

08.87.06

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA	
INFORMACIONES	
1	AÑO 1987

CNEA-NT 38/87

REPUBLICA ARGENTINA
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA
Dependiente de la Presidencia de la Nación
DIRECCION DE INVESTIGACION Y DESARROLLO
Departamento Prospectiva y Estudios Especiales

PERIODOS DE CONSTRUCCION Y PUESTA FUERA DE SERVICIO DEFINITIVO
DE CENTRALES NUCLEARES

Hugo J. ERRAMUSPE

Buenos Aires

1987

PERIODOS DE CONSTRUCCION Y PUESTA FUERA DE SERVICIO DEFINITIVO DE CENTRALES NUCLEARES

Hugo J. ERRAMUSPE

RESUMEN

Se pasa revista a las situaciones relacionadas con los períodos de construcción y puesta fuera de servicio definitivo de las centrales nucleares, por su incidencia en los costos de generación.

Relativo a los tiempos de construcción se analiza la situación y mejoras técnicas introducidas para abreviarlos en diferentes países en los que se ha alcanzado una gran eficiencia constructiva.

En la puesta fuera de servicio definitivo de las centrales nucleares, se revista la situación actual y la previsible en el futuro, en función de los diferentes niveles de puesta fuera de servicio de las plantas y sus problemas asociados, como la radioactividad residual de diferentes componentes y el volumen de desechos activos a que dará lugar este proceso.

Se analizan asimismo las posibilidades de extensión de la vida útil de las centrales y su conexión con esta problemática.

Por último, se examinan los costos asociados a estos procesos.

ABSTRACT

A review is made of the construction times and the decommissioning of Nuclear Power Plants (NPP), due to their importance in the generation costs.

With reference to the construction of these Plants, a review is made of the improvements that have been made with the purpose of shortening the construction times.

In regard to the decommissioning of NPP, an analysis is made of the actual and future situations that may arise as a function of the different stages of decommissioning and their related problems, as the residual radioactivity of many components and the size of the final wastes to be disposed of.

The possibilities of Plant life extensions are also reviewed in connection with these problems.

Finally, the expected decommissioning costs are also analyzed.

I N D I C E

- I - INTRODUCCION.
- II - PERIODOS DE CONSTRUCCION DE CNs.
- III - PUESTA FUERA DE SERVICIO DEFINITIVO DE CENTRALES NUCLEARES
 - III.1 - EXTENSION DE LA VIDA UTIL DE CNs.
 - III.2 - DIFERENTES ETAPAS DE LA PUESTA FSD DE CNs.
 - III.3 - PROYECTOS DE PUESTA FSD.
 - III.4 - PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PUESTA FSD.
 - III.5 - NIVEL DE RESIDUOS EN LA FSD DE UNA CN.
 - III.6 - COSTOS ASOCIADOS A LA FSD DE LAS CNs.
- IV - CONCLUSIONES.

PERIODOS DE CONSTRUCCION Y PUESTA FUERA DE SERVICIO DEFINITIVO

DE CENTRALES NUCLEARES

I - INTRODUCCION

Si se contemplaba el ciclo completo de la existencia de las centrales nucleares (CN), más allá de su vida útil, aparecen tres períodos bien definidos que aportan su cuota a los costos de generación: construcción, operación y puesta fuera de servicio definitivo (decommissioning).

Analizaremos especialmente en este trabajo el primer y tercer ítem antes mencionados, por su no siempre apreciada incidencia real en los costos finales del kWh.

II - PERIODOS DE CONSTRUCCION DE CNS

Dado que las CNs son instalaciones de capital intensivo, pues del 60 al 80% del costo nuclear es atribuible a las cargas de capital (1), el tiempo que demande su construcción tiene una incidencia decisiva en su economicidad final.

Argentina ha afrontado situaciones totalmente diferentes, en su relativamente corta experiencia, en lo relacionado a la construcción de este tipo de instalaciones.

Atucha I, contratada llave en mano y con una financiación excepcional, pese a algunos naturales inconvenientes derivados de su carácter de prototipo y en una obra de ingeniería de esta magnitud, fue construida en un período de 6 años, lo que se refleja en la baja incidencia del factor capital en sus costos de generación.

La CN Embalse, en cambio, soportó dificultades durante su construcción en su mayor parte derivadas de situaciones extra ingenieriles, como renegociación de contratos por problemas económicos, necesidad de nuevos acuerdos derivados de ulteriores requerimientos de salvaguardias por parte del oferente, etc. (además de algunas situaciones especiales de obra que no es del caso analizar aquí), por lo que su período de construcción se extendió a alrededor de 9 años. Esto se refleja claramente en la incidencia del costo de capital en su costo de generación.

En el caso de Atucha II, el lento ritmo de avance de las obras lamentablemente asegura altísimos costos de capital que, de no ser descargados del proyecto por su inimputabilidad, derivará en onerosos costos de generación, no achacables luego como intrínsecamente inherentes a la tecnología nuclear.

Para describir la situación económica real del sector nuclear si sus emprendimientos son llevados a cabo con sanos criterios financieros y de ingeniería, haremos un análisis del estado de situación de dicho sector en diversos países que se ciñen a prácticas y procedimientos de reconocida eficacia, algunos novedosos, en busca de una óptima eficiencia constructiva.

Francia:

Comencemos por Francia, un país que se ha volcado sin ambages a la generación nucleoelectrónica, por lo que la participación de ésta en el campo eléctrico roza hoy el 70%.

Se observa en la experiencia francesa que en la lúsqueda del acortamiento de los plazos de construcción y puesta en servicio, ha tenido una importante incidencia la estandarización y la construcción de varias unidades sucesivas en el mismo lugar (efecto de aprendizaje, evidente en las Figs. 1 y 2).

Del análisis de la Fig. 1 correspondiente a una serie de 32 CN de 900 MWe (2), se desprende que el tiempo promedio desde primer hormigón de la isla nuclear hasta la disponibilidad de la grúa polar, fue de 32 meses, mientras que el tiempo promedio desde esta última a la prueba hidráulica del circuito primario rondó los 22 meses.

La Fig. 2 muestra que el tiempo promedio desde la prueba hidráulica a primera criticidad fue de 11 meses.

De lo anterior resulta que para esta serie de 32 CN el tiempo promedio total desde primer hormigón de la isla nuclear a primera criticidad fue de 65 meses, o sea de 5 años y 5 meses.

Fuera de toda duda es éste un excelente tiempo promedio de construcción.

Japón:

Otro país esencialmente comprometido con la tecnología nuclear es Japón, dada su falta de reservas de todo otro tipo de combustible.

Fig. 1

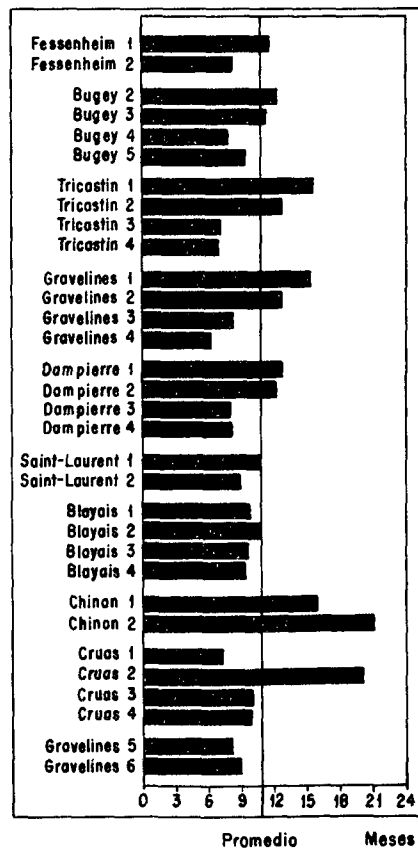
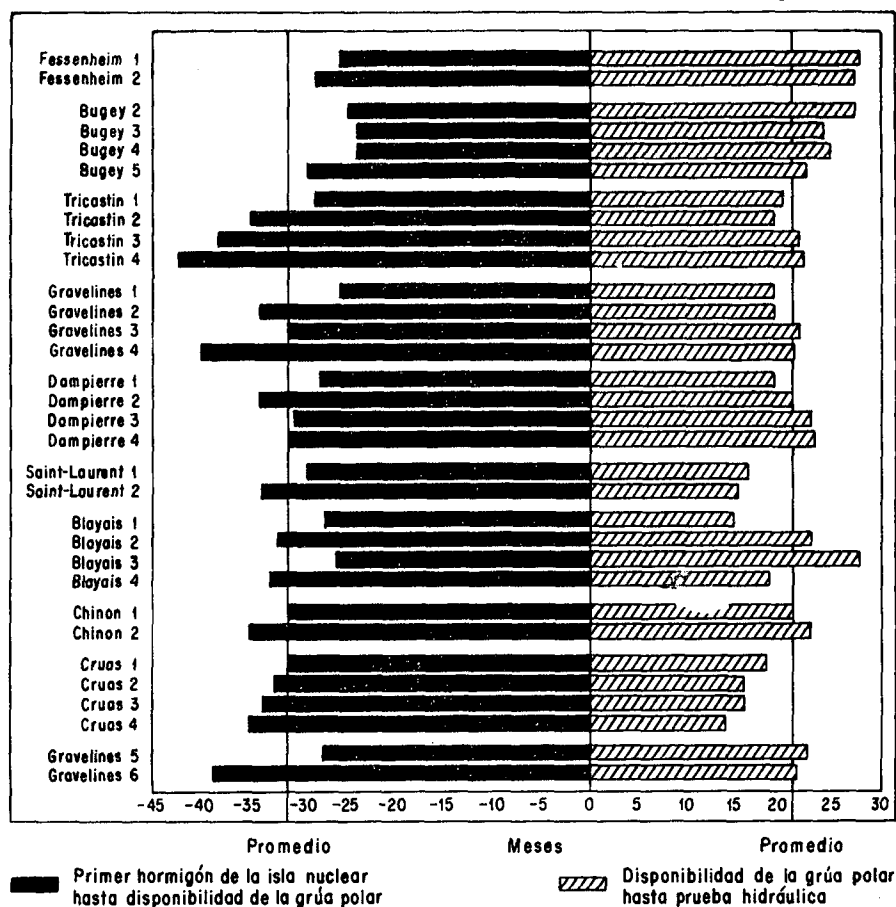


Fig. 2 - Tiempo desde prueba hidráulica hasta primera criticidad

En una relativamente reciente Conferencia del Japan Atomic Industrial Forum con motivo de celebrar su 30º aniversario (1986), hubo consenso que los bajos precios del petróleo no debían interferir con los programas nucleares de Japón o de otros países, siendo éstos tiempos aprovechables para mejorar diseños y técnicas constructivas "en preparación de un rebote de los precios del petróleo".

