

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE GENERAL SAN MARTÍN
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA
INSTITUTO DE TECNOLOGÍA
“Prof. Jorge A. Sabato”**

Práctica profesional como ingeniero en materiales en el ámbito nuclear (*)

por Szuban, Alejandro G.

Director

Ing. de Barberis, Luciano M.

Codirector

Ing. Fernández, Ezequiel M.

Tutor: Dr. Rodríguez, Martín A.

**Lugar de trabajo: Departamento Ingeniería de Materiales y Diseño de Combustibles,
Gerencia de Ingeniería, NA-SA**

(*) Trabajo de Seminario - Ingeniería en Materiales

República Argentina

2023

ABREVIATURAS

AILPC	Criterio de Performance ante Pérdida Inducida por Accidente (<i>Accident-Induced Leakage Performance Criterion</i>)
AVB	Barra antivibratoria (<i>Anti-Vibration Bar</i>)
CAC	Centro Atómico Constituyentes
CANDU	<i>Canada Deuterium Uranium</i>
CM	Monitoreo de Condición (<i>Condition Monitoring</i>)
CNA U-I	Central Nuclear Atucha I
CNE	Central Nuclear Embalse
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica
DA	Evaluación de Degradación (<i>Degradation Assessment</i>)
END	Ensayo no destructivo
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (<i>Electric Power Research Institute</i>)
FAC	Corrosión acelerada por flujo (<i>Flow Accelerated Corrosion</i>)
GV	Generador de Vapor
NA-SA	Nucleoeléctrica Argentina S.A.
NEI	Instituto de Energía Nuclear (<i>Nuclear Energy Institute</i>)
NRC	Comisión Regulatoria Nuclear de los Estados Unidos (<i>Nuclear Regulatory Commission</i>)
OA	Evaluación Operacional (<i>Operational Assessment</i>)
OLPC	Criterio de Performance ante Pérdida en Operación (<i>Operational Leakage Performance Criterion</i>)
PHWR	<i>Pressurized Heavy Water Reactor</i>
PWR	<i>Pressurized Water Reactor</i>
SCC	Corrosión bajo tensión (<i>Stress Corrosion Cracking</i>)
SIPC	Criterio de Performance de Integridad Estructural (<i>Structural Integrity Performance Criterion</i>)
TSP	Placa soporte de tubos (<i>Tube Support Plate</i>)

ÍNDICE

ABREVIATURAS	1
RESUMEN.....	4
ABSTRACT.....	5
1. OBJETIVOS.....	6
2. INTRODUCCIÓN.....	7
3. DEGRADATION ASSESSMENT (DA).....	8
3.1. INTRODUCCIÓN.....	8
3.2. OBJETIVOS.....	9
3.3. GENERALIDADES SOBRE LOS GVs DE CNE.....	9
3.4. MECANISMOS DE DEGRADACIÓN.....	11
3.4.1. <i>DENTING</i>	11
3.4.2. SCC	11
3.4.3. DESGASTE POR <i>FRETTING</i>	14
3.4.4. DESGASTE POR OBJETOS EXTRAÑOS (<i>FOREIGN OBJECTS WEAR</i>).....	14
3.4.5. DEGRADACIÓN POR CAVITACIÓN (<i>CAVITATION/HYDRODYNAMIC DEGRADATION</i>).....	15
3.4.6. CORROSIÓN GENERALIZADA (<i>WASTAGE OR THINNING</i>).....	16
3.4.7. CORROSIÓN POR PICADO (<i>PITTING</i>).....	16
3.4.8. DEFLEXIÓN DE BARRAS RIGIDIZADORAS (<i>BOWING OF TIE RODS</i>)	17
3.4.9. CORROSIÓN POR IMPACTO (<i>IMPINGEMENT ATTACK</i>).....	17
3.4.10. ACCIONES ANTE EL ENCUENTRO DE DEGRADACIÓN INESPERADA ..	17
3.5. CRITERIOS DE INTEGRIDAD DE TUBOS	18
3.5.1. SIPC	18
3.5.2. AILPC	22
3.5.3. OLPC.....	24
3.6. LÍMITES PARA LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE TUBOS.....	24
3.6.1. LÍMITE ESTRUCTURAL.....	24
3.6.2. LÍMITE PARA OBTURADO DE TUBOS	25
3.7. INSPECCIÓN DE TUBOS DEL GV.....	25
3.7.1. IDENTIFICACIÓN DE TÉCNICAS DE END.....	25
3.7.2. PLAN DE INSPECCIÓN DE TUBOS	26
3.8. CONSIDERACIONES ACERCA DEL LADO SECUNDARIO	26
3.9. ACCIONES PARA CONTEMPLAR NUEVA EXPERIENCIA OPERATIVA CUANDO LA DA SE ENCUENTRE COMPLETA Y APROBADA	27
4. EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE MECANISMOS DE DEGRADACIÓN SOBRE SUPERFICIES DE ACERO AL CARBONO O DE BAJA ALEACIÓN EXPUESTAS AL PRIMARIO DE UN REACTOR NUCLEAR TIPO PWR/PHWR.....	28
4.1. INTRODUCCIÓN.....	28
4.2. QUÍMICA DEL MEDIO DEL PRIMARIO	28



4.3.	MECANISMOS DE DEGRADACIÓN DESDE EL AMBITO DE LA CORROSIÓN	29
4.3.1.	CORROSIÓN GENERALIZADA Y ACELERADA POR FLUJO	29
4.3.2.	CORROSIÓN POR RENDIJAS	30
4.3.3.	CORROSIÓN GALVÁNICA	30
4.4.	ANÁLISIS DE LAS CONFIGURACIONES PLANTEADAS EN EL ESTUDIO	31
4.4.1	CONFIGURACIÓN 1: CLADDING NO DAÑADO	31
4.4.2	CONFIGURACIÓN 2: CAVIDAD	31
4.4.3	CONFIGURACIÓN 3: RENDIJA	32
4.5.	EXPERIENCIA OPERATIVA	34
5.	INSPECCIONES Y REUNIONES COMO PARTE DEL DEPARTAMENTO	35
5.1.	INTRODUCCIÓN.....	35
5.2.	DESARROLLO.....	35
6.	CONCLUSIONES.....	37
7.	TRABAJO A FUTURO	39
8.	REFERENCIAS	40
	ANEXO I: DISEÑOS DE LAS PLACAS SOPORTE DE TUBOS	42
	ANEXO II: DEFINICIONES DE SUBCOMPONENTES DEL GV.....	44
	ANEXO III: MODOS OPERATIVOS DE UN REACTOR NUCLEAR	45
	ANEXO IV: CÁLCULOS Y AJUSTE DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN	46
IV.1	DETALLE DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN UTILIZADAS	46
IV.2	AJUSTE POTENCIAL DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN EN PARADA FRÍA	
	46	

RESUMEN

En este trabajo, se adquirió formación en el rol de un ingeniero en materiales en una empresa dedicada a la generación de energía nuclear.

Se colaboró en la elaboración de dos documentos técnicos requeridos para la gestión de la integridad de componentes críticos de un reactor nuclear en operación. Debido a su naturaleza confidencial, los mismos fueron adaptados para su inclusión en este trabajo final.

Se realizó un informe en que se analiza el impacto de los potenciales mecanismos de degradación que podrían afectar al acero al carbono o de baja aleación de un componente no especificado de un reactor nuclear tipo *Pressurized Water Reactor / Pressurized Heavy Water Reactor (PWR/PHWR)*, ante la eventualidad de que sufra un daño en el cladding protector y resulte expuesto al medio primario del reactor. Se recurrió a información publicada sobre experiencia operativa aplicable al caso de estudio. Los valores calculados de penetración de la corrosión hacia el interior del material se comparan contra el escenario en el que el daño del cladding no ha ocurrido.

Se realizó un documento que constituye la versión preliminar de la *Degradation Assessment (DA)* de los tubos de los Generadores de Vapor (GVs) de la Central Nuclear Embalse (CNE), que iniciaron su operación luego de haberse completado el Proyecto de Extensión de Vida de la central. Consiste en una revisión integral del documento *Steam Generator Management Program: Steam Generator Integrity Assessment Guidelines - Revision 5*, el cual provee lineamientos y recomendaciones útiles para realizar una evaluación de la condición de los tubos de un GV. Además, se recurrió a bibliografía adicional para proveer sustento técnico. Se lo estructuró a manera de facilitar su comprensión por parte del personal de Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA) quienes tendrán la tarea de continuar con la redacción del documento y, de este modo, emitir una versión final de la DA aplicable en CNE.

Finalmente, se participó en inspecciones durante las tareas de desarrollo y fabricación de componentes nucleares críticos. El objetivo principal de estas inspecciones es monitorear el avance y garantizar el cumplimiento de los requerimientos de calidad y la documentación técnica aplicable a estas actividades.

Palabras clave: Tubo, generador de vapor, integridad, corrosión, componente del reactor, inspección.

ABSTRACT

In this work, training in the role of a materials engineer in a nuclear power generation company was acquired.

I took part in the preparation of two technical documents required for the management of the integrity of critical components in an operating nuclear reactor. Due to their confidential nature, they were adapted for inclusion in this final work.

A report was made. It analyzes the impact of potential degradation mechanisms which could affect carbon steel or low alloy steel that makes up an unspecified component of a Pressurized Water Reactor / Pressurized Heavy Water Reactor (PWR/PHWR), when exposed to primary reactor coolant, in the event that its protective stainless steel cladding suffers damage. Published information on operating experience applicable to the case study was used. The calculated corrosion penetration values into the material are compared against the scenario in which cladding damage has not occurred.

A document was prepared. It constitutes the preliminary version of Embalse Nuclear Power Plant (CNE) steam generators tubes' Degradation Assessment (DA), which began their operation after completing the Plant Life Extension. It consists of a comprehensive review of the document *Steam Generator Management Program: Steam Generator Integrity Assessment Guidelines - Revision 5*, which provides useful guidelines and recommendations to carry out an evaluation of the steam generator tubes condition. Moreover, additional bibliography was used to provide technical support. It was structured to facilitate its understanding by the Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA) staff, who will have the task of continuing with the drafting of the document and, in this way, issue a final version of the DA applicable in CNE.

Finally, I took part in inspections during the development and manufacturing tasks of critical nuclear components. The main objective of these inspections is to monitor the progress and guarantee compliance with the quality requirements and the technical documentation applicable to these activities.

Key words: Tube, steam generator, integrity, corrosion, component within reactor, inspection.

1. OBJETIVOS

Durante la duración del Trabajo Final, se espera adquirir:

- Conocimiento y formación en el rol de un ingeniero en materiales en una empresa dedicada a la generación de energía nuclear.
- Capacidad de entablar vínculos con distintos actores de la empresa, ya sean pertenecientes o ajenos al grupo de trabajo.
- Conocimientos científicos y técnicos asociados a los materiales de los componentes internos de reactor y de los generadores de vapor de centrales nucleares, así como de las condiciones de operación a las que están sometidos.
- Destreza en el análisis de grandes volúmenes de datos provenientes de experiencia operativa mundial, sobre mecanismos de degradación y evaluación de integridad de tubos de los GVs, la cual sea aplicable a CNE.
- Destreza en la evaluación de documentación y experiencia operativa acerca de la incidencia de mecanismos de degradación sobre superficies de componentes internos de un reactor tipo PWR/PHWR expuestas al circuito primario del reactor bajo condiciones fuera de la base de diseño original.
- Experiencia en la realización de inspecciones de materiales y procesos de fabricación formando parte del Departamento.
- Práctica en la síntesis de la información resultante del Trabajo Final, redacción del informe pertinente y presentación oral del mismo, empleando el vocabulario de nivel técnico apropiado para un ingeniero en materiales.

2. INTRODUCCIÓN

El presente Trabajo Final de Carrera se desarrolló en el Departamento Ingeniería de Materiales y Diseño de Combustibles, Gerencia de Ingeniería, Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA).

Durante la duración del trabajo, se participó en tareas específicas que un ingeniero en materiales normalmente desarrolla en su labor dentro de la empresa. Esto incluyó la participación en reuniones con miembros pertenecientes y ajenos al grupo de trabajo, además de la participación en inspecciones en carácter de asistente. Se desarrolla información al respecto en la Sección 5 del presente.

Aparte de esto, se colaboró en la elaboración de dos documentos técnicos requeridos para la gestión de la integridad de componentes críticos de un reactor nuclear en operación, los cuales fueron adaptados para su inclusión en este trabajo final debido a su naturaleza confidencial. Se realizó un informe en que se analiza el impacto de los potenciales mecanismos de degradación que podrían afectar al acero al carbono o de baja aleación que compone a un componente no especificado de un reactor nuclear tipo *Pressurized Water Reactor / Pressurized Heavy Water Reactor (PWR/PHWR)*, ante la eventualidad de que sufra un daño en el cladding protector y resulte expuesto al medio primario del reactor. Se desarrolla información al respecto en la Sección 4 del presente.

Además del informe anterior, se realizó un documento que constituye la versión preliminar de la *Degradation Assessment (DA)* de los tubos de los Generadores de Vapor (GVs) de la Central Nuclear Embalse (CNE). Consiste en una revisión integral del documento *Steam Generator Management Program: Steam Generator Integrity Assessment Guidelines - Revision 5* [1], el cual provee lineamientos y recomendaciones útiles para realizar una evaluación de la condición de los tubos de un GV; se lo sustentó de forma técnica empleando bibliografía adicional aplicable al tema. Se desarrolla información al respecto en la Sección 3 del presente.

Las secciones 3, 4 y 5 conforman los capítulos de Desarrollo del presente Trabajo Final de Carrera. Cada una posee su propia introducción, por lo que se prefirió evitar extender innecesariamente la presente y se alienta la lectura de aquellas.

Por otro lado, debido al origen completamente independiente de las secciones 3 y 4 del presente Trabajo Final, debe realizarse una aclaración con el objetivo de no generar confusiones durante su lectura. La Sección 3 corresponde a un documento destinado a CNE, por lo que se utilizará repetidas veces la palabra **documento** para referirse al contenido incluido en la sección. Por otro lado, la Sección 4 corresponde a un informe técnico destinado al Departamento, por lo que se utilizará repetidas veces la palabra **informe** para hacer referencia al contenido incluido en la sección.

3. DEGRADATION ASSESSMENT (DA)

3.1. INTRODUCCIÓN

El término tubo del GV se refiere a la longitud completa del tubo (incluyendo la pared de éste y reparaciones) entre la soldadura con la placa tubo a la entrada y la soldadura con la placa tubo a la salida; la soldadura entre tubo y placa tubo no se considera parte del tubo [2]. Los tubos del GV transportan el refrigerante primario a través del GV y cumplen la función de proveer su superficie para que tenga lugar el intercambio de calor entre los sistemas primario y secundario del reactor, permitiendo que se pueda remover el calor residual del refrigerante del lado primario.

Los tubos del GV y las reparaciones de estos, como los tapones y los manguitos, conforman la mayor parte de la barrera de presión del refrigerante del reactor. Por este motivo, estos deben ser capaces de mantener la presión y el inventario de refrigerante primario del reactor, con el objetivo de aislar al sistema secundario de los productos de fisión radiactivos en el refrigerante del sistema primario, a modo de prevenir pérdidas excesivas que conlleven a emisiones de radiación peligrosas para los operarios en la central nuclear.

La experiencia operativa de centrales nucleares alrededor del mundo ha demostrado que los tubos del GV pueden estar sujetos diversos mecanismos de degradación. Algunos de estos pueden ser inducidos mecánicamente (*i.e.*, desgaste y *fretting*), mientras que otros pueden deberse a fenómenos de corrosión [*i.e.*, corrosión generalizada, ataque intergranular, corrosión bajo tensión (SCC) y picado]. Si no se los gestiona adecuadamente, estos mecanismos de degradación pueden perjudicar la integridad de los tubos del GV.

El mantenimiento de la integridad de los tubos del GV es necesario para asegurar que estos sean capaces de cumplir sus funciones de forma adecuada. Una manera de lograr esto es someterlos a las denominadas Evaluaciones de Integridad del GV (*Steam Generator Integrity Assessments*), que básicamente consisten en tres elementos clave:

1. Evaluación de Degradación (DA, *Degradation Assessment*): Se realiza durante el intervalo entre inspecciones. Consiste en identificar y documentar información acerca de la degradación que puede afectar a los tubos de los GVs de la central nuclear. Su propósito general es que el personal de la central nuclear esté debidamente preparado para la próxima inspección de los GVs, a través de la identificación de las técnicas y exámenes apropiados que deban realizarse, y asegurando que se obtendrá la información requerida para las Evaluaciones de Integridad.
2. Monitoreo de Condición (CM, *Condition Monitoring*): Se realiza posteriormente a una inspección. Se trata de una evaluación en retrospectiva, que consiste en comparar la condición actual de los tubos con respecto a los criterios de performance de integridad de estos [*i.e.*, aquellos que aseguran que los tubos presentan una adecuada integridad estructural, tales que son capaces de cumplir sus funciones en condiciones de operación normal, en accidentes contemplados en la base de diseño (de aquí en más, accidentes base de diseño) y en eventos externos que afecten a la central]. Su propósito es confirmar que la integridad de los tubos del GV se ha mantenido adecuadamente durante el intervalo de operación previo a la inspección.
3. Evaluación de Operación (OA, *Operational Assessment*): Se realiza posteriormente a una inspección. Se trata de una evaluación con vistas al futuro, en la cual se proyecta la condición de los tubos del GV hasta la fecha en la que tendrá lugar la próxima inspección programada. Su propósito es demostrar que los criterios de performance de integridad de los tubos serán cumplidos durante el intervalo de tiempo que transcurra hasta la próxima inspección.

