



Rafael CARO es doctor en Física por la Universidad Complutense, y después de una dilatada vida profesional, que data de 1956, en que ingresó en la JEN, en la actualidad es Consejero del Consejo de Seguridad Nuclear. Ha estado muy relacionado con la Sociedad Nuclear Española, llegando, a través de esta relación, a ser presidente de la European Nuclear Society, cargo en el que cesó en 1987. Ardiente defensor de las relaciones científicas y técnicas a nivel internacional ha sido presidente de la European Nuclear Conference de 1990 (ENC 90), siendo en la actualidad vicepresidente de la International Nuclear Academy.

GESTION DE VIDA REMANENTE EN LAS CENTRALES NUCLEARES

R. CARO

Dentro de unos pocos meses, la comunidad nuclear internacional celebrará en Chicago el primer cincuentenario de un acontecimiento notable en la historia de la Humanidad. En diciembre de 1942, se hizo crítico en aquella ciudad el primer reactor nuclear del mundo, el CP-1. Inmediatamente después muchos otros reactores fueron construidos en los EE.UU., todos ellos dentro del marco del Proyecto Manhattan, varios de ellos simplemente plutónigenos y todos de una manera o de otra experimentales.

Al término de la Segunda Guerra Mundial, en 1945, en los Estados Unidos se continuó este proceso, incluyendo además otra perspectiva, la propulsión naval nuclear. La Marina, que por decisión del Presidente F.D. Roosevelt, había sido mantenida apartada del Proyecto Manhattan, consciente de las posibilidades prácticamente ilimitadas que la fisión nuclear ofrecía a la propulsión submarina, inició un amplio programa de investigación y desarrollo, en el que involucró a General Electric y a Westinghouse como principales firmas industriales. De este programa salieron, aparte de muchas otras realizaciones, los tipos BWR y PWR.

En otros países (Inglaterra, Francia y Canadá) también se decidieron por el desarrollo de este tipo de máquinas; en los dos primeros casos con el doble propósito de producir energía eléctrica y plutonio militar, y en el caso canadiense, pacifistas a ultranza, sólo energía eléctrica. En ese entorno histórico comenzaron a desarrollarse los reactores de grafito y de agua pesada que también,

por supuesto, habían sido investigados en los EE.UU. Pocos años más tarde, muchos otros países de segunda división a nivel económico-tecnológico, también decidieron seguir la misma línea; fue el período de los proyectos nacionales. En la Unión Soviética y sus países satélites, el proceso fue relativamente parecido, inicialmente con reactores de doble propósito —producción de Pu y electricidad— los RBKM, y más tarde los VVER, desarrollados como consecuencia y en paralelo con la propulsión submarina.

Y así acaba la década de los cincuenta; en la siguiente, por razones tanto financieras como tecnológicas, se simplifica el panorama a favor de los reactores de agua ligera, que empiezan a constituirse en mayoría dentro del parque internacional de centrales nucleares. Comienza a partir de entonces el proceso de incorporación de energía nucleoelectrónica a las redes nacionales. El Reino Unido, que por razones propias (Crisis de Suez), había sido pionero en este proceso con sus centrales nucleares de grafito, encuentra que, a pesar de su magnífico funcionamiento, resultan obsoletas por comparación con las de agua ligera y, en consecuencia, inicia al principio de los sesenta un proceso de cambio, que resultó ser tan lentísimo que a punto ha estado de terminar con su industria nuclear.

En esta década y parcialmente en la de los setenta, los parques nucleares aumentan, pero también aumenta la contestación antinuclear que, con el impulso del accidente de Three Mile Island en 1979, adquiere una fuerza suficiente como

para moderar el crecimiento nuclear, llegando en algunos casos, especialmente después del accidente de Chernobyl (1986), al frenazo total en algunos países.

Para entonces, algunos reactores nucleares rondaban ya los veintiocho años de edad *.

La situación en la actualidad y con horizonte en el año 2000 está representada en las figuras I y II, según datos procedentes del Power Reactor Information System del OIEA. Asimismo, en la tabla I se desglosa por países el número de centrales nucleares que a principios del siglo próximo tendrán una edad comprendida entre 30 y 40 años. En la tabla II se describe la situación en España.

Como puede observarse en las tablas citadas, se trata de un espectro continuo en el que junto con centrales "adultas" o "maduras", figuran en número importante las jóvenes, las que también son llamadas de la última generación. Ciertamente, las diferencias entre unas y otras son notables, aunque todas tengan (y nos referimos específicamente a las occidentales), como denominador común, el cuidado exquisito que desde siempre se ha prestado a su Seguridad. La historia de esta disciplina, ya consta de varias publicaciones (refs. 1 y 2), de modo que no sería pertinente extenderse sobre ella en esta circunstancia, pero sí es obligatorio advertir que aunque los requisitos de la Seguridad sean ahora más exigentes que en la década de los sesenta, la filosofía general sigue siendo la misma de siempre.

