



UNIVERSIDAD  
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL  
PIRHUA

# APLICACIÓN DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD A TURBINAS DE VAPOR DE UNA FÁBRICA DE ETANOL

Carlos San Martín-Cornejo

Piura, agosto de 2018

FACULTAD DE INGENIERÍA

Departamento de Ingeniería Mecánico-Eléctrica

San Martín, C. (2018). *Aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad a turbinas de vapor de una fábrica de etanol* (Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico-Eléctrico). Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Mecánico-Eléctrica. Piura, Perú.



Esta obra está bajo una licencia

[Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivar 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/)

[Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura](https://repositorio.institucional.pirhua.edu.pe/)

UNIVERSIDAD DE PIURA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**“Aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad a turbinas de vapor de una  
fábrica de etanol”**

**Tesis para optar el Título de  
Ingeniero Mecánico-Eléctrico**

**Carlos Fernando San Martín Cornejo**

Asesor: MSc Ing. Jorge Arturo Yaksetig Castillo

Piura, Agosto 2018



Se lo dedico a Dios, la Virgen María y a todas las personas que me apoyaron en este reto; pero en especial a mis padres, mi hermana, mi esposa e hija por los valores, inspiración y perseverancia que me han brindado. Este trabajo es fruto de nuestra unión.



## Prólogo

En la actualidad, las personas se encuentran inmersas en grandes cambios que afectan sus vidas. Igualmente, surgen transformaciones que influyen en las empresas del mundo, abriendo nuevos horizontes y planteando nuevos retos y amenazas, a lo que deben reaccionar de manera eficaz.

Estas empresas deben contar con personal competitivo y versátil, enfocado en buscar mejoras operativas y de mantenimiento para generar ahorros de costos y tiempo, y con ello mayor rentabilidad; más aún si se trata de una empresa industrial, como en este caso.

La empresa peruana Caña Brava, está dedicada a la producción de etanol, que a su vez se encuentra implementada con equipamiento de última tecnología; por lo cual, ante este factor, justifica que sus equipos cuenten con una alta confiabilidad para satisfacer los estándares de producción.

El presente tema de tesis propone estudiar dos equipos críticos de la empresa en mención, utilizar las herramientas que brinda el *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad* (MCC o RCM, por sus siglas en inglés) y aplicarlo a uno de los componentes más relevantes dentro de uno de los sistemas que componen cada turbina. Así mismo, valernos de la información del sistema SAP para obtener indicadores de medición de efectividad de mantenimiento en estos equipos, identificando los problemas suscitados y permitir, a Caña Brava, tomar acciones para evitar que sigan ocurriendo.

El análisis a realizar garantizará la confiabilidad del componente en estudio hasta llevarlo a niveles funcionales que satisfagan los requerimientos establecidos por la empresa y evitar incurrir en gastos excesivos no presupuestados.

Finalmente, quisiera expresar un gran agradecimiento a mi asesor el ingeniero Jorge Arturo Yaksetig Castillo, por todo el apoyo y la guía constante brindada.



## **Resumen**

Esta tesis utiliza los conceptos del RCM, al efecto de mejorar la integridad de seguridad, aumentar la confiabilidad y la eficiencia del mantenimiento de dos turbinas a vapor.

La primera parte usa diversas herramientas de modo secuencial, se empieza por analizar la criticidad, luego se utiliza la norma ISO 14224:2006(E) para disgregar cada turbina en sistemas, cada componente es estudiado detalladamente. Después, se elabora un análisis de modos y efectos de fallas por cada sistema, calculando números de prioridad de riesgo de cada componente. Se utilizan diagramas de Pareto y se aplica RCM al componente de mayor relevancia.

En la segunda parte, se utilizan e interpretan indicadores de medición de efectividad del mantenimiento, utilizando información del SAP (Sistemas, Aplicaciones y Productos en Procesamiento de datos). Se presenta un marco real del comportamiento y utilización de turbinas y se identifican los problemas que más han afectado desde su arranque.

Se demuestra que la identificación de peligros, fallas relevantes y un correcto planteamiento de la metodología RCM llevan al cumplimiento de objetivos planteados. Se concluye que este análisis debe extenderse a todos los equipos con potencial criticidad. Los costos de la implementación justifican resultados en la productividad.



## Índice

<b>Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 1. La planta de caña de azúcar fuente de energía renovable .....</b>	<b>3</b>
1.1. Caña Brava .....	3
1.2. Misión y visión.....	3
1.3. Sucroalcolera del Chira S.A.....	4
1.3.1. Producto – Etanol .....	4
1.3.2. Materia Prima .....	4
1.3.3. Procesos en fábrica.....	5
1.4. Bioenergía del Chira S.A. ....	11
1.4.1. Turbina de contrapresión TM5000.....	11
1.4.2. Turbina de condensación TMC5000 .....	13
1.5. Agrícola del Chira S.A.....	14
<b>Capítulo 2. Fundamentos teóricos del mantenimiento centrado en la confiabilidad ..</b>	<b>17</b>
2.1. Confiabilidad.....	17
2.2. Disponibilidad e indisponibilidad de equipos .....	17
2.3. Tiempo medio entre fallas.....	18
2.4. Tiempo medio de reparación.....	19
2.5. Eficiencia general de los equipos .....	19
2.5.1. Disponibilidad .....	20
2.5.2. Eficiencia.....	20
2.5.3. Calidad .....	20
2.6. Análisis de criticidad.....	21
2.7. Análisis de modos y efectos de fallas .....	24
2.7.1. Modos de falla.....	24
2.7.2. Efectos de falla .....	24
2.7.3. Causas del modo de falla.....	24
2.7.4. Descripción de criterios.....	25
2.7.4.1. Gravedad .....	25

2.7.4.2.	Ocurrencia.....	25
2.7.4.3.	Detección .....	25
2.7.5.	Número de prioridad de riesgo.....	26
2.8.	Diagrama de Pareto.....	26
2.9.	Diagrama de Decisión RCM.....	27
2.10.	Análisis causa raíz .....	29
<b>Capítulo 3. Aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad a las turbinas de contrapresión y condensación .....</b>		<b>31</b>
3.1.	Turbina de contrapresión TM5000 .....	31
3.1.1.	Análisis de criticidad.....	31
3.1.2.	Equipo crítico.....	32
3.1.3.	Sistemas del equipo según norma ISO 14224: 2006 (E) .....	33
3.1.3.1.	Turbina de contrapresión .....	33
3.1.3.2.	Sistema de regulación e hidráulico .....	40
3.1.3.3.	Sistema de lubricación .....	42
3.1.3.4.	Equipos diversos .....	49
3.1.4.	Elaboración de AMEF por sistemas.....	53
3.1.5.	Diagrama de Pareto a partir del AMEF .....	58
3.1.5.1.	Turbina de contrapresión .....	58
3.1.5.2.	Sistema de regulación e hidráulico .....	59
3.1.5.3.	Sistema de lubricación .....	59
3.1.5.4.	Equipos diversos .....	60
3.1.6.	Aplicación de RCM a componente .....	61
3.1.7.	Justificación económica para la implementación del RCM.....	68
3.2.	Turbina de condensación TMC5000.....	68
3.2.1.	Análisis de criticidad.....	68
3.2.2.	Equipo crítico.....	69
3.2.3.	Sistemas del equipo según norma ISO 14224:2006(E) .....	69
3.2.3.1.	Turbina de condensación .....	70
3.2.3.2.	Sistema de regulación e hidráulico .....	77
3.2.3.3.	Sistema de lubricación .....	79
3.2.3.4.	Condensador .....	85
3.2.3.5.	Equipos diversos .....	87
3.2.4.	Elaboración de AMEF por sistemas.....	91
3.2.5.	Diagrama de Pareto a partir del AMEF .....	97
3.2.5.1.	Turbina de condensación .....	97
3.2.5.2.	Sistema de regulación e hidráulico .....	98
3.2.5.3.	Sistema de lubricación .....	98
3.2.5.4.	Condensador .....	99
3.2.5.5.	Equipos diversos .....	100
3.2.6.	Aplicación de RCM a componente .....	101
3.2.7.	Justificación económica para la implementación del RCM.....	108

<b>Capítulo 4. Cálculo de indicadores de medición de efectividad del mantenimiento .</b>	<b>109</b>
4.1. Obtención de la información .....	109
4.2. Turbina de contrapresión TM5000.....	114
4.2.1. Cálculo de la disponibilidad .....	114
4.2.2. Cálculo del tiempo medio entre fallas y el tiempo medio para reparar.....	115
4.2.3. Cálculo de la eficiencia general de los equipos.....	117
4.2.4. Fallas más relevantes que han afectado a la disponibilidad .....	118
4.3. Turbina de condensación TMC5000 .....	119
4.3.1. Cálculo de la disponibilidad .....	119
4.3.2. Cálculo del tiempo medio entre fallas y el tiempo medio para reparar.....	120
4.3.3. Cálculo de la eficiencia general de los equipos.....	122
4.3.4. Fallas más relevantes que han afectado a la disponibilidad .....	123
<b>Conclusiones.....</b>	<b>125</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>127</b>
<b>Apéndices.....</b>	<b>129</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>135</b>



## **Introducción**

Mientras las empresas se enfrentan al reto de la competencia global, existe un creciente reconocimiento del papel central del mantenimiento como determinante de su éxito y su alineación con los requerimientos productivos para mejorar sus procesos clave. Como resultado de este reconocimiento, las empresas han acelerado la adopción de nuevas estrategias de mantenimiento que efectivizan sus actividades.

Prueba de ello, es el creciente cambio del mantenimiento durante los últimos 40 años, firme en la búsqueda de advertir cada vez más el alto grado en el que las fallas en equipos afectan la seguridad y el medio ambiente, una conciencia de conexión entre mantenimiento y calidad del producto, y una presión cada vez mayor de alcanzar un alto rendimiento de las empresas controlando sus costos (Moubray, 1997).

Específicamente, la tesis realiza el estudio de la aplicación del RCM a dos turbinas de vapor de una fábrica de etanol. El RCM es una metodología de mantenimiento que transforma la relación entre la empresa que lo usa, sus bienes físicos existentes y el personal que opera y mantiene esos bienes, asegurando que todos ellos continúen funcionando como sus usuarios lo desean en un marco estructural integrador.

Algunos de los beneficios que proporciona el RCM son: integridad de seguridad, confiabilidad y disponibilidad de los bienes, eficiencia del mantenimiento, vida útil más extensa para los bienes de mayor costo, motivación para el personal y una base de datos de mantenimiento. Todo esto es lo que se busca obtener como resultado de esta tesis.

En el capítulo 1, se presenta a la empresa Caña Brava, iniciando en el proceso productivo del etanol, la obtención de energía eléctrica y la producción de la materia prima en el área agrícola. Cada turbina es brevemente descrita junto con los roles que cumplen dentro del proceso productivo y de obtención de energía. En el capítulo 2, se muestra el marco teórico que permite al lector conocer los análisis y cálculos que son llevados en un proceso RCM. En el capítulo 3, se utiliza las herramientas del RCM y se aplica a uno de los componentes más relevantes de cada turbina. En el capítulo 4, se calculan cuatro indicadores de medición de efectividad del mantenimiento: disponibilidad, tiempo medio parar reparar, tiempo medio entre fallas y eficiencia general de los equipos.

Se concluye que el análisis desarrollado, se debería aplicar a todos los equipos con potencial criticidad de la empresa, ya que los resultados de su implementación justifican los gastos y tiempos operativos de la compañía.



## Capítulo 1

### La planta de caña de azúcar fuente de energía renovable

#### 1.1. Caña Brava

Caña Brava es el conjunto de tres empresas del Grupo Romero dedicadas exclusivamente a la producción de etanol a partir de la caña de azúcar. Cuenta con 9400 ha de caña, cultivadas sobre tierras eriazas e irrigadas por un sistema de goteo que permite utilizar de forma eficiente el agua del valle del Chira, en el departamento de Piura (Perú).

El ingenio tiene una capacidad de producción de 430 000 L de etanol por día, con una molienda de 5100 t diarias de caña. La cosecha se realiza con modernas máquinas que permiten evitar la tradicional quema de caña. El transporte del campo al ingenio es efectuado en camiones especialmente diseñados para este fin.

Caña Brava está conformada por: Agrícola del Chira S.A. que se encarga de la plantación y cosecha de la caña de azúcar, Sucroalcolera del Chira S.A. encargada de la molienda y de la producción industrial del etanol, y Bioenergía del Chira S.A. responsable de la obtención de la energía eléctrica a partir del bagazo. – Quiénes somos, Caña Brava. (s/f). Recuperado 14 de marzo, 2018, de <http://www.canabrava.com.pe/nosotros/quienes-somos>

#### 1.2. Misión y visión

##### Visión

Ser reconocidos como líderes en la producción y comercialización de energía renovable.

##### Misión

*“En Caña Brava somos personas emprendedoras con talento, pasión y compromiso que hacemos crecer con rentabilidad nuestro negocio y así creamos valores para nuestros accionistas, para las personas con quienes trabajamos, para nuestros clientes y proveedores y de esta forma contribuimos al progreso de nuestra comunidad. Somos líderes en la producción y comercialización de biocombustible en el Perú, en especial en el cultivo de caña de azúcar, en su molienda y el procesamiento de los jugos para la fabricación de etanol, en su comercialización nacional e internacional y en la generación de energía eléctrica con biomasa.*

*Trabajamos para crear un excelente clima laboral donde las personas tengan la oportunidad de desarrollarse personal y profesionalmente sin discriminación alguna. Reconocemos la integridad, el respeto y la productividad como los valores importantes que nos guían para alcanzar el éxito en nuestros negocios”.*

### 1.3. Sucroalcolera del Chira S.A.

Empresa ubicada en la provincia de Sullana-Piura, su actividad es la producción del etanol.

En el año 2009, empezó sus actividades moliendo 2500 t/d de caña de azúcar. Hoy se muele hasta 5100 t/d y se produce 430 m<sup>3</sup>/d de alcohol anhidro al 99.9% w/w.

#### 1.3.1. Producto – Etanol

Alcohol etílico con 99.70% w/w de pureza producido bajo altos estándares internacionales de calidad.

La producción, para el mercado nacional, se vende como etanol carburante, que es alcohol desnaturalizado al 2.5% para su uso como combustible, los distribuidores lo mezclan, posteriormente, en 7.8% con la gasolina y lo venden al usuario final como gasohol.

#### 1.3.2. Materia Prima

El etanol en el mundo, puede producirse de dos formas: mediante el procesamiento y fermentación de materia biológica con presencia de azúcares, como también modificando la composición química del etileno. La primera es la más utilizada actualmente.

Las materias primas vegetales que pueden emplearse para producir alcohol son diversas, las más utilizadas son: el sorgo, la caña de azúcar y la remolacha, por su alto contenido de sacarosa; gracias a ello, no requieren la transformación previa en carbohidratos, pudiendo fermentarse directamente.

La caña de azúcar es una planta compuesta por raíz (0.7%), tallo (88.5%), hojas (4.4%) y cogollo (6.4%), ver Figura 1.

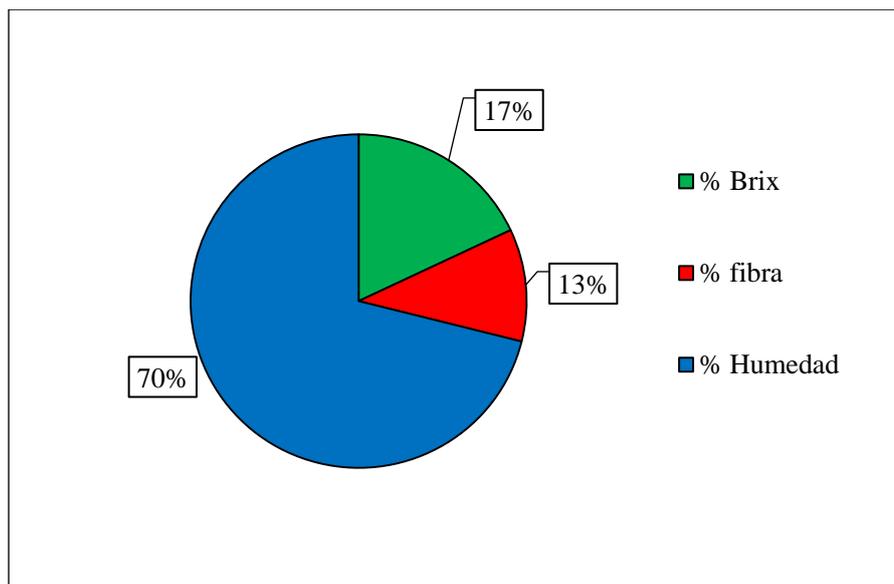


Figura 1. Composición de materia prima.

Fuente: Elaboración propia.

### 1.3.3. Procesos en fábrica

Existen varios procesos requeridos para la producción del etanol y la obtención de energía eléctrica. En la Figura 2, pueden apreciarse de manera compacta con un diagrama de bloques. Para mayor detalle ver Apéndices.

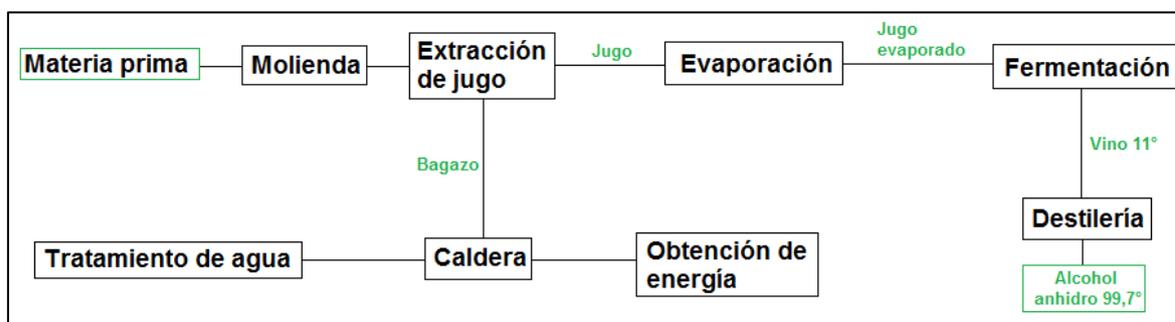


Figura 2. Proceso de elaboración de etanol general.

Fuente: Elaboración propia.

#### a) Extracción

La materia prima ingresa a una mesa de recepción para su preparación (lavado y corte), luego es enviada al difusor para la separación del bagazo del jugo, éste se envía al área de evaporación y el bagazo a los molinos de secado logrando una humedad de 50% y así es enviado a la caldera, ver Figura 3.

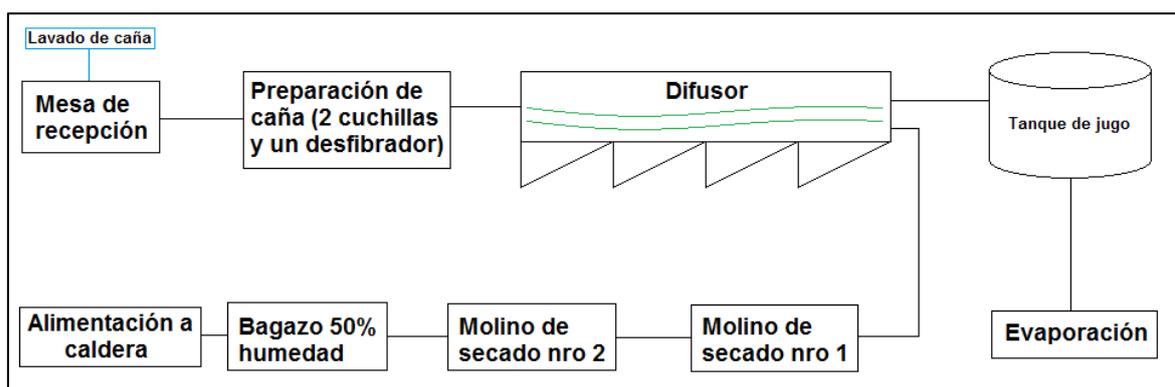


Figura 3. Proceso de elaboración de etanol: Extracción.

Fuente: Elaboración propia.

#### b) Evaporación

Proceso que concentra el jugo, recepcionado de extracción, hasta un brix de 19%; luego, es enviado a fermentación. Se realiza mediante dos etapas o efectos y se logra recuperar entre 40% a 60% de condensado de escape que retornará a caldera para reiniciar su ciclo térmico, ver Figura 4.

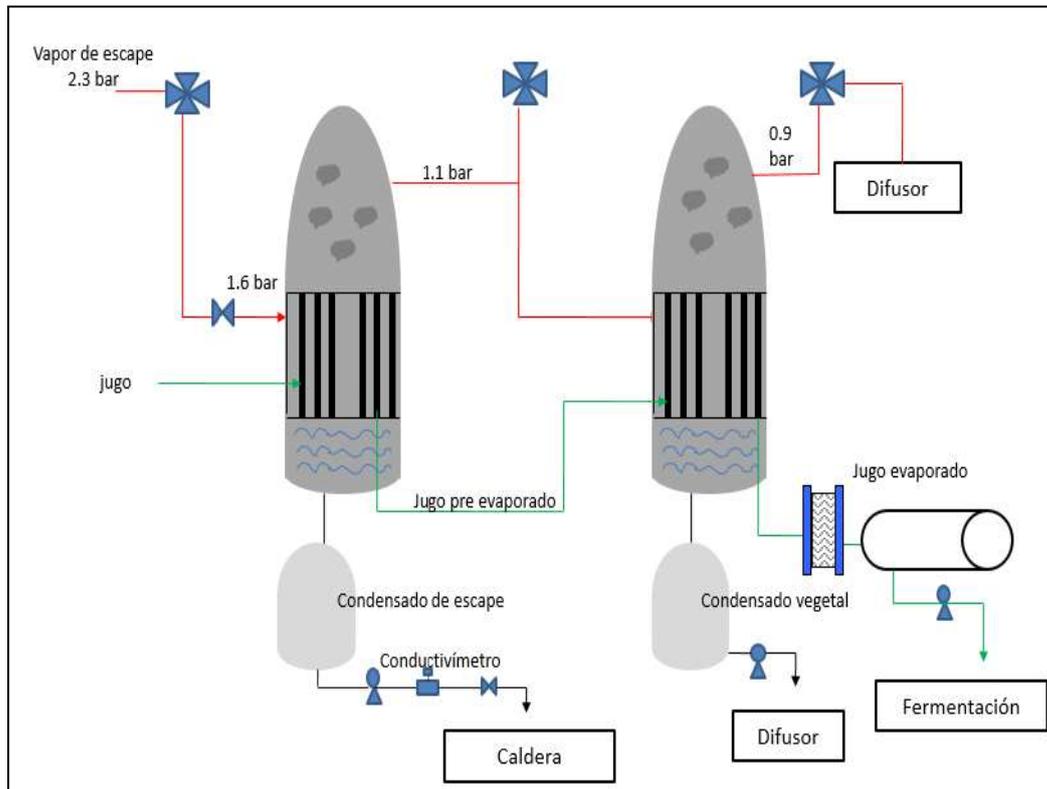


Figura 4. Proceso de elaboración de etanol: Evaporación.

Fuente: Caña Brava. (2014). Diapositivas de inducción sobre el proceso productivo del etanol.

### c) Fermentación

Es una reacción biológica realizada por las levaduras. Los azúcares presentes en el jugo son transformados en alcohol y dióxido de carbono. Después, se procede a la separación del vino de la levadura mediante el centrifugado. La levadura se envía a las cubas de tratamiento para ser usadas en el proceso y el vino es enviado a la destilería.

La fermentación es la degradación, aeróbica o anaeróbica, de un substrato orgánico a diversos productos por la acción de levaduras y algunas bacterias que producen enzimas para realizar dicha función y obtener energía a cambio.

La más conocida es la fermentación alcohólica, la cual es una biorreacción que permite degradar azúcares en alcohol y dióxido de carbono mediante la siguiente reacción química:



Las principales responsables de esta degradación son las levaduras: *Saccharomyces cerevisiae*. El rendimiento estequiométrico teórico para la transformación de glucosa en etanol es de 0.511 g de etanol y 0.489 g de dióxido de carbono por 1 gramo de glucosa.

En realidad, es difícil obtener este rendimiento porque la levadura utiliza glucosa para la producción de otros metabolitos indispensables para su crecimiento

y desarrollo. El rendimiento experimental varía entre un 90 % y un 95 % del teórico, y en la industria varía entre 87 % y 93 %.

El éxito de la fermentación depende de la eficacia del tratamiento preliminar: concentración del azúcar, pH y temperatura óptimos; la adición de sustancias nutritivas al jugo evaporado, contaminación por otros microorganismos, empleo de un organismo resistente a altas concentraciones de alcohol, mantenimiento de condiciones anaerobias y la inmediata destilación del producto fermentado, ver Figura 5.

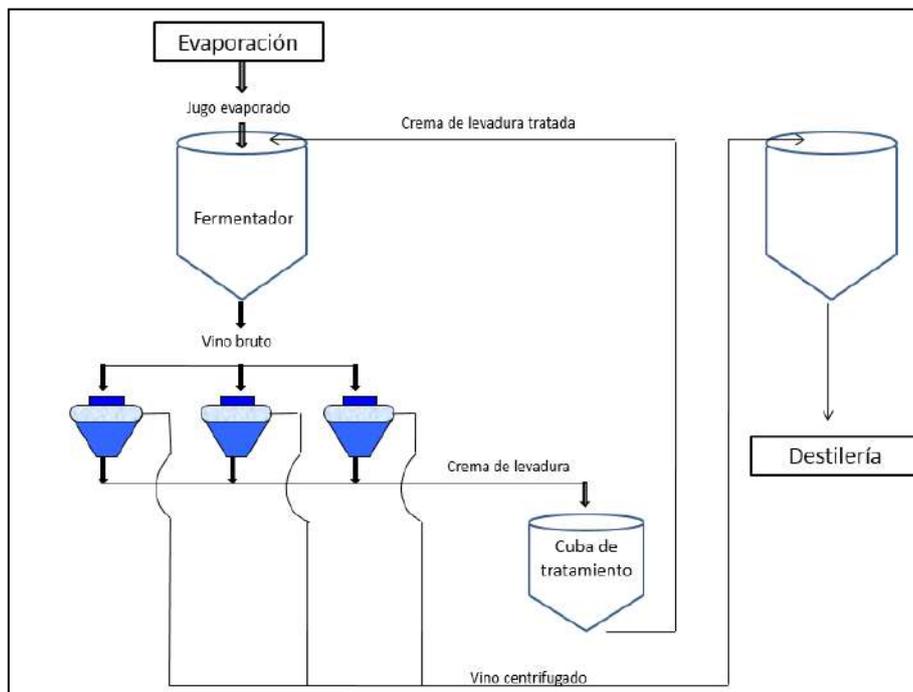


Figura 5. Proceso de elaboración de etanol: Fermentación.

Fuente: Caña Brava. (2014). Diapositivas de inducción sobre el proceso productivo del etanol.

#### d) Destilación

Operación de separación del etanol del agua a diferentes puntos de ebullición. Se lleva a cabo en columnas donde la diferencia de temperaturas se logra adicionando vapor sobrecalentado. En la primera columna (la destiladora) se obtiene un alcohol al 65% v/v luego pasa por un proceso de rectificación donde se obtiene alcohol al 96% v/v y finalmente se realiza la deshidratación en unos tamices moleculares los cuales retienen las moléculas de agua y dejan pasar las de alcohol obteniendo etanol al 99.7 % w/w, ver Figura 6.

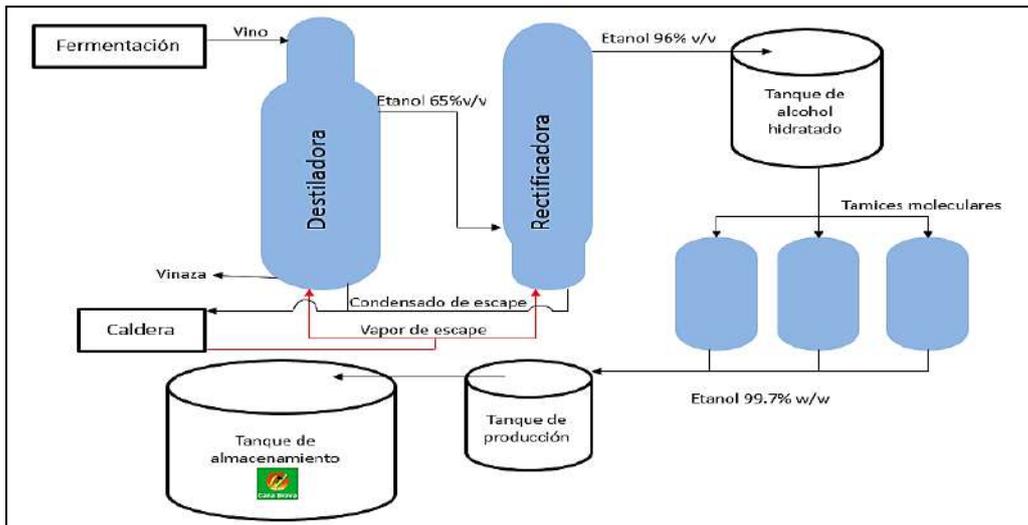


Figura 6. Proceso de elaboración de etanol: Destilería.

Fuente: Caña Brava. (2014). Diapositivas de inducción sobre el proceso productivo del etanol.

e) Caldera

La caldera cumple la función de generar 100 toneladas de vapor de agua por hora, utiliza agua del desaerador, el cual recibe agua osmótica de la estación de tratamiento de agua. Utiliza como único combustible el bagazo proveniente de extracción, éste se quema dentro de la caldera y calienta los tubos que, internamente, transportan el agua osmótica, logrando así generar vapor, ver Figura 7.

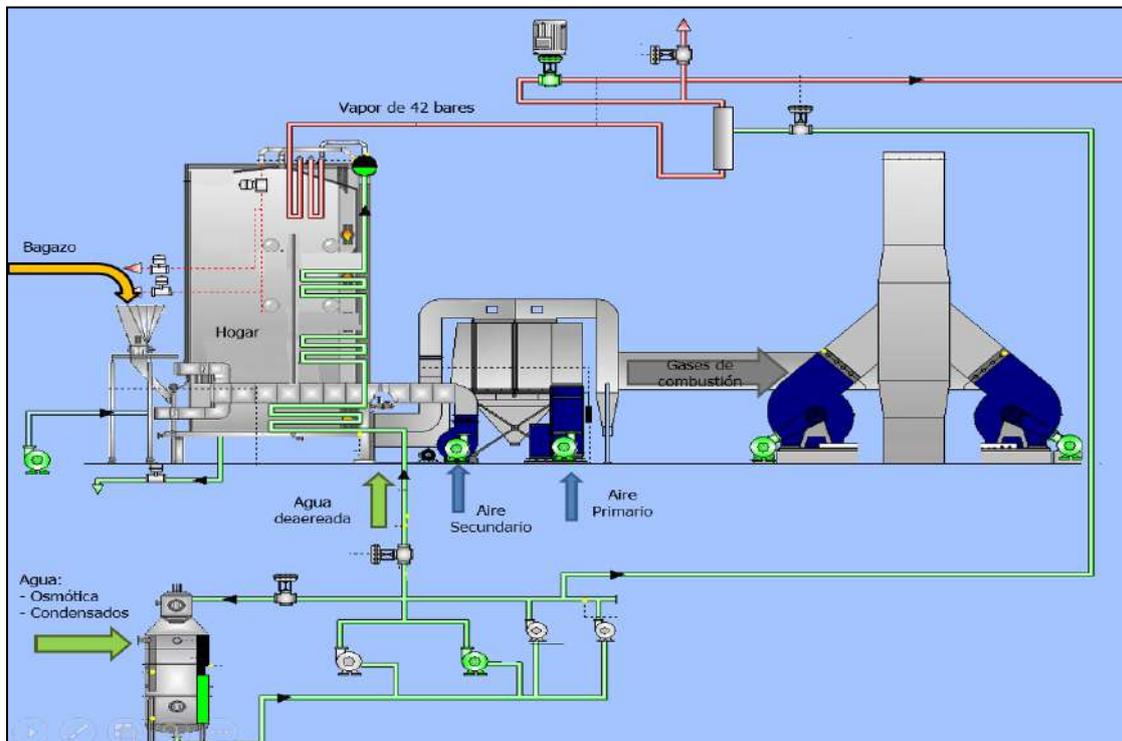


Figura 7. Proceso de elaboración de etanol: Caldera.

Fuente: Caña Brava. (2014). Diapositivas de inducción sobre el proceso productivo del etanol.

## f) Generación de energía

Dos generadores, con capacidades de 10 MW y 4.2 MW, son accionados a través de dos turbinas alimentadas del vapor emitido de caldera; con éstos, se logra abastecer la energía eléctrica de toda la planta y la de los reservorios de riego. También, la turbina de 10 MW entrega vapor a 2.1 bar de presión en su salida que es aprovechado por el resto de procesos de planta, ver Figuras 8 y 9.

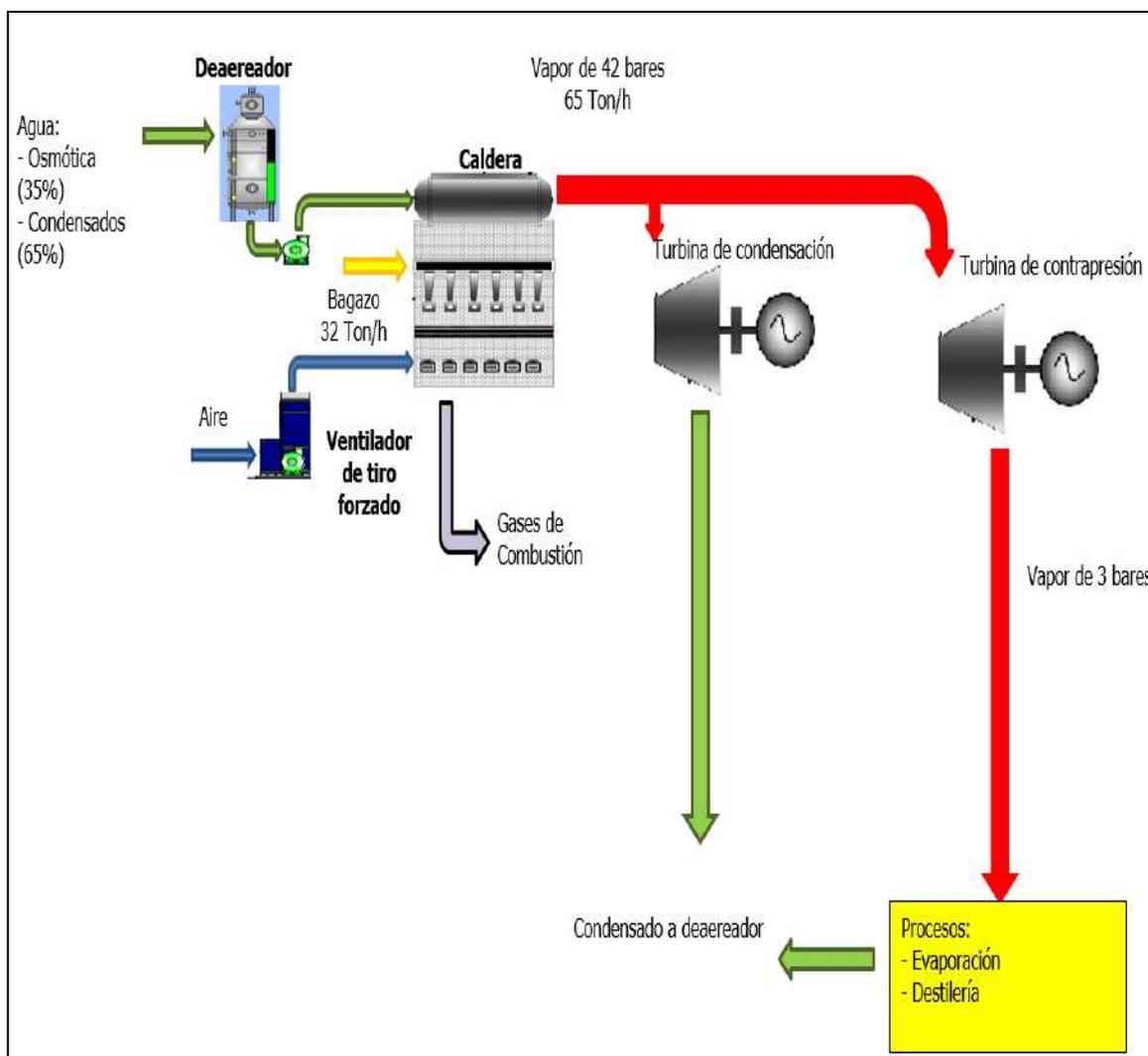


Figura 8. Proceso de elaboración de etanol: Generación de energía parte I.

Fuente: Caña Brava. (2014). Diapositivas de inducción sobre el proceso productivo del etanol.

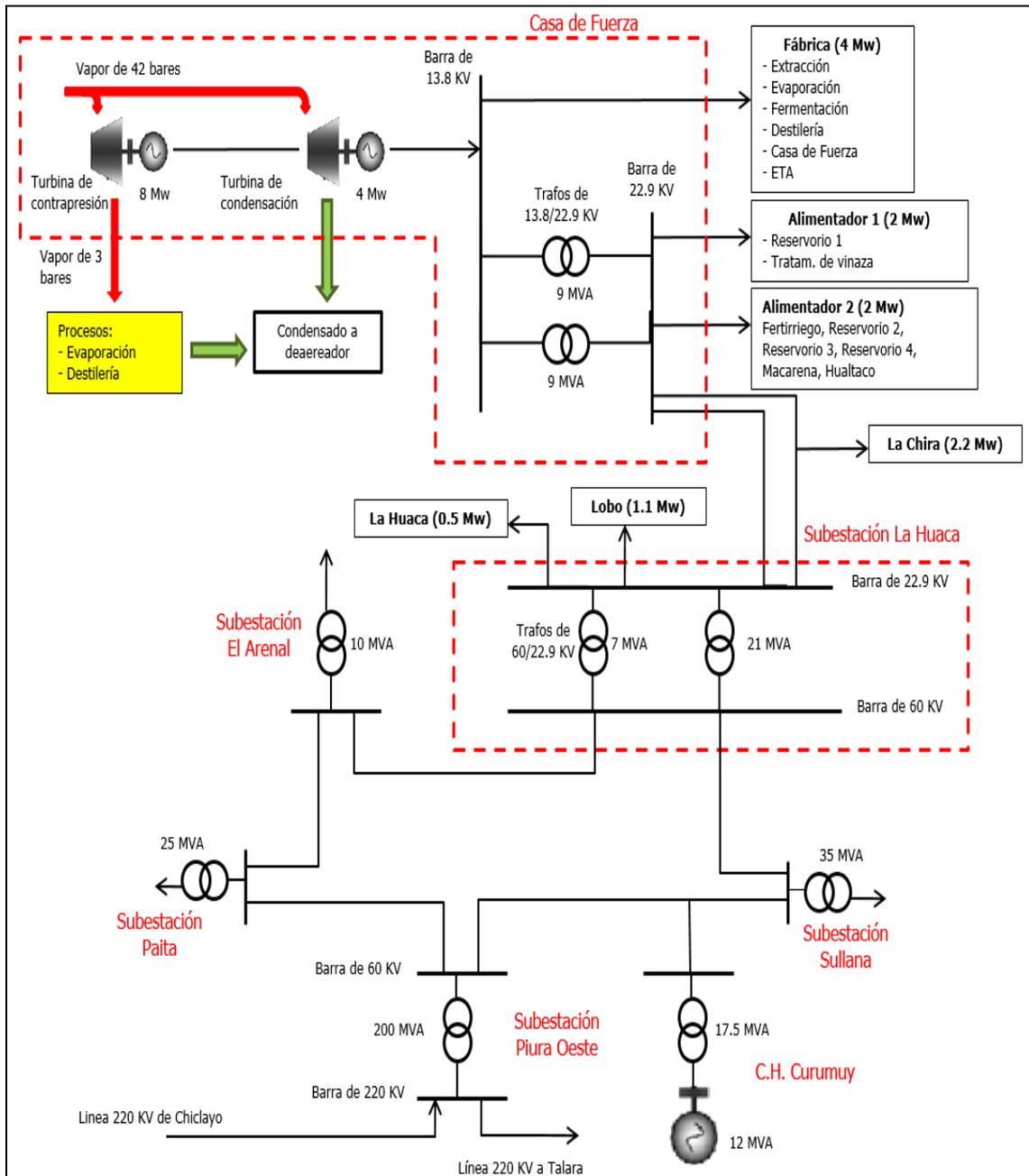


Figura 9. Proceso de elaboración de etanol: Generación de energía parte II.  
 Fuente: Caña Brava. (2014). Diapositivas de inducción sobre el proceso productivo del etanol.

g) Diagrama de flujo en la producción de etanol

En la Figura 10 se aprecia el diagrama de flujo general sobre el proceso de producción del etanol. También, se observa el flujo de obtención de energía.

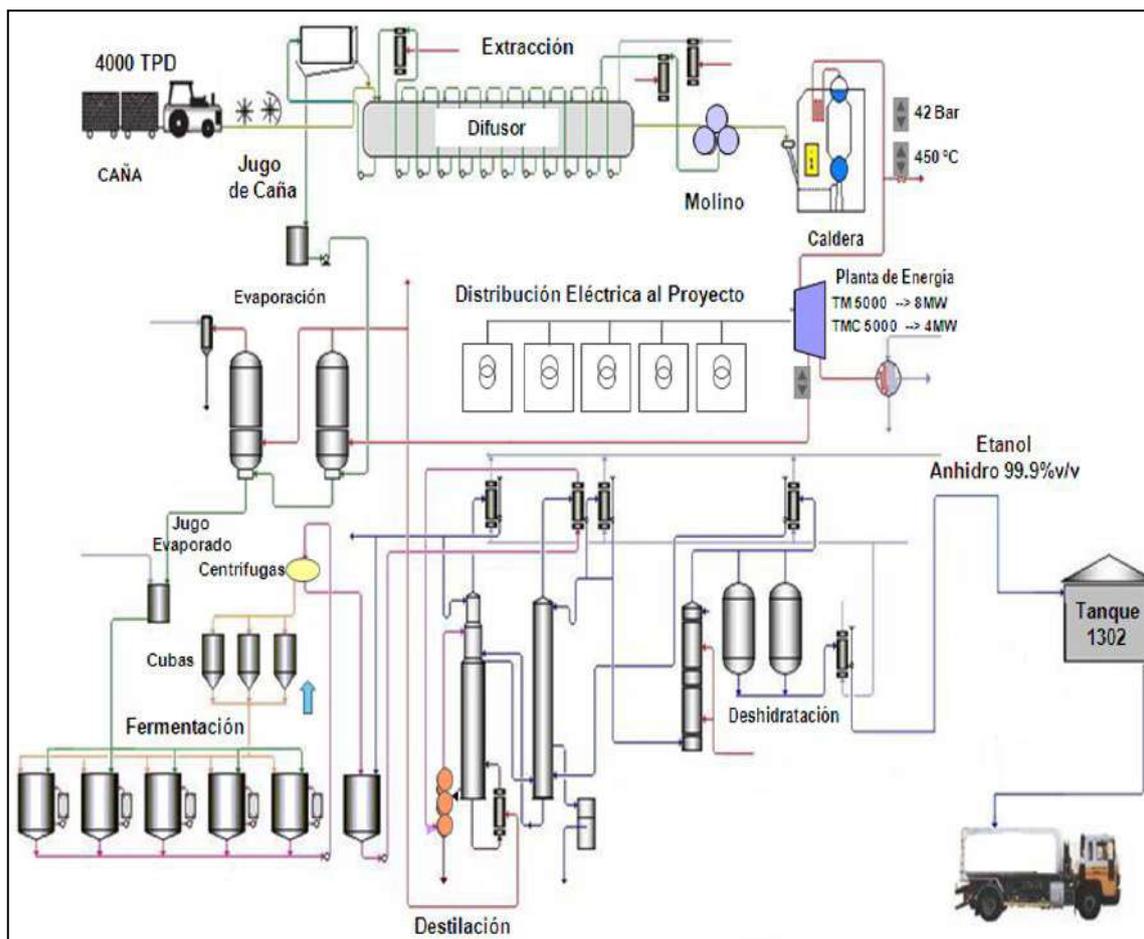


Figura 10. Producción de etanol, diagrama de flujo general.