El presente documento se plantea sentar las bases en lo que respecta a la elaboración de la primera versión de una DA de los tubos de los GVs de CNE, destacando que se trata de los GVs que operan

desde el 4 de enero de 2019, fecha en la cual CNE inició oficialmente su segundo ciclo operativo luego de haberse completado el Proyecto de Extensión de Vida de la central.

Por recomendación de personal consultado de CNE, se realizó una revisión integral del documento *Steam Generator Management Program: Steam Generator Integrity Assessment Guidelines - Revision 5* [1], redactado por *Electric Power Research Institute (EPRI)*, el cual provee lineamientos y recomendaciones útiles para realizar una evaluación de la condición de los tubos de un GV.

3.2. OBJETIVOS

El objetivo global que persigue la DA es asegurar que, durante la próxima parada de la central nuclear, se llevarán a cabo las técnicas de inspección apropiadas que aseguren la obtención de la información requerida para las evaluaciones de integridad de los tubos del GV. Para lograr esto, se recomienda realizar como mínimo lo siguiente:

- Disponer de una descripción de las generalidades de los GVs de CNE, con el fin de incluirla o referenciarla en la DA. Se trata en 3.3.
- Identificar los mecanismos de degradación que han afectado a tubos de GVs a lo largo de la historia, priorizando experiencia operativa aplicable a los diseños y materiales de CNE. Se trata en 3.4.
- Identificar los Criterios de Integridad de Tubos de un GV, los cuales deben cumplirse para asegurar que los tubos son capaces de cumplir sus funciones de forma adecuada, en condiciones de operación normal y en condiciones de accidente. Se trata en 3.5.
- Identificar límites para la evaluación de la integridad de los tubos. Se trata en 3.6.
- Identificar generalidades sobre las inspecciones de los tubos, incluyendo técnicas de Ensayos No Destructivos (ENDs) de utilización habitual y el plan de inspección de los tubos (éste se puede incluir o referenciar en la DA). Se trata en 3.7.
- Identificar consideraciones acerca del mantenimiento de la integridad del lado secundario de los GVs, ya que la introducción de objetos extraños o la degradación de componentes en el lado secundario puede afectar la integridad de los tubos del GV. Se trata en 3.8.
- Proveer recomendaciones para contemplar nueva experiencia operativa publicada por la industria y cómo incluirla en la DA, cuando esta ya se encontraba completa y aprobada. Se trata en 3.9.

Por el motivo de que el presente documento no constituye una versión finalizada de una DA, existirán secciones cuyo contenido no esté desarrollado en su totalidad. En su lugar, se incluirán recomendaciones y bibliografía que será de utilidad para completar satisfactoriamente el contenido de aquellas secciones, siguiendo los lineamientos impuestos por EPRI, *Nuclear Energy Institute (NEI)* y *Nuclear Regulatory Commission (NRC)*.

3.3. GENERALIDADES SOBRE LOS GVs DE CNE

El documento de la DA deberá incluir o referenciar una descripción general de los GVs de la central nuclear y su operación. Esta descripción puede incluir:

- Listado con el nombre de los subcomponentes del GV, tanto en español como en inglés, ya que es en este último idioma como aparecen en la mayoría de la documentación existente. Se debe proveer una breve definición de cada subcomponente, especificar el/los material/es que lo componen y asignar un número de identificación que facilite su ubicación dentro de un esquema del GV.

- Detalles del diseño del GV, por ejemplo, dimensiones de los tubos, diseño de la placa tubo, diseño de las placas soporte de tubos (TSPs, ver [Anexo I](#)), y detalles sobre las demás estructuras soporte de tubos [e.g., barras antivibratorias (AVBs)].
- Detalles de los procesos de manufactura empleados para fabricar los diferentes subcomponentes del GV.
- Modificaciones efectuadas al GV a lo largo de su historia de operación, con el motivo por el cual se las efectuó.
- Parámetros concernientes a la operación del GV que influyan la integridad de los tubos, por ejemplo, presiones, temperaturas, y química de los medios primario y secundario (incluyendo procesos de acondicionamiento de la química, realizados para prevenir la incidencia de degradación en los tubos).

Una descripción de este estilo se encuentra en el documento *Evaluación de Vida - Generadores de Vapor* [3], realizado por NA-SA con motivo de la venidera Extensión de Vida de CNE. Se recomienda utilizar las descripciones incluidas en aquel documento, adaptándolas al nuevo diseño de los GVs de la central nuclear.

CNE cuenta con cuatro GVs del estilo vasija vertical, dos para cada circuito de transporte de refrigerante del lado primario. Fueron fabricados en Argentina por la empresa IMPSA, bajo la licencia de Babcock & Wilcox y las especificaciones de AECL [4]. Son GVs de tipo recirculante, con un haz de tubos en U invertidos que utilizan el calor producido en el reactor en el circuito primario para generar vapor de agua liviana el lado secundario de los GVs y así mover la turbina.

Los GVs de CNE poseen 3540 tubos de Incoloy 800M estabilizado, TSPs de acero inoxidable, AVBs en la curva en U de los tubos (*U-bend*) y separadores de humedad de gran capacidad en el tambor de vapor. Además, poseen un precalentador integrado, lo que aumenta el rendimiento del proceso de generación de vapor, el cual se resume a continuación:

El refrigerante del reactor (agua pesada, D_2O) entra a la cámara caliente de la calota a través de los dos conductos de entrada, a una temperatura alrededor de 308 °C. La calota está dividida en dos cámaras, caliente (entrada) y fría (salida), que se encuentran separadas por la placa divisoria. Los tubos de los GVs son de tipo en U invertida y terminan en la cara inferior de la placa tubo. El D_2O ingresa en la cámara caliente de la calota, asciende a través de los tubos por la pierna caliente, pasa a través de la curva superior y desciende a través de la pierna fría de los tubos, para finalmente ingresar a la cámara fría de la calota; luego deja el GV a través del conducto de salida a una temperatura alrededor de 260 °C.

El agua desmineralizada de alimentación entra por la boquilla de alimentación al lado secundario del GV. A través de un colector de entrada ubicado en la pierna fría, ingresa a la sección de precalentamiento a 188 °C [4] (cuando el reactor opera a máxima potencia, sino pueden ser unos grados menos). En el precalentador de placas deflectoras, se calienta hasta una temperatura cercana a la de saturación (260 °C). Finalmente, se mezcla con el agua de recirculación proveniente de la pierna caliente para ingresar en la zona de ebullición.

El vapor generado en la zona de ebullición sube a través del haz de tubos hacia el tambor de vapor y es separado del líquido saturado por centrifugado en los separadores de humedad ciclónicos. La parte líquida de la mezcla se recupera a través de la cámara de recirculación y desciende hacia la placa tubo, para ingresar nuevamente a la etapa de ebullición a través de la pierna caliente. La porción de vapor ascendente sale por la parte superior de los separadores ciclónicos primarios y pasa luego por los separadores ciclónicos secundarios, los cuales extraen cualquier humedad remanente del vapor.

En el [Anexo II](#) se incluyen definiciones de subcomponentes del GV que son relevantes en el presente documento.

3.4. MECANISMOS DE DEGRADACIÓN

Esta sección enuncia los mecanismos de degradación que han afectado a tubos de GVs a lo largo de la historia. Se hace hincapié en aquellos informados en experiencia operativa de GVs del tipo recirculante que contaban con tubos de material Incoloy 800, dado que esta combinación es la correspondiente a los GVs de CNE. Sin embargo, no se descarta la posibilidad de que se manifiesten mecanismos de degradación informados en otros diseños de GVs que contaban con tubos de aleaciones base níquel como el Inconel 600 (predecesora al Incoloy 800) y 690 (contemporánea al Incoloy 800).

3.4.1. DENTING

Las abolladuras en los tubos del GV se tratan de deformaciones mecánicas en el lado externo de estos. Según el origen de aquella deformación, se suele diferenciar la abolladura resultante empleando dos términos: *Ding* y *dent*.

Cuando la deformación se origina por medios puramente mecánicos, se utiliza el término *ding* para referirse a la abolladura. Por ejemplo, puede tratarse de procesos de fabricación y ensamblaje de tubos, prácticas de mantenimiento del GV [*e.g.*, limpieza de barros (*sludge lancing*)], contacto entre tubos y soportes (por la vibración de los tubos), y contacto entre tubos y placa tubo (por expansión y contracción diferencial entre estos).

Cuando el origen de la deformación es corrosivo, para hacer referencia a la abolladura se utiliza el término *dent*. En este escenario, la deformación es causada por la formación de productos de corrosión provenientes del acero al carbono que compone las estructuras que rodean a los tubos, como barras rigidizadoras, AVBs, TSPs y placa tubo (si estas dos últimas son de aquel material, suelen recubrirse con un cladding de aleación base níquel o acero inoxidable para disminuir la incidencia de la corrosión). Generalmente, los productos de corrosión que se forman ocupan un mayor volumen que el material del cual provienen, y dada la estrecha separación que existe entre los tubos y aquellas estructuras, esto resulta en la deformación de los tubos.

La degradación de tubos del GV producida de la manera relatada en el párrafo anterior se denomina *denting*. Un factor que puede incrementarlo es la incorporación de partículas corrosibles a la pila de barros que provoca este tipo de degradación en los tubos, ya que la subsecuente corrosión de estas partículas dentro de la pila causa la expansión de esta y abolla aún más a los tubos del GV.

Por sí mismo, el *denting* no produce fallas en el funcionamiento de los GVs. Sin embargo, su presencia puede provocar un aumento localizado de las tensiones de tracción, lo que puede conducir a un aumento de la susceptibilidad a SCC por parte del material de los tubos.

La utilización de TSPs de acero inoxidable ha reducido significativamente la ocurrencia de *denting* en las rendijas entre estas y los tubos del GV. A su vez, los fabricantes más importantes de GVs en el mundo están tendiendo a reemplazar las TSPs de tipo placa perforada por las del tipo caja de huevos, debido a la reducción en la incidencia de *denting* en tubos que ha traído aparejado este cambio; CNE no es la excepción y posee TSPs del tipo caja de huevos (ver [Anexo I](#)).

3.4.2. SCC

La corrosión bajo tensión, o SCC, es un fenómeno por el cual materiales dúctiles, sometidos a esfuerzos de tracción y expuestos a ciertos medios corrosivos, se comportan como materiales frágiles, presentando fisuras a tensiones muy inferiores a las de ruptura [5].

La experiencia operativa referente a tubos de Incoloy 800 indica que la SCC sólo se ha manifestado en el lado externo de estos, lo que se denomina *outside diameter stress corrosion cracking* (ODSCC). Se realiza esta aclaración porque existe experiencia operativa que ha informado la ocurrencia de SCC

en el lado interno de los tubos (*primary water stress corrosion cracking, PWSCC*), sin embargo, esta degradación era característica de tubos fabricados de Inconel 600.

3.4.2.1. ODSCC EN RENDIJAS ENTRE TUBO Y TSP

Esta degradación se ha producido por la acumulación de depósitos de corrosión en rendijas entre TSPs y tubos del GV, lo que impide el flujo libre del medio secundario en esas intersecciones. De esta manera, este medio no se renueva adecuadamente y se concentran impurezas químicas, las cuales tornan al medio local más agresivo y promueven la ODSCC.

Se ha reportado esta degradación en la central nuclear alemana Unterweser, que poseía GVs de tipo recirculante, con tubos de Incoloy 800 y TSPs del tipo caja de huevos fabricadas de acero inoxidable austenítico [6]. Por lo tanto, debe prestarse atención a este tipo de degradación porque podría tener lugar en CNE.

3.4.2.2. ODSCC EN RENDIJAS ENTRE TUBO Y PLACA TUBO

Esta degradación responde al mismo propósito explicado en 3.4.2.1. Sin embargo, su incidencia se ha reducido con el transcurso de los años, debido a la mejora en los procesos de instalación de tubos en los orificios de la placa tubo.

En el pasado, los tubos se fijaban a la placa tubo por rolado mecánico de profundidad parcial (*part-depth roll*), lo que daba lugar a una larga rendija entre el tubo y la placa tubo, como se muestra en la Figura 1. Esto provocaba que el tubo fuera susceptible a manifestar ODSCC desde la parte profunda de la rendija (*deep tubesheet crevice*) hasta su parte superior (*top of tubesheet crevice*), lo que efectivamente se ha informado en experiencia operativa de centrales nucleares con tubos de Incoloy 800 [6]; este método se implementó en la primera instalación de tubos de CNE.

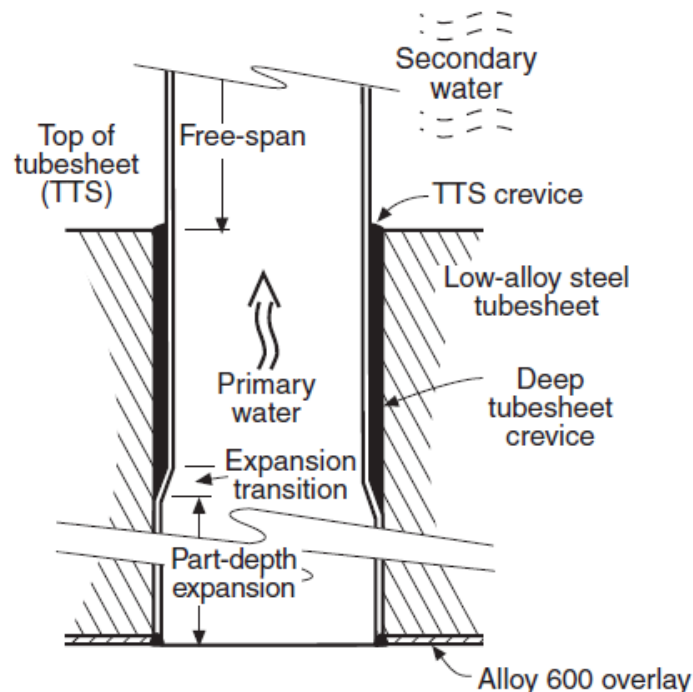


Figura 1: Geometría entre tubo y placa tubo, realizada por rolado mecánico de profundidad parcial. Adaptada de [7].

Aquel método de fijación se ha ido abandonando con el tiempo y se ha preferido optar por la expansión hidráulica de profundidad total (*full-depth hydraulic expansion*), como se muestra en la

Figura 2. La rendija que se forma entre el tubo y la placa tubo suele tener una profundidad de entre 3 y 6 mm, y se la crea a propósito para evitar una sobreexpansión de los tubos que pueda dañarlos [6].

Se ha reportado ODSCC en la parte superior de rendijas entre tubo y placa tubo en las centrales nucleares alemanas Unterweser, Biblis A y Biblis B, las cuales habían implementado este método de fijación de tubos en sus GVs, los cuales eran de tipo recirculante con tubos de Incoloy 800 y placa tubo de acero de baja aleación. Debido a estas similitudes con CNE, que ha implementado método de fijación de tubos en sus GVs desde el retubado de 1982 [3], debe prestarse atención a este tipo de degradación porque podría tener lugar en la central.

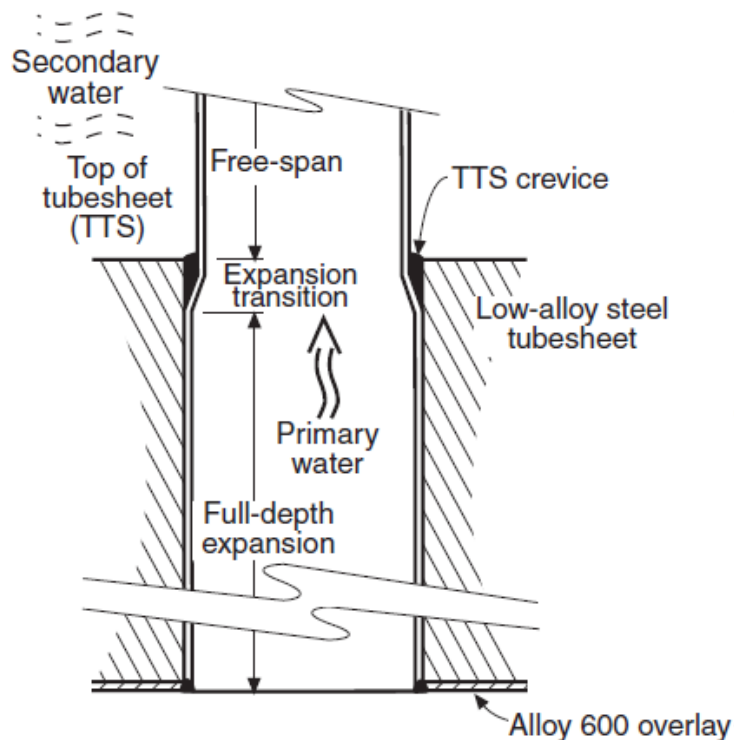


Figura 2: Geometría entre tubo y placa tubo, realizada por expansión hidráulica de profundidad total. Adaptada de [7].

3.4.2.3. ODSCC EN ABOLLADURAS DE DENTING Y DE ORIGEN MECÁNICO

Esta degradación puede ocurrir en tres secciones de los tubos del GV:

1. Rendijas entre tubo y TSP (Figura 3).
2. Rendijas entre tubo y placa tubo.
3. Porción de tubos entre TSPs consecutivas.

En cuanto a los dos primeros casos, los tubos se abollan por *denting*, debido a la acumulación de depósitos de corrosión en las rendijas, los cuales forman pilas de barro que se expanden y promueven la deformación de los tubos hacia su lado interior. En cuanto al tercer caso, la mayoría de la experiencia operativa de GVs informa que las abolladuras se deben a la interacción mecánica entre tubos y soportes durante el proceso de entubado.