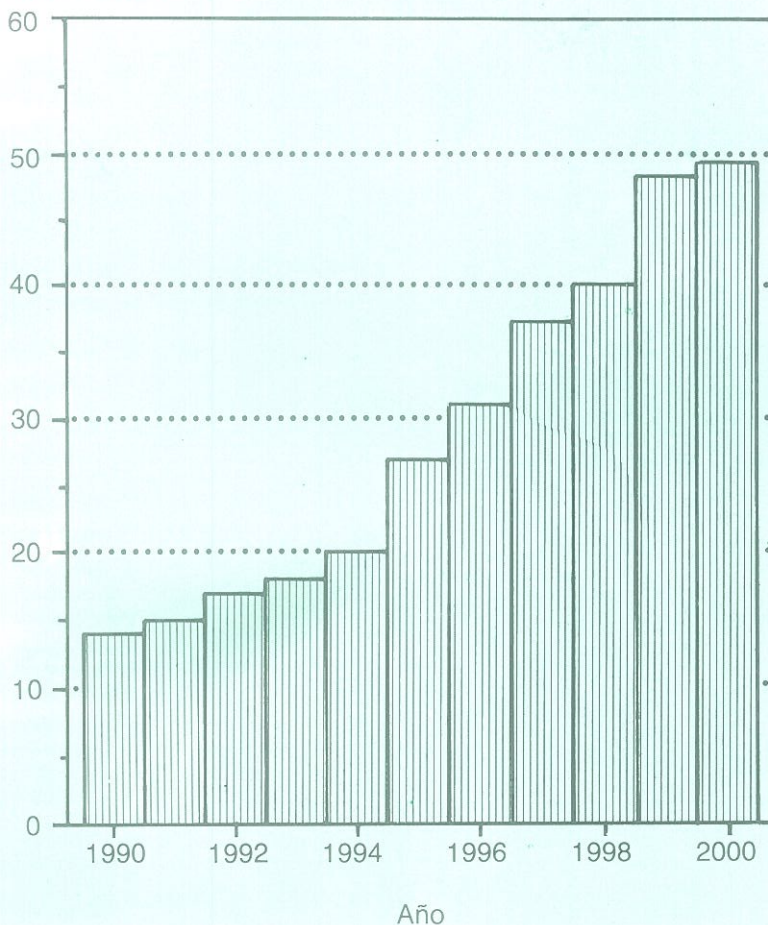
El envejecimiento mencionado, que inevitablemente ha tenido lugar a lo largo de estos años, se ha debido por una parte a las condiciones ambientales en que ha funcionado la máquina (humedad, alta temperatura, entorno químico ácido, irradiación, etc.), y por otra, a las condiciones de servicio (cargas, diferencias de presión, tensiones cíclicas, fatigas, vibraciones, etc.). Todo esto se ha traducido en algunas actividades que son los capítulos de la historia global del envejecimiento de las centrales nucleares. Son los siguientes:

- Clausura de algunas centrales.
- Substitución de componentes importantes.
- Incorporación de nuevas redundancias.
- Modernización de componentes.
- Nuevas regulaciones y normativas.
- Programas de investigación y desarrollo.

Todos estos puntos merecen una glosa individual.

(*) *Calder Hall y Windscale en el Reino Unido; Shippingport, Yankee, Hanford, Savannah River, etc., en los EE.UU.*

Número de Unidades



FI Centrales nucleares de 30-40 años de edad.

TI

NUMERO DE CENTRALES NUCLEARES CON 30-40 AÑOS A PRINCIPIOS DEL PROXIMO SIGLO

País	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Alemania (Occ.)								1	2	2	2	3	4	4	5	5
Alemania (Or.)							1	1	1	1	1	1	1	2	3	3
Argentina															1	1
Bélgica															1	3
Bulgaria															1	2
Canadá												2	3	4	4	4
España									1	1	1	2	3	3	3	3
Francia							1	2	2	3	3	4	5	6	6	6
Holanda									1	1	1	1	1	2	2	2
India										2	2	2	3	3	3	3
Italia					1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Japón						1	1	1	1	2	4	4	5	7	10	12
Pakistán												1	1	1	1	1
Suecia												1	1	1	4	5
Suiza										1	1	3	3	3	3	3
UK	8	8	9	9	10	16	18	19	19	18	14	15	15	13	13	12
USA	1	1	2	2	2	2	2	4	4	7	11	13	21	30	42	48
URSS	5	6	6	7	7	7	7	8	8	9	8	7	7	10	12	13