Ultimamente fueron puestas operativas 5 nuevas plantas en las que se invirtió un tiempo de construcción promedio de 4 años y 8 meses, con un mínimo de 4 años y 1 mes.

Pero el record mundial para la construcción de un reactor PWR de 4 circuitos, se obtuvo con la planta de Tsuruga 2, de 1160 MWe, que demandó sólo 3 años y 6 1/2 meses desde primer hormigón a la carga de combustible (3).

Ello fué logrado a obstante que esta planta es la primera de su tipo. Como tal incorpora todos los adelantos de diseño del programa de mejoras y estandarización del MITI para reactores PWR, en sus fases 1 y 2, que incluye un edificio de contención de hormigón pretensado (por primera vez en Japón), eliminación de las soldaduras en la parte central del recipiente de presión por medio de un forjado único, mejor performance de los generadores de vapor, sistemas de instrumentación avanzados a lo largo de toda la planta, etc.

Este cortísimo tiempo de construcción "es el resultado de mejoras en muchos frentes". Un ingrediente esencial del éxito se debe a "pensar bien por adelantado", según la Japan Atomic Power Co., fijando la ingeniería de detalle muy anticipadamente y sin la introducción de cambios importantes luego de iniciada la construcción. Esto implica conocer en detalle por anticipado el posicionado preciso correspondiente a la instalación de cañerías y equipamiento.

Asimismo, se encontró de gran importancia un cronograma exacto de entrega de componentes en obra y el trabajo en paralelo para diferentes tareas, como la construcción de edificios y la instalación de equipamiento, reduciendo así el camino crítico (Ver Fig. 3). Además, resultó importante el uso de técnicas específicas, como la reducción del trabajo en sitio relativo a cañerías a través del máximo uso de prefabricados, la realización de una actividad integral de planificación, diseño, fabricación e instalación de ductos de aire, bandejas de cables, instrumentación y cañerías, sobre la base de un trabajo sección por sección. Igualmente se utilizaron otras técnicas (jetties, dry pits, deck plate) para mejorar el acceso a obra, evitando congestionamientos y permitiendo la entrega por adelantado de componentes en diferentes lugares del edificio, en paralelo con la construcción del edificio mismo.

///

Alemania:

En la República Federal de Alemania (RFA), persiguiendo el mismo propósito de reducir los costos de las CN, y unificando los requerimientos del usuario y de licencias, se introdujo el concepto de los proyectos "Convoy", que implica la confección de un único conjunto de documentos de ingeniería válidos para todos los proyectos incluidos en la serie (plantas idénticas estandarizadas), y sólo 4 etapas de licenciamiento, 3 para la fase constructiva y 1 licencia para la puesta en servicio (4).

Esta fué la respuesta a una situación que había llevado las 800.000 hs necesarias a fines de la década del 60 para la licencia, ingeniería y preinspección de los documentos y la supervisión, a las más de 3 millones de horas necesarias a mitad de la década del 70 para las mismas tareas, y al requerimiento anterior de 13 a 15 pasos de licenciamiento.

"La estandarización y la construcción simultánea han permitido tiempos de construcción de 70 meses (5 a. y 10 m.)". Tal el caso de las tres plantas idénticas de 1300 MWe, PWR de 4 circuitos, de Isar 2, Emsland y Neckarwestheim 2 (5).

La planta de Isar 2 costará algo menos de 2500 millones de dólares (1825 U\$S/kW) comparado con la estimación original de 2.700 millones, lo que constituiría otra prueba del éxito del concepto Convoy (6).

Estados Unidos:

EEUU, en un tiempo un país líder en la tecnología nuclear, vió retrogradar su posición debido a inconvenientes de diverso tipo, soportando un considerable aumento de los períodos de construcción de CNs, con el consiguiente encarecimiento de los costos.

Un ejemplo de un esfuerzo trascendental para revertir tal situación, lo constituye la compañía Gulf States Utilities, tradicionalmente proveedora de electricidad sobre la base de gas, la cual decidió diversificar su opción de combustible acudiendo a la generación nuclear para hacer frente a un fuerte crecimiento previsto de la demanda, mediante la instalación de su primera unidad nuclear, la planta de River Bend, un BWR de 940 MWe.

Merced a la utilización por primera vez en dicho país de un acuerdo singular, el Nuclear Power Construction Stabilization Agreement, entre las fuerzas laborales y la dirección (management) de proyectos, ejercida en este caso por los contratistas principales, entre los que se contaba el ingeniero-constructor, se

consiguió un "dramático impacto" en la remoción de las dificultades e incertezas en los cronogramas de obras, que "habían plagado los proyectos nucleares recientes".

Uno de los aspectos más innovativos en el manejo del proyecto fue la introducción del concepto de los "turnos 4-10's alternativos", que estableció el trabajo de siete días por semana, sobre la base de dos tandas de obreros que se alternaban cada 4 días, trabajando 10 hs/día cada una. El resultado fué un ciclo de 8 días, que permitió trabajar 70 hs/semana, en comparación con las 40 horas de turno simple. La utilización de este último concepto convencional, implica "una reducción teórica del 43%" en relación con los turnos rotativos 4-10's; también así llamados ("alternating or rolling 4-10's"). Esto supone que todas las actividades programadas pueden ser comprimidas en forma efectiva. La experiencia del proyecto River Bend indica una reducción real del 33%.

La utilización de esta técnica de trabajo, junto con una planificación simplificada y un sistema de control de programación, permitieron terminar la planta en 6 años desde primer hormigón estructural a la carga del combustible nuclear, lo que se estimó como un "notable éxito" en los EEUU (7).

Ulteriormente, la utilización de aquel sistema de trabajo proveyó otras ventajas adicionales, como la posibilidad de reclutar personal en un radio mucho mayor, dado los 4 días libres entre turnos, y con menos gente incorporada al área local, se produjo una minimización del impacto total en alojamiento, escuelas, etc. Inclusive, dado el excelente grado de aceptación del sistema, el ausentismo disminuyó de un 15 a 18% soportado por otros proyectos, al 4 a 5% (7).

Es digno de citarse un estudio, que llevó 20 meses, del Atomic Industrial Forum, el cual determinó que con diseños estandarizados, un paso de licencia y un cronograma de construcción de 6 años, y con una dirección (management) prudente, la enésima unidad en una familia de plantas podría ser construída en 1992 por 1186 U\$S/kW, en comparación con 2650 U\$S/kW para una planta de tamaño similar que logró la mejor experiencia de costo en 1985 y que demandó 11 años en ser completada.

La mayoría de los ahorros provendrían de los menores costos escalares y financieros asociados con un período de construcción más corto y del reparto de los costos de diseño entre varios compradores, aparte de ahorros suplementarios derivados de la estandarización.

Como vemos en estos 4 ejemplos de países líderes no sólo en la tecnología nuclear, se buscan soluciones imaginativas, desde meramente logísticas, hasta técnicamente sofisticadas, concentrando el esfuerzo en la disminución de los tiempos

de construcción, a fin de evitar la penalización que significan las demoras en obras como éstas altamente capital intensivas.

Naturalmente, ni mención existe en la literatura técnica de ningún caso de extensión de plazos debido a dificultades financieras, pues esto está fuera de toda racionalidad económica.

Si todo lo anterior permite demostrar el ingenio desplegado para acortar plazos, va de suyo que debe ser impensable incurrir en demoras por falta de financiamiento de las obras, por lo que es evidente que en la Argentina resulta imprescindible tomar decisiones definitivas cuando se resuelve la construcción de una CN, encarando las obras con determinación, a todos los niveles, una vez que la decisión ha sido tomada.

III - PUESTA FUERA DE SERVICIO DEFINITIVO DE CENTRALES NUCLEARES

La participación nuclear en la generación de electricidad aporta sus indudables ventajas técnicas, económicas y ambientales, pero adolece al mismo tiempo de problemas que deben ser analizados para su mejor consideración y solución.

Tal es el caso de la Puesta Fuera de Servicio Definitivo (PFSD) (decommissioning) de las CNs, contribuyente a los costos de generación, por lo que resulta preciso hacer una revisión del estado de situación internacional, en busca de una cuantificación aunque más no sea aproximada de los valores involucrados.

Hace 30 años Calder Hall hacía poco que había entrado en operación y las plantas Dresden 1 (BWR) y Yankee (PWR), prototipos de los LWR actuales, estaban aún en construcción.

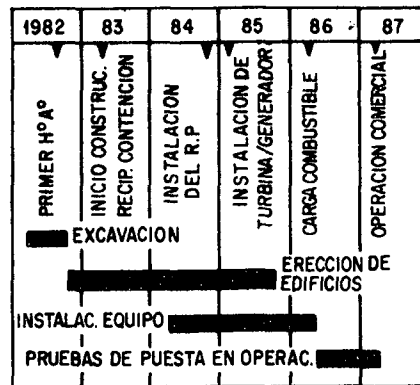
La Tabla 1 muestra el número de plantas por país, actualmente en servicio, que entraron en operación comercial entre 1955 y 1985, por década, con exclusión de las PFSD (9).

