

## 4. RESULTADOS

Este capítulo muestra la aplicación de la metodología propuesta, planteando la fuente de la cual procedieron los datos, para después hacer un análisis extensivo de éstos, se describe paso a paso la aplicación de las tres fases que componen la metodología propuesta y finalmente se hace un análisis de los resultados obtenidos.

### 4.1 Obtención de datos

La central termoeléctrica (CT) bajo estudio cuenta con cuatro unidades generadoras, en esta investigación se tomaran en cuenta dos de ellas, las unidades 3 y 4; las cuales poseen las mismas características, ambas con capacidad de generación de 158 MW. Para el desarrollo de esta investigación se utilizan los registros propios de la CT. En el primer apartado referente a la descripción del proceso, se utilizaron manuales e instructivos correspondientes a los generadores de vapor (GV) de las unidades 3 y 4, en la etapa de identificación de equipo primario se considera el histórico de fallas, utilizando de referencia los registros obtenidos de un programa informático en línea, el cual posee datos desde el año 2004. Para la aplicación de la encuesta presentada y el desarrollo del análisis de modo y efecto de fallas (AMEF) fue primordial la participación de personal experto involucrado en el tema, así como el apoyo en varios manuales propios de la institución que complementan la información proporcionada.

Por último, en la propuesta de una estrategia para apoyar el mantenimiento predictivo, se utilizaron registros de medición de espesores de las tuberías que integran a un componente clave del GV, recabándose registros de cinco años (2003, 2004, 2007, 2009 y 2010) de 32 elementos que integran al sobrecalentador secundario banco inferior de la unidad 3.

---

## 4.2 Análisis de datos

Se inicia con una descripción general del proceso de generación eléctrica propia de la CT, identificando el equipo primario en base a las fallas presentadas, para desarrollar un AMEF detallado de los mecanismos de falla por tubería rota, finalmente se propone un modelo predictivo para estimar el tiempo medio al cual la tubería alcanza su espesor mínimo requerido.

### 4.2.1 Descripción del proceso

El proceso de generación eléctrica dentro de los GV se describe a continuación.

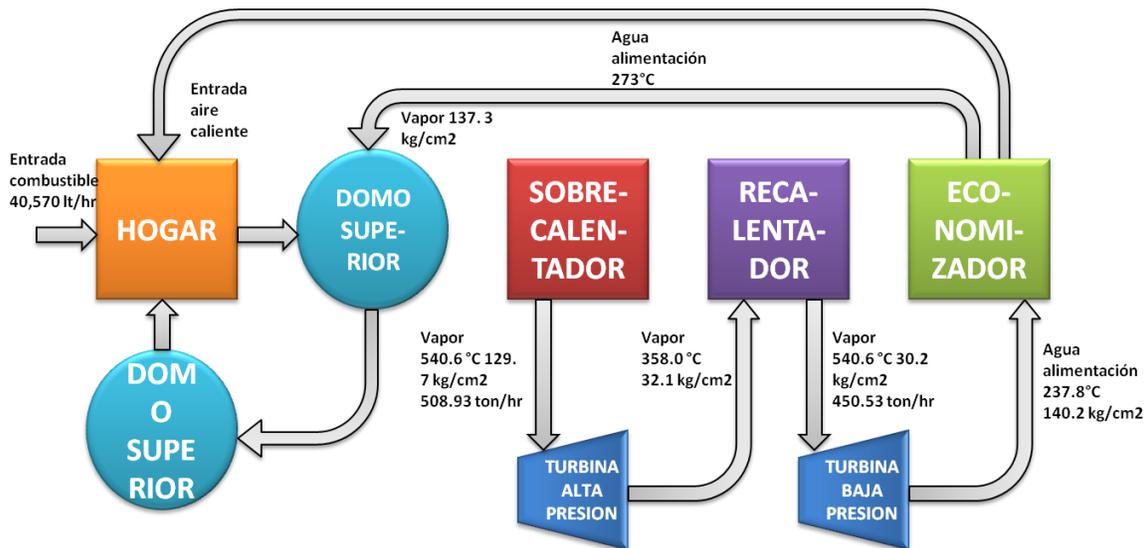
El agua de alimentación es suministrada al domo superior de vapor procedente del cabezal de salida del economizador tal como se muestra en la figura 4.1, en donde se precalienta el agua de alimentación con la recuperación de calor que aun contienen los gases de combustión antes de abandonar el GV a una temperatura a máxima carga de 273°C. Desde el domo superior, a través de las tuberías bajantes se suministra el agua al domo inferior, del cual se reparte a las paredes de agua. Las paredes de agua terminan en un cabezal de salida, el cual descarga la mezcla de agua / vapor al domo superior. Las paredes de agua de la caldera absorben el calor radiante de la combustión, con lo cual parte del agua que contienen los tubos se vaporiza y esta mezcla de agua / vapor es descargada en el domo superior para su separación, antes de que el vapor siga su camino hacia el sobrecalentador.

En el domo se hace la separación del agua y del vapor. El agua de caldera se mezcla con el agua de alimentación entrante; el vapor saturado seco es conducido al sobrecalentador a través de unos tubos de conexión, pasando a través de varios pasos de sobrecalentamiento, dos de ellos se encuentran en la zona de radiación, que son el sobrecalentador de baja temperatura y el sobrecalentador de alta temperatura., el otro banco de tuberías se encuentra en la zona de convección del

GV y es el sobrecalentador intermedio, en donde el vapor es llevado hacia su temperatura de diseño de 540.6°C.

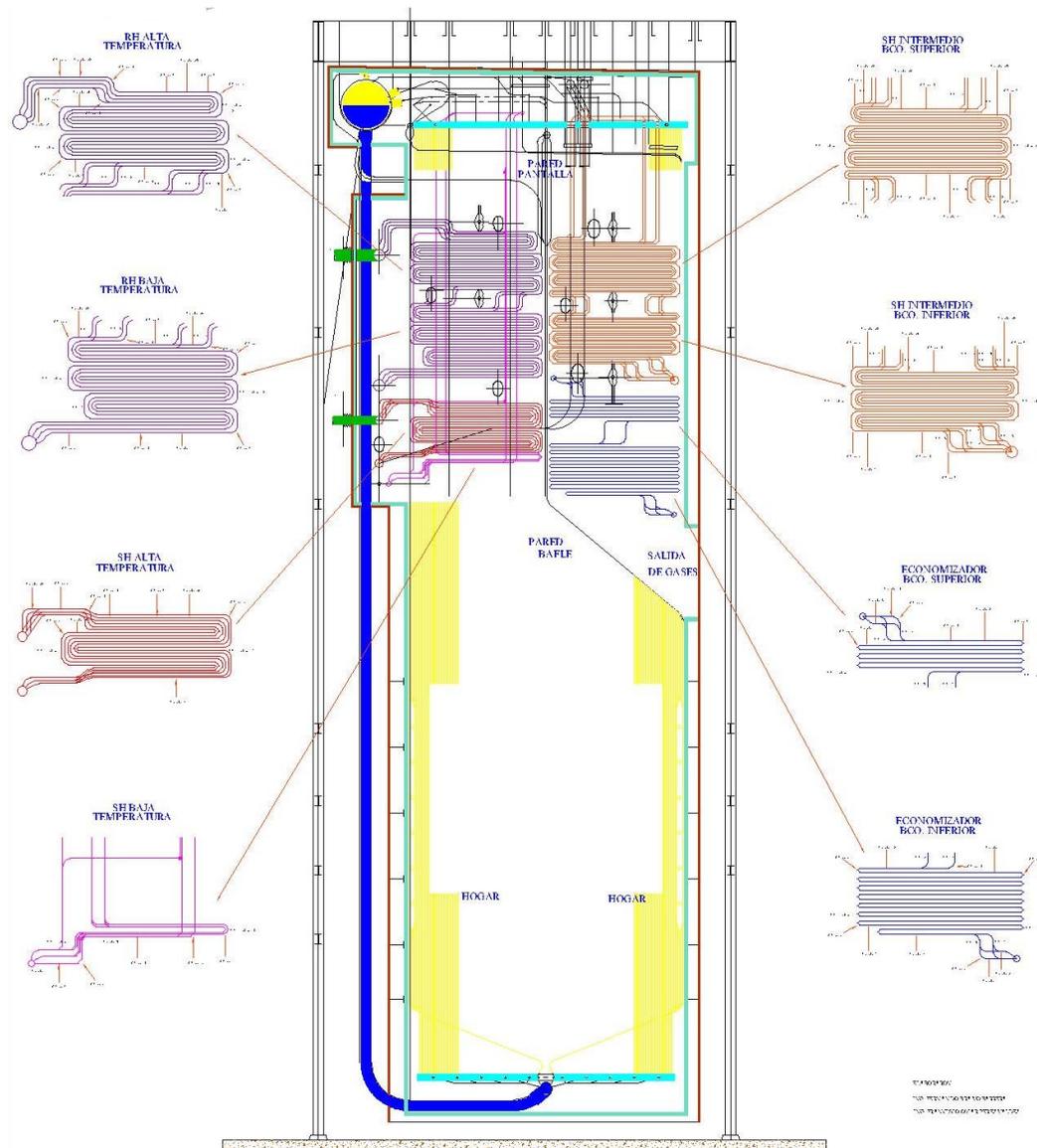
Del cabezal de salida del sobrecalentador el vapor es conducido hasta la turbina a través de las líneas de vapor principal. Del cilindro de alta presión de la turbina el vapor recalentado frío regresa a la caldera para ser recalentado a su temperatura de 540.6°C nuevamente a través de la transferencia de calor de los gases de combustión con los bancos de recalentadores de caldera, los cuales están en la zona de radiación de gases que son el recalentador de alta temperatura y el recalentador de baja temperatura, posteriormente se conduce hacia la turbina de baja presión.

Finalmente el vapor frío es recuperado en el economizador, que es utilizado para precalentar el agua de alimentación que es introducida al sistema de generación por las pérdidas generadas en el ciclo.



**Figura 4.1** Diagrama de circulación de agua en GV (elaboración propia).

El arreglo general de la ubicación de los componentes del GV se muestran en la figura 4.2.



**Figura 4.2** Arreglo general de componentes del GV (unidad 3 y 4)

Las funciones principales del sistema son las siguientes:

- Mantener el vapor sobrecalentado hacia turbina con una temperatura de 540.6°C.
- Suministrar vapor sobrecalentado hacia turbina con un flujo de hasta 463.12T/h a 158MW.
- Suministrar vapor sobrecalentado hacia turbina con una presión de 129.7 kg/cm<sup>2</sup>.

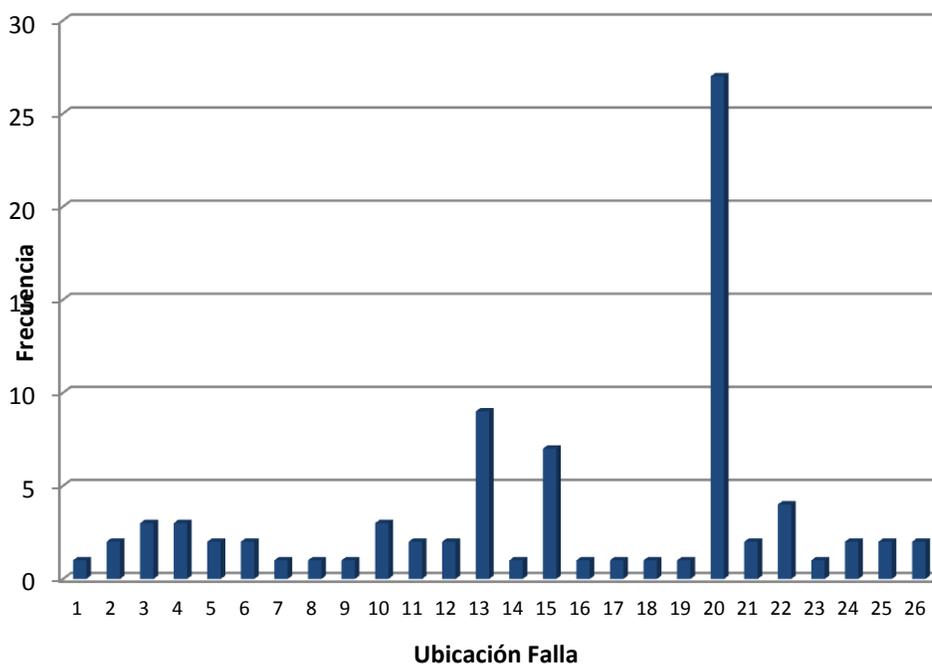
- Mantener el vapor recalentado hacia turbina con una temperatura de 540.6°C.
- Absorber el calor generado por la combustión en caldera mediante el proceso de radiación y convección logrando el incremento de la temperatura del agua-vapor.
- Contener de manera eficiente el agua-vapor en caldera evitando fugas.
- Mantener un nivel entre +/- 250mm de agua en el domo de caldera evitando arrastres de humedad a turbina o daños en tuberías de caldera.

