluentes, también se tiene en cuenta la normativa específica que al efecto ha sido elaborada por la NRC de los EE.UU.

La valoración del cumplimiento por parte de las CC.NN. españolas de estos requisitos reglamentarios se realiza analizando, por una parte, la limitación de la emisión de efluentes y, por otra, su control y vigilancia.

7.2.1.– LIMITACION DE LA EMISION DE EFLUENTES

Para dar cumplimiento al requisito reglamentario de que las dosis recibidas por la población como consecuencia de la emisión de efluentes sean tan bajas como razonablemente sea posible (principio ALARA), el CSN ha venido siguiendo los criterios que al efecto se utilizan por la NRC de los EE.UU.

Por ello, los niveles de referencia de intervención que se recogen en las especificaciones técnicas de funcionamiento (ETF), establecidas en las autorizaciones administrativas que rigen la operación de las CC.NN. españolas, son fiel reflejo de los que se utilizan en las CC.NN. de los EE.UU.

Dichos niveles se recogen en la siguiente tabla:

EFLUENTES	MAGNITUD LIMITADA	DOSIS AÑO
Gaseosos	Dosis absorbida en aire (beta)	200 µGy*
	Dosis absorbida en aire (gamma)	100 µGy
	Dosis equivalente órgano crítico	150 µSv*
	Dosis equivalente cuerpo entero	50 µSv
Líquidos	Dosis equivalente órgano crítico	100 µSv
	Dosis equivalente cuerpo entero	30 µSv

(*) µGy = microgray (unidad de dosis absorbida del SI)
µSv = microsievert (unidad de dosis equivalente del SI)

Si se comparan estos valores con los que se presentan en la tabla adjunta y que corresponden a los límites reglamentarios que para los individuos del público se recogen en el Real Decreto 531/1992 (Reglamento de Protección Sanitaria contra Radiaciones Ionizantes):

EFLUENTES	MAGNITUD LIMITADA	DOSIS AÑO
Totales	Dosis equivalente efectiva	5.000 µSv
	Dosis equivalente cuerpo entero	5.000 µSv
	Dosis equivalente órgano crítico	50.000 µSv*
(*) Para el cristalino aplica un límite de 1500 µSv por año		

se observa como los niveles establecidos para el funcionamiento de las CC.NN. españolas (NIVELES DE REFERENCIA) constituyen una pequeña fracción de los límites establecidos a nivel reglamentario (LIMITES BASICOS).

Esta limitación de la emisión de efluentes, a unos niveles en que las dosis susceptibles de ser recibidas por los miembros del público son inferiores a los límites reglamentarios, obedece a una práctica plenamente aplicada a nivel internacional, que tiene su razón de ser en el principio ALARA y en el propio concepto de LIMITE DE DOSIS.

El principio ALARA supone que, a priori, una dosis inferior al límite no es automáticamente aceptable, dicha dosis debe ser además tan baja como razonablemente sea posible.

En efecto, mientras que el concepto de límite básico está íntimamente ligado al individuo, el concepto de nivel autorizado está ligado a una fuente o actividad concreta. Por ello y puesto que un individuo puede quedar expuesto a diferentes actividades, se hace necesario limitar cada actividad concreta a una fracción del límite básico con objeto de permitir la exposición del individuo a otras actividades.

Esta situación se da en aquellas CC.NN. españolas en que sus áreas de influencia se encuentran solapadas (ej.: José Cabrera y Trillo).

En resumen, los criterios utilizados por el CSN para la limitación de la emisión de efluentes radiactivos al medio ambiente son acordes con los requisitos reglamentarios establecidos al efecto en la legislación española y, además, obedecen a un práctica internacional plenamente implantada.

7.2.2.– VIGILANCIA Y CONTROL DE LA EMISION DE EFLUENTES

7.2.2.1.– Vigilancia y control por las CC.NN

Los aspectos relativos al control y vigilancia que las CC.NN. desarrollan en relación con la emisión de efluentes radiactivos al medio ambiente se recogen en las especificaciones técnicas de funcionamiento (ETF) establecidas en las autorizaciones administrativas que rigen la operación de las CC.NN. españolas.