Fuente: Caña Brava. (2014). Diapositivas de inducción sobre el proceso productivo del etanol.

#### 1.4. Bioenergía del Chira S.A.

La empresa Bioenergía del Chira S.A. fundada el 10 de julio de 2009, se dedica al sector de Generación y Distribución de Energía Eléctrica.

Se obtiene energía a través de turbinas que funcionan con el vapor generado en la caldera (ver Apéndices); ésta, genera 100 t/h de vapor sobrecalentado de agua a 42 bar y 430 °C.

El vapor mueve dos turbinas conectadas a generadores que, en conjunto, pueden producir 14.17 MWh de potencia.

Se utiliza como único combustible el bagazo, subproducto de la materia prima utilizada.

La energía eléctrica se utiliza para el abastecimiento continuo de todo el sistema de riego de la empresa, la planta industrial, y también, de todo el campamento y oficinas administrativas.

##### 1.4.1. Turbina de contrapresión TM5000

La turbina de contrapresión modelo TM5000, es compacta, de múltiples etapas, proyectada para atender accionamientos que exigen alto rendimiento.

La turbina posee dos soportes en la parte anterior y dos en la parte posterior, los cuales son apoyados en una base metálica, en la parte anterior, los pernos son torquados de manera que sea posible el total movimiento de la carcasa. Además, en ésta, existe un sistema de guía que evita la variación de su alineamiento en operación. Es bipartida horizontalmente, construida en acero especial fundido, capaz de resistir la presión y temperatura durante la operación, obedeciendo las normas que regulan la construcción de este tipo de máquinas.

En la parte superior se encuentra el bloque de válvulas de vapor, también construido en acero. De un lado es acoplada la válvula de cierre rápido, responsable del bloqueo de vapor, accionada por un sistema hidráulico; del otro lado, es acoplado el servo-motor, que es comandado por el regulador de velocidad y responsable de la actuación de la válvula de regulación, la cual controla el flujo de vapor de acuerdo a las necesidades de carga.

El rotor es forjado como una sola pieza, compuesto por una rueda de regulación con varias etapas. Cuenta con laberintos de sellado entre ellas, el pistón de equilibrio, el gatillo disparador de cierre rápido, los deflectores de aceite de anillos y acoplamiento. Todo el conjunto es construido en acero forjado especial sometido a rigurosas pruebas de resistencia mecánica y ensayos no destructivos. Es tratado térmicamente y balanceado dinámicamente después de su montaje final.

El rotor está apoyado en sus extremos anterior y posterior sobre los cuerpos de los cojinetes radial y radial-axial respectivamente.

Los esfuerzos axiales son reducidos al mínimo gracias al principio que usa el pistón de compensación; gracias a ello, se consigue equilibrar el rotor en operación, compensando los esfuerzos axiales que actúan sobre la rueda de regulación, evitando daños en el equipo.

En los diafragmas, ubicados entre las etapas, están montados los anillos de separación o laberintos construidos en bronce especial.

La superficie exterior de la turbina está aislada térmicamente con capas de fibra de vidrio.

A inicios del año 2015, se le realizaron modificaciones para que pudiera generar 10 MWh.

La Figura 11 muestra la parte interna de la turbina de contrapresión.

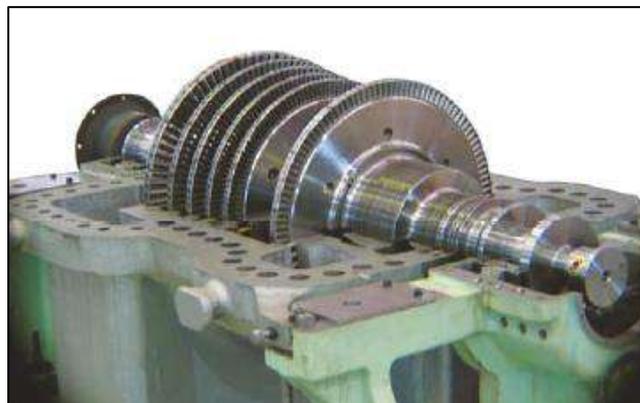


Figura 11. Vista de rotor y carcasa de la turbina de contrapresión.

Fuente: TGM. (2009). Manual de la turbina de contrapresión.

**Tabla 1.** Datos de la compra inicial de proyecto

Potencia en los terminales de la turbina	8.000	kW
Presión del vapor de entrada	41,2	Bar (a)
Temperatura del vapor de entrada	440	° C
Flujo del vapor de entrada	65.000	Kg/h
Presión del vapor de salida	2,96	Bar (a)
Consumo específico	8,12	Kg / kW h
Rotación de la turbina	6.500	Rpm
Rotación de la máquina accionada	1.800	Rpm
Tolerancia	3	%

**Fuente:** TGM. (2009). Manual de la turbina de contrapresión.

#### 1.4.2. Turbina de condensación TMC5000

La turbina de condensación modelo TMC5000, también es compacta, de múltiples etapas, proyectada para atender accionamientos que exigen alto rendimiento.

La turbina posee dos soportes en la parte anterior y dos en la parte posterior, los cuales son apoyados en una base metálica, en la parte anterior, los pernos son torquados de manera que sea posible el total movimiento de la carcasa. Además, en ésta, existe un sistema de guía que evita la variación de su alineamiento en operación. Es bipartida horizontalmente, es construida en acero especial fundido, capaz de resistir la presión y temperatura durante la operación, obedeciendo las normas que regulan la construcción de este tipo de máquinas.

En la parte superior se encuentra el bloque de válvulas de vapor, también construido en acero. De un lado es acoplada la válvula de cierre rápido, responsable del bloqueo de vapor, accionada por un sistema hidráulico; del otro lado, es acoplado el servo-motor, que es comandado por el regulador de velocidad y responsable de la actuación de la válvula de regulación, la cual controla el flujo de vapor de acuerdo a las necesidades de carga.

El rotor es forjado como una sola pieza, compuesto por una rueda de regulación con varias etapas. Cuenta con laberintos de sellado entre ellas, el pistón de equilibrio, el gatillo disparador de cierre rápido, los deflectores de aceite de anillos y acoplamiento. Todo el conjunto es construido en acero forjado especial sometido a rigurosas pruebas de resistencia mecánica y ensayos no destructivos. Es tratado térmicamente y balanceado dinámicamente después de su montaje final.

El rotor está apoyado en sus extremos anterior y posterior sobre los cuerpos de los cojinetes radial y radial-axial respectivamente.

Los esfuerzos axiales son reducidos al mínimo gracias al principio que usa el pistón de compensación; gracias a ello, se consigue equilibrar el rotor en operación, compensando los esfuerzos axiales que actúan sobre la rueda de regulación, evitando daños en el equipo.

En los diafragmas, ubicados entre las etapas, están montados los anillos de separación o laberintos construidos en bronce especial.

La superficie exterior de la turbina está aislada térmicamente con capas de fibra de vidrio.

Debido a que en la última etapa, se obtiene vapor a presiones absolutas bajas, se necesita de un sistema de condensación y vacío cuya función principal sea extraer todo el vapor de la turbina, evitando condensaciones dentro de ésta, para luego recuperarlo y condensarlo en su totalidad recirculándolo al desaerador de la caldera manteniendo así un flujo constante de agua-vapor.

A inicios del año 2014 se le realizaron modificaciones para que pueda generar 4.17 MWh.

La Figura 12 muestra la parte interna de la turbina de condensación.

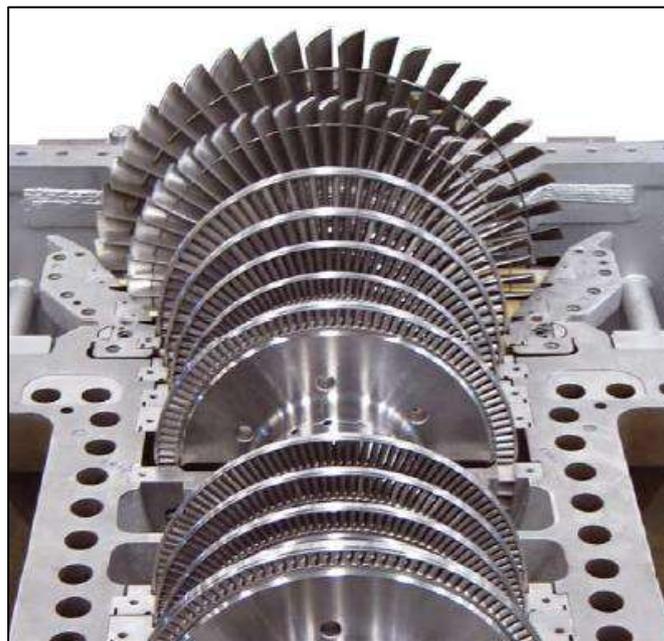


Figura 12. Vista de rotor y carcasa de turbina de condensación.

Fuente: TGM. (2009). Manual de la turbina de condensación.

**Tabla 2.** Datos de la compra inicial de proyecto

Potencia en los terminales del generador	4.000	kW
Presión del vapor de entrada	41,2	Bar (a)
Temperatura del vapor de entrada	440	° C
Flujo del vapor de entrada	19.000	Kg/h
Presión del vapor de salida	0,10	Bar (a)
Consumo específico	4,75	Kg / kW h
Rotación de la turbina	6.500	Rpm
Rotación de la máquina accionada	1.800	Rpm
Tolerancia	3	%

Fuente: TGM. (2009). Manual de la turbina de condensación.

### 1.5. Agrícola del Chira S.A.

La empresa Agrícola del Chira S.A., fundada el 27 de septiembre del 2006, se dedica a la producción de caña de azúcar. Está conformada por cuatro fundos: La Huaca, Lobo, Montelima y San Vicente. Cuenta con dos laboratorios de Sanidad Vegetal, encargados de producir insectos benéficos para el control biológico de las plagas.

Los sembríos se riegan por goteo y toman agua del valle del Chira, este sistema permite ahorrar hasta 170 000 000 m<sup>3</sup> de agua al año. – Procesos, Caña Brava. (s/f). Recuperado 14 de marzo, 2018, de <http://www.canabrava.com.pe/procesos>.

En noviembre del 2007 inicia la siembra de la caña de azúcar y en octubre del 2009 inicia la molienda en la empresa Sucroalcolera del Chira S.A, geográficamente ubicada dentro del fundo Montelima.

Las cosechadoras utilizadas en el proceso de extracción de materia prima, son de última tecnología y además de cortar la caña, la limpian y descargan a vagones de traslado.

Agrícola del Chira cuenta actualmente con 9394 hectáreas de caña, cultivadas sobre tierras eriazas.

**Tabla 3.** Total de áreas sembradas

<b>Distrito</b>	<b>Área sembrada en hectáreas</b>
Montelima	2,675
La Huaca	544
Lobo	3,964
San Vicente	1,963
Castellana	187
Buenaventura	62
Amotape	-
Arenal Pueblo Nuevo	-
<b>Total</b>	<b>9,394</b>

**Fuente:** Caña Brava. (2014). Diapositivas de inducción sobre el proceso productivo del etanol.



## Capítulo 2

### Fundamentos teóricos del mantenimiento centrado en la confiabilidad

#### 2.1. Confiabilidad

Es la probabilidad de que un equipo cumpla una misión específica bajo ciertas condiciones de uso, en un período determinado. La confiabilidad, se enfoca en el estudio de fallos de un equipo o componente. Si se tiene un equipo sin fallar, se dice que el equipo es ciento por ciento confiable o que tiene una probabilidad de supervivencia igual a uno. Al realizar un análisis de confiabilidad a un equipo o sistema, obtenemos información valiosa acerca de la condición del mismo: probabilidad de fallo, tiempo promedio para fallo, etapa de la vida en que se encuentra el equipo, etc. Ver Figura 13.

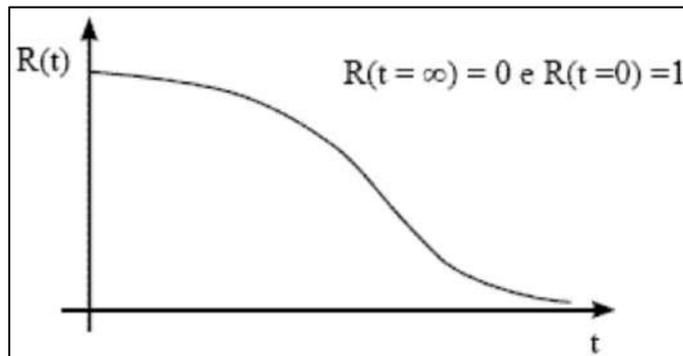


Figura 13. Función de confiabilidad.

Fuente: Carmen Patiño, Gilberto Martha. (2006, marzo). Análisis de confiabilidad para herramientas de corte aplicado al proceso de taladrado.

[http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0120-62302006000200005](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-62302006000200005)

#### 2.2. Disponibilidad e indisponibilidad de equipos

La disponibilidad está determinada por la confiabilidad de un sistema y también por el tiempo de recuperación ante una falla. Cuando los sistemas funcionan continuamente por períodos prolongados, las fallas son inevitables. Suele contemplarse la disponibilidad porque, al producirse una falla, la variable crítica pasa a ser la rapidez con la que el sistema pueda recuperarse.

La disponibilidad es una medida importante y útil en casos en que el usuario deba tomar decisiones para elegir un equipo, dado que, suministra una imagen más completa sobre su perfil de funcionalidad. La disponibilidad está basada únicamente en la distribución de fallas y la distribución de tiempo de reparación. Además, ésta puede usarse como un parámetro para el diseño.

Algunas compañías optan por medir la efectividad calculando la indisponibilidad de un equipo, para calcularla, este parámetro se vale de las horas no operativas y es fácilmente calculable una vez hallada la disponibilidad.

Disponibilidad:

$$A = \frac{\text{Horas operativas}}{\text{Horas operativas} + \text{Horas no operativas}}$$

Fuente: Robert Luis García Benancio. (2013). Mejoramiento de la disponibilidad y confiabilidad mecánica de un molino de secado en una planta de etanol de ciclo combinado y cogeneración. Tesis para titulación. Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.

Indisponibilidad:

$$I = \frac{\text{Horas no operativas}}{\text{Horas operativas} + \text{Horas no operativas}}$$

Fuente: Robert Luis García Benancio. (2013). Mejoramiento de la disponibilidad y confiabilidad mecánica de un molino de secado en una planta de etanol de ciclo combinado y cogeneración. Tesis para titulación. Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.

### 2.3. Tiempo medio entre fallas

El tiempo medio entre fallas (TMEF), es la medida de la distribución de tiempo operativo de un equipo o sistema. Este indicador mide el tiempo promedio entre fallas de un sistema reparable a una tasa constante de fallas. Mientras más alto sea este indicador más confiable será el equipo en estudio.

El tiempo promedio entre fallas se halla de la siguiente manera:

$$TMF = \frac{\text{Tiempo funcionamiento} - \text{Tiempo total de reparaciones paradas correctivas}}{\text{Número total de fallas}}$$

Fuente: Robert Luis García Benancio. (2013). Mejoramiento de la disponibilidad y confiabilidad mecánica de un molino de secado en una planta de etanol de ciclo combinado y cogeneración. Tesis para titulación. Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.

## 2.4. Tiempo medio de reparación

El tiempo medio de reparación (TPR), es un indicador que mide la efectividad en restituir el equipo a condiciones óptimas de operación una vez que éste se encuentra fuera de servicio por un fallo, dentro de un período de tiempo determinado. El TPR se encuentra asociado a la mantenibilidad; es decir, a la ejecución del mantenimiento. La mantenibilidad, definida como la probabilidad de devolver el equipo a condiciones operativas en un cierto tiempo, utilizando procedimientos prescritos, es una función del diseño del equipo (factores tales como accesibilidad, estandarización y facilidades de diagnóstico, facilitan enormemente el mantenimiento). Para un diseño dado, si las reparaciones se realizan con personal calificado y con herramientas, documentación y procedimientos prescritos, el tiempo de reparación depende de la naturaleza del fallo y de las mencionadas características de diseño. Mientras más alto sea este número, más afectará a la disponibilidad del equipo.

El tiempo promedio para reparar se halla de la siguiente manera:

$$TPR = \frac{\textit{Tiempo total de reparaciones paradas correctivas}}{\textit{Número total de fallas}}$$

Fuente: Robert Luis García Benancio. (2013). Mejoramiento de la disponibilidad y confiabilidad mecánica de un molino de secado en una planta de etanol de ciclo combinado y cogeneración. Tesis para titulación. Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.

## 2.5. Eficiencia general de los equipos

La eficiencia general de los equipos (OEE, por sus siglas en inglés), es un indicador que mide cuán eficaces son los equipos, dónde y cuánta producción se está perdiendo en cada paso del proceso, así como qué se puede mejorar. También es una forma de saber el impacto total que causan la calidad, eficiencia y disponibilidad en el desempeño de una máquina y/o proceso.

Para poder hallar el OEE, se debe de conocer todos los tiempos involucrados. Para ello se presenta la Figura 14; en ella, se pueden observar todos los tiempos operativos de acuerdo con las pérdidas asociadas a los equipos.

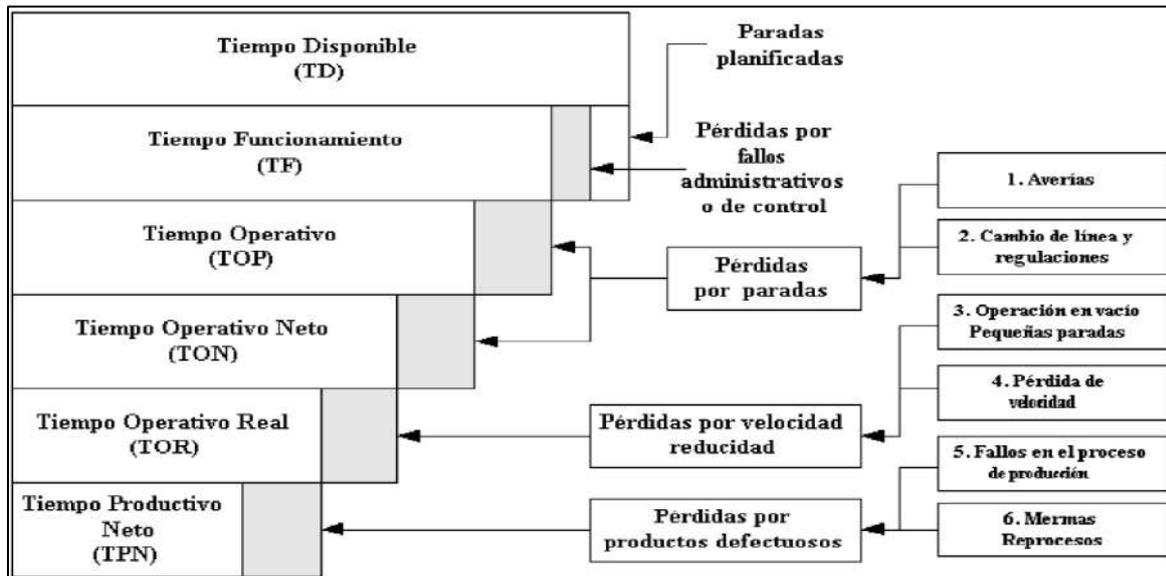


Figura 14. Tiempos operativos.

Fuente: Robert Luis García Benancio. (2013). Mejoramiento de la disponibilidad y confiabilidad mecánica de un molino de secado en una planta de etanol de ciclo combinado y cogeneración. Tesis para titulación. Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.

Para poder determinar las pérdidas existentes en un equipo, se deberá recoger información previamente. Los elementos que componen el OEE son: la disponibilidad, la eficiencia y la calidad.

### 2.5.1. Disponibilidad

Mide las pérdidas de disponibilidad de los equipos debido a las paradas no programadas.

$$A = \frac{\text{Tiempo operativo neto (TON)}}{\text{Tiempo de funcionamiento (TF)}}$$

### 2.5.2. Eficiencia

Mide las pérdidas en la eficiencia causadas por el funcionamiento del equipo a velocidad menor a su nominal (diseño del equipo).

$$\eta = \frac{\text{Tiempo operativo real (TOR)}}{\text{Tiempo operativo neto (TON)}}$$

### 2.5.3. Calidad

Mide el porcentaje de productos fabricados buenos o aceptados respecto al total de productos fabricados.

$$q = \frac{\text{Tiempo productivo neto (TPN)}}{\text{Tiempo operativo real (TOR)}}$$



**Tabla 5.** Criterio sobre el servicio que proporciona

Consecuencia	Peso
Para el proceso	4
Reduce el proceso	2
No para al proceso	0

**Fuente:** Sucroalcolera del Chira S.A. (2009). Mantenimiento.

Valor técnico – económico

Se refiere al costo de adquisición, operación y mantenimiento, ver Tabla 6.

**Tabla 6.** Criterio sobre el valor técnico - económico

Consecuencia	Peso
Más de \$20000	3
Entre \$1000 y \$20000	2
Menos de \$1000	1

**Fuente:** Sucroalcolera de Chira S.A. (2009). Mantenimiento.

Sobre a qué y a quiénes afecta la falla

Se evalúan las consecuencias de falla en el equipo, servicio, operador y seguridad en general, ver Tabla 7.

**Tabla 7.** Criterio sobre a qué y a quiénes afecta la falla

La falla afecta:	Concepto	Ponderación	Observación
a. Al Equipo en si	Si	1	¿Deteriora otros componentes?
	No	0	
b. Al Servicio	Si	1	¿Origina problemas a otros equipos?
	No	0	
c. Al operador:	Riesgo	1	¿Posibilidad de accidente del operador?
	Sin Riesgo	0	
d. A la seguridad en grl.	Si	1	¿Posibilidad de accidente a otras personas u otros equipos cercanos?
	No	0	

**Fuente:** Sucroalcolera del Chira S.A. (2009). Mantenimiento.

Confiabilidad del equipo

Es la probabilidad de falla del equipo, ver Tabla 8.

**Tabla 8.** Criterio de confiabilidad del equipo

Concepto	Peso
Alta probabilidad de falla	2
Baja probabilidad de falla	0

**Fuente:** Sucroalcolera del Chira S.A. (2009). Mantenimiento.

### Flexibilidad del equipo en el sistema

Se refiere a la cantidad de equipos que pueden realizar la misma función del activo, ver Tabla 9.

**Tabla 9.** Criterio flexibilidad del equipo en el sistema

Concepto	Peso
Equipo único	2
Puede trabajar un by pass	1
Existe equipo stand by	0

**Fuente:** Sucroalcolera del Chira S.A. (2009). Mantenimiento.

### Dependencia logística

Este valor depende de la procedencia de los repuestos que utiliza el equipo, ver Tabla 10.

**Tabla 10.** Criterio de dependencia logística

Concepto	Peso
Extranjero (repuestos de importación)	2
Local/Extranjero (algunos repuestos se compran localmente)	1
Local (todos los repuestos se consiguen de manera local)	0

**Fuente:** Sucroalcolera del Chira S.A. (2009). Mantenimiento.

### Dependencia de la mano de obra

Se refiere al tipo de contratación de mano de obra, si es de terceros o personal propio, ver Tabla 11.

**Tabla 11.** Criterio de dependencia de la mano de obra

Concepto	Peso
El mantenimiento requiere contratar a terceros	2
El mantenimiento se realiza con personal propio	0

**Fuente:** Sucroalcolera del Chira S.A. (2009).  
Mantenimiento.

### Mantenibilidad del equipo

Se refiere a la complejidad del mantenimiento que amerita el equipo, ver Tabla 12.

**Tabla 12.** Criterio de Mantenibilidad del equipo

Concepto	Peso
Requiere de mantenimiento especializado y complejo	1
El mantenimiento suele ser corto y con pocas actividades	0

**Fuente:** Sucroalcolera del Chira S.A. (2009).  
Mantenimiento.

Una vez expuestos los parámetros de ponderación de la criticidad, se muestra la Tabla 13, que indica los rangos para clasificar los equipos según el resultado final (sumatoria).

**Tabla 13.** Criticidad según puntaje final

<b>Criticidad</b>	<b>Puntaje</b>
Crítico	16 - 20
Importante	11 - 15
Regular	06 - 10
Opcional	0 - 05

**Fuente:** Sucroalcolera del Chira S.A. (2009). Mantenimiento.

## **2.7. Análisis de modos y efectos de fallas**

En esta tesis, se desarrollarán análisis de modos y efectos de falla (más conocidos como AMEF), a los equipos críticos, en este caso los de obtención de energía eléctrica, con el fin de identificar las fallas que tienen efectos no deseados en su operación, mejorar su confiabilidad y seguridad, aumentar su disponibilidad y capacidad de mantenimiento, y garantizar el desarrollo de un plan de mantenimiento adecuado para reducir sus probabilidades de falla.

Un AMEF, se compone de tres términos importantes:

### **2.7.1. Modos de falla**

El modo de fallo se define como la forma en la que una pieza o conjunto pudiera fallar potencialmente a la hora de satisfacer el propósito de diseño o proceso, los requisitos de rendimiento y/o las expectativas del cliente. En esta etapa se identifican todas las formas en que una falla puede ocurrir en el nivel de jerarquización del equipo. Se postulan todos los modos probables, posibles o creíbles de una falla, que incluyen los mecanismos de falla que se han observado históricamente y cuyos mecanismos se han descrito, de acuerdo con el razonamiento de ingeniería. La identificación de los modos de falla se basa en el conocimiento de los componentes, las especificaciones funcionales, requisitos del equipo, esquemas o modos de falla de las piezas o partes asociadas al mismo.

### **2.7.2. Efectos de falla**

Normalmente es el síntoma detectado por el cliente/usuario del modo de fallo; es decir, si ocurre el fallo potencial, cómo lo percibe el cliente, pero también cómo repercute en el sistema. En esta etapa se trata de describir las consecuencias no deseadas del fallo que se puede observar o detectar, y siempre deberían indicarse en términos de rendimiento o eficacia del producto/proceso; es decir, hay que describir los síntomas tal como lo haría el propio usuario. Cuando se analiza solo una parte se tendrá en cuenta la repercusión negativa en el conjunto del sistema, para así poder ofrecer una descripción más clara del efecto. Si un modo de fallo potencial tiene muchos efectos, a la hora de evaluar, se elegirán los más graves.

### **2.7.3. Causas del modo de falla**

La causa o causas del modo de falla están en el origen del mismo y constituyen el indicio de una debilidad del diseño cuya consecuencia es el propio modo de fallo. Es necesario relacionar con la mayor amplitud posible todas las causas de fallo concebibles que pueda asignarse a cada modo de fallo. Las causas

deberán relacionarse de la forma más concisa y completa posible para que los esfuerzos de corrección puedan dirigirse adecuadamente. Normalmente, un modo de fallo puede ser provocado por dos o más causas encadenadas.

El AMEF, culmina con la obtención del Número de Prioridad de Riesgo, cuyos criterios para calcularlo serán explicados a continuación.

## 2.7.4. Descripción de criterios

### 2.7.4.1. Gravedad

Para estimar la gravedad del componente en el AMEF, se debe de tomar en cuenta el efecto de la falla en los procesos. Se utiliza una escala del 1 al 10: el número 1 indica una consecuencia sin efecto, el número 10 indica una consecuencia grave. Ver Tabla 14.

**Tabla 14.** Tabla de puntuación de gravedad

Descripción	Puntaje
Ínfima, imperceptible	1
Escasa, falla menor	2-3
Baja, falló pero no para el sistema	4-5
Media, falló pero no para el sistema	6-7
Elevada, falla crítica	8-9
Muy elevada, con problemas de seguridad, no conformidad	10

**Fuente:** Elaboración propia.

### 2.7.4.2. Ocurrencia

Este criterio estima el grado de ocurrencia de la causa de la falla potencial. Se utiliza una escala de evaluación del 1 al 10. El número 1 indica remota probabilidad de ocurrencia, el número 10 indica muy alta probabilidad de ocurrencia. Se debe tomar como referencia la frecuencia con la que la máquina ha venido fallando, ver Tabla 15.

**Tabla 15.** Tabla de puntuación de ocurrencia

Descripción	Puntaje
1 Falla en más de 2 años	1
1 Falla cada 2 años	2-3
1 Falla cada 1 año	4-5
1 Falla entre 6 meses y 1 año	6-7
1 Falla entre 1 a 6 meses	8-9
1 Falla al mes	10

**Fuente:** Elaboración propia.

### 2.7.4.3. Detección

Este criterio estima la probabilidad, para que el modo de falla potencial, sea detectado antes de que entre en funcionamiento crítico o antes que cause consecuencias graves. El número 1 indicará alta probabilidad de que la falla se pueda detectar. El número 10 indica que es improbable ser detectada, ver Tabla 16.



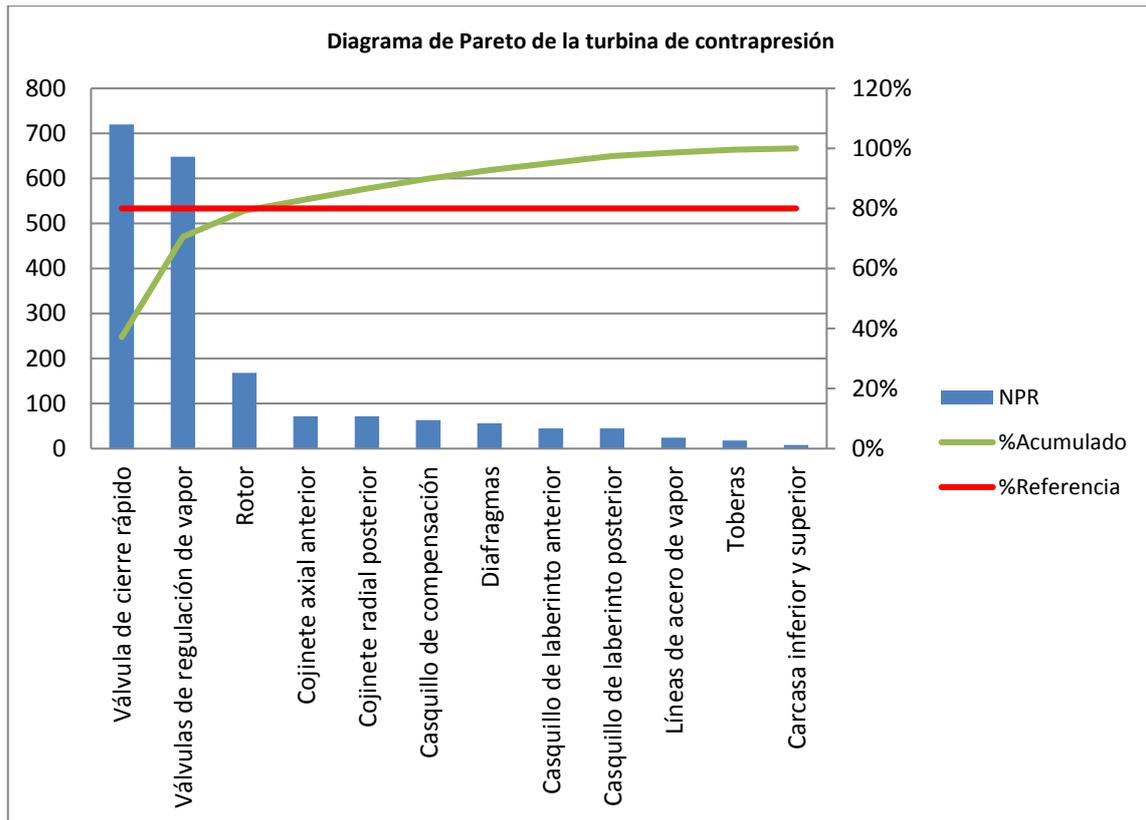


Figura 15. Modelo de Diagrama de Pareto.

Fuente: Elaboración propia.

## 2.9. Diagrama de Decisión RCM

El Diagrama de Decisión RCM, integra todos los procesos de decisión en un marco estratégico simple que permite clasificar cada uno de los modos de falla identificados. También, permite elegir de manera escalonada la actividad correctiva para cada modo de falla en cuestión, ver Figura 16.

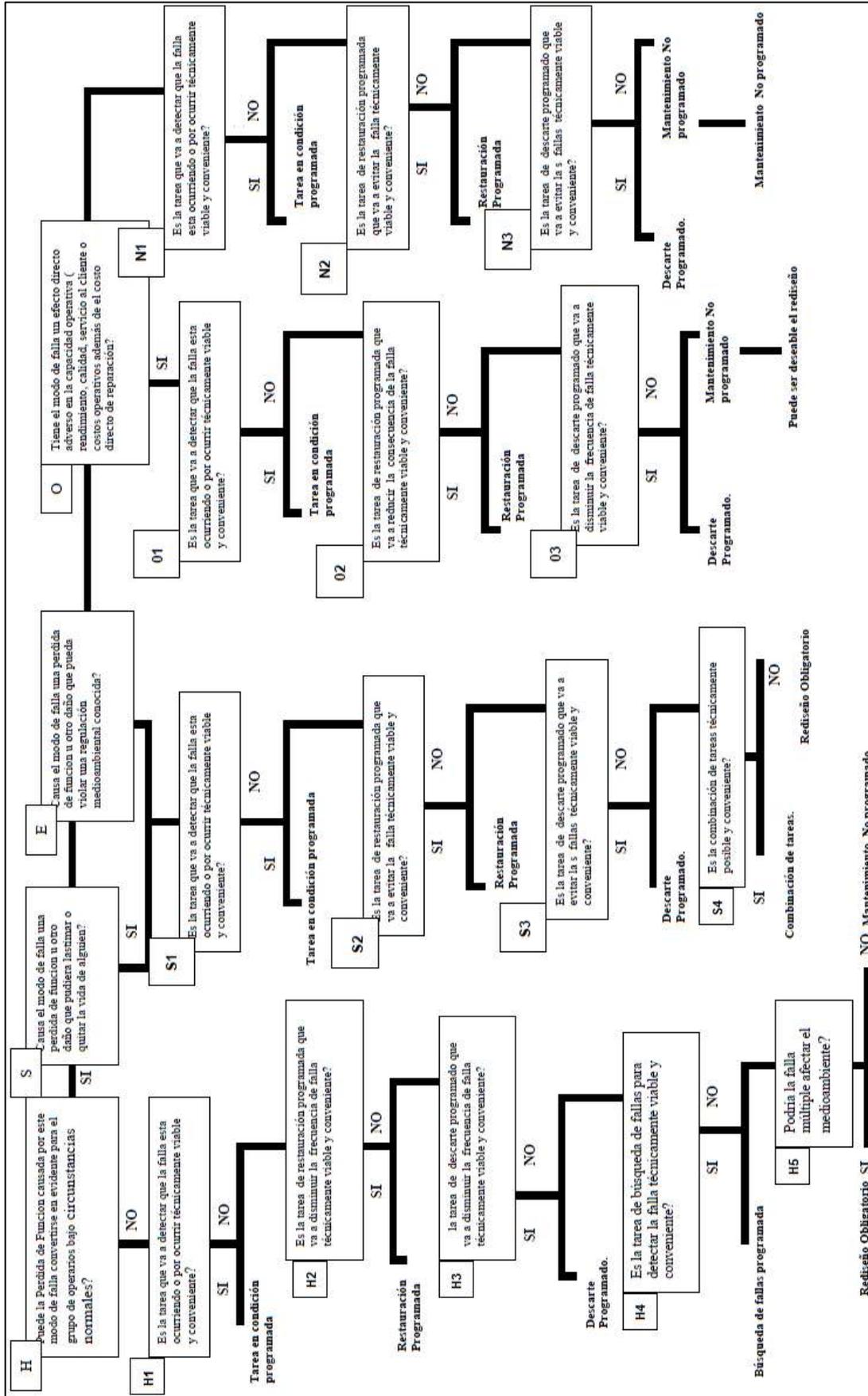


Figura 16. Diagrama de Decisión RCM utilizado en el proceso de análisis Fuente: Moubray, John. (1997). Mantenimiento centrado en confiabilidad. Industrial Press Inc.

## 2.10. Análisis causa raíz

El análisis causa raíz, es una herramienta utilizada para identificar las causas que originan fallos o problemas, las cuales al ser corregidas evitarán la ocurrencia de los mismos.

Es una técnica de identificación de causas fundamentales que conducen a fallos recurrentes. Las causas identificadas son causas lógicas y su efecto relacionado, es importante mencionar que es un análisis deductivo, el cual identifica la relación causal que conduce al sistema, equipo o componente a un fallo. Se utiliza una gran variedad de técnicas y su selección depende del tipo de problema, disponibilidad de la data y conocimiento de las técnicas: análisis causa-efecto, árbol de fallo, diagrama espina de pescado, análisis de cambio, análisis de barreras y evento y análisis de factores causales. Ver Figura 17.

Caña Brava		GG-F-CP-E5-001-V-01	
Elaborada:			
<b>TÉCNICA DE ANÁLISIS SISTEMÁTICO DE CAUSAS</b>			
Descripción:			
<b>Severidad de potencial de pérdida</b> (A) GRAVE- Pérdida de la vida, incapacidad permanente, pérdida de proceso, costo mayor (B) SERIA- Pérdida de tiempo por fallas, no incapacidad, interrupción del proceso, costo significativo (C) LEVE- Lesión menor sin pérdida de tiempo, interrupción parcial del proceso, costo menor		<b>Probabilidad de recurrencia</b> (A) ALTA- Probabilidad de recurrencia a pérdidas (B) MODERADA- Probabilidad de recurrencia a pérdidas (C) BAJA- Probabilidad de recurrencia a pérdidas	
<b>Frecuencia de exposición</b> (A) ALTA- Muchas personas expuestas muchas veces diariamente (B) MODERADA- Moderado número de personas expuestas varias veces diariamente (C) BAJA- Pocas personas expuestas a menos de un día			
<b>TIPO DE CONTACTO</b>			
1- Golpeado contra (Contenido hacia o tropiezo con) (Ver Ct: 1,2,4,5,12,14,15,16,17,18,26) 2- Golpeado por (Objeto en movimiento) (Ver Ct: 1,2,4,5,6,8,10,12,13,14,15,16,20,26) 3- Caído a un nivel bajo (Ver Ct: 3,5,6,7,11,12,13,14,15,16,17,22)	4- Caído al mismo nivel (Pisotazo y caer, tropiezo) (Ver Ct: 4,8,13,14,15,16,19,22,26) 5- Atrapado por (Puntos filosos y contactos) (Ver Ct: 5,6,11,13,14,15,16,18) 6- Atrapado en (agarrado colgado) (Ver Ct: 5,6,11,12,13,14,15,16,18)	7- Atrapado entre o debajo (aplastado o atrapado) (Ver Ct: 1,2,3,6,8,11,12,13,14,15,16,22,28) 8- Contacto con (Electricidad, calor, frío, radiación, sustancias químicas, sustancias tóxicas, biológicas, ruido) (Ver Ct: 5,6,7,11,12,13,14,15,16,17,18,20,21,23,24,25,27,28)	9- Sobretensión, sobrecorriente, sobrecarga, ergonomía (Ver Ct: 6,8,9,10,11,13,14,15) 10- Falta del equipo (Ver Ct: 14,6,8,15) 11- Derrame/escape al ambiente (Ver Ct: 1,2,3,4,5,6,8,9,12,15,18,19,20,22,25,27,28)
<b>(C) CAUSAS INMEDIATAS/DIRECTAS (CI)</b>			
<b>Prácticas/Actos Subestándares</b> 1- Operar un equipo sin autorización (Ver CB: 2,4,5,7,8,12,13,15) 2- Falta de aviso o advertencia (Ver CB: 1,2,3,4,5,6,7,8,9,12,13,15) 3- Falta de asegurar (Ver CB: 2,3,4,5,6,7,8,9,12,13,15) 4- Operar a velocidad inadecuada (Ver CB: 2,3,4,5,6,7,8,9,11,12,13,15) 5- Hacer inoperables los instrumentos de seguridad (Ver CB: 2,3,4,5,6,7,8,9,12,13,15) 6- Uso de equipo defectuoso (Ver CB: 2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15) 7- Uso inadecuado del EPP (Ver CB: 2,3,4,5,7,8,9,10,12,13,15) 8- Carga inadecuada (Ver CB: 1,2,3,4,5,6,7,8,9,11,12,13,15)		<b>Condiciones Subestándares</b> 17- Guardar de protección y barreras inadecuadas (Ver CB: 5,7,8,9,10,11,12,13,15) 18- Equipo de protección inadecuado o impropio (Ver CB: 5,7,8,9,10,12,13) 19- Herramientas, equipos o materiales defectuosos (Ver CB: 8,9,10,11,12,13,14,15) 20- Congestión o acción restringida (Ver CB: 8,9,13) 21- Sistemas de aviso o advertencia inadecuados (Ver CB: 8,9,10,11,12,13,14,15) 22- Peligro de explosión o incendio (Ver CB: 5,6,7,8,9,10,11,12,13,15) 23- Desorden, acceso deficiente (Ver CB: 5,6,7,8,9,10,11,12,13,15)	
<b>(CB) CAUSAS BÁSICAS/RAÍZ (CB)</b>			
<b>Factores personales</b> 1 Capacidad fisiológica/ física inadecuada (Ver NAC: 6,8,12,15,18) 1.1 Altura, peso, fuerza, alcance, capacidad, etc. inadecuados 1.2 Movimiento corporal limitado 1.3 Habilidad limitada para sostener posiciones del cuerpo 1.4 Susceptibilidad a sustancias o alergias 1.5 Susceptibilidad emocional extrema (temperatura, ruido, etc)		<b>Factores de trabajo</b> 4 Tensión/esfuerzo psicológico o mental (Ver NAC: 14,5,6,10,11,12,15,16,18,20) 4.1 Sobrecarga emocional 4.2 Falta por carga o sobrecarga de tarea mental 4.3 Demanda extrema de agitación/acción 4.4 Ritmo, monotonía de trabajo no importantes 8 Inadecuado liderazgo y/o supervisión (Ver NAC: 1,2,3,4,5,6,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18) 8.1 Relaciones jerárquicas poco claras o conflictivas 8.2 Asignación de responsabilidad poco clara o conflictiva 8.3 Delegación ineficiente o inadecuada 8.4 Dar inadecuadas reglas, procedimientos, prácticas o patrones de acción 8.5 Dar objetivos, metas, normas contradictorias 12 Equipos y herramientas inadecuados (Ver NAC: 1,3,4,6,7,9,10,11,12,13,14,15,19) 12.1 Evaluación inadecuada de necesidades y riesgos 12.2 Consideración inadecuada de factores humanos/ergonómicos 12.3 Especificaciones o estándares inadecuados	

Figura 17. Modelo de formato de investigación causa raíz.  
 Fuente: Sucroalcolera del Chira S.A. (2009). Sistemas de gestión.