#### 4.2.2 Identificación de equipo primario

La CT cuenta con un registro histórico de fallas presentadas relacionado con el GV, se identificaron las siguientes:

- |   |  |
|---|--|
| 1. Bomba de aceite                        | 14. Protecciones de compresor                    |
| 2. Bomba de agua de circulación           | 15. Protecciones del GV                          |
| 3. Bomba de agua de alimentación          | 16. Quemadores                                   |
| 4. Bomba de condensado                    | 17. Recalentador alta temperatura                |
| 5. Calentadores de aceite<br>combustible  | 18. Rotor  |
| 6. Control de combustión                  | 19. Secador de aire de instrumentos              |
| 7. Control nivel de areador               | 20. Sobrecalentador                              |
| 8. Domo                                   | 21. Sistema motriz del P.A.R.                    |
| 9. Ductos de gases del<br>recirculador GV | 22. Turbina                                      |
| 10. Error mantenimiento/operación         | 23. Válvula de control sistema vapor<br>auxiliar |
| 11. Estator del GV                        | 24. Válvula aisladora de<br>calentadores         |
| 12. Filtros del sistema de<br>combustión  | 25. Válvula de paro recalentado                  |
| 13. Paredes de agua                       | 26. Ventiladores de tiro forzado                 |

De la lista anterior, resultaron 26 componentes que han presentado fallas, de acuerdo a los registros obtenidos. La figura 4.3 muestra el índice de frecuencia de fallas por componente.



**Figura 4.3** Índice de frecuencia de falla por tipo de componente del GV, en unidad 3 y 4

De los resultados del gráfico anterior se tiene que el componente que presenta mayor número de fallas es el sobrecalentador que representan en total el 32.14 % de las fallas generadas. En segundo lugar se tiene a las paredes de agua que forman el hogar de la caldera con un 10.71% y en tercera ubicación se encuentran las fallas presentadas por las protecciones del GV con un 8.32% de las fallas presentadas y en las turbinas con un 6.45%. El resto de los componentes que representan el 88.46%, han presentado fallas en un rango de 1-3.57 %.

De acuerdo a la descripción de las fallas presentadas y considerando los componentes con el mayor número de fallas de la figura 4.3, se presume que la causa primordial es por la ruptura de los tubos que los integran. Por lo tanto considerando los elementos que han presentado fallas por tubo roto (paredes del

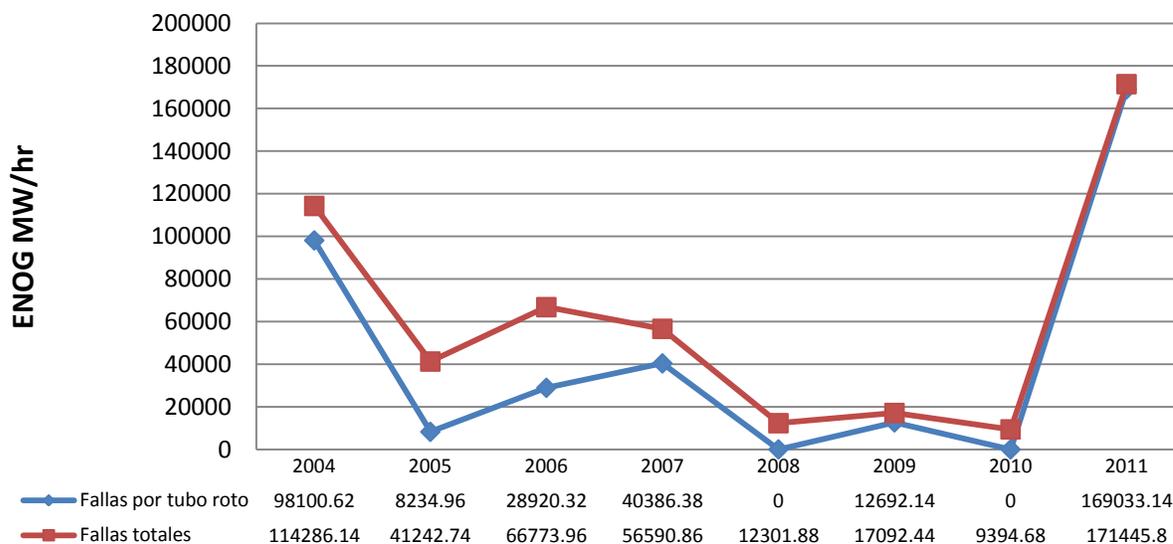
hogar, sobrecalentador primario y secundario y recalentador), se obtiene que las fallas causadas por tubo roto representen aproximadamente el 44%, de acuerdo a la figura 4.4.



**Figura 4.4** Fallas generadas por tubo roto en unidad 3 y 4

Toda falla presentada lleva inherentemente un lapso de tiempo de inactividad por reparación y en la CT esto se representa como Energía No Generada (ENOG). De acuerdo a los registros, se obtuvo que el total de la ENOG presentada en los componentes considerados en el figura 4.4 fue del 74% de la totalidad de las fallas presentadas en la CT durante los años 2004-2011. La figura 4.5 muestra el comportamiento de la ENOG por año, y se observa que el tiempo de respuesta para atender las fallas ha ido en decremento, en el año 2004 se tuvo una ENOG de 114,286.1 kw/Hr de la cual el 85.83% fue por fallas relacionadas con tubería rota, para el año 2005 la ENOG se redujo en más del 50% y solamente el 19.96% se ocasiono por la presencia de tubo roto; sin embargo, en el año 2006 se incremento el tiempo fuera de servicio de las unidades 3 y 4 con una ENOG de 66,773.6 kw/Hr siendo un 43.31% causada por rompimiento de tubería. En el 2007 se presenta un decremento en la ENOG con 56,590.6 kw/Hr del cual el 71.36% fue por tubería rota, en el 2008 no se presentó ninguna falla por rompimiento de tubería y la ENOG disminuyo a solo 12,692.1 kw/Hr, para el año 2009 se obtuvieron 17,092.4 kw/Hr y 74.25% se originó por fallas en tubería rota. Por último en el 2010 la ENOG fue de 9,394.6 kw/Hr y al igual que en el año 2008 no se presentó ninguna falla relacionada

con tubería rota, sin embargo, un dato importante que está relacionada con este decremento durante el año 2010 fue que la unidad 3 estuvo fuera de servicio durante 5 meses por trabajos de mantenimiento mayor. Sin embargo, en el año 2011 (enero-septiembre) se presentó el mayor número de fallas del histórico en estudio, con una ENOG de 171,446 KW/hr, de la cual 98.59% fue por fallas por tubo roto.



**Figura 4.5** Comparativo histórico de ENOG de unidad 3 y 4

#### 4.2.2.1 Encuesta

La experiencia del personal que labora en la CT es clave para el desarrollo de esta investigación, por tal motivo, es importante identificar su opinión sobre los componentes que consideran importantes y que deberán ser considerados en las siguientes etapas de la metodología. Para lograr lo anterior se realiza una encuesta la cual está dirigida a personal experto en la materia, con la finalidad de identificar y complementar la información plasmada en el histórico de fallas de la CT.

La encuesta comprende tres apartados. La primera parte consiste en datos generales del personal tales como área a la que pertenecen, años de experiencia y formación en la materia, esta información proporcionará la evidencia de que el

---

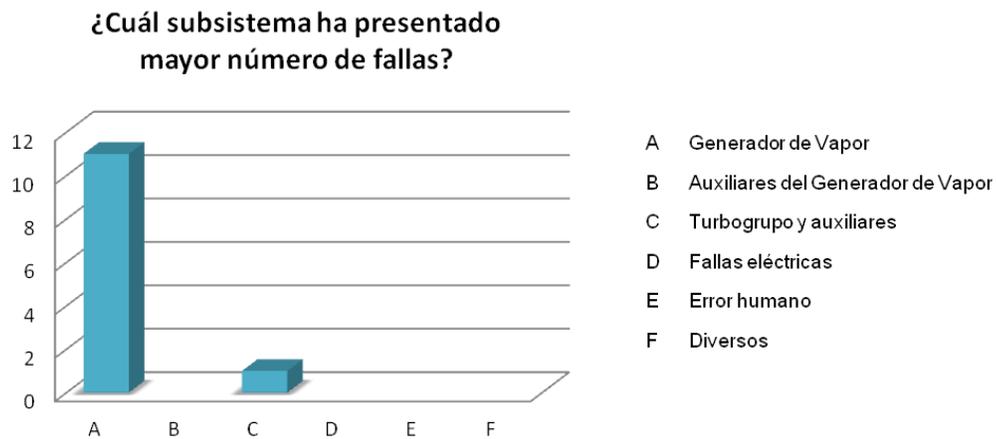
personal involucrado cuenta con la experiencia necesaria para el desarrollo del proyecto. La segunda fase consiste en identificar los subsistemas importantes de las unidades generadoras de la CT, y por último se presenta un análisis de fallas en GV identificando los componentes de mayor importancia de acuerdo al número eventos de fallas que han presentando, las causas que las originaron y evaluar los sistemas que actualmente cuenta la CT para prevenir las fallas.

La encuesta fue enviada vía correo electrónico al siguiente personal:

- Gerencia Reg. de Producción
- Superintendente Reg. Mecánico
- Superintendente Reg. Químico
- Superintendente Reg. De Operación
- Superintendente de La C.T.
- Jefe Depto. Mecánico C.T.
- Auxiliar Depto. Mecánico C.T.
- Jefe Depto. Químico C.T.
- Auxiliar Depto. Químico C.T.
- Jefe Depto. Operación C.T.
- Auxiliar Depto. Operación C.T.
- Jefe Depto. Civil C.T.

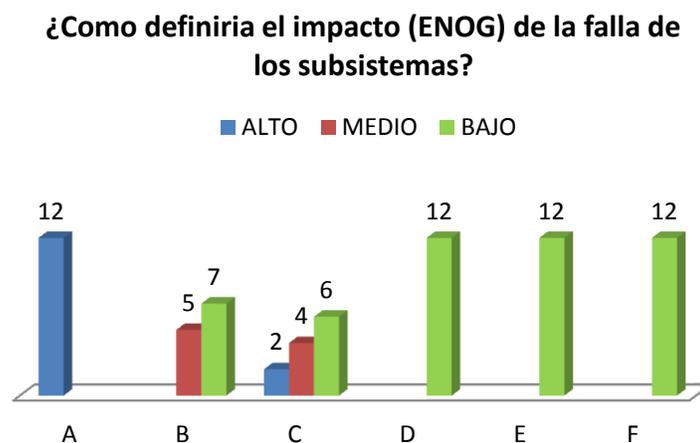
De 14 encuestas enviadas, se obtuvo respuesta de 12 personas lo cual representa el 86%, las cuales se muestran en el anexo 4.1. Los resultados de la encuesta son los siguientes:

El subsistema que ha presentado mayor numero de fallas según los resultados es el GV con el 91.6%, mientras que solo un encuestado respondió que la turbina y su equipo auxiliar.



**Figura 4.6** Resultados de encuesta pregunta No. 1

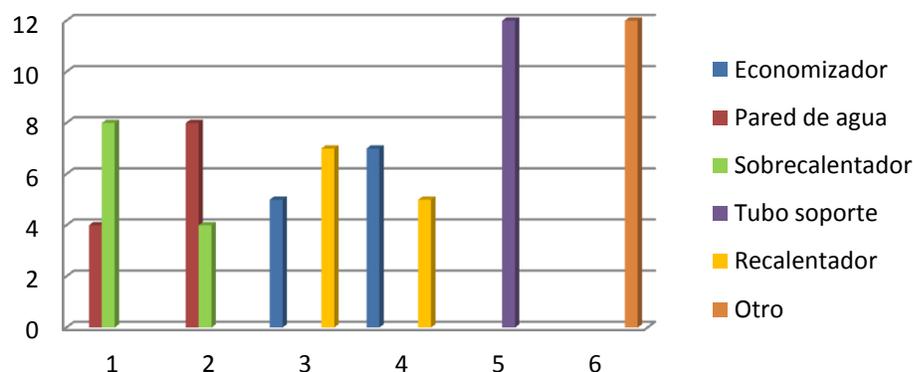
La siguiente pregunta muestra el impacto de la falla en cada uno de los subsistemas, definiendo el impacto como la energía no generada durante la falla. En la figura 4.7 se muestra que el GV cuenta con un impacto alto, ya que cuando se presentan fallas en este el tiempo fuera de servicio es muy alto, y solo un encuestado seleccionó a la turbina con un impacto alto. Los subsistemas con impacto de falla medio fueron los equipos auxiliares del GV y la turbina, y por último todos los encuestados coinciden en que las fallas en equipo eléctrico, por error humano u otros tienen un impacto de falla bajo



**Figura 4.7** Resultados de encuesta pregunta No. 2

Los resultados de la tercera etapa, sobre análisis de fallas en el GV, muestran que los componentes por orden de importancia (considerando a el de mayor importancia al que haya presentado mayor numero de fallas), son el sobrecalentador y las paredes de agua en primer lugar, después al recalentador y el economizador, y por último a la soportería de tubos y otros componentes tal como se muestra en la figura 4.8. Estos resultados coinciden con el histórico de fallas analizado del periodo 2004 a septiembre del 2011, en donde el sobrecalentador representa el 32.14 % de las fallas generadas y las paredes de agua que forman el hogar de la caldera con un 10.71%

