

Inspección en Servicio de Tuberías Basada en Métodos de Riesgo

Gonzalo Mendoza Guerrero, Jorge Viais Juárez, Marcial Carmona Castillo
Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
Centro Nuclear “Dr. Nabor Carrillo Flores”
Carretera México Toluca, S/N. La Marquesa, Ocoyoacac, México, C. P. 52750
gmg@nuclear.inin.mx

Resumen

La política de la Comisión Reguladora Nuclear (por sus siglas en inglés NRC) de Los Estados Unidos de América sobre el uso del Análisis Probabilístico de Seguridad (APS) en actividades de regulación nuclear fomenta el uso de esta técnica de análisis para mejorar la toma de decisiones, reducir el trabajo innecesario en aspectos de mantenimiento, inspección y pruebas y mejorar la eficiencia reguladora.

Los programas de inspección en servicio (ISI por sus siglas en inglés) desarrollados por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (por sus siglas en inglés ASME) ha sido el mecanismo primario para probar el equipo mecánico en plantas de energía nuclear, estos programas en efecto han sido llevados a cabo en plantas de energía nuclear por más de dos décadas. Su propósito es identificar las condiciones, tales como indicaciones de grietas que son precursores de fugas y rupturas las cuales violan los principios de integridad de la frontera de presión. Las actividades de inspección en servicio incluyen pruebas ultrasónicas, pruebas de superficie y pruebas de líquidos penetrantes, también actividades que incluyen la construcción de andamios, remoción de aislamientos y pulido de soldaduras. Las inspecciones en servicio se ejecutan cada 18 meses durante los tiempos fuera de servicio. Uno de los objetivos es bajar los costos de las inspecciones durante los tiempos fuera de servicio y reducir la exposición a la radiación por parte del personal durante estos tiempos fuera para inspecciones, mientras se incrementa o mantiene la seguridad del personal y la confiabilidad.

Como parte de la metodología se selecciona un segmento de tubería para el cual una falla en cualquier punto tiene las mismas consecuencias, calculándose la probabilidad de falla del tubo usando las dimensiones del segmento. En este trabajo se aplica la metodología de inspección en servicio basada en riesgo a un sistema de aspersion de baja presión de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde [1]. Para éste sistema se obtiene una reducción en el número de soldaduras a inspeccionar de 103 a tan solo 15, recomendando solo monitoreo de fuga y pruebas de presión y fuga para 13 segmentos considerados de bajo riesgo. Con lo anterior se obtiene un ahorro sustancial en los costos por inspección para la planta, evitando potenciales lesiones del personal mediante la reducción de la construcción de andamios, remoción de asbestos, remoción de aislamientos y pulido de soldaduras.

1. INTRODUCCIÓN

Al nuevo marco regulador que se ha desarrollado y/o adoptado en diversos Órganos Reguladores en el mundo, se ha denominado *Regulación con información de riesgo*. En este marco se fomenta

el uso en gran medida tanto de análisis deterministas como probabilistas complementándose de manera conjunta, para apoyar la toma integral de decisiones (determinista más probabilista) en diversas actividades de operación y diseño de una instalación nuclear, que dada su naturaleza, requieren autorización por parte del órgano regulador.

La Guía Reguladora 1.174 [2] establece la metodología de análisis del impacto a la seguridad de solicitudes de cambios permanentes a las bases de licencia de una instalación nuclear que requieren autorización reguladora. Esta guía establece criterios de aceptación de riesgo y también señala las estrategias de implantación y los planes de monitoreo del desempeño asociados con el cambio propuesto que asegura que se verificaron las consideraciones y análisis que soportan el cambio.

En todas las plantas nucleares en operación se requieren los programas de inspección en servicio (ISI), la intención de estos es asegurar que los componentes, considerados en ellos, sean capaces de ejecutar las funciones propuestas y que se identifique y corrija la degradación de estos componentes.

Las mejoras tecnológicas en el programa ISI hacen evidentes los beneficios ofrecidos a los propietarios, reguladores, y a la seguridad y salud pública. Para lograr esto, se requiere una reevaluación de los programas ISI con respecto a su alcance, los métodos de prueba usados, y la identificación de modos de falla de equipo que realmente representa la respuesta del equipo de planta cuando se desafía por eventos transitorios [3].

En este trabajo se considera la inspección en servicio informada en riesgo aplicada a las soldaduras de las tuberías de los sistemas de fluido. En particular al sistema LPCS (rocío del núcleo a baja presión) al cual en base al análisis de riesgo y considerando los tramos de tubería tanto aguas arriba como aguas abajo de cada componente, se determina el número de soldaduras que serán sometidas a inspección y cuantas soldaduras solo se someterán a monitoreo de fuga y pruebas de presión y fuga.

