



LAS ACTUACIONES DE MEJORA DE LA ÚLTIMA ETAPA

FINAL STAGE IMPROVEMENT ACTIONS

El artículo repasa las mejoras más significativas realizadas en la última etapa de la explotación de la central. Brevemente se presentan las mejoras enmarcadas en el Programa de Mejora de la Seguridad (1999-2002), las modificaciones realizadas en el sistema de agua de servicios esenciales (2002 y 2003), así como las mejoras en la gestión y control de la seguridad realizadas en el marco temporal de la última Autorización de Explotación (2003 a 2006). Todas estas actuaciones muestran que, también en la última fase de explotación comercial de la central, la gestión se ha realizado dedicando un volumen significativo de inversiones en aspectos relacionados con la seguridad y manteniendo su carácter innovador y pionero que siempre la ha caracterizado.

The article reviews the most significant improvements made in the final stage of plant operation. It briefly describes the enhancements made as part of the Safety Improvement Program (1999-2002), the modifications made to the essential service water system (2002 and 2003), and the safety management and control improvements made within the temporary framework of the last Operating Permit (2003 to 2006). All these actions show that, even in the last commercial operating phase of the plant, management has involved a significant investment in safety-related aspects and has upheld the innovative, pioneering nature that has always characterized the plant.

INTRODUCCIÓN

A los efectos del presente artículo, la última etapa se refiere al periodo temporal enmarcado por las dos últimas autorizaciones administrativas que han permitido su explotación comercial.

En octubre de 1999, la central obtuvo una Autorización para la Explotación de la central y requería la realización de un programa de mejoras específicas para la seguridad de la instalación con determinadas modificaciones técnicas y de procedimientos de explotación.

En octubre de 2002, la Administración otorgó a Unión Fenosa la última Autorización para la explotación comercial de la central, fijando el 30 de abril de 2006 como la fecha última de este permiso, y obligando a la central a la realización de determinadas mejoras en sus prácticas.

El Artículo presenta las principales actuaciones realizadas en el último periodo englobadas en tres capítulos principales, el denominado Programa de Mejora de la Seguridad, las mejoras al sistema de agua de servicios esenciales y las mejoras en aspectos de organización y gestión de la seguridad de la central.



Vista general de la central.

PROGRAMA DE MEJORA DE LA SEGURIDAD

El Programa de Mejora de la Seguridad (PMS) fue solicitado a C.N. José Cabrera en el Permiso de Explotación otorgado en octubre de 1999, y surge como consecuencia de los resultados de los siguientes proyectos de políticas transversales de seguridad ejecutados con anterioridad a dicha fecha dentro del marco de los Permisos anteriores.

- Revisión Periódica de la Seguridad (RPS). Basada en la guía del CSN GS-1.10, que constituye uno de los puntos claves para la renovación de los permisos de explotación de las Centrales Nucleares. El objeto de la RPS es realizar un análisis global de la seguridad en periodos largos (10 años) de explotación. El periodo de análisis para CN José Cabrera fue desde 1985 hasta 1997, y se presentó para su aprobación en octubre de 1998.



Sala de control de C.N. José Cabrera.

- **Análisis Probabilista de Seguridad (APS)**, que identifica y analiza secuencias potenciales que conducen a daño al combustible, estima la probabilidad de ocurrencia de daño al núcleo, y jerarquiza y prioriza modos de fallo de equipos y sistemas. La primera edición del APS, solicitada en julio de 1989 y entregada en 1993, incluía, por primera vez en España, la realización del llamado Nivel 2, es decir, del análisis del comportamiento de la contención ante accidentes graves. En junio de 1999 se presentaron al CSN los resultados de la Edición 3.
- **Programa de Gestión de Vida (PGdV)**, que define las actuaciones necesarias para garantizar que la vida de la central se desarrolla en las condiciones de seguridad y eficiencia requeridas. La realización del PGdV ha seguido la metodología desarrollada por UNESA en 1994. La primera edición se presentó en junio de 1996 y en junio de 1999 se presentó la edición 4, que es la que aplica para el PMS.
- **Regla de Mantenimiento (RM)** que sigue las directrices establecidas en el 10 CFR 50.65 "Requisitos de Vigilancia de la Efectividad del Mantenimiento en Centrales Nucleares", en la Guía NUMARC 93-01 y en el CEX-93 de UNESA "Plan de detalle/metodología para cumplimiento de la Regla de Mantenimiento". Define los criterios de protección de las Estructuras, Sistemas y Componentes. Está basada en la gestión del mantenimiento, el APS,