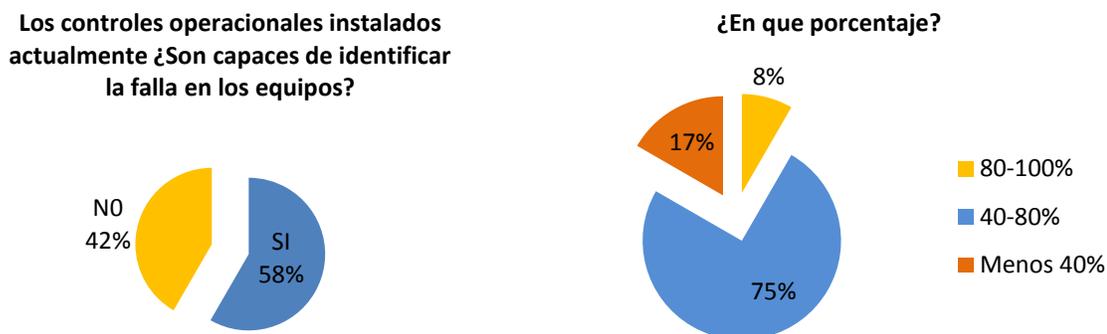
### Asignación de orden de importancia de componentes del Generador de Vapor



**Figura 4.8** Resultados de encuesta pregunta No. 3

Las siguientes preguntas están orientadas a conocer si existen sistemas de control instalados actualmente en la CT que permitan identificar la falla, en donde el 42% de los encuestados contestaron que No, mientras que el 58% afirman que si existen controles operacionales instalados actualmente tal como se muestra en la figura 4.9, como puede observarse existe discrepancia en las respuestas, sin embargo, las personas que contestaron que si afirman que la planta cuenta con indicadores que muestran cuando ocurre la falla tales como nivel en domo, presión y consumo de agua, mientras que las personas que contestaron que no es porque aseveran que no se cuenta con sistemas que les ayuden a identificar irregularidades antes de que ocurra la falla, de tal manera que éstas no pueden ser atendidas y no puede evitarse

que ocurran. De tal manera que puede concluirse que la CT posee sistemas que les indican el momento en que ocurrió la falla, sin embargo, lo que se pretende es contar con indicadores que les ayuden a pronosticar cuándo ocurrirá la falla de tal manera que esta pueda ser corregida antes de que suceda.



**Figura 4.9** Resultados de encuesta pregunta No. 4 y 5

Derivado de los resultados obtenidos en el registro histórico de fallas y la encuesta realizada, los componentes que continúan con la siguiente fase son el sobrecalentador y las paredes de agua del GV, los cuales presentan el mayor número de fallas y su impacto es alto, así mismo no se cuenta con sistema que ayude a pronosticar cuándo ocurrirá la falla sin que ésta pueda evitarse en la mayoría de los casos.

### 4.2.3 AMEF

El AMEF se presenta con la finalidad de conocer la situación actual de los equipos bajo estudio e identificar las causas que originan las fallas. Los resultados obtenidos en este análisis permiten generar actividades y planes de acción a corto y mediano plazo para la corrección de fallas actuales, así como también la prevención de fallas potenciales a las que está expuesto el componente. A continuación se describe cada una de las columnas del AMEF (consultar anexo 4.2 AMEF).

EQUIPO: El equipo considerado para el AMEF es el sobrecalentador y paredes de agua, los cuales han sido identificados como componentes importantes en la primera etapa de la metodología propuesta.

TIPO DE EQUIPO/COMPONENTE: el sobrecalentador y paredes de agua están integrados por varios elementos, tal como se muestra en la tabla 4.1

Equipo	Componentes	Especificación de material
Paredes de agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tubos conexión de cabezal inferior a pared lateral derecha</li> <li>• Tubos conexión de cabezal inferior pared lateral izquierda</li> <li>• Tubos pared agua lateral derecha hogar caldera</li> <li>• Tubos pared agua lateral izquierda hogar caldera</li> <li>• Tubos pared agua frontal hogar caldera</li> <li>• Tubos pared agua posterior hogar caldera</li> <li>• Tubos de pared baffle de hogar de caldera</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SA 213 T91</li> <li>• SA 213 T22</li> <li>• SA 213 TP 321 H</li> <li>• SA 213 T12</li> </ul>
Sobrecalentador	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tubos conexión domo entrada sobrecalentador a baja temperatura</li> <li>• Tubos (banco) sobrecalentador baja temperatura</li> <li>• Tubos conexión sobrecalentador baja temperatura a.cabezal enf./vap.</li> <li>• Tubos (bancos inferior) sobrecalentador intermedio</li> <li>• Tubos (bancos superior) sobrecalentador superior.</li> <li>• Tubos conexión atemperador a</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SA 213 T91</li> <li>• SA 213 T22</li> <li>• SA 213 TP 321 H</li> <li>• SA 213 T12</li> </ul>

---

sobrecalentador a.t.

- Tubería 14'' vapor sobrecalentado a la turbina
- 

**Tabla 4.1** Lista de componentes de paredes de agua y sobrecalentador de GV

**FUNCION DEL EQUIPO/COMPONENTE:** en este apartado se hace una descripción de cada uno de los componentes mencionados en la columna anterior.

**FALLA FUNCIONAL:** se refiere a la incapacidad de cualquier componente de cumplir su función, para el caso del sobrecalentador cualquier componente puede presentar la siguiente falla funcional: no absorber el calor generado durante la combustión, no contener el flujo de agua; mientras que los elementos que integran las paredes de agua pueden presentar la siguiente falla funcional: no mantener el vapor sobrecalentado a 538°C, con un flujo de 463.12 T/hr a 158 MW. y a una presión de 126 kg/cm<sup>2</sup>.

**MECANISMO DE FALLA:** en este apartado se identificaron los mecanismos de fallas que pueden presentar cada uno de los componentes de las paredes de agua y sobrecalentador, según la siguiente clasificación:

	<b>MECANISMO DE FALLA</b>	<b>PAREDES AGUA</b>	<b>SOBRECALENTADOR</b>
1	Sobrecalentamiento repentino	X	X
2	Sobrecalentamiento prolongado		X
3	Termofluencia en los soportes del sobrecalentador		X
4	Soldadura metales diferentes		X
5	Corrosión caustica	X	X
6	Daño por hidrogeno	X	
7	Picaduras (corrosión localizada)	X	X
8	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos		X
9	Corrosión paredes agua	X	

10	Corrosión por cenizas de carbón		X
11	Corrosión por cenizas de combustóleo	X	X
12	Erosión por cenizas		X
13	Erosión por caída de escoria	X	
14	Erosión sopladores de hollín		X
15	Erosión partículas de carbón		X
16	Fatiga por vibración	X	X
17	Fatiga térmica		X
18	Corrosión-fatiga	X	
19	Daño por limpieza química	X	
20	Daño por reactivos químicos	X	
21	Defectos de material	X	X
22	Defectos de soldadura	X	X

**Tabla 4.2** Mecanismos de falla de paredes de agua y sobrecalentador de GV

Inicialmente se presumía que cada uno de los componentes que integran al sobrecalentador y paredes de agua podría presentar solo algunos de los mecanismos de falla mencionados en la tabla 4.2, sin embargo, del análisis del AMEF se obtiene que todos los elementos que integran al sobrecalentador puede presentar cualquier mecanismo de falla de acuerdo a la clasificación de la tabla 4.2, de igual manera sucede con los componentes de las paredes de agua.

**FUNCIONES AFECTADAS POR SU FALLA:** se refiere a las funciones primarias o de los sistemas afectados por la falla al GV, para el caso de las paredes de agua las funciones afectadas son: F6: Absorber el calor generado por la combustión en caldera mediante el proceso de radiación y convección logrando el incremento de la temperatura del agua-vapor y F7: Contener de manera eficiente el agua-vapor en caldera evitando fugas. Al momento de ocurrir una falla en el sobrecalentador las funciones afectadas al GV son las siguientes: F1: Mantener el vapor sobrecalentado hacia turbina con una temperatura de 538<sup>0</sup>C, F2: Suministrar vapor sobrecalentado

hacia turbina con un flujo de hasta 463.12 T/hr a 158 MW y F3: Suministrar vapor sobrecalentado hacia turbina con una presión de 126 kg/cm<sup>2</sup>.

CAUSAS: en este apartado se identifican las causas que originan cada uno de los mecanismos de fallas, con la aportación de manuales institucionales, registros de fallas presentadas y la experiencia del personal involucrado.

EFEECTO: se indican los efectos de la falla, para comprender que efectos se presentarán a nivel local, sistema y unidad. En el nivel local se describe como se presentó la falla y que características presenta el equipo, por tal motivo cada mecanismo de falla posee sus características particulares, cuando ocurre una falla por tubo roto el efecto a nivel sistema se presenta un disturbio al GV y a nivel unidad el efecto que presenta la falla es la interrupción de la generación de energía eléctrica.

DEFINICION DE CRITICIDAD: el siguiente apartado consiste en definir el nivel de criticidad de cada uno de los mecanismos de falla presentados, en primer instancia se define la consecuencia de la falla a nivel seguridad, medio ambiente, productividad y costo según la metodología propuesta en la Tabla 3.1 Criterios de evaluación para el análisis de componentes críticos, se define la probabilidad de la falla tomando de referencia el histórico de fallas del año 2000 a septiembre del 2011. El nivel de criticidad se define tomando de referencia la Figura 3.3 Matriz de asignación de nivel de criticidad, y por último los mecanismos de falla que obtuvieron un nivel de criticidad alto o medio son considerados como críticos. Los resultados del nivel de criticidad de cada mecanismo de falla se muestran en la tabla 4.3.

MECANISMO DE FALLA	NIVEL CRITICIDAD		COMPONENTE CRITICO
	PAREDES AGUA	SOBRECALENTADOR	
1	No Aplica	Alto	SI
2	Alto	Alto	SI
3	No Aplica	Bajo	NO
4	No Aplica	Bajo	NO
5	Bajo	Baja	NO

6	Bajo	No Aplica	NO
7	Medio	Baja	SI
8	No Aplica	Baja	NO
9	Bajo	No Aplica	NO
10	No Aplica	Bajo	NO
11	Bajo	Alto	SI
12	No Aplica	Bajo	NO
13	Bajo	No Aplica	NO
14	No Aplica	Bajo	NO
15	No Aplica	Bajo	NO
16	Bajo	Bajo	NO
17	No Aplica	Bajo	NO
18	Alto	No Aplica	SI
19	Bajo	No Aplica	NO
20	Bajo	No Aplica	NO
21	Bajo	Bajo	NO
22	Alto	Alto	SI

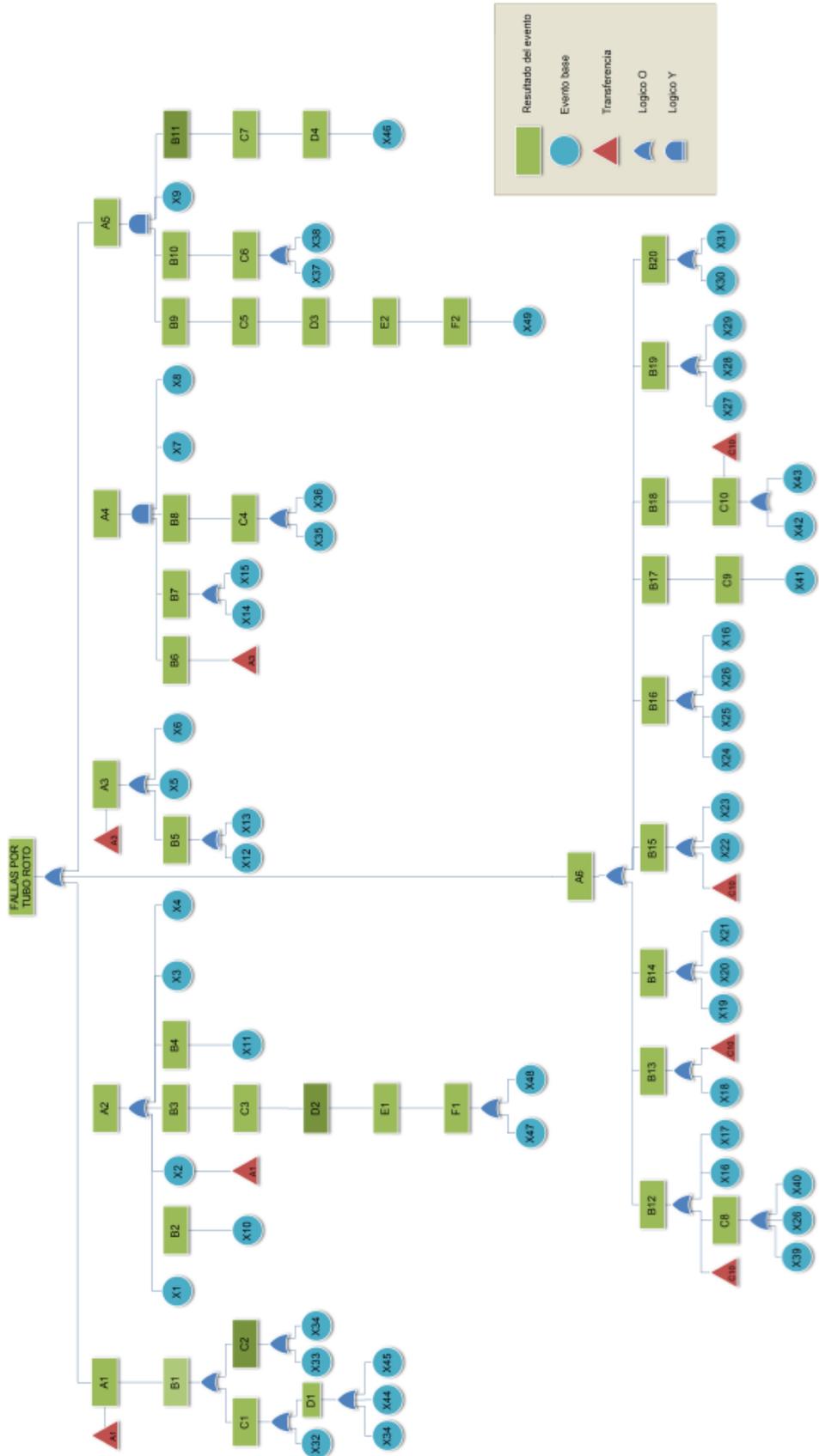
**Tabla 4.3** *Asignación de nivel de criticidad a mecanismos de falla en paredes de agua y sobrecalentador*