## **Capítulo 3**

### **Aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad a las turbinas de contrapresión y condensación**

Para el desarrollo de este capítulo se seguirá la siguiente metodología: se inicia con un análisis de criticidad, que demuestra la relevancia de las turbinas dentro del proceso productivo del etanol; luego, se utiliza la norma ISO 14224: 2006 (E), para desgregar cada turbina en sistemas, y cada componente se estudia detalladamente. Después, se elabora un análisis de modos y efectos de fallas por cada sistema, calculando números de prioridad de riesgo de cada componente. Se utilizan diagramas de Pareto y, finalmente, se elaboran las planillas de información y decisión RCM al componente de mayor relevancia dentro de cada turbina.

#### **3.1. Turbina de contrapresión TM5000**

##### **3.1.1. Análisis de criticidad**

El análisis de criticidad es una herramienta que permite jerarquizar sistemas y eventualmente seleccionar aquellos que se deseen priorizar. Con los criterios correctamente definidos, se procede a evaluar la criticidad de los equipos; es decir, a cada categoría se le asignará un valor en base a los valores presentados en el marco teórico. Una buena ponderación de criticidad dependerá mucho de cuánto se conoce de los equipos y los procesos productivos de la planta; por ello, para su elaboración, se sostuvo una reunión con el jefe de la planta de energía y el mecánico del área. En la Tabla 18, se presentan los resultados de la evaluación de criticidad de los equipos que componen la planta de energía.

**Tabla 18.** Análisis de criticidad de los equipos de la planta de energía

ITEM	Código SAP	Nombre del equipo	Ponderación											Total	Escala de referencia	
			1	2	3A	3B	3C	3D	4	5	6	7	8			
1	84850	Turbina de contrapresión TM5000	4	3	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	20	Crítico
2	84851	Turbina de condensación TMC5000	4	3	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	20	Crítico
3	84853	Caldera	4	3	1	1	1	1	2	2	1	2	1	19	Crítico	
4	108899	Lavador de gases	4	2	1	1	1	1	2	2	0	2	1	17	Crítico	
5	82501	Ventilador secundario CV 1001L	4	2	1	0	1	1	2	1	0	2	1	15	Importante	
6	82503	Exhaustor de gases de combustión	2	2	1	1	1	1	2	2	0	2	1	15	Importante	
7	82491	Bombas de alimentación de agua a caldera	4	2	1	1	1	1	2	0	0	2	1	15	Importante	
8	106343	Sopladores de hollín retráctiles	4	2	1	1	1	1	0	1	2	2	0	15	Importante	
9	116168	Válvula principal de caldera	4	3	1	1	1	1	2	1	0	0	1	15	Importante	
10	103572	Válvulas de seguridad de caldera	4	2	1	1	1	1	0	2	0	2	1	15	Importante	
11	82490	Desaerador de caldera	4	1	1	1	1	1	0	2	0	2	1	14	Importante	
12	82499	Ventilador primario CV 1001 K	4	2	1	0	1	1	0	2	0	2	1	14	Importante	
13	108904	Decantador de sólidos	2	3	1	0	1	1	2	2	0	2	0	14	Importante	
14	108905	Bombas de agua decantada de gases	4	2	1	1	1	1	2	0	0	2	1	13	Importante	
15	106341	Sopladores de hollín fijos	2	2	1	0	1	1	0	1	2	2	1	13	Importante	
16	100939	Dosadores de bagazo	2	2	1	1	0	0	2	2	0	2	1	13	Importante	
17	134187	Ventilador de aire terciario	2	2	1	0	1	1	0	2	0	2	1	12	Importante	
18	82495	Bombas de enfriamiento de vapor	2	2	1	1	1	1	0	0	1	2	1	12	Importante	
19	108903	Tamiz rotativo de ceniza	2	2	1	1	0	0	0	2	1	2	1	12	Importante	
20	108900	Bombas de agua con ceniza de lavador	2	2	1	1	1	1	2	0	0	0	1	11	Importante	
21	125642	Bomba de lavado de tamices	2	2	1	1	0	0	2	2	0	0	1	11	Importante	
22	116167	Esparcidor de bagazo	2	2	1	1	0	0	0	2	0	2	0	10	Regular	
23	115889	Bombas de condensado a desaerador	2	2	1	0	1	1	0	2	1	0	0	10	Regular	
24	115890	Trampas de vapor de caldera	2	2	1	0	1	1	0	2	1	0	0	10	Regular	
25	123312	Bomba de óleo fúsel	0	1	1	0	0	0	0	2	1	0	0	5	Opcional	

**Fuente:** Elaboración propia.

### 3.1.2. Equipo crítico

El análisis de criticidad arrojó como resultado que la turbina de contrapresión TM5000 es un componente crítico y seguidamente la estudiaremos.

La turbina de contrapresión modelo TM5000, que recibe vapor sobrecalentado proveniente de la caldera acuotubular a 42 bar y 430 °C, tiene como funciones principales transformar vapor sobrecalentado en energía eléctrica y generar hasta 10 MWh; también, suministrar vapor sobrecalentado de escape a 2.1 bar de presión y 130 °C para los procesos de producción del etanol. El vapor que ingresa a la turbina es regulado mediante tres válvulas que controlan el caudal de vapor en función a la carga eléctrica generada, este vapor, es direccionado a través de toberas hacia los álabes del rotor y pasa por varias etapas rotóricas y estáticas transformando la energía térmica en energía mecánica convertida en rotación del eje de la turbina a 6500 rpm, posteriormente, esta velocidad es disminuida con un reductor de velocidad, éste, aumenta el par motor para que el generador pueda trabajar correctamente.

El vapor de salida de la turbina, también llamado vapor de escape, contiene energía térmica importante para el intercambio de calor en los procesos, su totalidad es aprovechada en ellos, posteriormente, es recuperado en forma de condensado para retornar un flujo másico constante a la caldera. Esto significa, que siempre que se produzca etanol, la turbina debe estar operativa para asegurar un suministro constante de vapor. Asimismo, cuando la turbina se encuentra sincronizada brinda estabilidad energética a la empresa ya que ésta consume el total de su energía generada. Ver Figura 18.



Figura 18. Turbina de contrapresión, equipo crítico.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.1.3. Sistemas del equipo según norma ISO 14224: 2006 (E)

La norma ISO 14224: 2006 (E), permite disgregar en sistemas el equipo en estudio; con ello, clasificar los componentes en cada uno de ellos de tal manera que resulte sencillo obtener datos útiles sobre su funcionamiento para aplicar estrategias de mantenimiento adecuadas, en este caso facilitar el uso del RCM.

A continuación, se muestra la Tabla 19 de subdivisión de sistemas y componentes en la turbina de contrapresión:

**Tabla 19.** Tabla de clasificación turbina de contrapresión ISO 14224:2006(E)

Turbina de contrapresión	Sistema de regulación e hidráulico	Sistema de lubricación	Control y monitoreo	Equipos diversos
Carcasa	Accionador válvula de cierre rápido	Extractor de niebla	En esta tesis no serán considerados componentes eléctricos ni de automatización	Acople de láminas
Casquillo de compensación	Accionador válvula de regulaje	Bomba y filtros de aceite NTZ		Acople de engranajes
Casquillo de laberintos anterior y posterior	Bomba principal mecánica	Bomba principal mecánica		Disparador mecánico de cierre rápido
Cojinete radial axial anterior		Filtros dobles de canasta		Válvula compuerta de ingreso y salida de vapor
Cojinete radial posterior		Reservorio		Reductor RTS 450
Diafragmas		Tuberías de aceite de acero		
Línea de entrada y salida de vapor		Válvulas de alivio y seguridad del reservorio		
Rotor		Anillos anteriores y posteriores de sellado de aceite		
Toberas		Bomba auxiliar AC		
Válvula de cierre rápido		Bomba de emergencia DC		
Válvula de regulación		Intercambiadores de agua - aceite		

**Fuente:** Elaboración propia.

#### 3.1.3.1. Turbina de contrapresión

##### Carcasa

La carcasa es un elemento cuya función es soportar a la turbina y los esfuerzos impuestos por la presión y temperatura. Suelen ser bipartidas para facilitar su montaje y fabricación; además, debe contar con

aislamiento térmico externo para disminuir la transmisión de calor hacia el ambiente, ver Figura 19.

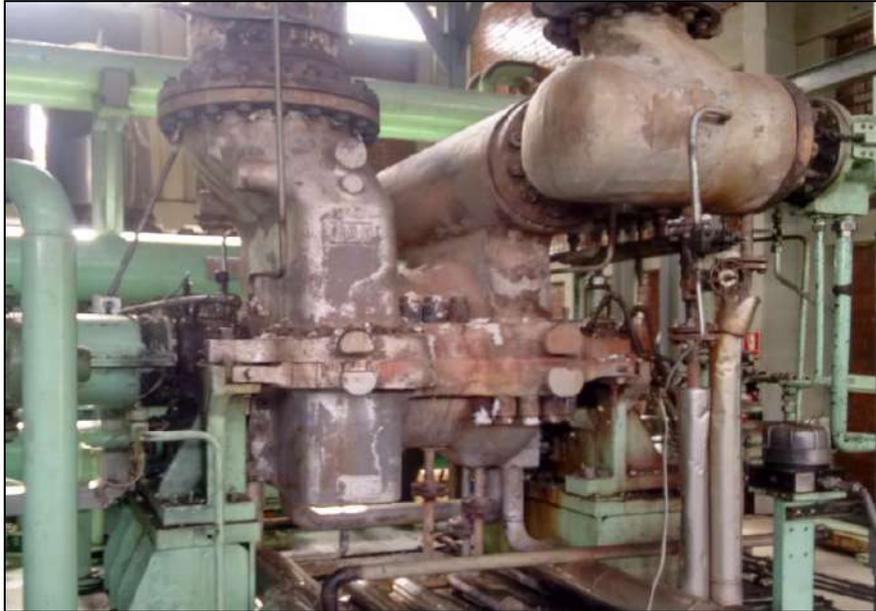


Figura 19. Carcasa de turbina.

Fuente: Elaboración propia.

#### Casquillo de compensación

El casquillo de compensación es un componente, cuya función es disminuir la fuerza resultante axial en el rotor de la turbina, generada por la diferencia de presión respecto del ambiente en el interior de la carcasa (casi 42 bar en el lado anterior), mediante el aumento del área de recorrido del vapor, para ello, utiliza numerosos anillos laberinto con holguras que bordean los 0.4 mm, ver Figuras 20 y 21.

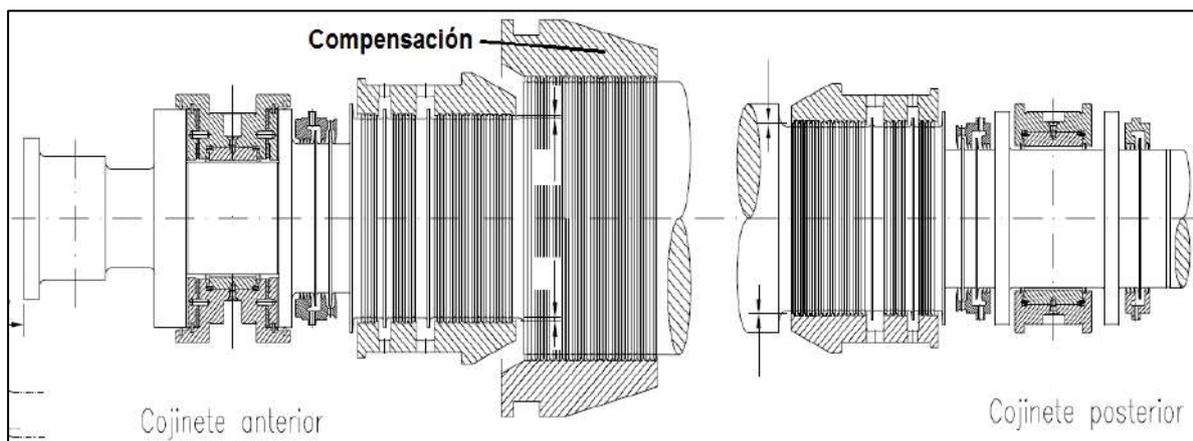


Figura 20. Vista general del rotor de la turbina donde se especifica la posición del casquillo de compensación.

Fuente: Plano 10319122 TGM.



Figura 21. Imagen de una de las dos mitades del casquillo de compensación.  
Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

#### Casquillos de laberintos anterior y posterior

Los casquillos de laberintos anterior y posterior son componentes cuya función es evitar fugas de vapor del interior de la turbina hacia el ambiente. Actúan mediante pequeñas y progresivas caídas de presión del vapor utilizando anillos laberinto, en las últimas etapas el vapor se condensa y es purgado. En el caso del casquillo anterior, necesita de un casquillo de compensación que provee etapas adicionales para compensar las elevadas presiones encontradas en ese lado de la turbina. Al igual que el casquillo de compensación, las holguras manejadas no superan los 0.4 mm, ver Figura 22.

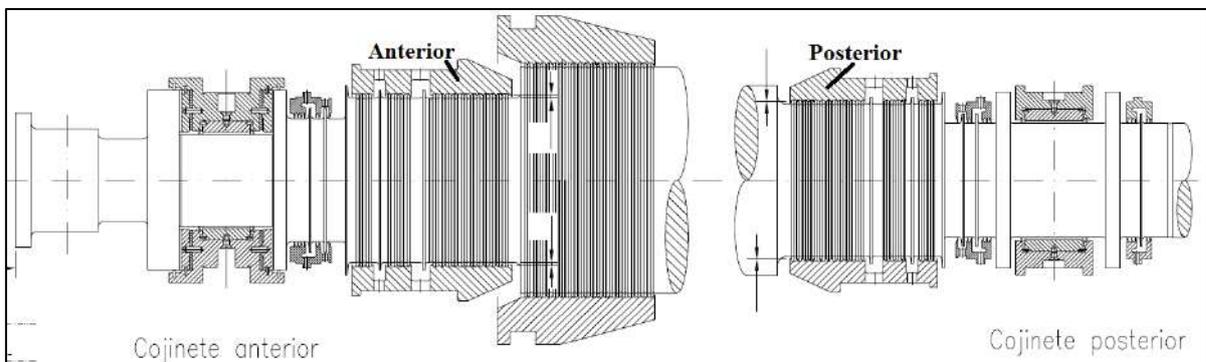


Figura 22. Vista general del rotor de la turbina donde se especifican las posiciones de los casquillos de laberintos anterior y posterior.

Fuente: Plano 10319122 TGM.

#### Cojinete radial-axial anterior

El cojinete radial-axial es un componente cuyas funciones son: soportar al rotor, permitir su desplazamiento axial y su libre giro radial; posee un bajo coeficiente de fricción. Su lubrica mediante recirculación de aceite ISO VG 68 a una presión comprendida entre 0.8 y 1.8 bar. Sólo el lado anterior del rotor posee cojinete axial, esto se debe a la dilatación de la turbina en esa dirección y el ingreso de vapor a alta presión en ese mismo lado, ver Figuras 23 y 24.

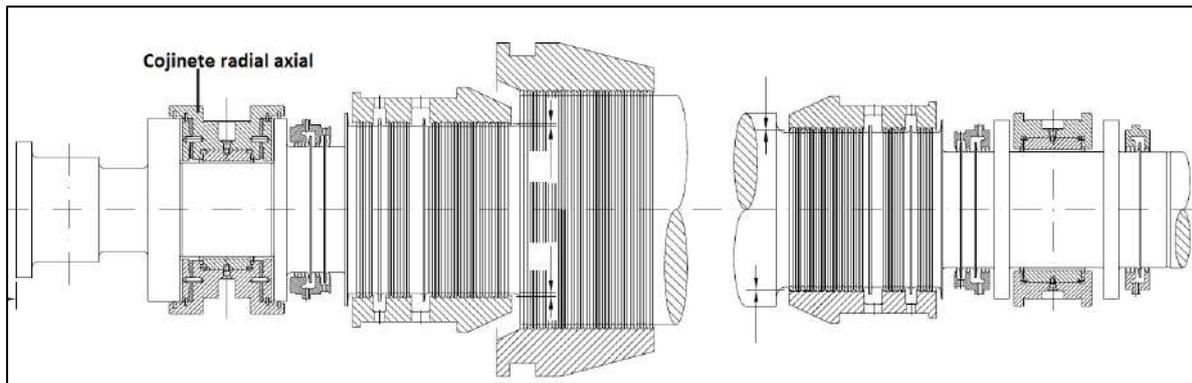


Figura 23. Vista general del rotor de la turbina donde se especifica la posición del cojinete radial-axial.

Fuente: Plano 10319122 TGM.



Figura 24. Imagen del cojinete bipartido.

Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

#### Cojinete radial posterior

El cojinete radial es un componente, cuya función es soportar al rotor y permitir su giro radialmente, posee un bajo coeficiente de fricción. Se lubrica mediante recirculación de aceite ISO VG 68 a una presión comprendida entre 0.8 y 1.8 bar, ver Figuras 25 y 26.

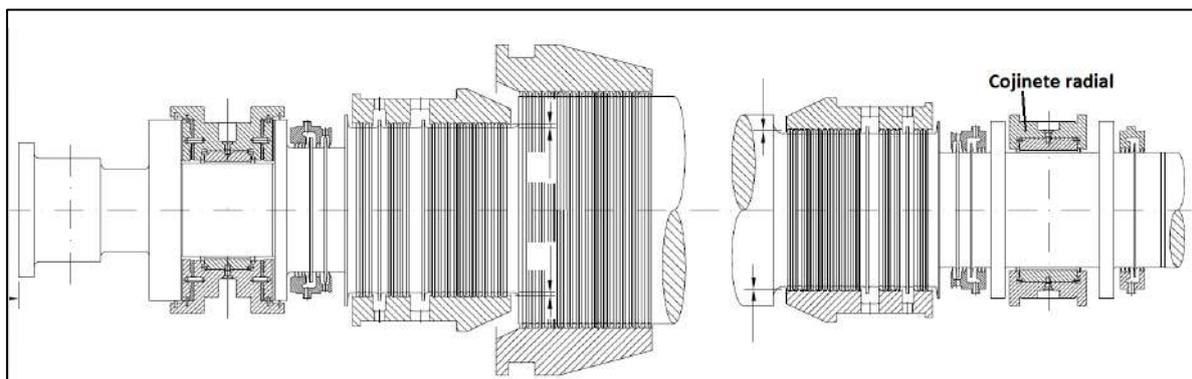


Figura 25. Vista general del rotor de la turbina donde se especifica la posición del cojinete radial.

Fuente: Plano 10319122 TGM.



Figura 26. Imagen del cojinete radial.

Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

#### Diafragmas

Los diafragmas son componentes, cuya función es alojar las paletas fijas o estatóricas; en éstas, el vapor se expande y aumenta su velocidad a coste de disminuir su presión. Este vapor pasa a través de las paletas móviles o rotóricas, aquí, se da un cambio de dirección que produce la fuerza de impulso que mueve al rotor radialmente, ver Figura 27.

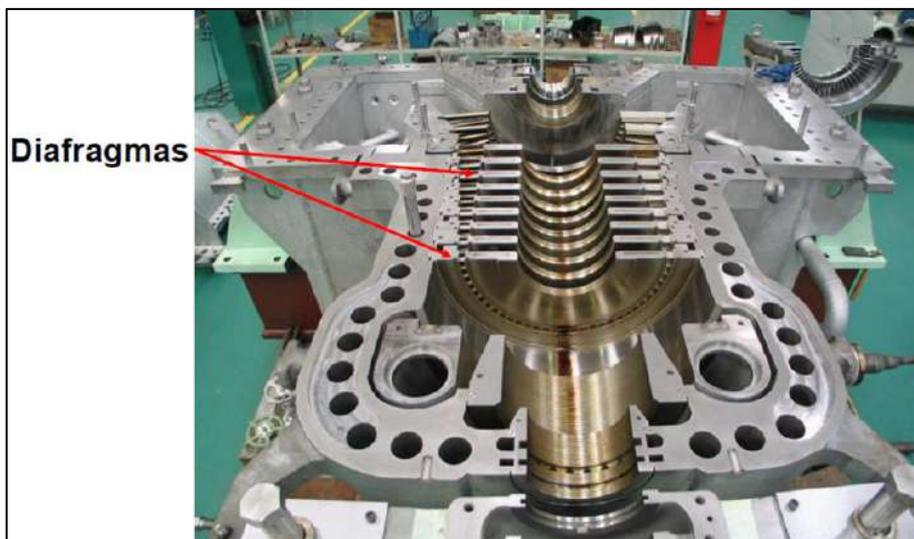


Figura 27. Diafragmas alojados en la carcasa de una turbina.

Fuente: Fabricante TGM.

#### Líneas de entrada y salida de vapor

La línea de ingreso es un componente que tiene la función de trasladar el vapor a 42 bar y 430 °C desde la caldera hasta el ingreso de la turbina, la línea de salida o escape es un componente cuya función es transportar vapor a 2.1 bar y 130°C hacia los procesos de evaporación y destilería de la fábrica, ver Tabla 20.

**Tabla 20.** Bridas de conexión de vapor de la turbina

	ADMISIÓN	ESCAPE
DN (in)	8	20
PN (psi)	600	150
Norma	ANSI B 16.5	ANSI B 16.5
Dirección	Izquierda por arriba	Para arriba

**Fuente:** TGM. (2009). Manual de la turbina de contrapresión.

#### Rotor

El rotor es uno de los componentes móviles de la turbina cuya función es aprovechar la energía térmica y transformarla en energía mecánica mediante su rotación. Es fabricado en una sola pieza con acero forjado especial con tratamiento térmico controlado; además, es balanceado dinámicamente. Gira a 6500 rpm y su excentricidad, en operación, no supera los 0.01 mm. Los elevados esfuerzos axiales son compensados en la zona del casquillo de compensación ubicado en su zona anterior, ver Figura 28.

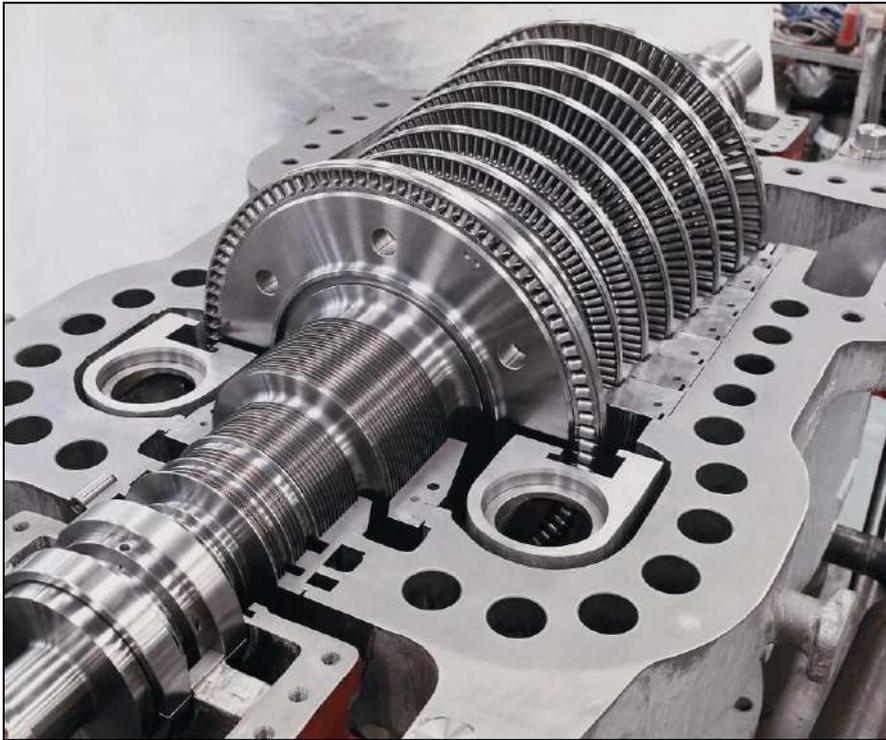


Figura 28. Imagen del rotor de la turbina de contrapresión.

**Fuente:** TGM. (2009). Manual de la turbina de contrapresión.

#### Toberas

Las toberas son componentes fijos responsables de direccionar el vapor, que ha pasado a través de las válvulas de regulaje, hacia las paletas del rotor. Aquí, se convierte la energía térmica en energía cinética mediante un aumento de la velocidad y la disminución de la presión del vapor, ver Figura 29.

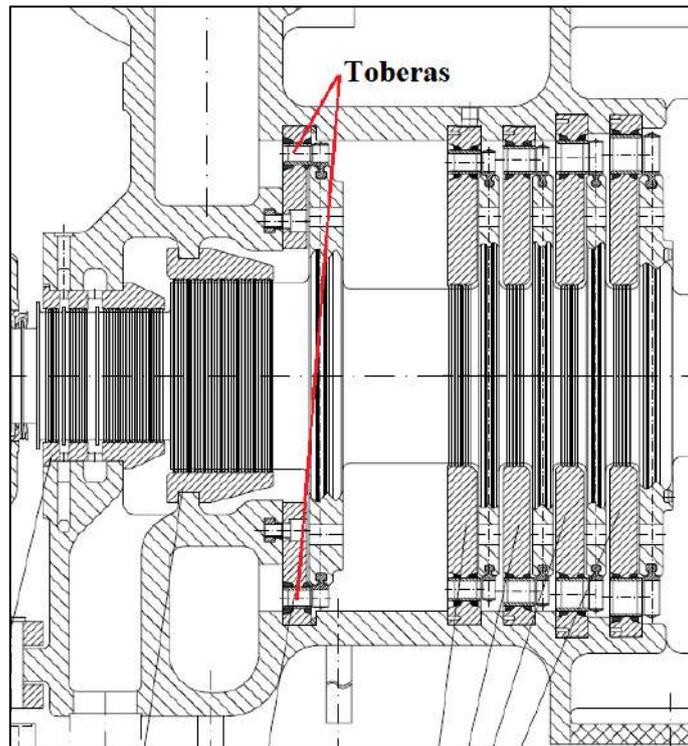


Figura 29. Vista de corte de la turbina donde se especifica ubicación de las toberas.

Fuente: Fuente: Plano 12102630 TGM.

#### Válvula de cierre rápido

La válvula de cierre rápido es un componente de seguridad y, va acoplado al bloque de válvulas en la parte superior de la turbina. Su función principal es detener el suministro de vapor hacia la turbina en 0.2 s mediante su cierre rápido. En operación, permite el pase de vapor hasta su ingreso al sistema de regulación. Es considerada uno de los componentes más importantes en la turbina, ver Figura 30.

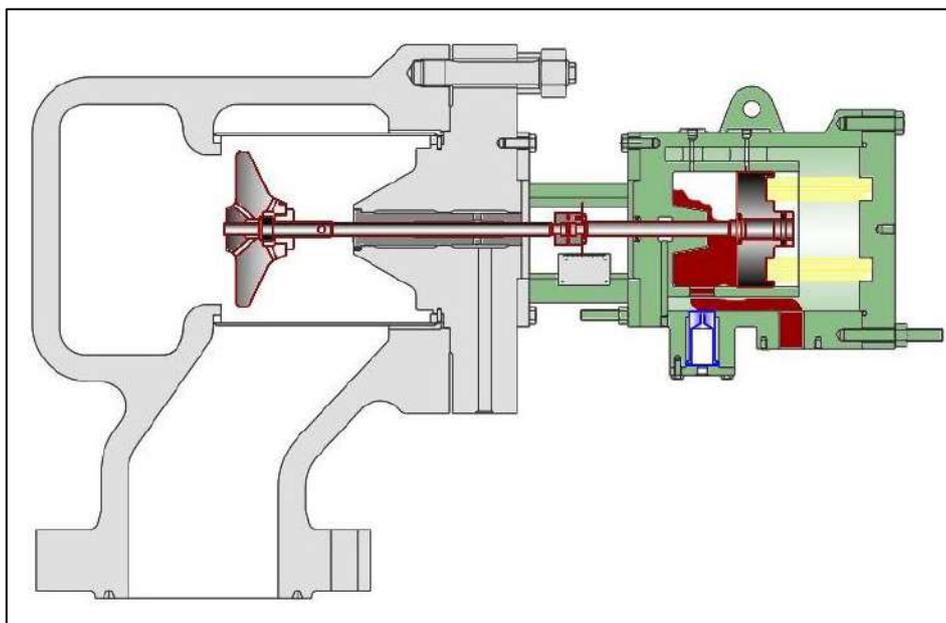


Figura 30. Vista de corte de la válvula de cierre rápido.

Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

### Válvulas de regulación de vapor

Las válvulas de regulación de vapor son componentes ubicados en el bloque superior de la turbina. Su función principal es regular, de acuerdo a la necesidad de carga, el flujo de vapor que ingresa al interior del equipo. En operación, poseen un grado de libertad axial de 30 mm para realizar su apertura y/o cierre. Ver Figura 31.

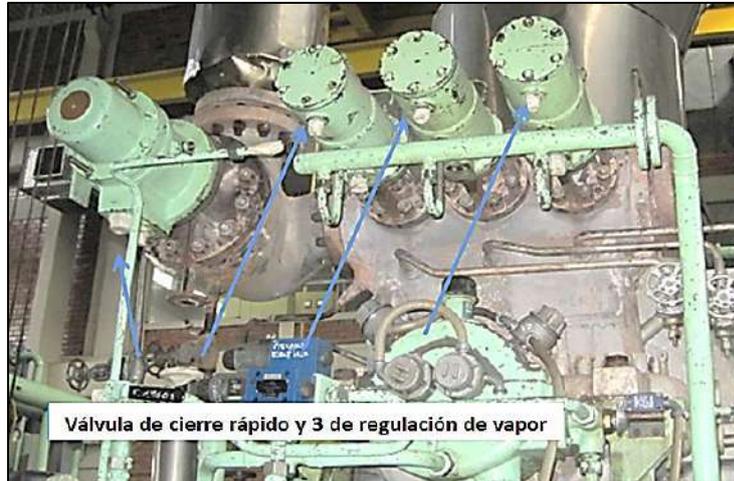


Figura 31. Posición de la válvula de cierre rápido y de las 3 válvulas de regulación de vapor.

Fuente: Elaboración propia.

#### 3.1.3.2. Sistema de regulación e hidráulico

##### Accionador de la válvula de cierre rápido

El accionador de la válvula de cierre rápido es un componente cuya función es realizar el movimiento axial del vástago. Para aperturar, ingresa aceite a 8 bar, esto empuja un pistón y comprime un resorte; cuando se desea cerrar, uno de los 3 disparadores de seguridad con los que cuenta corta el ingreso de aceite; de esa manera, toda la cámara es vaciada rápidamente por una línea de retorno y la válvula cierra en 0.2 s, anulando el flujo de ingreso de vapor, ver Figura 32.

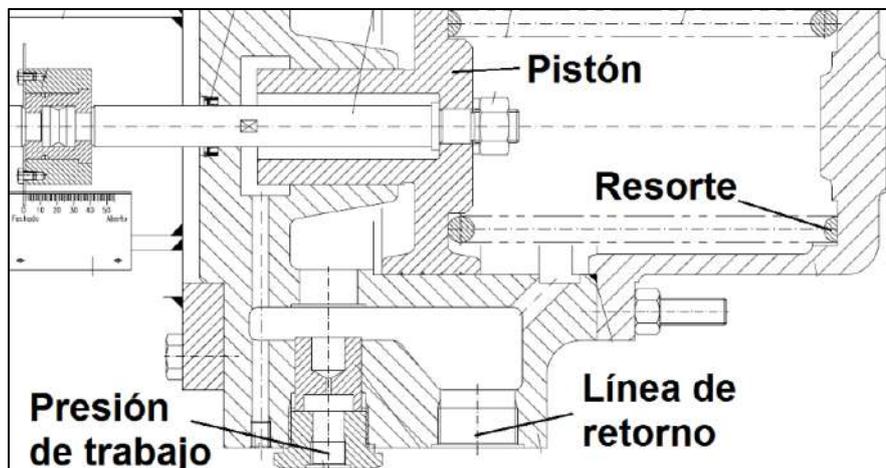


Figura 32. Plano de corte del accionador, se especifican los puntos de ingreso y salida de aceite.

Fuente: Plano 10803970 TGM.

### Accionadores de las válvulas de regulación de vapor

Los accionadores de las válvulas de regulación de vapor son componentes cuya función es controlar el desplazamiento axial de sus vástagos permitiendo la apertura y/o cierre, parcial o total, de las válvulas, liberando el flujo de vapor adecuado según la carga demandada. Se componen de tres servo-motores hidráulicos que actúan bajo el impulso del aceite de regulación. Este moderno control de velocidad electrónico/hidráulico convierte impulsos eléctricos enviados por los sensores de la turbina en impulsos hidráulicos, corrigiendo rápidamente y con precisión la velocidad de la turbina en relación a su variación de carga.

El flujo de aceite en la línea de 8 bar es constante, es la presión de regulación la que variará y generará aumentos o disminuciones del gradiente de presión entre los pistones, esto provocará la movilización axial del vástago, ver Figura 33.

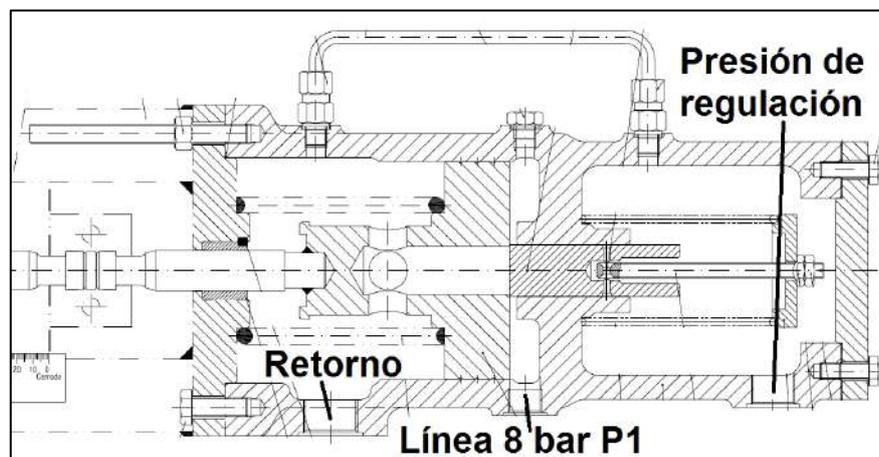


Figura 33. Plano de corte del Accionador, se especifican los puntos de ingreso y salida de aceite.

Fuente: Plano 10903401 TGM.

### Bomba mecánica

La bomba mecánica o principal de aceite es un componente, cuya función es suministrar aceite presurizado para: lubricación de cojinetes y operación de las válvulas de regulación y cierre rápido de la turbina. Se encuentra conectada directamente al eje de baja rotación del reductor RTS 450. En operación, sólo esta bomba trabaja, ver Figura 34.



Figura 34. Bomba mecánica conectada al eje de baja rotación del reductor.

Fuente: Elaboración propia.

Datos técnicos:

Tipo: LN82/114

Rotación de operación: 1800 rpm

Presión de operación: 10 bar

Caudal: 39 m<sup>3</sup>/h

### 3.1.3.3. Sistema de lubricación

#### Extractor de niebla

El extractor de niebla es un componente, cuya función es mantener despresurizado el reservorio de aceite, mediante la extracción de gases acumulados en él, también, evita condensaciones de agua del ambiente dentro del tanque. Ver Figura 35.



Figura 35. Imagen del extractor de niebla montado sobre el reservorio de aceite.

Fuente: TGM. (2009). Manual de la turbina de contrapresión.

#### Bomba de aceite NTZ

La bomba de aceite NTZ, de desplazamiento positivo, es un componente cuya función es recircular constantemente aceite del reservorio de la turbina. Succiona directamente de éste, y envía el aceite bombeado a unos filtros. Finalmente retorna aceite filtrado al reservorio, ver Figura 36.



Figura 36. Bomba de aceite NTZ.  
Fuente: Elaboración propia

#### Filtro de aceite de 30 $\mu$ m NTZ

El filtro de aceite NTZ, es un componente cuya función es filtrar partículas de tamaño mayor a 30  $\mu$ m del aceite enviado por la bomba NTZ. Cuenta con un manómetro que indica el momento del cambio del filtro por encontrarse saturado, ver Figura 37.



Figura 37. Filtro de 30  $\mu$ m montado sobre la bomba de aceite.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Filtros canasta de aceite

Los filtros canasta, tipo FP3-Hero cesto-doble de 25  $\mu$ m, son componentes encargados de filtrar constantemente el aceite que utiliza la turbina. Un filtro se encuentra siempre en *stand-by* para su limpieza, mientras el otro trabaja en serie con el sistema. Su grado de ensuciamiento se mide en función a la caída de presión (en bar) que proporcionan, ver Figura 38.



Figura 38. Filtro canasta de aceite.

Fuente: Elaboración propia.

Datos técnicos:

Caudal: 531 L/min

Pérdida de carga (limpio): 0.25 bar

Presión de operación: 8 – 10 bar

Grado de filtrado: 25  $\mu$

Temperatura de operación: 60 °C

Reservorio de aceite de turbina-reductor-generador

El reservorio de la turbina de contrapresión es un componente, cuya función es almacenar el aceite del turbogenerador en operación y tiempo de parada del equipo. Posee una capacidad de almacenaje de 4000 L. Internamente, el aceite es separado por planchas deflectoras, lo que individualiza la succión de las bombas y el retorno de aceite de los equipos hacia el tanque. Esto obliga al aceite de retorno, a recircular en el estanque y pasar por un tamiz de filtrado antes de llegar a la cámara de succión. Las impurezas decantadas antes, se aglomeran en el fondo de la cámara de retorno. Esta zona cuenta con una leve inclinación para facilitar su drenado, ver Figura 39.

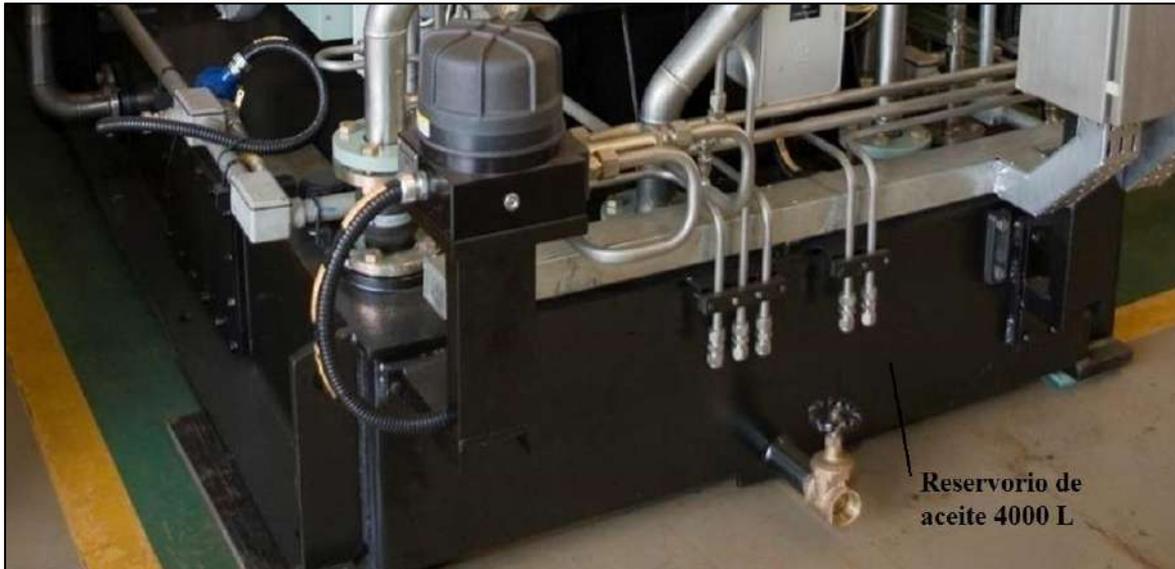


Figura 39. Reservorio de 4000 L de aceite ubicado debajo de la turbina.

Fuente: Elaboración propia.

#### Tuberías de aceite de acero

Las tuberías de aceite del sistema hidráulico son componentes cuya función es transportar, sin fugas; el aceite de lubricación, hidráulico y regulación de la turbina. Son fabricadas en acero al carbono sin costura, las uniones son aseguradas con bridas. Las líneas, de diámetro menor a 30 mm, son fabricadas con acero trefilado.

#### Válvulas de alivio y seguridad de reservorio

En la línea de descarga de la bomba principal, se encuentran instaladas dos válvulas denominadas de alivio y de seguridad. La primera tiene la función de mantener constante la presión de lubricación de los cojinetes ante cualquier variación de la presión. La otra válvula cumple la función de actuar ante sobrepresiones (mayores a 10 bar), aperturando y recirculando el aceite al reservorio hasta que la presión disminuya, ver Figura 40.

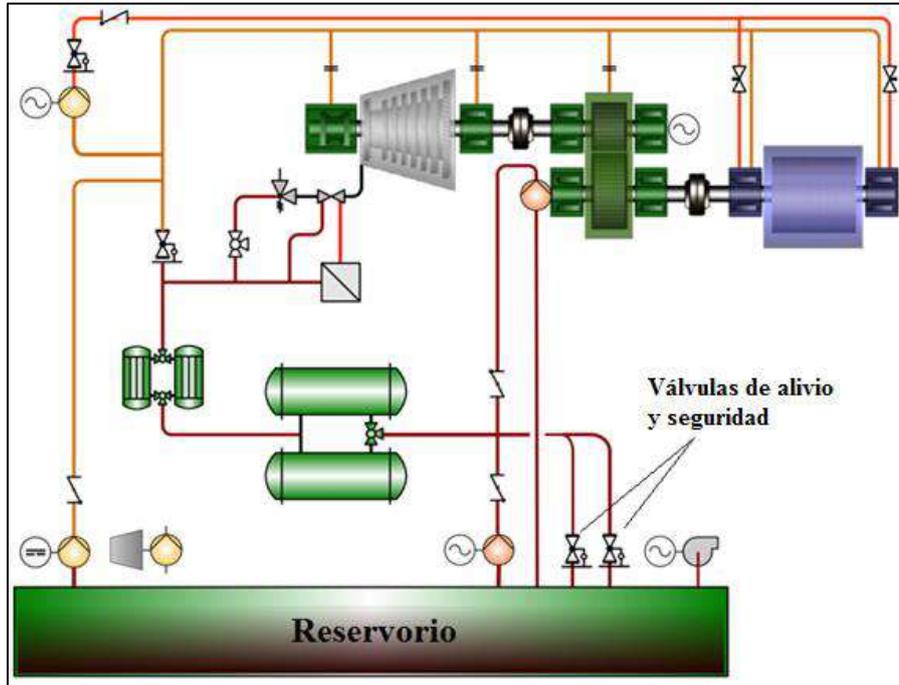


Figura 40. Ubicación de las válvulas de alivio y seguridad en la turbina.  
Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

#### Anillos anteriores y posteriores de sellado de aceite

Los anillos de sellado de los cojinetes de la turbina, son componentes cuya función es evitar que el aceite de lubricación, que ha ingresado al interior de los cojinetes, fugue al ambiente. Son fabricados en aluminio. La holgura existente entre el rotor y los labios periféricos de los anillos no debe superar los 0.12 mm. Ver Figuras 41 y 42.