2. METODOLOGÍA

El programa de ISI generalmente se dirige al equipo mecánico relacionado con seguridad. En contraste, el equipo considerado en un APS es resultado de un proceso donde se postula el transitorio iniciador y las funciones de seguridad requeridas durante la propagación de la secuencia de accidente. Este proceso identifica sistemas, estructuras, y componentes necesarios para mitigar y prevenir los accidentes y sus modos de falla asociados para los iniciadores y subsecuentes secuencias de accidente.

El APS identifica los eventos iniciadores, el resultado como respuesta de la planta, las acciones humanas y de equipo requeridas para prevenir / mitigar las consecuencias del evento, y la probabilidad de su ocurrencia. Esto es el cálculo de la probabilidad que proporciona la información necesaria para establecer la importancia del equipo de planta y sus modos de falla.

El uso de la información de riesgo proporciona un ranqueo del equipo de planta el cual puede usarse para optimizar la inclusión del equipo en el alcance del programa ISI.

El proceso involucra los siguientes pasos:

1- Definición del alcance - Este paso consiste en identificar los sistemas de fluido, las porciones de sistemas, y las interfaces que son dirigidas por el proceso basado en riesgos. Los sistemas seleccionados incluyen aquellos modelados en el análisis probabilístico de seguridad y los sistemas inspeccionados de acuerdo con los requerimientos de la sección XI de la ASME.

2- Definición de segmentos - Cada sistema seleccionado en la definición del alcance se divide en segmentos. Los segmentos definen una porción de tubería con la misma consecuencia de falla e incluyen elementos estructurales de tubería entre las mayores discontinuidades tales como bombas y válvulas.

3- Evaluación de Consecuencias - Las consecuencias, dada la falla de segmento de tubería, son establecidas por la aplicación del APS de la planta con consideraciones adicionales basadas en la evaluación de ingeniería y revisión de operaciones. Se llevan a cabo recorridos por la planta para identificar efectos indirectos (espaciales) de fallas de tuberías para información suplementaria de otras evaluaciones de plantas relacionadas, (por ejemplo análisis de inundaciones, evaluación de riesgos).

4- Estimación de la probabilidad de falla - Los estudios evalúan los datos de falla de sistemas de tuberías aumentados por la aplicación de una herramienta de análisis de confiabilidad y riesgo estructural simplificado para estimar las probabilidades de falla en localidades importantes dentro de cada segmento de tubería.

5- Ranqueo del riesgo - Las importancias de riesgo son calculadas para cada segmento de tubería dentro de los sistemas de interés, basado en la frecuencia de daño al núcleo con consideraciones adicionales dadas para la frecuencia de gran liberación temprana (LERF, por sus siglas en inglés).

6- Revisión del panel de expertos - Un panel de expertos de la planta evalúa los resultados del riesgo junto con hallazgos y otra información determinista y hace la determinación de cada segmento de tubería como alto o bajo significado a la seguridad.

7- Desarrollo del programa de inspección - Para los segmentos de alto significado a la seguridad, un equipo de ingeniería enfocado a ISI que incluye expertos (en materiales, ISI, y exámenes no destructivos) determina el número requerido de inspecciones usando análisis estadístico y selecciona los elementos estructurales para inspección de acuerdo al mecanismo de degradación. Determinando así el método y la frecuencia de inspección para cada elemento estructural dentro de cada segmento de tubería de alto significado para la seguridad [4].

3. OBJETIVO

Durante los años recientes, la industria nuclear y la NRC han reconocido que el APS ha evolucionado a tal punto que puede usarse como herramienta en la toma de decisiones. En agosto de 1995, la NRC adoptó una política de estado con respecto a la expansión del uso del APS. En parte esta política establece que:

El uso de la tecnología del APS debe incrementarse en todas las materias reguladoras a una extensión soportada por el estado del arte en los métodos y datos del APS de tal manera que

complemente el aprovechamiento determinista y soporte la filosofía tradicional de la NRC de defensa en profundidad.

El APS y los análisis asociados, por ejemplo; estudios de sensibilidad, análisis de incertidumbre y mediciones de importancia, pueden ser usados en materias reguladoras, donde la practica dentro de los limites del estado del arte, reducen innecesariamente el conservadurismo asociado con los requerimientos reguladores actuales, guías reguladoras y comités de licencias. Donde, el propio APS debe ser usado para soportar los propósitos de los requerimientos reguladores. Deben desarrollarse y seguirse los procedimientos apropiados para incluir el APS en el proceso de cambio de los requerimientos reguladores.

La Guía reguladora 1.178 [5] la cual se dirige a programas ISI de tuberías en plantas de energía nuclear, es parte de la implementación del estado de la política de la comisión y de la estructura del consejo para incorporar el riesgo en la regulación de las plantas de energía nuclear. Este documento usa la base del conocimiento documentado en la revisión 1 del NUREG/CR-6180, y refleja la experiencia ganada de las iniciativas ASME (caso del código desarrollado y de las actividades de la planta piloto).