Como se expresó en 3.4.1, las abolladuras pueden provocar un aumento localizado de las tensiones de tracción y, de este modo, conducir a un aumento de la susceptibilidad a SCC por parte del material de los tubos.

Teniendo en cuenta que, en el pasado, CNE ha realizado limpiezas mecánicas de barro por medio de chorros de agua a presión (*water lancing*) [3], se recomienda prestar atención a este tipo de degradación porque podría tener lugar en la central.

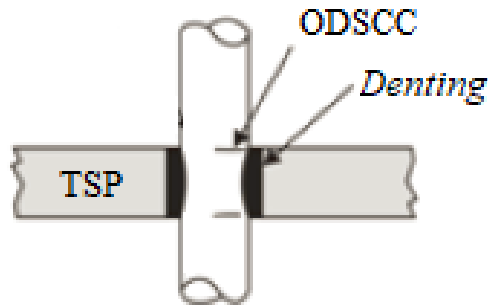


Figura 3: Esquematación de la degradación de tubos por ODSCC en rendijas entre tubo y TSP, favorecido por la ocurrencia de denting. Adaptada de [1].

3.4.3. DESGASTE POR *FRETTING*

El desgaste por *fretting* es un tipo de degradación asistida mecánicamente, en la cual una superficie presenta un movimiento oscilatorio de pequeña amplitud (normalmente menor a 300 μm) respecto de otra superficie con la cual se encuentra en contacto [8].

Suele ocurrir en tubos del GV cuando estos interactúan mecánicamente con estructuras soporte, como las AVBs y los soportes de la curva en U, lo que resulta en la formación de marcas de desgaste y adelgazamiento localizado del espesor del tubo.

El desgaste por *fretting* resulta principalmente de la vibración inducida por flujo (*flow induced vibration*), para lo cual contribuyen:

- Factores de flujo del medio secundario. Por ejemplo, su velocidad y dirección con respecto al eje axial de los tubos.
- Factores de tubos y soportes. Por ejemplo, rigidez de los soportes y tamaño del huelgo entre estos y los tubos.

Los mayores efectos del desgaste por *fretting* se observan en regiones con alta velocidad de flujo, donde éste sea cruzado con respecto al eje axial de los tubos (*i.e.*, perpendicular). En general, esto se satisface en dos zonas:

- Curva en U de los tubos, especialmente en la región donde los tubos poseen mayor radio, ya que allí el flujo divergente induce las mayores vibraciones.
- Parte superior de la placa tubo donde se hayan formado pilas de barro, ya que esto reduce la sección a través de la cual puede circular el flujo y aumenta la velocidad de este.

El desgaste por *fretting* puede mitigarse mediante el agregado AVBs. Adicionalmente, se recomienda implementar métodos de monitoreo de vibraciones porque la experiencia ha demostrado que esto reduce considerablemente el número de tubos afectados por este tipo de degradación.

El desgaste por *fretting* ha afectado a varias centrales nucleares cuyos GVs incorporaban tubos de Incoloy 800, incluyendo la planta tipo *Canada Deuterium Uranium* (CANDU) de Darlington [6]. Por este motivo, debe prestarse atención a este tipo de degradación porque podría tener lugar en CNE.

3.4.4. DESGASTE POR OBJETOS EXTRAÑOS (*FOREIGN OBJECTS WEAR*)

Este tipo de degradación se produce por objetos extraños atrapados en el lado secundario del GV y su consecuente interacción mecánica con los tubos de éste, la cual puede ocurrir por la caída de los objetos extraños desde gran altura o por transporte de estos en regiones con alta velocidad de flujo. Generalmente, los objetos extraños suelen originarse por dos fuentes diferentes:

- Procesos de fabricación y mantenimiento del GV. Por ejemplo, puede tratarse de herramientas dejadas luego de una inspección, o *debris* producto de una reparación o modificación.

- Componentes internos del lado secundario del GV. Por ejemplo, puede tratarse de partes rotas de estos debido a la acción de algún mecanismo de degradación.

El desgaste por objetos extraños ha afectado a varias centrales nucleares cuyos GVs incorporaban tubos de Incoloy 800 [6]. Por este motivo, debe prestarse atención a este tipo de degradación porque podría tener lugar en CNE.

3.4.5. DEGRADACIÓN POR CAVITACIÓN (CAVITATION/HYDRODYNAMIC DEGRADATION)

La cavitación es la rápida formación y colapso de burbujas de vapor dentro de un medio líquido. La formación de las burbujas puede inducirse por gases disueltos, contaminación del medio, aunque se produce principalmente cuando la presión estática del medio se vuelve menor a la presión de vapor. El flujo del medio transporta las burbujas hacia zonas de mayor presión, hasta que esta supera la presión de vapor. En este momento, el vapor comienza a condensarse, partiendo de la pared de la burbuja. Cuando un punto de la superficie de la burbuja se ha debilitado lo suficiente, se produce su implosión, que implica la formación de un *micro jet* de líquido que fluye hacia el volumen que era ocupado por vapor y penetra la superficie opuesta de la burbuja, que queda sumida en una forma de toroide y luego finaliza su colapso. Por su parte, el *micro jet* continúa su recorrido a través del líquido, y si se encuentra con una superficie, le transmitirá su gran cantidad de energía aplicándola en un punto muy pequeño en un período ínfimo de tiempo. Como consecuencia, el material de la superficie experimenta una microdeformación muy rápida, que se traduce en el desarrollo de microfisuras que pueden derivar en un gran daño e incluso la rotura. La progresión del proceso de cavitación y el daño que provoca si ocurre próximo a una superficie se ilustran en la Figura 4.

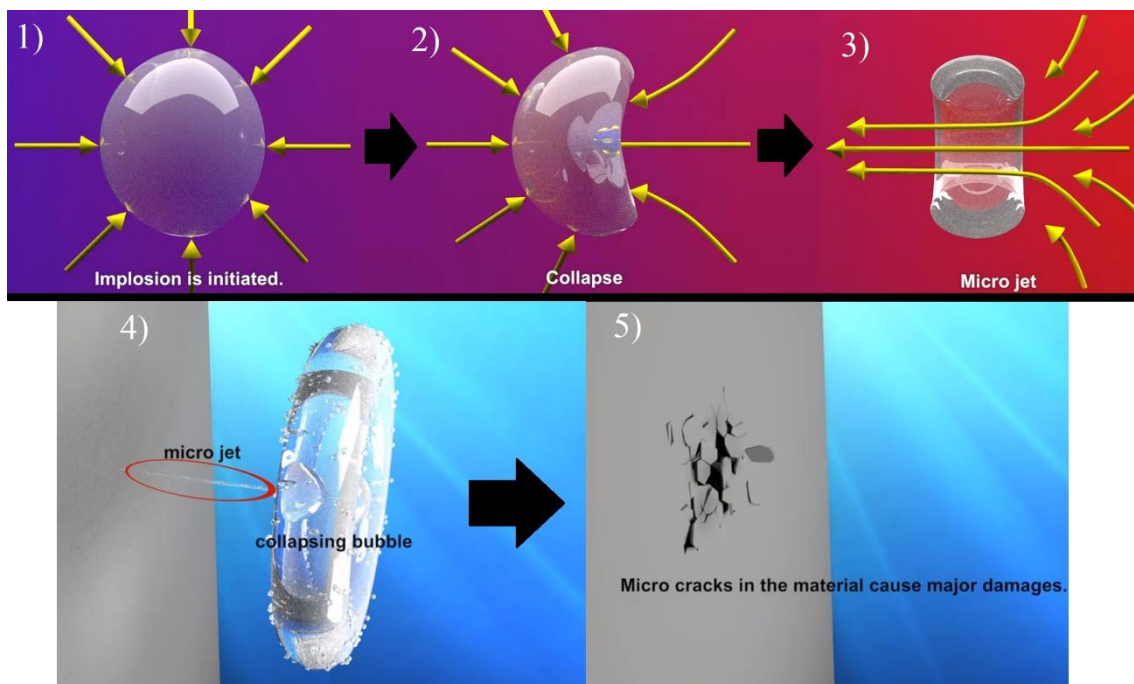


Figura 4: Esquema de la degradación por cavitación. Adaptado de [9].

Se ha producido en rendijas entre tubo y TSP, debido a dos factores: Inclinación de los tubos y presencia de depósitos de corrosión. Estas condiciones pueden causar que la presión local en la rendija decaiga por debajo de la presión de vapor (*i.e.*, origina burbujas) y luego vuelva a superarla rápidamente (*i.e.*, induce el colapso de las burbujas). Para relacionar este fenómeno con un ejemplo práctico, se lo puede emparentar con lo que ocurre en una tubería con un cambio abrupto de sección.

Se ha observado este fenómeno en centrales de tipo CANDU que contaban con GVs con precalentador (Darlington) [6]. Por lo tanto, se recomienda prestar atención a este tipo de degradación porque podría tener lugar en la central

3.4.6. CORROSIÓN GENERALIZADA (*WASTAGE OR THINNING*)

La corrosión generalizada es un mecanismo de degradación por el cual las reacciones químicas o electroquímicas entre un medio y un metal expuesto a este, provocan la remoción más o menos uniforme del metal a lo largo de toda su superficie (*i.e.*, la penetración media es igual sobre todo el frente del material). La cantidad de metal disuelto es proporcional a la gravedad del daño causado. La velocidad de este tipo de degradación es muy reducida en comparación con ataques corrosivos de tipo localizado.

Este mecanismo de degradación ha ocurrido en rendijas entre tubo y placa tubo, debido a la exposición del material de los tubos a pilas de barro con concentraciones elevadas de fosfatos, lo que se denominaba corrosión uniforme por fosfatos. Se presume que este agente provenía de un método de control de la química del lado secundario [6], por lo que a medida que las centrales nucleares que lo utilizaban comenzaron a reemplazarlo por el tratamiento Todo Volátil (AVT, *all-volatile treatment*), la incidencia de la corrosión uniforme por fosfatos se redujo considerablemente.

CNE ha implementado el tratamiento AVT para mantener el control de la química del lado secundario, por lo que este mecanismo de degradación no debería causar mayores inconvenientes en los tubos del GV. Sin embargo, por cautela se recomienda realizar limpiezas mecánicas de barro por medio de chorros de agua a presión, para evitar la formación de pilas de barro en las inmediaciones de los tubos del GV.

3.4.7. CORROSIÓN POR PICADO (*PITTING*)

El ataque por picado es una forma de corrosión localizada que normalmente se presenta en metales que están pasivados y se manifiesta como un ataque muy intenso en áreas pequeñas (del orden de los mm²) mientras el resto del metal permanece pasivo [5]. La cantidad de metal disuelto no exhibe relación con la gravedad del daño causado. La velocidad de este tipo de degradación puede ser de hasta 6 órdenes de magnitud mayor que la del resto de la superficie.

En el caso de los tubos del GV, se ha producido picado cuando se combinaron condiciones oxidantes y presencia de aniones agresivos (*e.g.*, cloruros). Cuando la superficie del tubo se encuentra en una rendija o en contacto con una pila de barro, la corrosión provoca una depleción de oxígeno en la zona y aumenta la diferencia de potencial entre esta y el exterior, lo que favorece la difusión de los aniones agresivos hacia la rendija o pila de barro. De este modo, el material del tubo resulta expuesto a condiciones agresivas que pueden derivar en picado, aunque la concentración global de aniones agresivos en el medio secundario sea baja [6].

El picado es un mecanismo de degradación muy poco frecuente en tubos de GVs, ya que en condiciones de operación normal los controles de la química del medio secundario son efectivos para prevenir la incidencia de picado, debido a que tienen el propósito de mantener condiciones reductoras en el medio. Sin embargo, debe considerarse la posibilidad de que durante paradas frías de la central, el ingreso de oxígeno al medio pueda provocar desbalances inusuales en la química del medio secundario que puedan favorecer la ocurrencia de picado. Además, se recomienda realizar limpiezas mecánicas de barro por medio de chorros de agua a presión, para evitar la formación de pilas de barro en las inmediaciones de los tubos del GV.

3.4.8. DEFLEXIÓN DE BARRAS RIGIDIZADORAS (*BOWING OF TIE RODS*)

Las barras rigidizadoras actúan como nexo entre las placas soporte de tubos, los soportes del haz de tubos en U y la placa tubo, dándole rigidez a la estructura del GV. Su localización es próxima a la de los tubos del GV, por lo que estos pueden resultar dañados ante la ocurrencia de deflexiones excesivas de las barras rigidizadoras.

La central nuclear estadounidense Arkansas Nuclear One (ANO) ha reportado el suceso de deflexión de las barras rigidizadoras en sus GVs, que eran del tipo *once-through* (i.e., de un solo paso, en los cuales el refrigerante circula a través de un haz de tubos rectilíneos, en lugar de los curvados en U propios de GVs del tipo recirculante). Alegó que la causa raíz fue la fricción inadvertida entre las TSPs y la porción superior de la pared de la cámara de recirculación (*shroud*) del GV, que tenía lugar durante el proceso de enfriamiento desde condición de operación normal. Según lo informado por ANO, esto provocó que la periferia de muchas TSPs se deflectaran verticalmente hacia abajo y, al estar unidas a las barras rigidizadoras, les transmitieron cargas sustanciales de compresión axial y de flexión, lo que se tradujo en la deflexión de las barras rigidizadoras en condición fría.

Debido a que CNE cuenta con barras rigidizadoras, se recomienda implementar métodos de monitoreo de vibraciones que permitan verificar que no se produzcan las fricciones acontecidas en ANO, previniendo de esta manera la deflexión de las barras rigidizadoras y el potencial daño que podrían transmitirles a los tubos de los GVs de la central.

3.4.9. CORROSIÓN POR IMPACTO (*IMPINGEMENT ATTACK*)

Este tipo de degradación es una forma de corrosión-erosión en la cual un fluido con partículas sólidas suspendidas circula a alta velocidad con respecto a la superficie de los tubos del GV, provocando la remoción no uniforme del material que los compone. Se lo ilustra en la Figura 5.

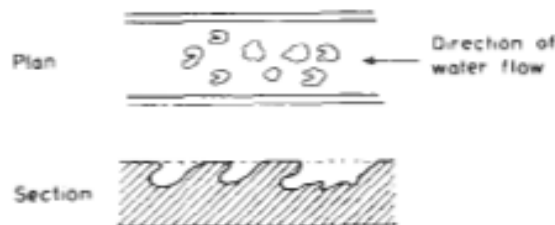


Figura 5: Esquematación de la corrosión por impacto (*impingement*) en tubos. Adaptada de [10].

Estas partículas pueden tratarse de *debris* remanente de reparaciones o modificaciones efectuadas en el GV.

Este mecanismo de degradación sólo se ha informado en experiencia operativa de GVs del tipo *once-through*, sin embargo, no se puede descartar la posibilidad de algún evento desafortunado provoque su ocurrencia en un GV de tipo recirculante. Por este motivo, se debe prestar atención a este tipo de degradación porque podría tener lugar en CNE.

3.4.10. ACCIONES ANTE EL ENCUENTRO DE DEGRADACIÓN INESPERADA

Si al término de una inspección de los tubos de los GVs de CNE se encuentra un mecanismo de degradación que no había sido informado en la DA, se deberá realizar una revisión de este documento de tal manera que contemple aquel mecanismo de degradación. La versión actualizada de la DA deberá estar finalizada antes de que comience la próxima inspección.

3.5. CRITERIOS DE INTEGRIDAD DE TUBOS

El mantenimiento de la integridad de los tubos del GV es una tarea necesaria para asegurar que estos son capaces de cumplir sus funciones de forma adecuada. A lo largo de la historia, los países que cuentan con reactores nucleares han desarrollado estándares para evaluar la integridad de los tubos de GVs, denominados criterios de performance. En el presente documento, se considerarán los criterios definidos en los Estados Unidos, regulados por la NRC, ya que estos han servido de base para el establecimiento de los requerimientos en otras partes del mundo [11].

Los criterios de performance del GV son tres:

- Criterio de Performance de Integridad Estructural (SIPC, *Structural Integrity Performance Criterion*).
- Criterio de Performance ante Pérdida Inducida por Accidente (AILPC, *Accident-Induced Leakage Performance Criterion*).
- Criterio de Performance ante Pérdida en Operación (OLPC, *Operational Leakage Performance Criterion*).

3.5.1. SIPC

El Criterio de Performance de Integridad Estructural es [12]:

“Todos los tubos de un generador de vapor en servicio deben mantener su integridad estructural durante todo el rango de condiciones normales de operación (incluyendo arranque, operación en potencia, parada fría, parada caliente y todos los transitorios anticipados incluidos en las especificaciones de diseño) y accidentes base de diseño. Esto incluye mantener un factor de seguridad de 3,0 contra estallido por la diferencia de presión entre primario y secundario en condición de operación normal a plena potencia, y un factor de seguridad de 1,4 contra estallido aplicado a las diferencias de presión entre primario y secundario de los accidentes base de diseño. Aparte de los requerimientos de arriba, deberán evaluarse condiciones de carga adicionales asociadas a los accidentes base de diseño, o la combinación de accidentes en concordancia con las bases de diseño y licencia, para determinar si las cargas asociadas contribuyen significativamente al estallido o al colapso. En la evaluación de integridad de los tubos, aquellas cargas que afecten significativamente al estallido o al colapso deberán determinarse y evaluarse en combinación con las cargas debidas a presión, con un factor de seguridad de 1,2 sobre las cargas primarias combinadas y 1,0 sobre las cargas secundarias axiales”.