la experiencia operativa y el juicio de los expertos. Es un programa de realización continuo, del que se emite periódicamente el Informe del Ciclo anterior. El inicio de la aplicación de la RM fue en abril de 1999.

- **Informe de Modificaciones de Diseño**, realizado de acuerdo a la nueva metodología establecida en la Guía de Seguridad 1.11, y que fue presentado en marzo de 1999.

Después del análisis, evaluación y licenciamiento de la información de los análisis anteriores, el CSN evaluó positivamente la renovación de la Autorización de Explotación en octubre de 1999, pero por un periodo de tres años que diera tiempo al titular a realizar un programa de mejoras de la seguridad (PMS) constituido por los siguientes elementos:

- Mejoras identificadas en la RPS.
- Mejoras identificadas en las instrucciones complementarias que el Consejo de Seguridad Nuclear emitiera para aspectos particulares.

En abril de 2000, Unión Fenosa presentó para aprobación del CSN la propuesta de realización del PMS. En julio de 2000, el CSN lo aceptó con excepciones, especialmente en el apartado de mejoras en sala de control, estableciendo nuevas Instrucciones Complementarias para el mejor cumplimiento y aclaración de algunas de las emitidas con anterioridad. La propuesta final del Programa fue apreciada favorablemente por el CSN en abril

de 2001, con nuevas Instrucciones Complementarias.

Las mejoras identificadas en la Revisión Periódica de Seguridad, estaban derivadas de los siguientes apartados de la misma:

- Experiencia operativa (programa de Factores Humanos).
- Reglamentación y normativa (modificaciones de Especificaciones de Funcionamiento, instalación de ciertos equipos de medida, sustitución de actuadores de válvulas motorizadas, verificación periódica del comportamiento de las válvulas motorizadas, instalación de válvulas de alivio).
- Comportamiento de equipos (actuaciones originadas por el programa de calificación ambiental y reevaluaciones por los requisitos de calificación sísmica de diversos sistemas).
- **Análisis Probabilista de Seguridad** (desarrolladas en las Instrucciones Complementarias correspondientes).
- **Regla de mantenimiento**: implantación y seguimiento según dinámica propia.
- **Gestión de vida** (realización de informes anuales del Plan de Gestión de Vida y evaluación de las prácticas de mantenimiento de componentes de riesgo medio).
- **Actuaciones de mejora** (desarrollo de Guías de Gestión de Accidentes Severos, modificaciones y estudios para la reducción de riesgos asociados a fugas de hidrógeno en el alternador, mejoras de Especificaciones de Funcionamiento, otras mejoras desarrolladas en las Instrucciones Complementarias).

Las mejoras identificadas en las Instrucciones Complementarias se agrupaban en:

- **Mejoras en Sala de Control** originadas por:
 - la disposición particular de los paneles de la Sala de Control,
 - el cierre de las discrepancias pendientes del proyecto de revisión operativa del diseño de Sala de Control,
 - mejoras en la protección de instrumentación ante incendios postulados y
 - procedimientos y medios (incluyendo un panel para la operación temporal externa a la sala de con-

trol) para situaciones de abandono temporal de Sala de Control.