Estas ETF relativas a la limitación, vigilancia y control de la emisión de efluentes han sido sometidas a un profundo proceso de revisión por parte del CSN a fin de garantizar una mayor homogeneidad entre las diferentes CC.NN. españolas. La necesidad de este proceso de revisión surge de la variedad de formulaciones que existían como resultado lógico del amplio intervalo de tiempo transcurrido entre la puesta en servicio de las distintas CC.NN. (con diferente normativa aplicable en cada momento). El modelo de referencia que se ha utilizado a lo largo de este proceso de normalización ha sido el de la NRC de los EE.UU., desarrollado en detalle en los documentos NUREG-1301 y NUREG-1302 Controles estándar de efluentes radiológicos ("Standard Radiological Effluent Controls").

Este proceso de revisión supone que dentro del capítulo 6 de las ETF (Normas administrativas. Procedimientos y programas) se recoja la obligación de que cada C.N. implante un "Programa de Control de Efluentes", cuyo desarrollo de detalle se realiza en un documento específico denominado "Manual de Cálculo de Dosis al Exterior" (MCDE).

El MCDE de cada central pasa a ser así el documento oficial de explotación en el que se desarrolla en detalle el contenido de las ETF relativas a la emisión de efluentes y en el que se regula su aplicación práctica. Este documento contiene la siguiente información:

- Una definición precisa de los diferentes términos que se recogen en el documento.
- Un plano de la zona restringida para uso del público.
- Una descripción detallada de las diferentes vías de emisión de efluentes y de su instrumentación, indicando los puntos de tarado de los monitores de radiación utilizados.
- El programa de control de efluentes radiactivos, en el que se incluyen los siguientes aspectos:
  - Las condiciones limitativas que, en relación con la emisión de efluentes, la instrumentación de vigilancia a ellos asociada y la operabilidad de los sistemas de tratamiento, se fijan para el funcionamiento de la central.
  - Las circunstancias en las que son aplicables cada una de las condiciones limitativas de operación.
  - Los requisitos de vigilancia que se necesitan para garantizar el cumplimiento de las condiciones limitativas de operación.
  - Las acciones correctoras que se deben acometer en caso de que se alcancen o superen las condiciones limitativas de operación.
- Una descripción detallada de la metodología que se utiliza para la determinación de cada uno de los parámetros en los que se aplica una condición limitativa de operación (puntos de tarado de monitores, tasa de dosis, dosis, operabilidad de sistemas, etc.)
- Una relación de los procedimientos de detalle que regulan la aplicación práctica de los diferentes aspectos que se recogen en el MCDE.
- Los procedimientos administrativos que regulan la modificación del MCDE, en caso de ser necesaria.

Por tanto, los niveles establecidos para la emisión de efluentes se encuentran definidos en las ETF, como parte del Programa de Control de Efluentes Radiactivos y se desarrollan en detalle en el MCDE. Dichos niveles se concretan en una Condición Limitativa de Operación, que lleva asociada unos Requisitos de Vigilancia y la correspondiente Acción Correctora.

En resumen, la práctica que se sigue en las CC.NN. españolas en relación con la vigilancia y control de la emisión de efluentes radiactivos al medio ambiente es acorde con la práctica que al efecto se utiliza por la NRC de EE.UU. y, por supuesto, satisface los requisitos recogidos en la legislación española.

7.2.2.2.– Vigilancia y control por el CSN

La vigilancia y control por parte del organismo regulador de la emisión de efluentes en las CC.NN. españolas se realiza a dos niveles:

- En primer lugar las especificaciones establecidas para el funcionamiento de las CC.NN. españolas requieren la remisión al CSN de un informe mensual en el que, entre otros aspectos, se recoge un detallado análisis de la emisión de efluentes al medio ambiente con arreglo a un formato predefinido.