El SIPC está basado en definiciones y en un marco de evaluación consistentes con el Código ASME y con regulaciones aplicadas en el pasado. El SIPC provee los factores de seguridad que deben aplicarse para que los tubos del GV mantengan adecuadamente su integridad frente fallas graves, ya sea por estallido o por colapso plástico, en condiciones de operación normal, de accidente y todos los transitorios anticipados incluidos en las especificaciones de diseño.

3.5.1.1. DEFINICIONES

El estallido de un tubo (Figura 6) se define como: “Una falla estructural grave de la pared del tubo. Típicamente, la condición corresponde a una apertura inestable (*e.g.*, incremento del área de apertura en respuesta a una presión constante) acompañada por un desgarramiento dúctil (plástico) del material del tubo en los extremos de la degradación [2].



Figura 6: Tubos que han fallado por estallido. Adaptado de [13].

El colapso plástico se define de la siguiente manera: “Para la curva carga versus desplazamiento de una dada estructura, el colapso ocurre en el máximo de la curva carga versus desplazamiento, donde la pendiente de la curva se hace cero” [2]. Esta condición ocurre como consecuencia de la aplicación de cargas axiales y de flexión sobre el tubo, las cuales inducen la formación de bisagras plásticas (*plastic hinges*) que actúan como ejes de rotación localizados y favorecen la flexión y abollado del tubo, como se ilustra en la Figura 7.

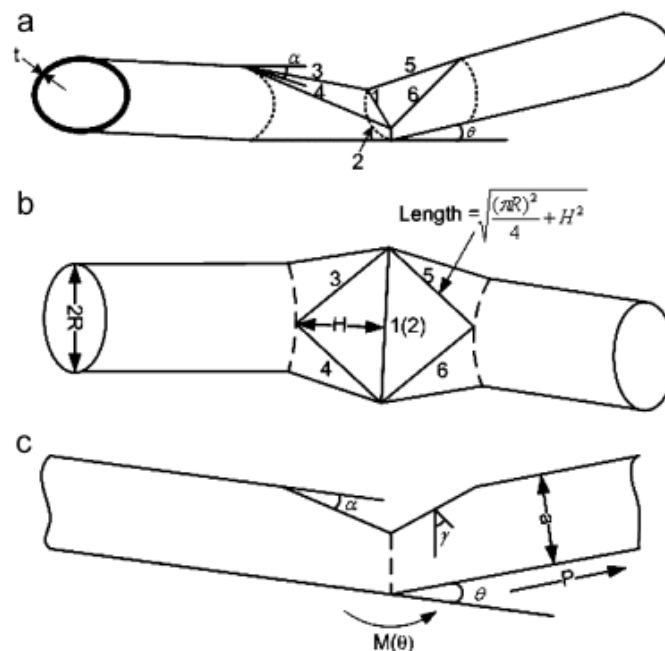


Figura 7: Esquemización del colapso plástico de un tubo. Adaptada de [14].

El SIPC obliga a determinar si las cargas actuantes sobre los tubos los afectan significativamente en cuanto a la potencialidad de experimentar un estallido o un colapso. En este contexto, el término significativo se define como: “Una condición de carga de accidente, excepto que sea una diferencia de presión, se considera significativa cuando al contemplar dicha carga en la evaluación con el SIPC, provoca una disminución en el límite estructural o limita la condición de estallido/colapso que deberá establecerse” [15]. Esta evaluación es importante para considerar las condiciones de carga que podrían

surgir como resultado a eventos cuya ocurrencia no es habitual, por ejemplo, eventos dinámicos en el sitio donde está emplazado el reactor nuclear (*e.g.*, actividad sísmica), o diferencias de temperatura creadas durante un transitorio (las cuales podrían producir cargas térmicas axiales). La evaluación de condiciones de carga y la determinación de si son significativas para el estallido/colapso de tubos son dependientes de las características propias de la central nuclear y de los detalles específicos de los escenarios que se planteen; por ejemplo, si el tubo presenta degradación axial o circunferencial, o si las cargas son catalogadas como primarias o secundarias.

Las cargas primarias producen tensiones primarias, que tienen una definición específica y un tratamiento analítico en la Sección III del Código ASME. Una tensión primaria es la componente de tensión desarrollada por una carga impuesta que es necesaria para satisfacer las leyes de equilibrio de fuerzas y momentos externos e internos. La característica básica de una tensión primaria es que no es autolimitante [15], es decir, la manifestación de una deformación no resultará en una reducción de la carga.

Las cargas secundarias producen tensiones secundarias, que tienen una definición específica y un tratamiento analítico en la Sección III del Código ASME. Una tensión secundaria es una tensión normal o de corte desarrollada por la constricción de material adyacente o por la constricción de la propia estructura. La característica básica de una tensión secundaria es que es autolimitante [15], por lo que no se espera que deriven en fallas cuando se las aplica una sola vez.

A raíz de una distribución de temperatura no uniforme, las cargas térmicas producen tensiones térmicas en cuerpos sólidos cuando se restringe a un volumen de material la adopción libre del tamaño y forma que tendría como respuesta al cambio de temperatura que experimentó. Históricamente, tanto en evaluaciones de estallido de tubos y en evaluaciones de integridad consistentes con las regulaciones de NRC, se ha contemplado especialmente el efecto de las cargas térmicas axiales, porque pueden imponer grandes deformaciones axiales [15]. El Código ASME las considera cargas secundarias porque son autolimitantes y no provocarán que el tubo falle luego de una sola aplicación. Por lo tanto, en evaluaciones de integridad realizadas a tubos con degradación axial, es de práctica habitual considerar a las cargas térmicas axiales como secundarias. Sin embargo, cuando se evalúa la integridad de tubos con degradación circunferencial, las cargas térmicas axiales pueden ser catalogadas como primarias o secundarias dependiendo el caso.

Aparte de las anteriores, la condición de carga más importante a considerar en evaluaciones de integridad de tubos es la diferencia de presión a través de la pared del tubo (*i.e.*, entre lado primario y secundario), en condiciones de accidente base de diseño y en condición de operación normal a plena potencia. En cuanto a esta última, se la define como las condiciones existentes durante el modo operativo 1 de un reactor nuclear [2], el cual posee el nombre Operación en Potencia; sus variables y los valores correspondientes se incluyen en el [Anexo III](#).

La diferencia de presión entre primario y secundario en condición de operación normal a plena potencia suele abreviarse como NOPD (*normal operating pressure differential*), que es la diferencia de presión en operación normal.

La diferencia de presión entre primario y secundario en condiciones de accidente suele abreviarse como LAPD (*limiting accident pressure differential*), que es la máxima diferencia de presión a través de la pared del tubo para los accidentes base de diseño.

3.5.1.2. FACTORES DE SEGURIDAD EN EL SIPC

A continuación, se presentarán los fundamentos encontrados en bibliografía acerca de los cuatro factores de seguridad que se incluyen en el SIPC.

El primer factor de seguridad a aplicar es $3,0 \times \text{NOPD}$. Se trata de una convención utilizada históricamente para limitar la presión que podían soportar los tubos antes de fallar por estallido. Es consistente con los márgenes de diseño de espesor de tubos incluidos en la Sección III del Código ASME, motivo por el cual la NRC recomienda la aplicación de este factor de seguridad en evaluaciones de integridad de tubos, lo que ha sido aceptado exitosamente por parte de la industria [12].

El segundo factor de seguridad a aplicar es $1,4 \times \text{LAPD}$. Es consistente con los márgenes de diseño de espesor de tubos incluidos en la Sección III del Código ASME, donde la carga aplicada sobre los tubos está restringida a 0,7 veces la carga de inestabilidad plástica (*i.e.*, el máximo de la curva carga versus desplazamiento). El factor de seguridad surge entonces de la relación $1,0/0,7 \approx 1,4$ [11].

El tercer factor de seguridad a aplicar es $1,2 \times \text{PL}$, que se refiere a una carga primaria axial o de flexión acontecida en condición de accidente. Su valor corresponde a un cociente entre dos cargas calculadas para prevenir colapso, para lo cual se sigue una metodología incluida en el Apéndice F de la Sección III del Código ASME [15], que permite evaluar la integridad de tubos ante la acción de cargas primarias.

El cuarto factor de seguridad a aplicar es $1,0 \times \text{ASL}$, que se refiere a carga secundaria axial acontecida en condición de accidente. Sin embargo, el valor 1,0 indica que en realidad no se está aplicando un factor de seguridad sobre aquel tipo de carga. Esto se debe a que, en términos del Código ASME, las cargas secundarias se caracterizan por ser autolimitantes, es decir, la deformación resultante se reducirá (o incluso eliminará) la carga aplicada y su tensión resultante [15].

Por otro lado, es importante aclarar que los factores de seguridad incluidos en el SIPC no sólo procuran mantener la integridad de los tubos ante la posibilidad de experimentar estallidos durante todo el rango de condiciones normales de operación (incluyendo arranque, operación en potencia, parada fría, parada caliente y todos los transitorios anticipados incluidos en las especificaciones de diseño), sino que también aseguran que los tubos no sean tensionados más allá de la tensión de fluencia del material del cual están hechos. Esta es una limitación conocida como criterio de no fluencia (*no yield criterion*) y se ha incluido en regulaciones de la NRC a lo largo de la historia [15]. Sin embargo, los medios para verificar este criterio (*e.g.*, ensayos de presión *in situ*) han sido catalogados como poco prácticos por parte de la industria, motivo por el cual esta ha preferido utilizar los requerimientos estructurales del SIPC para asegurar que se cumple el criterio de no fluencia en tubos. En *Steam Generator Management Program: Technical Bases for the Integrity Assessment Guidelines* [16], redactado por EPRI, se incluye un extenso análisis realizado al respecto, en el cual se evalúan tubos con degradación uniforme (*i.e.*, pérdida de espesor de pared) y no uniforme (*i.e.*, desarrollo de fisuras), y ha llegado a la conclusión de que, a igual cantidad de degradación, el tubo fallaría primero por el requerimiento $3 \times \text{NOPD}$ antes que por el criterio de no fluencia.

3.5.1.3. ESQUEMA DEL SIPC

El SIPC reúne una extensa cantidad de conceptos de forma muy compacta, por lo que en afán de facilitar su comprensión se presenta la Figura 8. Este diagrama exhibe las cargas que forman parte del SIPC y el factor de seguridad que se debe aplicar a cada una. Además, permite visualizar el concepto de carga significativa, el cual no aplica a cargas debidas a diferencias de presión y recién fue incluido en el SIPC en su última versión, aprobada por la NRC en 2004.

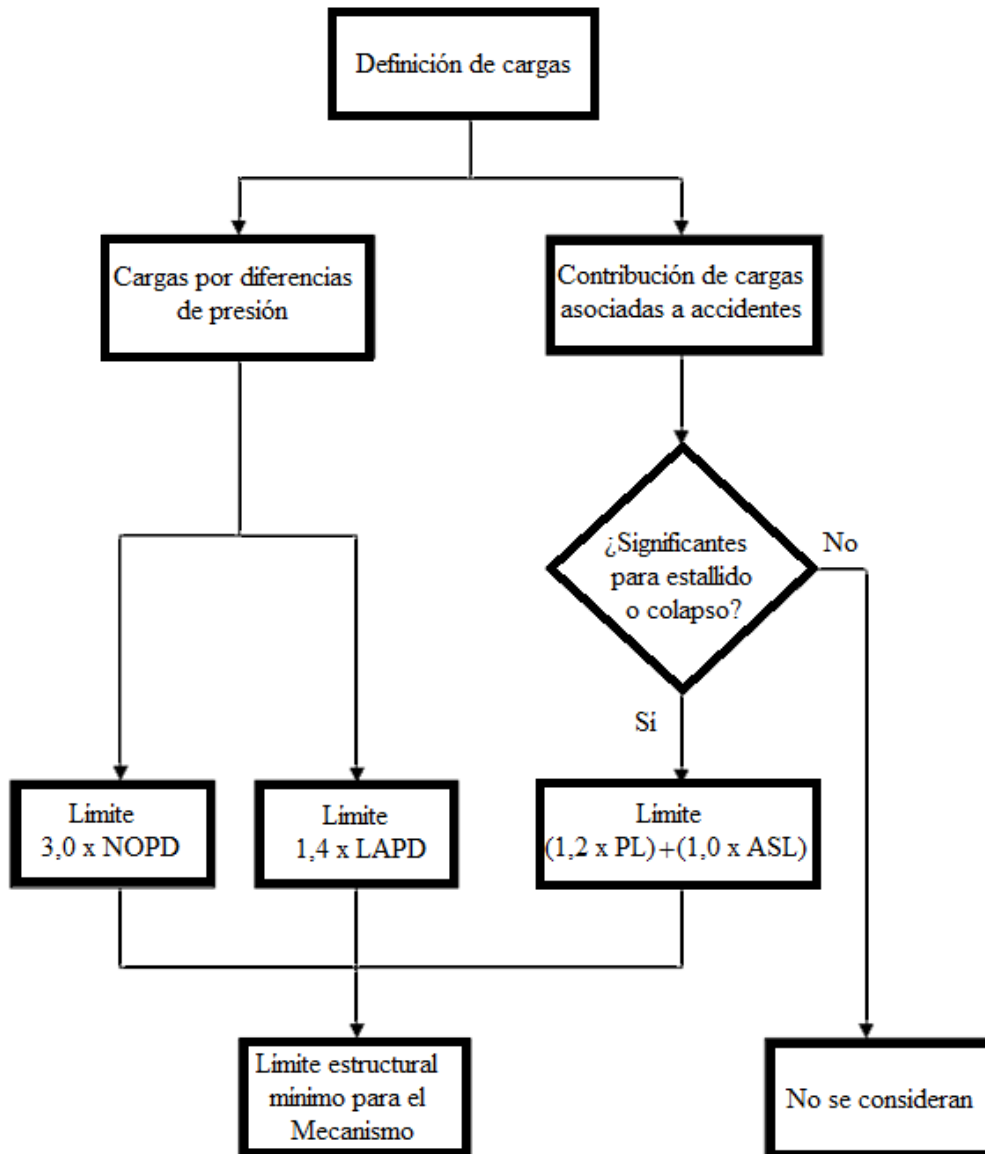


Figura 8: Esquematización del SIPC. Adaptado de [1].

3.5.2. AILPC

El Criterio de Performance ante Pérdida Inducida por Accidente es [2]:

“La velocidad de pérdida inducida por accidente desde el primario al secundario, para todos los accidentes base de diseño, excepto la ruptura de un tubo del generador de vapor, no debe exceder la velocidad de pérdida asumida en el análisis del accidente, en términos de la velocidad de pérdida total para todos los generadores de vapor y de la velocidad de pérdida para un generador de vapor individual. La pérdida no debe exceder 1 gpm [gallons per minute] por generador de vapor, excepto para tipos específicos de degradación en ubicaciones específicas que hayan requerido la implementación de criterios de reparación alternativos como se documenta en las especificaciones técnicas del Programa del Generador de Vapor”.

El AILPC está basado en requerimientos de la NRC y del Código de Regulaciones Federales de los Estados Unidos (CFR, *Code of Federal Regulations*). El AILPC provee límites en cuanto a la cantidad de pérdida de refrigerante desde el lado primario (*i.e.*, el interior del tubo) hacia el secundario del GV, que puede ocurrir accidentes base de diseño contemplados en las especificaciones de diseño de la central nuclear.

3.5.2.1. DEFINICIONES

Una pérdida inducida por accidente se define como: “Una pérdida desde el primario al secundario que ocurre durante accidentes postulados, excepto la ruptura de un tubo del generador de vapor. Esto incluye la velocidad de pérdida desde el primario al secundario existente inmediatamente antes del accidente, más la pérdida desde el primario al secundario adicional inducida durante el accidente. Accidentes típicos que asumen pérdidas son el accidente por rotura de la línea de vapor, el accidente por eyección de barra, y el accidente por bloqueo del rotor” [2].

Cuando se produce una pérdida de refrigerante desde el lado primario al secundario, este último resulta contaminado por los productos de fisión radiactivos que contiene el medio del primario. Por lo tanto, las pérdidas desde el primario al secundario se determinan utilizando sistemas de monitoreo de radiación en el lado secundario del GV y otros métodos expuestos en *Steam Generator Management Program: PWR Primary-to-Secondary Leak Guidelines—Revision 5* [17], redactado por EPRI.

Uno de los límites incluidos en el AILPC está expresado en unidades de gpm, que es una abreviación de galones por minuto. En esta ocasión, el término galón se refiere al galón líquido estadounidense, por lo que para realizar una conversión de galones a litros debe utilizarse la regla $1,0 \text{ galón} \approx 3,79 \text{ litros}$.

Los criterios de reparación alternativos se definen como: “Criterios de reparación de tubos que pueden llegar a implementarse para un tipo de defecto específico en lugar de los que se aplican generalmente. El obturado (*plugging*) del tubo de un GV no se considera reparación” [2].

3.5.2.2. LÍMITES DE PÉRDIDA EN EL AILPC

El AILPC provee dos límites de pérdida inducida por accidente. En primer lugar, afirma que la velocidad de pérdida desde el primario al secundario no debe exceder el valor estipulado en el análisis del accidente de la central nuclear. Sin embargo, ante la posibilidad de que por una eventualidad en la central se produjera la modificación de alguna variable de influencia en el análisis del accidente, como la velocidad de flujo del refrigerante, la presión o la temperatura, esto podría provocar el incumplimiento del límite anterior. Por este motivo, el AILPC provee un segundo límite que en general suele ser menos restrictivo que el primero, en el que se obliga a no superar una velocidad de pérdida de $\sim 3,79$ litros por minuto (1 gpm) por cada GV.