- Mejoras en otros sistemas: motorización de ciertas válvulas del sistema de Inyección de Seguridad, mejoras en el recubrimiento de la piscina de combustible irradiado, mejoras en Fiabilidad de ciertos equipos, análisis de seguridad ante degradaciones potenciales del material de los pernos de las placas deflectoras del núcleo, calificación ambiental de las penetraciones eléctricas no-1E del edificio de contención, mejora de modelos de la turbobomba de agua de alimentación auxiliar para asegurar su fiabilidad, estudios detallados de la evolución de la temperatura en salas de equipos, medios para mejorar la sistemática de pruebas del sistema de Actuación de Salvaguardias Tecnológicas (ESFAS), análisis de mecanismo de fallos de tuberías no redundantes con estudio de fenómenos degradatorios, evaluación sus prácticas de mantenimiento y análisis de riesgos.
- Mejoras en Procedimientos de Operación de Emergencia (POEs) realizando análisis específicos termohidráulicos detallados de rotura múltiple de tubos del Generador de Vapor, desarrollando POEs correspondientes a las instrucciones ECAs 1.1, 1.2 y 3.2, revisando otros POEs e instalando un sistema de medida de nivel de rango total en el Generador de Vapor.
- Mejoras en los medios para formación del personal con el desarrollo de un simulador específico.

Las mejoras relacionadas directa o indirectamente con Sala de Control, por su envergadura y, sobre todo por sus interrelaciones, se agruparon en un programa específico gestionado por el Comité de Evaluación de la Revisión de Diseño de Sala de Control, formado por los responsables de Producción, Operación, Ingeniería, Seguridad y Organización y Factores Humanos. En este contexto el Comité impulsó la realización de un proyecto específico de evaluación de la sala de control, sistemático, multidisciplinar e independiente, con el doble punto de vista de los Factores Humanos y de la Fiabilidad Humana.

En una primera fase, se realizó un estudio en colaboración con el EPRI en febrero de 2000 y posteriormente, en el otoño de 2000, se llevó a cabo un

segundo estudio multidisciplinar e independiente, desarrollado por expertos de los laboratorios nacionales norteamericanos de Brookhaven (BNL). El informe fue enviado al CSN en enero de 2001 y sirvió de base para la propuesta Programa de Implantación de Mejoras de la Sala de Control, presentada al CSN en junio de 2001.

La propuesta, finalmente implantada en 2000, 2001 y 2002, incluía todas las actuaciones relacionadas con la mejora de la sala de control: modificaciones y reestructuración de paneles, nuevas manetas e indicadores de las válvulas motorizadas, sustitución de indicadores analógicos por digitales, sustitución de registradores analógicos por videoregistradores, reubicación de controladores e indicadores siguiendo criterios de funcionalidad, inclusión de mímicos en paneles, duplicación en paneles delanteros y traseros de controles e indicadores críticos; nuevo sistema de intercomunicación, sistema de visualización de paneles traseros con replica digital de paneles en monitores y con circuito cerrado de TV (VPT); mejoras en el sistema de visualización de parámetros de seguridad (SPDS), nuevos puestos con diseño ergonómico de los pupitres; mejoras de la iluminación; revisión de funciones y responsabilidades en la sala de control durante emergencias; revisión y optimización de los procedimientos de operación de emergencia (POEs); mejoras de las interfases de actuaciones locales; y mejoras en la formación y entrenamiento.

Todas las mejoras fueron formalmente verificadas y validadas con criterios de factores humanos en el nuevo simulador y de reducción del riesgo realimentando los resultados al APS que sirvió de herramienta de medida de la efectividad del PMS en este aspecto concreto.

Anteriormente al desarrollo de este programa, en abril de 2000, el APS había sido sometido a una misión IPSART (International Probabilistic Safety Assessment Review Team) del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), en la que participaron ocho expertos en APS reconocidos internacionalmente, que siguieron la metodología de revisión descrita en el documento "IPERS guidelines for the international peer review service (IEAE-TECDOC-832)". Los resultados de la misma fueron incorporados al APS.