SUSTITUCION DE COMPONENTES

Hablar de la sustitución de partes importantes en una central nuclear significa inevitablemente, aunque no únicamente, referirse a los generadores de vapor de los PWR. Estos componentes siempre mostraron una cierta proclividad si no a la rotura sí al deterioro de sus tubos. A lo largo de la historia se han identificado varios mecanismos de deterioro (corrosión intergranular, fatiga, "fretting", "denting", erosión-corrosión, etc.). Para todas estas vías de fallo se han encontrado soluciones, o al menos paliativos, que terminaban eventualmente en el taponamiento del tubo dañado. Todo un proceso de I+D ha tenido lugar, y sigue teniéndolo, que se ha traducido en exigencias más o menos rigurosas según el tamaño de la grieta. Nuevas técnicas han sido desarrolladas y nuevas herramientas y criterios (leak before break) han sido puestas a punto. Para los profesionales de este entorno las expresiones Eddie-Current, Análisis de Ruidos, Ultrasonidos, etc., son el "Pan nuestro de cada día".

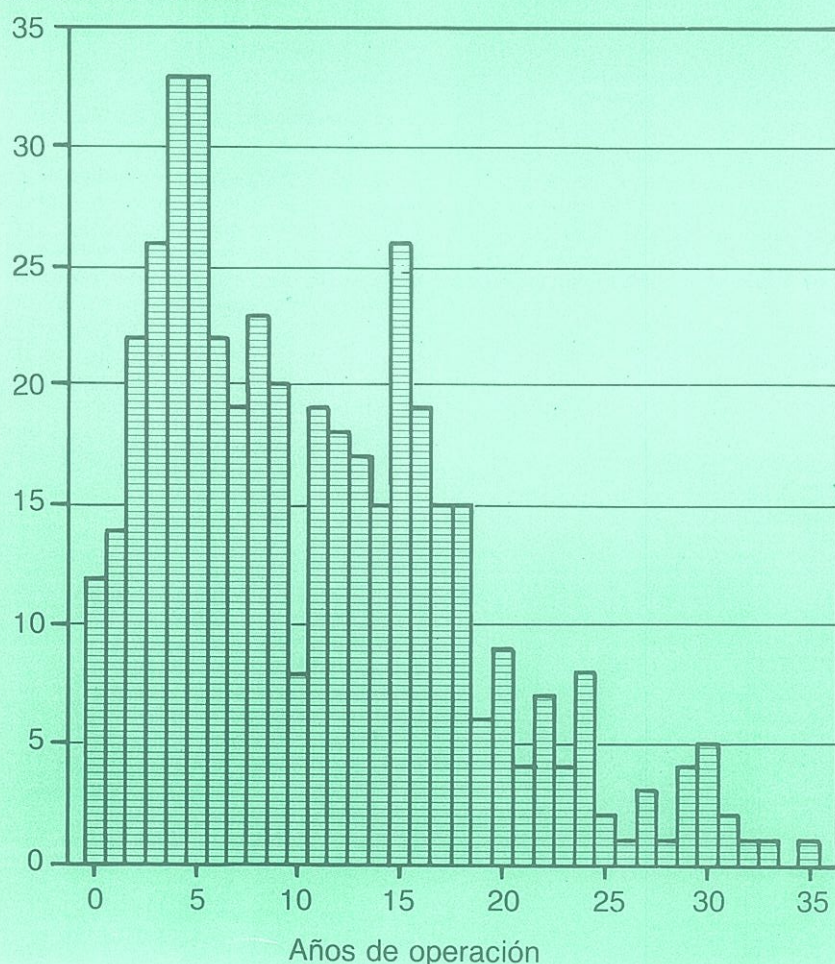
Naturalmente, a base de taponar tubos se puede llegar a una infrautilización de la central; y una evaluación de tipo costo/beneficio llevaría inevitablemente a la sustitución global del Generador de Vapor. Esto en base solamente a razones de economía de explotación; pero no hay que olvidar la componente de agresión a la Seguridad, ciertamente muy remota, que la rotura de un tubo lleva consigo. En realidad es como un LOCA minúsculo, y temiendo un posible efecto "dominó", los organismos reguladores no tienen más remedio que ser ultraconservadores*. En este mismo número, de la Revista de la Sociedad Nuclear Española, se trata monográficamente este tema, que es de la máxima actualidad en el mundo occidental (¡más de dos docenas de generadores de vapor han sido o serán sustituidos en un futuro inmediato!).