El valor de este último límite proviene de conclusiones acerca de análisis de seguridad realizados por la NRC [2], en los cuales se demostró que considerar aquella velocidad de pérdida puede aumentar el riesgo de que el accidente tenga consecuencias adicionales más severas. Sin embargo, la NRC también admite se necesita más investigación para desarrollar una metodología adecuada que prediga completamente los efectos asociados a las pérdidas durante accidentes [12].

Aparte de los dos límites anteriores, el AILPC contempla la posibilidad de que un tubo del GV experimente una degradación específica que obligue a repararlo empleando criterios alternativos. Esta salvedad se debe a que esta situación se ha registrado en centrales nucleares de los Estados Unidos, las cuales informaron de esta situación a la NRC y a algunas se le concedió una excepción al límite de pérdida de $\sim 3,79$ litros por minuto (1 gpm) por cada GV. Sin embargo, es posible que esta salvedad permitida en los Estados Unidos no sea aplicable en CNE, ya que se han recibido comentarios del personal de la central negando que se reparen tubos, sino que cuando la degradación desarrollada lo amerita se procede directamente a obturarlos (*i.e.*, quedan fuera de servicio).

Los límites del AILPC pretenden que las consecuencias de la potencial liberación de productos de fisión radiactivos al sistema secundario no excedan los límites radiológicos impuestos por:

1. Criterio General de Diseño 19, en el Apéndice A de la Parte 50 del Título 10 del CFR [18], en cuanto a dosis dentro de la sala de control de la central nuclear: “...**la exposición a la radiación no debe exceder una dosis equivalente efectiva total (TEDE) de 0,05 Sv (5 rem) para la duración del accidente**”. La dosis equivalente efectiva total (TEDE, *Total Effective Dose Equivalent*) es la suma entre las dosis de radiación recibidas por el cuerpo humano por exposición interna (*i.e.*, ingesta o inhalación) y por exposición externa [19].
2. NRC, en referencia a los estudios que respaldan al límite de pérdida de ~3,79 litros por minuto (1 gpm) por cada GV.

3.5.3. OLPC

El Criterio de Performance ante Pérdida en Operación es [12]:

“La pérdida en operación de RCS desde el primario al secundario, a través de cualquier generador de vapor, debe limitarse a 150 galones por día”.

El OLPC está basado en experiencia operativa de GVs cuyos tubos experimentaron mecanismos de degradación que favorecieron la ocurrencia de pérdidas en operación [20]. La mayoría de dichos mecanismos son de propagación lenta, por lo que sólo generan dificultades operativas relacionadas a las pérdidas; sin embargo, otros mecanismos pueden progresar rápidamente y producir la ruptura de un tubo [17]. Es por este motivo que el cumplimiento del OLPC constituye una medida efectiva para minimizar la frecuencia con la que ocurren rupturas de tubos en el GV.

Por otro lado, el límite que provee el OLPC es mucho más restrictivo que el correspondiente al AILPC, lo cual es consistente con lo que dicta la experiencia operativa, ya que las pérdidas inducidas por accidente pueden exceder el nivel de las pérdidas en operación en al menos un orden de magnitud. Además, una consecuencia de ser más restrictivo es que el OLPC cumple con los mismos límites radiológicos que el AILPC.

3.6. LÍMITES PARA LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE TUBOS

Los límites para la evaluación de la integridad de los tubos del GV son requerimientos que se definen con el objetivo de asegurar que los tubos cumplen los Criterios de Performance de Integridad presentados en 3.5.

A diferencia de los Criterios de Performance de Integridad, los límites para la evaluación de la integridad de tubos pueden variar según los mecanismos de degradación. Además, el valor de un límite puede variar según el tipo de evaluación en la cual se lo implemente.

A continuación, se presentan límites de habitual consideración en evaluaciones de integridad de los tubos del GV.

3.6.1. LÍMITE ESTRUCTURAL

El SIPC hace referencia al estallido y al colapso de tubos de GVs, en condición de operación normal y en condiciones de accidentes contemplados en la base de diseño de la central. Sin embargo, evaluaciones realizadas con el fin de comparar ambas fallas llegaron a la conclusión de que el colapso plástico no representa una condición limitante de rotura de tubos si se la compara con el estallido [15]. Por lo tanto, el límite estructural generalmente se define considerando al estallido como la condición limitante de falla de los tubos, es decir, debe ser tal que prevenga que estos experimenten estallido [1].

La definición de un límite estructural consiste en identificar un parámetro estructural que pueda ser relacionado con la integridad de los tubos del GV y pueda medirse mediante una técnica de END. En

general, se suelen considerar como parámetros la reducción del espesor de pared del tubo, o una longitud o profundidad característica del defecto asociado al mecanismo de degradación particular considerado.

Finalmente, estos parámetros se implementan en modelos computacionales que consideran el efecto de diferentes condiciones de carga (e.g., si se trata de cargas primarias, secundarias, o debidas a una diferencia de presión) sobre la integridad estructural de los tubos del GV. Cabe destacar que estos modelos pueden ser probabilísticos o determinísticos. Se recomienda la lectura del documento *Steam Generator Degradation Specific Management Flaw Handbook - Revision 2* [21], redactado por EPRI, donde se provee un compilado de algoritmos para determinar límites estructurales.

La determinación de límites estructurales es fundamental para llevar a cabo las CM y OA, que en conjunto con la DA permiten asegurar el mantenimiento de la integridad de los tubos del GV.

3.6.2. LÍMITE PARA OBTURADO DE TUBOS

Se considera que un tubo del GV debe obturarse cuando presenta una reducción del espesor de pared mayor al 40%, con respecto al espesor nominal de diseño [12]. Con esto, las especificaciones técnicas se refieren a una pérdida de espesor uniforme o a la profundidad de defectos generados por la acción de cierto mecanismo de degradación.

Por otro lado, existe la posibilidad de emplear un límite diferente al de la especificación técnica, en cuanto se lo pueda justificar con cálculos basados en velocidades de crecimiento de defectos en tubos. Por ejemplo, la NRC le permitió a una central nuclear considerar un límite para obturado igual a una reducción del espesor de pared mayor al 63% (con respecto al espesor nominal de diseño).

3.7. INSPECCIÓN DE TUBOS DEL GV

Es de importancia destacar que esta sección se incluyó a manera de resumen informativo, destinado al personal de NA-SA que tendrá la tarea de emitir una versión final de la DA.

Esto se debe a que CNE posee un plan de inspección para los tubos de sus GVs, en el cual se afirma que las inspecciones de estos se realizan mediante la técnica no destructiva de corrientes inducidas (*eddy current testing*). El plan de inspección de CNE debería incluirse o referenciarse en la presente sección, contemplando las recomendaciones que se presentan a continuación.

3.7.1. IDENTIFICACIÓN DE TÉCNICAS DE END

El método de END mayormente utilizado en inspecciones de tubos de GVs es el método de corrientes inducidas. Principalmente, se debe a dos motivos:

- Presenta buena capacidad de detección en tubos de pared delgada, como los de los GVs.
- Se caracteriza por su alta velocidad, lo que es importante a la hora de inspeccionar cantidades tan elevadas de tubos como las que posee un GV.

Los dos tipos de sonda más ampliamente utilizadas y citadas en bibliografía son la sonda de bobina (*bobbin coil probe*) y la sonda rotativa multifrecuencia (MRPC). La sonda de bobina se considera el estándar y permite mayores velocidades de inspección, sin embargo, la sonda rotativa provee mayor sensibilidad. Por lo tanto, resultan complementarias entre sí.

Se recomienda la lectura del documento *Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: Steam Generators* [11], donde se provee información acerca de la capacidad que el método de corrientes inducidas tiene para detectar diferentes mecanismos de degradación que han sido informados en experiencia operativa a lo largo de la historia.

3.7.2. PLAN DE INSPECCIÓN DE TUBOS

El objetivo del plan de inspección de tubos del GV es asegurar la detección de defectos de todo tipo (*e.g.*, volumétricos, fisuras axiales y circunferenciales) que puedan estar presentes a lo largo de toda la longitud del tubo, tal como se lo definió en 3.1.

En el plan de inspección deben incluirse las técnicas que se utilizarán en la inspección, la estrategia de muestreo de tubos y la frecuencia de inspección. En CNE, se utiliza el método de corrientes inducidas y la frecuencia de inspección es del 100% de tubos de 2 GVs cada 18 meses, es decir, el 100% de los tubos de cada GV cada 3 años.

Debido a la definición de tubo considerada (3.1), los tapones (*plugs*) y manguitos (*sleeves*) de los tubos deben inspeccionarse, procurando que mantengan su integridad y sigan desempeñando sus funciones de forma segura para la operación de la central nuclear. Se recomienda leer los lineamientos que se plantean en [1] al respecto.

Ante la eventualidad de que al término de una inspección se detecte la presencia de objetos extraños en el medio secundario del GV, se deberá llevar a cabo una búsqueda y extracción del objeto extraño, a fin de evitar que estos atenten contra la integridad de los tubos del GV.

En 3.8 se exponen los puntos a desarrollar en una Evaluación de Integridad del Lado Secundario de GVs. Se recomienda tenerlos presentes al momento de determinar el alcance del plan de inspección y el intervalo de operación de la central entre inspecciones sucesivas.

3.8. CONSIDERACIONES ACERCA DEL LADO SECUNDARIO

Es de importancia destacar que esta sección se incluyó a manera de resumen informativo, destinado al personal de NA-SA que tendrá la tarea de emitir una versión final de la DA. Con este propósito, se proveen recomendaciones y se señala documentación a la que deberá recurrir.

La DA debe considerar la ocurrencia de degradación potencial que afecte a componentes del lado secundario del GV y pueda originar objetos extraños *y/o debris* dentro de este, poniendo en peligro la integridad de los tubos del GV.

Para cumplir con esto, se recomienda llevar a cabo lo que se denomina Evaluación de Integridad del Lado Secundario de GVs, la cual considerar los siguientes parámetros de entrada:

- 1) Diseño actualizado del GV.
 - a) Diseño de los componentes en contacto con el medio secundario.
 - b) Materiales de construcción.
 - c) Información acerca de la termohidráulica del GV (*e.g.*, regiones con alta velocidad de flujo, etc.).
- 2) Detalles de la química del lado secundario del GV, a lo largo de la historia de operación de la central.
 - a) Parámetros de control de la química del medio secundario.
 - b) Procesos de mantenimiento de la química.
 - c) Desviaciones de los parámetros de a), tanto en condición de operación normal como en paradas.
 - d) Identificación y análisis químico de productos de corrosión sólidos formados por degradación (*e.g.*, pilas de barros y depósitos cerámicos crecidos en la superficie de metales).
 - i. Condición en rendijas entre tubo y placa tubo.
 - ii. Condición en rendijas entre tubo y TSPs.

- 3) Prácticas de mantenimiento del lado secundario del GV, a lo largo de la historia de operación de la central.
 - a) Remoción de depósitos de productos de corrosión (*e.g.*, limpieza química, limpieza por chorros de agua a presión, etc.).
 - b) Objetos extraños.
 - i. Identificación mediante END (*e.g.*, inspección visual y corrientes inducidas).
 - ii. Búsqueda y extracción (FOSAR, *Foreign Object Search and Retrieval*).
 - iii. Monitoreo de los remanentes (*i.e.*, a extraer en próximas paradas de la central).
 - iv. Incidencia en tubos de GVs.
- 4) Experiencia operativa.
 - a) Objetos extraños identificados en la central a lo largo de su historia, con la provisión de causas raíz y estudios realizados en consecuencia.
 - b) Objetos extraños identificados en otras centrales nucleares, con la provisión de causas raíz y estudios realizados en consecuencia, para determinar su aplicabilidad a la central.

Se recomienda realizar un documento externo que contemple los puntos recién expuestos, para posteriormente referenciarlo en el documento de la DA y evitar que éste adquiera demasiada extensión. Se observa que ciertos puntos se relacionan con los mencionados en 3.3, por lo que podría diagramarse una manera de recopilar la totalidad de la información en una sola pieza de documentación, la cual podría constar incluir una división entre las consideraciones del lado primario y secundario de los GVs de la central; por ejemplo, los manuales de la química de la central emplean este concepto.

La realización de un documento sobre la Evaluación de Integridad del Lado Secundario de GVs requerirá:

- Acceder a toda clase de documentación interna de CNE relacionada al tema.
- Seguir las recomendaciones de la sección 10 del documento de EPRI *Steam Generator Management Program: Steam Generator Integrity Assessment Guidelines - Revision 5* [1], en especial la subsección donde se provee información acerca de FOSAR. Además, se recomienda recurrir a los múltiples estudios y reportes externos referenciados allí.

3.9. ACCIONES PARA CONTEMPLAR NUEVA EXPERIENCIA OPERATIVA CUANDO LA DA SE ENCUENTRE COMPLETA Y APROBADA

Una vez se haya emitido el documento con la DA aplicable en la próxima inspección de los tubos de los GVs de CNE, existe la posibilidad de que la industria informe nueva experiencia operativa que pueda afectar a la DA.

Ante esta eventualidad, se deberá realizar una revisión de la DA de tal manera que contemple la experiencia operativa más reciente. Esto puede impactar en varias una o más secciones del documento, por ejemplo, el plan de inspección o los mecanismos de degradación que pueden afectar a los tubos del GV; se las deberá modificar de manera acorde.

Por otro lado, puede ocurrir que el tiempo remanente antes de que comience la próxima inspección sea menor al plazo de tiempo que insumiría el proceso de modificación, revisión y aprobación de la DA (*i.e.*, considerando la nueva experiencia operativa). Ante esta situación, la necesidad de implementar una actualización de la DA se deberá incluir en el Programa de Acciones Correctivas de CNE, tal que el documento esté finalizado en cuanto antes (a pesar de que no lo esté antes de la próxima inspección).

4. EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE MECANISMOS DE DEGRADACIÓN SOBRE SUPERFICIES DE ACERO AL CARBONO O DE BAJA ALEACIÓN EXPUESTAS AL PRIMARIO DE UN REACTOR NUCLEAR TIPO PWR/PHWR

4.1. INTRODUCCIÓN

Los componentes de acero al carbono o de baja aleación, expuestos al refrigerante del primario de un reactor nuclear tipo PWR/PHWR, se encuentran recubiertos con un cladding de acero inoxidable o de aleación base níquel para prevenir su corrosión.

A lo largo de la historia de operación de los reactores PWR/PHWR, se han registrado numerosos casos donde un daño en el cladding protector provocó que un área localizada de acero al carbono o de baja aleación haya resultado expuesta al refrigerante del primario del reactor, sin estar esto contemplado en el diseño original [22]. Una gran cantidad de estos casos se han presentado en el fondo del recipiente del reactor, ocasionados por la caída de objetos desde una altura elevada (*i.e.*, herramientas o cápsulas con especímenes de prueba dentro). Como resultado, se produjeron abolladuras o pequeñas cavidades con una profundidad mayor al espesor del cladding que protegía al material base del recipiente del reactor, lo que provocó la exposición de éste al medio del primario e introdujo la posibilidad de que experimente degradación inesperada.

En el presente informe se analiza el impacto de los potenciales mecanismos de degradación que podrían afectar al acero ferrítico o de baja aleación que conforma a un componente no especificado de un reactor nuclear tipo PWR/PHWR, ante la eventualidad de que sufra un daño en el cladding protector y resulte expuesto al medio primario del reactor. Se planteará el volumen dañado como una cavidad con una profundidad mucho mayor al espesor del cladding, y con un ancho variable que dará lugar a dos escenarios posibles de degradación. Los valores calculados de penetración de la corrosión hacia el interior del material se comparan contra el escenario en el que el daño del cladding no ha ocurrido.

4.2. QUÍMICA DEL MEDIO DEL PRIMARIO

Se considera un medio del primario de un reactor tipo PHWR constituido principalmente por agua pesada (D₂O), lo que oficia como refrigerante del reactor. Además, es importante destacar que el medio del primario debe ser acondicionado químicamente con el fin de minimizar la degradación de los materiales expuestos al mismo.

Los parámetros de control son seleccionados como parámetros claves para la integridad de la planta. Los valores esperados de los parámetros de control son los valores alcanzados bajo condiciones normales de operación de planta. Los valores límite son los máximos valores aceptables para un dado parámetro de control. En la Tabla 1 se exhiben valores de parámetros de control químico concernientes al medio del primario, en condición de operación normal, que se contemplarán en el presente informe.

Tabla 1: Parámetros de control del medio del primario de un reactor tipo PHWR, en Condiciones de Operación Normal.

Parámetro de control	Valor esperado	Límite inferior	Límite superior
Litio (ppm)	0,45 – 0,72	0,2	0,72
D ₂ (ppm)	0,6 – 1,0	0,6	2,0
(cm ³ /kg) *	3,4 – 5,6	3,4	11,2
O ₂ (ppm)	< 0,005	-	0,005
Cl ⁻ (ppm)	< 0,01	-	0,1
SO ₄ ²⁺ (ppm)	< 0,01	-	0,1
B	< 0,05	-	0,05

$$* 1 \text{ cm}^3/\text{kg} = 0,179 \text{ mg D}_2/\text{kg}$$

En la Tabla 2 se exhiben valores de parámetros de control químicos concernientes al medio del primario de un reactor tipo PHWR, cuando la central nuclear se encuentra en condición de parada fría.

Tabla 2: Parámetros de diagnóstico del medio del primario de un reactor tipo PHWR, en Condición de Parada.

Parámetro	Valor esperado
Cl ⁻ (ppm)	< 0,1
Concentración molar D ₂ O (%)	≥ 99,75
B (ppm)	3,6 – 7,9

En condición de parada fría, no se requiere controlar el contenido de O₂, por lo cual se asume, de manera conservativa, la concentración de saturación.

