

INSPECCIÓN EN SERVICIO DE TUBERÍAS INFORMADA POR EL RIESGO: Aplicación a la Central Nuclear de Ascó

J.L. LÓPEZ - L. ULLOA

La aplicación de la metodología de Inspección en Servicio de Tuberías Informada por el Riesgo (RI-ISI) a las tuberías de Clase 1 (Código ASME) de la Central Nuclear Ascó I ha mostrado que es posible conseguir una reducción importante (72%) en el número de elementos estructurales (soldaduras) a inspeccionar. La metodología aplicada, desarrollada por Westinghouse para su Grupo de Propietarios (WOG) dentro del marco del Caso del Código ASME N-577, permite un ahorro considerable en los costes de operación y mantenimiento, así como en la exposición a la radiación asociada con la inspección de las tuberías de las centrales nucleares, a la vez que se mantiene o se mejora el nivel de seguridad de la central.

The application of the Risk-Informed InService Inspection methodology to Ascó I NPP ASME Code Class 1 piping has shown that it is possible to achieve a significant reduction (72%) in the number of structural elements (welds) to be inspected. The methodology applied, developed by Westinghouse for its Owners Group (WOG) within the framework of ASME Code Case N-577, allows considerable savings in the operation and maintenance costs, as well as in radiation exposure associated with piping inspection at nuclear power plants, while the plant safety level is either maintained or improved.

INTRODUCCIÓN

La Inspección En Servicio (ISI) de tuberías desempeña un papel fundamental en la prevención y consiguiente reducción de fallos estructurales. El objetivo de la ISI es identificar condiciones, tales como indicaciones de defectos, que sean precursores de fugas y roturas, que violarían el principio de integridad de la barrera de presión y, por tanto, comprometerían la seguridad de la central. Todos los aspectos de la inspección, incluyendo donde, cuando y como se inspecciona afecta a los beneficios de la inspección, cuyo fin último es la mejora de la fiabilidad estructural del componente. Las inspecciones se realizan actualmente en base a la normativa aplicable, que para

componentes de centrales nucleares está contenida en el Código de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society of Mechanical Engineers – ASME). La mayoría de los requisitos de inspección están basados en experiencia pasada y juicio de ingeniería, y sólo consideran implícitamente la información del riesgo, tal como la probabilidad de fallo y los efectos de las consecuencias para las condiciones específicas de los materiales, operación y cargas aplicables.

En las últimas dos décadas, la tecnología para la evaluación del riesgo de sistemas y componentes ha evolucionado considerablemente, conjuntamente con los avances en las técnicas de inspección y los métodos para la evaluación de la fiabilidad estructural de los componentes y los resultados de la inspección. De hecho, todas las centrales nucleares han tenido que realizar un Análisis Probabilístico de Seguridad (APS) para determinar la vulnerabilidad de las centrales frente a accidentes severos, tales como daños al núcleo y grandes emisiones tempranas de contención. Estos avances tecnológicos proporcionan la capacidad de definir programas de inspección basados en estimaciones cuantitativas de los riesgos asociados al fallo del componente, considerando asimismo los costes asociados a la inspección y posibles fallos. Tanto la probabilidad como las consecuencias forman parte de la evaluación del riesgo, pudiéndose formular programas basados en la gestión de estos riesgos y costes asociados.

En 1997, el ASME aprobó el Caso del Código N-577 "Risk Informed Requirements for Class 1, 2 and 3 Piping, Method A, Section XI, Division 1". Posteriormente, el Grupo de Propietarios de Centrales Westinghouse (Westinghouse Owners Group – WOG) realizó una aplicación detallada del proceso RI-ISI (Risk Informed – InService Inspection), que ha recibido aprobación por parte de la Comisión Reguladora Americana (Nuclear Regulatory Commission – NRC).

Por otra parte, en España, un grupo de trabajo, formado por personal del CSN y UNESA, ha desarrollado una guía para la realización de programas RI-ISI. En Mayo de 1999, el grupo de trabajo CSN/UNESA seleccionó la central Ascó I como central piloto del tipo PWR para programas RI-ISI.