T A B L A 1

<u>País (1)</u>	<u>1955-1965</u>	<u>1966-1975</u>	<u>1976-1985</u>
Argentina		1	1
Bélgica		3	4
Brasil			1
Canadá		4	10
Corea			4
EEUU	2	49	37
España		3	5
Finlandia			4
Francia		6	34
Gran Bretaña	20	7	10
Holanda		2	
India		3	3
Italia	2		1
Japón		10	23
Pakistán		1	
R.F.Alemania (RFA)			14
Sud Africa			2
Suecia		4	8
Suiza		3	2
Taiwan			6
	24	96	169

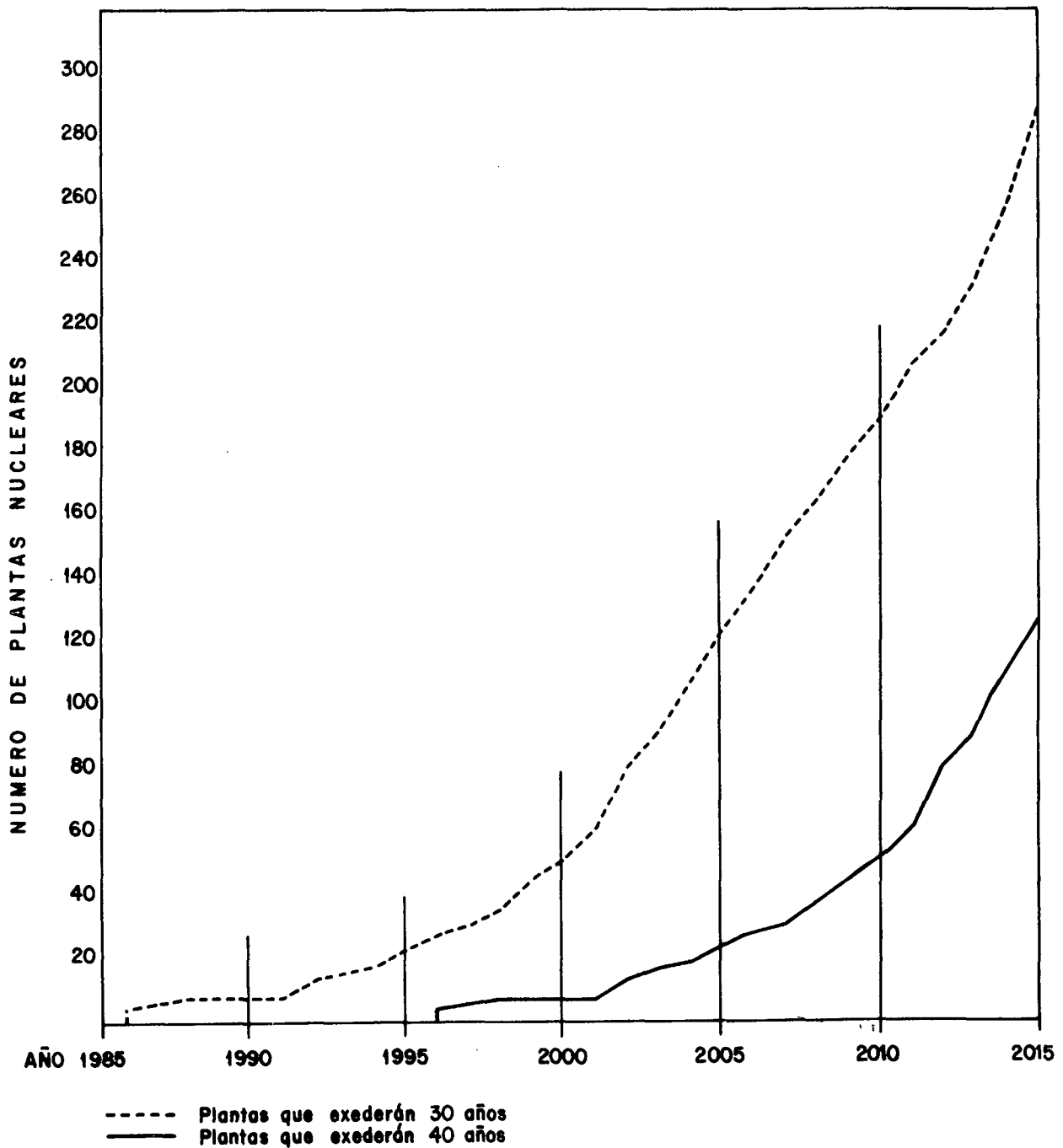
(1) Incluye sólo países WOCA (World Outside the Centrally-Planned Economies Area).

Fig. 3



TSURUGA 2: De primer Hº Aº a carga del combustible: 42,5 meses

Fig. 4



La mayoría de las plantas nucleares de primera generación que entraron en operación en la década 1955-1965, son pequeñas por los estándares actuales, y, por razones técnicas, no es probable que operen más allá de su período de licencia o de su vida útil de diseño (30 a 40 años).

La Fig. 4 (9) muestra el número de plantas en operación a fines de 1986 que excederán los 30 y 40 años de servicio comercial en los próximos años. La curva superior punteada indica el número de ellas que superarán los 30 años de operación, según el año indicado en abscisas, correspondiendo más de 50 plantas para el año 2000, casi 200 en el 2010 y aproximadamente 300 en el 2015. Estas cifras se reducen a 8, más de 50 y alrededor de 125, respectivamente, para 40 años de operación (curva inferior).

III.1 - EXTENSION DE LA VIDA UTIL DE LAS CNs.

Estas curvas muestran que habrá un fuerte incentivo para extender la actual vida útil de las CNs., por las enormes sumas involucradas de otro modo en atender a su sustitución.

De lo contrario, debe preverse que solamente en los EEUU serán sacados de servicio 50.000 MWe entre los años 2002 y 2008, lo que creará una importante demanda de capacidad de generación de reemplazo.

La vida útil de una CN puede definirse según tres criterios fundamentales: vida útil de diseño, período de licencia y vida útil económica. Esta última viene dada por su viabilidad económica comparada con otras fuentes alternativas de energía (10), en contraposición con el concepto tradicional de vida útil de una máquina, en cuanto el lapso para el cual esta genera al menor costo anual.

La vida útil de diseño se ha establecido generalmente en 40 años calendarios, con un factor de carga del 80%, o sea 32 años efectivos de plena potencia de operación (10).

Esta coincide en los EEUU con la vida de licencia, que se cuenta a partir de la fecha de emisión del permiso de construcción. Por consiguiente, una primera posibilidad en dicho país de extender la vida útil, es cambiar la fecha de inicio de las licencias, de la correspondiente al permiso de construcción a la de comienzo de operación, con lo que se ganan varios años, como ocurrió con la planta Calvert

Cliffs de la Baltimore Gas & Electric Co., la primera a la que se le concedió dicho permiso de cambio en 1982.

Sin embargo, el objeto de la extensión de la vida útil es ampliar ésta en 20 años o más.

Esto implicará, naturalmente, un programa planificado que deberá considerar elementos esenciales como (11):

- Nuevos métodos de registro, diseñados para el seguimiento de parámetros claves para la predicción de envejecimiento y lapso de vida.
- Evaluaciones específicas de planta de los sistemas y componentes mayores para determinar cómo están envejeciendo, la disponibilidad de partes de repuesto y qué reacondicionamientos serán necesarios.
- Programas de mantenimiento mejorados o aumentados para componentes críticos.
- Desarrollo de un "programa vivo" para permitir la implementación de reparaciones y reacondicionamientos relacionados con la extensión, durante paradas programadas.
- Gestiones relacionadas con un plan de extensión de licencia.

"Uno de los más esenciales requerimientos para un programa de extensión de la vida de una planta (nuclear), es el conocimiento confiable sobre el estado existente de la fatiga de los materiales de los mayores componentes de la isla nuclear y del balance de planta. Esta información es necesaria para optimizar los modos de operación de la planta con el propósito de extender tanto como sea posible la vida de servicio, como asimismo planificar el alcance y el tiempo de las inspecciones en servicio y de cualquier esfuerzo de reparación o reemplazo que pudiera ser necesario" (12).

Se puede monitorear en forma simple la fatiga de los materiales, contando los ciclos de carga que han ocurrido y comparándolos con los especificados. Sin embargo, con este procedimiento se puede sólo aproximar el grado real de fatiga que existe en ciertas áreas de un componente, especialmente cuando ocurren cargas transientes imprevistas, como las debidas a los ciclos térmicos.

Por ello, se han propuesto métodos locales y globales de análisis, mucho más exactos, para monitorear eventos on-line y transientes que ocurren durante la operación de una planta, y las tensiones estructurales resultantes inducidas por presión y cargas térmicas (12).

Asimismo, se utilizan modelos de envejecimiento y desgaste de componentes, técnicas de sistemas expertos (mediante el uso de software de diagnóstico conectado a sensores, para recomendar acciones correctivas a problemas potenciales), monitoreo

///

químico del agua para evaluación de la confiabilidad de los generadores de vapor, técnicas de monitoreo y diagnóstico conectadas con la integridad del recipiente de presión, simulación del envejecimiento de materiales, estudios probabilísticos de degradación (por modelado de la degradación por desgaste, fatiga, corrosión, etc. y desarrollo de las incertezas asociadas con ellas relativas a la falla), etc. (11).

Como el costo de break-even para una extensión de la vida útil de 20 años se estima en 800 millones de dólares, y un programa al respecto de Westinghouse cuesta menos de 250 MU\$S/kW, se considera que hay grandes ahorros a realizar en conexión con este tema.

Si se supone para una nueva construcción un costo de 3000 U\$S/kW, 350.000 U\$S/día por potencia de reemplazo y 50% para imprevistos, se podría justificar un gasto de 700 U\$S/kW para una extensión de 15 años, suponiendo conservadoramente hasta dos años de incremento de parada por sobre las salidas usuales de servicio, y hasta 900 U\$S/kW si el trabajo fuera hecho durante paradas normales (11).

Todo lo anterior muestra que si bien las CNs. son diseñadas y licenciadas para una vida útil de 40 años, existen excelentes perspectivas (10) de extensiones que pueden llegar a superar los 20 años (*), por lo que sería tal vez conveniente ir tomando las previsiones o recaudos necesarios en nuestras instalaciones, a fin de fundamentar debidamente posibles futuras extensiones de su vida útil.

III.2 - DIFERENTES ETAPAS DE LA PFSD DE CNs.

La designación PFSD no tiene un alcance único, pues implica en realidad diferentes posibilidades a seguir luego del cierre definitivo de un reactor.