Por otra parte, un reactor tipo PWR utilizar agua liviana presenta restricciones similares, pero con concentraciones mayores de boro disuelto para mantener controlada la reactividad. En el presente trabajo se analizan y extrapolan los valores de corrosión en aceros ferríticos en el primario de un reactor tipo PWR.

4.3. MECANISMOS DE DEGRADACIÓN DESDE EL AMBITO DE LA CORROSIÓN

En el presente informe se estudiaron los mecanismos de corrosión más significativos en casos donde un daño en el cladding protector provocó que un área localizada de acero al carbono o de baja aleación haya resultado expuesta al refrigerante del primario de reactores de tipo PWR/PHWR. Cabe destacar que existen otros mecanismos de degradación que tendrían un impacto sobre las configuraciones planteadas, como SCC o picado, pero que no fueron estudiados en el presente porque se consideró que este impacto sería acotado en los escenarios estudiados.

4.3.1. CORROSIÓN GENERALIZADA Y ACELERADA POR FLUJO

La corrosión generalizada se define como el deterioro uniforme de una superficie debido a reacciones químicas y electroquímicas con el medio. Los aceros al carbono y de baja aleación pueden experimentar este tipo de corrosión al estar expuestos al medio del primario, dando lugar a la formación de una película de óxido superficial sobre los mismos. La corrosión acelerada por flujo (FAC) consiste en la remoción sistemática de dicha película de óxido, por movimiento relativo de fluido sobre la misma, lo que motiva la regeneración de la película y, por ende, agrava la pérdida de material metálico. Los procesos de corrosión generalizada y acelerada por flujo están correlacionados, siendo que la velocidad de corrosión uniforme tiende a incrementarse con la velocidad de flujo, producto de la aceleración de los procesos de transferencia de masa [23] y, por el mayor desprendimiento sucesivo de la película de óxido superficial. De este modo, para velocidades de flujo cercanas a cero, los valores de FAC tienden a los de corrosión uniforme.

A través de una inspección llevada a cabo en 1965 en la central Yankee-Rowe, se descubrieron dos perforaciones en el cladding del recipiente del reactor de 1290,32 mm². Cabe destacar que el reactor operó durante 30 años con el metal base expuesto al medio del primario. El material del recipiente del reactor era acero de baja aleación ASME SA-302 Grado B. La superficie del recipiente estaba recubierta con un cladding de acero inoxidable AISI 304, en forma de placas fijadas al recipiente mediante soldadura por puntos.

En respuesta al evento de Yankee-Rowe, se han realizado diversas evaluaciones. En [22] y [24] se expuso acero ferrítico de baja aleación a una solución equivalente al medio del primario del reactor, en

condición de operación normal (desaireada, a temperatura 343 °C) y de parada (aireada, a temperatura 20-40 °C). En condición de operación normal del reactor, a una velocidad de flujo de 11 m/s se produjo una velocidad de corrosión de 0,076 mm/año. Por otro lado, en condición de fluido estacionario se reportó una velocidad de corrosión uniforme de 0,006 mm/año. A su vez, dado que la velocidad de corrosión generalizada tiende a aumentar con el contenido de O₂ en el medio, es esperable que en la condición de parada se produzca una aceleración de este fenómeno. En [22] y [24] se reporta que, en condición de parada de planta, se podría producir una velocidad de corrosión del orden de 0,20 - 0,23 mm/año.

Cabe destacar que los estudios realizados en [22] y [24] muestran que las variaciones de composición química en aceros al carbono y de baja aleación no representan mejoras o pérdidas significativas en la resistencia a la corrosión de dichos materiales, motivo por el cual las velocidades de corrosión reportadas son extrapolables a otros aceros ferríticos de baja aleación de uso habitual en componentes internos de reactores de tipo PWR/PHWR.

4.3.2. CORROSIÓN POR RENDIJAS

Este tipo de degradación se presenta cuando el medio corrosivo resulta confinado en una región estrecha, denominada rendija, la cual dificulta la reposición del mismo y provoca corrosión localizada en los materiales susceptibles.

Cuando ocurre corrosión por rendijas en aceros al carbono o de baja aleación, la rendija tiende a llenarse con productos de corrosión, como óxidos de hierro, dado que el volumen que estos ocupan es mayor al volumen que ocupaba el acero que los originó; esto se cuantifica mediante el coeficiente de Pilling-Bedworth, cuyo valor es típicamente alrededor de 2 para los aceros considerados en esta situación [24].

Estos óxidos típicamente son porosos, motivo por el cual es esperable que permitan el acceso del medio corrosivo al acero. Sin embargo, la presencia de productos de corrosión en la rendija dificulta el ingreso del medio corrosivo a la misma, lo que reduce la velocidad de corrosión del acero.

La severidad de la corrosión por rendijas es función de procesos de transporte iónico hacia la rendija, lo cual depende de la conductividad del medio y el camino medio que los iones deben recorrer para alcanzar la rendija. A mayor conductividad y a menor camino medio, se espera que la velocidad de corrosión por rendijas sea mayor.

Por otra parte, en un informe previo de NA-SA [25], se ha determinado que aún en presencia de rendijas, no es esperable que hubiera corrosión significativa en aceros inoxidable austeníticos expuestos al primario.

4.3.3. CORROSIÓN GALVÁNICA

La corrosión galvánica puede ocurrir cuando dos metales disímiles en contacto son expuestos a una solución conductora. Los aceros al carbono y de baja aleación son más anódicos que los aceros inoxidable, lo que incrementa su susceptibilidad a experimentar corrosión galvánica si se los acopla con un acero inoxidable y, se los expone al medio del primario de un reactor.

En general, los efectos que influyen en el desarrollo de la corrosión de los aceros de baja aleación, cuando se acoplan galvánicamente con aceros inoxidable, tienen una gran dependencia con el tiempo [23]. Factores, como las altas temperaturas y la elevada relación superficial cátodo/ánodo, promueven la rápida formación y crecimiento de óxidos sobre el acero a corto plazo. Sin embargo, se ha observado que para ensayos a 1000 h la corrosión del acero de baja aleación acoplado y sin acoplar con acero

inoxidable son similares [22], lo cual indica que la alta velocidad de corrosión inicial debido al par galvánico no tiene influencia en los tiempos de operación de los reactores.

4.4. ANÁLISIS DE LAS CONFIGURACIONES PLANTEADAS EN EL ESTUDIO

4.4.1 CONFIGURACIÓN 1: CLADDING NO DAÑADO

El escenario 1 del estudio se esquematiza en la Figura 9. En gris oscuro se representa el acero ferrítico o de baja aleación que conforma al componente, en gris claro se representa el cladding de acero inoxidable austenítico, y en celeste se representa el medio del primario del reactor.

Debido a que el cladding no exhibe daños, el medio primario no es capaz de entrar en contacto con el acero ferrítico del componente, por lo que la penetración de la corrosión hacia el interior del material es nula.

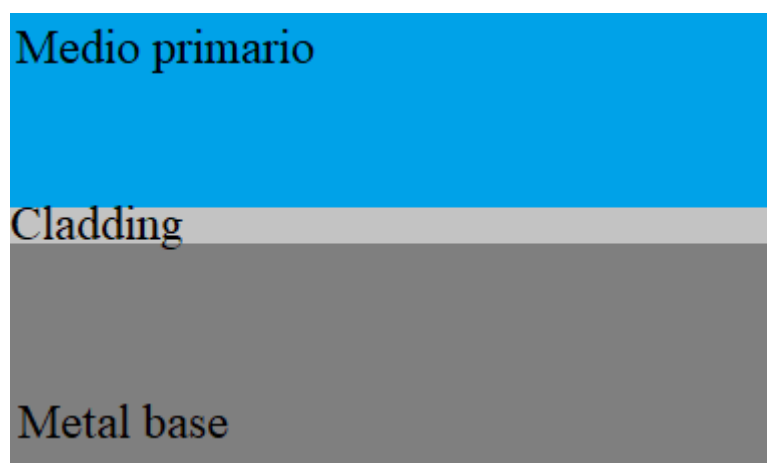


Figura 9: Esquema de la configuración 1; el cladding no está dañado.

4.4.2 CONFIGURACIÓN 2: CAVIDAD

El escenario 2 del estudio se esquematiza en la Figura 10. Consiste en una cavidad cilíndrica de 30 mm de diámetro y 60 mm de profundidad. En gris oscuro se representa el acero ferrítico o de baja aleación que conforma al componente, en gris claro se representa el cladding de acero inoxidable austenítico, y en celeste se representa el medio del primario del reactor. En este caso, el acero ferrítico resulta expuesto al medio del primario.

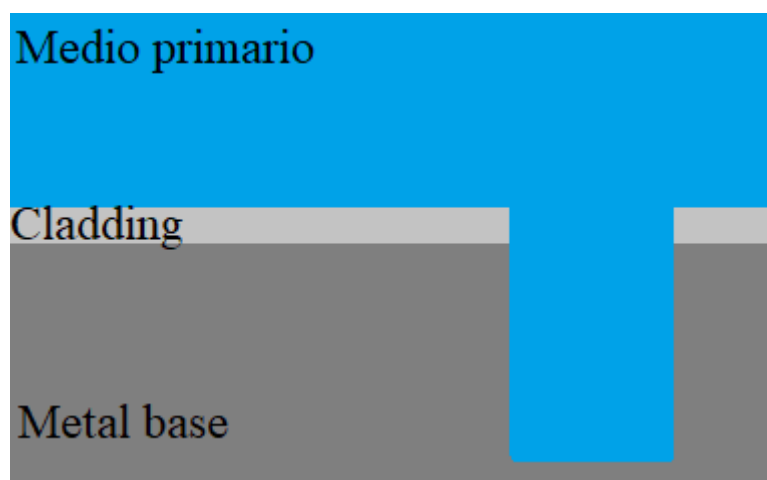


Figura 10: Esquema de la configuración 2; el cladding fue dañado, dando lugar a una cavidad cilíndrica de 30 mm de diámetro y 60 mm de profundidad.

Los principales mecanismos de degradación esperables para esta zona son corrosión generalizada y corrosión acelerada por flujo (FAC). Adicionalmente, podría ocurrir corrosión galvánica debida al acoplamiento entre el acero inoxidable austenítico y el acero ferrítico del componente. Sin embargo, de acuerdo con lo detallado en la sección 4.3.3, la degradación por corrosión galvánica no tendría un impacto significativo en este caso.

En cuanto a la corrosión generalizada y/o acelerada por flujo, se calcula la longitud o profundidad de penetración dentro del material del componente. Esta longitud se calcula como el producto entre la velocidad de penetración y el tiempo de operación del reactor.

El tiempo de operación se considera igual a 40 años. De manera simplificada y conservativa se toma que, en el transcurso de 1 año, ocurre una parada fría, de seis semanas de duración y, que el reactor se encuentra en condición de operación normal los meses restantes. Esto corresponde a un factor de carga aproximado de 0,875, por lo tanto, luego de 40 años de operación:

- $t_{ON} = 35$ años
- $t_{PF} = 5$ años

En base a lo expuesto en el [Anexo IV](#), se utilizan las siguientes velocidades de penetración, las cuales son conservativas para la condición del reactor PWR/PHWR en análisis:

- 0,076 mm/año, en condición de operación normal (v_{ON}). Cabe destacar que este valor de penetración se corresponde a una velocidad de flujo de 11 m/s, la cual es significativamente mayor a las velocidades dentro de la cavidad [menor a 2 m/s, según simulación por CFD (*Computational Fluid Dynamic*) realizada por NA-SA], por lo cual, el valor de penetración que se calculará constituye una cota superior al valor real esperable.
- 0,26 mm/año, en condición de parada fría (v_{PF}).

De este modo, la profundidad de penetración dentro del material del componente será:

$$I_P = v_{ON}t_{ON} + v_{PF}t_{PF} = 3,96 \text{ mm}$$

Por lo tanto, luego de 40 años de operación, se podría producir una profundidad de penetración de hasta 3,96 mm, como consecuencia de la conjunción de los efectos de corrosión generalizada y FAC. Una vez que se aplique este escenario a un componente particular interno del reactor, se podrá evaluar si el valor de profundidad de penetración calculado se considera admisible o no, a fin de determinar si la central nuclear podrá operar hasta su fin de vida estimado.

4.4.3 CONFIGURACIÓN 3: RENDIJA

El escenario 3 del estudio se esquematiza en la Figura 11. Consiste en una rendija de 0,1 mm de espesor y 60 mm de profundidad. En gris oscuro se representa el acero ferrítico o de baja aleación que conforma al componente, en gris claro se representa el cladding de acero inoxidable austenítico, y en celeste se representa el medio del primario del reactor. En este caso, el acero ferrítico resulta expuesto al medio del primario.

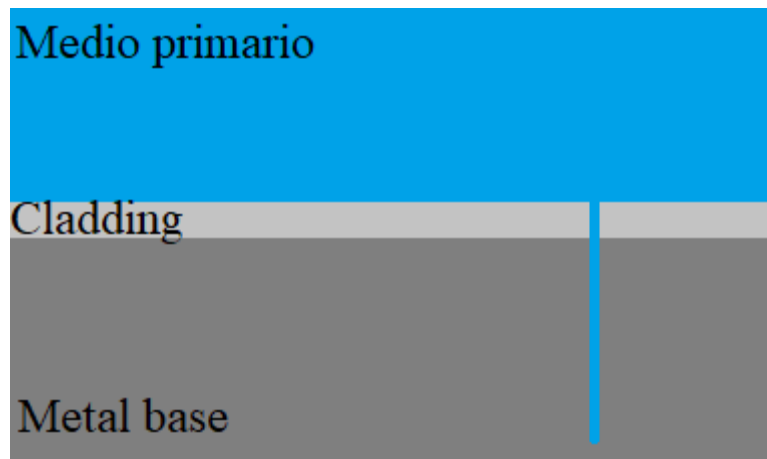


Figura 11: Esquema de la configuración 3; el cladding fue dañado, dando lugar a una rendija de 0,1 mm de espesor y 60 mm de profundidad.

El principal mecanismo de degradación esperable para esta zona es corrosión por rendijas; sin embargo, debido a que la conductividad y el contenido de O_2 del primario se mantienen reducidos durante la operación, es esperable que las velocidades de corrosión en la rendija sean similares a las velocidades de corrosión uniforme o generalizadas [22]. A su vez, debido al estrecho tamaño de la rendija, no se espera que haya una velocidad de flujo significativa, por lo cual no se considera FAC.

Adicionalmente, podría ocurrir corrosión galvánica debida al acoplamiento entre el acero inoxidable austenítico y el acero ferrítico del componente. Sin embargo, de acuerdo con lo detallado en la sección 4.3.3, la degradación por corrosión galvánica no tendría un impacto significativo en este caso. A su vez, no es de esperarse que, en las condiciones del primario, haya corrosión significativa en el acero inoxidable, aún en presencia de rendijas [25]. Por lo tanto, se considera únicamente la degradación del material del cuerpo de relleno inferior.

Debido al estrecho tamaño de la rendija, existe la posibilidad de que el crecimiento del óxido pudiera obturarla si ocurriera una parada fría más larga de lo habitual, por lo que se realizó un análisis detallado de la cinética de este fenómeno. El crecimiento del espesor (e) de óxidos con coeficiente Pilling-Bedworth mayor a 1 (en este caso el coeficiente sería igual a 2) responde a una ley potencial con el tiempo (t) del tipo $e \propto K \cdot t^C$, donde K y C son constantes de ajuste. En IV.2 se han desarrollado expresiones de este tipo, para condición de operación normal y condición de parada fría. Sin embargo, para la escala temporal de los ciclos de operación de la planta (semanas o meses en cada condición), se determinó que es conservativo adoptar una velocidad de crecimiento lineal (IV.2). Por lo tanto, para analizar la degradación del material del componente, se aproxima la situación a la de una corrosión generalizada en flujo estacionario sobre dicho material y se consideran las siguientes velocidades de penetración.

- 0,006 mm/año, en condición de operación normal para flujo estacionario (v_{ON}).
- 0,26 mm/año, en condición de parada fría (v_{PF}).

Considerando estos valores se obtiene que el tiempo requerido para que la rendija se llene de productos de corrosión en cada caso sería:

- $t_{full,ON} = 16,7$ años
- $t_{full,PF} = 0,385$ años ≈ 140 días

De lo anterior, se deduce que, luego de un tiempo acumulado en parada fría del orden de 140 días, es decir, casi 5 meses, podría ocurrir la obturación de la rendija por acumulación de los óxidos. De este resultado, surgen dos posibilidades si se toma el primer año de análisis como referencia:

- Si la parada fría se mantiene dentro del valor utilizado en la configuración 2, no debería obturarse la rendija.

- Si por alguna eventualidad, la central nuclear debe parar de operar por 140 días, es posible que la rendija se obture y dificulte el ingreso del medio primario hacia la misma.

En el presente estudio se asume la condición más conservativa que es aquella en que la rendija no sería capaz de llenarse en ningún momento durante los 40 años de operación de la central nuclear, debido a la posibilidad de que los productos de corrosión se fracturen continuamente por su naturaleza frágil.

Entonces, sin la posibilidad de reducción de las velocidades de penetración por el llenado de la rendija con productos de corrosión, se procede a efectuar el cálculo de la profundidad de penetración en el material del cuerpo de relleno inferior, considerando las velocidades detalladas anteriormente y las siguientes condiciones:

- Tamaño inicial de rendija: 0,1 mm.
- De manera simplificada se toma que, en el transcurso de 1 año, ocurre una parada fría, de 6 semanas de duración y, que el reactor se encuentra en condición de operación normal los meses restantes. Esto corresponde a un factor de carga aproximado de 0,875, similar al adoptado en la configuración 2.