La Inspección En Servicio de tuberías de la central Ascó I se realiza actualmente de acuerdo con los requisitos de la Sección XI del Código ASME, Revisión 1989, según lo establecido en 10CFR50.55a.

El objetivo de este artículo es describir el programa de inspección en servicio de tuberías informada por el riesgo desarrollado para su aplicación a las tuberías de Clase 1 de la central nuclear Ascó I.

PROCESO APLICADO

El proceso utilizado para desarrollar el programa RI-ISI aplicado incluye los siguientes pasos:

Tabla 1
Sistemas Seleccionados y Definición de Segmentos

Sistema	APS	Sección XI	Nº de Segmentos
RCS – Refrigerante del Reactor	Sí	Sí	57
CVCS – Control Químico y de Volumen	Sí	Sí	15
RHR – Evacuación de Calor Residual	Sí	Sí	11
SIS – Inyección de Seguridad	Sí	Sí	19
Total			102

- Definición del Alcance
- Definición de Segmentos
- Identificación de las Consecuencias
- Valoración de la Potencialidad de Fallo
- Evaluación del Riesgo
- Toma Integrada de Decisiones: Clasificación por el Panel de Expertos
- Programa de Inspección
- Cambios en el Riesgo

Definición del Alcance

El alcance de este programa está limitado a las tuberías de Clase 1. Se han listado en la Tabla 1 los sistemas de tuberías de Clase 1 que se han incluido en el programa de inspección en servicio informado por el riesgo. Los límites de las tuberías de Clase 1 incluyen el sistema del refrigerante del reactor y sistemas conectados al mismo hasta la segunda válvula de aislamiento.

Definición de Segmentos

Una vez definidos los sistemas a incluir en el programa, se han dividido las tuberías de estos sistemas en segmentos, de forma que un fallo en cualquier punto del segmento produce las mismas consecuencias (p.ej. pérdida del caudal de bombeo a una línea de inyección).

Se han definido 102 segmentos en las tuberías de Clase 1 de la central de Ascó, desglosados por sistemas según se indica en la Tabla 1.

Identificación de las Consecuencias

Los posibles modos de fallo de un segmento son: fuga pequeña, fuga que inhabilita un sistema (fuga grande) y rotura. Estos modos de fallo producen efectos directos e indirectos.

Los efectos directos considerados, obtenidos del APS, fueron: suceso iniciador (LOCA o disparo del reactor), pérdida de la función de un tren o sistema, pérdida de la función de varios trenes o sistemas y combinaciones de los anteriores.

Los efectos indirectos son los daños o fallos de otros equipos/trenes o sistemas producidos por efecto chorro, inundaciones o efecto látigo. Se realizó un estudio de las bases de licenciamiento de Ascó (EFS de Ascó I y documentación soporte) para determinar el impacto potencial de los efectos indirectos de fugas o roturas de tuberías dentro de contención para las tuberías de Clase 1. Como resultado del estudio, se concluyó que la estructura de contención y los componentes relacionados con la seguridad dentro de contención están protegidos adecuadamente contra fallos de tuberías, de forma que los efectos de

los fallos de tuberías están limitados a los efectos directos.

Valoración de la Potencialidad de Fallo

El primer paso consistió en identificar el(los) mecanismo(s) de fallo del segmento objeto de análisis. Los tres mecanismos de fallo presentes en los segmentos de Clase 1 son: fatiga térmica, estratificación térmica y vibraciones. Existe un programa de inspección aumentada específico para la estratificación térmica. Las localizaciones a inspeccionar, los métodos y los intervalos de este programa de estratificación térmica no se ven modificados por el programa RI-ISI.