Pero no es ésta la única gran componente a sustituir en una central que llega a la madurez. Muchas otras lo han sido, y otras lo serán —bombas, válvulas, tuberías, etc.

Desde un punto de vista tecnológico, hay un caso que llama poderosamente la atención; nos referimos a la sustitución de la propia vasija del reactor. Los ciclos térmicos, la irradiación neutrónica, las altas presiones y temperaturas... son agentes que activamente contribuyen

(*) En España se ha fijado el límite del 18% de tubos taponados como máximo permisible en cada generador de vapor.

Número de Unidades



Años de operación

F II Espectro de edades de las centrales nucleares.

CLAUSURA DE CENTRALES NUCLEARES

Efectivamente, algunas centrales nucleares han sido clausuradas, por razones relacionadas de forma directa o indirecta con su edad. Podríamos citar algunos casos muy representativos; Yankee Rowe (PWR), en Pensilvania, no disponía de información adecuada correspondiente a los últimos pocos años sobre la posible fragilización y deterioro de su vasija, a cuenta de la rotura de la estructura de soporte de las muestras que allí se disponían para ser analizadas mecánicamente y metalúrgicamente después de cada carga, a fin de evaluar su integridad. El programa de investigación que el organismo regulador americano exigía como alternativa, desaconsejaba, desde el punto de vista económico, el continuar con el funcionamiento de la central. La compañía propietaria decidió clausurarla a pesar de su excepcional

"performance" a lo largo de toda su vida. Las autoridades francesas también decidieron clausurar sus centrales de uranio natural-grafito. Eran centrales antiguas, de bajo rendimiento termodinámico y ya amortizadas desde hacía mucho tiempo, pero necesitadas de una atención demasiado diferente de la requerida por el resto del numeroso parque francés, todo él constituido por centrales de agua ligera. Nuevamente las razones de la clausura fueron económicas.

Las centrales VVER de Greifswald (Alemania Oriental) también han sido clausuradas por decisión del organismo regulador de la Alemania unificada. Las razones —inseguridad en el diseño, construcción y explotación— son aplicables en mayor o menor medida a todos los reactores nucleares de origen soviético. Pero esto seguramente forma parte de otro capítulo.

Podrían citarse más casos, pero los citados parecen suficientemente representativos.

a dañar el material de la vasija a base de perturbar su estructura cristalina, siendo las áreas críticas las toberas, las penetraciones de instrumentación, el belline, etc. La pregunta clave es: ¿puede el daño llegar a producir una rotura catastrófica? ¿Un LOCA total? Como en todos los demás temas, el I+D asociado ha sido espectacular: medidas y evaluaciones en cada recarga, seguimiento en continuo, modificación del núcleo, pruebas en laboratorio, recocidos, etc., son los capítulos más importantes de esta historia. Una de las posibilidades más fáciles para mitigar este efecto de fragilización de la vasija que, en definitiva, y teniendo en cuenta que se produce fundamentalmente a cuenta del bombardeo con los neutrones rápidos procedentes del núcleo del reactor, consiste en disminuir el flujo neutrónico incidente. Esto se consigue o bien a base de pantallas, o eliminando la fila periférica de elementos combustibles, o recurriendo a una distribución de éstos en el núcleo que produzcan un flujo tal que su valor al incidir sobre la vasija o en zonas críticas de ésta (por ejemplo, soldaduras) sea lo menor posible.

Por supuesto lo ideal sería disponer de una previsión a corto y medio plazo de la relación entre la fluencia y la fragilización, de modo tal que se pudiera prever con anticipación suficiente, a partir de qué valor de aquélla, léase tiempo de explotación de la central, la vasija puede fragilizarse hasta el extremo de romper de forma catastrófica.

Parece que un procedimiento lógico sería irradiar muestras de material idéntico al de la vasija en un reactor experimental de alto flujo, de modo que con un tiempo de irradiación del orden de magnitud de una hora, es decir, entre 10^4 y 10^5 veces más bajo que el real, pudiera simularse el deterioro producido correspondiente, con más de un año de anticipación. Sin embargo, a pesar de haberse intentado esta experiencia en varias ocasiones, la fenomenología es compleja y no se ha llegado a una clara relación causa-efecto.