De este modo, efectuando un cálculo análogo al de la configuración 2, el tamaño final de la rendija (I_{REND}) y la profundidad de penetración (I_P) dentro del material del cuerpo de relleno inferior, serán:

- $I_P = 1,51 \text{ mm}$
- $I_{REND} = 1,61 \text{ mm}$

Por lo tanto, luego de 40 años de operación, se podría producir una profundidad de penetración de hasta 1,51 mm, como consecuencia de la conjunción de los efectos de corrosión. Además, el tamaño de la rendija aumentaría desde 0,1 mm a 1,61 mm, conservativamente. Una vez que se aplique este escenario a un componente particular interno del reactor, se podrá evaluar si el valor de profundidad de penetración calculado se considera admisible o no, a fin de determinar si la central nuclear podrá operar hasta su fin de vida estimado.

4.5. EXPERIENCIA OPERATIVA

Los componentes de acero al carbono o de baja aleación, expuestos al refrigerante del primario de un reactor nuclear tipo PWR/PHWR, se encuentran recubiertos con un cladding de acero inoxidable o de aleación base níquel para prevenir su corrosión.

A lo largo de la historia de operación de los reactores PWR, se han registrado numerosos casos donde un daño en el cladding protector provocó que un área localizada de acero al carbono o de baja aleación haya resultado expuesta al refrigerante del primario del reactor, sin estar esto contemplado en el diseño original [22]. En ningún caso se reportan eventos asociados a la operación a largo plazo bajo estas condiciones. Más aún, en el caso de la central nuclear Yankee-Rowe, el recipiente del reactor operó con daños en el cladding durante casi 30 años.

Es importante mencionar que, si bien existe una interfase o zona de transición química y microestructural entre el cladding de acero inoxidable y el acero ferrítico del componente, no se ha reportado ningún evento en el cual esta interfase se haya degradado preferencialmente [22]. Tampoco se han reportado casos en los cuales se hubiera producido desprendimientos adicionales del cladding de acero inoxidable en zonas adyacentes a las superficies de acero al carbono o de baja aleación expuestas al primario.

5. INSPECCIONES Y REUNIONES COMO PARTE DEL DEPARTAMENTO

5.1. INTRODUCCIÓN

Durante el período de trabajo, no sólo se adquirieron conocimientos acerca de mecanismos de degradación en reactores nucleares y lineamientos sobre evaluación de degradación en tubos de GVs.

También se adquirió conocimiento y formación en el rol de un ingeniero en materiales en una empresa dedicada a la generación de energía nuclear participando en reuniones técnicas en las cuales se discuten los avances y la planificación de los proyectos llevados a cabo por el grupo de trabajo, abarcando diversas áreas como ser fabricación, inspección, soldadura, ensayos no destructivos, modelado y cálculo, investigación y desarrollo, entre otros.

Adicionalmente, se participó en inspecciones durante las tareas de desarrollo y fabricación de componentes nucleares críticos. El objetivo principal de estas inspecciones es monitorear el avance y garantizar el cumplimiento de los requerimientos de calidad y la documentación técnica aplicable a estas actividades. Cabe destacar que en todos los casos el alumno participó como colaborador o asistente del inspector designado por la empresa, con el único objetivo de colaborar en la formación y entrenamiento profesional del estudiante.

5.2. DESARROLLO

A continuación, se describe la modalidad de trabajo del Departamento ingeniería de materiales y diseño de combustibles durante el tiempo que el alumno participó de las actividades del mismo. El primer día hábil de la semana el Departamento organiza una reunión en la que se exponen las tareas prioritarias a llevar a cabo durante la presente semana, facilitando el seguimiento de aquellas. Aplicando esto al Trabajo Final, se exponían las temáticas a desarrollar durante la semana como parte del mismo, por ejemplo, la interiorización en cierto tema del Trabajo Final y la posterior redacción del mismo, a manera de avanzar con las obligaciones sostenidamente en el tiempo.

Adicionalmente, cada dos semanas se plantea una reunión el último día hábil, con el propósito de evaluar el avance en las tareas durante aquel plazo de tiempo y, por ende, el desempeño personal. Esta modalidad consistía en una exposición oral breve de 5 minutos de duración, de manera tal de compartir con el resto del grupo los avances de cada sector; esta modalidad permite mejorar la comunicación y colaboración entre los distintos miembros del grupo. A su vez, se busca optimizar la gestión de los recursos humanos y de los proyectos del departamento. Este tipo de actividades también apunta a mejorar la capacidad de exposición oral y desenvolvimiento de los miembros del grupo frente a un grupo de personas calificadas en el tema.

Por otro lado, se ha participado de reuniones que miembros del Departamento han sostenido con agentes externos al mismo, por ejemplo, con miembros de la División Corrosión Básica del Departamento de Corrosión de la Gerencia de Materiales del Centro Atómico Constituyentes (CAC) – Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

El Departamento acuerda inspecciones con sus proveedores, con el objetivo de realizar un seguimiento de las tareas que los mismos llevan a cabo. En estas inspecciones, se informan los avances logrados con respecto a la inspección previa, y los inconvenientes surgidos que puedan suponer una dilación en los plazos de finalización de las tareas pautadas. Se participó de inspecciones realizadas a algunos de los proveedores o contratistas que desarrollan proyectos de fabricación para NA-SA en las cuales se presenciaron los siguientes aspectos:



- Proyecto N°1: Puesta a punto de un método automático de aplicación de recubrimiento soldado de aleación tipo Hastelloy sobre un componente de acero inoxidable austenítico, lo que incluye familiarización con la máquina de soldadura, identificación de variables de proceso, control y asesoramiento para el desarrollo correcto del proceso de soldadura.
- Proyecto N°2: Puesta a punto de proceso automático de soldadura subacuática, para lo cual se obtuvo conocimientos generales de la máquina de soldadura, y se realizó la inspección visual de las soldaduras realizadas durante dicha jornada. Además, se verificó que los materiales adquiridos por la empresa se encontraran correctamente documentados en remitos de NA-SA.

Adicionalmente, se realizaron dos visitas a la Central Nuclear Atucha I (CNA U-I). En la primera, se asistió a una reunión de exposición del estado de avance de proyectos conjuntos entre Gerencia de Ingeniería y CNA U-I. En la segunda, se inspeccionó la recepción de materiales cerámicos importados de calidad nuclear (mortero y ladrillos de zirconia estabilizada con magnesita). Se contabilizaron los ladrillos, se los pesó, se registraron sus dimensiones, se verificó su calidad superficial y de empaquetamiento, y se pesó el mortero. Se contrastó la información recolectada con la informada en la orden de compra de los productos.

6. CONCLUSIONES

En cuanto a la Sección 3, se concluyó lo siguiente:

- El aseguramiento de la integridad de los tubos del Generador de Vapor es fundamental para que cumplan de manera satisfactoria sus funciones. Una herramienta para lograr este cometido es la realización de una *Degradation Assessment*.
- El documento presentado en la sección constituye una versión preliminar de una *Degradation Assessment* orientada a los tubos de los Generadores de Vapor de la Central Nuclear Embalse, que entraron oficialmente en operación el 4 de enero de 2019 luego de la extensión de vida de la central.
- Esta *Degradation Assessment* se elaboró en base a lineamientos de la bibliografía recomendada por el personal de la Central Nuclear Embalse y, a información propia de los entes que regulan la realización y emisión de la *Degradation Assessment* alrededor del mundo, los cuales son EPRI, NEI y NRC.
- Las secciones propuestas hacen hincapié en experiencia operativa aplicable a diseños de Generadores de Vapor y materiales acordes con los correspondientes a la Central Nuclear Embalse. Se incluyen generalidades sobre los Generadores de Vapor de la central, mecanismos de degradación, criterios y límites para la evaluación de la integridad de los tubos, información relacionada a la inspección de estos, consideraciones del lado secundario y cómo contemplar nueva experiencia operativa para actualizar la *Degradation Assessment*.
- Se procuró reunir información proveniente de múltiples referencias bibliográficas y concentrarla en este único documento de la *Degradation Assessment*, con el fin de facilitar el acceso a aquella información por parte del personal de NA-SA que tendrá la tarea de emitir una versión final de la *Degradation Assessment* aplicable en la Central Nuclear Embalse.

En cuanto a la Sección 4, se concluyó lo siguiente:

- Los componentes de acero al carbono o de baja aleación, expuestos al refrigerante del primario de un reactor nuclear tipo *Pressurized Water Reactor / Pressurized Heavy Water Reactor*, se encuentran recubiertos con un cladding de acero inoxidable o de aleación base níquel para prevenir su corrosión.
- Si ante una eventualidad aquel cladding resultara dañado de forma significativa, el acero al carbono o de baja aleación quedaría expuesto al refrigerante del primario del reactor, lo que no está contemplado en el diseño original. Existe experiencia operativa donde se registraron casos de cladding dañado de esta manera.
- En el presente informe, se analizaron dos escenarios de degradación asociados a este tipo de daño, el cual se manifiesta como una pequeña cavidad con una profundidad mayor al espesor del cladding que protegía al acero al carbono o de baja aleación que lo constituye. Los valores calculados de penetración de la corrosión hacia el interior del material se comparan contra el escenario en el que el daño del cladding no ha ocurrido (*i.e.*, penetración nula); se hace referencia a éste como **configuración 1**.
- En los escenarios que contemplaron daño en el cladding, se estimaron profundidades de penetración de 3,96 mm (**configuración 2**) y 1,51 mm (**configuración 3**), luego de 40 años de operación de la central nuclear.
- Cuando se proceda a aplicar los escenarios y resultados de este estudio a componentes particulares internos del reactor, deberá analizarse si las profundidades de penetración que experimentarían se consideran admisibles o no, a fin de determinar si la central nuclear podrá operar hasta su fin de vida estimado.



En cuanto a la Sección 5, se concluyó lo siguiente:

- El Departamento Ingeniería de Materiales y Diseño de Combustibles, de la Gerencia de Ingeniería en NA-SA, organiza reuniones y discusiones técnicas de distinto carácter que persiguen la finalidad de cumplimentar adecuadamente sus obligaciones. Se ha participado en dichas reuniones, orientándolas a temas inherentes al Trabajo Final.
- Se participó de reuniones internas del Departamento, las cuales consistían en exponer las tareas que se llevarían a cabo semana a semana, y cada dos semanas exponer oralmente las actividades que efectivamente se habían podido completar en ese plazo de tiempo, sirviendo esto como una herramienta de autoevaluación del desempeño.
- Se participó de reuniones del Departamento en las que sus miembros interactuaban con agentes externos al mismo.
- Se participó en diversas inspecciones a proveedores de NA-SA, como parte del Departamento, en las cuales se realizaba un seguimiento de las tareas que los proveedores debían llevar a cabo como parte de su colaboración en proyectos conjuntos con NA-SA. Se realizaron dos visitas a la Central Nuclear Atucha I persiguiendo fines similares.

7. TRABAJO A FUTURO

Se deberá continuar con la redacción del documento de la DA concerniente a los tubos de los GVs de CNE, con el fin de emitir una versión final:

- Se debe incluir o referenciar la descripción de los GVs solicitada en la sección correspondiente, contemplando el diseño y materiales empleados luego de la Extensión de Vida de la central.
- Se debe incluir o referenciar el plan de inspección de los GVs en la sección correspondiente, evaluando las recomendaciones que se incluyen en la presente versión preliminar de la DA.
- Se debe completar la sección de consideraciones acerca del lado secundario, con información pertinente a CNE y empleando la bibliografía recomendada en la presente versión preliminar de la DA.

En cuanto al contenido presentado en la Sección 4:

- Podría extenderse el estudio de los mecanismos de degradación a otros que no se tuvieron en consideración, por ejemplo, SCC o corrosión por picado. Esta omisión se debió a que se consideró que estos mecanismos tendrían un impacto acotado sobre las configuraciones estudiadas.
- Se recomienda evaluar diferentes espesores de rendija hasta identificar aquel espesor límite a partir del cual ocurre la transición entre un flujo estacionario a uno no estacionario sobre el acero ferrítico, ya que a esta última condición le correspondió una profundidad de penetración mayor. Esta estimación del flujo puede llevarse a cabo mediante una simulación por CFD (*Computational Fluid Dynamic*) de la velocidad a la que circularía el medio del primario en el interior de dicha cavidad.

8. REFERENCIAS

- [1] *Steam Generator Management Program: Steam Generator Integrity Assessment Guidelines, Revision 5*. EPRI, Palo Alto, CA: 2021. 3002020909.
- [2] Nuclear Energy Institute, *Steam Generator Program Guidelines - NEI 97-06 - Revision 3*. NEI, 2011.
- [3] P. Luna, J. M. Ranalli, G. Díaz, R. Sainz. *Evaluación de Vida - Generadores de Vapor*. NA-SA, 2006.
- [4] E. Arizmendi, R. Sainz, G. Díaz, C. Schiersmann, P. Luna, O. Monsech, M. Tempestini. *Embalse Nuclear Power Plant PLiM/PLEx Overview*. NA-SA, 2009.
- [5] J. R. Galvele y G. S. Duffó. *Degradación de Materiales-Corrosión*. Editorial Baudino, Buenos Aires (2006).
- [6] *Steam Generator Management Program: Alloy 800 Steam Generator Tubing Experience*. EPRI, Palo Alto, CA: 2012. 1024992.
- [7] R. W. Staehle y J. A. Gorman. *Quantitative Assessment of Submodes of Stress Corrosion Cracking on the Secondary Side of Steam Generator Tubing in Pressurized Water Reactors: Part 1*. CORROSION, 59(11), 931–994, 2003. doi:10.5006/1.3277522
- [8] CNEA, *INT-INN_03MET-001 – Selección del material para los separadores de tubos de los generadores de vapor del reactor nuclear CAREM 25*, 2015.
- [9] Institute for Energy Technology. *Cavitation - Easily explained!*. (2016). Acceso: 10/06/2023. Disponible: <https://www.youtube.com/watch?v=U-uUYCFDTrc>
- [10] L.L. Shreir, R. A. Jarman, G. T. Burstein. *Corrosion, Metal-Environment Reactions*. Butterworth Heinemann (1994).
- [11] International Atomic Energy Agency. *Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: Steam Generators*, IAEA-TECDOC-1668, IAEA, Vienna, 2011.
- [12] Technical Specification Task Force letter to the NRC (TSTF 05-05), dated April 14, 2005, TSTF 449, Revision 4, Steam Generator Tube Integrity.
- [13] DataGenetics, *Why do pipes burst the way they do?*, Revised as of December 2, 2013. <http://datagenetics.com/blog/december22013/index.html>
- [14] Y. Liu y M. L. Day. *Bending collapse of thin-walled circular tubes and computational application*. Thin-Walled Structures, 46(4), 442–450, 2008. doi:10.1016/j.tws.2007.07.014
- [15] *Impacts of the Structural Integrity Performance Criterion on Steam Generator Tube Integrity Evaluations*. EPRI, Palo Alto, CA: 2004. 1009541.
- [16] *Steam Generator Management Program: Technical Bases for the Integrity Assessment Guidelines*. EPRI, Palo Alto, CA: 2021. 3002021140.
- [17] *Steam Generator Management Program: PWR Primary-To-Secondary Leak Guidelines, Revision 5*. EPRI, Palo Alto, CA: 2020. 3002018267.
- [18] U.S. NRC web, *Appendix A to Part 50 of the Title 10 of the Code of Federal Regulations*, Revised as of March 24, 2021. <https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-appa.html>
- [19] U.S. NRC web, *Section 2 to Part 50 of the Title 10 of the Code of Federal Regulations*, Revised as of March 24, 2021. <https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-0002.html>
- [20] U.S. NRC, *Standard Technical Specifications – Babcock and Wilcox Plants – Revision 5.0 – Volume 2, Bases*. NRC, 2021.
- [21] *Steam Generator Degradation Specific Management Flaw Handbook, Revision 2*. EPRI, Palo Alto, CA: 2015. 3002005426.

- [22] Areva, *Engineering Information Record, Corrosion Evaluation for Palo Verde Unit 3 Reactor Vessel BMI Nozzle Modification*, 2012.
- [23] CNEA, *IN-GCPCN_DQPIN-030-23-Rev.0 – Comentarios sobre Evento 767/22, Separador “Cuerpo de Relleno –Tanque de Moderador” Desprendido en Plenum Inferior CNA U-II*, 2023.
- [24] Westinghouse, *WCAP-15973-NP-A Revision 0, Low-Alloy Steel Component Corrosion Analysis Supporting Small-Diameter Alloy 600/690 Nozzle Repair/Replacement Programs*, 2005.
- [25] NA-SA, *IT-GI-DR-21-2022-REV.0 - Formación de rendijas debido al ingreso de debris metálico y su efecto sobre la corrosión en la Central Nuclear Atucha U-II*, 2022.
- [26] S. G. Mokros, P. R. Underhill, J. Morelli, T. W. Krause. *Finite Element Modeling for Inspection of CANDU® Steam Generators*, en preparación, https://www.comsol.ru/paper/download/194185/mokros_abstract.pdf
- [27] IMPSA. *Entubado Generador de Vapor*. (2018). Acceso: 06/07/2023. Disponible: <https://www.youtube.com/watch?v=ITLtBs4qy8&t=1s>
- [28] U.S. NRC web, *Glossary*, Revised as of March 9, 2021. <https://www.nrc.gov/reading-rm/basic-ref/glossary/operational-mode.html>
- [29] U.S. NRC, *Standard Technical Specifications – Babcock and Wilcox Plants – Revision 5.0 – Volume 1, Specifications*. NRC, 2021.