A continuación, el equipo de ingeniería responsable de esta evaluación determinó los datos específicos de cada segmento (materiales, datos de diseño, existencia de defectos reportables, historial operativo) y determinó la probabilidad de fallo utilizando el programa de Westinghouse "Structural Reliability and Risk Assessment" (SRRA). Este programa funciona en un ordenador personal utilizando una entrada de datos simplificada y ha sido validado comparándolo con programas mas complejos.

En la Tabla 2 se recopilan, para cada uno de los mecanismos postulados de fallo en las tuberías, los valores máximo y mínimo obtenidos en los cálculos de probabilidad de fuga pequeña de los segmentos, así como los sistemas afectados en cada caso.

Tabla 2
Estimaciones de Probabilidades de Fallo (sin ISI)

Mecanismo de Fallo	Rango de la Probabilidad de Fallo (Probabilidad Fuga Pequeña @ 40 años, no ISI)	Sistemas Susceptibles
Fatiga Térmica	1.0E-07 – 2.2E-04	RCS, CVCS, RHR, SIS
Estratificación Térmica	4.7E-06 – 3.1E-03	RCS, RHR, SIS
Fatiga por Vibraciones	5.9E-05 – 1.7E-03	RCS, CVCS

Tabla 3
Número de Segmentos y Contribución al Riesgo debido a Tuberías, por Sistemas (A Potencia, sin ISI)

Sistema	Número de Segmentos	FDN Sin Acción del Operador (/año)	LERF Sin Acción del Operador (/año)
10 – RCS	57	1.21E-05	5.37E-08
11- CVCS	15	5.55E-07	1.82E-09
14 – RHR	11	1.36E-06	4.50E-09
15 – SIS	19	1.16E-06	7.67E-09
TOTAL	102	1.52E-05	6.77E-08

Tabla 4
Clasificación de los Segmentos de Tuberías

Segmentos con Alta Probabilidad de Fallo (HFI)	CVCS: 6 segmentos RHRS: 3 " "	RCS: 18 segmentos CVCS: 3 " " RHRS: 5 " " SIS: 1 " "
	Región 3 (9 segmentos)	Región 1 (27 segmentos)
Segmentos con Baja Probabilidad de Fallo (LFI)	RCS: 21 segmentos CVCS: 3 " " RHRS: 3 " " SIS: 15 " "	RCS: 18 segmentos CVCS: 3 " " SIS: 3 " "
	Región 4 (42 segmentos)	Región 2 (24 segmentos)
Segmentos Poco Importantes para la Seguridad (LSS)		Segmentos Importantes para la Seguridad (HSS)

Tabla 5
Comparación de FDN/LERF entre el Programa Actual de la Sección XI y el Programa ISI Informado por el Riesgo y los Sistemas que Contribuyeron de Forma Significativa al Cambio

Caso (Sistemas que Contribuyeron al Cambio en el Riesgo)	FDN/LERF de Tuberías Sección XI Actual	FDN/LERF de Tuberías Informado por el Riesgo
FDN Sin Acción del Operador (RCS, CVCS, RHR, SI)	6.05E-06	5.83E-06
LERF Sin Acción del Operador (RCS, CVCS, RHR, SI)	2.53E-08	2.45E-08

Evaluación del Riesgo

Se evaluó cada segmento de tubería dentro del alcance de este programa para determinar su frecuencia de daño al núcleo (FDN) y su frecuencia de grandes emisiones tempranas (LERF) debidas a fallos postulados de tuberías.

Una vez completada la evaluación, se calculó la frecuencia total de daño al núcleo y la frecuencia total de una gran emisión temprana mediante la suma de los datos de los segmentos dentro de cada sistema. Se presentan los resultados de estos cálculos en la Tabla 3. La frecuencia de daño al núcleo debida al fallo de las tuberías, sin intervención del operador, es 1,52E-05/año. La frecuencia de una gran emisión temprana debida al fallo de las tuberías, a potencia, sin intervención del operador, es 6,77E-08/año.

Para evaluar la importancia para la seguridad, se calcularon las medidas de importancia Reducción de Riesgo (RRW) y Aumento del Riesgo (RAW) para cada segmento de tubería.