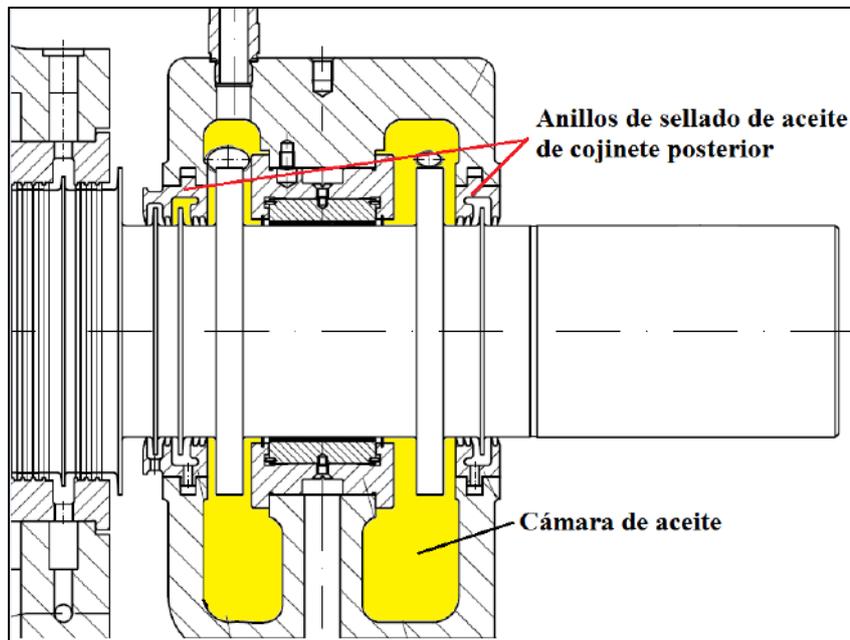


Figura 41. Detalle de colocación de los anillos de sellado en el cojinete.  
Fuente: Plano 12102630 TGM.

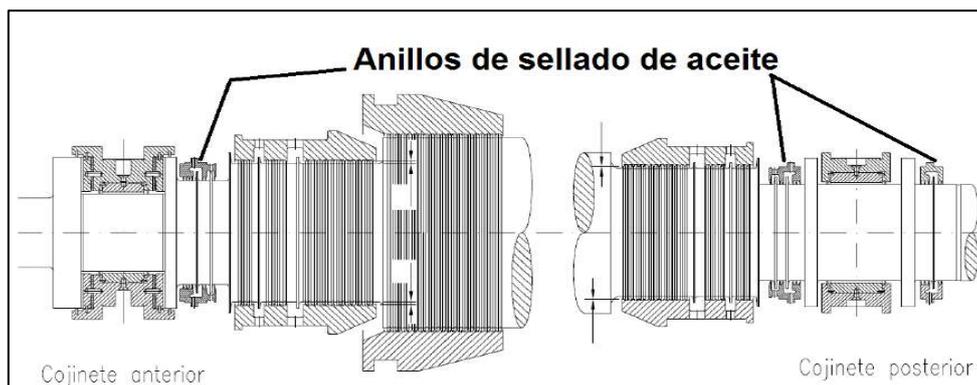


Figura 42. Ubicación de los anillos de sellado en el rotor de la turbina.

Fuente: Plano 10319122 TGM.

#### Bomba auxiliar AC

La bomba auxiliar, de desplazamiento positivo, es un componente cuya función es enviar aceite del reservorio hacia los cojinetes del generador, reductor y turbina. Cuando la bomba principal no entrega su presión nominal (por encontrarse apagada o a bajas revoluciones). Es accionada con un motor de corriente alterna y suele utilizarse en los arranques y paradas de la turbina. Ver Figura 43.

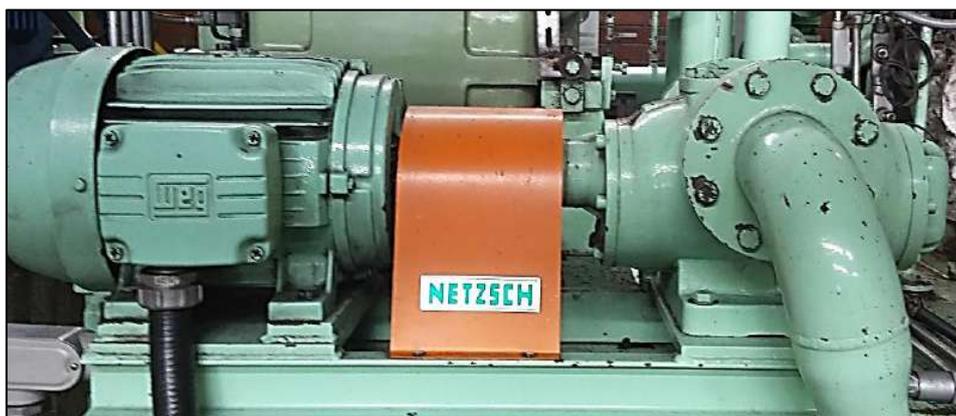


Figura 43. Bomba auxiliar de la turbina.

Fuente: Elaboración propia.

#### Datos técnicos:

Rotación de operación: 1750 rpm

Presión de operación: 10 bar

Caudal: 35,5 m<sup>3</sup>/h

Accionamiento: Motor AC con protección IP 55 / 460 V / 60 Hz

Modelo: LN 82/114

Potencia: 30 CV

#### Bomba de emergencia DC

La bomba de emergencia, de desplazamiento positivo, tiene la función de enviar aceite, del reservorio sólo hacia los cojinetes del generador, reductor y turbina, a presiones que oscilan entre 0,1 – 1,0 bar.

Es accionada de manera automática por un motor de corriente continua, y se utiliza sólo cuando la bomba auxiliar no puede ser accionada, con la finalidad de mantener constante el flujo de aceite hacia los cojinetes y evitar recalentamientos. Ver Figura 44.



Figura 44. Bomba de emergencia de corriente continua.  
Fuente: Elaboración propia.

Datos técnicos:

Rotación de operación: 1750 rpm

Presión de operación: 0,1-1,0 bar

Caudal: 8,95 m<sup>3</sup>/h

Accionamiento: Motor DC con protección IP 54 / 110 Vcc

Modelo: PFR 20-300 A3 E3 11

Potencia: 5 CV

Intercambiadores aceite – agua

La turbina cuenta con dos intercambiadores tipo casco-tubo, montados en paralelo, cuya función es enfriar el aceite mediante el intercambio de calor con agua industrial. En operación, uno de estos componentes queda en *stand-by*. El sistema cuenta con una válvula de 3 vías, ésta, permite realizar el cambio de intercambiador en operación para facilitar su mantenimiento. Ver Figura 45.



Figura 45. Intercambiadores aceite – agua de la turbina.  
Fuente: Elaboración propia.

Datos técnicos:

Área de cambio: 35 m<sup>2</sup>

Capacidad de cambio: 183300,5 Kcal/h

Casco: aceite

Caudal: 31,9 m<sup>3</sup>/h

Presión de operación: 10 bar

Temperatura de entrada de aceite: 60°C

Temperatura de salida de aceite: 45°C

Tubos: agua

Caudal: 36,7 m<sup>3</sup>/h

Presión de operación: 4 bar

Temperatura de entrada de agua: 32°C

Temperatura de salida de agua: 37,1°C

### 3.1.3.4. Equipos diversos

#### Acoplamiento de láminas

El acoplamiento Power Flex, modelo PWHY-04000-2EE-1605, es un componente cuya función es transmitir potencia, del rotor de la turbina de contrapresión al eje de alta velocidad del reductor modelo RTS 450. Cuenta con láminas flexibles de acero inoxidable que le permiten soportar desalineamientos (hasta 10% tolerable por encima del alineamiento especificado por el fabricante). No requiere lubricación ni mantenimiento. Cuenta con una potencia máxima de servicio de 10.5 MW y soporta una rotación máxima de 8000 rpm, ver Figura 46.



Figura 46. Acoplamiento de láminas de la turbina.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Acoplamiento de engranajes

El acople marca Falk, tipo metalflex 1060G, es un componente cuya función es transmitir potencia del eje de baja velocidad del reductor al rotor del generador. Internamente, cuenta con engranajes lubricados. Soporta desalineamientos de 0.3 y 0.8 mm en las vistas paralelo y angular, respectivamente. Trabaja máximo a 2450 rpm y debe ser lubricado cada 6 meses con 5.1 kg de grasa de la misma marca, ver Figura 47.



Figura 47. Acoplamiento Falk tipo metalflex 1060G.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Disparador mecánico de cierre rápido

El disparador mecánico de cierre rápido es un componente de protección cuya función es desplazarse radialmente y activar un gatillo de disparo, cuando las revoluciones de la turbina superan el 10% de su giro nominal (aproximadamente 7150 rpm). Esto suele suceder; por ejemplo, si la carga del generador desaparece repentinamente y acelera súbitamente a la turbina. Posee un resorte descentrado en el rotor que sobresale a elevadas revoluciones por acción de la fuerza centrífuga generada. Esto activa un gatillo que corta el suministro de aceite a la válvula de cierre rápido, posicionándola cerrada inmediatamente y cortando el suministro de vapor. Como consecuencia, la turbina se detiene. Ver Figuras 48 y 49.

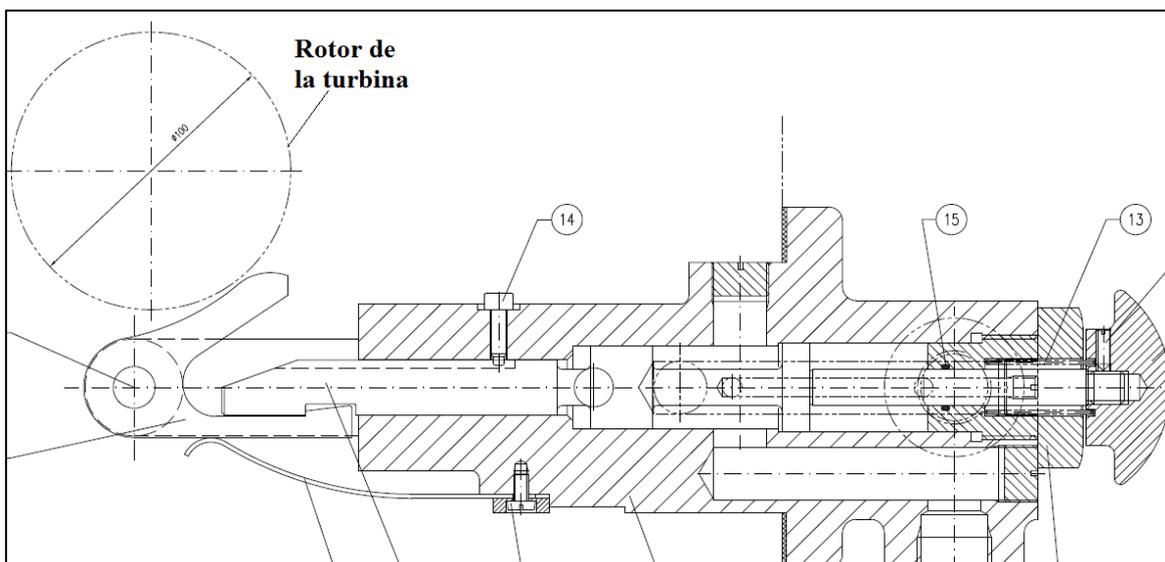


Figura 48. Plano del sistema de actuación del disparador.  
Fuente: Plano 11000312 TGM.



Figura 49. Imagen del rotor donde se especifica la ubicación del disparador.  
Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

#### Reductor RTS 450

El reductor marca TGM, modelo RTS 450, es un componente cuya función es transmitir potencia desde la turbina hacia el generador; también, disminuir la velocidad de giro de 6500 rpm a 1800 rpm. Cuenta con engranajes resistentes al desgaste y choques. Sus dientes son endurecidos mediante cementación y luego maquinados usando el proceso de “rectificación por perfil”, asegurando un grado de calidad DIN 5.

Los engranajes son de tipo bi-helicoidal, como consecuencia, su resultante axial es nula en los cojinetes de deslizamiento y permiten un funcionamiento silencioso. Ver Figura 50.



Figura 50. Reductor de velocidad que conecta la turbina y el generador.

Fuente: TGM. (2009). Manual de instrucciones reductor RTS 450.

Datos técnicos:

Potencia nominal: 10 MW

Rotación de entrada: 6500 rpm

Rotación de salida: 1800 rpm

Relación de transmisión: 3.61: 1

Viscosidad del aceite lubricante: ISO VG 68

Peso: 3466 Kg

Válvula compuerta de ingreso y salida de vapor

La válvula de ingreso de vapor de 8'', es un componente, cumple la función de cortar o permitir el ingreso de vapor motriz a la turbina. Debe soportar condiciones de 42 bar y 430 °C. Ver Figura 51.



Figura 51. Válvula de 8'' de ingreso de vapor hacia la turbina.

Fuente: Elaboración propia.

La válvula de salida de vapor de 20'', es un componente, cumple la función de cortar o permitir la salida de vapor de escape hacia los procesos de la fábrica. Debe soportar condiciones de 2,1 bar y 130 °C. Ver Figura 52.



Figura 52. Válvula de 20'' de salida de vapor hacia la turbina.  
Fuente: Elaboración propia.

#### **3.1.4. Elaboración de AMEF por sistemas**

Se elaboró el AMEF de los siguientes sistemas: turbina de contrapresión, regulación e hidráulico, lubricación y equipos diversos. Con la finalidad, de obtener los números de prioridad de riesgo que corresponden a cada componente presentado; en base a los resultados obtenidos, se podrá enfocar el análisis. Ver Tablas 21, 22, 23 y 24.

**Tabla 21. AMEF del sistema de la turbina de contrapresión según clasificación ISO 14224:2006(E)**

Nombre del equipo: Turbina de contrapresión TM5000		<b>Análisis de modo y efecto de falla (AMEF)</b>					Preparador por: Carlos Fernando San Martín Comejo		
Código del equipo: 84850							Fecha de AMEF: Julio 2017		
Sistema: Turbina de contrapresión									
Componente	Función que desempeña	Modo de fallo potencial	Efectos potenciales de fallo	Causas potenciales de fallo	Controles actuales	G	O	D	NPR
Carcasa inferior y superior	Soportar los esfuerzos generados por la presión de vapor, temperatura y mecánicos en caso de accidentes	Agrietamiento de superficie	Fugas de vapor presurizado al exterior	Agentes internos ingresan a la turbina, vibraciones excesivas	Mantenimiento preventivo anual de inspección Visual	8	1	1	8
Casquillo de compensación	Equilibrar fuerzas entre zonas a diferente presión (42 bar), eliminando la resultante axial	Deformación de alojamiento de laberintos	Deficiencia de sellado de vapor, aumento de la presión en la cámara de rueda	Desbalance del rotor, inadecuada medición de tolerancias de sellado.	Mantenimiento preventivo anual medición de holguras sello de vapor	3	3	7	63
Casquillo de laberinto anterior	Equilibrar fuerzas entre zonas a diferente presión, eliminando la resultante axial	Deformación de alojamiento de laberintos	Fugas de vapor al ambiente, aumento de los esfuerzos axiales	Desbalance del rotor, inadecuada medición de tolerancias de sellado.	Mantenimiento preventivo anual medición de holguras sello de vapor	3	3	5	45
Casquillo de laberinto posterior	Equilibrar fuerzas entre zonas a diferente presión, eliminando la resultante axial	Deformación de alojamiento de laberintos	Fugas de vapor al ambiente, aumento de los esfuerzos axiales	Desbalance del rotor, inadecuada medición de tolerancias de sellado.	Mantenimiento preventivo anual medición de holguras sello de vapor	3	3	5	45
Cojinete axial anterior	Elemento mecánico que reduce la fricción entre el eje y la carcasa	Desgaste de pastillas	Aumento de vibraciones de la turbina, desgaste acelerado de otros cojinetes	Desbalance del rotor	Mantenimiento preventivo anual medición de holguras	6	3	4	72
Cojinete radial posterior	Elemento mecánico que reduce la fricción entre el eje y la carcasa	Desgaste de pastillas	Aumento de vibraciones de la turbina, desgaste acelerado de otros cojinetes	Desbalance del rotor	Mantenimiento preventivo anual medición de holguras	6	3	4	72
Diafragmas	Cambio de energía térmica en energía cinética que impulsará posteriormente al rotor	Desgaste de álabes, elemento extraño deteriora los álabes	Baja la eficiencia de generación de la turbina.	Desbalance del rotor	Mantenimiento preventivo anual de inspección Visual	7	1	8	56
Líneas de entrada y salida de vapor	Direccionar el vapor 42 bar hacia la turbina y enviar el vapor de escape a 2.1 bar hacia procesos	Desgaste de tuberías	Fugas de vapor presurizado al exterior	Vapor fuera de parámetros permisibles	Mantenimiento preventivo anual tinte penetrante y verificación de alineamiento de tuberías	5	1	1	5
Rotor (incluye laberintos anterior, compensación, diafragmas y posteriores)	Alojar a los álabes móviles y transmitir la potencia ganada	Excentricidad fuera de rango, deformación de laberintos	Deterioro de laberintos y rotura de álabes rotóricos	Desbalance por ensuciamiento	Mantenimiento preventivo de medición de vibraciones semestral y verificación anual de alineamiento	8	3	7	168
Toberas	Direccionar el vapor de ingreso hacia los álabes rotóricos	Deformación de canales	Baja la eficiencia de generación de la turbina.	Vapor fuera de parámetros permisibles	Mantenimiento preventivo anual de inspección Visual	6	1	3	18
Válvula de cierre rápido	Mecanismo de protección que bloquea el ingreso de vapor a la turbina para detenerla	Ensuciamiento de vástago principal	Rotura de componentes internos de la turbina	Vapor fuera de parámetros permisibles	Mantenimiento preventivo de limpieza semestral	10	8	9	720
Válvulas de regulación de vapor	Controlar la alimentación de vapor para garantizar una rotación constante en la turbina (set point)	Ensuciamiento de vástagos	Pérdida de control de generación de la turbina. Parada inmediata	Vapor fuera de parámetros permisibles	Mantenimiento preventivo de limpieza cada 4 meses	9	8	9	648

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 22. AMEF del sistema de regulación e hidráulico según clasificación ISO 14224:2006(E)**

Nombre del equipo: Turbina de contrapresión TM5000		Análisis de modo y efecto de falla (AMEF)							
Código del equipo: 84850		Preparador por: Carlos Fernando San Martín Comejo							
Sistema: Regulación e hidráulico		Fecha de AMEF: Julio 2017							
Componente	Función que desempeña	Modo de fallo potencial	Efectos potenciales de fallo	Causas potenciales de fallo	Controles actuales	G	O	D	NPR
Accionador de válvula de cierre rápido	Proveer la fuerza para desplazar axialmente la válvula de cierre rápido	Fuga de aceite; rotura de resorte	Rotura de componentes internos de turbina	Falta de verificación, incumplimiento del plan de mantenimiento	Mantenimiento anual de verificación de componentes internos	10	1	7	70
Accionadores de válvulas de regulación de vapor	Proveer la fuerza para desplazar axialmente las válvulas de regulación de vapor	Fuga de aceite; rotura de resorte	Pérdida de control de generación de la turbina. Parada inmediata	Falta de verificación, incumplimiento del plan de mantenimiento	Mantenimiento anual de verificación de componentes internos	8	1	7	56
Bomba mecánica	Suministrar aceite hidráulico y de lubricación a los accionadores, cojinetes de la turbina generador y engranajes del reductor	Desgaste de lóbulos, falla de rodamiento	Desarma la turbina por baja presión de aceite de regulación	Aceite fuera de rangos permisibles	Mantenimiento preventivo bianual	9	3	3	81

**Fuente: Elaboración propia.**

**Tabla 23. AMEF del sistema de lubricación según clasificación ISO 14224:2006(E)**

Nombre del equipo: Turbina de contrapresión TM5000 Código del equipo: 84850 Sistema: Lubricación		<b>Análisis de modo y efecto de falla (AMEF)</b>							Preparador por: Carlos Fernando San Martín Comejo Fecha de AMEF: Julio 2017		
Componente	Función que desempeña	Modo de fallo potencial	Efectos potenciales de fallo	Causas potenciales de fallo	G	O	D	NPR			
Extractor de niebla	Retiro de aire y gases creados por encima del nivel de aceite del reservorio originados por su circulación	Falla de rodamientos	Contaminación de aceite de reservorio	Desbalance de rotor, falta de plan de mantenimiento	4	3	4	48			
Bomba de emergencia DC	Suministrar aceite de lubricación a los cojinetes de las turbina, reductor y generador	Falla de rodamientos, desgaste de engranajes	Deterioro de cojinetes de la turbina, reductor y generador	Falta de verificaciones programadas, inadecuado montaje de rodamientos	8	1	5	40			
Anillos anteriores de sellado de aceite (internos y externos)	Anular el paso de aceite de los cojinetes al exterior	Deformación de labios selladores	Fuga de aceite por anillos al exterior de rotor	Desbalance de rotor, excentricidad de rotor	5	5	3	75			
Anillos posteriores de sellado de aceite (internos y externos)	Anular el paso de aceite de los cojinetes al exterior	Deformación de labios selladores	Fuga de aceite por anillos al exterior de rotor	Desbalance de rotor, excentricidad de rotor	5	5	3	75			
Bomba auxiliar	Suministrar aceite de lubricación a los cojinetes de las turbina y generador	Desgaste de íbulsos, desgaste de bocinas	Deterioro de cojinetes por falta de lubricación	Aceite fuera de rangos permisibles	9	1	3	27			
Bomba de filtros NTZ	Succionar aceite del reservorio y recircularlo al mismo, filtrándolo en el proceso	Desgaste de engranajes y/o bocinas	Deja de recircular permanentemente el aceite por los filtros 30um	Aceite fuera de rangos permisibles	3	3	3	27			
Bomba mecánica	Suministrar aceite hidráulico y de lubricación a los accionadores, cojinetes de la turbina generador y engranajes del reductor	Desgaste de íbulsos, falla de rodamiento	Desarma la turbina por baja presión de aceite de regulación	Aceite fuera de rangos permisibles	9	3	3	81			
Filtros canasta de aceite 25um	Filtrar y deaerar el aceite que envía la bomba mecánica	Ensuciamiento, desgaste de canastilla	Deja de filtrar temporalmente el aceite	Partículas no deseadas en el aceite dañan la canastilla del filtro	3	3	3	27			
Filtros NTZ 30um de aceite	Filtrar continuamente el aceite recirculado del reservorio principal	Saturación de filtro	Deja de filtrar temporalmente el aceite	Saturación con impurezas en el aceite mayores a 30 um	3	8	2	48			
Intercambiadores aceite - agua	Transferir el calor del aceite generado en los cojinetes y engranajes hacia el agua de refrigeración	Ensuciamiento de tubos, tubos con agujeros	Contaminación de aceite de turbina con agua, calentamiento de aceite	Agua industrial fuera de parámetros, corrosión acelerada	5	5	3	75			
Reservorio de aceite de turbina reductor generador	Almacenar el aceite hidráulico y de lubricación del conjunto turbina - reductor - generador	Ensuciamiento general, contaminación del aceite	Desgaste acelerado de cojinetes y componentes hidráulicos	Falla del extractor de niebla, falta de purgado del reservorio	6	5	3	90			
Tuberías de aceite de acero	Transportar el aceite hidráulico y de lubricación	Desgaste de tuberías	Fugas de aceite, pérdida de nivel en reservorio	Mal procedimiento de montaje	8	2	1	16			
Válvulas de alivio de reservorio	Recircular aceite hacia el reservorio si la presión del aceite supera los 10 bar	Ensuciamiento de asientos, mala regulación	Daños al sistema hidráulico por presurización de las líneas	Falta de verificación, limpieza, incumplimiento del plan de mantenimiento	9	1	9	81			

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 24. AMEF de los equipos diversos según clasificación ISO 14224:2006(E)**

Nombre del equipo: Turbina de contrapresión TM5000		<b>Análisis de modo y efecto de falla (AMEF)</b>						Preparador por: Carlos Fernando San Martín Comejo		
Código del equipo: 84850								Fecha de AMEF: Julio 2017		
Sistema: Equipos diversos										
Componente	Función que desempeña	Modo de fallo potencial	Efectos potenciales de fallo	Causas potenciales de fallo	Controles actuales	G	O	D	NPR	
Acoplamiento de láminas	Transmitir potencia de la turbina hacia el reductor	Rotura de láminas	Detener la generación, deja de transmitir potencia	Desalineamiento, sobrecarga	Mantenimiento preventivo semestral verificación de pernos y láminas	10	1	7	70	
Acoplamiento rígido	Transmitir potencia del reductor hacia el generador	Desgaste de dientes internos	Detener la generación, deja de transmitir potencia	Desalineamiento, sobrecarga	Mantenimiento preventivo semestral (relubricación y mediciones)	10	1	3	30	
Disparador mecánico de cierre rápido	Activar la válvula de cierre rápido cuando la turbina supera los 7200 rpm	Rotura de resortes	Rotura de componentes internos de la turbina	Falta o inadecuada verificación de componentes internos de disparador	Mantenimiento preventivo anual de inspección visual y prueba de funcionamiento	8	1	10	80	
Reductor	Disminuir las revoluciones de la turbina y transmitir la potencia para el funcionamiento del generador.	Desgaste de cojinetes	Daños de componentes internos, se detiene la transmisión de potencia	Desbalance de rotor de turbina, mal estado del lubricante	Mantenimiento preventivo según recomendación fabricante	8	3	7	168	
Válvula compuerta de ingreso de vapor	Abrir o cerrar su compuerta para suministrar o desproveer de vapor a la turbina	Desgaste de los asientos	Pase de vapor al interior de la turbina dificultando su mantenimiento	Residuos metálicos de soldadura en línea, vapor fuera de parámetros permisibles	Mantenimiento preventivo anual de verificación de sellado	2	5	3	30	

Fuente: Elaboración propia.

### 3.1.5. Diagrama de Pareto a partir del AMEF

De los resultados obtenidos en el apartado anterior, se procederá a clasificar los componentes según sus NPR; para ello, como herramienta de análisis, se utilizará el Diagrama de Pareto. Los componentes serán presentados para cada sistema previamente definido.

#### 3.1.5.1. Turbina de contrapresión

En la Figura 53, se aprecia el Diagrama de Pareto de los componentes de la turbina de contrapresión, según los valores de NPR obtenidos.

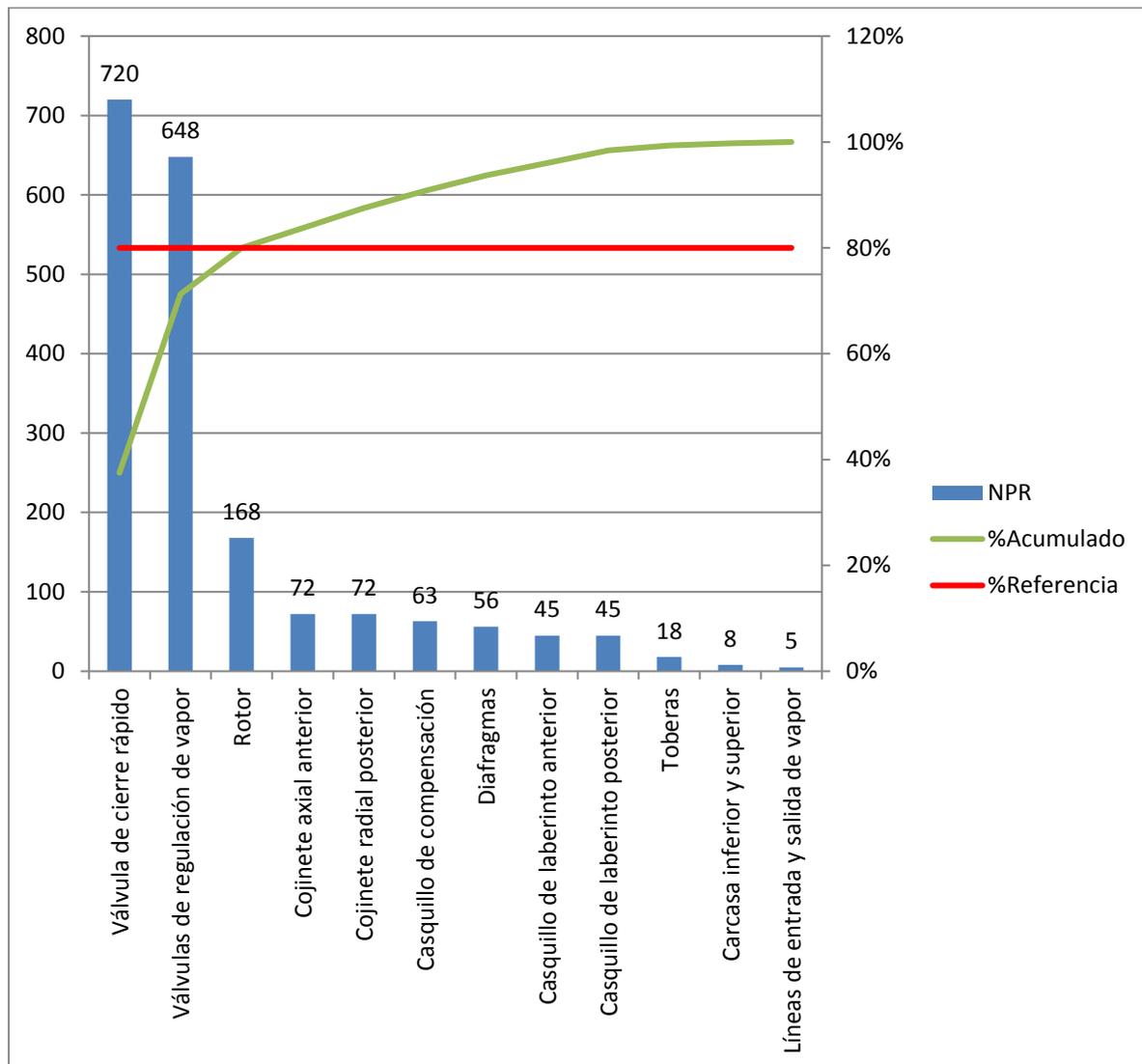


Figura 53. Diagrama de Pareto de la turbina de contrapresión.

Fuente: Elaboración propia.

Del diagrama mostrado, se procede a separar los componentes que representan el 80% de la sumatoria de NPR. Estos serían:

- Válvula de cierre rápido.
- Válvulas de regulación de vapor.
- Rotor

### 3.1.5.2. Sistema de regulación e hidráulico

En la Figura 54, se aprecia el Diagrama de Pareto de los componentes del sistema de regulación e hidráulico, según los valores de NPR obtenidos.

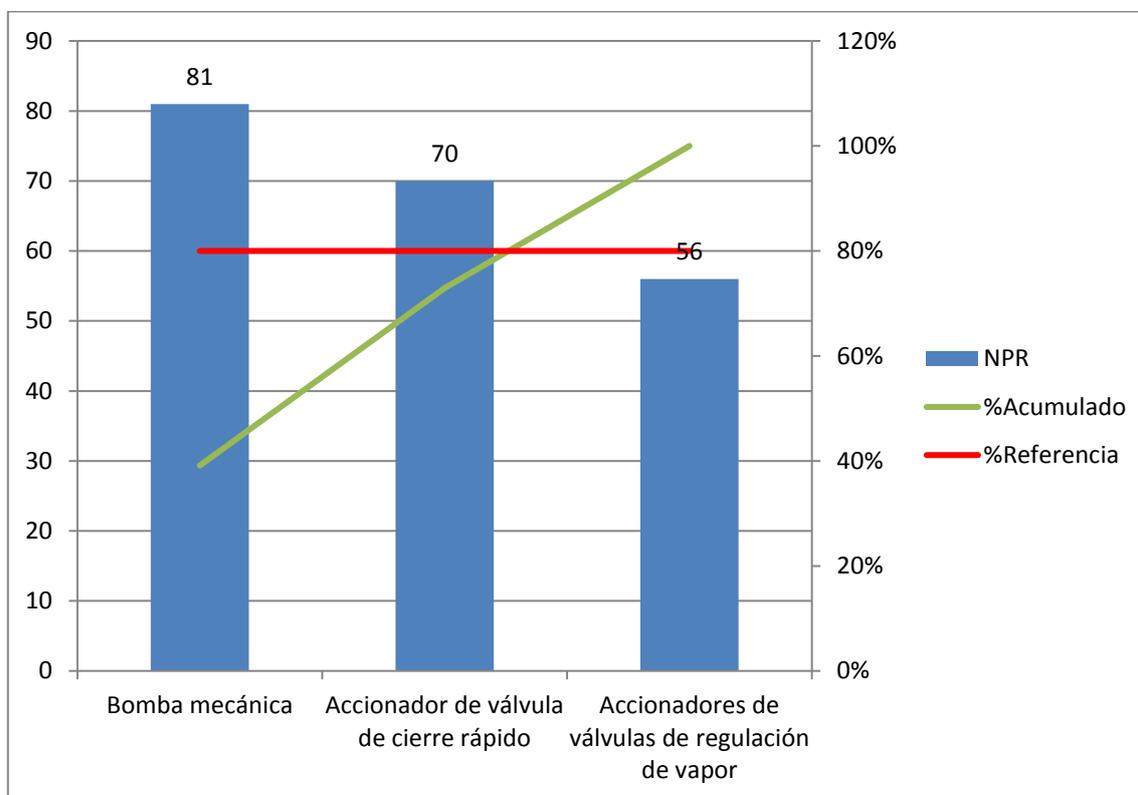


Figura 54. Diagrama de Pareto del sistema de regulación e hidráulico.

Fuente: Elaboración propia.

Del diagrama mostrado, se procede a separar los componentes que representan el 80% de la sumatoria de NPR. Estos serían:

- Bomba mecánica.
- Accionador de válvula de cierre rápido.

### 3.1.5.3. Sistema de lubricación

En la Figura 55, se aprecia el Diagrama de Pareto de los componentes del sistema de lubricación, según los valores de NPR obtenidos.

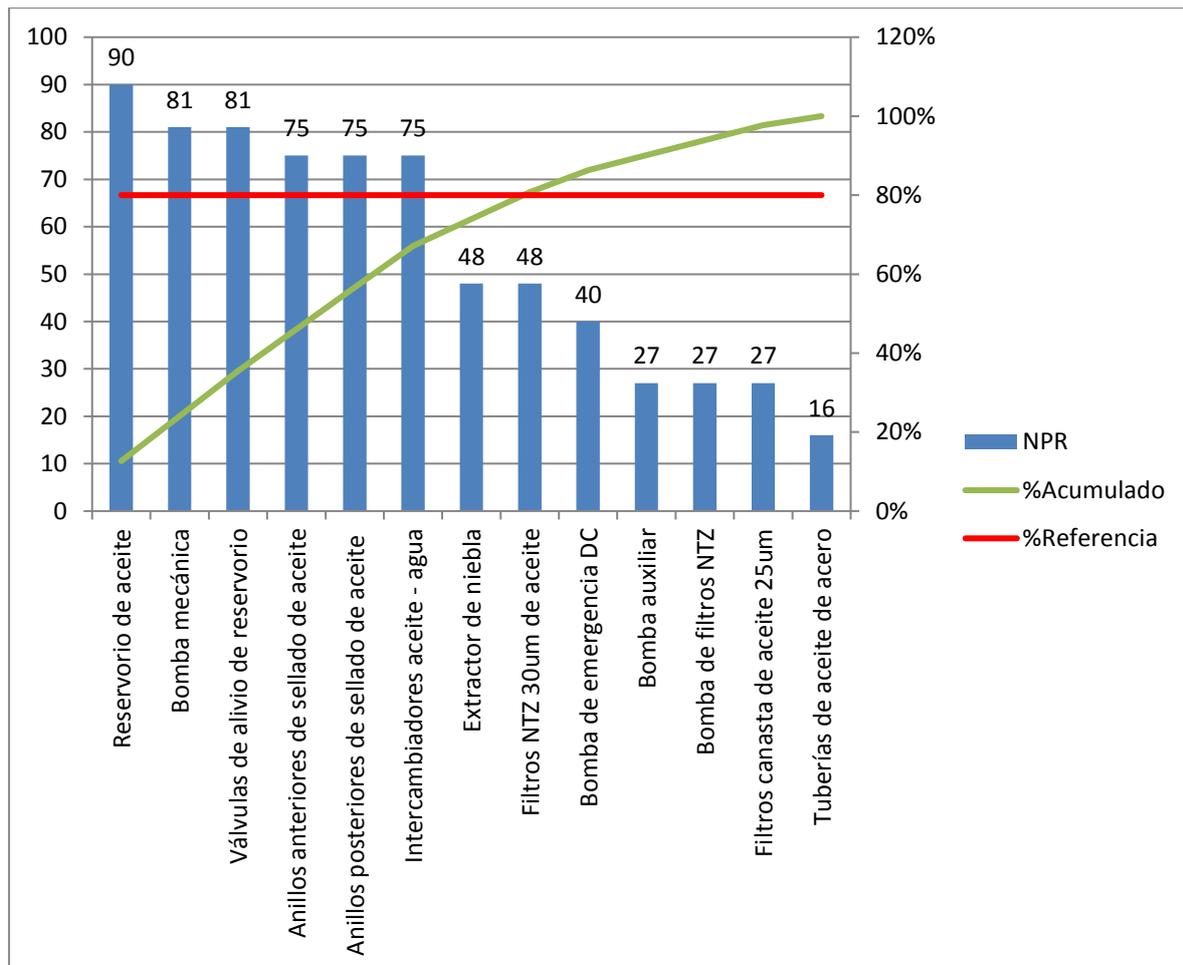


Figura 55. Diagrama de Pareto del sistema de lubricación.

Fuente: Elaboración propia.

Del diagrama mostrado, se procede a separar los componentes que representan el 80% de la sumatoria de NPR. Estos serían:

- Reservorio de aceite.
- Bomba mecánica.
- Válvulas de alivio de reservorio.

#### 3.1.5.4. Equipos diversos

En la Figura 56, se aprecia el Diagrama de Pareto de los componentes de los equipos diversos, según los valores de NPR obtenidos.

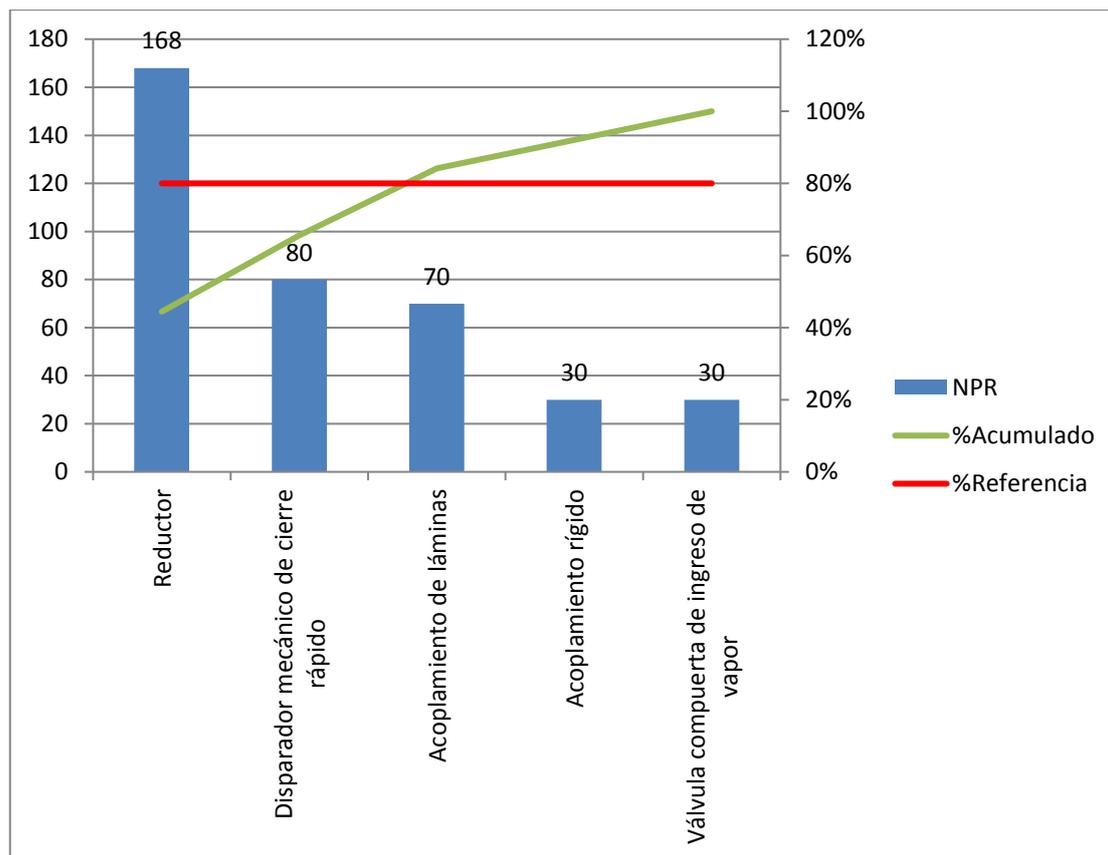


Figura 56. Diagrama de Pareto de los equipos diversos.

Fuente: Elaboración propia.

Del diagrama mostrado, se procede a separar los componentes que representan el 80% de la sumatoria de NPR. Estos serían:

- Reductor.
- Disparador mecánico de cierre rápido.

### 3.1.6. Aplicación de RCM a componente

A continuación, se presenta la Tabla 25, en ésta, se muestran todos los componentes extraídos de los Diagramas de Pareto a partir de los AMEF de cada sistema, analizados en la sección anterior:

**Tabla 25.** Número de prioridad de riesgo de cada componente

Equipo	Sistema	Componente	Número de prioridad de riesgo (NPR)
Turbina de contrapresión TM5000	Turbina	Válvula de cierre rápido	720
		Válvula de regulación de vapor	648
		Rotor	168
	Regulación e hidráulico	Bomba mecánica	81
		Accionador de válvula de cierre rápido	70
	Lubricación	Reservorio de aceite	90
		Bomba mecánica	81
		Válvulas de alivio de reservorio	81
	Equipos diversos	Reductor	168
		Disparador mecánico de cierre rápido	80

Fuente: Elaboración propia.

Se observa que el componente de mayor NPR, pertenece al sistema de la turbina de contrapresión. Se trata de la válvula de cierre rápido y será analizada según los procedimientos del mantenimiento centrado en la confiabilidad.

En la Tabla 26, se muestra la planilla de información RCM, en ésta, se describen claramente las funciones, fallas funcionales, modos de falla, efectos y consecuencias de cada modo de falla del componente en estudio. Para su elaboración, se contó con la participación del jefe de la planta de energía, el supervisor de mantenimiento encargado, operadores y mecánicos de las turbinas. De esta manera, es posible comprender qué tanto puede afectar una falla si no se controla y así, proponer alternativas viables de solución en la planilla de decisión RCM, presentada en la Tabla 27.