Después de realizar la primera etapa del AMEF, se obtiene que los mecanismos de falla que continuarán con el análisis mediante un árbol de fallas son los que presentaron un nivel de criticidad alto o medio tal como se ilustra en la tabla 4.3, que son: sobrecalentamiento repentino, sobrecalentamiento prolongado, picaduras (corrosión localizada), corrosión por cenizas de combustóleo, corrosión-fatiga y defectos de soldadura.

### **4.2.3.1 Árbol de fallas**

Derivado del AMEF se desarrolla un árbol de fallas para identificar la causa raíz de cada uno de los mecanismos de falla seleccionados.

El árbol de fallas consiste de 49 sucesos elementales que originan las fallas por tubo roto de los elementos que componen a las paredes de agua y sobrecalentador del GV de las unidades 3 y 4 tal como se muestra en la figura 4.10; por lo tanto, todos los sucesos elementales se consideraron los más importantes y las partes más débiles del sistema de árbol de fallas.



Símbolo	Descripción del evento	Símbolo	Descripción
A1	Sobrecalentamiento repentino	C7	Barrera de transferencia de calor
A2	Sobrecalentamiento prolongado	C8	Calor insuficiente en fusión de materiales
A3	Picaduras (corrosión localizada)	C9	Expansión y contracción térmica diferencial
A4	Corrosión fatiga	C10	Técnica de soldar inadecuada
A5	Corrosión por cenizas de combustóleo	D1	Obstrucción de flujo interno
A6	Defecto de soldadura	D2	Aumento de temperatura
B1	Exposición a temperaturas altas	D3	Disminución de espesor del material
B2	Material inadecuado	D4	Capa interna de magnetita (acumulación de cenizas)
B3	Perdida de resistencia mecánica del material	E1	Formación de capa de vapor por perturbación en el flujo
B4	Depósitos en el interior del tubo	E2	Metal expuesto a oxidación rápida por $v_2o_5nao$
B5	Condición anódica	F1	Combusturas
B6	Concentración de esfuerzos por picaduras e irregularidad superficial	F2	Formación de escoria y cenizas
B7	Fluctuación de esfuerzos cíclicos de tensión	X1	Incremento en el nivel de esfuerzos
B8	Oxidación espontanea	X2	Acumulación de periodos de sobrecalentamiento excesivo
B9	Incremento de esfuerzos	X3	Desbalanceo de flujo interno de tubos
B10	Aumentan la velocidad de corrosión	X4	Distribución deficiente de flujo de gases
B11	Operar a temperaturas superiores	X5	Tubos no completamente secos
B12	Fusión incompleta	X6	Tubos no protegidos con hidrogeno
B13	Inclusiones de escoria	X7	Vibraciones por vortices de karman
B14	Porosidad	X8	Inadecuada flexibilidad del sistema
B15	Grietas	X9	Quemar combustible con alto contenido de sodio, vanadio y azufre
B16	Exceso de penetración	X10	Disminución de espesor
B17	Esfuerzo en soldadura	X11	Material fundido y carbonoso solidificado
B18	Socavados	X12	elevados niveles de acido
B19	Grafitacion	X13	Elevadas concentraciones oxigeno
B20	Desgaste de soldaduras	X14	Presión interna oscilante en forma cíclica
C1	Perdida de refrigerante	X15	Expansiones y contracciones térmicas restringidas
C2	Temperatura de gases excesiva		
C3	Temperatura en lado caliente no uniforme		
C4	Superficie metálica desnuda		
C5	Reducción de área que soporta la carga		
C6	Formación de pentóxido de vanadio $v_2o_5$		

Símbolo	Descripción	Símbolo	Descripción
X16	Inadecuado o mal arreglo unión	X32	Disminución de refrigerante o nivel de agua
X17	Preparación inadecuada de materiales para soldar	X33	Quemado irregular de combustóleo
X18	Reacción química a alta temperatura	X34	Exceso de escorias
X19	Retención de gases durante proceso de soldadura o solidificación de material de aporte	X35	Bajos niveles de ph
X20	Suciedad en herramientas	X36	Niveles elevados de o2
X21	Humedad	X37	exceso de aire
X22	Uso de electrodos inapropiados	X38	Cloruro en combustible
X23	Pre calentamiento inadecuada	X39	Falta de acceso a superficies
X24	Falta habilidad soldador	X40	Elevada velocidad para soldar
X25	Electrodo demasiado grande	X41	Diferencia de temperatura entre cordón de soldadura y metal base
X26	Corriente para soldar baja	X42	Aplicación de corrientes excesivas
X27	Uso de material susceptible	X43	Mantener un arco demasiado largo
X28	Soldar material susceptible	X44	Rebabas
X29	Exposición a temperaturas por encima de los 1200°f	X45	Condensado
X30	Rango de temperatura de 900 a 1550 °f	X46	Paso del tiempo (8- 10 años)
X31	Largos periodos de tiempo para soldar	X47	Temperatura no uniforme
		X48	Regiones locales desarrollan puntos calientes
		X49	Quemar combustible

**Tabla 4.4** Descripción de eventos de árbol de fallas en tuberías de paredes de agua y sobrecalentador

Del análisis del árbol de fallas se observa que varias causas de fallas de diferentes mecanismos, tienden a originar otros, tal es el caso del sobrecalentamiento repentino que al presentarse varias veces (antes de ocasionar el rompimiento de tubería) puede causar el sobrecalentamiento prolongado, así como varias acumulaciones de picaduras en espacios de tubería muy cercanos originan la corrosión fatiga. En las fallas por defectos en soldadura se tiene que la selección inadecuada de la técnica para soldar produce cuatro tipos diferentes causas de falla.

Actualmente en la CT no se cuenta con registros que evidencien la frecuencia que han presentado cada uno de estos eventos, por lo que en el AMEF se atienden cada

uno de los mecanismos de falla proporcionando los controles operacionales recomendados para cada uno de ellos, sin embargo, para continuar con la siguiente fase y seleccionar las estrategias de mantenimiento se toma en cuenta la experiencia del personal de la central. En las operaciones reales, el control de estos aspectos debe ser fortalecido y las medidas de protección deben ser tomadas.

La siguiente etapa es la selección de la estrategia de mantenimiento, y el objetivo principal es asignar actividades de mantenimiento preventivo y predictivo a los mecanismos de falla descritos en la primera etapa.

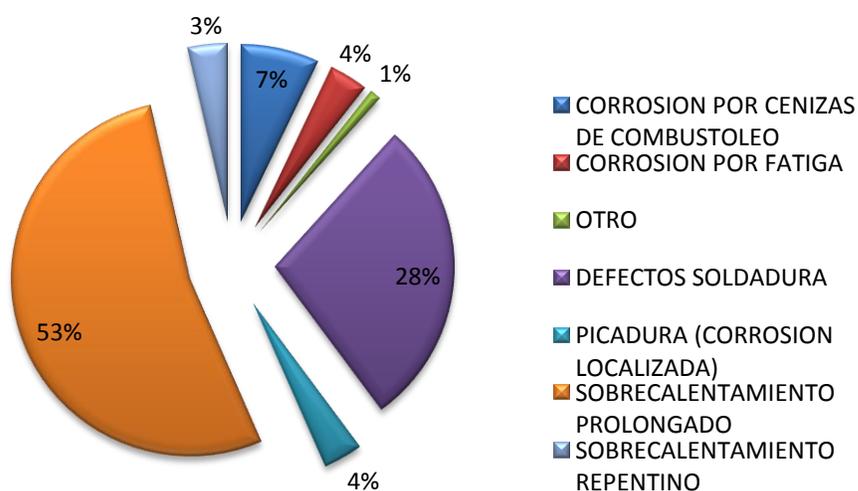
**TAREAS EXISTENTES POR CFE:** para iniciar se identifican las tareas de mantenimiento ya existentes en la CT que controlan el mecanismo de falla que corresponde indicando la frecuencia y el área responsable.

**CAPACIDAD DE DETECCION DE LA FALLA:** de acuerdo a las tareas existentes en la CT se identifica la capacidad de detectar la falla, la cual puede ser alta, moderada o baja. De los resultados obtenidos en el AMEF se observa que los mecanismos de falla que se han presentado con mayor frecuencia son los que no cuentan con sistemas operacionales que ayuden a identificar la falla antes de que ésta ocurra, que son los que obtuvieron un nivel de criticidad alto.

**TAREAS FINALES POR CFE:** en este apartado se realiza la comparación de tareas y frecuencias, considerando que cada una de éstas resuelva cada uno de los Modos de Fallas, dando como resultado tareas y frecuencias finales por CFE producto del análisis del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC). Se enlistan las tareas de mantenimiento recomendadas para contrarrestar que ocurra el mecanismo de falla, algunas de éstas son las que se ejecutan actualmente en la CT, y en base a las causas que generan los mecanismos de fallas se proponen tareas adicionales.

#### 4.2.4 Selección de Estrategia de Mantenimiento

En el desarrollo del AMEF se consideraron todos los mecanismos de falla que pueden ocurrir en el sobrecalentador y paredes de agua, sin embargo, en relación al histórico de fallas se identifica en la figura 4.11 que el sobrecalentamiento prolongado se ha presentado en un 53% y en segundo lugar se tiene a los defectos en soldadura con un 28%, por lo tanto, la atención de éstos ayudarían a contrarrestar el 81% de las fallas.



**Figura 4.11** Índice de frecuencia de Mecanismos de Falla

Por lo tanto, para efectos de este estudio se continuará con el desarrollo de las estrategias de mantenimiento que ayuden a contrarrestar la ocurrencia de estos dos mecanismos, y con la propuesta de continuar en el futuro con la atención de otros mecanismos de falla.

#### 4.2.5 Mantenimiento Predictivo

Derivado de las tareas enlistadas en el AMEF, se identifican 54 actividades diferentes para evitar la ocurrencia de los mecanismos de falla las cuales se muestran en el anexo 4.3, de las cuales solo 6 son tareas encaminadas a un

mantenimiento predictivo. El sobrecalentamiento prolongado puede ser atendido por tres de estas actividades de mantenimiento y los defectos en soldadura solo una de ellas, por lo tanto, estas actividades serán seleccionadas para el desarrollo de una estrategia de mantenimiento predictivo.

En la tabla 4.5 se observa que las tres tareas de mantenimiento predictivo impactan a 16 mecanismos de falla e indican que al realizarse éstas no solo se contempla al sobrecalentamiento prolongado y defectos en soldadura, ya que la ejecución de cada una de ellas impacta a 16 mecanismos de falla de los 22 totales.

Mecanismo de Falla	Tareas de Mantenimiento Predictivo		
	Análisis de depósitos internos	END (medición de espesores)	END (metalografía)
1		X	X
2	X	X	X
4		X	
5	X	X	X
6	X		
8	X		
9			X
10		X	X
11		X	X
12		X	
13		X	
14		X	X
15		X	X
16		X	
19	X		
22		X	

**Tabla 4.5** Tareas de mantenimiento predictivo para mecanismos de falla de paredes de agua y sobrecalentador de GV

Derivado de lo anterior, también puede hacerse resaltar que la tarea de mantenimiento que representa mayor impacto es END (medición de espesores) apoyando a 12 mecanismos lo cual representa 54.54% del total, además de considerar a los dos mecanismos de falla con mayor índice de frecuencia (sobrecalentamiento prolongado y defectos de soldadura), por tal motivo se considera como uno de los principales factores para el planteamiento del programa de mantenimiento predictivo.