La aparición de la tecnología de riesgo y el desarrollo de las aplicaciones del APS han ofrecido la oportunidad de reevaluar los programas de ISI en muchas áreas diferentes. Existe una razón para basar la identificación de componentes incluidos dentro del alcance de los programas ISI sobre nuevos criterios los cuales puedan ser relacionados a los indicadores cuantificables de funcionamiento basados en riesgo. Esos indicadores de funcionamiento podrían ser estructurados para ser consistentes con otros monitoreos y pruebas requeridos tales como los requerimientos de regla de mantenimiento para establecer los criterios de funcionamiento y balancear la confiabilidad y disponibilidad.

El objetivo de aplicar el programa de inspección basada en riesgo es avanzar en el desarrollo de las tecnologías de riesgo e implementar esas tecnologías para establecer programas efectivos de manejo íntegro de tuberías, reducir el trabajo exigido por el órgano regulador y de la industria, y continuar para mantener la seguridad de la planta.

La nueva metodología ISI basada en riesgo proporciona una oportunidad a las plantas nucleares para reducir costos y exposición mientras se mantienen altos niveles de seguridad. La decisión para implementar un programa así debe hacerse con el conocimiento de que el proceso involucra una significativa inversión técnica y económica.

4. ENFOQUE

El procedimiento de selección basado en riesgo es una aproximación mezclada que combina el Análisis Probabilístico de Seguridad y la intuición determinista en el soporte de su aplicación.

El proceso de evaluación mostrado en la Figura 1 esta diseñado para ser aplicado sobre una base de sistema por sistema. Considerando este enfoque las incertidumbres asociadas con la categorización del riesgo en segmentos pasivos de tuberías a través del sistema y fronteras funcionales serían eliminadas. También, desde un punto de vista práctico, un enfoque de sistema

por sistema permite a las plantas desarrollar un programa de inspección en servicio basado en riesgo ISI consistente con los recursos disponibles de la planta.

Los resultados de un análisis de modo de falla y efectos se usan para dividir el sistema en segmentos de tubería, los cuales consisten de continuas carreras de tuberías determinadas para tener modos de falla común e impactos de falla. La evaluación del riesgo categoriza los segmentos de tubería individual dentro de una de las tres regiones de riesgo (alto, medio y bajo) mediante evaluación de ambos el potencial de fundido del núcleo condicional para un tamaño de rotura limitado, categoría de consecuencias, y la probabilidad de una rotura de tubo, categoría de degradación. Esas regiones de riesgo son asignadas de acuerdo a la matriz de riesgo mostrada en la Figura 2 [6].

Respecto a la evaluación de la probabilidad condicional de daño al núcleo, esto se hace asignando la probabilidad de uno a la falla del segmento de tubería.