**Tabla 26.** Planilla de información RCM (continúa)

Planilla de información RCM		Componente:				
		Sistema: Turbina de contrapresión Código del equipo: 84850 Fecha: Agosto 2017				
Función	Falla Funcional	Modo de falla	Efecto de falla	Consecuencia de falla		
1 Cortar el suministro de vapor en 0.2 segundos mediante su cierre rápido.	A	1	Vástago desliza lentamente por suciedad	La suciedad aumenta el rozamiento entre el vástago y su casquillo, lo que disminuye la aceleración de cerrado y por ende su tiempo de actuación. Posible aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816. 16 horas de inactividad del equipo para limpieza del vástago.	Desgaste acelerado en los cojinetes, posible aparición de grietas en zonas de concentración de esfuerzos de eje, aumento de excentricidad de rotor, disminución de vida útil de acoplamiento flexible, posible deformación de sellos de vapor que ocasiona fuga de vapor al ambiente y con ello contaminación del aceite con vapor. Aumento del costo de reparación por daños a los componentes mencionados. Incumplimiento de la proyección anual de generación de energía eléctrica esperada y las pérdidas de energía térmica que esto conlleva debido a la utilización de una válvula reductora de presión para continuar la producción de etanol mientras es realizada la reparación.	
		2	Obstrucción en línea de retorno de aceite por impurezas en él	El área del conducto de retorno de aceite se reduce y con ello la velocidad del fluido al momento de desplazarse. Posible aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816. 6 horas de inactividad del equipo para reparación.		
		3	Resorte inadecuado	El resorte puede estar subdimensionado y no ejercerá la fuerza necesaria al momento del cierre rápido y el vástago tardará en cerrar. Posible aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816. 3 horas de inactividad necesarias para cambiar el componente.		
	B	4	Vástago trabado por suciedad	La suciedad excesiva imposibilita el deslizamiento del vástago, se impide el cierre de la válvula, aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816.		Destrucción de componentes de la turbina, inoperatividad inminente. Posible rotura de carcasa y cojinetes. Puede que la reparación supere el costo de adquisición de un nuevo equipo. Elevada probabilidad de accidente con daño personal al operador de casa de fuerza con riesgo de muerte. Contaminación ambiental por derrame no controlado de aceite por rotura o fisuramiento de reservorio. Incumplimiento de la proyección anual de generación de energía eléctrica esperada y las pérdidas de energía térmica que esto conlleva debido a la utilización de una válvula reductora de presión para continuar la producción de etanol mientras es realizada la reparación.
		5	Vástago con excentricidad fuera de tolerancia	La excentricidad del vástago es mayor a su holgura con el casquillo, se traba la válvula al momento del cierre, aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816.		
		6	Resorte roto	La válvula no cierra al momento que la presión de apertura es retirada, aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816.		
		7	Pase de vapor por el asiento de la válvula	El vapor sigue llegando al rotor en menor cantidad, aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816.		

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 26. Planilla de información RCM (continuación)

Planilla de información RCM		Componente:			
		Sistema: Turbina de contrapresión Código del equipo: 84850 Fecha: Agosto 2017			
Función	Falla Funcional	Modo de falla	Efecto de falla	Consecuencia de falla	
2	Permitir el pase de vapor a través de ella cuando se encuentra abierta	C	8	No hay presión en la línea de apertura de la válvula	El vapor no ingresa por las toberas, la turbina no puede iniciar rampa de calentamiento. Inactividad del equipo hasta recuperar presión en la línea de apertura.
			9	Caída de acoplamiento entre vástagos	El servomotor de accionamiento no puede movilizar el vástago de apertura de la válvula, la turbina no puede iniciar rampa de calentamiento. Inactividad del equipo hasta colocación de acoplamiento.
			10	Agujeros del contra asiento obstruidos	La válvula no puede realizar ecuivalización de presiones, no apertura, la turbina no puede iniciar rampa de calentamiento. 8 horas de limpieza de agujeros para arrancar.
			11	Resorte inadecuado	El resorte ejerce mucha fuerza sobre la presión de apertura y no permite que la válvula apertura completamente, la turbina tiene restricción de carga. Necesarias 3 horas de inactividad de la turbina para cambiar el componente.
	D	Transfiere menos de 21 tonvapor/hora		Gasto de mantenimiento no programado para cambiar el resorte. Incumplimiento en la proyección de generación de energía.	

Fuente: Elaboración propia.

Una vez culminada la planilla de información, se procede a rellenar la planilla de decisión RCM. Se deben indicar las funciones (F), fallas funcionales (FF) y modos de falla (FM) descritos extensamente en la tabla anterior. Para completar adecuadamente esta planilla, es necesario utilizar el Diagrama de decisión RCM (ver Anexos), éste, permite clasificar cada modo de falla según su consecuencia, también, escoger tareas correctivas de monitoreo en condición, restauración programada, descarte programado, búsqueda de fallas, mantenimiento no programado, tareas combinadas o rediseño que adecuadamente seleccionadas podrán asegurar la confiabilidad del componente en estudio hasta llevarlo a niveles aceptables por el cliente.

En la tabla 27, se muestra la planilla de decisión RCM completada para todos los modos de falla listados a la válvula de cierre rápido de la turbina de contrapresión.

**Tabla 27.** Planilla de decisión RCM (continúa)

Planilla de decisión RCM										Componente:		Sistema: Turbina de contrapresión						
Válvula de cierre rápido										Código del equipo: 84850		Fecha: Agosto 2017						
Referencia de información	Consecuencia de la evaluación			H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acción de default				Tarea propuesta	Intervalo inicial	Puede ser realizado por					
	F	FM	FF				H	S	E	O				H4	H5	S4		
1	A	1	N	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Operador de casa de fuerza	Cada fin de turno de 8 horas	Operador de casa de fuerza	
1	A	1	N	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Jefe de planta de energía	
1	A	2	N	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Empresa de boroscopia certificada
1	A	3	N	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Mobil
1	A	4	N	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Operador de casa de fuerza
1	B	4	N	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Mecánico de casa de fuerza
1	A	3	N	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Planificador de mantenimiento
1	B	4	N	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Operador de casa de fuerza

Fuente: Elaboración propia.



### 3.1.7. Justificación económica para la implementación del RCM

El costo de adquisición de la turbina de contrapresión fue de 4 500 000 dólares. En caso la válvula de cierre rápido no logre cortar el suministro de vapor cuando se le requiere, se sufriría la pérdida total de sus componentes, por el efecto destructivo de la elevada aceleración y revoluciones a las que llegaría (hasta 45 000 rpm, siendo su valor nominal 6500 rpm). Declarada una pérdida total, los costos de reparación resultarían iguales o mayores al costo de adquisición; por lo cual, la acción correctiva inmediata más conveniente decantaría en la compra de una nueva turbina.

Como se ha expuesto, las estrategias de acción que logra RCM, garantizan la confiabilidad de la válvula, y aseguran su operatividad siempre que se necesite, evitando siniestros que afecten su disponibilidad y en general a la rentabilidad de la compañía.

## 3.2. Turbina de condensación TMC5000

### 3.2.1. Análisis de criticidad

El análisis de criticidad es una herramienta que permite jerarquizar sistemas y eventualmente seleccionar aquellos que se deseen priorizar. Con los criterios correctamente definidos, se procede a evaluar la criticidad de los equipos; es decir, a cada categoría se le asignará un valor en base a los valores presentados en el marco teórico. Una buena ponderación de criticidad dependerá mucho de cuánto se conoce de los equipos y los procesos productivos de la planta, por ello, para su elaboración, se sostuvo una reunión con el jefe de la planta de energía y el mecánico del área. En la Tabla 28, se presentan nuevamente los resultados de la evaluación de criticidad de los equipos que componen la planta de energía.

**Tabla 28.** Análisis de criticidad de los equipos de la planta de energía

ITEM	Código SAP	Nombre del equipo	Ponderación											Escala de referencia	
			1	2	3A	3B	3C	3D	4	5	6	7	8		Total
1	84850	Turbina de contrapresión TM5000	4	3	1	1	1	1	2	2	2	2	1	20	Crítico
2	84851	Turbina de condensación TMC5000	4	3	1	1	1	1	2	2	2	2	1	20	Crítico
3	84853	Caldera	4	3	1	1	1	1	2	2	1	2	1	19	Crítico
4	108899	Lavador de gases	4	2	1	1	1	1	2	2	0	2	1	17	Crítico
5	82501	Ventilador secundario CV 1001L	4	2	1	0	1	1	2	1	0	2	1	15	Importante
6	82503	Exhaustor de gases de combustión	2	2	1	1	1	1	2	2	0	2	1	15	Importante
7	82491	Bombas de alimentación de agua a caldera	4	2	1	1	1	1	2	0	0	2	1	15	Importante
8	106343	Sopladores de hollín retráctiles	4	2	1	1	1	1	0	1	2	2	0	15	Importante
9	116168	Válvula principal de caldera	4	3	1	1	1	1	2	1	0	0	1	15	Importante
10	103572	Válvulas de seguridad de caldera	4	2	1	1	1	1	0	2	0	2	1	15	Importante
11	82490	Desaerador de caldera	4	1	1	1	1	1	0	2	0	2	1	14	Importante
12	82499	Ventilador primario CV 1001 K	4	2	1	0	1	1	0	2	0	2	1	14	Importante
13	108904	Decantador de sólidos	2	3	1	0	1	1	2	2	0	2	0	14	Importante
14	108905	Bombas de agua decantada de gases	4	2	1	1	1	1	2	0	0	0	1	13	Importante
15	106341	Sopladores de hollín fijos	2	2	1	0	1	1	0	1	2	2	1	13	Importante
16	100939	Dosadores de bagazo	2	2	1	1	0	0	2	2	0	2	1	13	Importante
17	134187	Ventilador de aire terciario	2	2	1	0	1	1	0	2	0	2	1	12	Importante
18	82495	Bombas de enfriamiento de vapor	2	2	1	1	1	1	0	0	1	2	1	12	Importante
19	108903	Tamiz rotativo de ceniza	2	2	1	1	0	0	0	2	1	2	1	12	Importante
20	108900	Bombas de agua con ceniza de lavador	2	2	1	1	1	1	2	0	0	0	1	11	Importante
21	125642	Bomba de lavado de tamices	2	2	1	1	0	0	2	2	0	0	1	11	Importante
22	116167	Esparcidor de bagazo	2	2	1	1	0	0	0	2	0	2	0	10	Regular
23	115889	Bombas de condensado a desaerador	2	2	1	0	1	1	0	2	1	0	0	10	Regular
24	115890	Trampas de vapor de caldera	2	2	1	0	1	1	0	2	1	0	0	10	Regular
25	123312	Bomba de óleo fúsel	0	1	1	0	0	0	0	2	1	0	0	5	Opcional

**Fuente:** Elaboración propia.

### 3.2.2. Equipo crítico

El análisis de criticidad arrojó como resultado que la turbina de condensación TMC5000 es un componente crítico y seguidamente la estudiaremos.

La turbina de condensación modelo TMC5000, que recibe vapor sobrecalentado proveniente de la caldera acuotubular a 42 bar de presión y 430 °C, tiene como función, transformar el vapor sobrecalentado en energía eléctrica y generar hasta 4.17 MWh. A máxima carga, la turbina de condensación consume 20 toneladas de vapor por hora. Al ingresar a la turbina, el vapor es regulado mediante tres válvulas que controlan el caudal de vapor en función a la carga eléctrica generada, este vapor, es direccionado a través de toberas hacia los álabes del rotor, pasa por varias etapas rotóricas y estáticas transformando la energía térmica en energía mecánica convertida en rotación del eje de la turbina a 6500 rpm, posteriormente, esta velocidad es disminuida mediante un reductor de velocidad, éste, aumenta el par motor para que el generador pueda trabajar correctamente.

El vapor de salida de la turbina, también llamado vapor de escape, abandona la turbina a 0.2 bar absolutos y 45.83 °C de temperatura, necesita de un sistema que le brinde el vacío requerido para su extracción y posterior condensación; cuenta con 2 intercambiadores tubulares, responsables de la condensación del vapor y 5 eyectores de vacío encargados de la extracción del vapor de la turbina hacia los intercambiadores. Este condensado es recuperado hacia la caldera, ver Figura 57.



Figura 57. Turbina de condensación, equipo crítico.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3. Sistemas del equipo según norma ISO 14224:2006(E)

La norma ISO 14224:2006(E), permite disgregar en sistemas el equipo en estudio. Con ello, clasificar los componentes en cada uno de ellos de tal manera que resulte sencillo obtener datos útiles sobre su funcionamiento para aplicar estrategias de mantenimiento adecuadas, en este caso facilitar el uso del RCM.

A continuación, se muestra la Tabla 29 de subdivisión de sistemas y componentes en la turbina de condensación:

**Tabla 29.** Tabla de clasificación turbina de condensación ISO 14224:2006(E)

Turbina de condensación	Sistema de regulación e hidráulico	Sistema de lubricación	Control y monitoreo	Equipos diversos	Condensador
Carcasa	Accionador válvula de cierre rápido	Extractor de niebla	En esta tesis no serán considerados componentes eléctricos ni de automatización	Acople de láminas	Bombas de condensado
Casquillo de compensación	Accionador válvula de regulaje	Bomba y filtros de aceite NTZ		Acople de engranajes	Eyectores de vacío
Casquillo de laberintos anterior y posterior	Bomba principal mecánica	Bomba principal mecánica		Disparador mecánico de cierre rápido	Intercambiador condensador de la turbina
Cojinete radial axial anterior		Filtros dobles de canasta		Válvula compuerta de ingreso y salida de vapor	
Cojinete radial posterior		Reservorio		Reductor RTS 360	
Diafragmas		Tuberías de aceite de acero		Giro lento	
Línea de entrada y salida de vapor		Válvulas de alivio y seguridad del reservorio			
Rotor		Anillos anteriores y posteriores de sellado de aceite			
Toberas		Bomba auxiliar AC			
Válvula de cierre rápido		Bomba de emergencia DC			
Válvula de regulación		Intercambiadores de agua - aceite			

**Fuente:** Elaboración propia.

### 3.2.3.1. Turbina de condensación

#### Carcasa

La carcasa es un elemento cuya función es soportar a la turbina y los esfuerzos impuestos por la presión y temperatura. Suelen ser bipartidas para facilitar su montaje y fabricación. Además, debe contar con aislamiento térmico externo para disminuir la transmisión de calor hacia el ambiente, ver Figura 58.

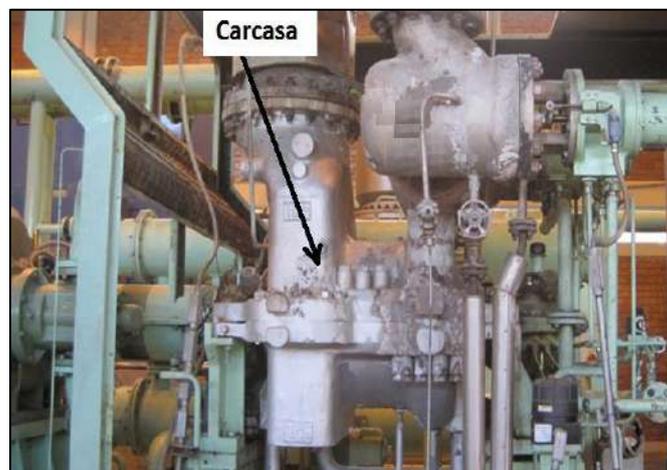


Figura 58. Carcasa de turbina.

Fuente: Elaboración propia.

#### Casquillo de compensación

El casquillo de compensación es un componente cuya función es disminuir la fuerza resultante axial en el rotor de la turbina, generada por la diferencia de presión respecto del ambiente en el interior de la carcasa (casi 42 bar en el lado anterior), mediante el aumento del área de recorrido del vapor, para ello, utiliza numerosos anillos laberinto con holguras que bordean los 0.4 mm, ver Figuras 59 y 60.

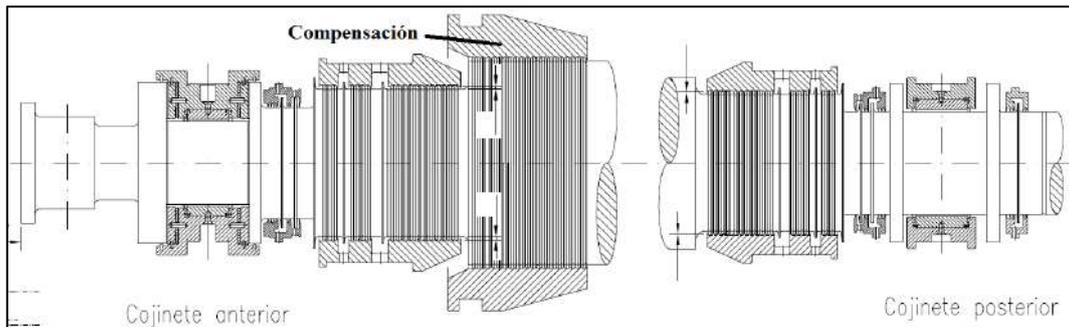


Figura 59. Vista general del rotor de la turbina donde se especifica la posición del casquillo de compensación.

Fuente: Plano 10318402 TGM.



Figura 60. Imagen de una de las dos mitades del casquillo de compensación.

Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

#### Casquillos de laberintos anterior y posterior

Los casquillos de laberintos anterior y posterior son componentes cuya función es evitar fugas de vapor del interior de la turbina hacia el ambiente. Actúan mediante pequeñas y progresivas caídas de presión del vapor utilizando anillos laberinto, en las últimas etapas el vapor se condensa y es purgado. En el caso del casquillo anterior, necesita de un casquillo de compensación que provee etapas adicionales para compensar las elevadas presiones encontradas en ese lado de la turbina. Al igual que el casquillo de compensación, las holguras manejadas no superan los 0.4 mm, ver Figura 61.

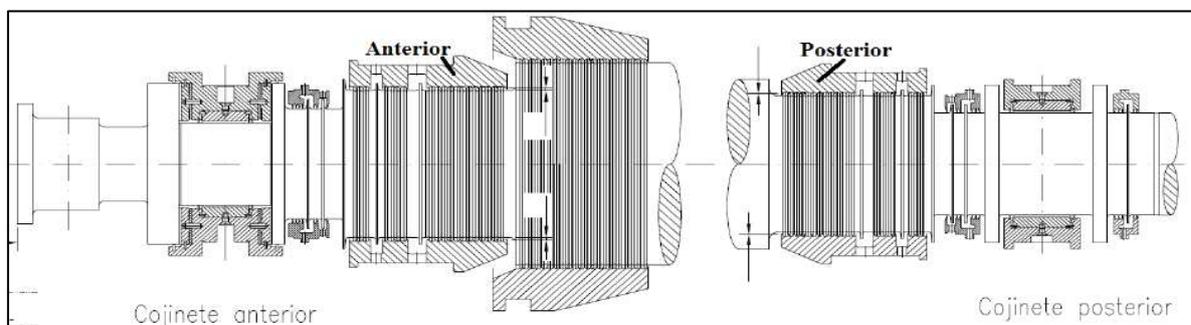


Figura 61. Vista general del rotor de la turbina donde se especifican las posiciones de los casquillos de laberintos anterior y posterior.

Fuente: Plano 10318402 TGM.

### Cojinete radial-axial anterior

El cojinete radial-axial es un componente cuyas funciones son: soportar al rotor, permitir su desplazamiento axial y su libre giro radial; posee un bajo coeficiente de fricción. Su lubrica mediante recirculación de aceite ISO VG 68 a una presión comprendida entre 0.8 y 1.8 bar. Sólo el lado anterior del rotor posee cojinete axial, esto se debe a la dilatación de la turbina en esa dirección y el ingreso de vapor a alta presión en ese mismo lado, ver Figuras 62 y 63.

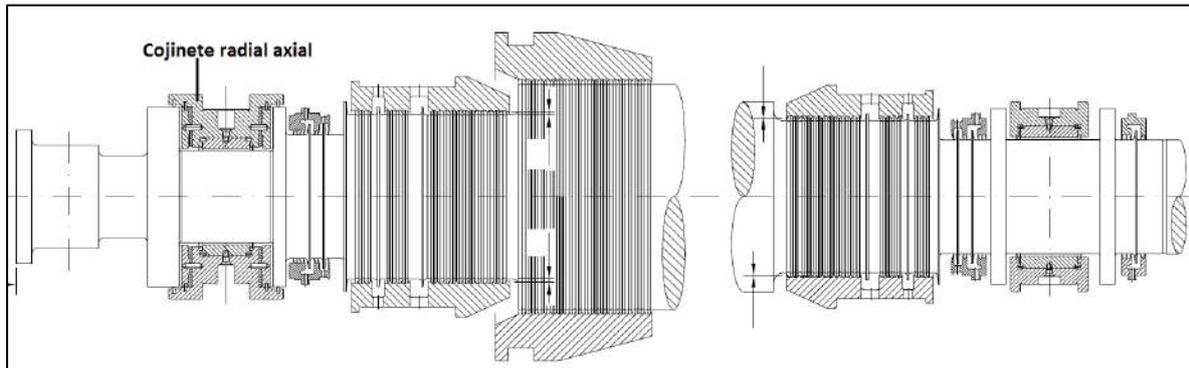


Figura 62. Vista general del rotor de la turbina donde se especifica la posición del cojinete radial-axial.

Fuente: Plano 10318402 TGM.



Figura 63. Imagen del cojinete bipartido.

Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

### Cojinete radial posterior

El cojinete radial es un componente cuya función es soportar al rotor y permitir su giro radialmente, posee un bajo coeficiente de fricción. Se lubrica mediante recirculación de aceite ISO VG 68 a una presión comprendida entre 0.8 y 1.8 bar, ver Figuras 64 y 65.

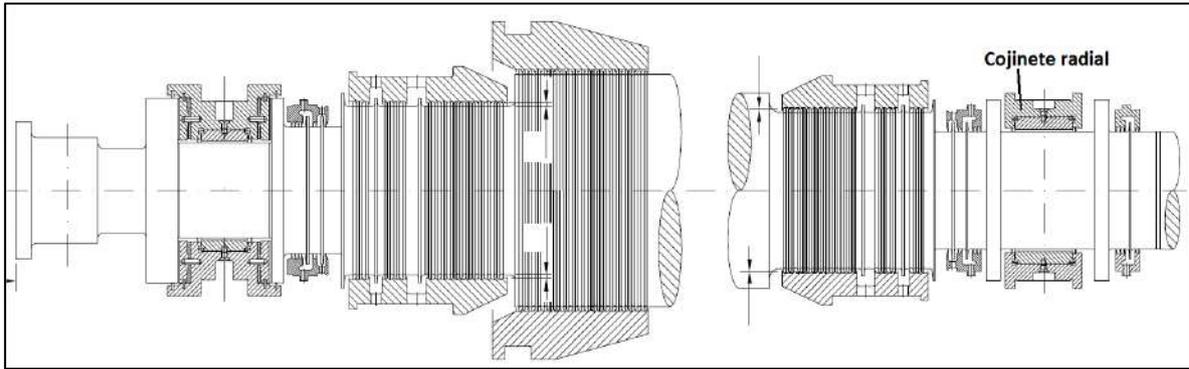


Figura 64. Vista general del rotor de la turbina donde se especifica la posición del cojinete radial.

Fuente: Plano 10318402 TGM.



Figura 65. Imagen del cojinete radial.

Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

#### Diafragmas

Los diafragmas son componentes, cuya función es alojar a las paletas fijas o estáticas, en ellas, el vapor se expande y aumenta su velocidad a costa de disminuir su presión. Este vapor pasa a través de las paletas móviles o rotóricas, aquí, se da un cambio de dirección que produce la fuerza de impulso que mueve al rotor radialmente, ver Figura 66.

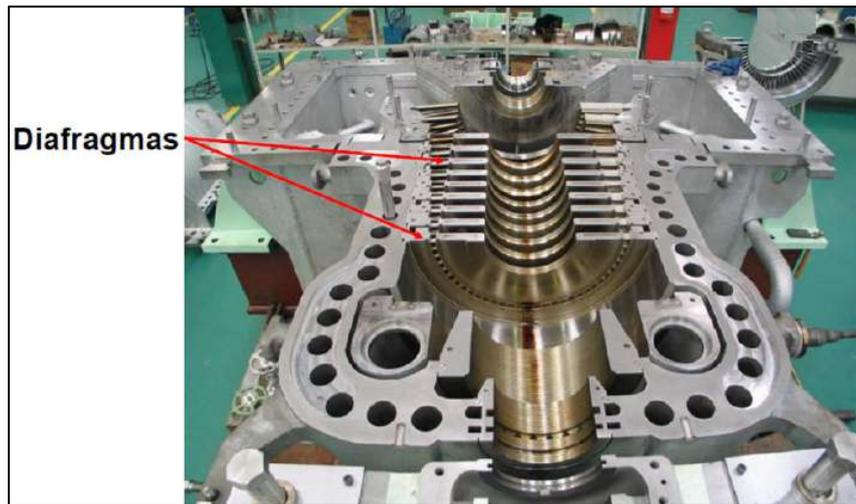


Figura 66. Diafragmas alojados en la carcasa de una turbina.

Fuente: Fabricante TGM.

#### Líneas de entrada y salida de vapor

La línea de ingreso, de 6'' de diámetro, es un componente cuya función es transportar vapor a 42 bar y 430 °C desde la caldera hasta el ingreso de la turbina. La línea de salida o escape, de 36'' de diámetro, es un componente cuya función es transportar vapor a 0.1 bar absolutos y 45.8°C hacia un intercambiador de dos cuerpos, encargado de condensar y recuperar el vapor hacia la caldera, ver Figuras 67 y 68.



Figura 67. Líneas de entrada y salida de vapor de turbina de condensación.

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 30.** Bridas de conexión de vapor de la turbina

	Admisión	Escape
DN (in)	6	36
PN (psi)	600	150
Norma	ANSI B 16.5	ANSI B 16.1
Dirección	Izquierda por arriba	Para arriba

**Fuente:** TGM. (2009). Manual de la turbina de condensación.

#### Rotor

El rotor es uno de los componentes móviles de la turbina cuya función es aprovechar la energía térmica y transformarla en energía mecánica mediante su rotación. Es fabricado en una sola pieza con acero forjado especial con tratamiento térmico controlado; además, es balanceado dinámicamente. Gira a 6500 rpm y su excentricidad, en operación, no supera los 0.01 mm. Los elevados esfuerzos axiales son compensados en la zona del casquillo de compensación ubicado en su zona anterior, ver Figura 68.

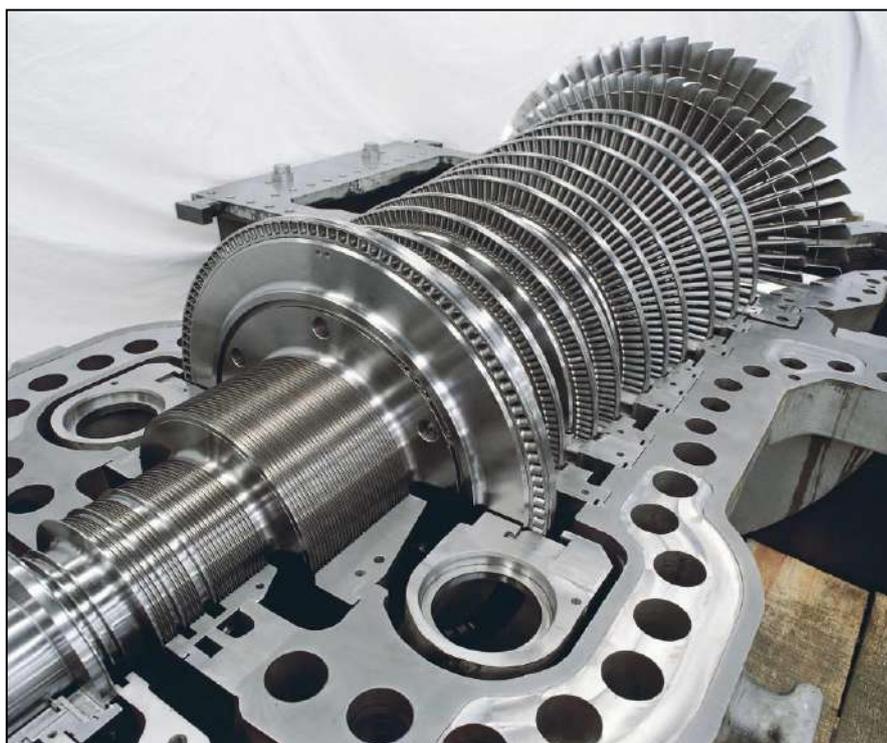


Figura 68. Imagen del rotor de la turbina de condensación.  
Fuente: TGM. (2009). Manual de la turbina de condensación.

#### Toberas

Las toberas son componentes fijos responsables de direccionar el vapor, que ha pasado a través de las válvulas de regulaje, hacia las paletas del rotor. Aquí, se convierte la energía térmica en energía cinética mediante un aumento de la velocidad y la disminución de la presión del vapor, ver Figura 69.

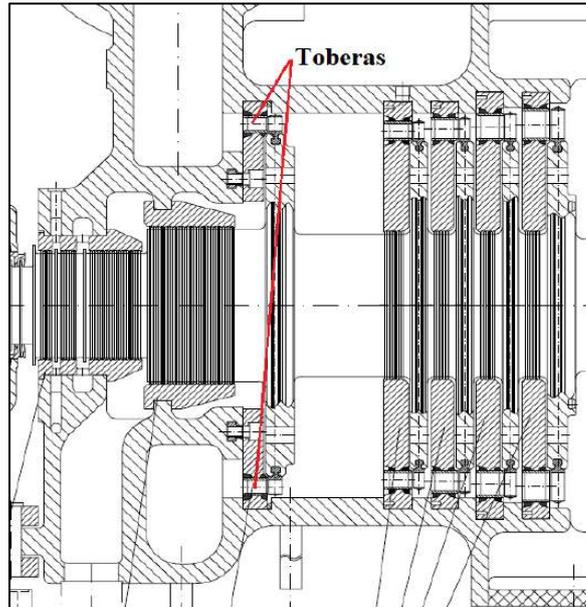


Figura 69. Vista de corte de la turbina donde se especifica ubicación de las toberas.

Fuente: Plano 12102730 TGM.

#### Válvula de cierre rápido

La válvula de cierre rápido es un componente de seguridad y, va acoplado al bloque de válvulas en la parte superior de la turbina. Su función principal es detener el suministro de vapor hacia la turbina en 0.2 s mediante su cierre rápido. En operación, permite el pase de vapor hasta su ingreso al sistema de regulación. Es considerada uno de los componentes más importantes en la turbina, ver Figura 70.

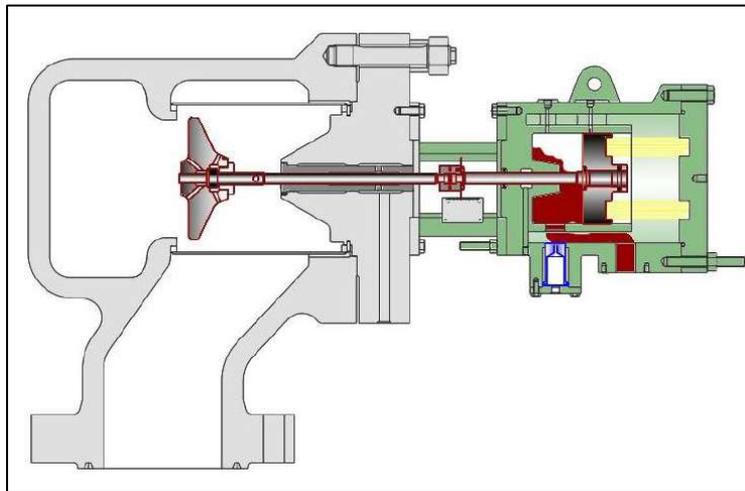


Figura 70. Vista de corte de la válvula de cierre rápido.

Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

#### Válvulas de regulación de vapor

Las válvulas de regulación de vapor son componentes ubicados en el bloque superior de la turbina. Su función principal es regular, de acuerdo a la necesidad de carga, el flujo de vapor que ingresa al interior del equipo. En operación, poseen un grado de libertad axial de 30 mm para realizar su apertura y/o cierre. Ver Figura 71.

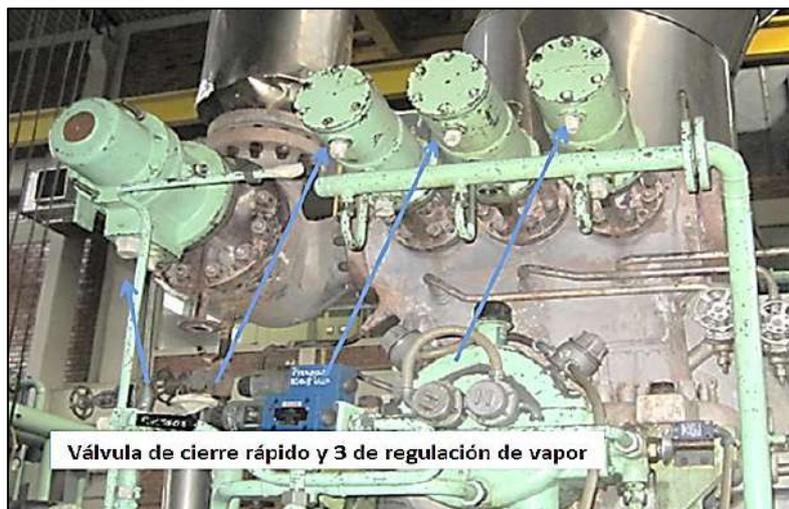


Figura 71. Posición de la válvula de cierre rápido y de las 3 válvulas de regulación de vapor.

Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3.2. Sistema de regulación e hidráulico

#### Accionador de válvula de cierre rápido

El accionador de la válvula de cierre rápido es un componente cuya función es realizar el movimiento axial del vástago. Para aperturar, ingresa aceite a 8 bar, esto empuja un pistón y comprime un resorte; cuando se desea cerrar, uno de los 3 disparadores de seguridad con los que cuenta corta el ingreso de aceite; de esa manera, toda la cámara es vaciada rápidamente por una línea de retorno y la válvula cierra en 0.2 s, anulando el flujo de ingreso de vapor, ver Figura 72.

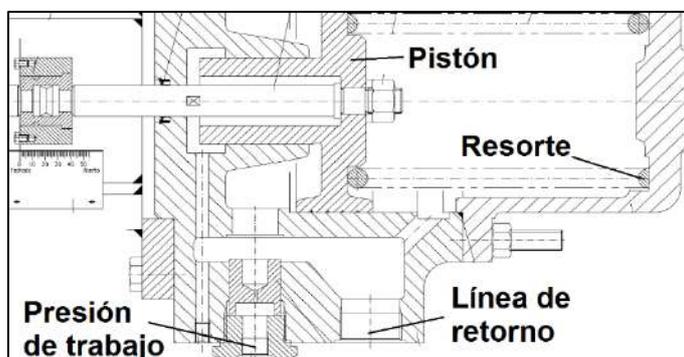


Figura 72. Plano de corte del accionador, se especifican los puntos de ingreso y salida de aceite.

Fuente: Plano 10810861 TGM.

#### Accionadores de válvulas de regulación de vapor

Los accionadores de las válvulas de regulación de vapor son componentes cuya función es controlar el desplazamiento axial de sus vástagos permitiendo la apertura y/o cierre, parcial o total, de las válvulas, liberando el flujo de vapor adecuado según la carga demandada. Se componen de tres servo-motores hidráulicos que actúan bajo el impulso del aceite de regulación. Este moderno control de velocidad electrónico/hidráulico convierte impulsos eléctricos enviados por los

sensores de la turbina en impulsos hidráulicos, corrigiendo rápidamente y con precisión la velocidad de la turbina en relación a su variación de carga.

El flujo de aceite en la línea de 8 bar es constante, es la presión de regulación la que variará y generará aumentos o disminuciones del gradiente de presión entre los pistones, esto provocará la movilización axial del vástago, ver Figura 73.

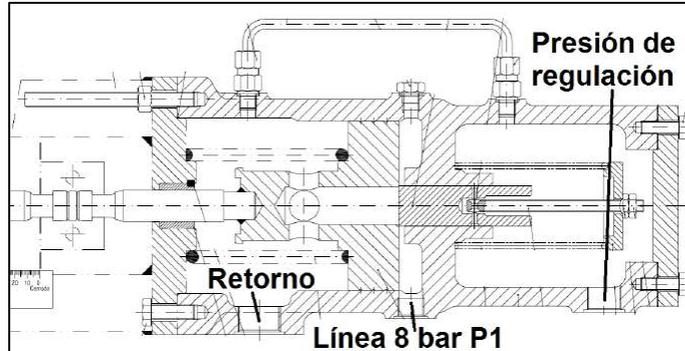


Figura 73. Plano de corte del accionador, se especifican los puntos de ingreso y salida de aceite.

Fuente: Plano 10903401 TGM.

#### Bomba mecánica

La bomba mecánica o principal de aceite, es un componente cuya función es suministrar aceite presurizado para: lubricación de cojinetes y operación de las válvulas de regulación y cierre rápido de la turbina. Se encuentra conectada directamente al eje de baja rotación del reductor RTS 360. En operación, sólo esta bomba trabaja, ver Figura 74.



Figura 74. Bomba mecánica conectada al eje de baja rotación del reductor.

Fuente: Elaboración propia.

#### Datos técnicos:

Tipo: LN70/118

Rotación de operación: 1800 rpm

Presión de operación: 10 bar

Caudal: 27 m<sup>3</sup>/h

### 3.2.3.3. Sistema de lubricación

#### Extractor de niebla

El extractor de niebla es un componente cuya función es mantener despresurizado el reservorio de aceite, mediante la extracción de gases acumulados en él, también, evita condensaciones de agua del ambiente dentro del tanque. Ver Figura 75.



Figura 75. Imagen del extractor de niebla montado sobre el reservorio de aceite.  
Fuente: TGM. (2009). Manual de la turbina de condensación.

#### Bomba de aceite NTZ

La bomba de aceite NTZ, de desplazamiento positivo, es un componente cuya función es recircular constantemente aceite del reservorio de la turbina. Succiona directamente de éste, y envía el aceite bombeado a unos filtros. Finalmente retorna aceite filtrado al reservorio, ver Figura 76.



Figura 76. Bomba de aceite NTZ.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Filtro de aceite de 30 um NTZ

El filtro de aceite NTZ, es un componente cuya función es filtrar partículas de tamaño mayor a 30 um del aceite enviado por la bomba NTZ.

Cuenta con un manómetro que indica el momento del cambio del filtro por encontrarse saturado, ver Figura 77.



Figura 77. Filtro de 30 um montado sobre la bomba de aceite.

Fuente: Elaboración propia.

#### Filtros canasta de aceite

Los filtros canasta, tipo FP3-Hero cesto-doble de 25 um, son componentes encargados de filtrar constantemente el aceite que utiliza la turbina. Un filtro se encuentra siempre en *stand-by* para su limpieza, mientras el otro trabaja en serie con el sistema. Su grado de ensuciamiento se mide en función a la caída de presión (en bar) que proporcionan, ver Figura 78.



Figura 78. Filtro canasta de aceite.

Fuente: Elaboración propia.

Datos técnicos:

Caudal: 318 L/min

Pérdida de carga (limpio): 0.2 bar

Presión de operación: 8 – 10 bar

Grado de filtrado: 25 $\mu$ 

Temperatura de operación: 60 °C

Reservorio de aceite de turbina reductor generador

El reservorio de la turbina de contrapresión es un componente cuya función es almacenar el aceite del turbogenerador en operación y tiempo de parada del equipo. Posee una capacidad de almacenaje de 3000 L. Internamente, el aceite es separado por planchas deflectoras, lo que individualiza la succión de las bombas y el retorno de aceite de los equipos hacia el tanque. Esto obliga al aceite de retorno a recircular en el estanque y pasar por un tamiz de filtrado antes de llegar a la cámara de succión. Las impurezas decantadas antes, se aglomeran en el fondo de la cámara de retorno. Esta zona cuenta con una leve inclinación para facilitar su drenado, ver Figura 79.



Figura 79. Reservorio de 3000 L de aceite ubicado debajo de la turbina.

Fuente: Elaboración propia.

#### Tuberías de aceite de acero

Las tuberías de aceite del sistema hidráulico son componentes cuya función es transportar, sin fugas; el aceite de lubricación, hidráulico y regulación de la turbina. Son fabricadas en acero al carbono sin costura, las uniones son aseguradas con bridas. Las líneas, de diámetro menor a 30 mm, son fabricadas con acero trefilado.

#### Válvulas de alivio de reservorio

En la línea de descarga de la bomba principal, se encuentran instaladas dos válvulas denominadas de alivio y de seguridad. La primera tiene la función de mantener constante la presión de lubricación de los cojinetes ante cualquier variación de la presión. La otra válvula tiene la función de actuar ante sobrepresiones (mayores a 10 bar), aperturando y

recirculando el aceite al reservorio hasta que la presión disminuya, ver Figura 80.

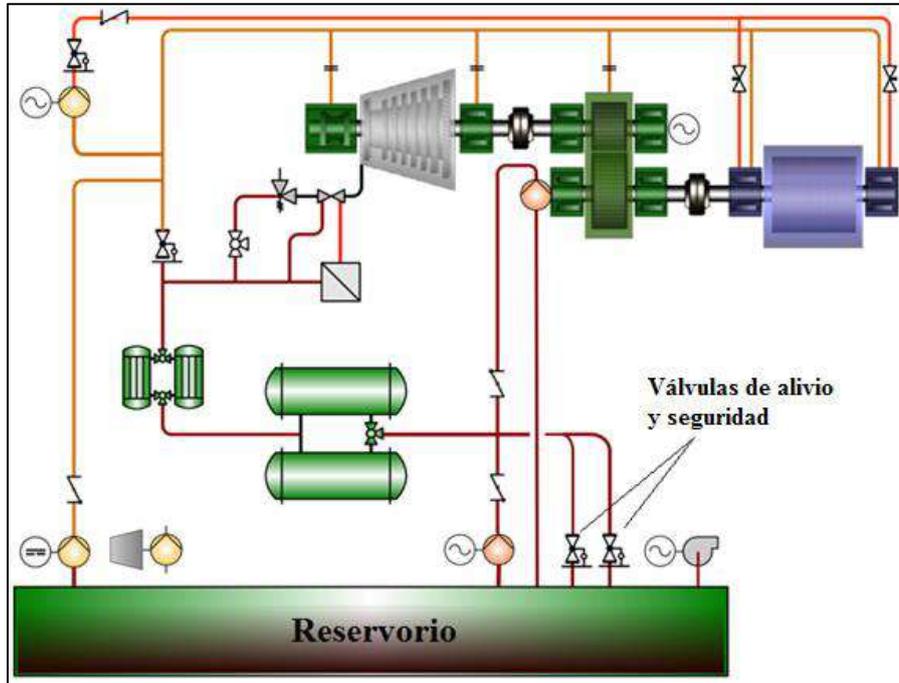


Figura 80. Ubicación de las válvulas de alivio y seguridad en la turbina.

Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

#### Anillos anteriores y posteriores de sellado de aceite

Los anillos de sellado de los cojinetes de la turbina, son componentes cuya función es evitar que el aceite de lubricación, que ha ingresado al interior de los cojinetes, fugue al ambiente. Son fabricados en aluminio. La holgura existente entre el rotor y los labios periféricos de los anillos no debe superar los 0.12 mm. Ver Figuras 81 y 82.

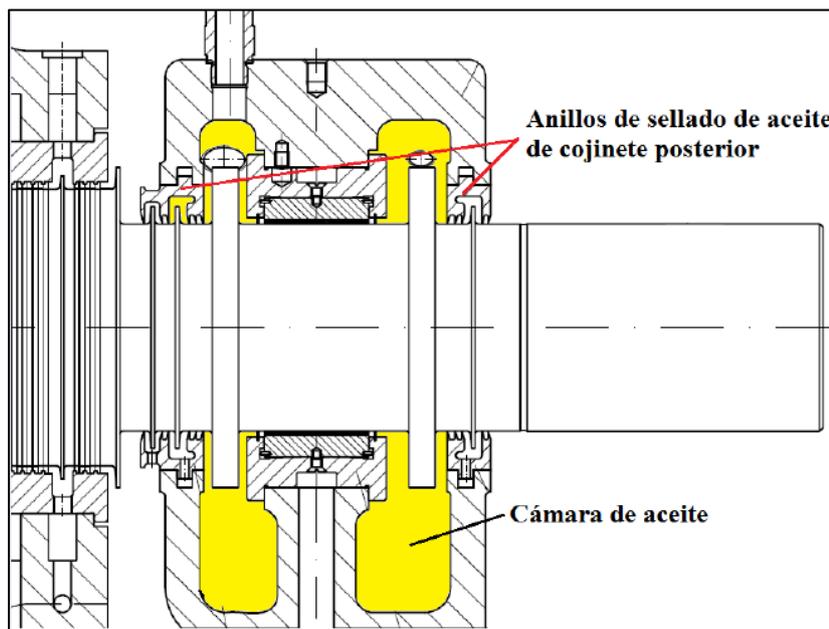


Figura 81. Detalle de colocación de los anillos de sellado en el cojinete.