Los estudios metalográficos apoyan a 8 mecanismos de falla, sin embargo, este tipo de estudio es cualitativo y se requiere de una persona experta para poder interpretar los resultados, por tal motivo, las metalografías no se tomarán en cuenta para el desarrollo del modelo del programa de mantenimiento predictivo pero si se hará referencia a ellos para complementar los resultados obtenidos. Por último, el análisis de depósitos internos aborda al 22.72% de los mecanismos de falla, dicho estudio consiste en determinar la cantidad de depósitos dentro de las tuberías y en función de la densidad de la muestra se clasifican como:

- Limpia (0- 15 mg/cm<sup>2</sup>)
- Moderadamente sucia (15-30 mg/cm<sup>2</sup>)
- Sucia (30- 45 mg/cm<sup>2</sup>)

Siendo estos rangos exclusivos para tuberías de paredes de agua. Para el caso de la CT en estudio el contenido de los depósitos internos lo componen: Fe como Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>, Cu como CuO, Zn como ZnO, Ni como NiO, Mn como MnO, Mg como MgO, Na como Na<sub>2</sub>O, Ca como CaO, Al como Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Cr como Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, K como K<sub>2</sub>O y SiO<sub>2</sub>.

El Cu, Zn, Ni y Al, son considerados como los compuestos más dañinos para la tubería, ya que al ser metales incitan a que los electrones que conforman el tubo se desprendan y se agreguen a estos metales debilitando así la composición química del tubo, sin embargo, la EPRI no muestra un rango permisible para estos compuestos por lo que solo podrán considerarse la densidad de la muestra. En la CT

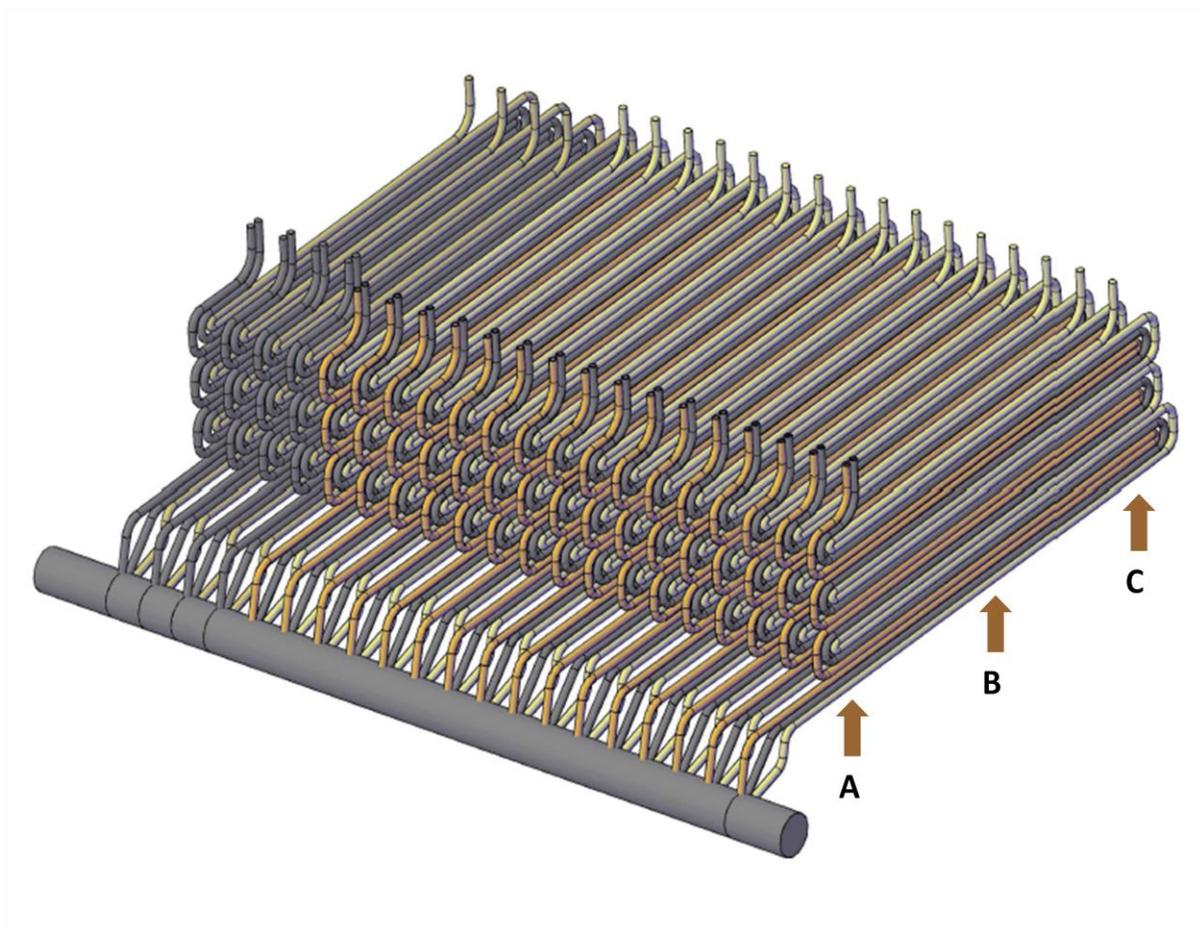
bajo estudio esta prueba no se realiza en sobrecalentadores, por lo que será considerada para trabajos futuros para otras centrales.

Dicho lo anterior, el programa de mantenimiento predictivo considera los estudios de medición de espesores y, para efectos de esta investigación se consideraran los registros de una sección que pertenece al Sobrecalentador ya que de acuerdo a la Figura 4.4 (Fallas generadas por tubo roto en unidad 3 y 4) este componente obtuvo el 32% del índice de frecuencia de fallas.

#### **4.2.5.1 Modelación de medición de espesores**

El sobrecalentador secundario se compone de dos secciones y en base a la información proporcionada por la CT se selecciona el banco inferior.

El Sobrecalentador secundario banco inferior se compone de una serie de tubos que se denominan “elementos” y se toman lecturas de tres puntos por cada uno de ellos indicados como A, B y C tal como se muestra en la figura 4.12. Al estar constituido de 32 elementos, se tendrán 96 registros anuales para este componente.



**Figura 4.12** Zonas de medición de los elementos del Sobrecalentador secundario banco inferior.

Cabe mencionar que los registros de medición de espesores son anuales, ya que solo pueden ejecutarse cuando se realizan mantenimientos, momento en el cual los GV no se encuentran en operación y se puede tener acceso a ellos, así los registros obtenidos corresponden a las mediciones realizadas en los años 2003, 2004, 2007, 2009 y 2010. En el año 2000 se cambiaron todos los elementos del banco inferior y en el año 2007 se realizó un cambio pero solamente de los elementos No. 6 al 21, y el resto continuaron hasta finales del año 2010.

Antes de realizar un análisis descriptivo del comportamiento de los espesores de la tubería, es importante determinar el espesor mínimo permisible tomando en cuenta las condiciones de operación indicadas en la tabla 4.6:

Material	Diámetro exterior del tubo	Presión de trabajo	Máximo esfuerzo del material en operación	Temperatura operación
SA 213 T22	57 mm	137.3 kg/cm <sub>2</sub> 1952 lb/pulg. Para unidad 3 y 4	466.13 kg/cm <sub>2</sub> 6630 lb/pulg. (Código ASME)	540.6 °C 1005.08 °F
	2.24 pulg Con un espesor nominal de 11 mm			

**Tabla 4.6** Condiciones de operación de sobrecalentador secundario banco inferior

Aplicando la ecuación (2.1), y realizando las operaciones pertinentes se obtiene:

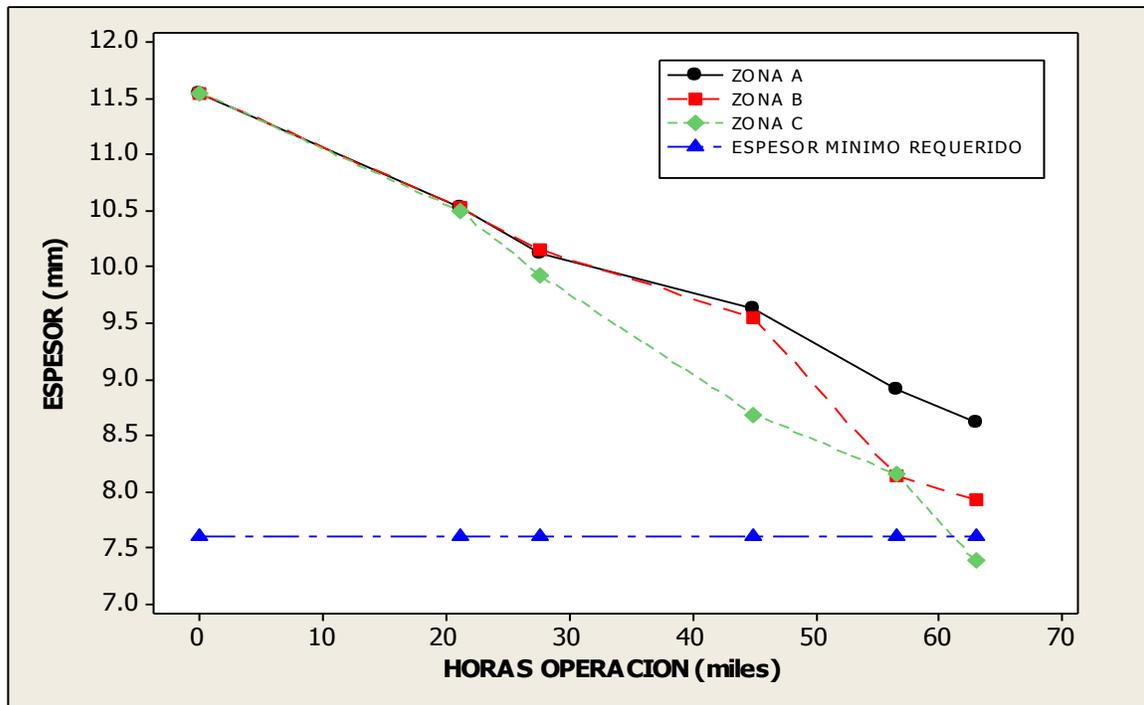
$$t = \frac{1952 \text{ lb/pulg} \times 2.24 \text{ pulg}}{2 (6630 \text{ lb/pulg}) + 1952 \text{ lb/pulg.}} + 0.005 (2.24 \text{ pulg}) + 0$$

$$t = 0.2991 \text{ pulg.} \sim 7.60 \text{ mm}$$

Del resultado anterior se tiene que para la tubería SA 213 T22 del sobrecalentador secundario banco inferior el espesor mínimo requerido, considerando sus condiciones de operación es de aproximadamente 7.60 mm.

Se realiza un estudio descriptivo con los registros, iniciando con un análisis del histórico de las mediciones promedio por zona, en la figura 4.13 se muestran los datos de los elementos que no fueron sustituidos en el 2007, es decir, se tomaron en cuenta los elementos No. 1 al 5 y del 22 al 32 ya que son los que se encuentran bajo las mismas condiciones de operación durante los 10 años. En la figura se observa que la tendencia de las tres zonas es similar durante las primeras 20 mil horas de operación (del año 2000 al 2003) con un espesor promedio de 10.52 mm, la zona A y B continúan con un comportamiento similar hasta el año 2007 (44,980.34 horas de operación) por lo tanto puede asumirse que durante el periodo del año 2000 al 2007 la zona A y B estuvieron sometidas a condiciones similares es por ello que se aprecia un desgaste equivalente en ambas zonas. La zona C a partir del 2003 sufre un incremento en el desgaste y para el año 2004 tiene un espesor promedio más bajo que el presentado en la zona A y B, y la reducción del espesor de sus tubos continua incrementándose de tal manera que para el 2007 existe una diferencia significativa

entre los promedios de la zona A y B que presentaron un espesor promedio de 9.67 mm mientras que en la zona C fue de 8.71 mm lo cual indica una diferencia promedio de 0.96 mm, esta variabilidad indica que la Zona C se mantuvo a condiciones de operación diferentes que la zona A y B que provocaron un mayor desgaste en el material de los tubos.