Los resultados de la valoración por APS de las mejoras asociadas al PMS indican que dichas mejoras suponían una reducción sustancial del riesgo de la central en operación, situando su valor en rangos comparables o mejores, que centrales de diseño más moderno. El CSN aceptó formalmente la realización de las mejoras realizadas, lo que permitió conceder la nueva autorización en 2002.

MEJORAS EN EL SISTEMA DE SERVICIOS ESENCIALES

En la última etapa de la explotación de la central, adicionalmente a las mejoras citadas en los capítulos anteriores, se han ejecutado una colección de mejoras físicas adicionales que han sido originadas, fundamentalmente, por la experiencia operativa propia de la central. Fueron especialmente destacadas las mejoras al sistema de agua de servicios esenciales (ESWS) que surgieron después de la detección a principios de 2002 de caudales reducidos en el sistema en determinados puntos del mismo. Se desarrolló un Plan de actuaciones específico que dio solución al problema técnico y generó oportunidades de mejora de tipo organizativo. Las mejoras se clasificaron en los siguientes grupos:

Mejoras derivadas de la causa de origen de los sucesos:

- Revisión de coherencia de las bases diseño con los requisitos de las Especificaciones de Funcionamiento y de los valores de pruebas de la planta,
 - Análisis detallado de causa raíz e implantación de soluciones,
 - Auto - evaluación,
- Mejoras técnicas:
- Mejoras de capacidad de las bombas del sistema,
 - Adquisición y estudio de datos para el análisis del comportamiento del sistema y propuesta de soluciones,
 - Modificaciones para el seguimiento y vigilancia de los caudales a los diferentes consumos del sistema,
 - Modificaciones de instrumentación y de procedimiento para la vigilancia del foco frío,
 - Modificaciones de trazado y cambio de material de tuberías.

Mejoras sobre aspectos organizativos:

- Actuaciones sobre la organización y la cultura de seguridad.

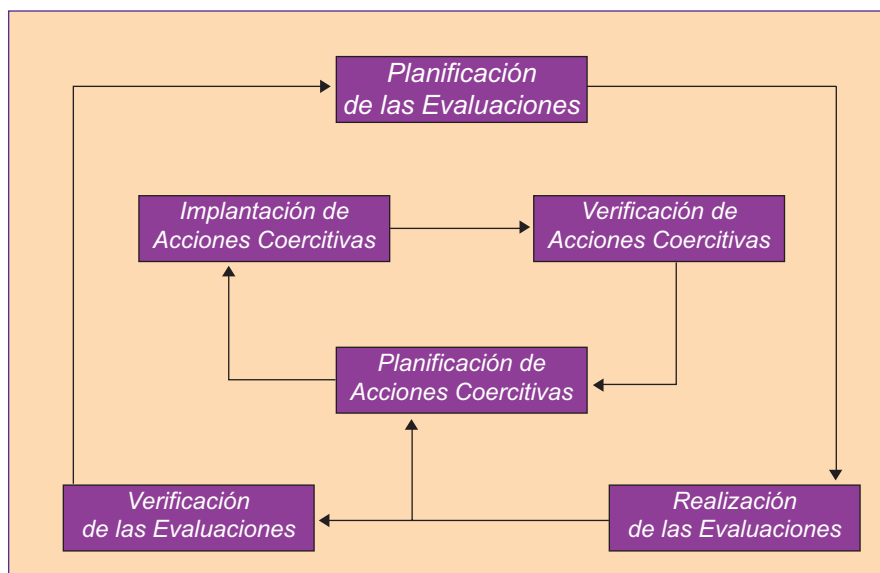


Figura 1. Esquema del proceso de evaluación interna.

MEJORAS EN LA GESTION Y CONTROL DE LA SEGURIDAD

En los últimos años la central ha desarrollado e implantado diversas mejoras también en sus mecanismos de gestión y control de la Seguridad. Estas mejoras han tenido por objetivo reforzar los mecanismos de detección, evaluación y resolución de problemas que pudieran afectar directa o indirectamente a la seguridad de la instalación y de los procesos llevados a cabo en ella.