  Adicionalmente, en caso de que se alcance o supere alguna de las condiciones limitativas de operación impuestas para la emisión de efluentes, se requiere la remisión al CSN de un informe especial. El CSN, a la vista de los aspectos recogidos en el informe, decide sobre la conveniencia de que se adopten acciones específicas.
- En segundo lugar el CSN realiza inspecciones y auditorías periódicas a las instalaciones en las que se verifican todos los aspectos relativos a vigilancia y control de las emisiones de efluentes, comprobándose si la operación de los sistemas se ajusta a las especificaciones y procedimientos establecidos al efecto.

A modo de resumen de la vigilancia y control realizada por el CSN en relación con la emisión de efluentes en las CC.NN. españolas, en el ANEXO V del Informe Semestral al Congreso de Diputados y Senado se suministra regularmente amplia información sobre las emisiones registradas. Una

valoración global de dicha información permite concluir que:

- Las emisiones de efluentes en las CC.NN. españolas satisfacen siempre los niveles establecidos al efecto en las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento que, a su vez, representan sólo una fracción de los límites establecidos en la legislación.
- Las emisiones de efluentes en las CC.NN. españolas se mantienen, habitualmente, en valores muy inferiores a los niveles autorizados.

Por otra parte, si se trata de realizar un análisis de la situación de las CC.NN. españolas dentro del contexto internacional resulta que existen dificultades para encontrar datos de referencia suficientemente representativos.

En efecto, los datos más recientes de que se dispone para los países de la CEE se refieren al periodo 1976-1980 (1). Se dispone de datos más actualizados (1980-84) aunque son de carácter más globalizado ya que incluyen estados europeos no pertenecientes a la CEE (URSS y países nórdicos), EE.UU, Cánada, Japón, etc (2).

En las siguientes tablas se recogen los datos normalizados por unidad de energía eléctrica producida (en Bq/GWa) de la emisión de efluentes en las CC.NN. españolas durante el periodo 1981-1991 en comparación con los datos internacionales:

Del análisis de estos valores se deduce que la situación de las CC.NN. españolas en lo relativo a la emisión de efluentes radiactivos al medio ambiente es comparable con la que existe en otros países.

El hecho de que, en algún caso, los valores medios obtenidos para España resulten superiores a los correspondientes a otros países, debe valorarse teniendo en cuenta el número de reactores que entran a formar parte de la media. Mientras que en España se incluyen siete PWR y dos BWR, en UNSCEAR-88 se incluyen ciento veintisiete PWR y ochenta y dos BWR.

(1) Commission of the European Communities. Radioactive effluents from nuclear power stations and nuclear fuel reprocessing plants in the European Community. Discharge data 1976-1980. Radiological aspects. 1983. (Comisión de las Comunidades Europeas. Efluentes radiactivos de las centrales nucleares y plantas de reelaboración en la Comunidad Europea. Datos de descargas entre 1976-1987. Aspectos Radiológicos)

(2) UNSCEAR-88. United Nations Scientific Committee on the Effects of the Atomic Radiations. Sources, effects and risks of ionizing radiation. 1988 Report to the General Assembly. (Comité Científico de las Naciones Unidades sobre los efectos de las Radiaciones Atómicas. Fuentes, efectos y riesgos de la radiación ionizante. 1988. Informe a la Asamblea General).

EMISION DE EFLUENTES GASEOSOS						
COMPONENTE	España (1986-1991)		Países CEE (1976-1980)		UNSCEAR-88 (1980-1984)	
	PWR	BWR	PWR	BWR	PWR	BWR
G.Nobles	4,8E+14	2,1E+14	1,1E+14	2,6E+14	2,2E+14	2,2E+15
Halógenos	1,3E+09	2,7E+09	4,8E+08	3,7E+09	4,5E+09	4,3E+10
Partículas	3,2E+08	5,8E+08	1,7E+09	4,4E+09	1,8E+09	9,3E+09
Tritio	8,5E+11	4,7E+11	1,9E+12	1,9E+12	5,9E+12	3,4E+12

EMISION DE EFLUENTES LIQUIDOS						
COMPONENTE	España (1986-1991)		Países CEE (1976-1980)		UNSCEAR-88 (1980-1984)	
	PWR	BWR	PWR	BWR	PWR	BWR
P.Fisión	3,9E+10	6,0E+09	2,0E+11	9,3E+10	1,3E+11	1,2E+11
Tritio	2,3E+13	3,4E+11	1,7E+13	4,1E+12	2,7E+13	2,1E+12

7.3.– PROGRAMAS DE VIGILANCIA RADIOLOGICA AMBIENTAL.