El recocido es una de las tácticas que más se han utilizado en este problema, para tratar de recuperar las propiedades originales del material. En particular, se ha aplicado con cierta frecuencia en las centrales de origen soviético, específicamente en las del modelo VVER-440, aunque el acero utilizado (15Ch2MFA) es menos susceptible a la fragilización que los homólogos occidentales. Sin embargo, existen problemas en este dominio debido a la topología de la vasija, y a la aceleración de refragilización, que no están adecuadamente resueltos.

Y aquí incide la posibilidad ya mencionada de la propia sustitución de la vasija. Problema éste muy complicado por lo que afecta a la ingeniería civil del

edificio, los problemas mecánicos de la "Isla Nuclear" y las dificultades de trabajar en un entorno muy radiactivo con sus requisitos asociados de Protección Radiológica, etc.; en realidad parece que la envergadura de la operación conduciría a una razón costo/beneficio que la desaconsejan. De hecho, aunque sea un proceso alguna vez mencionado como posible, nunca se ha llevado a la práctica, aunque, por ejemplo, en un estudio preliminar del caso de Yankee Rowe, se concluyó su viabilidad a un coste de entre 50 y 100 millones de dólares.

Uno de los artículos de este número también trata "in extenso" de la problemática asociada al deterioro de la vasija, sus métodos de vigilancia y seguimiento, irradiación de probetas, etc.

También habría que mencionar en este

apartado las tuberías de refrigerante y los soportes de la vasija.

MODERNIZACION DE COMPONENTES Y NUEVAS REDUNDANCIAS

Por supuesto, la Seguridad Nuclear afecta integralmente a la central, de manera que cualquier mejora incorporada como consecuencia de consideraciones relativas a esta disciplina, afectará no solamente a las características de este entorno, sino también a todas las demás, como p. ej. la gestión de la vida remanente y la explotación económica. Viene esto a cuenta de que las modificaciones dictadas, por ejemplo, por el análisis del accidente de Three Mile Island, motivadas

T II
SITUACION ESPAÑOLA

Central nuclear	Emplazamiento	Propietarios	Potencia (Mwe)	Año de conexión a la red
José Cabrera Cabrera	Almonacid de Zorita (Guadalajara)	Unión Eléctrica Fenosa, S. A.	160	1968
Sta. M.ª de Garoña	Sta. M.ª de Garoña (Burgos)	Nucleonor: Iberdrola I (50) Electra de Visgo, S. A. (50)	460	1971
Almaraz I	Almaraz (Cáceres)	Asociación Central Nuclear de Almaraz: Iberdrola II (36,021) Compañía Sevillana de Electricidad (36,021) Iberdrola I (16,666) Unión Eléctrica Fenosa, S. A. (11,292)	930	1981
Ascó I	Ascó	Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S. A. (60)	930	1983
Almaraz II	Almaraz (Cáceres)	Asociación Central Nuclear de Almaraz: Iberdrola II (36,021) Compañía Sevillana de Electricidad (36,021) Iberdrola I (16,666) Unión Eléctrica Fenosa, S. A. (11,292)	930	1983
Cofrentes	Cofrentes	Iberdrola II	990	1984
Ascó II	Ascó	Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S. A. (40) Empresa Nacional de Electricidad, S. A. (40) Hidroeléctrica de Cataluña, S. A. (15) Fuerzas Eléctricas del Segre, S. A. (28)	930	1985
Vandellós II	Vandellós I L'Hospitalet de L'Infant (Tarragona)	Asociación Nuclear Vandellós: Empresa Nacional de Electricidad, S. A. (72) Hidroeléctrica de Cataluña, S. A. (28)	1.004	1987
Trillo I	Trillo (Guadalajara)	Unión-Fenosa, S. A. (46,5) Iberdrola I (46,5) Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A. (7)	1.066	1988

fundamentalmente por consideraciones de seguridad, están sirviendo como valiosísimos elementos de soporte en las estrategias de extensión de vida. Merece la pena mencionar que después de este accidente, las autoridades reguladoras americanas exigieron más de mil nuevos requisitos. Un caso típico son las técnicas de PSA, cada vez más utilizadas para evaluar cuantitativamente la seguridad de la central y, por lo tanto, para la actuación priorizada en la incorporación de algunas componentes, que supongan una cierta redundancia de seguridad. Casos típicos son la incorporación de Diesel de apoyo, duplicación de líneas eléctricas de independencia asegurada, nuevos depósitos de agua de refrigeración de emergencia, etc. Un caso típico de nuevas redundancias es la incorporación de sistemas de "venting" en la contención, que en cierta medida asegura una redundancia de hermeticidad frente a la emisión de gases radiactivos en el caso de un accidente severo, a base de un sistema de filtros y válvulas que se abren cuando la presión sobrepasa un nivel de rotura previamente establecido. Un problema que puso claramente de manifiesto el análisis del accidente de TMI fue que la ergonomía de las Salas de Control no era apropiada, que había demasiados medidores (registradores gráficos, luces de colores, agujas sobre círculos graduados, alarmas sonoras, etc.), dando información simultánea tanto de variables críticas como no críticas, lo que impedía de hecho hacerse una idea de la situación real de la central, y de lo que podía estar fallando.