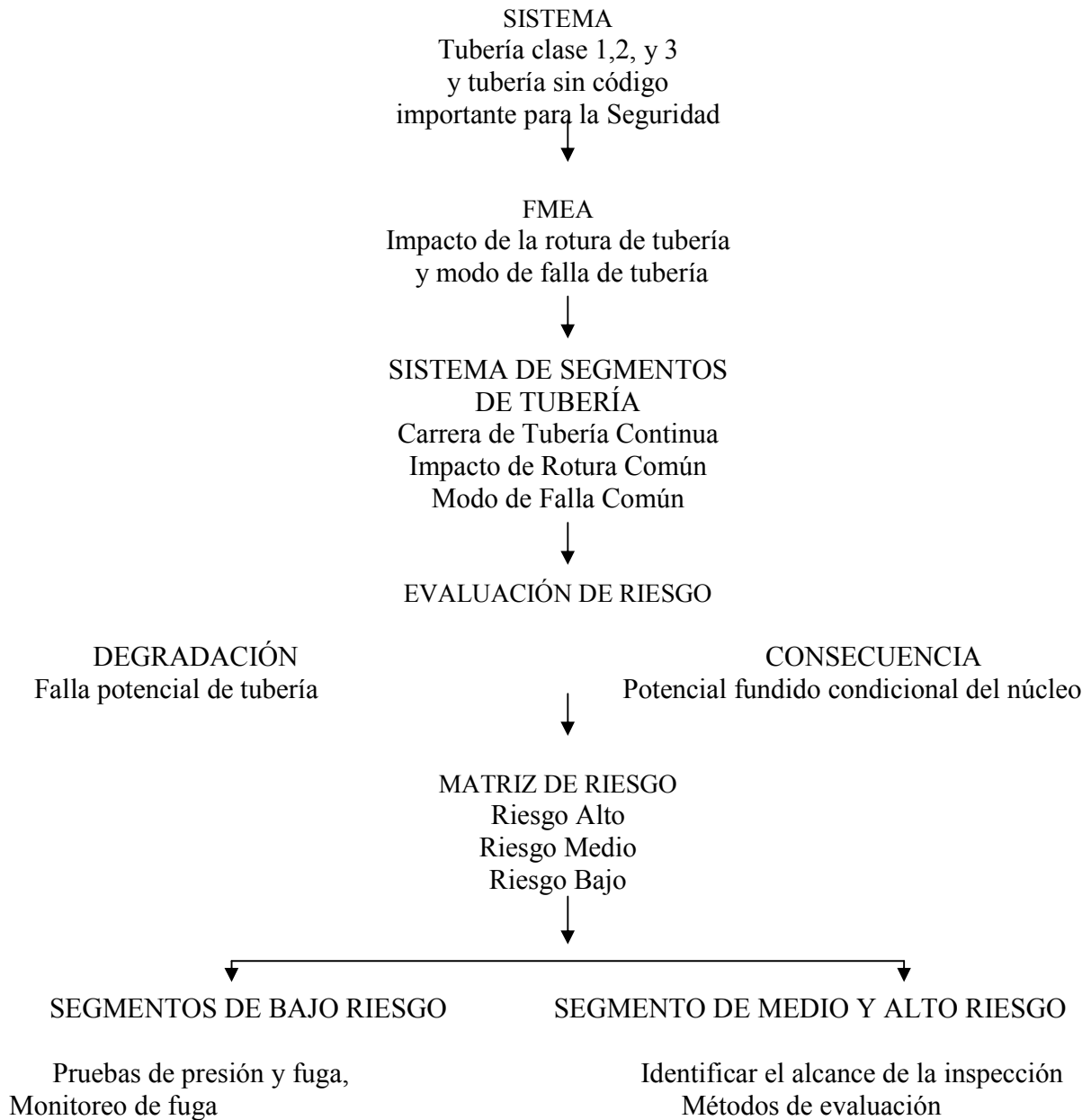


Figura 1. Proceso ISI Basado en Riesgo

Mecanismo de degradación potencial para rotura grande	CONSECUENCIA			
	Ninguno	Bajo	Medio	Alto
Alto	Bajo Riesgo 7	Medio Riesgo 5	Alto Riesgo 3	Alto Riesgo 1
Medio	Bajo Riesgo 7	Bajo Riesgo 6	Medio Riesgo 5	Alto Riesgo 2
Bajo	Bajo Riesgo 7	Bajo Riesgo 7	Bajo Riesgo 6	Medio Riesgo 4

En base a la metodología establecida por EPRI se deben seguir los siguientes criterios:

Categorías 1, 2 y 3 corresponden a la región de alto riesgo (25 % de localidades candidatas)

Categorías 4 y 5 corresponden a la región de medio riesgo (10 % de localidades candidatas)

Categorías 6 y 7 corresponde a la región de alto riesgo (0 % de localidades candidatas)

Figura 2. Matriz de Riesgo

5. CATEGORÍA DE CONSECUENCIAS

Para el ranqueo del potencial de fundido del núcleo se usan cuatro categorías de consecuencias, dada la ocurrencia de un tamaño limitado de rotura en el segmento de tubería: alto, medio, bajo, y ninguno. La filosofía de ranqueo de consecuencia básica usada en este análisis se resume enseguida:

1. Consecuencia alta - falla la frontera de presión produciendo eventos que son contribuyentes importantes para el riesgo de la planta o la falla en la frontera de presión, los cuales significativamente degradan la capacidad de mitigación de la planta – probabilidad condicional de daño al núcleo (CCDP) $> 10^{-4}$.
2. Consecuencia baja - falla de la frontera de presión ocasionando eventos operacionales anticipados o fallas de la frontera de presión que no afectan significativamente la capacidad de mitigación de la planta - CCDP $< 10^{-6}$.
3. Consecuencia media – incluye eventos de falla que obviamente no corresponden al rango alto o bajo – $10^{-6} < \text{CCDP} < 10^{-4}$.

La consecuencia del ranqueo depende del tamaño de la rotura, capacidad de aislar la rotura, efectos espaciales, eventos iniciadores, y capacidad de mitigación del sistema.

6. CATEGORÍA DE DEGRADACIÓN

Las categorías de rotura potencial (alta, media, baja) son asignadas a cada segmento de acuerdo al tipo de mecanismo de degradación presente. Los mecanismos de degradación son identificados por atributos explícitos de operación y diseño bien definidos. Estos atributos han sido determinados para cada mecanismo en base a la experiencia en la industria, efectos casuales básicos, estudios de EPRI, y requerimientos de la Comisión Reguladora Nuclear de Los Estados Unidos.

Los datos de falla de tuberías fueron usados para identificar y estimar la severidad y frecuencia de los mecanismos de degradación que están activos en plantas de energía nuclear. Aproximadamente, se revisaron 1400 fallas de tuberías (1300 eventos de fugas de tuberías y 100 roturas grandes de tuberías o eventos de rotura) que ocurrieron en plantas de energía nuclear en Estados Unidos entre 1961 y 1995. Basado en estos datos, el mecanismo potencial de degradación de grieta / rotura grande es ranqueado como se indica en la Tabla I.