En la Argentina, no hay ni habrá experiencia previsible ni aún en el mediano plazo en este campo, por lo que resulta útil indagar en la experiencia de otros países y efectuar un análisis de las expectativas y evaluaciones técnicas y económicas que este tema proyecta sobre el futuro de la actividad nuclear. Es una manera de prever la situación que nuestro país deberá afrontar cuando su estadio de desarrollo en el sector nuclear demande tomar decisiones de largo alcance en esta materia.

///

(*) NOTA: Lo anterior responde a algunas manifestaciones de que las CNs. tienen una muy corta vida.

En general, se considera que el proceso de PFSD comienza con el retiro final de los elementos combustibles y termina con la remoción completa de todo el equipamiento y estructuras hasta que el sitio queda liberado para acceso irrestricto.

La mayoría de la literatura considera 3 fases o etapas para categorizar los niveles de PFSD de una planta nuclear (9).

Etapas 1:

Esta comienza con el retiro del combustible nuclear, se drenan de líquidos (o gases) los sistemas del reactor y la mayor parte del equipamiento mecánico y eléctrico de la planta se saca de servicio en forma permanente. Se sellan las aberturas mecánicas del edificio de contención, controlándose la atmósfera interior.

Esta etapa es llamada usualmente de "mothballing" (poner en naftalina), porque sólo se intenta una pequeña remoción de equipamiento. Se controla el acceso a la zona reactor y se mantiene una vigilancia y monitoreo radiológico regular de los alrededores de la planta.

Esto requiere menos trabajo inicial, más baja exposición ocupacional y menores costos iniciales en comparación con una continuación del proceso de PFSD.

Etapas 2:

Esta incluye, luego del retiro del combustible nuclear, la remoción de todo el equipamiento y de algunos o todos los edificios, externos al blindaje biológico, dejando sólo la estructura del núcleo del reactor y su blindaje. El edificio de contención puede mantenerse intacto, como principal barrera al acceso, o puede ser descontaminado y removido, según se juzgue necesario por seguridad radiológica.

A continuación se procede a sepultar el recipiente de presión del reactor y su blindaje externo, con hormigón armado u otro material. Esta etapa se conoce con el nombre de "entombment".

En esta condición, puede reducirse mucho la actividad de la planta, incluyendo monitoreo, mantenimiento y otras actividades normales. Puede ser escogida como una opción para el almacenaje de largo plazo.

///.

Etapas 3:

Esta representa el desmantelamiento total y la remoción de la planta completa, incluyendo el recipiente de presión y sus partes internas, y la disposición de todos los materiales. El sitio puede así ser liberado para uso general e irrestricto.

Las tres etapas presentan diferentes ventajas y desventajas en términos de costos, exposición a la radiación, aceptabilidad política y social y de acatamiento a normas regulatorias.

A continuación analizaremos dos tipos de situaciones: la de los reactores que ya han sido puestos fuera de servicio en forma definitiva y la de los proyectos que están en vías o aguardando alcanzar su PFSD.

III.3 - PROYECTOS DE PUESTA FSD.

Hasta hoy ya han sido parcial o totalmente PFSD más de cien reactores en el mundo, de los cuales más de 60 corresponden a EEUU. La mayoría eran pequeñas unidades de investigación o de ensayos (MTR) como se aprecia en la Tabla 2 siguiente, que incluye solamente proyectos mayores o de interés, y que han sido llevados hasta una cierta etapa planificada de su PUESTA FSD.

T A B L A 2

<u>Reactor</u>	<u>Año PFSD</u>	<u>País</u>	<u>Tipo</u>	<u>Capacidad</u> (MWt Brutos) ¹	<u>Etapas</u>
Gentilly 1	1985	Canadá	CANDU	250(e)	1
EL 3	1986	Francia	HWR	18	2
<u>Pegase</u>	1978	Francia	MTR-LW	35	<u>3</u>
Chinon A1	1980	Francia	GCR	80(e)	1
<u>NS Otto Hahn</u>	1981	RFA	PWR	38	<u>3</u>
BONUS ²	1970	Puerto Rico	BWR	50	2
Agesta	1975	Suecia	PHWR	80(e)	1
<u>Lucens CNL</u>	1969	Suiza	GCHWR	30	<u>3</u>
BEPO	1968	G.Bretaña	Grafito	6(e)	2
CTVR ³	1968	EEUU	HWR	65	1
<u>Elk River</u>	1968	EEUU	BWR	58	<u>3</u>
Hallam	1968	EEUU	Grafito	256	2
Piqua	1969	EEUU	Orgánico	45	2
Pathfinder	1972	EEUU	BWR	190	1
Saxton	1973	EEUU	PWR	23	1
Fermi 1	1975	EEUU	FBR	200	1
Peach Bottom 1	1978	EEUU	GCR	115	1
<u>SRE⁴</u>	1982	EEUU	Grafito	30	<u>3</u>

¹Megawatts de capacidad térmica. (e) indica capacidad eléctrica.

²Boiling Nuclear Superheat Reactor.

³Carolina-Virginia Tube Reactor.

⁴Sodium Reactor Experimental Facility, California.

Se observa que sólo 6 alcanzaron la Etapa 3: El Pegase, que operó entre 1962 y 1975, fue completamente desmantelado dejando su edificio para almacenes; el reactor de propulsión del barco Otto Hahn fué desmantelado y sus partes internas puestas en almacenaje seguro, después de 10 años de operación; el Lucens, en Suiza, un reactor de agua pesada y refrigerado a gas, fue PFSD en 1969. Elk River, un reactor de 58 MWt y 22 MWe, que operó solo 4 años, de 1964 a 1968, fue completamente descontaminado, terminándose su desmantelamiento en 1974.

Como comentario a los reactores más grandes y que por lo tanto podrían aportar experiencia más próxima a la requerida para la PFSD de grandes unidades, cabe mencionar que Gentilly 1 comenzó operación comercial como prototipo en 1971 y operó intermitentemente hasta 1979, cuando la planta fué parada por reparaciones. En 1983 AECL decidió poner FSD a la unidad, sellando el edificio del reactor, llevándola a un "estado estacionario". Luego de haberse completado esta Etapa 1 en 1986, AECL anunció el diferimiento del desmantelamiento por lo menos por 50 años. El reactor de Hallam (256 MWt) en Nebraska, ha sido hasta ahora el más grande PFSD en EEUU, el que fue sepultado en cemento en 1969.

En relación a los reactores que están en vías o aguardando ser puestos fuera de servicio en forma definitiva, en la Tabla 3 se consignan algunos proyectos dignos de mención.

T A B L A 3

<u>Reactor</u>	<u>Año de iniciación</u>	<u>Año de cierre</u>	<u>País</u>	<u>Tipo</u>	<u>Capacidad (MWe brutos)¹</u>
<u>Douglas Point</u>	1968	1982	Canadá	CANDU	<u>235</u>
G1 Marcoule	1956	1975	Francia	GCR	46(t)
G2 Marcoule	1958	1980	Francia	GCR	45
G3 Marcoule	1959	1983	Francia	GCR	45
<u>Chinon A2</u>	1965	1984	Francia	GCR	<u>230</u>
EL-4	1966	1984	Francia	HWR	70
Rapsodie	1967	1982	Francia	FBR	40(t)
Karlsruhe	1965	1984	R.F.A.	PWR	58
<u>Gundremmingen</u>	1966	1977	R.F.A.	BWR	<u>250</u>
<u>Lingen</u>	1968	1976	R.F.A.	BWR	<u>256</u>
Niederaichbach	1972	1974	R.F.A.	HWGCR	100
Garigliano	1964	1978	Italia	BWR	160
JRR 3 ²	1962	1983	Japón	HWR	10(t)
JPDR ³	1963	1976	Japón	BWR	10
Windscale	1962	1981	G. Bretaña	AGR	33
Shippingport	1957	1982	EEUU	PWR	72
<u>Dresden 1</u>	1960	1978	EEUU	BWR	<u>210</u>
<u>Indian Point 1</u>	1962	1974	EEUU	PWR	<u>257</u>
Humboldt Bay	1963	1976	EEUU	BWR	65

¹ (t) indica capacidad térmica.

² Japan Research Reactor.

³ Japan Power Demonstration Reactor.

Se observa que unos pocos sobrepasan la potencia de 200 MWe, pequeña por los cánones actuales.

Douglas Point operó entre 1968 y 1982, habiendo comenzado su PFSD en 1985. Chinon A2 operó desde 1964 a 1985 no conociéndose los planes para su PFSD. Gundremmingen recibió recientemente su licencia para ser PFSD (13) estando programada la de Lingen. Dresden 1 e Indian Point 1 aguardan su PFSD.

///

El reactor japonés de demostración JPDR de 12.5 MWe, tipo BWR, comenzó a ser desmantelado el pasado 4 de diciembre, con fecha de finalización en 1993. Esto es visto como un modelo conveniente para el desmantelamiento futuro de reactores comerciales. Con él se ha iniciado un programa de desarrollo tecnológico para el desmantelamiento de reactores, para lo cual se ha iniciado un acuerdo de cooperación con UKAEA de Gran Bretaña y AECL de Canadá (14). Varias organizaciones y compañías, están desarrollando activamente las tecnologías necesarias, especialmente las que involucran robots. Se supone que las soluciones tecnológicas para manipular los materiales altamente radioactivos estarán disponibles en la segunda mitad de la década del 90, a tiempo para cuando los grandes reactores comerciales comiencen a ser PFSD.

Para Japón, un país densamente poblado y relativamente pequeño, es de vital importancia que las plantas nucleares sean exitosamente desmanteladas, así podrían usarse nuevamente los terrenos en los que éstas se asientan. Su primera planta comercial a desmantelar sería la antigua Tokai 1, dotada de un reactor tipo Magnox, lo que se llevará a cabo dentro de 10 años.