Obviamente, si se pretende que las centrales sigan funcionando, en algunos casos hay que dotarlas de salas de control más racionales, con priorización de paneles según la importancia de las variables que muestran y con pantallas (Safety Parameters Display Systems) que, a golpe de tecla, muestren el estado de la central de forma integrada o por secciones.

En nuestras centrales nucleares ya se han efectuado ese tipo de mejoras, como se describe en otro artículo de esta monografía.

Naturalmente, el paso del tiempo, que inevitablemente lleva al deterioro producido por el uso, tiene como contrapartida el magnífico desarrollo que ha experimentado la tecnología (la Electrónica, la Informática, la Ciencia de Materiales...), y que según todas las señales va a seguir experimentando. Obviamente, eso se traduce en que cuando se produce un cambio de alguna componente, no sólo se trata de un proceso de pura sustitución, sino también de mejora por modernización. Y esto se puede aplicar a cualquier parte de la central, desde válvulas de funcionamiento más seguro a paneles de vigilancia y control con electrónica más fiable. Incluso los equipos accesorios

como megafonía o defensa contra incendios son en la actualidad más fiables que en la misma central hace veinte años. Esta modernización o "backfitting" en la jerga de los especialistas, siempre presente cuando se trata de una sustitución, será adecuadamente tratada en este número monográfico por cuando dos de nuestras centrales, la de Zorita y la de Santa María de Garoña serán descritas con esa óptica.

Por supuesto, también el entorno propio de la explotación admite modernización (o backfitting). De hecho, la investigación llevada a cabo después del accidente de TMI-2 sobre el accidente severo, y sobre termohidráulica, junto con la disponibilidad de sistemas informáticos más avanzados —software y hardware— ha permitido llevar a cabo procesos de reentrenamiento del personal de operación de la planta, que ahora están en mejores condiciones de "tratarla" que al principio de su explotación.

REGULACIONES Y NORMATIVA

Los organismos reguladores de todos los países que disponen de centrales nucleares son conscientes de toda la problemática mencionada. Saben que el licenciamiento presupone una atención continua a la explotación y un análisis de fallos y desviaciones, con las pesquisas correspondientes, para llegar a las causas raíces. El conjunto de normas y regulaciones aplicable específicamente a cada central en gran medida es consecuencia de su estructura y naturaleza, y un adecuado cumplimiento de todo ello exige disponer documentadamente de una especie de contrato entre el organismo regulador y la central —las famosas Especificaciones Técnicas de Funcionamiento— que establece las reglas de juego para la explotación. Dentro del conjunto legal mencionado, las consideraciones temporales juegan un papel muy importante, por cuanto, por ejemplo, el tiempo de vida podría ser un parámetro establecido al inicio de la explotación, aunque desde luego esté condicionado por su historia. Por supuesto, las regulaciones mencionadas cambian de país a país, aunque básicamente sean de la misma naturaleza. Significa esto, ateniéndose al tema que nos ocupa que, por ejemplo, la autorización de funcionamiento en los EE.UU. se fijó en 40 años de forma casi absolutamente arbitraria, en 1954 en la Atomic Energy Act, mientras que en ninguno de los países europeos, en general, se hace mención explícita a este tiempo de vida. Lo mismo es aplicable a las revisiones periódicas, de las que pueden surgir ciertos condicionados, aplicables a la operación normal o la Gestión de la Vida Remanente. En los EE.UU. se dispone ya de una

nueva reglamentación (Rule of Life Extension) para añadir 20 años más de explotación a las centrales que demuestran unas condiciones de seguridad iguales por lo menos a las de diseño más el backfitting post-TMI. Este ha sido un proceso de unos 10 años de duración, en el que la nueva normativa ha estado supeditada al programa de investigación pertinente, protagonizado fundamentalmente por EPRI y NRC. Los documentos legales (NUREG-1317, 10 CFR 2,50 y 54, NUREG BG 1009 Y 1299) completan junto con el SECY 9-138 "Final Rule on NPP Licence Renewal" la normativa aplicable en aquel país.