Tabla I. Categoría de Degradación

Potencial de grieta grande en tubería	Mecanismo de degradación
Alto	Corrosión Erosión ^a Fatiga por Vibración Golpe de Ariete Otro (tuberías congeladas, sobre presión)
Medio	Fatiga Térmica Fatiga por Corrosión / Grieta Grieta por Corrosión debido a tensión (IGSCC, TGSCC, PWSCC, etc.) ^b Ataque de Corrosión Local (MIC ^c , O ₂ , Picado) Erosión – Cavitación
Bajo	No activo

^a También se refiere como corrosión acelerada por flujo.

^b Agrietamiento por corrosión debido a esfuerzo intragranular, agrietamiento por corrosión debido a esfuerzo transgranular, y agrietamiento por corrosión debido a esfuerzo del agua primaria.

^c Corrosión inducida microbiológicamente.

7. ALCANCE DE LA INSPECCIÓN Y MÉTODO DE EXAMEN

El ranqueo de riesgo de cada segmento de tubería dentro del sistema es desarrollado por combinación de la consecuencia asociada y las categorías de degradación. Las inspecciones volumétricas son desarrolladas en aquellos segmentos de tubería que caen dentro de las regiones de riesgo alto y medio. Los segmentos de tuberías de la región de bajo riesgo, se mantienen para recibir pruebas de fuga o de presión del sistema de acuerdo a la sección XI del código ASME. Un mínimo del 25% de las soldaduras en los segmentos de la región de alto riesgo y un 10% de las soldaduras en los segmentos de la región de medio riesgo serán seleccionadas para su examen, de acuerdo a la metodología de EPRI. Donde sea aplicable, existirán programas de inspección suplementarios (por ejemplo en erosión-corrosión, corrosión inducida microbiológicamente, corrosión por esfuerzo ínter granular, agrietamiento, etc.).

La selección para examen de los elementos específicos dentro de un segmento está basada en el mecanismo de degradación, también como en el costo de inspección, exposición a la radiación, y accesibilidad. Un proceso de inspección por causa es implementado para asegurar que los métodos de examen apropiados, procedimientos, criterios de aceptación, y estándares de evaluación son aplicados para dirigir los mecanismos de degradación de interés.

8. APLICACIÓN DE LA ISI BASADO EN RIESGO A UN REACTOR DE AGUA EN EBULLICIÓN

El proceso de inspección en servicio basado en riesgo ha sido aplicado a una planta con un reactor de agua en ebullición. En este caso para la Unidad 1 de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde. Los resultados indican que la implementación de programas ISI pueden reducir significativamente el costo y la exposición a la radiación asociada con inspecciones en servicio.

Este proceso incluye lo siguiente:

1. identificar las fronteras del sistema
2. identificar las consecuencias de fallas de tubería
3. identificar potenciales mecanismos de degradación de tuberías
4. estimar el significado de riesgo de estas fallas de tuberías
5. identificar las actividades de inspección apropiadas

Para ilustrar el proceso, se presentan los resultados de la evaluación de un sistema completo, el sistema de rocío del núcleo a baja presión.

El sistema de rocío del núcleo a baja presión es uno de los cuatro sistemas de emergencia de enfriamiento del núcleo (por sus siglas en inglés ECCS) y forma parte de las salvaguardias de ingeniería de la central. Su objetivo es enfriar el núcleo del reactor, a baja presión, independientemente de la actuación de cualquier otro sistema de los ECCS en el caso de un accidente postulado de tipo, accidente de pérdida de enfriamiento (por sus siglas en inglés LOCA). Para accidentes con una pérdida pequeña de refrigerante, cumple su objetivo en combinación con el sistema de despresurización automática (por sus siglas en inglés ADS).

El sistema consta principalmente de una bomba principal, una bomba de llenado, tuberías, válvulas, controles e instrumentación asociada. Lo constituye un solo lazo y su fuente de agua es la alberca de supresión. La Figura 3 representa un esquema del sistema.