ANEXO I: DISEÑOS DE LAS PLACAS SOPORTE DE TUBOS

Las **TSPs** son placas que cumplen la función de proveer soporte a los tubos en su longitud. [3] Poseen aberturas por las cuales entran los tubos para ser sostenidos. Además, las TSPs deben permitir el paso de agua y vapor del sistema secundario.

A lo largo de la historia, se han fabricado cuatro diferentes diseños de TSPs (Figura 12): Placa perforada (*drilled hole*), caja de huevos (*egg crate*), trifolio (*broached trefoil*) y cuadrifolio (*broached quatrefoil*). [7]

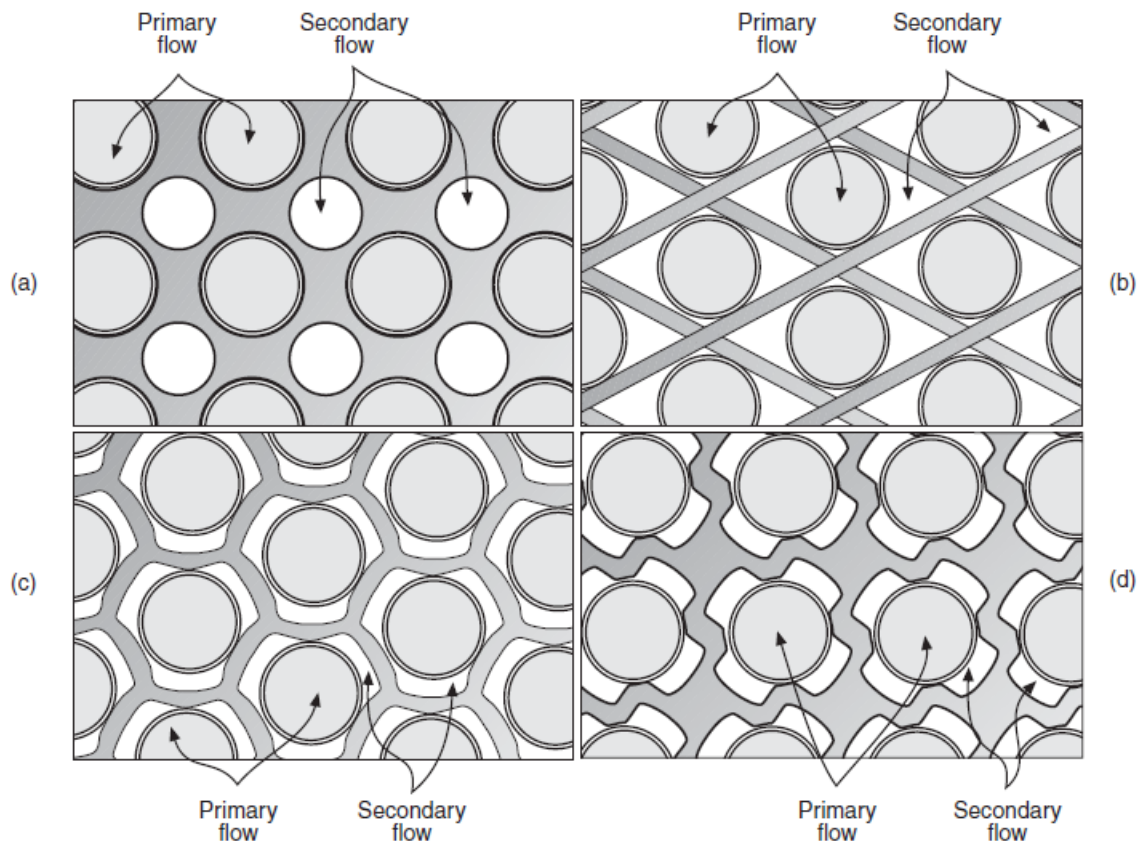


Figura 12: Diseños de placas soporte de tubos. (a) Placa perforada; (b) Caja de huevos; (c) Trifolio; (d) Cuadrifolio. [7]

Hasta fines de la década de 1980, los GVs de las centrales nucleares tipo CANDU adoptaban el diseño trifolio, que se caracterizaba por poseer orificios en forma de trébol, con tres caras de apoyo sobre los tubos para permitir el paso de agua y vapor del sistema secundario. En la Figura 13 se muestra la manera en la que los tubos del GV se disponen en los orificios característicos de este diseño de TSP.

A partir de la década de 1990, las centrales nucleares tipo CANDU comenzaron a adoptar el diseño caja de huevos. [11] De este modo, cuando se determinó que se llevaría a cabo la Extensión de Vida de CNE, los nuevos GVs de la central debieron implementar aquel diseño de TSP (Figura 14).

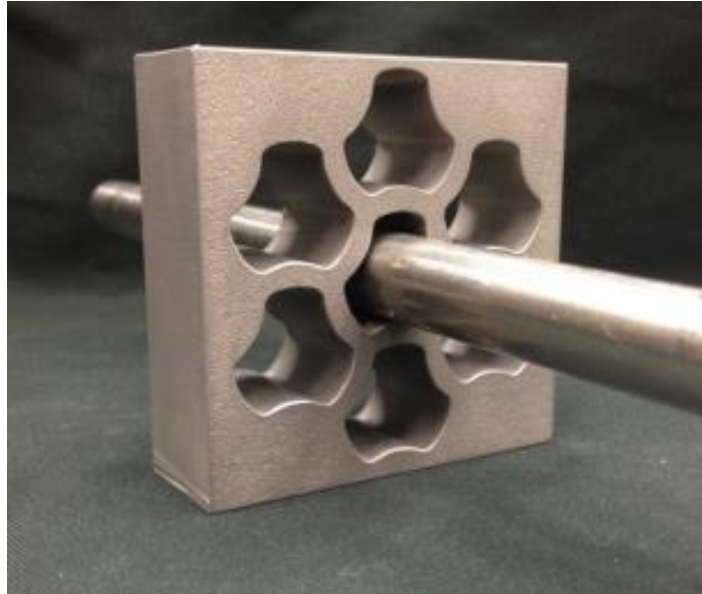


Figura 13: Disposición de los tubos en una TSP de diseño trifolio. [26]



Figura 14: Proceso de entubado de los nuevos GVs de CNE; en el fondo se observan las TSPs del tipo caja de huevos, donde se insertan los tubos del GV. [27]

ANEXO II: DEFINICIONES DE SUBCOMPONENTES DEL GV

Las definiciones que se presentan a continuación se extrajeron del documento *Evaluación de Vida - Generadores de Vapor* [3]:

- **Carcasa (shell):** Conforman el cuerpo externo del GV y está compuesto de varios subcomponentes soldados entre sí: El **tambor de vapor (steam drum)**, el **cono de transición (half cone)**, la **tapa del tambor de vapor (secondary head)**, las **carcasas delgadas (secondary shells)**, y la **carcasa gruesa (thick shell)**.
- **Separadores de humedad (moist separators):** Se encuentran dentro del tambor de vapor y cumplen la función de separar la humedad del vapor. Están formados por una **estructura interna de soporte (internals)** y los **separadores ciclónicos primarios y secundarios (primary and secondary cyclones)**.
- **Placas soporte de tubos (tube support plates):** [Anexo I](#).
- **Placa tubo (tubesheet):** Placa que actúa como soporte inferior de los tubos del GV y separa el circuito primario del secundario.
- **Soportes del haz de tubos en U (U bend supports):** Son soportes de la curva de los tubos y su función es minimizar las vibraciones en ese sector. Además, se las suele denominar de otra manera como **barras antivibratorias (AVBs)**.
- **Barras rigidizadoras (tie rods):** Actúan como nexo entre las placas soporte de tubos, los soportes del haz de tubos en U y la placa tubo, dándole rigidez a la estructura.
- **Calota (primary head):** Extremo inferior del GV, por donde ingresa el refrigerante del primario a la cámara caliente, y sale a la cámara fría luego de atravesar los tubos.
- **Placa divisoria (division plate):** Separa la cámara caliente de la fría dentro de la calota.
- **Pre calentador (preheater):** Sector del GV que se encarga de incrementar la temperatura del agua de alimentación hasta un valor próximo al punto de saturación, para mejorar el rendimiento. Consta de **placas deflectoras (preheater baffle plates)** que son ciegas al paso de agua y se encargan de incrementar el recorrido del agua sobre la pierna fría del GV, y una **placa divisoria (preheater divisor plate)** que separa el pre calentador de la parte recirculante del agua.
- **Boquilla de agua de alimentación (feedwater nozzle):** Boquilla por la cual ingresa el agua de alimentación del sistema de refrigeración secundario. Posee un manguito térmico que separa el flujo ingresante del recirculante que desciende por la cámara de recirculación.
- **Pared de la cámara de recirculación (shroud):** Camisa que cumple la función de límite físico entre la cámara de recirculación y el canal principal.
- **Soportes laterales (lateral supports):** Proveen restricción lateral al GV en operación normal, y bajo cargas extremas en caso de sismo o rotura de cañerías principales conectadas al GV.
- **Soportes de respaldo (back up supports):** Sostiene al GV en su posición vertical en caso de que el soporte base quede inutilizado por cualquier causa imprevista.
- **Soporte base (vertical support):** Sostiene al GV en su posición vertical en operación normal, y bajo cargas extremas en caso de sismo o rotura de cañerías principales conectadas al GV.

ANEXO III: MODOS OPERATIVOS DE UN REACTOR NUCLEAR

Los nuevos GVs de CNE fueron fabricados en Argentina por IMPSA, bajo la licencia de la empresa Babcock & Wilcox, la cual es reconocida por proveer la mayor parte de los generadores de vapor a las centrales nucleares de tipo CANDU. Por este motivo, en este Anexo recurrirá al Estándar de Especificaciones Técnicas desarrollado por NRC para Babcock & Wilcox.

Un modo operativo de un reactor nuclear se define como una combinación de condición de reactividad del núcleo, nivel de potencia y temperatura promedio del refrigerante del reactor [28]. La reactividad se interpreta como una medida de la desviación relativa respecto del estado crítico de funcionamiento del reactor, el cual corresponde a la condición en la que la población de neutrones no cambia a lo largo del tiempo, es decir, la reacción nuclear en cadena es autosostenible, y se le asigna un parámetro $k_{eff} = 1$. Si $k_{eff} < 1$, el número de neutrones decrece con el tiempo, la reacción en cadena no es autosostenible y el estado se denomina subcrítico. Si $k_{eff} > 1$, el número de neutrones crece exponencialmente con el tiempo y el estado se denomina supercrítico.

En reactores de tipo CANDU, se hace referencia a cuatro modos operativos característicos del reactor: Operación en potencia, arranque, parada fría, y parada caliente. En la Tabla 3 se presentan sus parámetros asociados.

Tabla 3: Modos operativos de un reactor nuclear tipo CANDU. [29]

Título	Condición de reactividad del núcleo (k_{eff})	Nivel de potencia (%)	Temperatura promedio del refrigerante del reactor (°C)
Operación en potencia	$\geq 0,99$	> 5	NA
Arranque	$\geq 0,99$	≤ 5	NA
Parada caliente	$< 0,99$	NA	$93,3 < T_{avg} < 165,5$
Parada fría	$< 0,99$	NA	$\leq 93,3$

El modo operativo de Operación en Potencia recibe la denominación de **Modo 1**, tanto en reactores de tipo CANDU como en los demás.

ANEXO IV: CÁLCULOS Y AJUSTE DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

IV.1 DETALLE DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN UTILIZADAS

En las secciones 4.4.2 y 4.4.3, se han considerado las siguientes velocidades de penetración en el material del componente no especificado del reactor:

- 0,076 mm/año en condición de operación normal para flujo no estacionario (v_{ON}) [22]. Esta condición se aplica a la operación normal para la configuración 2, puesto que en este caso se considera el efecto conjunto de la corrosión generalizada y FAC.
- 0,006 mm/año, en condición de operación normal para flujo estacionario (v_{ON}) [22]. Esta condición se aplica a la operación normal para la configuración 3, puesto que el flujo dentro de la rendija no se espera que sea significativo, por lo cual, no se tiene en cuenta el FAC. A su vez, debido a que la conductividad y el contenido de O_2 del primario se mantienen reducidos, es esperable que las velocidades de corrosión en la rendija sean similares a las velocidades de corrosión uniforme o generalizadas reportadas en bibliografía.
- 0,26 mm/año, en condición de parada fría (v_{PF}). Este valor surge de un ajuste potencial con el tiempo, a partir de valores de corrosión en parada fría que resultan de ensayos a 2 y 4 meses [22] [24], respectivamente. El ajuste se detalla en IV.2.

IV.2 AJUSTE POTENCIAL DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN EN PARADA FRÍA

El crecimiento del espesor (e) de un óxido con coeficiente Pilling-Bedworth mayor a 1 responde a una ley potencial con el tiempo (t), $e \propto K \cdot t^C$, donde K y C son constantes de ajuste. Esto significa que, en los instantes iniciales el crecimiento del óxido será más rápido, y a medida que transcurre el tiempo el óxido crecerá cada vez más lento.

La velocidad de corrosión presenta un comportamiento análogo al del crecimiento del óxido, debido a que a medida que el espesor de óxido es mayor, se dificulta más el acceso del medio corrosivo al material susceptible.

Para el caso de estudio, se requiere conocer la velocidad de corrosión de aceros al carbono o de baja aleación expuesto al primario en condición de parada fría y, en escalas de tiempo similares a la duración típica de estas paradas, aprox. 4 a 6 semanas. De este modo, de [22] se tomó el valor de 0,0381 mm en 2 meses, mientras que de [24] se extrajo el valor 0,0668 mm en 4 meses. Se realizó un ajuste con una función de potencia de la forma $e = K \cdot t^C$, resultando en $K = 0,16266 \frac{\text{mm}}{\text{año}^C}$ y $C = 0,81006$, como se muestra en la Figura 15.

Por lo tanto, para la condición de parada fría, se propone presentar a la velocidad de penetración empleando una ley potencial del crecimiento de la profundidad de penetración con el tiempo:

- $e_{PF}^p = K_{PF}^p t^C$; $K_{PF}^p = 0,16266 \frac{\text{mm}}{\text{año}^C}$; $C = 0,81006$; $[t] = \text{año}$; $[e_{PF}^p] = \text{mm}$

, donde el superíndice p hace referencia a penetración.

A su vez, a partir de la ecuación de potencia obtenida se determinó que se puede tomar conservativamente una velocidad de corrosión lineal aproximada de 0,0217 mm/mes o 0,26 mm/año para esta condición, en períodos de tiempo de 4 a 6 semanas.

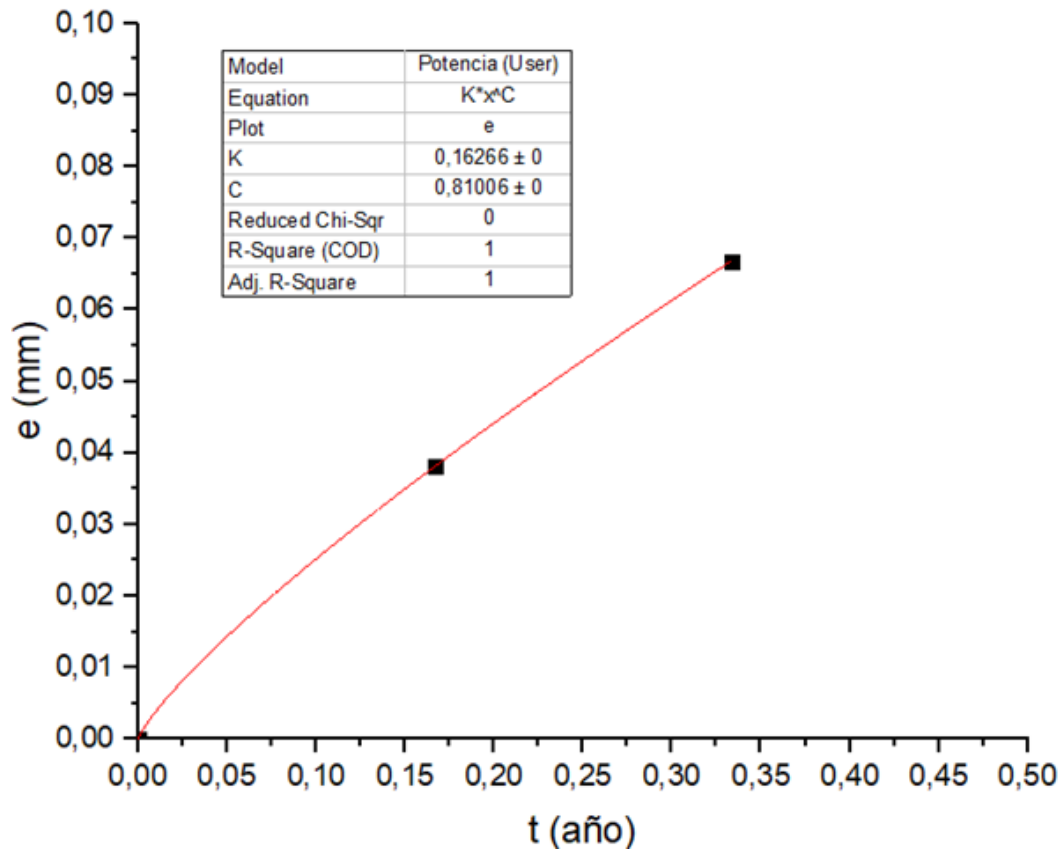


Figura 15: Ajuste potencial de la velocidad de corrosión de aceros al carbono o de baja aleación expuestos al medio primario en condición de parada fría.