Fuente: Plano 12102730 TGM.

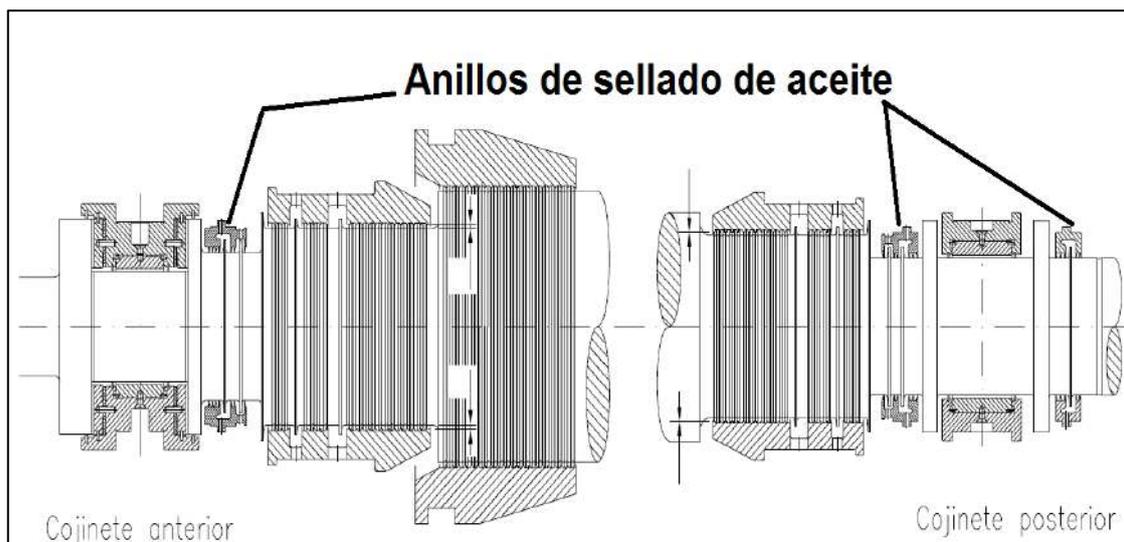


Figura 82. Ubicación de los anillos de sellado en el rotor de la turbina.

Fuente: Plano 10318402 TGM.

#### Bomba auxiliar AC

La bomba auxiliar, de desplazamiento positivo, es un componente cuya función es enviar aceite del reservorio hacia los cojinetes del generador, reductor y turbina, cuando la bomba principal no entrega su presión nominal (por encontrarse apagada o a bajas revoluciones). Es accionada con un motor de corriente alterna y suele utilizarse en los arranques y paradas de la turbina. Ver Figura 83.

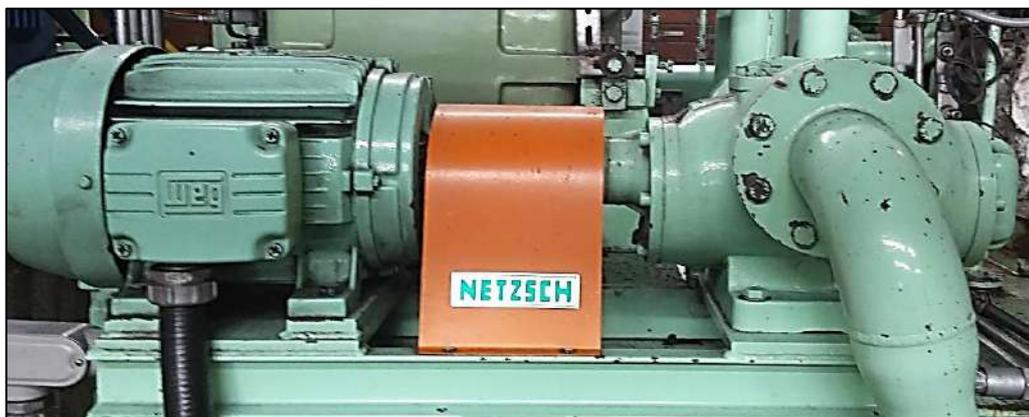


Figura 83. Bomba auxiliar de la turbina.

Fuente: Elaboración propia.

#### Datos técnicos:

Rotación de operación: 1750 rpm

Presión de operación: 10 bar

Caudal: 25.8 m<sup>3</sup>/h

Modelo: LN 70/118

Accionamiento: Motor AC con protección IP 54 / 460 V / 60 Hz

Potencia: 20 CV

### Bomba de emergencia DC

La bomba de emergencia, de desplazamiento positivo, tiene la función de enviar aceite, del reservorio sólo hacia los cojinetes del generador, reductor y turbina, a presiones que oscilan entre 0,1 – 1,0 bar. Es accionada de manera automática por un motor de corriente continua, y se utiliza sólo cuando la bomba auxiliar no puede ser accionada; con la finalidad, de mantener constante el flujo de aceite hacia los cojinetes y evitar recalentamientos, ver Figura 84.



Figura 84. Bomba de emergencia de corriente continua.

Fuente: Elaboración propia.

#### Datos técnicos:

Rotación de operación: 1750 rpm

Presión de operación: 0,1-1,0 bar

Caudal: 5,4 m<sup>3</sup>/h

Accionamiento: Motor DC con protección IP 54 / 125 Vcc

Modelo: PFR 20-250 A3 E3 11

Potencia: 5 CV

Intercambiadores aceite – agua

La turbina cuenta con dos intercambiadores tipo casco-tubo, montados en paralelo, cuya función es enfriar el aceite mediante el intercambio de calor con agua industrial. En operación, uno de estos componentes queda en *stand-by*. El sistema cuenta con una válvula de 3 vías, ésta, permite realizar el cambio de intercambiador en operación para facilitar su mantenimiento. Ver Figura 85.

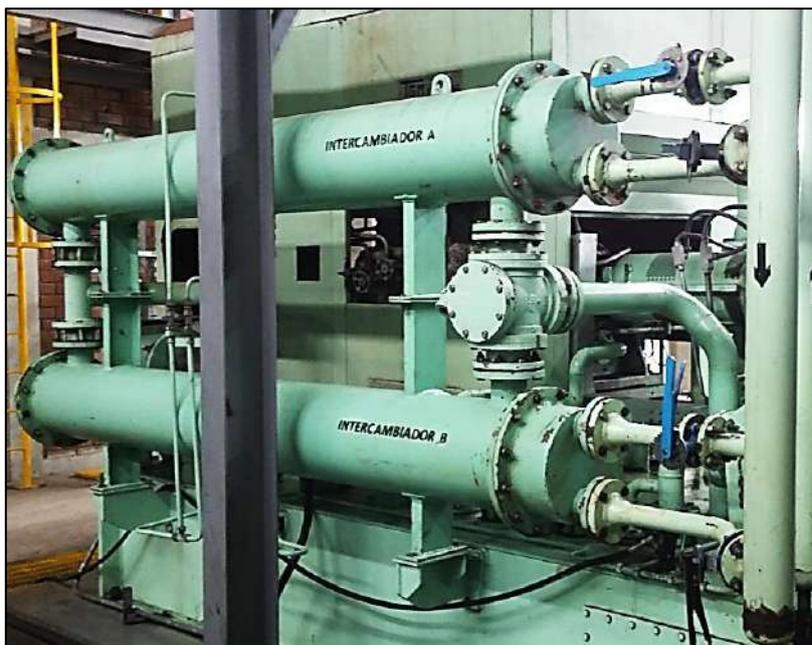


Figura 85. Intercambiadores aceite – agua de la turbina.

Fuente: Elaboración propia.

Datos técnicos:

Área de cambio: 20 m<sup>2</sup>

Capacidad de cambio: 121914 Kcal/h

Casco: aceite

Caudal: 19,1 m<sup>3</sup>/h

Presión de operación: 9,8 bar

Temperatura de entrada de aceite: 60°C

Temperatura de salida de aceite: 45°C

Tubos: agua

Caudal: 20,1 m<sup>3</sup>/h

Presión de operación: 4 bar

Temperatura de entrada de agua: 32°C

Temperatura de salida de agua: 37°C

#### **3.2.3.4. Condensador**

##### Bombas de condensado

Las bombas de condensado son componentes cuya función es enviar condensado desde el intercambiador de la turbina hacia el desaireador de la caldera, donde será reutilizado en el proceso de cogeneración. El sistema cuenta con dos bombas centrífugas, marca KSB, de 20 m<sup>3</sup>/h cada una (una en *stand-by*), ver Figura 86.

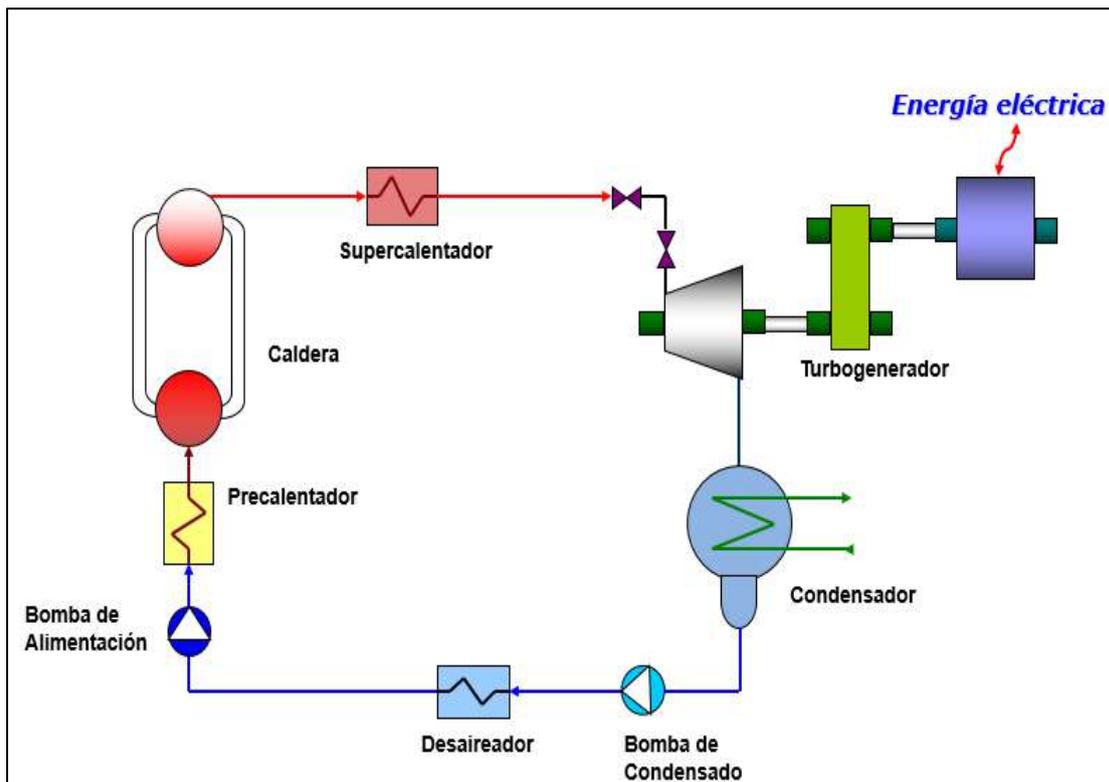


Figura 86. Ubicación de las bombas de condensado dentro del ciclo de cogeneración.  
Fuente: TGM. (2016). Programa de Capacitación Profesional [diapositivas de PowerPoint].

Datos técnicos:

Caudal de bombeo: 20 m<sup>3</sup>/h

Presión de descarga: 5 bar

Potencia consumida por el motor: 9.5 CV

Potencia del motor: 12.5 CV

Densidad del fluido bombeado: 0.988 kg/m<sup>3</sup>

Eyectores de vacío

Los eyectores son componentes cuya función es generar vacío para extraer vapor a 0.1 bar de la turbina para poder condensarlo, utilizan vapor de 21 bar y 250 °C como fuerza motriz para la obtención del vacío, este vapor es expulsado a grandes velocidades a través de una boquilla que arrastra al fluido encontrado en la línea de vacío y aumenta su presión hasta la atmosférica. La turbina cuenta con un eyector de partida, dos de la primera etapa y dos de la segunda etapa, ver Figura 87.

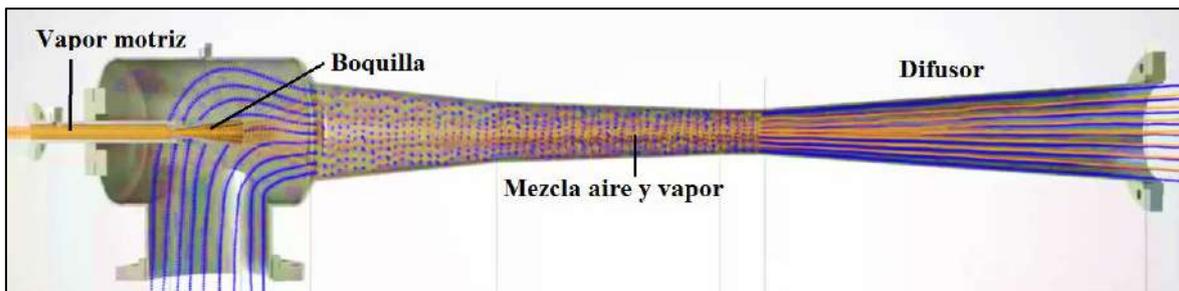


Figura 87. Esquema de funcionamiento de un eyector.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Intercambiador condensador de turbina

El intercambiador de la turbina es un componente cuya función es condensar el vapor, a 0.1 bar, extraído de la turbina y almacenar temporalmente este condensado para que, posteriormente, sea enviado por una bomba centrífuga a la caldera para reiniciar el ciclo térmico. Para condensar, el vapor intercambia calor con agua industrial a 32 °C. Cuenta con 1450 tubos y 460 m<sup>2</sup> de área de intercambio, ver Figura 88.



Figura 88. Condensador de la turbina TMC5000.  
Fuente: Elaboración propia.

#### 3.2.3.5. Equipos diversos

##### Acoplamiento de láminas

El acoplamiento Power Flex, modelo PWHY-02800-2EE-1615, es un componente cuya función es transmitir potencia, del rotor de la turbina de condensación al eje de alta velocidad del reductor modelo RTS 360. Cuenta con láminas flexibles de acero inoxidable que le permiten soportar desalineamientos (hasta 10% tolerable por encima del alineamiento especificado por el fabricante). No requiere lubricación ni mantenimiento. Cuenta con una potencia máxima de servicio de 8.4 MW y soporta una rotación máxima de 8500 rpm, ver Figura 89.



Figura 89. Acoplamiento de láminas de la turbina.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Acoplamiento de engranajes

El acople marca Falk, tipo metalflex 1045G, es un componente cuya función es transmitir potencia del eje de baja velocidad del reductor al rotor del generador. Internamente, cuenta con engranajes lubricados. Soporta desalineamientos de 0.3 y 0.5 mm en las vistas paralelo y angular, respectivamente. Trabaja máximo a 2450 rpm y debe ser relubricado cada 6 meses con 2.4 kg de grasa de la misma marca, ver Figura 90.



Figura 90. Acoplamiento Falk tipo metalflex 1045G.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Disparador mecánico de cierre rápido

El disparador mecánico de cierre rápido es un componente de protección cuya función es desplazarse radialmente y activar un gatillo de disparo, cuando las revoluciones de la turbina superan el 10% de su giro nominal (aproximadamente 7150 rpm). Esto suele suceder, por ejemplo, cuando la carga del generador desaparece repentinamente y acelera súbitamente a la turbina. Posee un resorte descentrado en el rotor que sobresale a elevadas revoluciones por acción de la fuerza centrífuga generada. Esto activa un gatillo que corta el suministro de aceite a la

válvula de cierre rápido, posicionándola cerrada inmediatamente y cortando el suministro de vapor. Como consecuencia, la turbina se detiene. Ver Figuras 91 y 92.

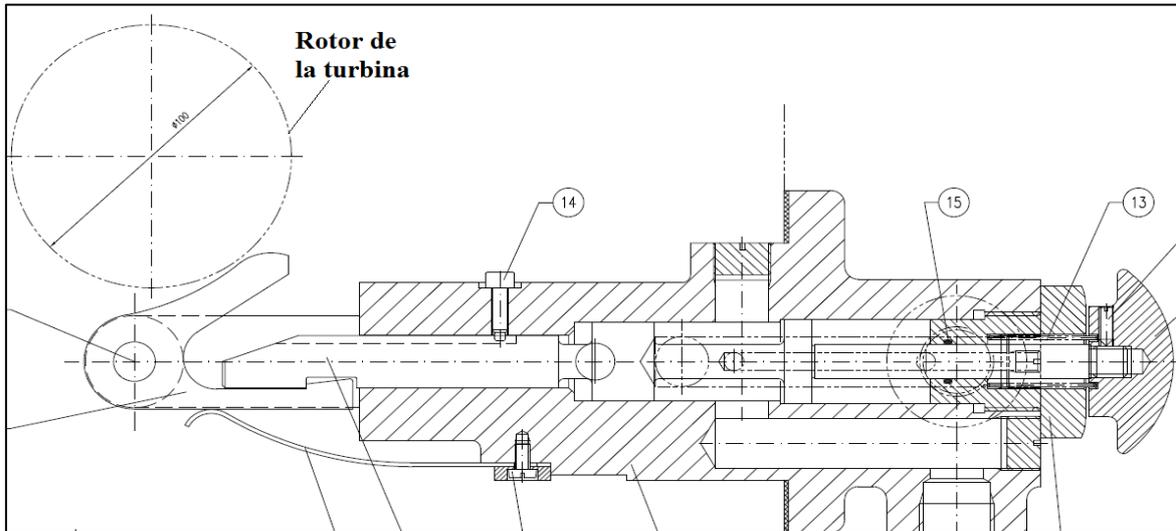


Figura 91. Plano del sistema de actuación del disparador.  
Fuente: Plano 11000312 TGM.



Figura 92. Imagen del rotor donde se especifica la ubicación del disparador.  
Fuente: Elaboración propia.

#### Giro lento

El giro lento es un componente cuya función es girar, a 160 rpm, el rotor de la turbina cuando ésta empieza su rampa de enfriamiento, con la finalidad, de evitar deflexiones permanentes en el mismo. En las turbinas de condensación el rotor suele tener una longitud mayor que en turbinas de otro tipo y, a elevadas temperaturas, éste podría flexionarse permanentemente de no mantenerse en movimiento. La transmisión de

giro la realiza al eje de altas revoluciones del reductor que va acoplado directamente al eje de la turbina, ver Figura 93.

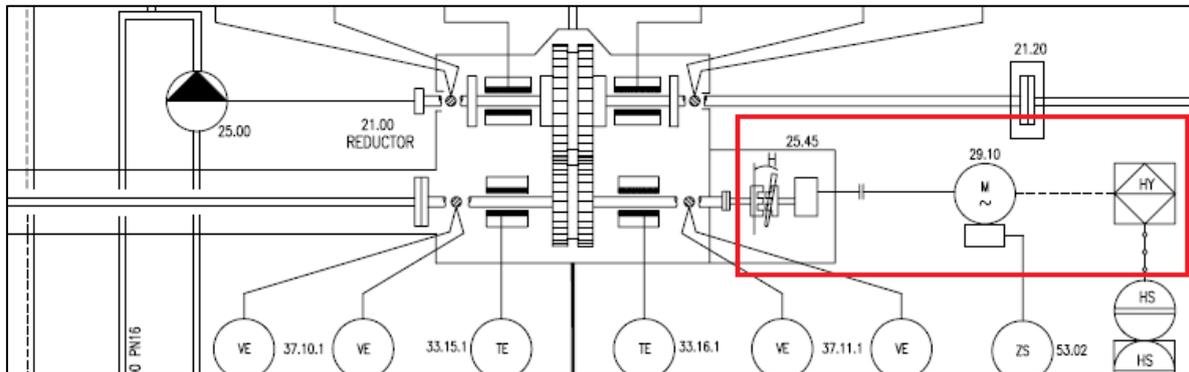


Figura 93. Giro lento de la turbina acoplado al eje de altas revoluciones del reductor.

Fuente: Plano 12320001 TGM.

### Reductor RTS 360

El reductor marca TGM, modelo RTS 360, es un componente cuya función es transmitir potencia desde la turbina hacia el generador; también, disminuir la velocidad de giro de 6500 rpm a 1800 rpm. Cuenta con engranajes resistentes al desgaste y choques. Sus dientes son endurecidos mediante cementación y luego maquinados usando el proceso de “rectificación por perfil”, asegurando un grado de calidad DIN 5.

Los engranajes son de tipo bi-helicoidal, como consecuencia, su resultante axial es nula en los cojinetes de deslizamiento y permiten un funcionamiento silencioso. Ver Figura 94.



Figura 94. Reductor de velocidad que conecta la turbina y el generador.

Fuente: TGM. (2009). Manual de instrucciones reductor RTS 360.

### Datos técnicos:

Potencia nominal: 4,251 MW

Rotación de entrada: 6500 rpm

Rotación de salida: 1800 rpm

Relación de transmisión: 3,61:1

Viscosidad del aceite lubricante: ISO VG 68

Peso: 2200 Kg

Válvula compuerta de ingreso de vapor

La válvula de ingreso de vapor de 6'', es un componente, cumple la función de cortar o permitir el ingreso de vapor motriz a la turbina. Debe soportar condiciones de 42 bar y 430 °C. Ver Figura 95.



Figura 95. Válvula de 6'' de ingreso de vapor hacia la turbina.

Fuente: Elaboración propia.

#### **3.2.4. Elaboración de AMEF por sistemas**

Se elaboró el AMEF de los siguientes sistemas: turbina de condensación, regulación e hidráulico, lubricación, condensación y equipos diversos. Con la finalidad, de obtener los números de prioridad de riesgo que corresponden a cada componente presentado; en base a los resultados obtenidos, se podrá enfocar el análisis. Ver Tablas 31, 32, 33, 34 y 35.

**Tabla 31. AMEF del sistema de la turbina de condensación según clasificación ISO 14224:2006(E)**

Nombre del equipo: Turbina de condensación TMC5000 Código del equipo: 84851 Sistema: Turbina de condensación		<b>Análisis de modo y efecto de falla (AMEF)</b>					Preparador por: Carlos Fernando San Martín Cornejo Fecha de AMEF: Mayo 2017		
Componente	Función que desempeña	Modo de fallo potencial	Efectos potenciales de fallo	Causas potenciales de fallo	Controles actuales	G	O	D	NPR
Carcasa inferior y superior	Soportar los esfuerzos generados por la presión de vapor, temperatura y mecánicos en caso de accidentes	Agrtamiento de superficie	Fugas de vapor presurizado al exterior	Agentes internos ingresan a la turbina, vibraciones excesivas	Mantenimiento preventivo anual de inspección visual	8	1	1	8
Casquillo de compensación	Equilibrar fuerzas entre zonas a diferente presión (42 bar), eliminando la resultante axial	Deformación de alojamiento de laberintos	Deficiencia de sellado de vapor, aumento de la presión en la cámara de rueda	Desbalance del rotor, inadecuada medición de tolerancias de sellado.	Mantenimiento preventivo anual medición de holguras sello de vapor	3	3	7	63
Casquillo de laberinto anterior	Equilibrar fuerzas entre zonas a diferente presión, eliminando la resultante axial	Deformación de alojamiento de laberintos	Fugas de vapor al ambiente, aumento de los esfuerzos axiales	Desbalance del rotor, inadecuada medición de tolerancias de sellado.	Mantenimiento preventivo anual medición de holguras sello de vapor	3	3	5	45
Casquillo de laberinto posterior	Equilibrar fuerzas entre zonas a diferente presión, eliminando la resultante axial	Deformación de alojamiento de laberintos	Fugas de vapor al ambiente, aumento de los esfuerzos axiales	Desbalance del rotor, inadecuada medición de tolerancias de sellado.	Mantenimiento preventivo anual medición de holguras sello de vapor	3	3	5	45
Cojinete axial anterior	Elemento mecánico que reduce la fricción entre el eje y la carcasa	Desgaste de pastillas	Aumento de vibraciones de la turbina, desgaste acelerado de otros cojinetes	Desbalance del rotor	Mantenimiento preventivo anual medición de holguras	6	3	4	72
Cojinete radial posterior	Elemento mecánico que reduce la fricción entre el eje y la carcasa	Desgaste de pastillas	Aumento de vibraciones de la turbina, desgaste acelerado de otros cojinetes	Desbalance del rotor	Mantenimiento preventivo anual medición de holguras	6	3	4	72
Diaphragmas	Cambio de energía térmica en energía cinética que impulsará posteriormente al rotor	Desgaste de álabes, elemento extraño deteriora los álabes	Baja la eficiencia de generación de la turbina.	Desbalance del rotor	Mantenimiento preventivo anual de inspección visual	7	1	8	56
Líneas de acero de vapor	Transportar fluido sin pérdidas	Desgaste de tuberías	Fugas de agua - vapor presurizado al exterior	Fluido fuera de parámetros permisibles	Mantenimiento preventivo anual alineamiento de tuberías	8	3	1	24
Rotor (incluye laberintos anterior, compensación, diafragmas y posteriores)	Alojar a los álabes móviles y transmitir la potencia ganada	Excentricidad fuera de rango	Deterioro de laberintos y rotura de álabes rotóricos	Desbalance por ensuciamiento	Mantenimiento preventivo de medición de vibraciones semestral y verificación anual de alineamiento	8	3	7	168
Toberas	Direccionar el vapor de ingreso hacia los álabes rotóricos	Deformación de canales	Baja la eficiencia de generación de la turbina.	Vapor fuera de parámetros permisibles	Mantenimiento preventivo anual de inspección visual	6	1	3	18
Válvula de cierre rápido	Mecanismo de protección que bloquea el ingreso de vapor a la turbina para detenerla	Ensuciamiento de vástago principal	Rotura de componentes internos de la turbina	Vapor fuera de parámetros permisibles	Mantenimiento preventivo de limpieza semestral	10	8	9	720
Válvulas de regulación de vapor	Controlar la alimentación de vapor para garantizar una rotación constante en la turbina (set point)	Ensuciamiento de vástagos	Pérdida de control de generación de la turbina. Parada inmediata	Vapor fuera de parámetros permisibles	Mantenimiento preventivo de limpieza cada 4 meses	9	8	9	648

**Fuente: Elaboración propia.**

**Tabla 32. AMEF del sistema de regulación e hidráulico según clasificación ISO 14224:2006(E)**

Nombre del equipo: Turbina de condensación TMC5000		Análisis de modo y efecto de falla (AMEF)						
Código del equipo: 84851		Preparador por: Carlos Fernando San Martín Comejo						
Sistema: Regulación e hidráulico		Fecha de AMEF: Mayo 2017						
Componente	Función que desempeña	Modo de fallo potencial	Efectos potenciales de fallo	Causas potenciales de fallo	G	O	D	NPR
Accionador de válvula de cierre rápido	Proveer la fuerza para desplazar axialmente la válvula de cierre rápido	Fuga de aceite, rotura de resorte	Rotura de componentes internos de turbina	Falta de verificación, incumplimiento del plan de mantenimiento	10	1	7	70
Accionadores de válvulas de regulación de vapor	Proveer la fuerza para desplazar axialmente las válvulas de regulación de vapor	Fuga de aceite, rotura de resorte	Pérdida de control de generación de la turbina. Parada inmediata	Falta de verificación, incumplimiento del plan de mantenimiento	8	1	7	56
Bomba mecánica	Suministrar aceite hidráulico y de lubricación a los accionadores, cojinetes de la turbina generador y engranajes del reductor	Desgaste de lóbulos, falla de rodamiento	Desarma la turbina por baja presión de aceite de regulación	Acete fuera de rangos permisibles	9	3	3	81

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 33. AMEF del sistema de lubricación según clasificación ISO 14224:2006(E)**

Nombre del equipo: Turbina de condensación TMC5000 Código del equipo: 84851 Sistema: Lubricación		<b>Análisis de modo y efecto de falla (AMEF)</b>							Preparador por: Carlos Fernando San Martín Cornejo Fecha de AMEF: Mayo 2017	
Componente	Función que desempeña	Modo de fallo potencial	Efectos potenciales de fallo	Causas potenciales de fallo	G	O	D	NPR		
Extractor de niebla	Retiro de aire y gases creados por encima del nivel de aceite del reservorio originados por su circulación	Falla de rodamientos	Contaminación de aceite de reservorio	Desbalance de rotor, falta de plan de mantenimiento	4	3	4	48		
Bomba de emergencia DC	Suministrar aceite de lubricación a los cojinetes de la turbina, reductor y generador	Falla de rodamientos, desgaste de engranajes	Detenido de cojinetes de la turbina, reductor y generador	Falta de verificaciones programadas, inadecuado montaje de rodamientos	8	1	5	40		
Anillos anteriores de sellado de aceite (internos y externos)	Anular el paso de aceite de los cojinetes al exterior	Deformación de labios selladores	Fuga de aceite por anillos al exterior	Desbalance de rotor, excentricidad de rotor	5	5	3	75		
Anillos posteriores de sellado de aceite (internos y externos)	Anular el paso de aceite de los cojinetes al exterior	Deformación de labios selladores	Fuga de aceite por anillos al exterior	Desbalance de rotor, excentricidad de rotor	5	5	3	75		
Bomba auxiliar	Suministrar aceite de lubricación a los cojinetes de las turbina y generador	Desgaste de lóbulos, desgaste de bocinas	Detenido de cojinetes por falta de lubricación	Aceite fuera de rangos permisibles	9	1	3	27		
Bomba de filtros NTZ	Succionar aceite del reservorio y recircularlo al mismo, filtrándolo en el proceso	Desgaste de engranajes y/o bocinas	Deja de recircular permanentemente el aceite por los filtros 30um	Aceite fuera de rangos permisibles	3	3	3	27		
Bomba mecánica	Suministrar aceite hidráulico y de lubricación a los accionadores, cojinetes de la turbina generador y engranajes del reductor	Desgaste de lóbulos, falla de rodamiento	Desarma la turbina por baja presión de aceite de regulación	Aceite fuera de rangos permisibles	9	3	3	81		
Filtros canasta de aceite 25 um	Filtrar y deaerar el aceite que envía la bomba mecánica	Ensuciamiento, desgaste de canastilla	Deja de filtrar temporalmente el aceite	Partículas no deseadas en el aceite dañan la canastilla del filtro	3	3	3	27		
Filtros NTZ 30um de aceite	Filtrar continuamente el aceite recirculado del reservorio principal	Saturación de filtro	Deja de filtrar temporalmente el aceite	Saturación con impurezas en el aceite mayores a 30 um	3	8	2	48		
Intercambiadores aceite - agua	Transferir el calor del aceite generado en los cojinetes y engranajes hacia el agua de refrigeración	Ensuciamiento de tubos, tubos con agujeros	Contaminación de aceite de turbina con agua, calentamiento de aceite	Agua industrial fuera de parámetros, corrosión acelerada	5	5	3	75		
Reservorio de aceite de turbina reductor generador	Almacenar el aceite hidráulico y de lubricación del conjunto turbina - reductor - generador	Ensuciamiento general, contaminación del aceite	Desgaste acelerado de cojinetes y componentes hidráulicos	Falla del extractor de niebla, falta de purgado del reservorio	6	5	3	90		
Tuberías de aceite de acero	Transportar el aceite hidráulico y de lubricación	Desgaste de tuberías	Fugas de aceite, pérdida de nivel en reservorio	Mal procedimiento de montaje	8	2	1	16		
Válvulas de alivio de reservorio	Recircular aceite hacia el reservorio si la presión del aceite supera los 10 bar	Ensuciamiento de asientos, mala regulación	Daños al sistema hidráulico por presurización de las líneas	Falta de verificación, limpieza, incumplimiento del plan de mantenimiento	9	1	9	81		

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 34. AMEF del sistema de condensación según clasificación ISO 14224:2006(E)**

Nombre del equipo: Turbina de condensación TMC5000		<b>Análisis de modo y efecto de falla (AMEF)</b>						Preparador por: Carlos Fernando San Martín Cornejo						
Código del equipo: 84851								G			O			D
Sistema: Condensador		Función que desempeña		Modo de fallo potencial		Efectos potenciales de fallo		Causas potenciales de fallo		Controles actuales				
Bombas de condensado	Enviar el condensado recuperado hacia el deaerador de la caldera	Desgaste de anillo de succión	Envío de bajo caudal, desarme de turbina por elevado nivel del tanque de condensado	Carencia de planes de mantenimiento, falla en sensores de control on/off	Mantenimiento preventivo y predictivo	3	2	3	18					
Eyectores de vacío	Dar vacío a las líneas para extraer condensado de la turbina	Desgaste de eyector	Pérdida de vacío en sistema de condensación	Falta de verificaciones planeadas	Correctivo e inspección visual	8	3	3	72					
Intercambiador condensador de turbina	Condensar todo el vapor de salida de la turbina para su recuperación	Ensuciamiento de tubos, tubos con agujeros, falla de expandido de tubos en espejos	Contaminación de agua desmineralizada de recuperación a caldera, baja generación de turbina	Agua industrial fuera de parámetros, corrosión acelerada	Mantenimiento preventivo de limpieza trimestral y prueba hidrostática anual	9	6	3	162					

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 35. AMEF de los equipos diversos según clasificación ISO 14224:2006(E)**

Nombre del equipo: Turbina de condensación TMC5000		<b>Análisis de modo y efecto de falla (AMEF)</b>							Preparador por: Carlos Fernando San Martín Cornejo	
Código del equipo: 84851									Fecha de AMEF: Mayo 2017	
Sistema: Equipos diversos										
Componente	Función que desempeña	Modo de fallo potencial	Efectos potenciales de fallo	Causas potenciales de fallo	G	O	D	NPR		
Acoplamiento de láminas	Transmitir potencia de la turbina hacia el reductor	Rotura de láminas	Detener la generación, deja de transmitir potencia	Desalineamiento, sobrecarga	10	1	7	70		
Acoplamiento rígido	Transmitir potencia del reductor hacia el generador	Desgaste de dientes internos	Detener la generación, deja de transmitir potencia	Desalineamiento, sobrecarga	10	1	3	30		
Disparador mecánico de cierre rápido	Activar la válvula de cierre rápido cuando la turbina supera los 7200 rpm	Rotura de resortes	Rotura de componentes internos de la turbina	Falta o inadecuada verificación de componentes internos de disparador	8	1	10	80		
Giro lento	Mantener girando al rotor de la turbina cuando ésta se encuentra parada	Desgaste de acoplamiento	Deflexión permanente de rotor	Falta de verificaciones planeadas	8	3	8	192		
Reductor	Disminuir las revoluciones de la turbina y transmitir la potencia para el funcionamiento del generador.	Desgaste de cojinetes	Daños de componentes internos, se detiene la transmisión de potencia	Desbalance de rotor de turbina, mal estado del lubricante	8	3	7	168		
Válvula compuerta de ingreso de vapor	Abrir o cerrar su compuerta para suministrar o desproveer de vapor a la turbina.	Desgaste de los asientos	Pase de vapor al interior de la turbina dificultando su mantenimiento	Residuos metálicos de soldadura en línea, vapor fuera de parámetros permisibles	2	5	3	30		

Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.5. Diagrama de Pareto a partir del AMEF

De los resultados obtenidos en el apartado anterior, se procederá a clasificar los componentes según sus NPR; para ello, como herramienta de análisis, se utilizará el Diagrama de Pareto. Los componentes serán presentados para cada sistema previamente definido.

#### 3.2.5.1. Turbina de condensación

En la Figura 96, se aprecia el Diagrama de Pareto de los componentes de la turbina de condensación, según los valores de NPR obtenidos.

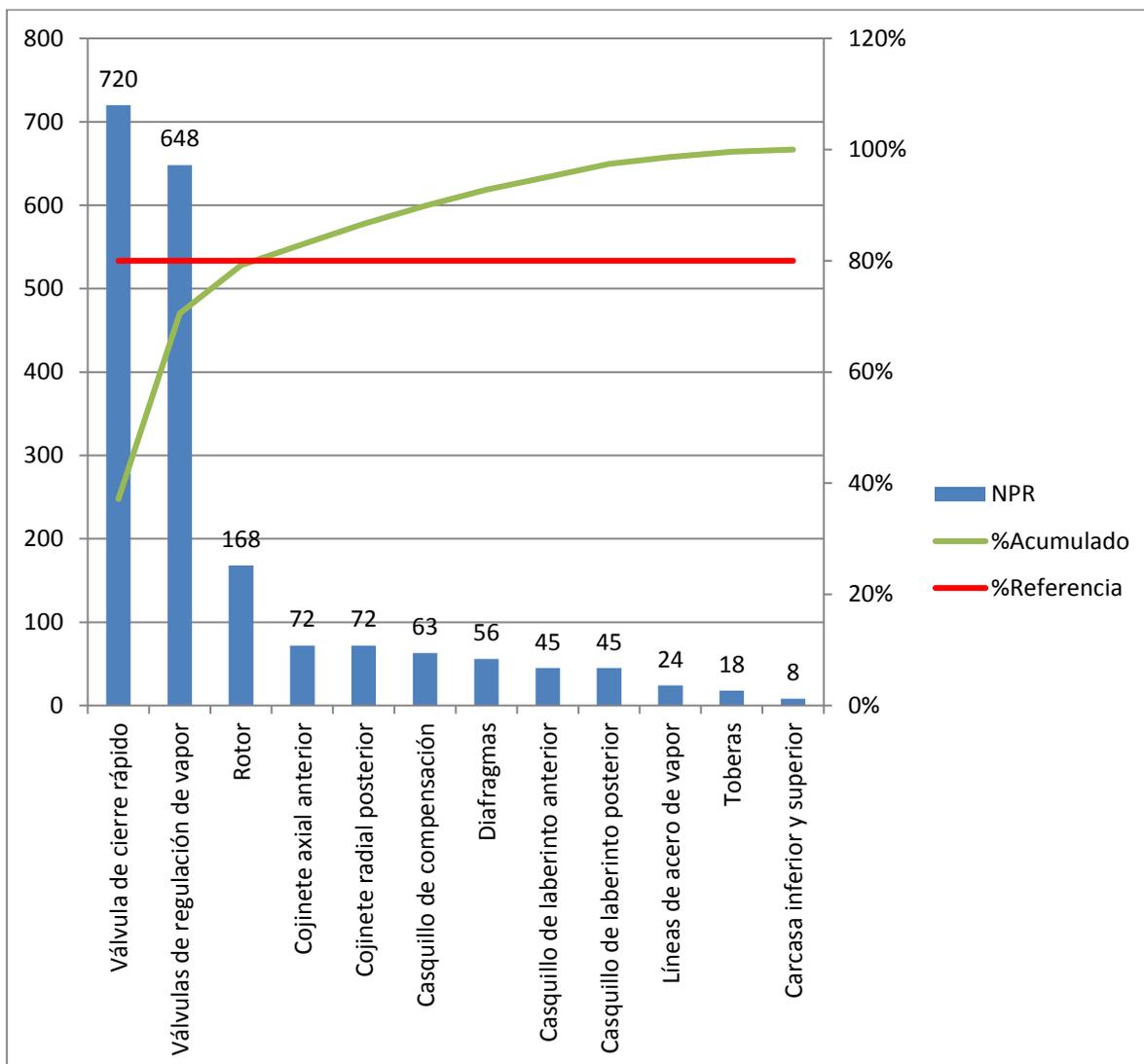


Figura 96. Diagrama de Pareto de la turbina de condensación.

Fuente: Elaboración propia.

Del diagrama mostrado se procede a separar los componentes que representan el 80% de la sumatoria de NPR. Estos serían:

- Válvula de cierre rápido.
- Válvulas de regulación de vapor.
- Rotor

### 3.2.5.2. Sistema de regulación e hidráulico

En la Figura 97, se aprecia el Diagrama de Pareto de los componentes del sistema de regulación e hidráulico, según los valores de NPR obtenidos.

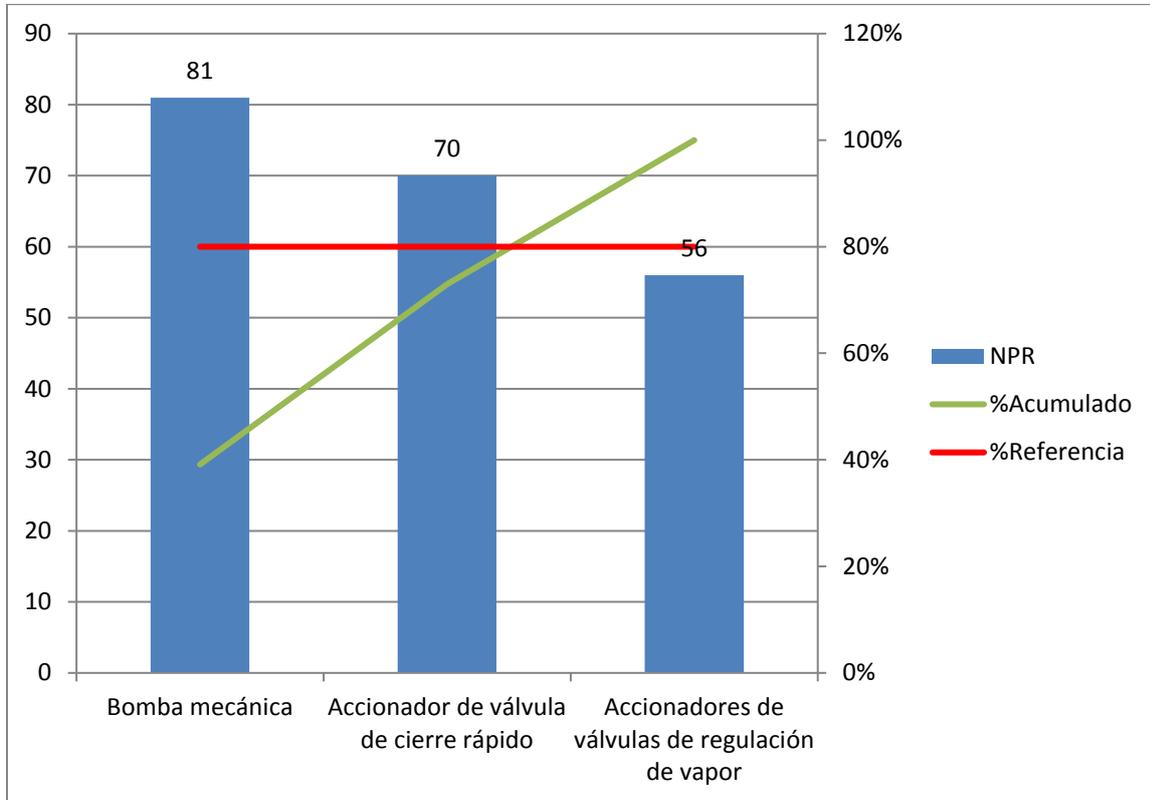


Figura 97. Diagrama de Pareto del sistema de regulación e hidráulico.

Fuente: Elaboración propia.

Del diagrama mostrado se procede a separar los componentes que representan el 80% de la sumatoria de NPR. Estos serían:

- Bomba mecánica.
- Accionador de válvula de cierre rápido.

### 3.2.5.3. Sistema de lubricación

En la Figura 98, se aprecia el Diagrama de Pareto de los componentes del sistema de lubricación, según los valores de NPR obtenidos.