**Figura 4.13** Espesores promedio por zona a través del tiempo (horas de operación) de los elementos 1 al 5 y 22 al 32

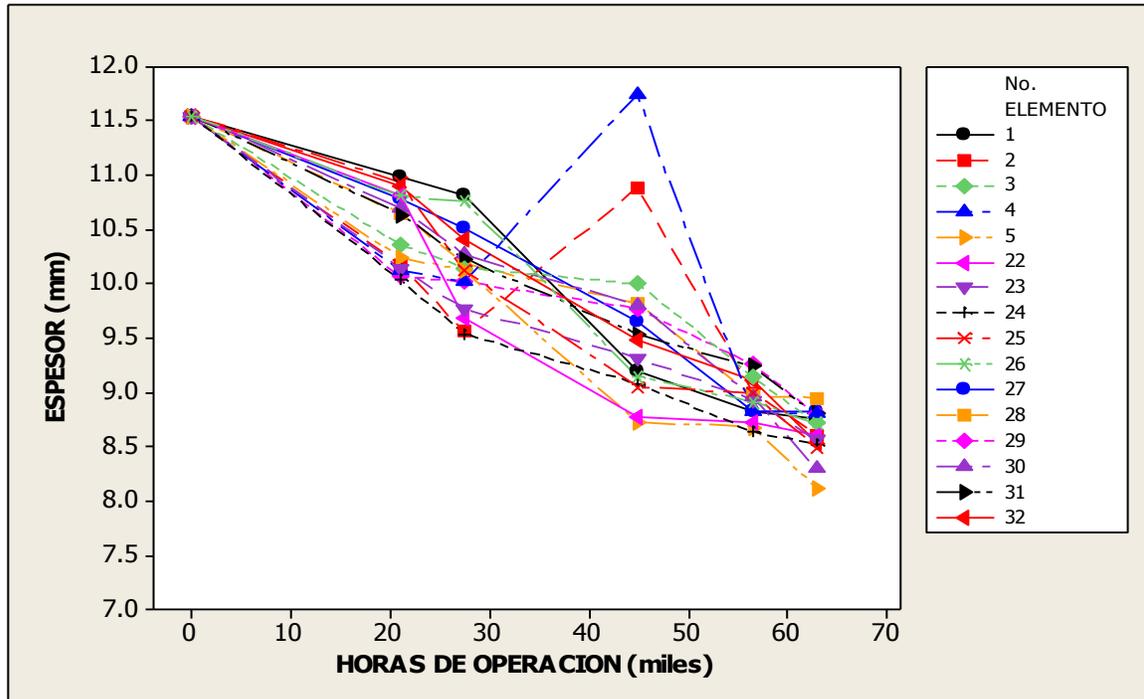
En el año 2009 la zona B muestra un cambio dramático en la reducción de su espesor con un desgaste de 1.57 mm en solo 704.87 horas de operación dando un espesor promedio de 8.12 mm, colocándose por debajo del espesor promedio de la zona C (8.15 mm de espesor promedio), por tal motivo podemos asegurar que este cambio se debe a alteraciones en las condiciones de operación ya que en fue en el año 2007 fueron reemplazados 16 elementos los cuales al presentar mayor resistencia los flujos preferenciales de gases atacaron a los elementos más débiles con un incremento de fatiga a causa de la cercanía que presenta la zona B con la zona C. Por último, en el 2010 la zona C sufre un mayor desgaste con un espesor

promedio de 7.38 mm el cual representa un valor menor al espesor mínimo permisible y de acuerdo al historial de fallas por tubo roto fue a finales de este año cuando se incrementaron las salidas por tubos roto.

	ZONA A	ZONA B	ZONA C
2003			
Máximo (mm)	10.99	10.99	10.81
Ubicación (No. elemento)	(1)	(1)	(1,22)
Mínimo (mm)	10.04	10.12	10.01
Ubicación (No. elemento)	(24)	(26)	(26)
Media (mm)	10.54	10.53	10.50
2004			
Máximo (mm)	10.81	11.9	10.65
Ubicación (No. elemento)	(1)	(31)	(22)
Mínimo (mm)	9.54	9.42	9.06
Ubicación (No. elemento)	(24)	(24)	(1)
Media (mm)	10.11	10.16	9.93
2007			
Máximo (mm)	11.75	10.15	10.8
Ubicación (No. elemento)	(7)	(29)	(31)
Mínimo (mm)	8.73	8.68	7.92
Ubicación (No. elemento)	(5)	(23)	(23)
Media (mm)	9.63	9.54	8.69
2009			
Máximo (mm)	9.26	8.57	8.58
Ubicación (No. elemento)	(29)	(6)	(32)
Mínimo (mm)	8.46	7.80	7.71
Ubicación (No. elemento)	(6)	(27)	(25)
Media (mm)	8.91	8.14	8.15
2010			
Máximo (mm)	8.95	8.42	8.17
Ubicación (No. elemento)	(28)	(6)	(31)
Mínimo (mm)	8.12	7.66	7.61
Ubicación (No. elemento)	(5)	(23)	(30)
Media (mm)	8.62	7.93	7.38

**Tabla 4.7** Resumen de valores máximos y mínimos de zona A, B y C

A continuación se presenta un análisis de las mediciones de cada uno de los elementos a través del tiempo. La figura 4.14 muestra las mediciones de la zona A y se observa una tendencia en línea recta con tasa decreciente (ver figura 4.13 zona A), lo cual nos indica que cada cierto número de horas la pared del tubo se desgasta un porcentaje el cual permanece más o menos constante a través del tiempo. Sin embargo se aprecia que la variabilidad en los 16 elementos no es constante en cada medición, especialmente en el año 2007 lo cual se atribuye a dos datos atípicos los elementos No. 5 y 7 con valores mayores a los años 2003 y 2004 lo cual nos indica un error en la lectura de la medición ya que se observa un desgaste muy pequeño en 44,980.3 horas de operación.

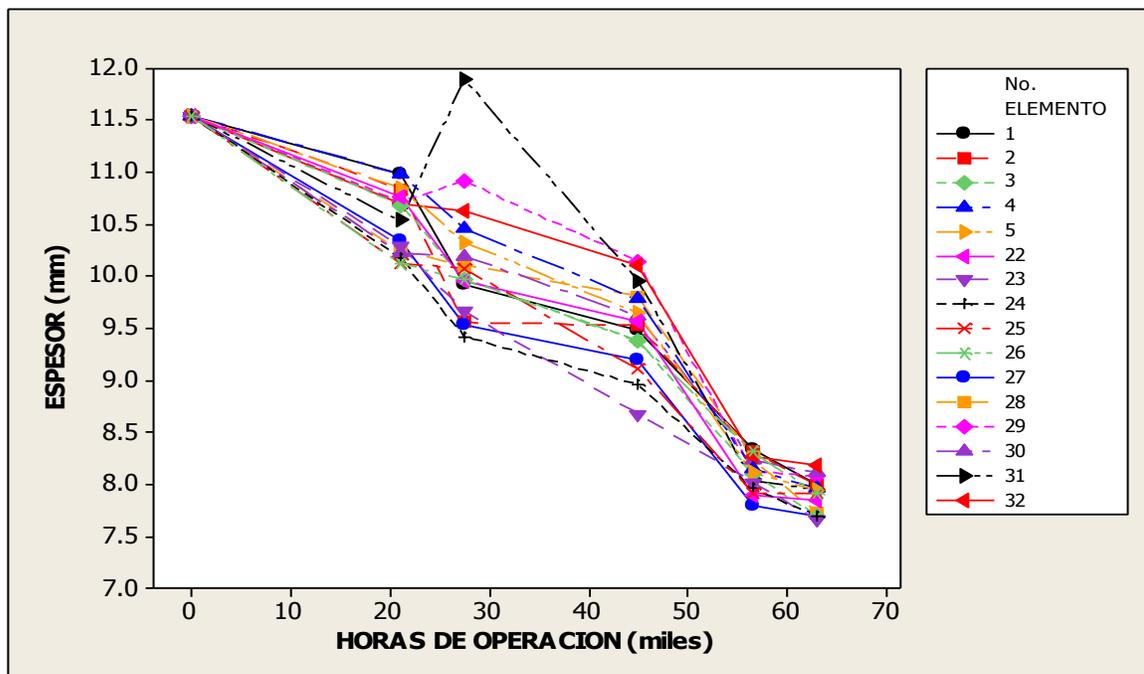


**Figura 4.14** Medición de los elementos 1 al 5 y 22 al 32 de la zona A a través del tiempo

En la figura 4.15 se ilustran las mediciones de la zona B que al igual que en la zona A se observa una tendencia con tasa decreciente, sin embargo, existe mayor variabilidad en los datos, se observa como en el 2004 los datos son mas dispersos que en años anteriores además se tiene un dato atípico en el elemento No. 31 con

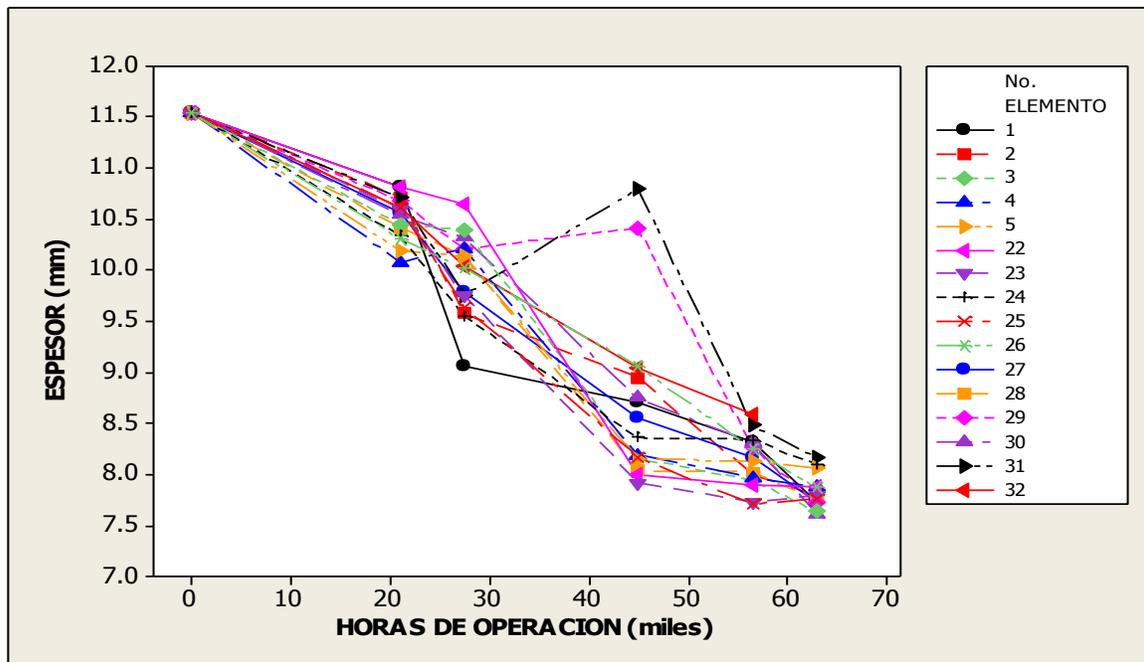
un valor de 11.90 mm el cual podemos asegurar que es un error de medición ya que muestra un valor muy alto con respecto al año anterior además de que en la fecha de instalación considerando el rango de +10% de la especificación este elemento tuvo que haber sido instalado con el valor máximo que es de 12.10 mm, lo cual indicaría un desgaste de 0.20 mm en cuatro años (27,524 horas de operación) y en base a los registros obtenidos ningún elemento ha presentado este desgaste en este intervalo de tiempo.

En el 2007 el comportamiento de la dispersión de los datos es similar al año 2004, lo cual nos indica que en este intervalo de tiempo los tubos estuvieron sometidos a condiciones de operación distintos en cada uno de los elementos. Para el año 2009 y 2010 la dispersión disminuye, por lo tanto, las condiciones de la tubería volvieron a las condiciones iniciales presentadas en el 2003.



**Figura 4.15** Medición de los elementos 1 al 5 y 22 al 32 de la zona B a través del tiempo

La figura 4.16 presenta los datos de la zona C, en general se observa una tasa de decremento más acelerada que la zona A y B y se presentan seis datos atípicos en los años 2004, 2007 y 2010. También se observa como la dispersión en los datos aumenta en el año 2004 persiste en el 2007 para nuevamente disminuir en los años 2009 y 2010, lo cual indica que al igual que la zona B las condiciones de operación variaron en este lapso de tiempo.



**Figura 4.16** Medición de los elementos 1 al 5 y 22 al 32 de la zona C a través del tiempo

Del análisis realizado por zonas, se obtiene que el desgaste de la tubería no es uniforme en cada uno de los elementos, lo cual indica que las variables que intervienen en el proceso tales como temperatura y presión, también varían a través del recorrido del vapor por cada uno de los tubos. La variación de temperatura puede atribuirse a la cercanía de las fuentes de calor, ya que las zonas expuestas a una mayor radiación de la flama de los quemadores serán más susceptibles. Además se observaron varios datos atípicos, los cuales no serán considerados en análisis posteriores; la tabla 4.8 muestra el resumen de los nuevos valores obtenidos.

Año	Horas de operación acumuladas (miles)	Zona A	Zona B	Zona C
2000	0	11.55	11.55	11.55
2003	21.08482	10.54	10.53	10.50
2004	27.52406	10.11	10.05	9.91
2007	44.98034	9.40	9.54	8.43
2009	56.53833	8.91	8.14	8.13
2010	62.94033	8.62	7.93	7.85

**Tabla 4.8** Resumen de espesores promedio por zona

Después de analizar el comportamiento del desgaste de la tubería (espesor) a través del tiempo (horas de operación), se considera que el espesor de la tubería tiene una relación directa con el tiempo de operación de los GV. Para fines del presente estudio se realizara un análisis entre algunos de estos factores.