En el apartado anterior se ha indicado que uno de los requisitos reglamentarios (Art.48) que aplican a la protección del público es el de realizar una vigilancia basada en la evaluación de las dosis que pudieran ser recibidas como resultado del funcionamiento de la instalación.

A la hora de evaluar las dosis susceptibles de ser recibidas por la población se presenta la dificultad de que, a diferencia de lo que sucede en el caso de las personas profesionalmente expuestas, no resulta viable un control dosimétrico directo para los individuos del público.

Esta realidad obliga a que dicha valoración deba ser realizada mediante la utilización de códigos de cálculo que modelizan física y matemáticamente el comportamiento de los efluentes emitidos en los diferentes elementos del ecosistema y que, por tanto, permiten cuantificar el impacto radiológico en el hombre.

En las CC.NN. españolas, estos códigos de cálculo forman parte del MCDE y por tanto quedan sometidos a un proceso de aprobación por parte del CSN, que verifica la idoneidad de los modelos y parámetros utilizados en esos códigos en cada uno de los emplazamientos nucleares.

Sin embargo, este esquema que responde a una práctica plenamente aceptada a nivel internacional, no resulta suficiente por sí mismo para garantizar una adecuada evaluación de las dosis recibidas por los individuos del público. En efecto, es preciso verificar que dichos modelos físico-matemáticos reflejan adecuadamente el comportamiento real de los efluentes emitidos y, con este objetivo, se implantan los Planes de Vigilancia Radiológica Ambiental (PVRA) que, asímismo, quedan sometidos a un proceso de aprobación por el CSN.

Un PVRA representa todo un conjunto de procedimientos de muestreo, análisis y medida que están encaminados a determinar el contenido de material radiactivo en los diferentes elementos del ecosistema en que una central nuclear vierte sus efluentes y tiene como objetivos:

- Contrastar (y si procede mejorar) la fiabilidad de los modelos teóricos utilizados para correlacionar emisión de efluentes y dosis recibidas por la población.
- Disponer de una base para la estimación más realista de las dosis recibidas por el público en el area de influencia de una central.
- Detectar cualquier incremento significativo de los niveles de radiación y contaminación en el ecosistema que sea atribuible al funcionamiento de la instalación.

Los elementos del ecosistema que se tienen en cuenta en un PVRA son, como es lógico, aquellos que constituyen las principales vías de exposición del hombre a las radiaciones (aire, agua y alimentos); adicionalmente, se realiza también vigilancia sobre elementos del ecosistema, que sin ser vía directa de exposición al hombre, son excelentes indicadores de la evolución de la radiactividad en el medio ambiente (sedimentos, organismos bioindicadores, etc.).

Como muestra de la magnitud de los PVRA implantados en torno a las CC.NN. españolas, baste señalar que existen más de 600 puntos de muestreo por cada central, que se distribuyen según el tipo de muestra tomada en:

Tipo de muestra	Nº de puntos
Radiación directa	162
Aire	59
Aguas (potable, ríos, subterranea,etc.)	119
Alimentos (leche, carne,cultivos, etc.)	167
Suelos	67
Sedimentos	57
Bioindicadores	28

en estos puntos se toman del orden de 11.000 muestras por año, sobre las que se realizan del orden de 63.000 determinaciones analíticas, que incluyen en líneas generales las siguientes:

Tipo de muestra	Análisis realizados
Aire	Actividad beta total Sr-89, Sr-90 Espectrometría gamma Radioyodos
Aguas	Actividad beta total Sr-89, Sr-90,Tritio Espectrometría gamma
Alimentos	Radioyodos Sr-89, Sr-90 Espectrometría gamma
Suelos y sedimentos	Sr-89, Sr-90 Espectrometría gamma
Bioindicadores	Sr-89, Sr-90 Espectrometría gamma

La selección del número y situación de los puntos de muestreo que se incluyen en un PVRA y de la instrumentación a utilizar en cada punto se realiza en la fase de autorización de construcción de la central. Esto permite que, antes del inicio del funcionamiento de la instalación, ya se pueda desarrollar el PVRA (FASE PREOPERACIONAL).

Esta fase preoperacional, con una duración mínima de dos años, tiene como objetivo la caracterización de la situación radiológica del emplazamiento (fondo radiológico) antes de que éste se vea afectado por la emisión de efluentes desde la instalación. Se dispone así de una información de referencia muy valiosa a la hora de poder valorar el incremento que posteriormente se produce en ese fondo radiológico como consecuencia del funcionamiento de la instalación.

Es evidente que el desarrollo práctico de un PVRA exige prestar atención a gran cantidad de aspectos (procedimientos de muestreo, calibración de instrumentos, procedimientos de medida, etc.), por ello y a fin de garantizar la necesaria fiabilidad de los resultados que en un PVRA se obtienen, siempre se incluye como parte del mismo un programa de garantía de calidad de amplio espectro.

Dentro de este programa general de garantía de calidad son de especial interés los aspectos relativos al control de calidad aplicable a los análisis de muestras ambientales. A este respecto hay que señalar que el esquema general que se sigue en las CC.NN. españolas supone que:

- Los análisis de muestras se realizan por laboratorios concertados con las CC.NN. que, como es lógico, quedan sometidos a un régimen de supervisión y auditorías por el CSN.
- Una fracción significativa (5-10 %) de las muestras se toman por duplicado, realizándose el análisis de la segunda muestra en otro laboratorio.
- El CSN desarrolla además una vigilancia adicional mediante la realización de muestreos independientes que se someten a análisis en los laboratorios del CIEMAT.
- Algunas de las Comunidades Autónomas, que tienen firmados Acuerdos de Encomienda de Funciones con el CSN, desarrollan asímismo una vigilancia adicional. Tal es el caso de la Comunidad de Cataluña y la Comunidad Valenciana.

En el ANEXO VI del Informe Semestral al Congreso de Diputados y Senado se proporciona regularmente amplia información sobre los resultados obtenidos en los PVRA implantados en las CC.NN. españolas.

Una valoración global de dicha información permite concluir que, en las muestras correspondientes a aquellas vías de transferencia de incidencia en las dosis potencialmente recibidas por las personas, no se han detectado, en ningún caso, incrementos radiológicos significativos sobre el fondo radiológico del emplazamiento su entorno.

Adicionalmente hay que señalar que existen vías de transferencia indirectas (sedimentos) en las que sí se han detectado incrementos de isótopos de origen artificial sobre el fondo radiológico del emplazamiento, si bien estas vías no tienen incidencia alguna en las dosis recibidas por las personas.

Esta situación no debe extrañar pues es habitual en todos los países. De hecho, la inclusión de estas vías en un PVRA tiene como objetivo el disponer de una base para la valoración de la tendencia en la evolución de la contaminación en el ecosistema, lo que habitualmente no resulta posible (puesto que prácticamente no existe contaminación) en las vías de transferencia con incidencia en las dosis potencialmente recibidas por las personas.

8
CONCLUSIONES

1. La selección del emplazamiento, el diseño, la construcción y la puesta en marcha de todas las centrales nucleares españolas se han realizado de acuerdo con la reglamentación vigente y con la normativa nacional y del país de origen de la tecnología, bajo el control y la inspección del CSN.