Entre estas mejoras cabe destacar las siguientes:

a) Plan de Cultura de Seguridad

Mediante este plan se definieron los principios en que se deben basar las estrategias de gestión de la seguridad en la central así como, las características fundamentales de un entorno de trabajo consciente de la seguridad.

Estas características o atributos, que la Central Nuclear José Cabrera hace suyos y pretende reforzar y mantener en su Organización, para fortalecer la cultura de seguridad de la organización, son los siguientes:

- Liderazgo visible y compromiso de la Dirección.
- Compromiso de los mandos intermedios con la seguridad.
- Importancia estratégica de la seguridad.
- Apoyo y soporte de la organización a los empleados
- Implicación de los empleados en la seguridad.



Figura 2. Pirámide de evaluación.

- Aprendizaje organizacional.
- Medida del funcionamiento en cuanto a seguridad.
- Confianza mutua y credibilidad entre la Dirección y los empleados.
- Comunicación abierta.
- Preocupación por el entorno y consideración del cese definitivo de explotación de la central.

b) Programa de Evaluación Interna

Este programa establece las pautas para seleccionar los procesos y actividades de la central sujetos a evaluación, definir las expectativas de cada área evaluada, planificar las evaluaciones, realizarlas e implantar las acciones que se pudieran derivar. También establece mecanismos para verificar la eficacia de las evaluaciones y revisión de los resultados por la Dirección.

El esquema de proceso de evaluación interna se ve en la figura 1.

Para llevar a cabo este Programa se estableció una matriz de actividades de evaluación interna que contempló actividades de:

- Evaluación interna independiente.
- Autoevaluación de los grupos y secciones
- Autoevaluación de individuos y grupos.

En función de su alcance e impacto en la seguridad, estas actividades se han venido desarrollando con carácter puntual, periódico o continuo, realizando conjuntamente más de 100 actividades de evaluación al año.

La figura 2 muestra gráficamente los distintos tipos de evaluaciones llevadas a cabo en la central

c) Programa de Gestión de Acciones

El Programa de Gestión de Acciones proporciona un sólido sistema para la identificación, priorización, control y gestión de las correcciones y las acciones correctivas y de mejora, provenientes de evaluaciones externas, internas, notificaciones del personal o de actividades rutinarias llevadas a cabo por la organización.

El programa se gestiona mediante el Sistema Integrado de Gestión de Acciones (SIGA), que permite cumplimentar las actividades propias del programa:

- Identificación de la no conformidad o la mejora y su categorización en función de criterios de seguridad.
- Evaluación de las causas y definición de acciones para la corrección, prevención o mejora.
- Priorización de las acciones según su importancia para la seguridad.

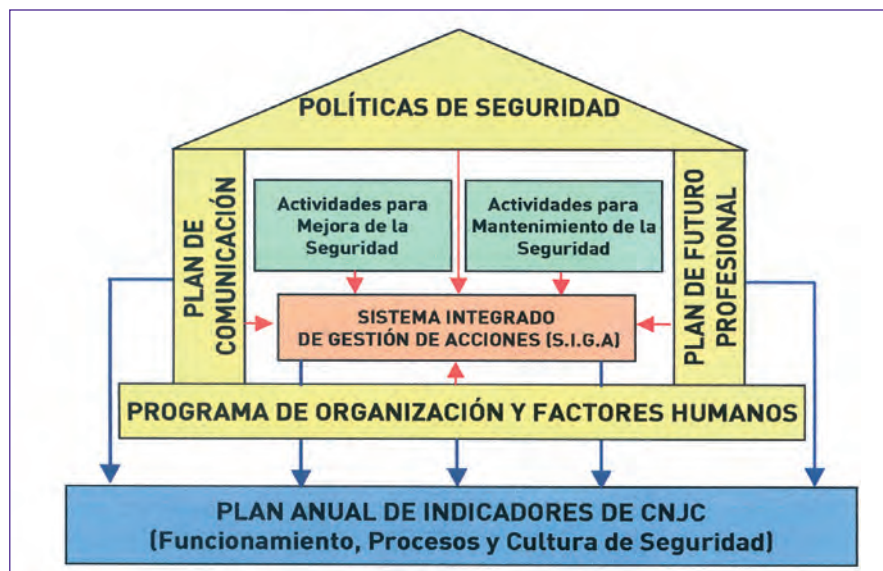


Figura 3. Principales componentes del SIGS.