Los resultados de los estudios realizados en ese país demuestran que es conveniente efectuar los desmantelamientos luego de un período de inactividad o de espera (mothballing) de 5 a 10 años, para que la dosis de los obreros en los 3 o 4 años del trabajo de PFSD sea igual o menor a la del personal durante la operación de la planta. Luego de un período de 5 años, alrededor del 98% de los residuos tendrían una actividad de bajo o ultra bajo nivel (menor de 3.7 Bq.g^{-1} (10^{-4} Ci/ton)), consistente principalmente de hormigón, y el 2% restante de mayor actividad, de metal. El hormigón podría ser reusado para aglomerados, relleno de terrenos, etc (15).

El correlato en Gran Bretaña en cuanto a desarrollos, es la unidad de Windscale, un AGR de 33 MWe, para cuyo desmantelamiento se están poniendo a punto técnicas especiales de desmontaje de componentes (16).

En EEUU, Shippingport, PWR, 60 MWe netos, constituye el primer desmantelamiento en el mundo de una planta nuclear a escala comercial. Comenzó el 18/9/86 con el corte de las cañerías de conexión del presurizador, pieza de 40 ton, lo que constituyó el primer paso importante del desmantelado físico de dicha planta (17).

Sin embargo, está en uso una técnica que difícilmente sea repetida, particularmente para unidades comerciales. Esta consiste en la remoción y descontaminación del sistema externo y el levantamiento completo del recipiente del reactor, como una unidad, el que será enviado por barco a Hanford, Washington, donde existe un reservorio nuclear, lugar donde será enterrado intacto.

Por todo lo hasta aquí analizado puede concluirse que no existe aún experiencia real de ingeniería en el tema de la puesta fuera de servicio definitivo de las grandes unidades comerciales, pero que la multiplicidad de programas de desarrollo de tecnología y de proyectos en ejecución permiten ya tener un cuadro de situación y alentar el convencimiento de que el conocimiento y las técnicas estarán disponibles para cuando sean requeridas.

III.4 - PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PUESTA FSD

El principal inconveniente en el desmantelamiento de una planta nuclear está constituido por los significativos niveles de radiación existente en partes importantes de la isla nuclear. Su casi totalidad (99%), excluidos los elementos combustibles nucleares, proviene de la activación por neutrones de materiales del recipiente de presión y partes internas, del blindaje biológico, del sistema nuclear de generación de vapor y de la estructura de contención.

La radioactividad de los materiales se origina por *contaminación* o por *activación neutrónica*.

La contaminación proviene de la deposición superficial de sustancias radioactivas, mientras que la activación es el resultado del intenso campo neutrónico a que son sometidos los materiales, lo que crea isótopos radioactivos en algunos de los elementos que los constituyen.

Los aceros y sus aleaciones usadas en el recipiente de presión y con fines estructurales (blindajes, edificio de contención, etc.), contienen importantes cantidades de Co y Ni, cuyos isótopos ^{60}Co y ^{59}Ni , son dos de los principales productos que se forman por irradiación neutrónica.

La Fig. 5 muestra el decaimiento de algunos de los radioisótopos que se encuentran comúnmente en los materiales de una CN, como asimismo la curva de radioactividad residual total de la planta (18).

///

Fig. 5

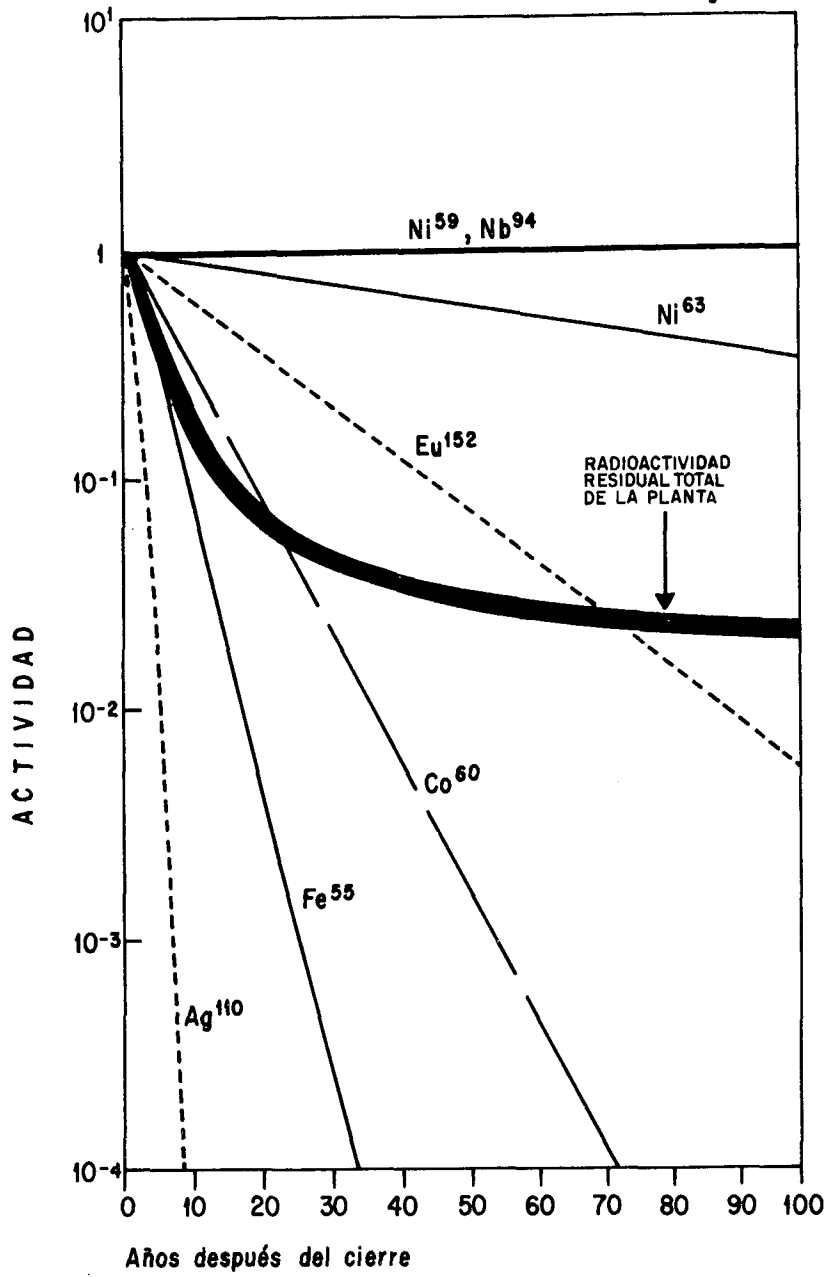
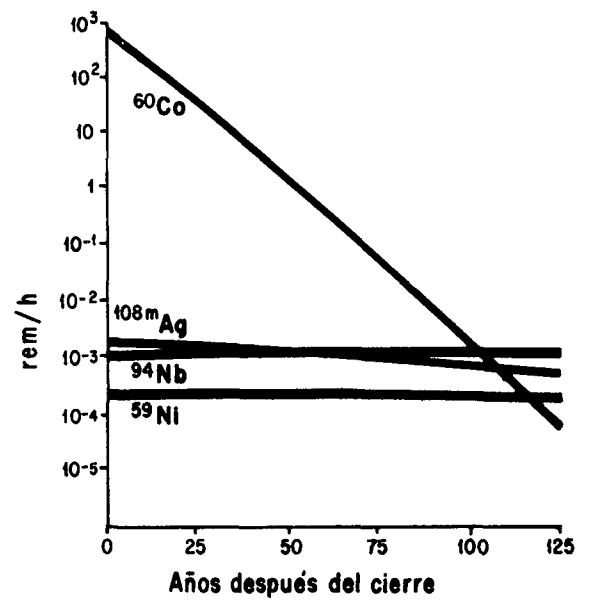


Fig. 6



Las siguientes son las características de los principales radioisótopos consignados:

T A B L A 4

<u>Radioisótopo</u>	<u>Emisor</u>	<u>Energía</u> (MeV)	<u>Vida media</u> (años)
^{59}Ni	$\epsilon; \beta^+$ (no γ)		7.5×10^4
^{94}Nb	β^- (γ)	0.5 (0.871/0.703)	2×10^4
^{63}Ni	β^- (no γ)	0.07	100
^{60}Co	β^- (γ)	0.3/1.5 (1.332/1.173)	5.272
^{55}Fe	Rayos X ¹ ϵ (no γ)	-	2.7

¹Emisión de rayos X siguiente a la captura electrónica (ϵ).

De acuerdo a una estimación de la NRC (Nuclear Regulatory Commission) 3 años después del cierre de un PWR de 1175 MWe la actividad cae a 50% de su valor inicial y al 2% luego de 100 años. En la curva de la Fig. 5 se observa que a los 10 años la radioactividad cae al 17%, luego de 15 años al 10%, a los 20 años al 6,9%, a los 30 años al 4,6% y a los 100 años al 2%, coincidiendo con la estimación anterior.

Debe destacarse que la actividad residual más significativa en el área reactor, se debe al ^{60}Co , elemento dominante en los 100 primeros años después del cierre definitivo de aquél, a pesar de que luego de 53 años su actividad se reduce al 1 por mil.

Esto se aprecia claramente en la Fig. 6, que muestra la variación de la dosis gamma superficial equivalente por hora en función del tiempo luego del cierre definitivo del reactor, debida al revestimiento (cladding) de acero inoxidable 304 del recipiente de presión, calculada suponiendo una concentración residual de 1000 ppm de Co, 100 ppm de Nb y 1 ppm de Ag (19). Después de los 100 años son importantes el ^{94}Nb y la ^{108m}Ag .

El estado fundamental de este último elemento no es importante pues decae (β^- , ϵ , β^+) con un período muy corto de 2,41 minutos, pero tiene un estado isomérico de 127 años de vida media, que decae por captura electrónica, estando presente radiaciones gamma de 0,614; 0,723 y 0,434 MeV.

Se hace notar (19) que "alrededor de 100 años luego del cierre las tasas de dosis...es probable que estén en unos pocos mremh^{-1} . Estos son niveles típicos para los cuales puede lograrse el acceso humano por períodos extensos, como mínimo para montar y mantener maquinaria de corte sin el costo y las complicaciones de una operación completa por control remoto".