Toma Integrada de Decisiones

El panel de expertos realizó la clasificación final de seguridad [poco impor-

tante -LSS (Low Safety Significant) o importante para la seguridad -HSS (High safety Significant)] de cada segmento de tubería utilizando tanto criterios probabilistas como deterministas. El panel de expertos estaba compuesto por personas que tenían experiencia en los siguientes campos: análisis probabilista de seguridad, operación de la central, inspección en servicio, ensayos no destructivos, mantenimiento de la central y la industria, ingeniería de sistemas, ingeniería de materiales y tensiones, garantía de calidad y métodos SRRA, incluyendo análisis de incertidumbres. Participaron suplentes con suficiente formación y experiencia.

La Tabla 4 muestra la clasificación de los segmentos en Importantes para la Seguridad y Poco Importantes para la Seguridad, de acuerdo con los resultados de las reuniones del Panel de Expertos.

Programa de Inspección

Se formó un equipo de personas con experiencia en inspección en servicio (equipo ISI), cuya función fue seleccionar los elementos estructurales para inspección en los segmentos importantes para la seguridad y definir los ensayos END apropiados.

El programa RI-ISI definido contempla los elementos estructurales de los segmentos importantes para la seguridad situados en las regiones 1 y 2 de la matriz de selección de elementos estructurales (Tabla 4). Los elementos de la Región 3, que son poco importantes para la seguridad, se consideran en un programa definido por la central y no forman parte del programa que requiere aprobación por el organismo regulador. Los elementos de las Regiones 1, 2, 3 y 4 continuarán recibiendo pruebas de presión según el Código, como parte del programa actual de la Sección XI del ASME. De los 102 segmentos que se evaluaron en el programa RI-ISI, la Región 1 contiene 27 segmentos, la Región 2 contiene 24 segmentos y la Región 4 contiene 42 segmentos.

Se determinó el número de elementos a inspeccionar en los segmentos HSS utilizando un modelo de muestreo estadístico de Westinghouse (Perdue). Se evaluaron los 27 segmentos de la región 1 y los 24 segmentos de la región 2 usando este modelo.

Se utilizó el Caso del Código N-577-1 para determinar los requisitos de inspección para los segmentos HSS. Se definieron inspecciones visuales VT-2 focalizadas de acuerdo con el programa de pruebas de presión de la central, que no se ve afectado por el programa de inspección informado por el riesgo.

Cambios en el Riesgo

El programa ISI informado por el riesgo ha sido realizado de acuerdo con la Guía Reguladora 1.174, y se esperaba que el riesgo debido a la implantación de este programa disminuyera ligeramente cuando se le comparara con el estimado para el programa actual.

Se realizó una comparación entre el programa RI-ISI propuesto y el programa actual basado en la Sección XI del ASME para evaluar el cambio en el riesgo. Se calculó el cambio en el riesgo con la inclusión de la probabilidad de detección calculada mediante el modelo SRRA.

La comparación del riesgo entre ambos programas se presenta en la Tabla 5, que muestra un resumen de los resultados. Como se puede apreciar en la tabla, el programa RI-ISI reduce ligeramente el riesgo asociado con el FDN/LERF de las tuberías, con respecto al programa actual de la Sección XI, a la vez que reduce el número de inspecciones. La Tabla 5 también identifica

Tabla 6
Selección de Elementos Estructurales.
Resultados y Comparación con los Requisitos de la Sección XI del Código ASME, Edición 1989

Sistema	Número de Segmentos Importantes para la Seguridad	Programa RI-ISI Elementos Estructurales Importantes para la Seguridad	Programa ASME Sección XI Edición 1989. Selección de Inspecciones por Categoría de Soldaduras		Número Total de Segmentos Afectados por los Programas Aumentados
		CLASE 1	B-F	B-J	
RCS	36	36+22b	42	88	2
CVCS	6	3+3b	0	27	0
RHRS	5	16	0	31	5
SIS	4	7	0	32	1
Total	51	62+25b	42	178	8

Resumen: El programa actual de la Sección XI del ASME selecciona un total de 220 localizaciones para examen END mientras que el programa RI-ISI propuesto selecciona un total de 62 localizaciones para examen END (87 – 25 localizaciones para examen visual focalizado), lo que da como resultado una reducción del 72 %.