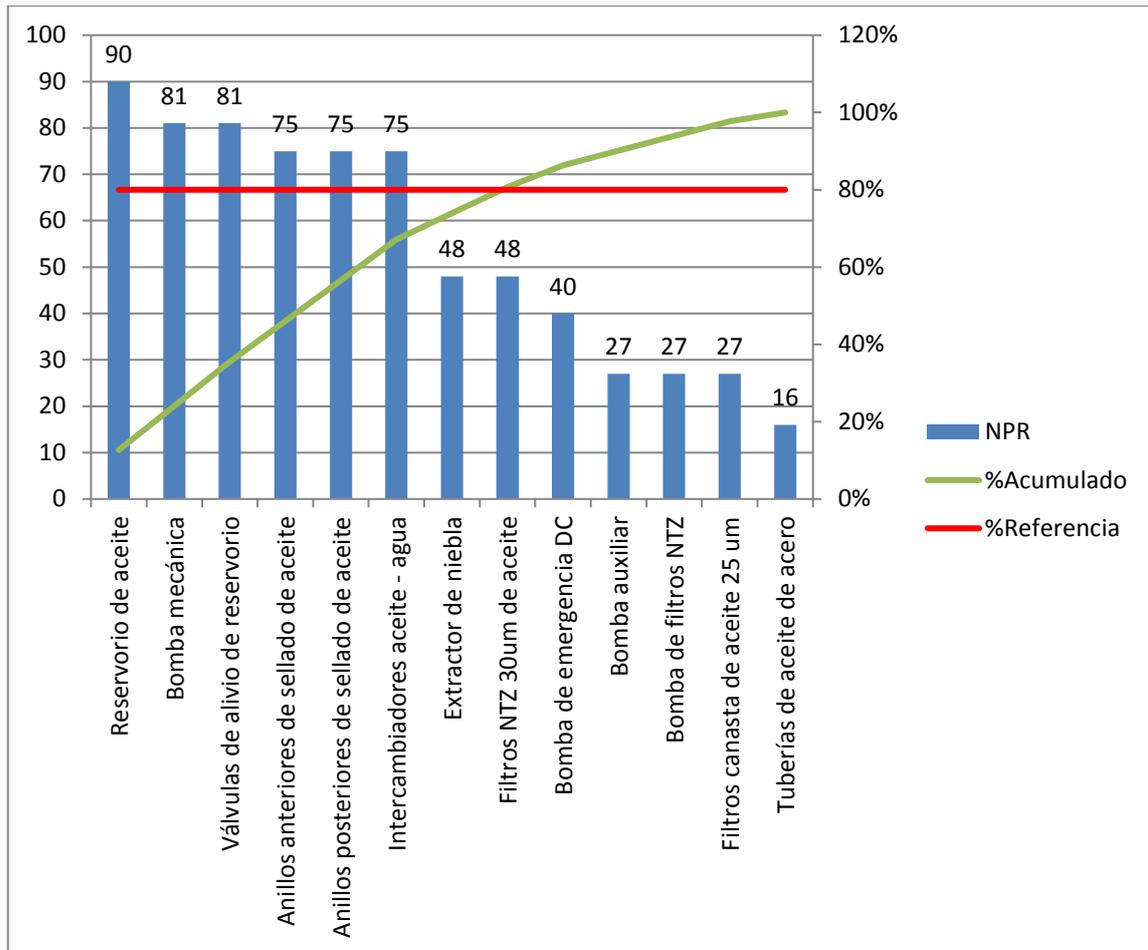


Figura 98. Diagrama de Pareto del sistema de lubricación.

Fuente: Elaboración propia.

Del diagrama mostrado se procede a separar los componentes que representan el 80% de la sumatoria de NPR. Estos serían:

- Reservorio de aceite.
- Bomba mecánica.
- Válvulas de alivio de reservorio.

#### 3.2.5.4. Condensador

En la Figura 99, se aprecia el Diagrama de Pareto de los componentes del condensador, según los valores de NPR obtenidos.

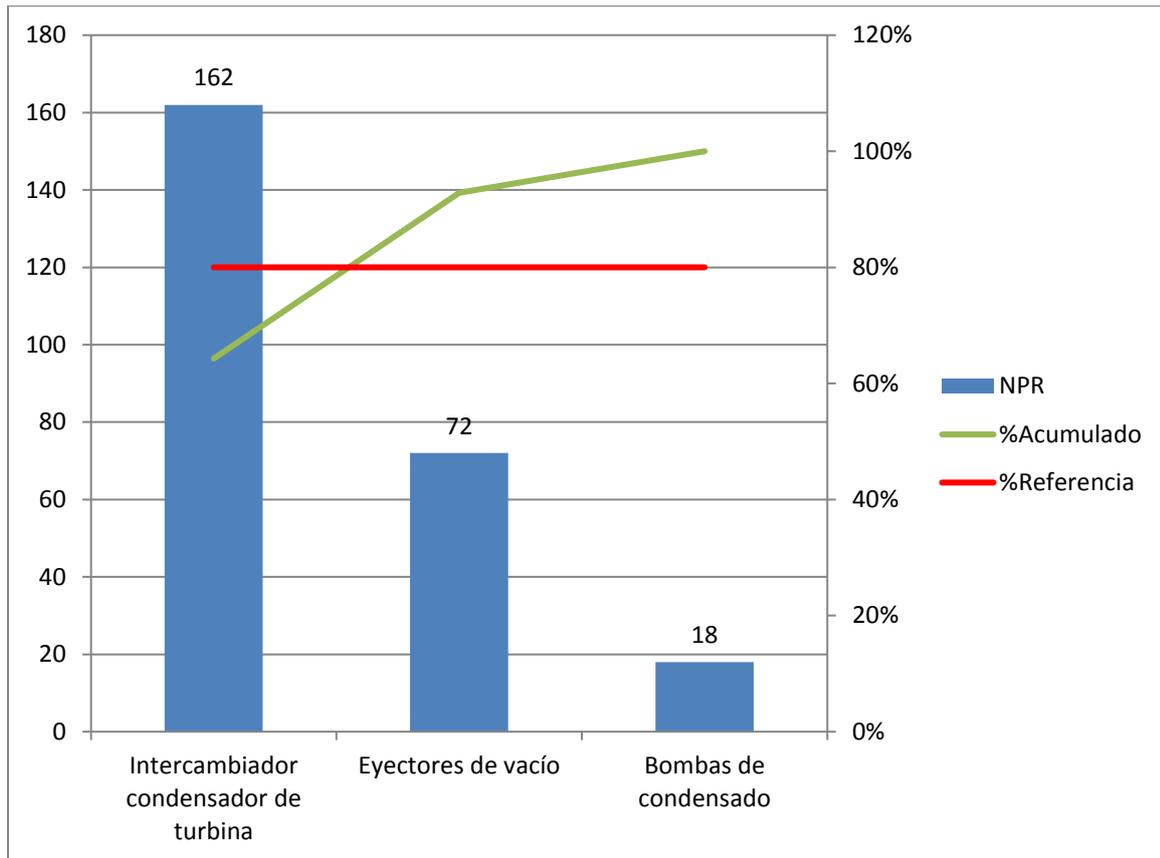


Figura 99. Diagrama de Pareto del condensador.

Fuente: Elaboración propia.

Del diagrama mostrado se procede a separar el componente que representa el 80% de la sumatoria de NPR. Este sería:

- Intercambiador condensador de turbina.

### 3.2.5.5. Equipos diversos

En la Figura 100, se aprecia el Diagrama de Pareto de los componentes de los equipos diversos, según los valores de NPR obtenidos.

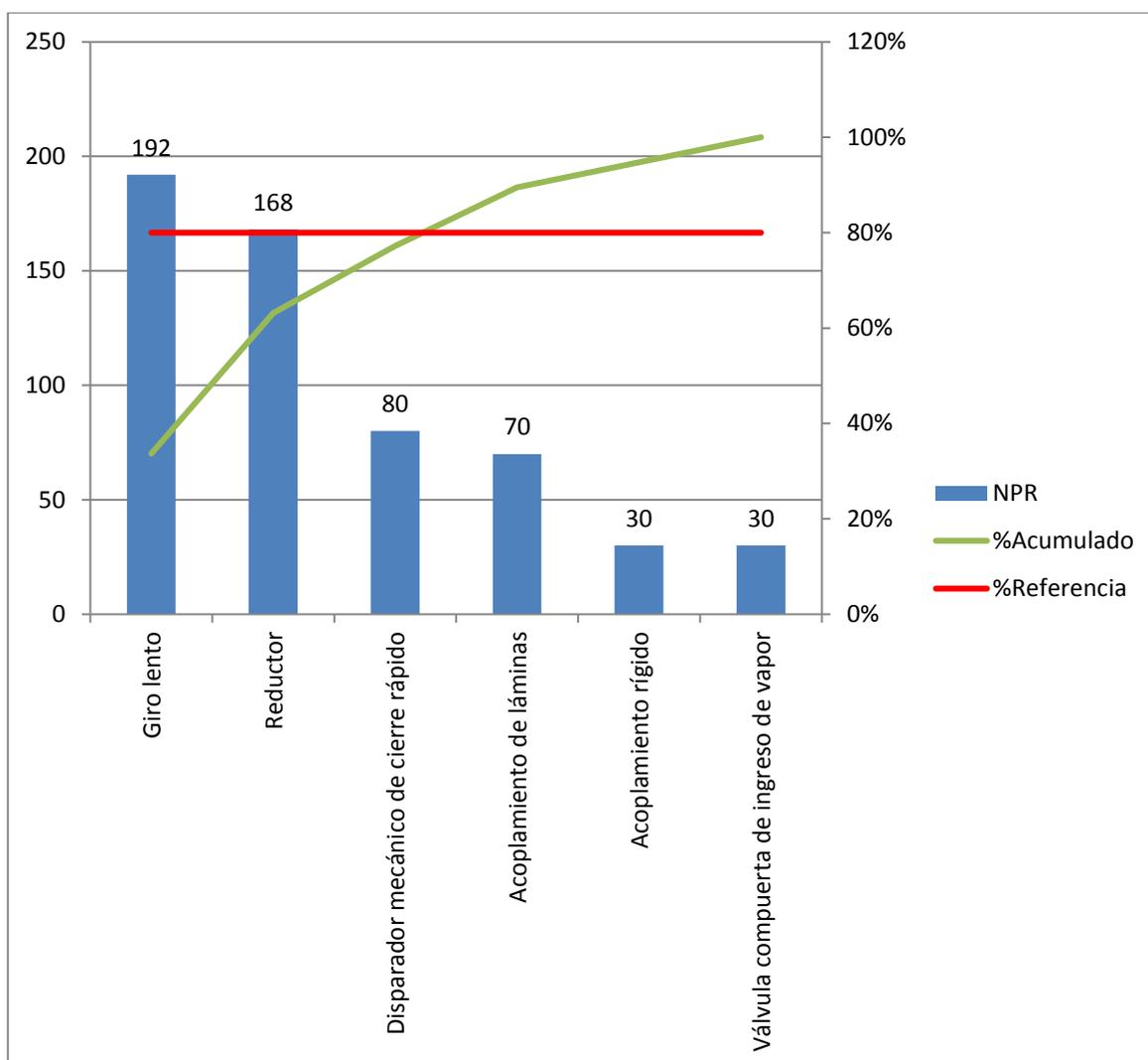


Figura 100. Diagrama de Pareto de los equipos diversos.

Fuente: Elaboración propia.

Del diagrama mostrado se proceden a separar los componentes que representan el 80% de la sumatoria de NPR. Estos serían:

- Giro lento.
- Reductor.
- Disparador mecánico de cierre rápido.

### 3.2.6. Aplicación de RCM a componente

A continuación, se presenta la Tabla 25, en ésta, se muestran todos los componentes extraídos de los Diagramas de Pareto a partir de los AMEF de cada sistema, analizados en la sección anterior:

**Tabla 36.** Número de prioridad de riesgo de cada componente

Equipo	Sistema	Componente	Número de prioridad de riesgo (NPR)
Turbina de condensación TMC5000	Turbina	Válvula de cierre rápido	720
		Válvula de regulación de vapor	648
		Rotor	168
	Regulación e hidráulico	Bomba mecánica	81
		Accionador de válvula de cierre rápido	70
	Lubricación	Reservorio de aceite	90
		Bomba mecánica	81
		Válvulas de alivio de reservorio	81
	Equipos diversos	Reductor	168
		Disparador mecánico de cierre rápido	80
		Giro lento	192
	Condensador	Intercambiador condensador	162

**Fuente:** Elaboración propia.

Se observa que el componente de mayor NPR, pertenece al sistema de la turbina de condensación, se trata de la válvula de cierre rápido y será analizada según los procedimientos del mantenimiento centrado en la confiabilidad.

En la Tabla 37, se muestra la planilla de información RCM, en ésta, se describen claramente las funciones, fallas funcionales, modos de falla, efectos y consecuencias de cada modo de falla del componente en estudio. Para su elaboración, se contó con la participación del jefe de la planta de energía, el supervisor de mantenimiento encargado, operadores y mecánicos de las turbinas. De esta manera, es posible comprender qué tanto puede afectar una falla si no se controla y así, proponer alternativas viables de solución en la plantilla de decisión RCM, presentada en la Tabla 38.

Tabla 37. Planilla de información RCM (continúa)

Planilla de información RCM		Componente: Válvula de cierre rápido		Sistema: Turbina de condensación Código del equipo: 84851 Fecha: Agosto 2017		
Función	Falla Funcional	Modo de falla	Efecto de falla	Consecuencia de falla		
1 Cortar el suministro de vapor en 0.2 segundos mediante su cierre rápido.	A Corta el suministro de vapor en más de 0.2 segundos	1	Vástago desliza lentamente por suciedad	La suciedad aumenta el rozamiento entre el vástago y su casquillo, lo que disminuye la aceleración de cerrado y por ende su tiempo de actuación. Posible aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816. 16 horas de inactividad del equipo para limpieza del vástago.	Desgaste acelerado en los cojinetes, posible aparición de grietas en zonas de concentración de esfuerzos de eje, aumento de excentricidad de rotor, disminución de vida útil de acoplamiento flexible, posible deformación de sellos de vapor que ocasiona fuga de vapor al ambiente y con ello contaminación del aceite con vapor. Aumento del costo de reparación por daños a los componentes mencionados. Incumplimiento de la proyección anual de generación de energía eléctrica esperada y las pérdidas de energía térmica que esto conlleva debido a la utilización de una válvula reductora de presión para continuar la producción de etanol mientras es realizada la reparación.	
		2	Obstrucción en línea de retorno de aceite por impurezas en él	El área del conducto de retorno de aceite se reduce y con ello la velocidad del fluido al momento de desplazarse. Posible aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816. 6 horas de inactividad del equipo para reparación.		
		3	Resorte inadecuado	El resorte puede estar subdimensionado y no ejercerá la fuerza necesaria al momento del cierre rápido y el vástago tardará en cerrar. Posible aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816. 3 horas de inactividad necesarias para cambiar el componente.		
	B Incapaz de cortar el suministro de vapor	4	Vástago trabado por suciedad	La suciedad excesiva imposibilita el deslizamiento del vástago, se impide el cierre de la válvula, aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816.		Destrucción de componentes de la turbina, inoperatividad inminente. Posible rotura de carcasa y cojinetes. Puede que la reparación supere el costo de adquisición de un nuevo equipo. Elevada probabilidad de accidente con daño personal al operador de casa de fuerza con riesgo de muerte. Contaminación ambiental por derrame no controlado de aceite por rotura o fisuramiento de reservorio. Incumplimiento de la proyección anual de generación de energía eléctrica esperada y las pérdidas de energía térmica que esto conlleva debido a la utilización de una válvula reductora de presión para continuar la producción de etanol mientras es realizada la reparación.
		5	Vástago con excentricidad fuera de tolerancia	La excentricidad del vástago es mayor a su holgura con el casquillo, se trava la válvula al momento del cierre, aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816.		
		6	Resorte roto	La válvula no cierra al momento que la presión de apertura es retirada, aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816.		
		7	Pase de vapor por el asiento de la válvula	El vapor sigue llegando al rotor en menor cantidad, aceleración de la turbina superando su rotación de seguridad (7150 rpm), aumento de vibraciones superando lo establecido por la norma ISO 10816.		

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 37. Planilla de información RCM (continuación).

Planilla de información RCM		Componente:					
		Sistema: Turbina de condensación Código del equipo: 84851 Fecha: Agosto 2017					
Falla Funcional		Modo de falla	Efecto de falla	Consecuencia de falla			
2	Permitir el pase de vapor a través de ella cuando se encuentra abierta	C	Incapaz de dejar pasar vapor	8	No hay presión en la línea de apertura de la válvula	El vapor no ingresa por las toberas, la turbina no puede iniciar rampa de calentamiento. Inactividad del equipo hasta recuperar presión en la línea de apertura.	Incumplimiento de la proyección anual de generación de energía eléctrica esperada y las pérdidas de energía térmica que esto conlleva debido a la utilización de una válvula reductora de presión para continuar la producción de etanol mientras es realizada la reparación.
				9	Caída de acoplamiento entre vástagos	El servomotor de accionamiento no puede movilizar el vástago de apertura de la válvula, la turbina no puede iniciar rampa de calentamiento. Inactividad del equipo hasta colocación de acoplamiento.	Gasto de mantenimiento no programado para retirar y cambiar acoplamiento. Incumplimiento en la proyección de generación eléctrica.
			10	Agujeros del contra asiento obstruidos	La válvula no puede realizar ecualización de presiones. no apertura, la turbina no puede iniciar rampa de calentamiento. 8 horas de limpieza de agujeros para arrancar.	Gasto de mantenimiento no programado para limpieza de agujeros. Incumplimiento en la proyección de generación de energía.	
		D	Transfiere menos de 21 tonvapor/hora	11	Resorte inadecuado	El resorte ejerce mucha fuerza sobre la presión de apertura y no permite que la válvula aperture completamente, la turbina tiene restricción de carga. Necesarias 3 horas de inactividad de la turbina para cambiar el componente.	Gasto de mantenimiento no programado para cambiar el resorte. Incumplimiento en la proyección de generación de energía.

Fuente: Elaboración propia.

Una vez culminada la planilla de información, se procede a rellenar la planilla de decisión RCM. Se deben indicar las funciones (F), fallas funcionales (FF) y modos de falla (FM) descritos extensamente en la tabla anterior. Para completar adecuadamente esta planilla, es necesario utilizar el Diagrama de decisión RCM (ver Anexos), éste, permite clasificar cada modo de falla según su consecuencia, también, escoger tareas correctivas de monitoreo en condición, restauración programada, descarte programado, búsqueda de fallas, mantenimiento no programado, tareas combinadas o rediseño que adecuadamente seleccionadas podrán asegurar la confiabilidad del componente en estudio hasta llevarlo a niveles aceptables por el cliente.

En la Tabla 38, se muestra la planilla de decisión RCM completada para todos los modos de falla listados a la válvula de cierre rápido de la turbina de condensación.

**Tabla 38.** Plantilla de decisión RCM (continúa)

Planilla de decisión RCM										Componente:		Sistema: Turbina de condensación		
Válvula de cierre rápido										Código del equipo: 84851		Fecha: Agosto 2017		
Referencia de información	Consecuencia de la evaluación			H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción de default				Intervalo inicial	Puede ser realizado por		
	H	S	E				O	H4	H5	S4				
F	FF	FM												
1	A	1	N	Y										Operador de casa de fuerza
				Y										Operador de casa de fuerza
				Y										Jefe de planta de energía
				N	N	N	Y							Empresa de boroscopia certificada
				Y										Mobil
1	A	2	N	N	Y									Operador de casa de fuerza
				N	Y									Mecánico de casa de fuerza
1	A	3	N	N	Y									Planificador de mantenimiento
1	B	4	N	N	N	Y								Operador de casa de fuerza

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 38. Planilla de decisión RCM (continuación).

Planilla de decisión RCM										Componente:					
										Sistema: Turbina de condensación					
										Código del equipo: 34851					
										Fecha: Agosto 2017					
Válvula de cierre rápido										Tarea propuesta					
Referencia de información	Consecuencia de la evaluación				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción de default				Intervalo inicial	Puede ser realizado por		
	F	FF	FM					H	S	E	O			H4	H5
1	B	5	N		N	Y	N	Y					Medición de excentricidad según plano de fabricante (0.02 mm máximo) y cambiar si es necesario.	Anual	Fabricante de las turbinas TGM
1	B	6	N		N	Y	N	Y		Y			Abrir y cerrar válvula de cierre rápido antes de cada arranque de la turbina.	Cada arranque de la turbina	Operador de casa de fuerza
1	B	7	N		N	Y	N	Y					Inspección visual y END de lentes penetrantes a resorte y cambiar si es necesario.	Anual	Fabricante de las turbinas TGM
1	B	8	N		N	Y	N	Y					Solicitar resorte al fabricante y configurar una reposición automática (MRP) que asegure siempre un resorte en stock.	Permanente	Planificador de mantenimiento
1	B	9	N		N	Y	N	Y					A asentamiento de la válvula con azul de prusia.	Anual	Mecánico de casa de fuerza
2	C	8	Y	N	Y	Y	N	Y					Verificar operatividad de bomba auxiliar (sentido de giro, presión de descarga).	Antes de cada arranque de la turbina	Operador de casa de fuerza
2	C	9	Y	N	Y	Y	N	Y					Verificar que las válvulas de ingreso de aceite de los intercambiadores de agua - aceite, de filtros dobles y la 3 de vías se encuentren operativas.	Antes de cada arranque de la turbina	Operador de casa de fuerza
2	C	10	Y	N	Y	Y	N	Y					Realizar prueba de apertura / cierre de la válvula verificando la posición firme del acoplamiento (debe desplazarse con el vástago).	Antes de cada arranque de la turbina	Operador de casa de fuerza
2	C	11	Y	N	Y	Y	N	Y					Realizar limpieza de agujeros al momento que se realiza la limpieza general de la válvula.	Cada 4 meses	Mecánico de casa de fuerza
2	D	11	Y	N	Y	Y	N	Y					Utilizar solamente repuestos originales en la turbina.	Permanente	Planificador de mantenimiento

Fuente: Elaboración propia.

### **3.2.7. Justificación económica para la implementación del RCM**

El costo de adquisición de la turbina de condensación fue de 7 300 000 dólares. En caso la válvula de cierre rápido no logre cortar el suministro de vapor cuando se le requiere, se sufriría la pérdida total de sus componentes, por el efecto destructivo de la elevada aceleración y revoluciones a las que llegaría (hasta 45 000 rpm, siendo su valor nominal 6500 rpm). Declarada una pérdida total, los costos de reparación resultarían iguales o mayores al costo de adquisición; por lo cual, la acción correctiva inmediata más conveniente decantaría en la compra de una nueva turbina.

Como se ha expuesto, las estrategias de acción que logra RCM, garantizan la confiabilidad de la válvula, y aseguran su operatividad siempre que se necesite, evitando siniestros que afecten su disponibilidad y en general a la rentabilidad de la compañía.

## Capítulo 4

### Cálculo de indicadores de medición de efectividad del mantenimiento

#### 4.1. Obtención de la información

La empresa Caña Brava cuenta con uno de los ERP (Sistema de Planificación de Recursos Empresariales, en inglés) más confiables. SAP (Sistemas, Aplicaciones y Productos en Procesamiento de datos) es la empresa líder a nivel mundial en desarrollo de software de negocios para todo tipo de industria. En la actualidad, SAP cuenta con más de 232,000 clientes establecidos en más de 130 países y responde a las necesidades tanto de las pequeñas, medianas y grandes empresas.

SAP llegó al Perú hace 15 años y ha construido una base de más de 400 clientes corporativos, entre los cuales se encuentran las empresas más grandes del país. También, gracias a su estrategia orientada a las pequeñas y medianas empresas, a la fecha cuenta con más de 300 clientes sólo en este importante segmento de mercado. (Zona de clientes SAP, 2017).

En este capítulo, utilizaremos SAP como herramienta para la recopilación de datos sobre el comportamiento de las turbinas de casa de fuerza desde su puesta en marcha, se procede a descargar toda la información previamente reportada por personal operador y de mantenimiento. A continuación, se detallan los pasos ejecutados para su obtención y filtrado final:

Paso 1: Identificación de códigos de equipos, transacción ih01, ver Figuras 101, 102 y 103.

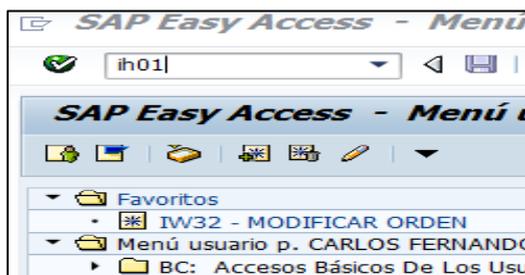


Figura 101. Ingreso a la transacción SAP ih01.

Fuente: SAP.

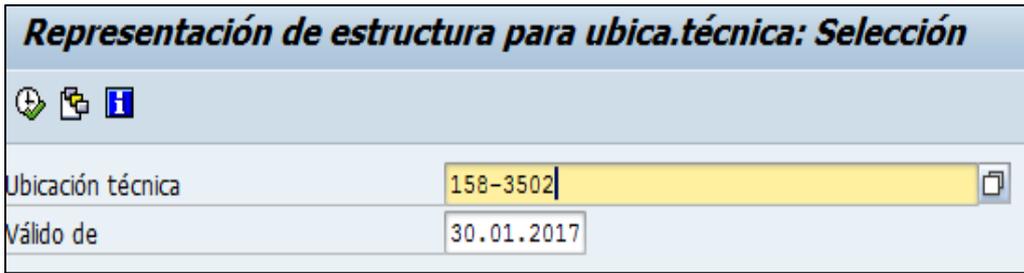


Figura 102. Colocación de la ubicación técnica respectiva para Bioenergía del Chira 158-3502.  
Fuente: SAP.

**Repr.estructura ubicación técnica: Lista de estructura**

Ubic.técn. 158-3502 Válido de 03.12.2016

Denominación BIOENERGIA DEL CHIRA S.A

158-3502-CAS-FUER-AUTOM	AUTOMATIZACION DE CASA DE FUERZA	740000200	P91
158-3502-CAS-SATU	SALA DE TURBINAS	740000201	P91
158-3502-CAS-SATU-PGRUA	FUENTE GRUA	740000660	P91
158-3502-CAS-SATU-TCONI	TURBINA DE CONTRAPRESION	740000201	P91
82402	GENERADOR 12,000 KVA	GENE-10KVA	740000000 P91
120282	REDUCTOR RTS 450 (TG1)	RED-RTS450	740000160 P91
84850	TURBINA TMS000	TURB-TMS000	740000160 P91
133385	BOMBA PRINCIPAL ACEITE (TG1)	BB_FRIN_ACE	740000201 P91
133387	BOMBA AUXILIAR ACEITE (TG1)	BB_AUX_ACE	740000201 P91
133416	MOTOBOMBA DE ENGRANAJES ACEITE (TG1)	MB_ACE	740000201 P91
133388	EXHAUSTOR DE NIEBLA (TG1)	EX_NIEBLA_TMS000	740000112 P91
133389	ENFRIADOR DE ACEITE (TG1)	INTE-ACEITE	740000013 P91
133390	EQUIPO FILTRACION NTZ (TG1)	FILT_NTZ	740000013 P91
82403	TABLERO IHM DEL G 10 KVA	TABL-10KVA	740000001 P91
82404	CUBICULO DE SOBRETENSION DEL GENERADOR 1 CUBI-310MV		740000002 P91
82405	CUBICULO DE NEUTRO Y PUESTA A TIERRA DEL CUBI-310MV		740000003 P91
158-3502-CAS-SATU-TCOND	TURBINA DE CONDENSACION	740000201	P91
82406	GENERADOR 5,000 KVA	GENE-05KVA	740000020 P91
120281	REDUCTOR RTS 360 (TG2)	RED-RTS360	740000201 P91
84851	TURBINA TMC5000	TURB-TMC5000	740000161 P91
133392	BOMBA PRINCIPAL ACEITE (TG2)	BB_FRIN_ACE	740000201 P91
133393	BOMBA AUXILIAR ACEITE (TG2)	BB_AUX_ACE	740000201 P91
133417	MOTOBOMBA DE ENGRANAJES ACEITE (TG2)	MB_ACE	740000201 P91
133394	EXHAUSTOR DE NIEBLA (TG2)	EX_NIEBLA_TMC5000	740000112 P91
133395	ENFRIADOR DE ACEITE (TG2)	INTE-ACEITE	740000013 P91
133396	EQUIPO FILTRACION NTZ (TG2)	FILT_NTZ	740000013 P91
133402	REDUCTOR GIRO LENTO	RED-GIR	740000201 P91
82407	TABLERO IHM DEL G 5 KVA	TABL-05KVA	740000021 P91

Figura 103. Código SAP TM5000, 84850 y código SAP TMC5000, 84851.  
Fuente: SAP.

Paso 2: Colocación de códigos en transacción iw28, ver Figuras 104, 105 y 106.

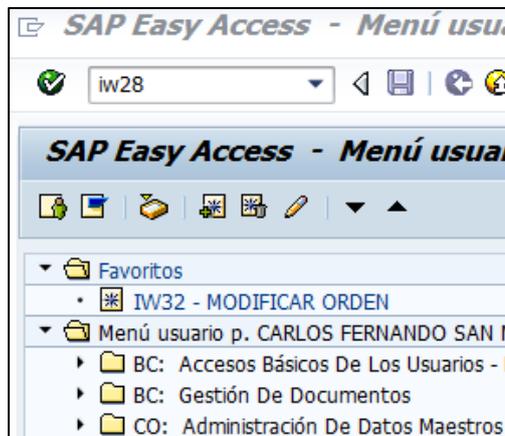


Figura 104. Ingreso a la transacción SAP iw28.  
Fuente: SAP.

Figura 105. Pantalla de transacción iw28.  
Fuente: SAP.

Figura 106. Colocación de códigos referentes a ambas turbinas en pestaña equipo.  
Fuente: SAP.

Paso 3: Se define el intervalo de fechas para extracción de la información. Ver figura 107.

Figura 107. Intervalos de extracción de información.  
Fuente: SAP. Elaboración propia.

Paso 4: Se seleccionan las columnas a mostrar en la transacción iw28. Ver Figuras 108 y 109.

Denom.ubic.técnica	Descripción	Aviso	Fecha de aviso	DurParada	Autor aviso	Cl.	Inicio avería	HInAvería	Fin de avería	HFinAver	R	Equipo	CePl
TURBINA DE CONTRAPRESION	trip de turbina TM5000	12486083	26.12.2016	1,07	ASLVADR	MB	25.12.2016	05:45:39	25.12.2016	06:49:59	1	84850	3502
TURBINA DE CONDENSACION	TRIP DE TURBINA TMC5000	12486084	26.12.2016	1,00	ASLVADR	MB		05:45:00	25.12.2016	06:45:00	1	84851	3502
TURBINA DE CONTRAPRESION	TRIP DE TG1	12479841	12.12.2016	0,23	HYOVERAP	MB	12.12.2016	20:08:59	12.12.2016	20:23:00	1	84850	3502
TURBINA DE CONTRAPRESION	TRIP DE TG1	12479839	12.12.2016	0,20	HYOVERAP	MB		19:41:59	12.12.2016	19:54:00	1	84850	3502

Figura 108. Pantalla de visualización inicial a filtrar.  
Fuente: SAP. Elaboración: Propia.

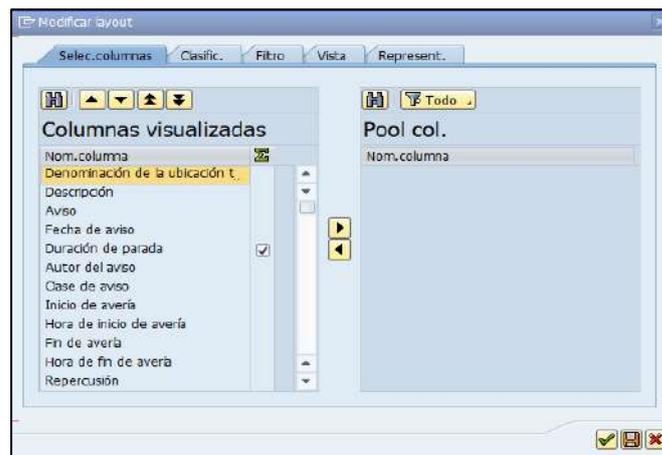


Figura 109. Pantalla de filtrado de columnas.  
Fuente: SAP. Elaboración: Propia.

Paso 5: Se descarga la información a formato Excel para su análisis, ver Figura 110.



Figura 110. Selección de tabla pivote para visualización de información en Microsoft Excel.

Fuente: SAP. Elaboración propia.

### Organización de la información

Para realizar una buena clasificación de los avisos, la empresa Caña Brava los ha codificado según su tipo, cada uno será explicado a continuación:

- M1: avisos de mantenimiento correctivo que no ocasionaron paradas.
- M2: avisos de parada por fallas de mantenimiento.
- M3: avisos de mantenimiento preventivo.
- M4: avisos de mejora.
- MA: avisos de paradas para mantenimientos rutinarios.
- MB: avisos de paradas imprevistas en general.
- MC: avisos de parada por trabajos de mantenimiento prolongados.
- MD: avisos de paradas programadas.

Para el cálculo de los indicadores de medición de efectividad, se requiere del estudio de avisos que hayan impactado en los tiempos operativos de los equipos; por ello, se han filtrado las clases de avisos M2, MA, MB, MC y MD. Ver Figura 111.

	B	F	H	I	J	K	
1	Denominación	Clase de aviso	Descripción	Duración para	Inicio ave	Hora in.ave	Fin
480	TU	Ordenar de A a Z	Tip mecánico por sobrevelocidad	4.00	30/10/2009	02:15:00	30
481	TU	Ordenar de Z a A	Falla en CPC de Turbina Condensación	12.08	29/11/2009	04:40:00	29
482	TU	Ordenar por color	Turbina arranque y generador no sincroni	12.13	27/12/2009	14:30:00	28
483	TU	Borrar filtro de "Clase de aviso"	Salida de turbina por salida de consecio	0.95	23/01/2010	10:43:00	23
484	TU	Filtrar por color	Salida de turbina por salida consecionar	2.55	23/01/2010	10:43:00	23
485	TU	Filtros de texto	Falla turbina condensación por intercamb	20.17	03/02/2010	14:00:00	04
486	TU	Buscar	Parada por fuga en sellos de válvulas	1.00	12/04/2010	10:00:00	12
487	TU	(Seleccionar todo)	Falla en el motor de arranque lento	1.07	17/04/2010	14:56:00	17
488	TU	<input type="checkbox"/> M1	Salida generación Sobrecarga dsfibrador	4.08	30/04/2010	03:50:00	30
489	TU	<input type="checkbox"/> M2	salida de turbina por caída de presión y	0.33	11/05/2010	04:40:00	11
490	TU	<input checked="" type="checkbox"/> M3	Salida de turbina por sobrevelocidad	0.33	24/05/2010	20:35:00	24
491	TU	<input type="checkbox"/> M4	Salida turbina por caída de presión cald	0.92	10/06/2010	03:55:00	10
492	TU	<input checked="" type="checkbox"/> MA	Salida turbina por oscilación frecuencia	1.25	11/06/2010	00:35:00	11
500	TU	<input checked="" type="checkbox"/> MB	TRIP TMC50000 POR BAJO VAPOR DE ESCAPE	0.20	29/10/2010	01:40:53	29
501	TU	<input checked="" type="checkbox"/> MC	TRIP TMC5000 POR BAJO VAPOR DE ESCAPE	0.21	30/10/2010	01:28:29	30
502	TU	<input checked="" type="checkbox"/> MD	TRIP TMC50000 POR BAJO VAPOR DE ESCAPE	0.34	30/10/2010	12:23:48	30
503	TU	ACEPTAR	TRIP TMC50000 POR BAJO VAPOR DE ESCAPE	0.22	31/10/2010	12:08:40	31
504	TU	Cancelar	TRIP TMC5000 POR BAJO VAPOR DE ESCAPE	0.15	01/11/2010	00:40:54	01
505	TU		Trip de turbina por caída presión vacío	0.18	02/11/2010	07:27:14	02

Figura 111. Filtrado de avisos por su codificación.

Fuente: SAP. Elaboración propia.

Se prosigue con una revisión general de correcciones ortográficas y de redacción en la descripción a todos los avisos para poder clasificarlos adecuadamente, ver Figura 112.

Denominación	Clase de avi	Descripción	Duración para
TURBINA DE CONTRAPRESION	M2	Salida de turbina por sobrevelocidad	4.00
TURBINA DE CONTRAPRESION	M2	Turbina arranca y generador no sincroniza	12.13
TURBINA DE CONTRAPRESION	M2	Salida de turbina por salida concesionaria	0.95
TURBINA DE CONTRAPRESION	M2	Salida generación sobrecarga desfibrador	4.08
TURBINA DE CONTRAPRESION	M2	Caída de presión en caldera	0.33
TURBINA DE CONTRAPRESION	M2	Salida de turbina por sobrevelocidad	0.33
TURBINA DE CONTRAPRESION	M2	Caída de presión en caldera	0.92
TURBINA DE CONTRAPRESION	M2	Salida turbina por oscilación frecuencia	1.25
TURBINA DE CONTRAPRESION	M2	Trip de turbina TM5000	0.83
TURBINA DE CONTRAPRESION	MB	Trip de turbina TM5000	0.59
TURBINA DE CONTRAPRESION	MB	Trip de turbina TM5000	0.67
TURBINA DE CONTRAPRESION	MB	Para para sincronizar TMC5000	0.95
TURBINA DE CONTRAPRESION	MB	Trip de turbina TM5000	15.11
TURBINA DE CONTRAPRESION	MB	Trip de turbina TM5000	1.16
TURBINA DE CONTRAPRESION	MB	Trip de turbina TM5000	0.70
TURBINA DE CONTRAPRESION	MB	Trip de turbina TM5000	0.33
TURBINA DE CONTRAPRESION	MB	Trip de turbina TM5000	1.70
TURBINA DE CONTRAPRESION	MB	Trip de turbina TM5000	0.25

Figura 112. Revisión integral de información extraída.

Fuente: SAP. Elaboración propia.

Los avisos repetidos que fueron detectados fueron eliminados por no representar relevancia para los análisis a efectuar.

#### 4.2. Turbina de contrapresión TM5000

En esta sección, se calcularán cuatro indicadores de medición de efectividad de mantenimiento, con estos, se podrán identificar los problemas potenciales suscitados en la turbina de contrapresión, además de proponer directivas que permitirán controlar mejor su funcionamiento.

##### 4.2.1. Cálculo de la disponibilidad

Con la información extraída de SAP, se procede a calcular la disponibilidad, utilizando la fórmula presentada en el capítulo 2, desde el arranque de la planta hasta diciembre del año 2016, ver Tabla 39.

Tabla 39. Disponibilidad de la turbina de contrapresión del 2009 al 2016.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Acumulado	
<b>Turbina de contrapresión TM5000</b>	92	365	365	366	365	365	365	366	2649	días
Tiempo calendario	2208	8760	8760	8784	8760	8760	8760	8784	63576	horas
Tiempo de paradas programadas	0	0	0	0	104	413	4	848	1370	horas
Tiempo operativo	2208	8760	8760	8784	8656	8347	8756	7936	62206	horas
Tiempo paradas no programadas	16	9	86	78	249	377	218	155	1188	horas
Tiempo operativo neto	2192	8751	8674	8706	8406	7970	8538	7781	61018	horas
<b>Disponibilidad</b>	<b>99.3%</b>	<b>99.9%</b>	<b>99.0%</b>	<b>99.1%</b>	<b>97.1%</b>	<b>95.5%</b>	<b>97.5%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.1%</b>	

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 113, se observa la disponibilidad de la turbina a lo largo los años.

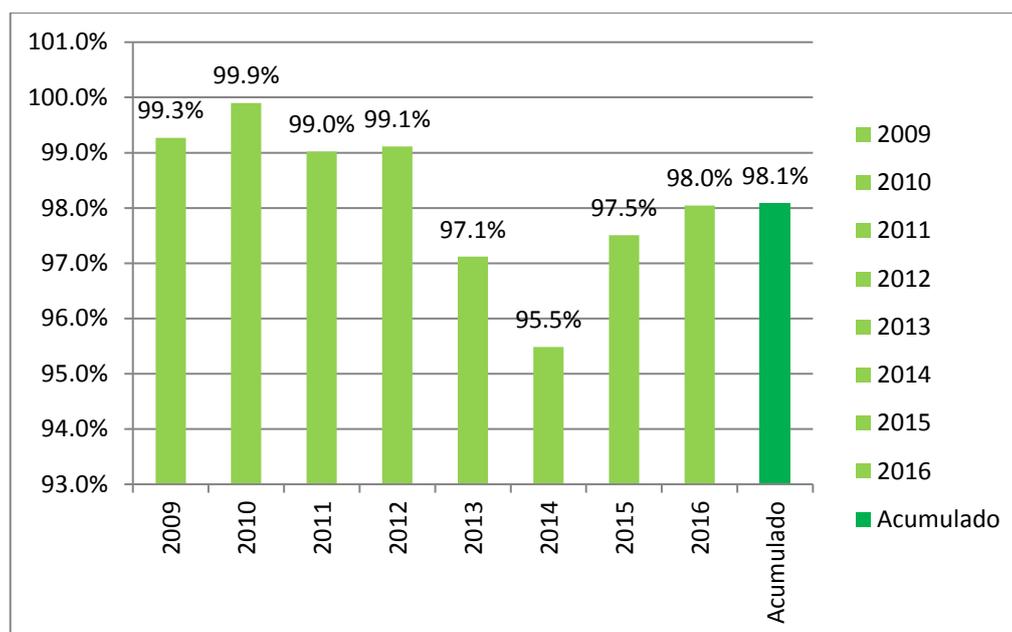


Figura 113. Comportamiento de la disponibilidad de la turbina de contrapresión.

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa, la turbina de contrapresión mantiene una disponibilidad ponderada de 98.1%. Esto significa, que cada 100 h programadas para su operación, trabaja 98.1 h y para 1.9 h. Las causas de la parada pueden ser propias del equipo o externas. La disponibilidad se enfoca en el tiempo operativo neto.

En el año 2014, se observa un descenso de la disponibilidad, llegando a 95.5%. Esto se debió principalmente al constante ensuciamiento de las válvulas de regulación, ocasionado por una falla en el separador de arrastre. Este problema se solucionó, a inicios del año 2015, cambiando el diseño del separador e implementando controles rigurosos de los KPI (Key Performance Indicator, por sus siglas en inglés) del vapor.

#### 4.2.2. Cálculo del tiempo medio entre fallas y el tiempo medio para reparar

Con la información extraída de SAP, se procede a calcular el TMEF y el TPR, utilizando las fórmulas presentadas en el capítulo 2, desde el arranque de la planta hasta diciembre del año 2016, ver Tabla 40.