Como la concentración de diferentes elementos en aceros, tales como el Co y el Nb, pueden variar por márgenes muy amplios, es importante señalar que se debe prestar una cuidadosa atención a las especificaciones de materiales, a fin de lograr una efectiva reducción de los niveles de Co, Nb y Ag en la fabricación de aquéllos, hasta que su impacto de dosis sea menor que la fuente irreducible de ^{59}Ni , cuyo Ni madre (^{58}Ni ; 68,27% abundancia natural) no puede ser removido del acero inoxidable.

La experiencia de PFSD de Windscale muestra que mientras los componentes de acero inoxidable son el 5% de la masa del reactor, dan origen a alrededor del 75% de radioactividad residual (16).

Por otra parte, en la búsqueda de materiales sustitutos, se ha tratado de reemplazar la Stellite 6 por aleaciones libres de Co, pues aquélla produce problemas no sólo para la PFSD, sino aún durante la operación, habiéndose propuesto el uso de Pantanax 25 (19).

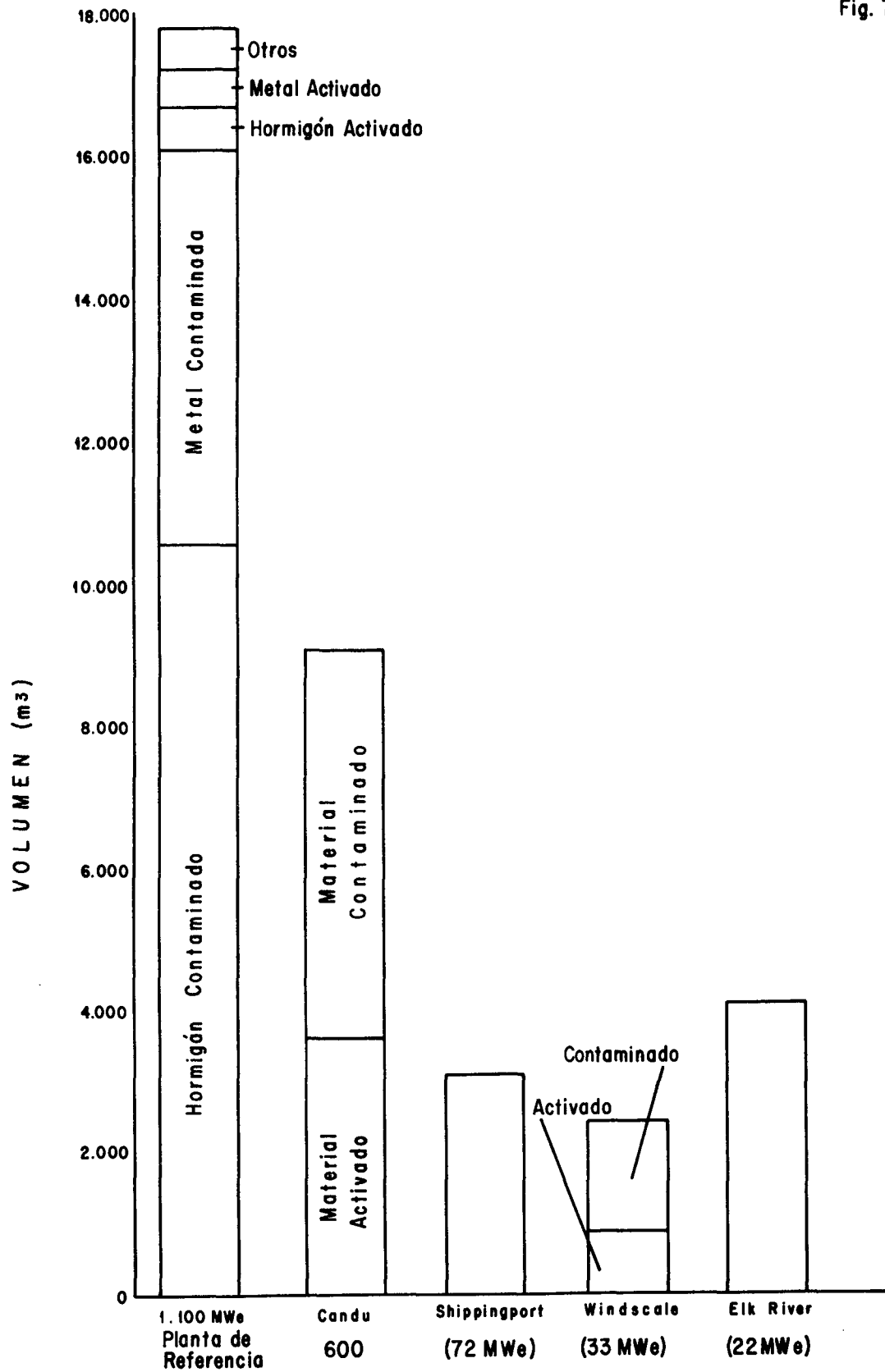
La adecuada elección de materiales redundará, además de en una operación con más bajos campos de radiación, en una PFSD futura menos peligrosa y más rápida y, por lo tanto, también, menos costosa.

III.5 - NIVEL DE RESIDUOS EN LA PFSD DE UNA CN

NRC, en 1978, estimó en la categoría de desechos de baja actividad, para un reactor PWR de 1100 MWe, la producción de un volumen de 16.000 m^3 de metal y hormigón contaminado superficialmente, casi 1200 m^3 de hormigón y metal activado y aproximadamente 600 m^3 de otros productos radioactivos. En la Fig. 7 (18) se pueden apreciar datos comparativos al respecto.

///

Fig. 7



Esto es equivalente, según la Nuclear Energy Agency, a aproximadamente el mismo orden de magnitud que los volúmenes generados en 25 años de la vida de un reactor (20). Otras estimaciones consignan 1,5 veces dicha cantidad (18).

Sin embargo, el Reactor Avanzado de Agua a Presión (APWR), que introduce varias innovaciones importantes de diseño, contempla una sustancial reducción de los volúmenes de desechos (de 200 barriles/año a 100 barriles/año), según la compañía Tokyo Electric Power.

Los desechos de nivel intermedio y de alto nivel de actividad provienen casi todos del recipiente de presión (RP) y de sus partes internas.

Se estima que menos del 7% del volumen total corresponderá a materiales activados (con origen en el RP, sus partes internas, el blindaje biológico y el sistema nuclear de generación de vapor), los que originarán casi toda la actividad residual de la planta (>98%) (18).

Esto implica que el material contaminado (bajo nivel de actividad) representará más del 90% del volumen total, contribuyendo, sin embargo, con sólo el 1% a la actividad total.

Esta situación constituye un fuerte incentivo para la aplicación, o el desarrollo, de técnicas de descontaminación superficial, con el objeto esencial de reducir los volúmenes de desechos.

Para este fin se aplican técnicas mecánicas y químicas, las que a su vez generan desechos fluidos, de partículas, humos y otros restos, que deben ser debidamente manejados y contenidos.

Para el desmantelamiento se usan y están en desarrollo diferentes técnicas que esencialmente consisten en distintos métodos de corte: mecánicos, térmicos, uso de lasers, explosivos direccionales altamente controlables, etc.

Para el desmantelamiento de las áreas centrales de alta radiación, en cambio, se requerirá el uso de sistemas remotos y de robots.

Existen distintas estrategias para encarar la PFSD de una planta nuclear, lo que da origen a las siguientes opciones (19):

- Opción 1: Completar las Etapas 1,2 y 3 como un proyecto continuo dentro de los 10 a 15 años de la parada definitiva.
- Opción 2: Completar las Etapas 1 y 2 dentro de los 7 a 10 años de la parada, pero diferir la etapa 3 por hasta 50 o más años.

///

- Opción 3: Completar la Etapa 1, pero diferir las Etapas 2 y 3 por hasta 50 o más años.

La decisión depende de muchos factores, entre los que se cuentan la integridad a largo plazo de los edificios y sistemas, la opinión pública y, naturalmente, los costos.

No puede dejarse el tema sin mencionar que un factor mayor en la PFSD será la determinación del nivel mínimo por debajo del cual un material puede considerarse no radioactivo. Dada la gran masa de desechos, pero de relativamente bajo contenido radioactivo, el nivel mínimo significará una considerable diferencia de volumen a depositar como desecho activo.

El límite corriente de la legislación británica para la liberación sin restricciones de desechos sólidos es de $0,37 \text{ Bq.g}^{-1}$. (10^{-5} Ci/ton).

Finalmente, debe mencionarse que la mayor parte de la tecnología para desmantelar plantas nucleares ya existe o está en vías de desarrollo.

III.6 - COSTOS ASOCIADOS A LA PUESTA FSD DE LAS CNs.

Hasta el presente ningún gran reactor comercial en el mundo ha sido completamente desmantelado. Ello, unido a incertezas en las estimaciones de costos debido a distintos diseños de las CNs, a dificultades en las evaluaciones de los costos futuros de la disposición de los desechos y de los correspondientes al desarrollo de técnicas remotas y de equipamiento especializado, a imprevisibilidad respecto a futuros cambios regulatorios, etc, ha conducido a una cierta dispersión de los valores posibles, a pesar de que muchos detalles y las fases involucradas son bien conocidas.

En la Fig. 8 se aprecian los resultados de los diferentes estudios realizados.

El Atomic Industrial Forum (AIF) publicó en 1983 su evaluación de los costos para el desmantelamiento inmediato (esto implica siempre una espera de 5 a 15 años) de grandes reactores PWR y BWR, con promedios de 54 y 65 millones de dólares (MU\$S), respectivamente, perdiendo las proyecciones de máxima y mínima (102-24 y 122-29) de los costos laborales considerados, configuración y tamaño de la planta, inclusión o exclusión del combustible quemado en el proceso, costos del transporte de los desechos, etc.

Un estudio realizado por el Battelle Pacific Northwest Laboratory por encargo de la NRC, actualizado a 1984, arrojó una estimación de costos, para el desmantelamiento inmediato hasta la Etapa 3 de reactores de referencia PWR y BWR suponiendo un 25% de imprevistos, de 104 MU\$S (89 U\$S/kW) para una situación genérica de un PWR, y de 140 MU\$S (119 U\$S/kW) para el caso de un sitio específico, y de 133 MU\$S (115 U\$S/kW) genéricamente para el BWR.