- Seguimiento, cierre y verificación de la eficacia de las acciones

Adicionalmente, el Programa de Acciones soporta un Sistema de Análisis Económico de Acciones que ha permitido priorizar las inversiones y gastos necesarios para su implantación.

d) Programa de indicadores

El programa de indicadores se estableció con el objetivo de establecer una metodología de identificación de indicadores que reflejasen el funcionamiento de la central y sus procesos. Además, la metodología permitía establecer objetivos y evaluar a intervalos definidos el desempeño frente a estos objetivos con le fin de corregir desviaciones.

El Programa contempla un total de:

- 14 indicadores de funcionamiento.
- 12 indicadores de seguridad.
- 31 indicadores de procesos.

Para cada indicador se definen objetivos anuales que son seguidos y evaluados de manera continua para detectar desviaciones y establecer las acciones necesarias para corregirlas.

e) Sistema Integrado de Gestión de la Seguridad

Todos los mecanismos de gestión y control mencionados se englobaron en el Sistema Integrado de Gestión de la Seguridad (SIGS) que, junto con otros elementos adicionales, constituye el conjunto de las actuaciones planificadas por la organización de CNJC para el mantenimiento y mejora continua de la seguridad, garantizando que todos los aspectos humanos y organizativos con impacto en la seguridad se gestionan y son resueltos adecuadamente.

En la figura 3 se muestran los principales componentes del SIGS.

Los pilares del sistema han sido:

- Políticas de Seguridad, en las que se soporta un ambiente de trabajo consciente de la importancia de la seguridad.
- La Comunicación abierta, tanto interna como externa.
- Las personas, conocedoras de sus responsabilidades, calificadas y entrenadas adecuadamente y respaldadas por la Dirección.
- El programa de Organización y Factores Humanos, que ha asegurado que todos los aspectos humanos y organizativos han sido tenidos en cuenta.

CONCLUSIONES

En su última fase operativa, la central ha mantenido un programa de inversiones en aspectos de seguridad que no se ha visto reducido en ningún momento en relación con otras etapas de la explotación anteriores. Se podría decir, que, como consecuencia de lo anterior, la central ha terminado su vida operativa en unas excelentes condiciones de seguridad que se han reflejado en unos valores también excelentes de sus indicadores de funcionamiento.

Estas mejoras se han realizado por el compromiso de Unión Fenosa en la gestión de sus instalaciones en los niveles adecuados de seguridad y fiabilidad, y también, por el acierto, profesionalidad y dedicación de un buen número de técnicos de las empresas vinculadas a la explotación de la central. En el capítulo de los servicios de ingeniería de las mejoras y modificaciones del diseño, hay que destacar especialmente a Soluziona, Empresarios Agrupados, Tecnatom y Westhouse.



Julio Blanco, Coordinador de Generación Nuclear y Jefe de Soporte Técnico de José Cabrera en Unión Fenosa Generación S.A.

Emilio Rodríguez, Jefe de Mantenimiento de José Cabrera en Unión Fenosa Generación S.A. y actual Subjefe de Explotación de la CCC de Sagunto, propiedad de Unión Fenosa Generación S.A.



Cristóbal Ruiz, Jefe de Garantía de Calidad de José Cabrera en Unión Fenosa Generación S.A. y actual Director del Departamento de Gestión de Calidad de Unión Fenosa Generación S.A.

Pedro Ortega, Director de Ingeniería Nuclear de Soluziona