Inicialmente se definen la variable independiente y la dependiente:

Variable independiente: horas de operación

Variable dependiente: espesor (mm)

### **Análisis de varianzas**

Derivado de la dispersión de los datos registrados cada año en cada una de las zonas, se desea comprobar que no existe diferencia significativa entre la variabilidad de las mediciones con respecto a la tolerancia de diseño (+10%, -0%) con un 99% de confianza.

Establecimiento de las pruebas de hipótesis:

$H_0: \sigma_t^2 = (0.275)^2$ , la variabilidad de las mediciones de los espesores registrados cada año son iguales a la variabilidad de diseño.

$H_1: \sigma_t^2 \neq (0.275)^2$ , la variabilidad de las mediciones de los espesores registrados cada año son diferentes a la variabilidad de diseño.

En la tabla 4.9 se presentan los resultados de los valores calculados ( $\chi_c^2$ ) mediante la ecuación (2.4) contra los valores de tablas.

	2003	2004	2007	2009	2010
A	$\chi_c^2 = 22.36$	$\chi_c^2 = 25.67$	$\chi_c^2 = 25.67$	$\chi_c^2 = 6.37$	$\chi_c^2 = 8.36$
	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,13)}^2 = 27.68$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$
B	$\chi_c^2 = 18.92$	$\chi_c^2 = 30.11$	$\chi_c^2 = 30.14$	$\chi_c^2 = 5.00$	$\chi_c^2 = 4.93$
	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,14)}^2 = 29.14$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$
C	$\chi_c^2 = 8.53$	$\chi_c^2 = 27.82$	$\chi_c^2 = 25.94$	$\chi_c^2 = 11.68$	$\chi_c^2 = 4.54$
	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,14)}^2 = 29.14$	$\chi_{(0.01,13)}^2 = 27.68$	$\chi_{(0.01,15)}^2 = 30.58$	$\chi_{(0.01,13)}^2 = 27.68$

**Tabla 4.9** Resumen de pruebas hipótesis de calculados ( $\chi_c^2$ ) contra los valores de tablas de las zonas A, B y C.

De los resultados obtenidos se tiene que la variabilidad de la zona B correspondiente al año 2004 el valor de  $\chi_c^2$  cae en la zona de rechazo lo cual refleja que en estos registros la variabilidad de las mediciones es mayor a la de diseño, sin embargo, los valores 30.11 y 29.14 son muy cercanos, por lo tanto se concluye que *no existe diferencia significativa entre la variabilidad obtenida en las mediciones registradas y la de diseño, por lo que para análisis posteriores se considerará una varianza constante de  $(0.275)^2$  para cada año a través de las zonas A, B y C.*

### Modelo de desgaste constante

El primer modelo considera una tasa de desgaste la cual se permanece constante a través del tiempo (horas de operación) representado como:

$$y(t) = e^{\beta_0 + \beta_1 t + \varepsilon_i}$$

Donde:

$t$  = horas de operación acumuladas (miles horas)

$\beta_0$  = constante

$\beta_1$  = coeficiente de desgaste por unidad de tiempo (mil horas)

$\varepsilon_i$  = variable aleatoria con media cero y varianza finita

Si en el modelo original se realiza la transformación logarítmica se obtienen las siguientes expresiones:  $\ln(y(t_i)) = \beta_0 + \beta_1 t_i + \varepsilon_i$  que representa un modelo lineal en la variable del tiempo y en los parámetros. Por lo tanto puede aplicarse el criterio de mínimos cuadrados para obtener los estimadores de  $\beta_0$  y  $\beta_1$ .

Si  $\tilde{y}(t) = \ln(y(t_i))$  se tiene que las ecuaciones normales (2.2) asociadas son:

$$\sum_{i=1}^n \tilde{y}(t_i) = n \beta_0 + \beta_1 \sum_{i=1}^n t_i$$

$$\sum_{i=1}^n t_i \tilde{y}(t_i) = \beta_0 \sum_{i=1}^n t_i + \beta_1 \sum_{i=1}^n t_i^2$$

Las matrices que representan el sistema son las siguientes:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} n & -\sum t_i \\ \sum t_i & -\sum t_i^2 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \sum \tilde{y}(t_i) \\ \sum t_i \tilde{y}(t_i) \end{bmatrix} \quad \text{y la solución está dada por } \mathbf{A}^{-1} \mathbf{B}.$$

### Modelo de desgaste acelerado

El segundo modelo considera una tasa de desgaste acelerado a través del tiempo (horas de operación) representado como:

$$y(t) = e^{\beta_0 + \beta_1 t_i + \beta_2 t_i^2 + \varepsilon_i}$$

Donde:

$t$ = horas de operación acumuladas (miles horas)

$\beta_0$ = constante

$\beta_1$ = coeficiente de desgaste lineal por unidad de tiempo (mil horas)

$\beta_2$ = coeficiente de desgaste cuadrático por unidad de tiempo (mil horas)

$\varepsilon_i$ = variable aleatoria con media cero y varianza finita.

De manera similar al modelo de desgaste lineal se realiza la transformación logarítmica se obtiene la expresión:  $\ln(y(t_i)) = \beta_0 + \beta_1 t_i + \beta_2 t_i^2 + \varepsilon_i$  que representa un modelo cuadrático para la variable tiempo pero lineal en lo que respecta a los parámetros. Por lo tanto también puede ser aplicado el método de mínimos cuadrados para realizar la estimación del modelo.

Si  $\tilde{y}(t) = \ln(y(t_i))$  entonces las ecuaciones normales (2.2) asociadas son:

$$\sum^n \tilde{y}(t_i) = n \beta_0 + \beta_1 \sum^n t_i + \beta_2 \sum^n t_i^2$$

$$\sum^n t_i \tilde{y}(t_i) = \beta_0 \sum^n t_i + \beta_1 \sum^n t_i^2 + \beta_2 \sum^n t_i^3$$

$$\sum^n t_i^2 \tilde{y}(t_i) = \beta_0 \sum^n t_i^2 + \beta_1 \sum^n t_i^3 + \beta_2 \sum^n t_i^4$$

Las matrices correspondientes al sistema de ecuaciones son:

$$AA = \begin{bmatrix} n & \sum^n t_i & \sum^n t_i^2 \\ \sum^n t_i & \sum^n t_i^2 & \sum^n t_i^3 \\ \sum^n t_i^2 & \sum^n t_i^3 & \sum^n t_i^4 \end{bmatrix}; BB = \begin{bmatrix} \sum^n \tilde{y}(t_i) \\ \sum^n t_i \tilde{y}(t_i) \\ \sum^n t_i^2 \tilde{y}(t_i) \end{bmatrix} \text{ y la solución del sistema es } AA^{-1}BB$$

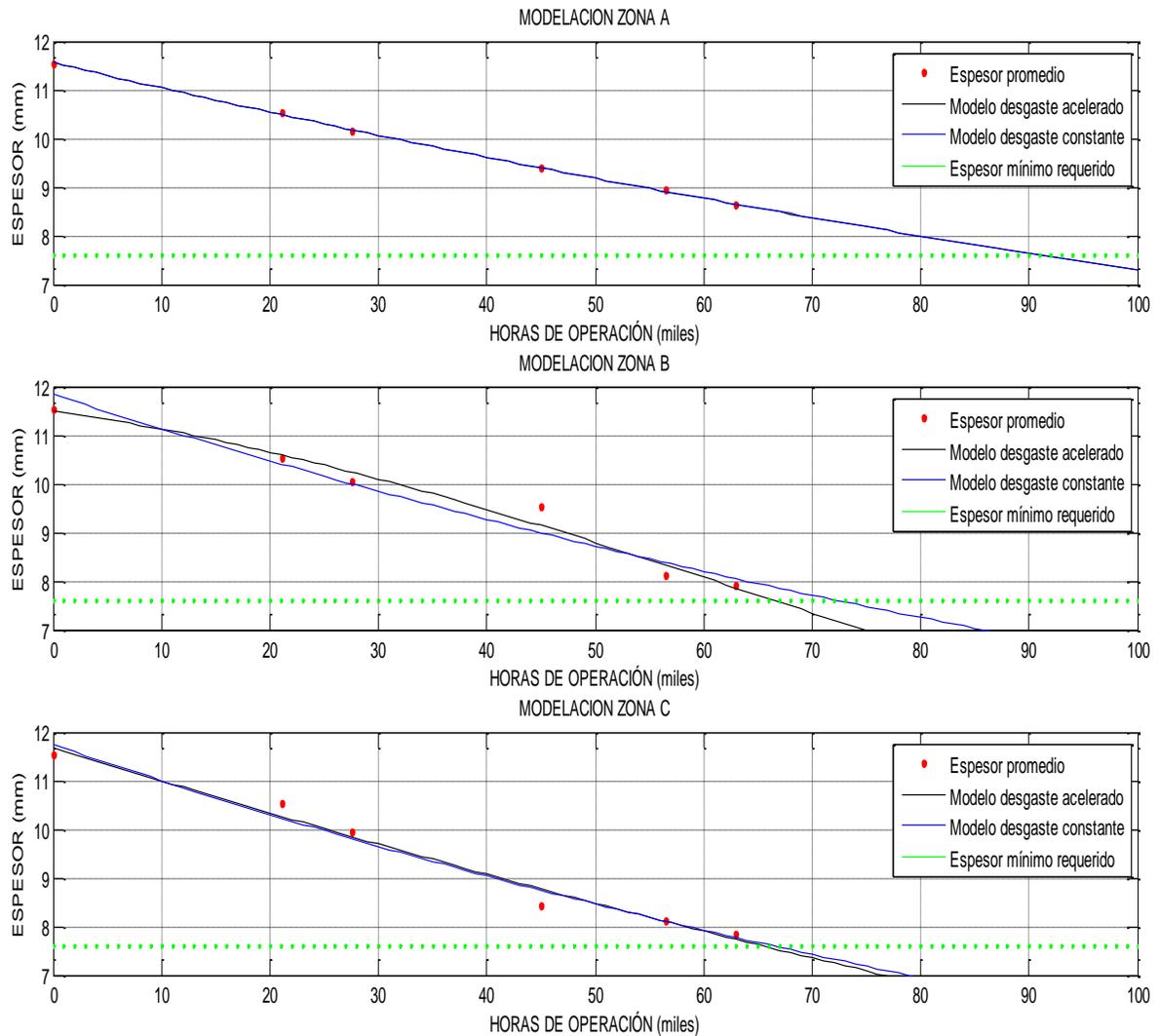
Una vez obtenido cada uno de los modelos de acuerdo a la información disponible, se aplicará el criterio de la varianza mínima residual (ecuación 2.3) para verificar el

mejor ajuste. Mediante el uso de software MATLAB 7.1 se obtienen los siguientes resultados para la zona A, B y C:

Z	Modelo desgaste constante		Modelo desgaste acelerado	
O N A	$y(t) = e^{\beta_0 + \beta_1(t) + \varepsilon_i}$	Varianza residual	$yy(t) = e^{\beta_0 + \beta_1(t) + \beta_2 t_i^2 + \varepsilon_i}$	Varianza residual
A	$\hat{y}(t) = e^{2.447207 - 0.004606(t)}$	0.00001332	$\hat{y}\hat{y}(t) = e^{2.447185 - 0.004604(t) - 0.00000004t_i^2}$	0.00001776
B	$\hat{y}(t) = e^{2.471270 - 0.006124(t)}$	0.00137323	$\hat{y}\hat{y}(t) = e^{2.441316 - 0.002723(t) - 0.00005247t_i^2}$	0.00093536
C	$\hat{y}(t) = e^{2.463368 - 0.006553(t)}$	0.00068419	$\hat{y}\hat{y}(t) = e^{2.457503 - 0.005887(t) - 0.00001027t_i^2}$	0.00087792

**Tabla 4.10** Resumen de resultados de modelos de desgaste constante y acelerado para espesores de tuberías del sobrecalentador secundario segunda sección.

De la tabla 4.10 se desprende que para las zonas A y C el mejor modelo corresponde al desgaste lineal y para la zona B, el cuadrático. Sin embargo de acuerdo a la situación física asociada al problema no se considera posible que una zona que se localiza en condiciones mejores que la zona C presente dicho comportamiento. Por lo tanto se propone como modelo general el modelo de desgaste lineal. En la figura 4.17 se observan los gráficos correspondientes.