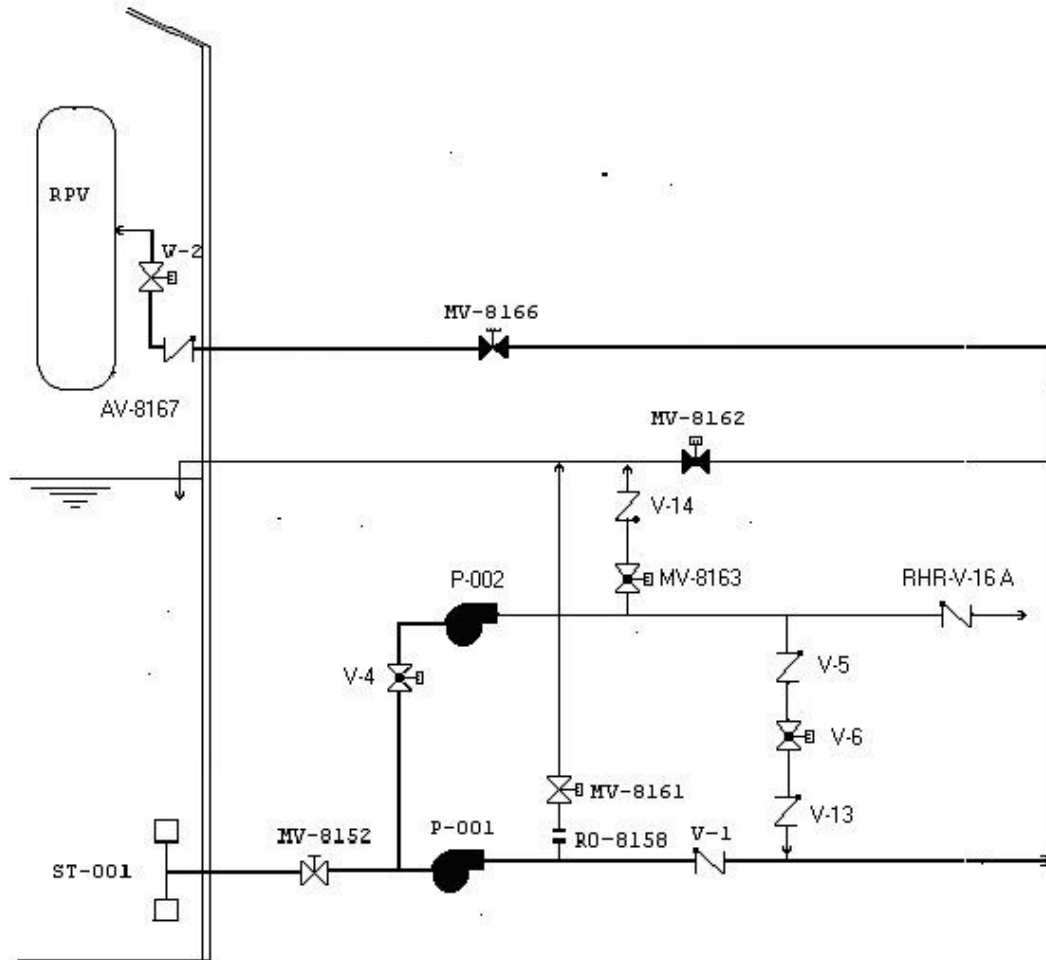


Figura 3. Sistema de Rocío del Núcleo a Baja Presión

La trayectoria de la tubería se divide en segmentos de acuerdo a las consecuencias de las roturas. Se incluyen segmentos de tubería adyacentes a componentes tales como válvulas, bombas, filtros, para ser considerados en el modelo de árbol de fallas, también se incluyen segmentos de tubería que no eran contiguos a las componentes modeladas en el APS. Definiéndose un total de 13 segmentos de tuberías, cada segmento comprende varias secciones de tuberías.

Las componentes modeladas en el árbol de fallas del sistema fueron: bomba de llenado 1-LPCS-P-002, bomba principal 1-LPCS-P-001, válvulas motorizadas 1-LPCS-MV-8163, 1-LPCS-MV-8152, 1-LPCS-MV-8162, 1-LPCS-MV-8166, 1-LPCS-MV-8161, válvula operada por aire 1-LPCS-AV-8167, válvulas manuales 1-LPCS-V-6, 1-LPCS-V-4, 1-LPCS-V-2, válvulas de retención 1-LPCS-V-14, 1-LPCS-V-1, 4 LPCS-V-5, 4 LPCS-V-13 y el filtro 1- LPCS ST-001.

Los segmentos de tubería presentes aguas abajo y aguas arriba de cada uno de los componentes, antes mencionados, se modelaron en el árbol de fallas del sistema.

Las evaluaciones de las medidas de importancias de riesgo (incremento de riesgo) para los diferentes segmentos de tuberías modeladas, se efectuaron con la ecuación de fundido del núcleo, y estas se muestran en la Tabla III. Así como también las evaluaciones de la probabilidad condicional de fundido del núcleo.

9. ESTIMACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE FALLA DE LA TUBERÍA

Las probabilidades de falla de los segmentos de tubería se cuantifican en términos de ecuaciones como sigue:

$$\text{SEG-X} = \text{LONG-PIPE-X} * \text{PIPE-PRO} * \text{AVAIL-FAC}$$

donde

SEG-X: Es la probabilidad de falla del segmento de tubería.

LONG-PIPE-X: Representa la longitud del segmento de tubo, en unidades de 100 pies.

PIPE-PRO: Es la probabilidad de rotura del segmento de tubería.