2. La operación de las centrales nucleares españolas se realiza por el explotador responsable de acuerdo con la reglamentación nacional, con los requisitos específicos impuestos para cada una y con las mejores prácticas establecidas a nivel internacional, bajo el control y la inspección del CSN.

3. El CSN requirió a las centrales nucleares de la primera generación la realización de un extenso programa de revisión de la seguridad. Como consecuencia del mismo se ha llevado a cabo gran cantidad de modificaciones que han mejorado de manera siginificacativa la seguridad de aquellas.

4. En todas las centrales nucleares españolas se realiza una evaluación contínua de la seguridad y se desarrollan programas específicos de actualización de la seguridad.

   Entre estos programas es de destacar la realización de análisis probabilistas de seguridad (APS). De este programa se están obteniendo medidas particulares, en forma de modificaciones de los sistemas o de los procedimientos de operación, que están contribuyendo a incrementar la seguridad de cada una de las centrales nucleares españolas.

5. La operación de las centrales se realiza cumpliendo los requisitos relativos a la protección radiológica del personal de operación, la limitación de efluentes radiactivos y la vigilancia radiológica ambiental.

6. Con una periodicidad de diez años se van a realizar revisiones de la seguridad de las centrales, actualizando la situación de los programas de evaluación continuada de la seguridad y los avances en programas específicos, y analizando la aplicabilidad de los cambios en la normativa que se hayan podido producir en dicho período.

7. Como conclusión final de este informe el CSN considera que el nivel de seguridad de las centrales nucleares españolas es equivalente al de los países más avanzados, y en particular al de los países de origen de la tecnología de las mismas. Los programas en curso permiten mantener e incrementar dicho nivel de seguridad.

9
INDICE DE SIGLAS

SIGLA	CONTENIDO
ADS	Sistema de despreseurización automática.
ALARA	Tan bajo como sea razonablemente posible.
ANS	Norma Nacional Americana.
ANSI	Instituto de Normas Nacionales Americanas.
AMSAC	Circuito de Actuación para mitigación de ATWS.
APS	Análisis Probabilista de Seguridad.
ARI	Sistema Alternativo de Inserción de Barras de Control.
ARF	Análisis de Riesgo de Fuegos.
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (EE.UU.).
ASSET	Equipo evaluador de sucesos significativos para la seguridad, (OIEA).
ATWS	Accidente con Fallo del Sistema de Protección del Reactor.
BWR	Reactor de Agua en Ebullición.
BWROG	Grupo de Propietarios de Reactores BWR.
CC.NN.	Centrales Nucleares.
CEA	Comisariado de Energía Atómica (Francia).
CECOEL	Centro de Coordinación de la Red Eléctrica de España.
CECOP	Centro de Coordinación Operativa (Gobierno Civil-PEE).
CEE	Comunidad Económica Europea.
CFR	Código de Reglamentaciones Federales de EE.UU.
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas.
CLO	Condición Límite de Operación.
CC.NN.	Centrales Nucleares.
C.N.	Central Nuclear.
CNJCA	Central nuclear José Cabrera (Zorita).
CSN	Consejo de Seguridad Nuclear.
CTE	Compañía Telefónica de España.
DACNE	Banco de Datos de Componentes de Centrales Nucleares.
DGE	Dirección General de la Energía.
DOE	Departamento de Energía (EE.UU.).
EE.UU.	Estados Unidos de América.
ENRESA	Empresa Nacional de Residuos Radiactivos.
EO	Experiencia Operativa.