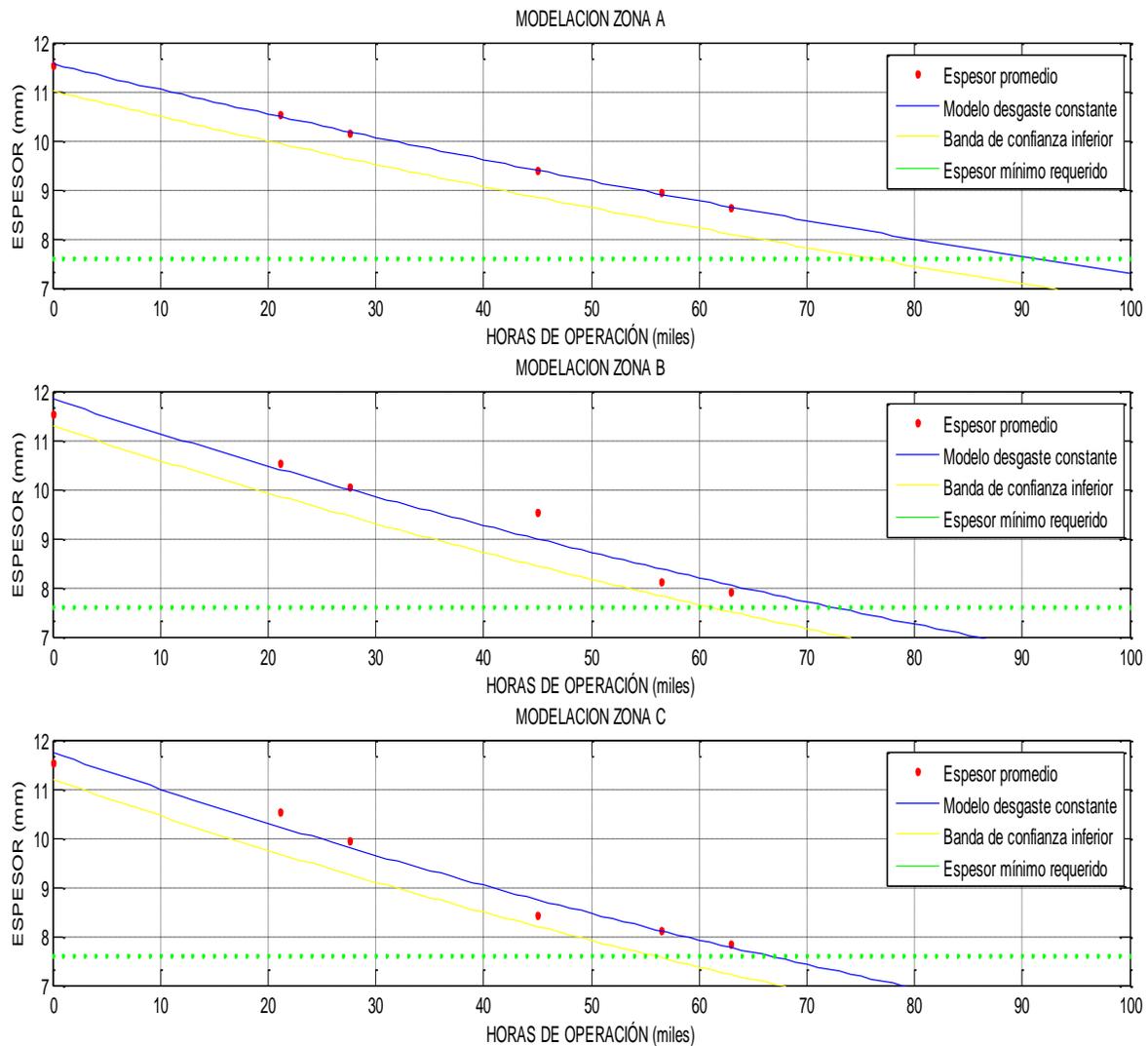


**Figura 4.17** Modelo de desgaste constante y acelerado para las zonas A, B y C de los elementos 1-6, 22-32 del sobrecalentador secundario banco inferior.

Considerando que se tiene una variabilidad constante y han sido definidas las  $\tilde{y}(t)$  con un modelo de desgaste constante para cada zona, puede calcularse la banda de operación de ancho dos sigma inferior mediante la desviación de los espesores:

$$y(t) = e^{\beta_0 + \beta_1 t - 2\sigma}$$

La figura 4.19 ilustra la banda inferior de ancho dos sigma para cada una de las zonas.



**Figura 4.19** Modelación de bandas de confianza inferiores para el modelo de desgaste constante y de las zonas A, B y C de los elementos 1-6, 22-32 del sobrecalentador secundario banco inferior.

Si  $t_0$  representa el tiempo necesario para alcanzar el diámetro mínimo permisible con probabilidad  $\alpha/2$  para que un tubo siga en operación, entonces la última ecuación permite su obtención mediante:

$$t_0 = (\ln(y_{min} + 2\rho) - \beta_0) / \beta_1$$

Aplicando la ecuación a cada zona se obtiene la tabla 4.11 que muestra las horas de operación acumuladas necesarias para que la banda de ancha inferior alcance el espesor mínimo permisible en cada una de las zonas:

		Horas de operación (miles)
A	$\ln(7.6 + 2(0.275)) - 2.447207/0.004606$	75.8050
B	$\ln(7.6 + 2(0.275)) - 2.471270/0.006124$	60.9490
C	$\ln(7.6 + 2(0.275)) - 2.463368/0.006553$	55.7573

**Tabla 4.11** Estimación de banda de confianza inferior del modelo de desgaste constante

De la tabla anterior, se concluye que en la zona A al transcurrir 75, 805 horas se tendrá la probabilidad de por lo menos el 2.5% de los tubos puede presentar un espesor igual al mínimo permisible, sin embargo, considerando que a inicios del 2011 ya habían transcurrido 66,107 horas de operación desde el año 2000 este valor aun no es alarmante ya que se tiene un rango de 9,697 horas antes de que aparezca un elemento con un espesor de 7.6 mm tal como se ilustra en la figura 4.19. En la zona B se obtuvo un valor para la banda inferior de 60,949 horas y en base al historial de horas acumuladas fue a finales del año 2009 en el cual se cumplieron estas horas de operación, por tal motivo en el 2010 se obtuvieron varias mediciones cercanas al espesor mínimo permisible (elemento No. 23 con un espesor de 7.66, y elementos No. 3,23 y 27 con espesores de 7.7).

Por último la zona C muestra la banda inferior más baja con 55, 757. 3 horas de operación, las cuales se presentaron a inicios del año 2009 y en este año se obtuvo que el elemento No. 25 tuvo un espesor de 7.71 y para el año 2010 se incrementaron el número de elementos con valores cercanos al mínimo permisible.

Considerando que las mediciones son realizadas en tres zonas de un mismo elemento y de acuerdo al análisis anterior se tiene que la zona C es el área con la

cantidad de horas acumuladas menor para contar con una probabilidad de que por lo menos el 2.5% de los tubos puede presentar un espesor igual al mínimo permisible, se propone un tiempo de reemplazo de los elementos de 55,757.3 horas.

#### **4.2.6 Mantenimiento Preventivo**

Continuando con la asignación de las tareas de mantenimiento y en base a la siguiente etapa de la fase III de la metodología, se han asignado tareas de mantenimiento preventivo para evitar que los mecanismos de falla se presenten, de tal manera que las condiciones de operación sean constantes.

Sin embargo, si estas condiciones no son respetadas, el elemento puede fallar antes de lo programado; por tal motivo las tareas de mantenimiento preventivo van encaminadas a mantener esas condiciones y lograr que la tubería cumpla con la vida útil. En el AMEF se enlistaron un total de 54 actividades de las cuales 48 pertenecen a este tipo de mantenimiento, siendo la mayoría de ellas programadas y ejecutadas en la CT. En el anexo 4.3 puede apreciarse que las 54 actividades impactan a varios mecanismos de falla, ayudando a contrarrestar a que estos se presenten y las actividades de mantenimiento preventivo de mayor impacto son la revisión física ocular de los elementos cercanos al fallado, programas de limpiezas químicas, control químico del sistema precaldera, caldera y poscaldera. Sin embargo, es importante considerar la planeación, ejecución y control de cada una de ellas.

Actualmente las centrales generadoras cuentan con varias herramientas de apoyo para la realización de los mantenimientos, el proceso consiste en cuatro etapas que inicia con la identificación y establecimiento de necesidades de mantenimiento, después se realiza la planeación de los mantenimientos en donde se involucran los recursos humanos, materiales y presupuestos tomando en cuenta el tipo de mantenimiento, así como la atención a la problemática relevante; la siguiente etapa es la ejecución y por último la verificación del mismo. La medición de los objetivos del proceso de mantenimiento se basan en: el cumplimiento de la indisponibilidad por

mantenimientos programados, cumplimiento de las unidades a mantenimiento y la reducción por indisponibilidad cada uno de los cuales posee indicadores de aceptación. Además de que se tienen procedimientos instituciones, registros y software de apoyo para la coordinación y ejecución de las tareas de mantenimiento. Por lo tanto, en este apartado solo se enuncian las actividades de mantenimiento resultantes en el AMEF en donde se muestran los indicadores para cada una de ellas, su frecuencia de ejecución y área responsable, con la encomienda de que sean consideradas en los procedimientos de mantenimientos de la CT.

#### **4.2.7 Propuesta de plan de mantenimiento predictivo para Sobrecalentador**

Derivado de los análisis realizados se define un plan de mantenimiento predictivo para el sobrecalentador secundario segundo paso. A continuación se detallan las etapas:

**Identificación de equipos a monitorear por unidad:** la selección del equipo que estará sujeto al plan de mantenimiento será aquel que resulte como crítico o importante, de acuerdo a:

- Análisis histórico del registro de fallas, considerando índice de frecuencia e impacto de la falla (ENOG).
- Experiencia de personal involucrado.

**Definición ubicación de zonas de medición:** la medición de espesores deberá realizarse en todos los elementos que componen al equipo, para la asignación de los puntos de medición se tendrá que considerar lo siguiente:

- Asignación de un número de puntos representativo para cada elemento
- Localización de los puntos de medición en las zonas expuestas a condiciones de operación más agresivas (altas temperaturas).

- Considerar la localización de los puntos de medición en áreas que permitan el acceso para realizar las mediciones.
- Ubicar la localización exacta de los puntos de medición en plano e identificar cada punto con la asignación de nomenclatura apropiada que facilite su identificación, para ello se propone lo siguiente: No. elemento, No. cama, zona (ejemplo elemento 12, cama 1, zona A: 12-1-A).
- Establecer frecuencias de monitoreo: la frecuencia estará definida en función de la programación de los mantenimientos los cuales se realizan anualmente, durante la programación deberá contemplarse la asignación del tiempo necesario para realizar la toma de lecturas.

**Ejecución de toma de lecturas:** las mediciones se realizarán en cada uno de los puntos definidos, considerando lo siguiente:

- Calibración de equipo y su certificado, se recomienda que sea el mismo equipo el que se utilice cada vez que se realicen las mediciones.
- Capacitación de personal que realiza las mediciones en el uso del equipo, toma de lecturas (uso de técnicas de control de calidad y metrología) y conocimiento de los componentes.
- Ubicación exacta de los puntos de medición, apoyados en el uso de planos.
- Definir las unidades de medida (Sistema Métrico Decimal)
- Conocer las especificaciones del material y espesor nominal del tubo, para detectar cualquier incoherencia en la lectura.

**Configuración de base de datos:** con la finalidad de facilitar análisis posteriores, se definirá una base de datos que permita llevar seguimiento de los registros obtenidos en la medición de lecturas, la cual deberá considerar como mínimo la siguiente información:

- Fecha de instalación de cada elemento

- Especificaciones de diseño del elemento (tipo de material, espesor nominal, recomendaciones fabricante)
- Determinación de espesor mínimo requerido
- Horas de operación acumuladas al momento de realizarse la lectura
- Registro de histórico de mediciones por elemento.

**Análisis descriptivo de los registros de mediciones:** esta actividad comprende el análisis del comportamiento de los espesores promedio, con la finalidad de identificar las diferencias entre las zonas de medición y con apoyo de personal experto, definir los motivos de la variabilidad. Así mismo, realizar un gráfico de series de tiempo para visualizar datos atípicos, los cuales no deberán ser considerados para análisis posteriores.

**Ejecución de modelo definido:** utilizando MATLAB y regresión lineal se propone:

- Modelar la tasa de desgaste promedio de la tubería por zonas a una tasa constante y acelerado.
- Selección del modelo mediante el cálculo de la varianza mínima residual para verificar el mejor ajuste.
- Definición de la banda de operación de ancho inferior mediante la desviación de los espesores, determinando la probabilidad de falla.
- Estimación de número de horas acumuladas necesarias para alcanzar el espesor mínimo permisible con la probabilidad definida.

**Evaluación:** Se realizará la evaluación del programa de mantenimiento predictivo con personal de la CT y apoyo de personal externo para su revisión y aprobación. Para determinar el reemplazo de los elementos deberá considerarse:

- Resultado de la modelación, considerando la zona que haya resultado con el menor número de horas de operación acumuladas.

- Estudios metalográficos para confirmar el deterioro que han sufrido los materiales y la pérdida de propiedades.
- Histórico de fallas generadas, considerando su ubicación y mecanismo de falla.
- Experiencia de personal involucrado.

**Retroalimentación:** los resultados obtenidos en la evaluación perduran hasta que se realice nuevamente la toma de lecturas, con el fin de realizar el análisis descriptivo y modelación de la tasa de desgaste, y luego nuevamente realizar la evaluación de resultados y definir el tiempo de reemplazo de los elementos.

Este plan puede ser adoptado a otros componentes efectuando previamente los análisis realizados en esta investigación.