En el estudio para LaSalle Unit 2 [7] usado como referencia, se comparan los valores utilizados para las tasas de falla de tubería por fuga-ruptura en el WASH 1400 corregidos por fuga antes de ruptura con la tasa de falla por ruptura en el NUREG-1150. Este último utilizó el juicio de expertos sobre frecuencia de falla de tuberías de baja presión del NUREG/CR-4550 [8]. Se concluye que el valor más conservador para la media de falla por ruptura de tubería es 3.49×10^{-6} /año por cada 100 pies.

AVAIL-FAC: Fracción del año que la planta está operando a potencia.

Este es un factor de escala para explicar el hecho de que el APS sólo considera roturas de tuberías ocurridas mientras la planta está a potencia. Durante un año de operación, plantas tales como la CLV son puestas en operación y operadas desde 100% hasta cerca de 50% del tiempo, dependiendo de si un tiempo-fuera por recarga ocurre durante el año y si éste es un tiempo-fuera prolongado. En el estudio de referencia para LaSalle Unit 2, se obtiene una distribución con un valor medio de 0.76. El valor utilizado en este análisis es de 0.76.

Los diferentes segmentos de tuberías fueron identificados con la ayuda de planos de arreglo general [9], diagramas de flujo y planos compuestos de tuberías.

10. EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS

La Figura 3 ilustra los resultados de la evaluación de consecuencias de los diferentes segmentos de tubería, estas están descritas en los tramos de tubería que contienen un número identificador SEG. Cada segmento representa una consecuencia separada de la falla de la frontera de presión.

Las consecuencias se resumen en la Tabla II que proporciona el resumen de la evaluación de consecuencias para el segmento SEG-1, donde la falla de frontera de presión resultará en una

perdida aislable del inventario. Como se explica en esta tabla, este evento ranquea como una consecuencia media.

Tabla II. Resumen de Evaluación de Consecuencias para SEG-1

Consecuencias	SEG-1
Localización	Aguas debajo de la 1-LPCS-MV-8152
Evento iniciador	No hay
Aislamiento	Si
Pérdida del sistema	Inoperables el LPCS y el RHR-A
Pérdida del tren	Pérdida del sistema
Descripción de consecuencias	La rotura se puede aislar, sin embargo se entraría a un procedimiento de operación de emergencia por bajo nivel de la alberca. Inunda el cuarto 1-R-108-0.65, dejando inoperable los sistemas LPCS y RHR-A, ocasionando lo mismo por dejar inoperable el IR-80.
Rango	Medio

11. EVALUACIÓN DE MECANISMO DE DEGRADACIÓN

La evaluación de los mecanismos de degradación de algunos segmentos está basada en evaluaciones genéricas, lo cual impide considerar el estado actual de tales segmentos. La rotura por corrosión debido a esfuerzo intra granular (IGSCC) es identificada corriente abajo de la válvula manual 1-LPCS-V-2 (segmento SEG-13, Fig. 3). Estas localidades deben ser examinadas como parte del programa IGSCC aumentado (Carta Genérica 88-01). La fatiga térmica es identificada al final de la línea de inyección (tercera sección del segmento SEG-13, Fig. 3). Esta tubería está sujeta a calentamiento por convección, donde el sistema de enfriamiento del reactor es la fuente de calor. La corrosión acelerada por flujo (FAC) es identificada en la línea de prueba (segmento SEG-6, Fig. 3). Estas localidades deben ser examinadas como parte de un programa FAC.

Para este estudio, la construcción de la matriz de riesgos se efectuó considerando la columna de la categoría de degradación, esto es los mecanismos de degradación poniendo en su lugar las probabilidades de falla de los diferentes segmentos, ya que no se cuenta en estos momentos con la información de los mecanismos de degradación.

12. RESULTADOS

Los resultados obtenidos para el análisis del sistema LPCS fueron:

Para la región de alto riesgo 3 en la matriz de riesgo sólo se encontró un segmento de tuberías, este segmento está ubicado, aguas arriba de las válvulas 1-LPCS-MV-8162 y 1-LPCS-MV-8166 y aguas abajo de la válvula 1-LPCS-V-1, con 27 soldaduras, de las cuales sólo el 25% se inspecciona, las cuales serían 7.

Para la región de medio riesgo 5 en la matriz de riesgo se encontraron 4 segmentos de tuberías:

Segmento 8, este segmento está ubicado aguas arriba de las válvulas 1-LPCS-MV-8163, y 1-LPCS-V-5, y aguas abajo de la bomba 1-LPCS-P-002. Con 22 soldaduras a analizar de las cuales sólo 3 se inspeccionarían.

Segmento 6, este segmento está ubicado aguas abajo de las válvulas 1-LPCS-MV-8162, 1-LPCS-V-14 y 1-LPCS-MV-8163. Con 17 soldaduras a analizar, cuyo 10% serían 2 a inspeccionar.