Naturalmente, cada país deberá decidir sobre este problema y disponer de su normativa, propia o asimilada; pero en todo caso el mantenimiento, back-fitting y seguimiento del envejecimiento necesariamente deberán estar documentados con la garantía de calidad adecuada.

INVESTIGACION

Uno de los procedimientos más efectivos de llevar a feliz término la gestión de la Vida Remanente es efectuando un programa adecuado de Investigación y Desarrollo, para implementarlo después en la central.

A lo largo de este artículo ya nos hemos referido a este tema en algunas ocasiones, de modo que lo que aquí se diga en cierta medida podrá ser una repetición, al menos parcialmente.

En el dominio del I+D en la Tecnología Nuclear hay que distinguir entre antes y después de TMI. Sin hacer mención a los tiempos iniciales en que, por definición, prácticamente todo era I+D, en el entorno nuclear siempre hubo una fuerte componente de esta disciplina, fundamentalmente en los campos de la neutrones-dinámica (experimentos Borax, Spert, Cabri, etc.) y en la Termohidráulica. Sin embargo, en 1979, con ocasión del accidente de TMI-2, se constató que aún quedaban muchas cosas por investigar, fundamentalmente en el campo del Accidente Severo, de la Termohidráulica en condiciones de transitorio y de accidente, de la ergonomía de la sala de control, del comportamiento de los materiales (¿sabemos por qué no se desprendió el fondo de la vasija bajo el peso de 20 Tm de corium, que además la atacaban físico-químicamente?). Se concluyó también que el PSA era el instrumento idóneo para integrar todos los considerandos relativos a la seguridad. Ha sido un proceso largo y complejo; experimentos como Loft, Lace, Phebus, Demona, Betsy, Falcon, Halden, etc., dan fe de ello.

Pero los resultados, en lo que a Gestión de Vida Remanente se refiere, también son notables. Hay que empezar necesariamente por el mejor conocimiento de la

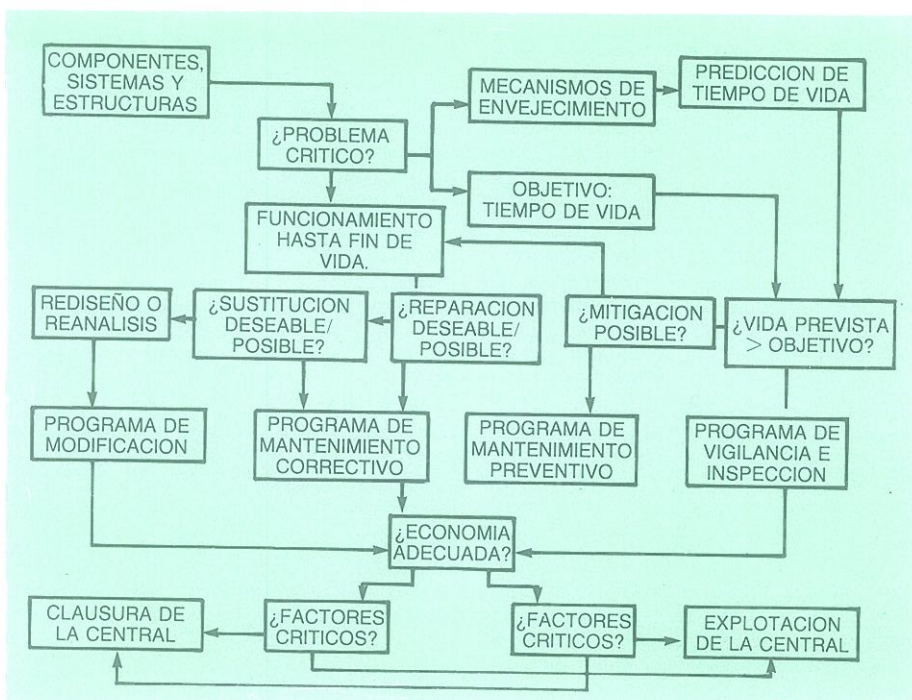
fenomenología de la central en condiciones normales y, sobre todo, de transitorios y accidentes. Nuestros operadores hoy son más capaces de gestionar la central (y su vida remanente) que hace 15 años. Las salas de control son más racionales, y las "ayudas al operador" en forma, en general, de SPDS, de importancia capital. La fragilización de la vasija se mitiga de varias formas, como recocidos y disminución de la fluencia. Las redundancias están mejor implementadas priorizada a cuenta de la aplicación intensiva de PSA, los materiales y los diseños de algunos componentes substitutorios son netamente mejores (caso de los generadores de vapor), etc.