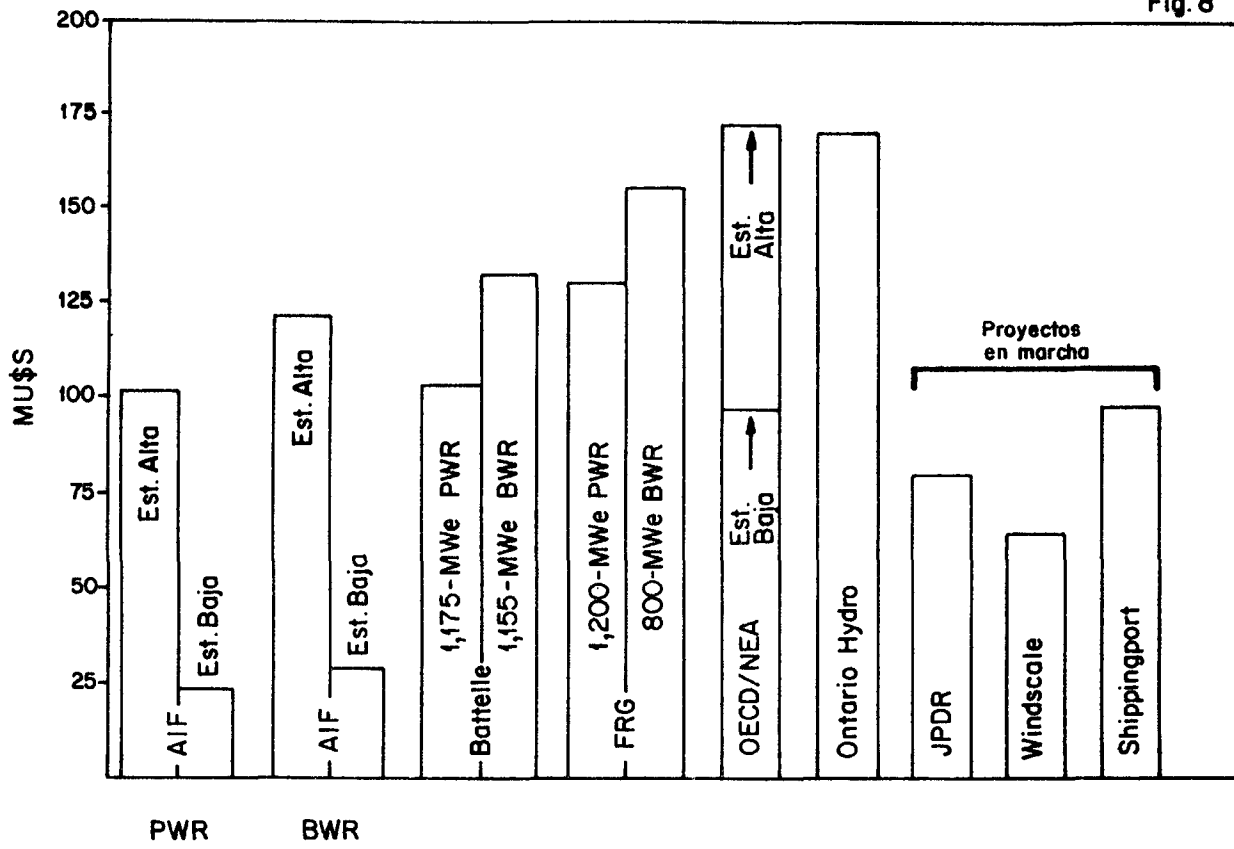
La Association of German Electric Power Utilities y el Swedish Nuclear Power Inspectorate estiman los costos de PFSD de grandes PWR, en 130 y 126 MU\$S (1984), respectivamente (108 U\$S/kW).

Un estudio de la Nuclear Energy Agency de la OECD, estima, para el desmantelamiento inmediato de un LWR de 1300 MWe, un costo de mínima de 97 MU\$S y uno de máximo de 171 MU\$S (132 U\$S/kW).

Ontario Hydro estimó un costo de 170 MU\$S (1980) (330 U\$S/kW) para el desmantelamiento inmediato de su planta de Pickering 1, un CANDU de 515 MWe, el que incluye un 10% para imprevistos, pero excluye la disposición del combustible quemado.

Estudios realizados en Japón estiman un costo, para el desmantelamiento de una planta de 1100 MWe, de alrededor de 150 MU\$S (1984), luego de un período de espera de 5 años (136 U\$S/kW) (15)(21).

Fig. 8



Otros estudios efectuados en Gran Bretaña estiman costos de desmantelamiento del 10 al 20% del costo de construcción para grandes reactores comerciales PWR, excluyendo los pequeños reactores (16)(22).

Se observa que las evaluaciones corrientes para la PFSD de grandes reactores comerciales varía entre los 100 y 175 MU\$S.

Un relativamente reciente estudio de la Nuclear Energy Agency (OECD) considera tres estrategias para la PFSD, consignadas en la Tabla 5, la cual incluye las estimaciones de los costos totales, sin descuento, para dichas alternativas (MU\$S 1984) (20).

T A B L A 5

Estrategia	Canadá	R.F.Alemania		Finlandia		Suecia		EEUU	
	HWR	PWR	BWR	PWR	BWR	PWR	BWR	PWR	BWR
Etapa 3 inmediatamente	145	119	173	105	-	107	140	97	113
Etapa 1/30 años espera/Etapa 3	117	121	181	-	126	-	-	121	141
Etapa 2/100 años espera/Etapa 3	-	-	-	-	-	-	-	158	186

Las estimaciones de costos están basadas en experiencias previas para la PFSD de pequeñas facilidades nucleares, en los costos de mantenimiento y de reemplazo de componentes en grandes CNs. y en trabajos similares no nucleares. Están normalizadas para una unidad de 1300 MWe e incluyen un 25% para imprevistos. Su rango de variación es de 97 a 186 MU\$S.

"En principio, el costo de desmantelamiento disminuye si se demora la etapa final de 30 a 100 años para permitir el decaimiento de la radiación. Sin embargo, en términos absolutos los ahorros son en gran medida neutralizados por los incrementos de costos debidos al trabajo adicional para alcanzar la Etapa 1 o 2, más el costo de un cierto nivel de vigilancia" (20).

Se observa que para Canadá (HWR) el estudio arroja un valor de 112 U\$S/kW y para un PWR de la R.F. de Alemania 92 U\$S/kW.

La Tabla 6 muestra los fondos estimados que se requerirían para la PFSD en el año de cierre del reactor, si se pudiera obtener subsiguientemente un 5% de interés real (por sobre la inflación) sobre los fondos, hasta que éstos fueran necesarios.

///

T A B L A 6

<u>Estrategia</u>	<u>Canadá</u>	<u>R.F. Alemania</u>		<u>Finlandia</u>		<u>Suecia</u>		<u>EEUU</u>	
	<u>HWR</u>	<u>PWR</u>	<u>BWR</u>	<u>PWR</u>	<u>BWR</u>	<u>PWR</u>	<u>BWR</u>	<u>PWR</u>	<u>BWR</u>
Etapa 3 inmediatamente	129	105	153	93	-	95	124	86	100
Etapa 1/30 años espera/Etapa 3	29	30	44	-	29	-	-	41	49
Etapa 2/100 años espera/Etapa 3	-	-	-	-	-	-	-	56	68

El efecto del descuento sobre los costos, es que en todos los casos es económicamente preferible una PFSD con una Etapa 3 demorada, que un desmantelamiento inmediato.

Cabe mencionar aquí que "sobre bases éticas más que económicas, se argumenta a veces que la generación presente asigna demasiado poca importancia al bienestar de generaciones futuras y que deberían emplearse tasas de descuento muy bajas, o aún cero, en los trabajos de evaluación"(23).

El UK National Radiological Protection Board, en su examen de asignación de costos a los detrimentos de la salud en la optimización de la protección radiológica, ha optado por recomendar el uso de una tasa social preferencial anual del 0 al 3% para descontar el detrimento público, y una tasa comercial para el detrimento ocupacional del 5%/año. Esta distinción parece estar basada en el concepto de que cualquier detrimento al público es un costo social más que financiero, mientras que los trabajadores están recompensados a través de sus salarios por cualquier riesgo en que puedan incurrir (23).

Estos serían los fundamentos de la tasa de descuento del 5% utilizada.

A fin de evaluar "el impacto de los costos de la PFSD en los consumidores, se realizaron cálculos del recargo constante necesario por kWh de generación, para reunir los fondos necesarios, sobre una vida útil supuesta de la planta de 25 años". Distribuidos los costos sobre la producción eléctrica generada durante la vida útil de la planta, se estimó que como máximo contribuyen con un 1.5% a los costos totales de generación, suponiendo una vida útil del reactor de 25 años, un 73% de factor de carga promedio y un 5% anual de tasa de descuento. Así, los costos de PFSD tienen un muy bajo impacto en los costos de generación de electricidad de una CN comercial grande (20).

IV - CONCLUSIONES

Dado que las centrales nucleares son instalaciones capital intensivas, se realizan denodados esfuerzos en el mundo a fin de bajar los costos de construcción, a través de la estandarización, de la construcción de varias unidades en tandas o en el mismo sitio, de la mejora de los procedimientos de construcción o de la introducción de nuevas técnicas, del uso de esquemas novedosos en el manejo de proyectos, etc. Pero una componente esencial de todos ellos es la abreviación de los tiempos de construcción, por la gravitante incidencia que éstos tienen sobre los costos finales de las obras.

En tal sentido merece citarse los tiempos logrados en Francia, con 5 años y 5 meses como período promedio constructivo para una serie de 32 CNs, desde primer hormigón de la isla nuclear a 1ra. criticidad, o el caso de Japón, que logró un tiempo record de 3 años y 6 1/2 meses para la construcción de una planta de 1160 MWe, desde primer hormigón a la carga del combustible nuclear.

Se puede observar en el análisis de casos, que se buscan soluciones imaginativas, desde meramente logísticas, hasta técnicamente sofisticadas, concentrando el esfuerzo en la disminución de los tiempos de construcción, a fin de evitar la penalización económica que significa para esta tecnología, las demoras en obras.