Segmento 1, este segmento está ubicado aguas abajo de la válvula 1-LPCS-MV-8152, aguas arriba de 1-LPCS-V-4 y aguas arriba de la bomba 1-LPCS-P-001. Con 17 soldaduras a analizar, cuyo 10% serían 2, que se inspeccionarían.

Segmento 5, este segmento está ubicado aguas arriba de la válvula 1-LPCS-MV-8166, y aguas abajo de la válvula 1-LPCS-AV-8167. Con 7 soldaduras a analizar, de las cuales sólo 1 se inspeccionaría.

El resto de los 13 segmentos caen en la región de bajo riesgo 6, los cuales sólo se les haría pruebas de presión y fuga y monitoreo de fuga.

La Tabla III proporciona un resumen de la evaluación de consecuencias, evaluación del mecanismo de daño, y la categorización del riesgo para el sistema LPCS. La columna ocho muestra el incremento de riesgo para cada segmento de tubería, este valor permanece constante para cada segmento debido a que las probabilidades de falla de los segmentos son muy similares en magnitud y por lo tanto la contribución al evento tope del sistema es muy parecida.

Los segmentos identificados como de bajo riesgo están sujetos a pruebas de presión y fuga. Los segmentos identificados como de medio o alto riesgo recibirán inspección basada en los mecanismos de degradación aplicables.

Tabla III. Resumen del Sistema LPCS

Segmento	Aguas abajo	Soldadura	Inspección	Longitud (m)	Probabilidad	Categoría de riesgo	Incremento de riesgo
SEG-1	1-LPCS-MV-8152	17	2	25.2	219.3×10^{-8}	Medio 5	11.05
SEG-2	1-LPCS-P-001	9	0	17.5	152.9×10^{-8}	Bajo 6	11.05
SEG-3	1-LPCS-V-6	2	0	1.0	8.7×10^{-8}	Bajo 6	11.05
SEG-4	1-LPCS-V-1	27	7	58.3	507.7×10^{-8}	Alto 3	11.05
SEG-5	1-LPCS-MV-8166	7	1	32.2	280.6×10^{-8}	Medio 5	11.05
SEG-6	1-LPCS-MV-8162	17	2	29.2	254.5×10^{-8}	Medio 5	11.05
SEG-7	1-LPCS-MV-8163	2	0	1.0	8.7×10^{-8}	Bajo 6	11.05
SEG-8	1-LPCS-P-002	22	3	36.9	321.8×10^{-8}	Medio 5	11.05
SEG-9	1-LPCS-V-4	4	0	0.64	5.6×10^{-8}	Bajo 6	11.05
SEG-10	1-LPCS-V-5	2	0	1.0	8.7×10^{-8}	Bajo 6	11.05
SEG-11	1-LPCS-ST-001	4	0	10.4	91.3×10^{-8}	Bajo 6	11.05
SEG-12	1-LPCS-AV-8167	7	0	1.4	12.6×10^{-8}	Bajo 6	11.05
SEG-13	1-LPCS-V-2	4	0	5.2	45.8×10^{-8}	Bajo 6	11.05

REFERENCIAS

- 1- Análisis Probabilístico de Seguridad de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde, Unidad 1, Revisión 3.1, 31 de diciembre de 2001.
- 2- Regulatory Guide 1.174. An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment In Risk-Informed Decisions On Plant-Specific Changes to the Licensing Basis. July 1998.
- 3- Why Risk, Based inservice Testing?
C. R. (Rick) Grantom, P. E. South Texas Project Nuclear Operating Company, 1996.
- 4- Risk-Informed In-Service Inspection. Cosponsored by the Nuclear Installations Safety and the Power Divisions Dession Organizer: John M. Oddo (YAEC), sin fecha.
- 5- Regulatory Guide 1.178. An Approach for Plant-Specific Risk-informed Decisionmaking Inservice Inspection of Piping. July 1998.
- 6- Risk-Informed Inservice Inspection of Nuclear Power Plants. ABB Combustion Engineering, Inc., Windsor, CT 06095-0500, sin fecha.
- 7- W.R. Ferrel, A.C. Payne Jr., S.L. Daniel. "Analysis of the LaSalle Unit 2 Nuclear Power Plant: Risk Methods Integration and Evaluation Program (RMIEP), Internal Flood Analysis", NUREG/CR-4832, SAND92-0537, Vol. 10 RX. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 87185, March, 1993.
- 8- T. A. Wheeler, S. C. Hora, W.R. Crammond and S. D. Unwin, "Analysis of Core Damage Frequency From Internal Events: Expert Judgement Elicitation," NUREG/CR-4550 Vol. 2, SAND86-2084, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, April 1989.
- 9- Comisión Federal de Electricidad, Planta Nucleoeléctrica Laguna Verde U1 y U2, CFE-5435 Diagramas de Arreglo General MT-3515/3516, MT-3542, sin fecha.