Específicamente, en lo que a envejecimiento se refiere, ha habido programas a nivel nacional e internacional en Estados Unidos, Canadá, Francia, Alemania y Japón. El más antiguo (por razones obvias), de todos ellos es el americano NPAR de NRC (Nuclear Plant Aging Research Program), que pretende resolver los problemas técnicos del envejecimiento de componentes mecánicos y eléctricos, sistemas de seguridad y soportes, y estructuras civiles. Se han desarrollado dos programas piloto con implementación en las centrales de Monticello (BWR) y Surrey (PWR). En Alemania el programa consiste básicamente en la toma y análisis de datos funcionales correspondientes al menos a 15 años antes de la solicitud de la extensión de vida. Canadá pone énfasis especial en el mantenimiento, con la idea de que lo dedicado a tal capítulo no ha de entenderse propiamente como un gasto sino más bien como una inversión; y Francia además de un pormenorizado programa de mantenimiento e inspección en servicio está investigando la influencia de los parámetros de operación en el envejecimiento.

Por su parte, el OIEA también participa en el tema global de Gestión de Vida Remanente a través de su departamento "Nuclear Energy and Safety" dedicando su atención a los capítulos de: I) Explotación con alta disponibilidad; II) Mantenimiento; III) Componentes críticas (reparaciones y mejoras), y IV) técnicas de modernización, Reparación y Substitución. También la NEA (OECD) ha puesto en marcha un programa de investigación sobre este tema (PLIM, Plant Life Management), aunque de acuerdo con el OIEA, dedicándose preferentemente al aspecto económico.

A MODO DE RESUMEN

Desde hace unos cuantos años el tema del envejecimiento de las centrales nucleares ha sido motivo de preocupación desde la óptica conjunta de su operación segura y de su explotación rentable; y esta situación, naturalmente, se irá agra-



F III Diagrama de decisiones en Gestión de Vida Remanente.

vando con el paso del tiempo. Los organismos reguladores y la industria, trabajando, en general, de forma coordinada, han respondido con una porción de acciones —Substituciones de Componentes, Métodos de Diagnóstico, Mantenimiento, y Programas de Investigación—, acompañados por el soporte legal de nuevas normativas. El propósito genérico ha sido mantener la central en funcionamiento en condiciones de explotación seguras y rentables tanto tiempo como sea posible. Una circunstancia añadida a la problemática global ha sido la dificultad de tipo político-social para encontrar nuevos emplazamientos. En el diagrama de bloques de la figura III se representa esquemáticamente el proceso de gestión de Vida Remanente tal como se ha introducido en este artículo.

El tema, integradamente, tiene una gran importancia económica, por cuanto en general se trata de centrales cuya inversión ya ha sido, o está a punto de ser, amortizada, y por otra parte, la construcción de una nueva instalación que proporcionara la energía de reposición supondría una inversión muy cuantiosa. A título de ejemplo puede citarse la información presentada en PLEX'91 Berlín (ref. 5) el pasado mes de diciembre, sobre el beneficio que globalmente se seguiría de hacer extensión de vida en las centrales nucleares de los Estados Unidos, que alcanzaría los 100.000 millones de dólares.

Sin embargo, si hubiera que hacer un resumen priorizando la importancia de todos los temas relacionados con la Gestión de la Vida Remanente, es bien

seguro que el mantener niveles de seguridad análogos a los exigidos a centrales nucleares más jóvenes ocuparía el primer lugar, y esto en opinión tanto de los Organismos Reguladores como de la Industria, y de los Explotadores.

AGRADECIMIENTOS

Este artículo ha podido ser escrito, en gran medida, gracias a la colaboración prestada por Silvia Alamo, de INITEC, que a través de varias conversaciones nos ha transmitido valiosísimas opiniones y comentarios sobre el tema general de Extensión de Vida en CCNN. Su dedicación y, en general, la participación de su empresa, son un magnífico exponente del interés que el tema tiene en España. Asimismo, quiero agradecer su colaboración a Angel Esteban del CSN.

REFERENCIAS

1. P. TANGUI. *Treinta años de Seguridad Nuclear*. Boletín OIEA 2/1988.
2. R. CARO et al. *El proyecto Phebus-CSD y el Consorcio Phebus-España*. Soc. Nuclear Española, n.º 94, 1991.
3. NUREG/CP-0121. *Aging Research Information Conference; Proceedings*. Rockville, March 24-27, 1992.
4. NUREG/CR-5643. *Insights Gained from Aging Research*. BNL. March 1992.
5. PLEX'91 Berlín. *Proceedings of Conference*. December 1991. Nuclear Engineering International.