Notas de la Tabla 6

- Se continuarán aplicando los requisitos de prueba de presión y exámenes visuales VT-2 en todos los sistemas Clase 1 del Código ASME.
- Examen de área VT-2 focalizado en localizaciones específicas.

Los sistemas que más contribuyen al riesgo, tanto en el programa actual como en el programa RI-ISI. La base principal para poder reducir ligeramente el riesgo con un número reducido de inspecciones es que estas se realizan en segmentos que son importantes para la seguridad, y que en algunos casos no eran inspeccionados mediante END dentro del programa ASME XI actual.

PROGRAMA DE IMPLANTACIÓN Y CONTROL

Una vez aprobado el programa RI-ISI, se revisará el Manual de Inspección en Servicio para la implantación y control del programa. Se integrará el nuevo programa en el intervalo actual de la Sección XI del ASME, en base a inspeccionar en el 2º intervalo el 100% de las soldaduras incluidas en el nuevo programa RI-ISI.

El programa RI-ISI es un programa dinámico que requiere realimentación con información relevante nueva para asegurar la identificación de las localizaciones importantes para la seguridad en las tuberías. Como mínimo, se revisará la clasificación de segmentos en función del riesgo con la frecuencia de los intervalos del ASME. Se pueden requerir ajustes más frecuentes si se producen cambios significativos, en respuesta a boletines o cartas genéricas de la NRC, actualizaciones o mantenimiento del APS de la central, o en base al proceso de realimentación de la propia central.

No es necesario realizar cambios ni a las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento ni al Estudio Final de Seguridad para la implantación del programa. El programa propuesto, incluyendo toda la documentación soporte, está descrito en un informe que ha sido presentado al organismo regulador para su evaluación.

PROPUESTA DE CAMBIO AL PROGRAMA ISI

Se muestra en la Tabla 6 una comparación entre los requisitos del programa RI-ISI y el programa actual de la Sección XI del ASME.

La central realizará inspecciones en elementos que actualmente no requieren inspección según el ASME XI. Como ejemplo de estos exámenes adicionales, se incluirán en el programa RI-ISI segmentos actualmente exentos de inspección, específicamente de 1 pulgada de diámetro y menores.

CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos en la aplicación del programa RI-ISI a las tuberías de clase 1 de la Central Ascó I, se obtuvo una reducción del 72% en el número de localizaciones a inspeccionar mediante END (ver Tabla 6), a la vez que se reducía ligeramente el riesgo asociado a las tuberías incluidas en el alcance del programa.

El programa de inspección en servicio informado por el riesgo puede ser de gran beneficio para las empresas propietarias de centrales, la industria nuclear, los organismos de normalización y las autoridades reguladoras. Proporciona una mejor focalización y asignación de recursos limitados. Permite una reducción de los costes de operación y mantenimiento. Reduce la exposición a la radiación. Estos objetivos son, a su vez, compatibles con el mantenimiento de un alto nivel de seguridad.

José Luis LÓPEZ ANSORENA es Ingeniero Industrial Mecánico. Responsable de la Ingeniería de Inspección en Servicio, estructural, y de materiales, de las CC.NN. de Ascó y Vandellós II.

Luis ULLOA es Ingeniero Técnico Químico e Ingeniero Químico por la Ryerson Polytechnic University (Toronto, Canadá). Ha desarrollado su labor profesional en las empresas International Nickel Company (Canadá), Initec y, durante los últimos 25 años, en Westinghouse Technology Services S.A. (Madrid), donde ha desempeñado las funciones de ingeniero de seguridad nuclear, proyectos y sistemas mecánicos.