Si todo lo analizado permite demostrar el ingenio desplegado para acortar plazos, va de suyo que debe estar fuera de toda consideración incurrir en demoras por falta de financiamiento de este tipo de obras, por lo que es evidente que en la Argentina resulta imperativo tomar decisiones definitivas cuando se resuelve la construcción de una central nuclear, encarando las obras con determinación, a todos los niveles, una vez que la decisión ha sido tomada.

Dado el alto valor de las centrales nucleares y su capacidad de generación con altos factores de carga, habrá un fuerte incentivo al finalizar su período de licencia para extender su vida útil, a fin de maximizar el retorno de la inversión realizada, especialmente pues para entonces ésta se encontrará totalmente amortizada, lo que se verá reforzado por las enormes sumas que de otro modo serán necesarias para hacer frente a la demanda de generación de reemplazo, la que puede estimarse en decenas de miles de MWe para dentro de algo más de una década. Esta extensión de la vida disminuirá, por consiguiente, los requerimientos asociados a la Puesta Fuera de Servicio Definitivo de estas instalaciones.

Naturalmente, tal posibilidad dependerá en esa oportunidad de su viabilidad económica en la comparación con otras fuentes alternativas de energía, y de la relación retorno/inversión con respecto a los reacondicionamientos y reemplazos de componentes que se requerirán con ese fin.

"Uno de los más esenciales requerimientos para un programa de extensión de la vida de una planta (nuclear), es el conocimiento confiable sobre el estado existente de la fatiga de los materiales de los mayores componentes de la isla nuclear y del balance de planta". Para ello, se han ideado distintas metodologías que involucran el uso de variadas técnicas de monitoreo y diagnóstico, modelos de envejecimiento y desgaste de componentes, estudios probabilísticos de degradación de materiales, etc.

Todo lo anterior señala que si bien las centrales nucleares son diseñadas y licenciadas para una vida útil de 40 años, existen excelentes perspectivas de extensiones que pueden llegar a superar los 20 años, por lo que sería tal vez conveniente ir tomando las previsiones o recaudos necesarios en nuestras instalaciones, a fin de fundamentar debidamente posibles futuras extensiones de su vida útil.

La participación nuclear en la generación de electricidad aporta sus indudables ventajas técnicas, económicas y ambientales, pero adolece al mismo tiempo de problemas que deben ser analizados para su mejor consideración y solución.

Tal es el caso de la Puesta Fuera de Servicio Definitivo de las centrales nucleares, la cual involucra 3 etapas sucesivas que categorizan los niveles a que ha sido llevada dicha actividad.

El principal inconveniente en el desmantelamiento de una planta nuclear está constituido por los significativos niveles de radiación existente en partes importantes de la isla nuclear.

La radioactividad de los materiales se origina por contaminación o por activación neutrónica.

Su casi totalidad (99%), excluidos los elementos combustibles nucleares, proviene de la activación por neutrones de materiales del recipiente de presión y partes internas, del blindaje biológico, del sistema nuclear de generación de vapor y de la estructura de contención.

///

Los aceros y sus aleaciones usadas en el recipiente de presión y con fines estructurales (blindajes, edificio de contención, etc), contienen importantes cantidades de Co y Ni, cuyos isótopos ^{60}Co y ^{59}Ni , son dos de los principales productos que se forman por irradiación neutrónica, siendo la del ^{60}Co la actividad residual más significativa en el área del reactor, constituyéndose en el elemento dominante en los 100 primeros años después del cierre definitivo de aquél, a pesar de que luego de 53 años su actividad se reduce al 1 por mil.

Como la concentración de diferentes elementos en aceros puede variar por márgenes muy amplios, es importante señalar que se debe prestar una cuidadosa atención a las especificaciones de materiales, a fin de lograr una efectiva reducción de los niveles de Co, Nb y Ag en la fabricación de aquéllos, hasta que su impacto de dosis sea menor que la fuente irreducible de ^{59}Ni , cuyo Ni madre (^{58}Ni ; 68,27% abundancia natural) no puede ser removido del acero inoxidable.

En el proceso de Puesta Fuera de Servicio Definitivo se producen importantes volúmenes de desechos, del orden de 18000 m^3 para un reactor PWR de 1100 MWe, de los cuales aproximadamente el 90% corresponden a los de baja actividad, y menos del 7% a desechos de actividad intermedia y de alta actividad los que, sin embargo, originan la casi totalidad de la actividad residual de la planta.

Existen diferentes estrategias para encarar esta actividad, pero todas parten de un período de espera del orden de los 10 años luego del cierre definitivo del reactor.

Para un desmantelamiento inmediato, con la salvedad anterior, las estimaciones de costos oscilan entre los 100 y los 200 MU\$S para grandes unidades LWR, con estimaciones entre 100 y 150 U\$/kW, que, con el tratamiento de desechos, implicarían alrededor del 10% del costo inicial, en la mayoría de las evaluaciones.

En un reciente estudio de la Nuclear Energy Agency (OECD) se llega a valores significativamente más bajos para un período de espera (mothballing) de 30 años, si se incluye una tasa de descuento del 5%. Igualmente, se estimó que el impacto sobre los costos de generación, para cubrir los montos requeridos, con un recargo constante durante la vida útil de una planta, alcanza sólo al 1.5% de los costos totales de generación.

///

Por todo lo analizado en el texto puede concluirse que no existe aún experiencia real de ingeniería en el tema de la Puesta Fuera de Servicio Definitivo de las grandes unidades comerciales, pero que la multiplicidad de programas de desarrollo de tecnología y de proyectos en ejecución permiten ya tener un cuadro de situación, debiendo mencionarse que la mayor parte de las tecnologías para desmantelar plantas nucleares ya existe o está en vías de desarrollo.

No puede dejar de señalarse que un factor mayor en la PFSD será la determinación del nivel mínimo por debajo del cual un material puede considerarse no radioactivo. Dada la gran masa de desechos, pero de relativamente bajo contenido radioactivo, el nivel mínimo significará una considerable diferencia de volumen a depositar como desecho activo.

Debe mencionarse, igualmente, que en la actualidad sólo se hacen previsiones en los repositorios para la disposición de los desechos de alta actividad derivados del reprocesamiento de los elementos combustibles quemados, pero que no se prevén facilidades para los sustanciales volúmenes de baja, media y alta actividad provenientes de aun sólo una planta comercial en su Puesta Fuera de Servicio Definitivo.

En la Argentina, no hay ni habrá experiencia previsible ni aun en el mediano plazo en este campo, por lo que resulta útil indagar en la experiencia de otros países y efectuar un análisis de las expectativas y evaluaciones técnicas y económicas que este tema proyecta sobre el futuro de la actividad nuclear. Es una manera de prever la situación que nuestro país deberá afrontar cuando su estadio de desarrollo en el sector nuclear demande tomar decisiones de largo alcance en esta materia.

Igualmente, una información objetiva permite que los diferentes sectores de la sociedad tengan un conocimiento adecuado de esta problemática, posibilitando la formación de una opinión ecuaníme, y aventando el manejo parcial (por desconocimiento) o aun malintencionado del tema, con consecuencias desfavorables en una opinión pública desinformada.

Esto originaría una situación seria, pues difícilmente en forma previsible pueda la humanidad prescindir de este recurso energético para su desarrollo y bienestar futuro.

REFERENCIAS

- (1) Nucl. Energy, 26, N° 1, 5 (1987).
- (2) Nucl. Engineering Intl., 31, N° 384, 42 (1986).
- (3) Ibid, 28 y 43 (1986).
- (4) Nucl. Eng. Intl., 27, N° 331, 13 (1982).
- (5) Nucl. Eng. Intl., 29, N° 352, 27 (1984).
- (6) Nucl. Eng. Intl., 32, N° 391, 9 (1987).
- (7) Nucl. Eng. Intl., 31, N° 384, 45 (1986).
- (8) Nucl. Eng. Intl., 32, N° 390, 11 (1987).
- (9) NUEXCO, N° 226, 23 (Junio 1987).
- (10) Nucl. Eng. Intl., 31, N° 389, 32 (1986).
- (11) Ibid, 34 (1986).
- (12) Nucl. Eng. Intl., 32, N° 391, 45 (1987).
- (13) Nucl. Eng. Intl., 32, N° 390, 5 (1987).
- (14) Nucl. Eng. Intl., 32, N° 391, 10 (1987).
- (15) Nucl. Eng. Intl., 31, N° 379, 22 (1986).
- (16) Nucl. Energy 26, N° 1, 15 (1987).
- Nucl. Eng. Intl. 32, N° 392, 39 (1987).
- (17) Nucl. Eng. Intl. 31, N° 379, 14 (1986).
- (18) NUEXCO, N° 227, 27 (Julio 1987).
- (19) Nucl. Eng. Intl. 29, N° 358, 15 (1984).
- (20) Nucl. Eng. Intl. 32, N° 392, 42 (1987).
- (21) Nuclear Energy 26, N° 2, 59 (1987).
- (22) ATOM, 364, 14 (1987).
- (23) ATOM, 338, 8 (1984).

F i g u r a s

Fig. 1: Serie de 32 CN de 900 MWe: tiempos desde el primer hormigón de la isla nuclear hasta la disponibilidad de la grúa polar (a la izquierda) y desde ésta a la prueba hidráulica del circuito primario (a la derecha).

Fig. 2: Idem anterior: tiempos desde prueba hidráulica a primera criticidad.

Fig. 3: Diagrama de barras correspondiente a la construcción de Tsuruga 2.

Fig. 4: Número de plantas en operación a fines de 1986 que excederán los 30 y 40 años de servicio comercial, en los años indicados en abscisas.

Fig. 5: Decaimiento de algunos radioisótopos comúnmente encontrados en una CN y curva de radioactividad residual total de la planta.

Fig. 6: Variación de la dosis superficial equivalente horaria debida al cladding del RP, en rem/h, en función del tiempo luego del cierre definitivo del reactor.

Fig. 7: Volúmenes estimados de desechos de bajo nivel de actividad (PFSD).

Fig. 8: Costos estimados en algunos casos para la PFSD de CN.