SIGLA	CONTENIDO
EPG	Guías de Procedimientos de Emergencia.
EPRI	Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica. (EE.UU.).
ERG	Guías de Respuesta de Emergencia.
ERIS	Sistema de Información y Respuesta de Emergencia.
ETF	Especificación Técnica de Funcionamiento.
GC	Garantía de Calidad.
GCR	Reactor Refrigerado por Gas.
GE	General Electric.
GL	Grupo Logístico del CECOP.
GR	Grupo Radiológico del CECOP.
GS	Grupo Sanitario del CECOP.
GV	Generador de Vapor.
HE	Hidroélectrica Española.
ICAP	Programa Internacional de Evaluación de Códigos de Cálculo.
ICRP	Comisión Internacional de Protección Radiológica.
IFS	Informe Final de Seguridad.
ILRT	Prueba Integrada de tasa de fugas.
INES	Escala Internacional de Sucesos Nucleares (OIEA).
INPO	Instituto de Operaciones de Centrales Nucleares. (EE.UU.).
INSAG	Grupo Asesor Internacional sobre Seguridad Nuclear (OIEA).
IPE	Evaluación Individual de la Central.
IPSN	Instituto de Protección y Seguridad Nuclear (Francia).
IRS	Sistema de Información de Incidentes (OIEA y NEA).
ISN	Informe de Suceso Notificable.
ISOE	Sistema de información sobre exposición ocupacional.
JEN	Antigua Junta de Energía Nuclear (hoy CIEMAT).
JGR	Jefe del Grupo Radiológico del CECOP.

SIGLA	CONTENIDO
KTA	Norma Técnica de Seguridad Nuclear (RFA).
LOCA	Accidente de Pérdida de Refrigerante.
LOFT	Experimentos sobre Pérdida de Refrigerante (Programa Internacional).
LPCI	Sistema de Inyección de Refrigerantes a Baja Presión.
MWe	Megawatio eléctrico.
MWt	Megawatio térmico.
MCDE	Manual de Cálculo de Dosis al Exterior.
MIE	Ministerio de Industria y Energía (hoy Ministerio de Industria, Comercio y Turismo).
MICT	Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.
MSVI	Válvulas de aislamiento del vapor principal.
LWR	Reactores de agua ligera.
NEA	Agencia de Energía Nuclear (OCDE).
NRC	Comisión Reguladora Nuclear de EE.UU.
NRPDS	Sistema de Datos de Fiabilidad de CC.NN. (EE.UU.).
NUMARC	Consejo de gestión de recursos nucleares (Nuclear Management Resources Council) USA.
NUREG	Regulación Nuclear (EE.UU.).
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico.
OIEA	Organismo Internacional de la Energía Atómica.
OSART	Grupo de Evaluación de la Seguridad Operacional (OIEA).
PCI	Protección Contra Incendios.
PEE	Plan de Emergencia Exterior.
PEI	Plan de Emergencia Interior.
PEP	Permiso de Explotación Provisional.
PLABEN	Plan Básico de Emergencia Nuclear.

SIGLA	CONTENIDO
POE	Procedimiento de Operación de Emergencia.
PRISA	Sistema de Respuesta en Transitorios de Planta.
PRS	Programa de Revaluación de la Seguridad.
PVRA	Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental.
PWR	Reactor de Agua a Presión.
REDOS	Sistema de Reducción de Dosis.
RF	Reglamento de funcionamiento.
RFA	República Federal Alemana.
RG	Guía Reguladora de la NRC.
RINR	Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas.
RPSRI	Reglamento sobre Protección Sanitaria contra las Radiaciones Ionizantes.
RPS	Sistema de parada automática no programada del reactor.
RPT	Sistema de Disparo de Bombas de Recirculación.
RSK	Comisión para la Seguridad de los Reactores (RFA)

SIGLA	CONTENIDO
SALEM	Sala de Emergencias del CSN.
SAMO	Sistema de Apoyo Mecanizado a la Operación.
SEP	Programa de Evaluación Sistemática.
SI	Sistema Internacional
SIT	Prueba Integrada Estructural de la contención.
SLCS	Sistema de Control de Líquido de Reserva.
SPDS	Sistema de Presentación de Parámetros de Seguridad.
TMI	Central de la Isla de Tres Millas, (Three Mile Island, EE.UU.).
TÜV	Asociación de Técnicos Independientes (RFA).
UNSCEAR	Comité Científico de las Naciones Unidas sobre los Efectos de las Radiaciones Atómicas.
URSS	Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas.
WOG	Grupo de Propietarios de Reactores Westinghouse.