Tabla 40. Cálculo del TMEF y TPR de la turbina de contrapresión del 2009 al 2016.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Acumulado	
<b>Turbina de contrapresión TM5000</b>	92	365	365	366	365	365	365	366	2649	días
Tiempo calendario	2208	8760	8760	8784	8760	8760	8760	8784	63576	horas
Tiempo de paradas programadas	0	0	0	0	104	413	4	848	1370	horas
Tiempo disponible	2208	8760	8760	8784	8656	8347	8756	7936	62206	horas
Tiempo paradas no programadas	16	9	86	78	249	377	218	155	1188	horas
Tiempo operativo	2192	8751	8674	8706	8406	7970	8538	7781	61018	horas
<b>Disponibilidad</b>	<b>99.3%</b>	<b>99.9%</b>	<b>99.0%</b>	<b>99.1%</b>	<b>97.1%</b>	<b>95.5%</b>	<b>97.5%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.1%</b>	
Tiempo total de operación (TTO)	2192	8751	8674	8706	8406	7970	8538	7781	61018	horas
Tiempo en restaurar operación (TTR)	16	9	86	78	249	377	218	155	1188	horas
Número total de fallas	2	7	31	46	58	84	60	74	362	
<b>Tiempo medio entre fallas (TMEF)</b>	<b>1096</b>	<b>1250</b>	<b>280</b>	<b>189</b>	<b>145</b>	<b>95</b>	<b>142</b>	<b>105</b>	<b>169</b>	<b>horas</b>
<b>Tiempo medio parar reparar (TPR)</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>horas</b>

Fuente: Elaboración propia.

### Tiempo medio entre fallas

De la tabla presentada, se observa que el tiempo medio entre fallas ha sido mayor a 1000 h durante los años 2009 y 2010, esto se debe, a la falta de generación de avisos en SAP (personal en proceso de capacitación). En los siguientes años, este valor disminuye drásticamente y refleja el comportamiento real del equipo. El dato ponderado de los 8 años de servicio es de 169 h; esto significa, que aproximadamente cada 169 h de trabajo de la turbina, ocurre alguna falla que detiene su operación, ver Figura 114.

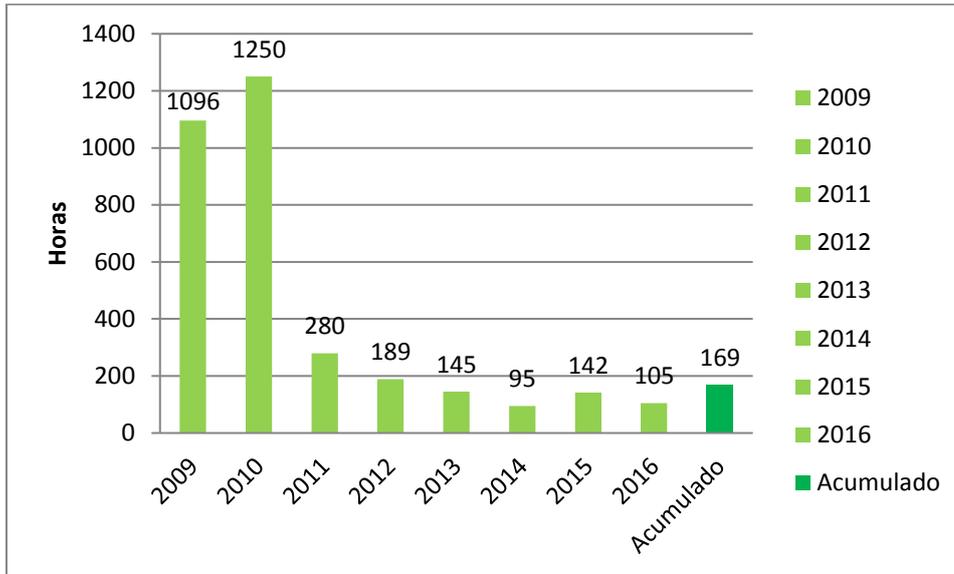


Figura 114. Evolución del TMEF de la turbina de contrapresión del 2009 al 2016.  
Fuente: Elaboración propia.

### Tiempo medio para reparar

El tiempo medio para reparar ponderado de la turbina de contrapresión es de 3 h, esto significa, que cada vez que la turbina para por alguna causa propia o externa, demora aproximadamente 3 h en reiniciar su operación. Ver Figura 115.

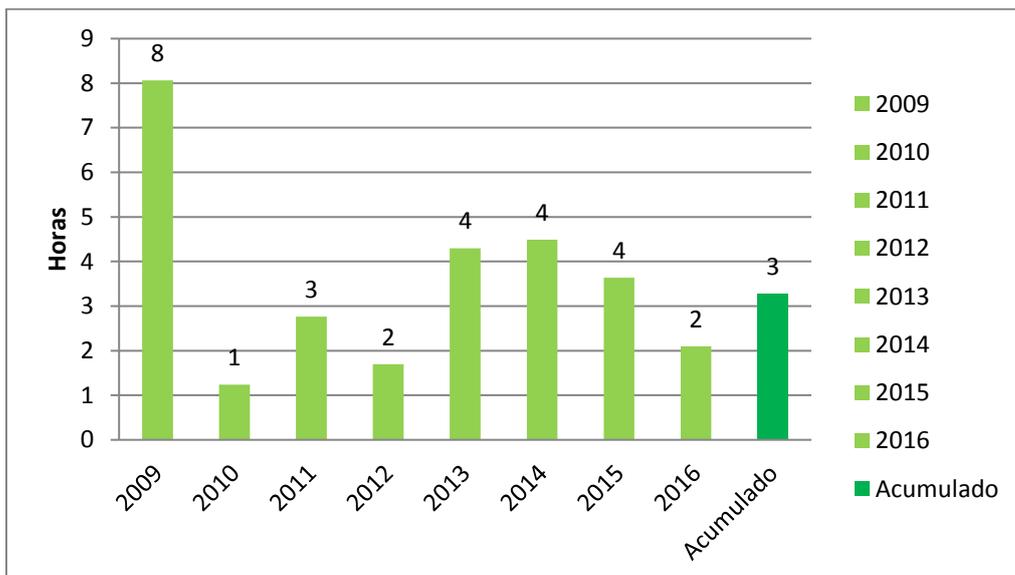


Figura 115. Evolución del TPR de la turbina de contrapresión del 2009 al 2016.  
Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra un gráfico delimitador del tiempo medio entre fallas y el tiempo medio para reparar. La zona verde representa los rangos de TMEF y TPR esperados (TMEF mayor a 169 h y TPR menores a 3 h), mientras que la zona roja representa rangos de funcionamiento fuera de la operación normal de la turbina. Por representar los tiempos medios históricos de comportamiento del equipo, la Figura 116 se puede utilizar como punto de partida para trazar objetivos de desempeño en la turbina.

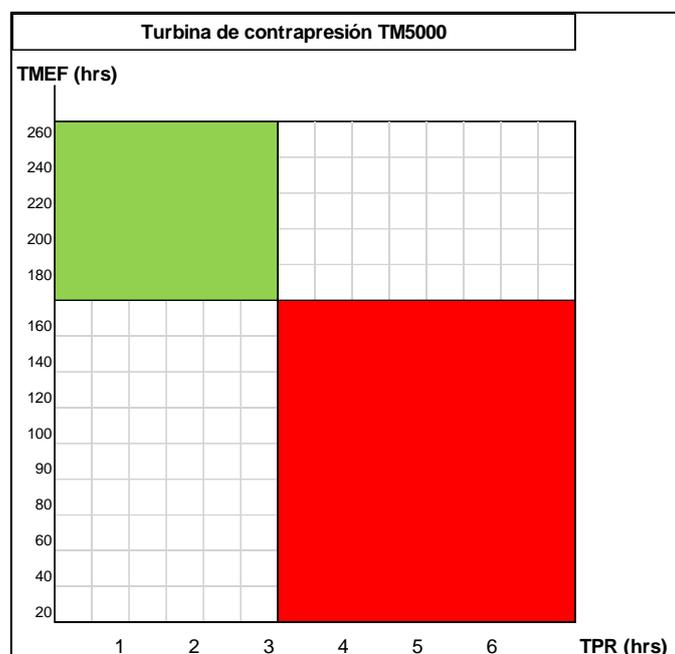


Figura 116. Gráfico delimitador de TMEF y TPR.

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.2.3. Cálculo de la eficiencia general de los equipos

Con la información extraída de SAP, se procede a calcular el OEE, utilizando las fórmulas presentadas en el capítulo 2, desde el arranque de la planta hasta diciembre del año 2016, ver Tabla 41.

Tabla 41. Cálculo del OEE de la turbina de contrapresión del 2009 al 2016.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Acumulado	
<b>Turbina de contrapresión TM5000</b>	92	365	365	366	365	365	365	366	2649	días
Tiempo calendario	2208	8760	8760	8784	8760	8760	8760	8784	63576	horas
Tiempo de paradas programadas	0	0	0	0	104	413	4	848	1370	horas
Tiempo disponible	2208	8760	8760	8784	8656	8347	8756	7936	62206	horas
Tiempo paradas no programadas	16	9	86	78	249	377	218	155	1188	horas
Tiempo operativo	2192	8751	8674	8706	8406	7970	8538	7781	61018	horas
<b>Disponibilidad</b>	<b>99.3%</b>	<b>99.9%</b>	<b>99.0%</b>	<b>99.1%</b>	<b>97.1%</b>	<b>95.5%</b>	<b>97.5%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.1%</b>	
Tiempo por velocidad reducida	2060	5056	6517	4530	3646	2777	3436	2641	30662	horas
Tiempo operativo neto	131	3696	2157	4176	4761	5193	5102	5140	30356	horas
<b>Rendimiento</b>	<b>6%</b>	<b>42%</b>	<b>25%</b>	<b>48%</b>	<b>57%</b>	<b>65%</b>	<b>60%</b>	<b>66%</b>	<b>50%</b>	
<b>Calidad</b>	<b>100%</b>									
<b>OEE</b>	<b>5.9%</b>	<b>42.2%</b>	<b>24.6%</b>	<b>47.5%</b>	<b>55.0%</b>	<b>62.2%</b>	<b>58.3%</b>	<b>64.8%</b>	<b>48.8%</b>	

Aumento de la capacidad nominal de la turbina de 8 a 10 MWh desde el año 2015

Fuente: Elaboración propia.

La turbina de contrapresión TM5000, cuenta con un OEE ponderado de 48.8%. Aunque la disponibilidad es buena (98.1%), su generación promedio, en

megavatios-hora, se encuentra 50% por debajo de su valor nominal, lo que impacta considerablemente en el resultado final del OEE.

Para el cálculo efectuado, la calidad se considera 100% porque todos los megavatios generados se aprovechan, de manera interna (alimentando a la red de la fábrica) o suministrándose a la red de la concesionaria.

#### 4.2.4. Fallas más relevantes que han afectado a la disponibilidad

Con los avisos de mantenimiento extraídos de SAP, se elabora el Diagrama de Pareto, desde el arranque de planta hasta diciembre del año 2016, para identificar las fallas más relevantes que han afectado a la disponibilidad de la turbina, ver Figura 117.

En el diagrama mostrado, se observan las fallas que representan el 80% del total de horas paradas de la turbina de contrapresión. Siendo la causa más representativa, la parada para realizar la limpieza de las válvulas de regulación de vapor.

Este diagrama puede ser utilizado por Caña Brava para iniciar una investigación integral sobre cada falla representativa en el funcionamiento de la turbina para reducir las horas por paradas imprevistas.

Todas las fallas listadas dentro del 80% no son propias del equipo; es decir, ninguna falla propia de la turbina ha ocasionado paradas representativas que afecten a su disponibilidad.

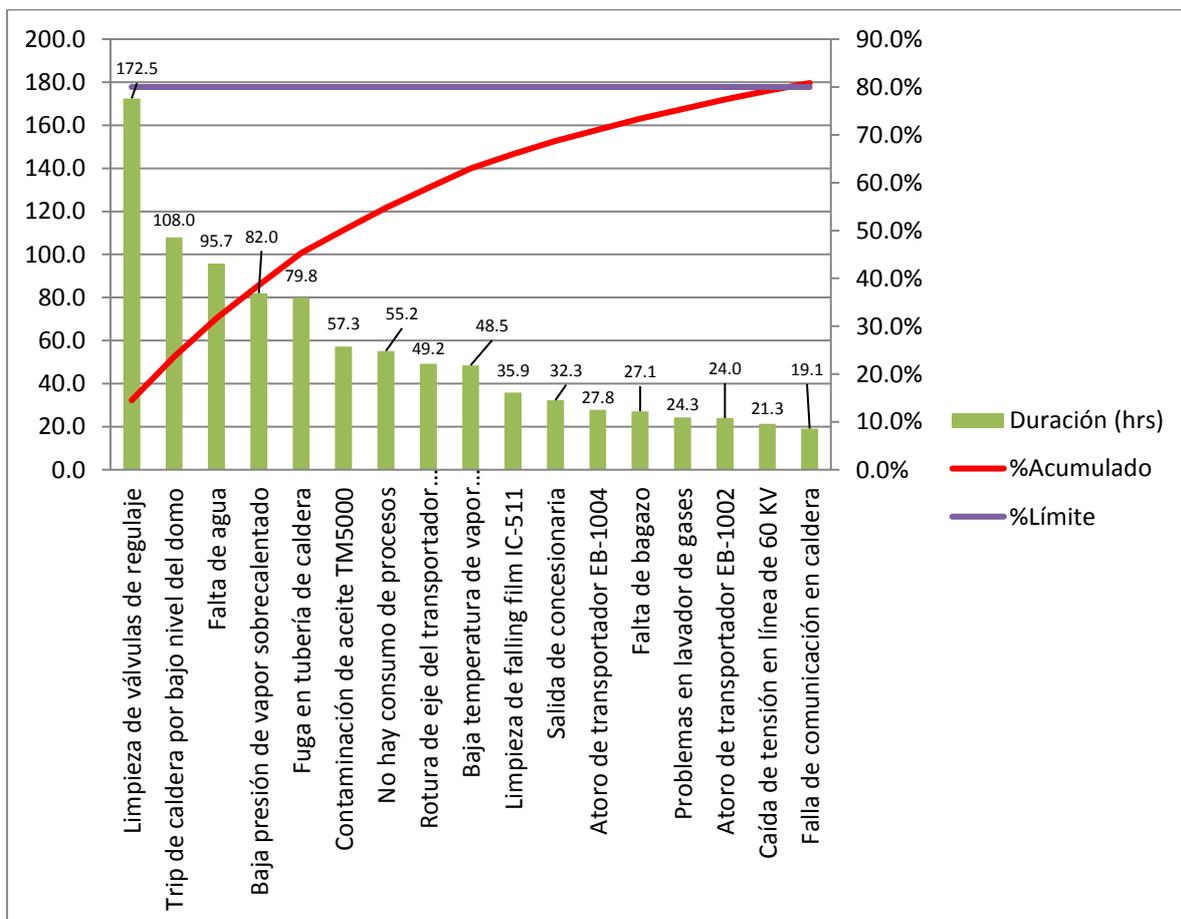


Figura 117. Diagrama de Pareto de la turbina de contrapresión del 2009 al 2016.

Fuente: Elaboración propia.

### 4.3. Turbina de condensación TMC5000

En esta sección, se calcularán cuatro indicadores de medición de efectividad de mantenimiento, con estos, se podrán identificar los problemas potenciales suscitados en la turbina de condensación, además de proponer directivas que permitirán controlar mejor su funcionamiento.

#### 4.3.1. Cálculo de la disponibilidad

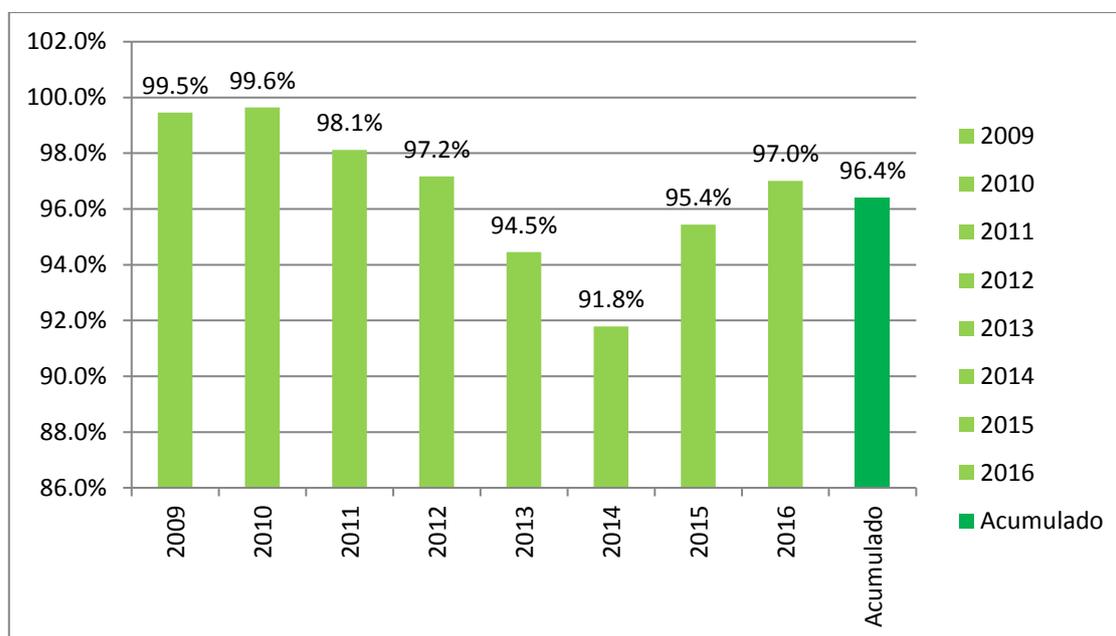
Con la información extraída de SAP, se procede a calcular la disponibilidad, utilizando la fórmula presentada en el capítulo 2, desde el arranque de la planta hasta diciembre del año 2016, ver Tabla 42.

**Tabla 42.** Disponibilidad de la turbina de condensación del 2009 al 2016.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Acumulado	
<b>Turbina de condensación TMC5000</b>	92	365	365	366	365	365	365	366	2649	días
Tiempo calendario	2208	8760	8760	8784	8760	8760	8760	8784	63576	horas
Tiempo de paradas programadas	0	0	0	0	67	957	0	859	1884	horas
Tiempo operativo	2208	8760	8760	8784	8693	7803	8760	7925	61692	horas
Tiempo paradas no programadas	12	31	165	249	482	641	400	237	2217	horas
Tiempo operativo neto	2196	8729	8595	8535	8211	7162	8360	7688	59475	horas
<b>Disponibilidad</b>	<b>99.5%</b>	<b>99.6%</b>	<b>98.1%</b>	<b>97.2%</b>	<b>94.5%</b>	<b>91.8%</b>	<b>95.4%</b>	<b>97.0%</b>	<b>96.4%</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

En la Figura 118, se observa la disponibilidad de la turbina a lo largo de los años.



**Figura 118.** Comportamiento de la disponibilidad de la turbina de condensación.

**Fuente:** Elaboración propia.

Como se observa, la turbina de condensación mantiene una disponibilidad ponderada de 96.4%. Esto significa, que cada 100 h programadas para su operación, trabaja 96.4 h y para 3.6 h. Las causas de la parada pueden ser propias del equipo o externas. La disponibilidad se enfoca en el tiempo operativo neto.

Al igual que en la turbina de contrapresión, en el año 2014, se observa un descenso de la disponibilidad, llegando a 91.8%. Esto se debió principalmente a constantes faltas de agua en la planta que obligaban a detener al equipo. Se operaba a baja carga sólo con la turbina de contrapresión y se dejaba de generar energía eléctrica con la turbina de condensación, priorizando la producción de etanol.

#### 4.3.2. Cálculo del tiempo medio entre fallas y el tiempo medio para reparar

Con la información extraída de SAP, se procede a calcular el TMEF y el TPR, utilizando las fórmulas presentadas en el capítulo 2, desde el arranque de la planta hasta diciembre del año 2016, ver Tabla 43.

**Tabla 43.** Cálculo del TMEF y TPR de la turbina de condensación del 2009 al 2016.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Acumulado	
<b>Turbina de condensación TMC5000</b>	92	365	365	366	365	365	365	366	2649	días
Tiempo calendario	2208	8760	8760	8784	8760	8760	8760	8784	63576	horas
Tiempo de paradas programadas	0	0	0	0	67	957	0	859	1884	horas
Tiempo operativo	2208	8760	8760	8784	8693	7803	8760	7925	61692	horas
Tiempo paradas no programadas	12	31	165	249	482	641	400	237	2217	horas
Tiempo operativo neto	2196	8729	8595	8535	8211	7162	8360	7688	59475	horas
<b>Disponibilidad</b>	<b>99.5%</b>	<b>99.6%</b>	<b>98.1%</b>	<b>97.2%</b>	<b>94.5%</b>	<b>91.8%</b>	<b>95.4%</b>	<b>97.0%</b>	<b>96.4%</b>	
Tiempo total de operación (TTO)	2196	8729	8595	8535	8211	7162	8360	7688	59475	horas
Tiempo en restaurar operación (TTR)	12	31	165	249	482	641	400	237	2217	horas
Número total de fallas	1	12	46	89	313	222	85	117	885	
<b>Tiempo medio entre fallas (TMEF)</b>	<b>2196</b>	<b>727</b>	<b>187</b>	<b>96</b>	<b>26</b>	<b>32</b>	<b>98</b>	<b>66</b>	<b>67</b>	<b>horas</b>
<b>Tiempo medio para reparar (TPR)</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>horas</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

#### Tiempo medio entre fallas

De la tabla presentada, se observa un tiempo medio entre fallas elevado durante los años 2009 y 2010, esto se debe, a la falta de generación de avisos en SAP (personal en proceso de capacitación). En los siguientes años, este valor disminuye drásticamente y refleja el comportamiento real del equipo (entre 26 y 187 h). El dato ponderado de los 8 años de servicio es de 67 h; esto significa, que aproximadamente cada 67 h de trabajo de la turbina, ocurre alguna falla que detiene su operación, ver Figura 119.

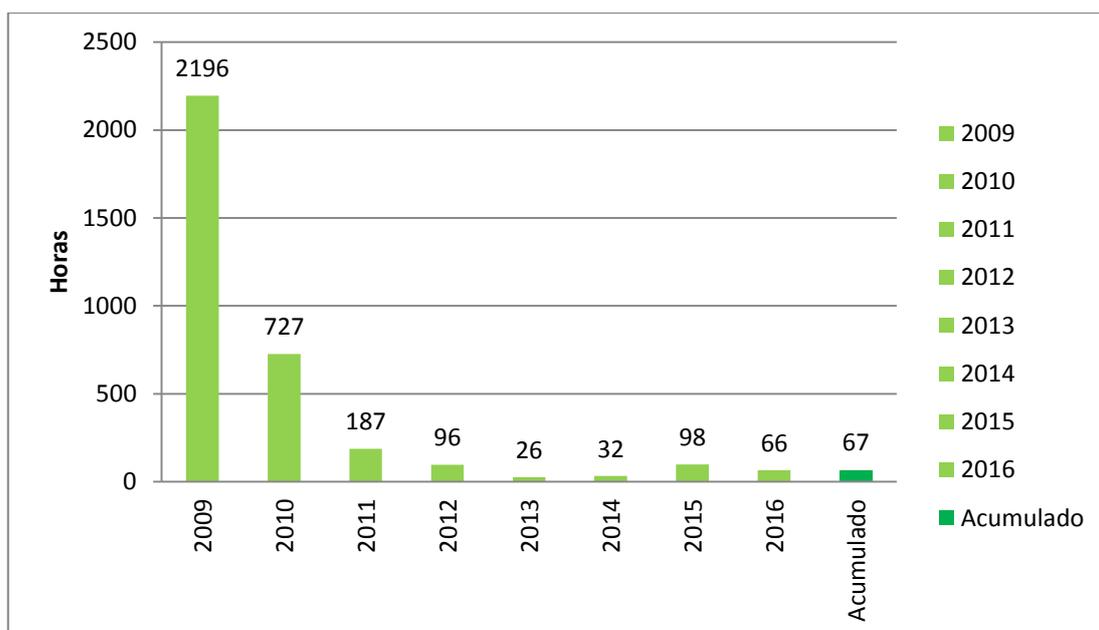


Figura 119. Evolución del TMEF de las turbinas de condensación del 2009 al 2016.

Fuente: Elaboración propia.

#### Tiempo medio para reparar

El tiempo medio para reparar ponderado de la turbina de condensación es de 3 h, esto significa, que cada vez que la turbina para por alguna causa propia o externa, demora aproximadamente 3 h en reiniciar su operación. Ver Figura 120.



Figura 120. Evolución del TPR de la turbina de condensación del 2009 al 2016.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra un gráfico delimitador del tiempo medio entre fallas y el tiempo medio para reparar. La zona verde representa los rangos de TMEF y TPR esperados (TMEF mayor a 67 h y TPR menores a 3 h), mientras que la zona roja representa rangos de funcionamiento fuera de la operación normal de la turbina. Por representar los tiempos medios históricos de comportamiento del equipo, la Figura 121 se puede utilizar como punto de partida para trazar objetivos de desempeño en la turbina.

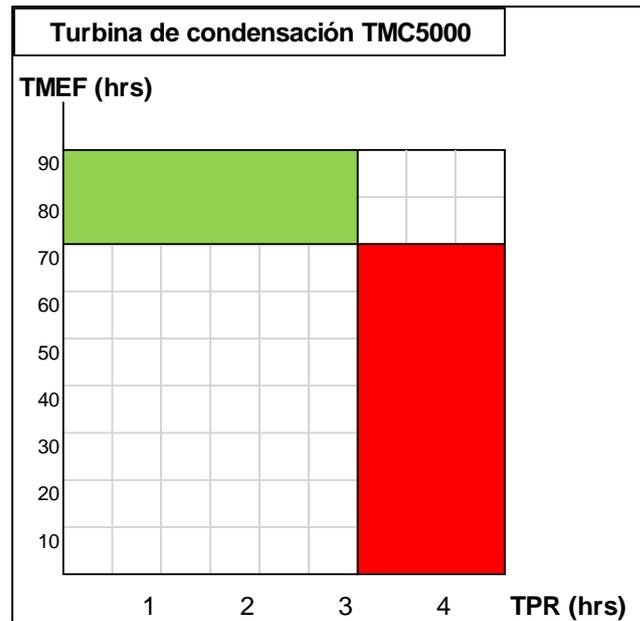


Figura 121. Gráfico delimitador del TMEF y TPR.

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.3.3. Cálculo de la eficiencia general de los equipos

Con la información extraída de SAP, se utiliza la fórmula del OEE, utilizando las fórmulas presentadas en el capítulo 2, desde el arranque de la planta hasta diciembre del año 2016, ver Tabla 44.

**Tabla 44.** Cálculo del OEE de la turbina de condensación del 2009 al 2016.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Acumulado	
<b>Turbina de condensación TMC5000</b>	92	365	365	366	365	365	365	366	2649	días
Tiempo calendario	2208	8760	8760	8784	8760	8760	8760	8784	63576	horas
Tiempo de paradas programadas	0	0	0	0	67	957	0	859	1884	horas
Tiempo operativo	2208	8760	8760	8784	8693	7803	8760	7925	61692	horas
Tiempo paradas no programadas	12	31	165	249	482	641	400	237	2217	horas
Tiempo operativo neto	2196	8729	8595	8535	8211	7162	8360	7688	59475	horas
<b>Disponibilidad</b>	<b>99.5%</b>	<b>99.6%</b>	<b>98.1%</b>	<b>97.2%</b>	<b>94.5%</b>	<b>91.8%</b>	<b>95.4%</b>	<b>97.0%</b>	<b>96.4%</b>	
Tiempo total de operación (TTO)	2196	8729	8595	8535	8211	7162	8360	7688	59475	horas
Tiempo en restaurar operación (TTR)	12	31	165	249	482	641	400	237	2217	horas
Número total de fallas	1	12	46	89	313	222	85	117	885	
<b>Tiempo medio entre fallas (TMEF)</b>	<b>2196</b>	<b>727</b>	<b>187</b>	<b>96</b>	<b>26</b>	<b>32</b>	<b>98</b>	<b>66</b>	<b>67</b>	<b>horas</b>
<b>Tiempo medio para reparar (TPR)</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>horas</b>
Tiempo por velocidad reducida	2053	6172	7701	6415	5674	4266	4056	4222	40559	horas
Tiempo operativo útil	143	2557	894	2120	2537	2896	4304	3466	18916	horas
<b>Rendimiento</b>	<b>6.5%</b>	<b>29.3%</b>	<b>10.4%</b>	<b>24.8%</b>	<b>30.9%</b>	<b>40.4%</b>	<b>51.5%</b>	<b>45.1%</b>	<b>31.8%</b>	
<b>Calidad</b>	<b>100%</b>									
<b>OEE</b>	<b>6.5%</b>	<b>29.2%</b>	<b>10.2%</b>	<b>24.1%</b>	<b>29.2%</b>	<b>37.1%</b>	<b>49.1%</b>	<b>43.7%</b>	<b>30.7%</b>	

Aumento de la capacidad nominal de la turbina de 4 a 4.17 MWh desde el año 2014

Fuente: Elaboración propia.

La turbina de condensación TMC5000 cuenta con un OEE ponderado de 30.7% (menor al 48.8% de la turbina de contrapresión). Aunque la disponibilidad es buena (96.4%), su generación promedio, en megavatios-hora, se encuentra 69.2% por debajo de su valor nominal, lo que impacta considerablemente en el resultado final del OEE.

Para el cálculo efectuado, la calidad se considera 100% porque todos los megavatios generados se aprovechan, de manera interna (alimentando a la red de la fábrica) o suministrándose a la red de la concesionaria.

#### 4.3.4. Fallas más relevantes que han afectado a la disponibilidad

Con los avisos de mantenimiento extraídos de SAP, se elabora el Diagrama de Pareto, desde el arranque de planta hasta diciembre del año 2016, para identificar las fallas más relevantes que han afectado a la disponibilidad de la turbina, ver Figura 122.

En el diagrama mostrado, se observan las fallas que representan el 80% del total de horas paradas de la turbina de condensación. Siendo las causas más representativas de paradas: las faltas de bagazo y las faltas de agua.

Este diagrama puede ser utilizado por Caña Brava para iniciar una investigación integral sobre cada falla representativa en el funcionamiento de la turbina para reducir las horas por paradas imprevistas.

Las paradas por falta de bagazo han tenido relevancia durante los años 2011, 2012 y 2013; en estos casos, se decidió parar la turbina en determinadas horas para ahorrar bagazo (por bajo stock en patio) y sólo se sincronizaba en horas punta, con la finalidad, de disminuir los gastos por consumos energéticos excesivos.

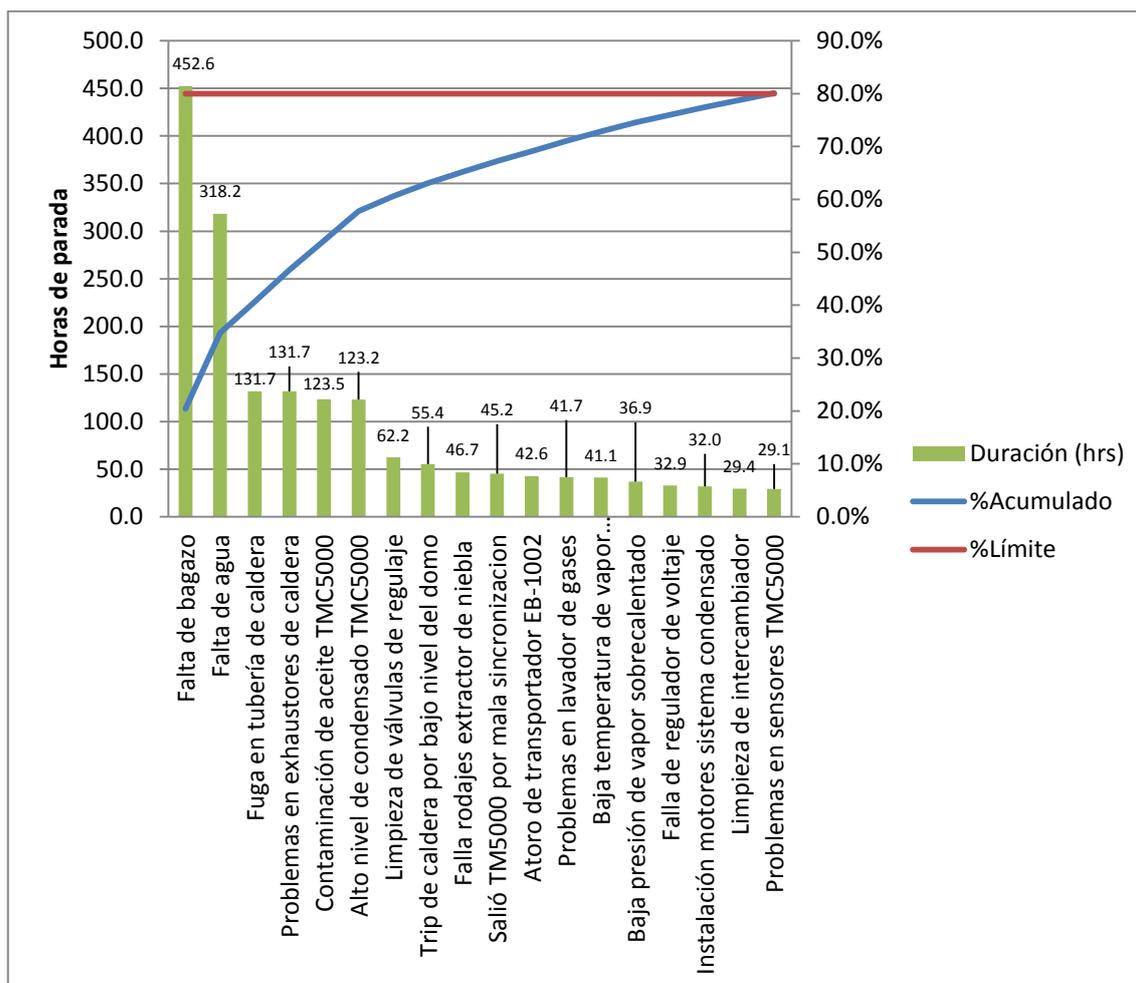


Figura 122. Diagrama de Pareto de la turbina de condensación del 2009 al 2016.

Fuente: Elaboración propia.



## Conclusiones

1. El análisis de criticidad realizado, corrobora la relevancia de las turbinas dentro del proceso productivo del etanol y demuestra ser una herramienta eficaz para enfocar el análisis inicial hacia los componentes adecuados.
2. La norma ISO 14224:2006 (E), es una herramienta útil para disgregar equipos, en este caso turbinas a vapor, en sistemas que las componen. Esto, facilitó la implementación del RCM.
3. Como parte del proceso RCM, delimitar y conocer detalladamente las funciones de los componentes de cada equipo, es necesario para elaborar AMEF y hallar números de prioridad de riesgo correctamente.
4. El diagrama de Pareto, como herramienta para la identificación de información importante, resulta útil a lo largo de toda la tesis; primero porque identifica los componentes cuya sumatoria de NPR represente el 80% en cada uno de los sistemas, y luego, porque identifica las fallas que han experimentado las turbinas que representan el 80% del total de horas paradas de estos equipos desde su arranque, en octubre 2009 hasta fines del 2016.
5. Dado que, una implementación del RCM, capaz de abarcar todos los sistemas de las turbinas, requiere de un equipo de por lo menos seis personas dedicadas a tiempo completo, cumpliendo roles y tareas específicas, se decidió realizar el desarrollo detallado sólo al componente de mayor NPR dentro de cada turbina.
6. La correcta elaboración de la planilla de información RCM y la planilla de decisión RCM, depende del trabajo en equipo del personal de producción y mantenimiento, este debe involucrar: mecánicos del área, operadores de las turbinas, supervisores de mantenimiento, jefe de mantenimiento mecánico, jefe de mantenimiento eléctrico y jefe de la cogeneración. En adición, el equipo de trabajo debe valerse del Diagrama de decisión RCM para orientar correctamente los planes de acción propuestos.
7. El análisis RCM implementado, junto a los controles propuestos; logran mayor integridad de seguridad, confiabilidad, eficiencia del mantenimiento, aumento de la vida útil de los equipos, creación de una base de datos y mayor compromiso y motivación del personal involucrado.
8. Dada la criticidad de las turbinas dentro del proceso productivo del etanol, su costo adquisitivo, y el potencial de pérdida total material y daño personal en caso ocurra una falla de la válvula de cierre rápido, se justifica económicamente la implementación de esta metodología.

9. Gracias al análisis realizado, se verifica el potencial del software SAP como sistema soporte para el control y manejo de una base de datos para el análisis del mantenimiento. Sin embargo, para lograr un buen análisis, los datos ingresados deben ser adecuados y con la menor cantidad de errores posible, por lo cual, mantener capacitado al usuario en su utilización es muy importante.
10. Las disponibilidades de las turbinas de contrapresión y condensación, ingresan en el rango de indicadores Clase Mundial (mayores a 85%). Esto se debe, gracias a las buenas prácticas de mantenimiento preventivo y predictivo implementadas; además, de ejecutar siempre los mantenimientos parciales y generales por el fabricante. Se concluye que se deben mantener estas prácticas.
11. En la turbina de contrapresión, aproximadamente cada 169 h de trabajo, ocurre alguna falla propia o externa al equipo que detiene su operación. Por otro lado, cada vez que ocurre una parada propia o externa a ella, demora aproximadamente 3 h en entrar en operación nuevamente. Se recomienda tomar como referencia estos valores para clasificar y controlar su operación en adelante.
12. En la turbina de condensación, aproximadamente cada 67 h de trabajo ocurre alguna falla propia o externa al equipo que detiene su operación. Por otro lado, cada vez que ocurre una parada propia o externa a ella, demora aproximadamente 3 h en entrar en operación nuevamente. Se recomienda tomar como referencia estos valores para clasificar y controlar su operación en adelante.
13. El OEE de ambas turbinas ha sido severamente afectado por su rendimiento; es decir, la generación promedio de estos equipos se encuentra a la mitad de su capacidad nominal real.
14. Se recomienda realizar análisis causa raíz a las fallas más representativas que han afectado a la disponibilidad de ambas turbinas, de esa manera, se pueden reducir los efectos (horas de parada) de estas fallas en un 80%.

## Bibliografía

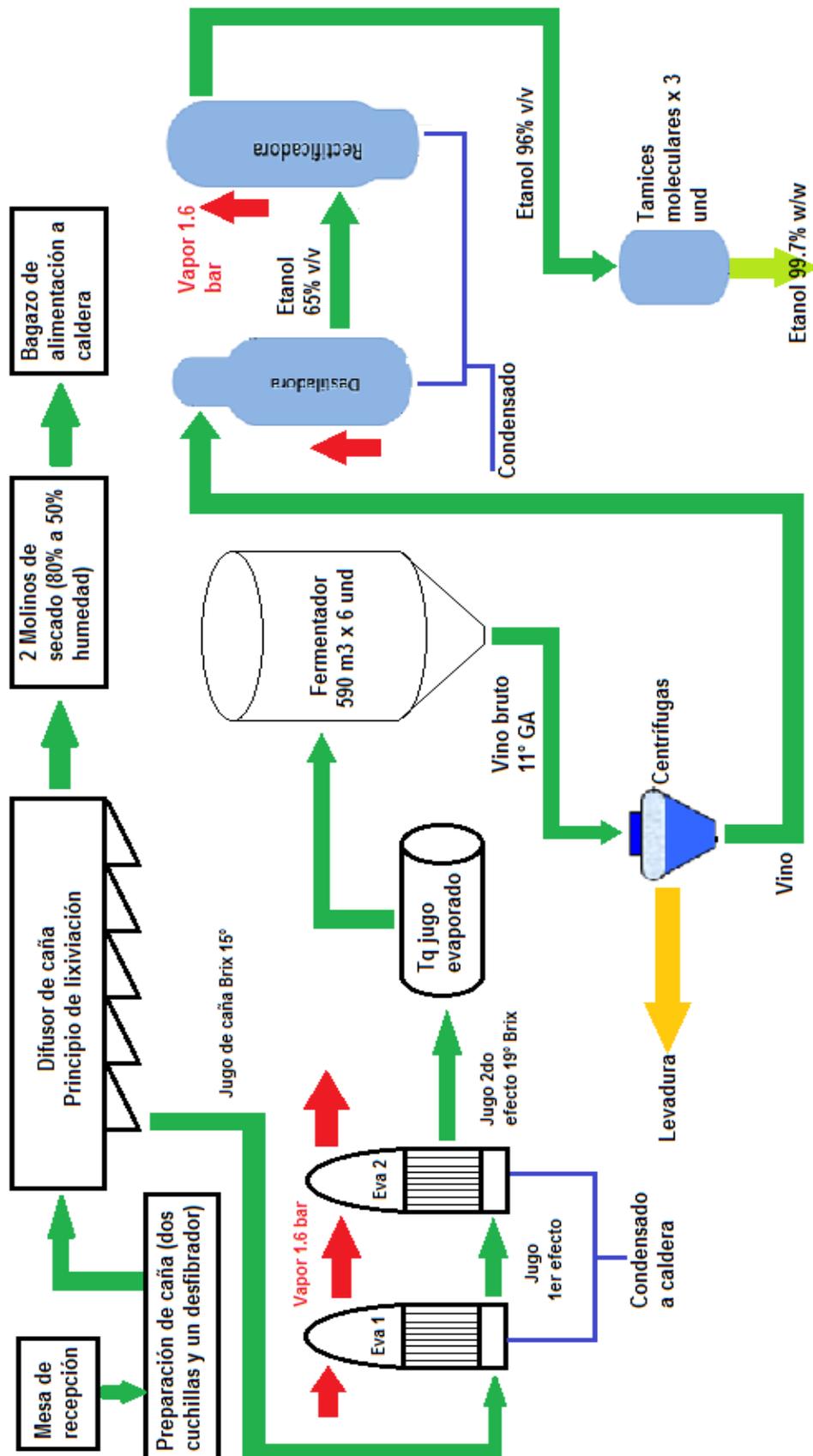
- Moubray, John. (1997). *Mantenimiento centrado en confiabilidad* (2ª ed.). Industrial Press Inc.
- Smith, Anthony M., y Hinchcliffe, Glenn R. (2004). *RCM Gateway to World-Class Maintenance*. Elsevier Butterworth-Heinemann.
- Da Costa Burga, Martín. (2010). Aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad a motores a gas de dos tiempos en pozos de alta producción. Tesis para titulación, Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.
- García Benancio, Robert Luis. (2013). Mejoramiento de la disponibilidad y confiabilidad mecánica de un molino de secado en una planta de etanol de ciclo combinado y cogeneración. Tesis para titulación, Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.
- TGM Turbinas. (2009). *Manual de instrucciones OS 40858*. Uni Systems – Del Chira Turbina TMC5000.
- TGM Turbinas. (2009). *Manual de instrucciones OS 40857*. Uni Systems – Del Chira Turbina TM5000.
- Cuatrecasas, Lluís, y Torrell, Francesca. (2010). *TPM en un entorno Lean Management*. Profit Editorial.
- Mobley, R. K. (Ed). (2008). *Maintenance Engineering Handbook*. Nueva York, Estados Unidos: McGraw Hill.
- Caña Brava. (2017). *Políticas de la compañía*. Recuperado de [http://www.canabrava.com.pe/politicas#wpexLightboxGallery\[\]/0/](http://www.canabrava.com.pe/politicas#wpexLightboxGallery[]/0/)
- EN ISO 14224:2016. *Industrias de Petróleo, Petroquímica y gas natural, recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos*. Centro de gestión CEN - CENELEC
- Eficiencia general de los equipos. (2017, 29 de noviembre). Recuperado 20:24, Noviembre 27, 2017, de Wikipedia, Enciclopedia Libre: [https://es.wikipedia.org/wiki/Eficiencia\\_general\\_de\\_los\\_equipos](https://es.wikipedia.org/wiki/Eficiencia_general_de_los_equipos)



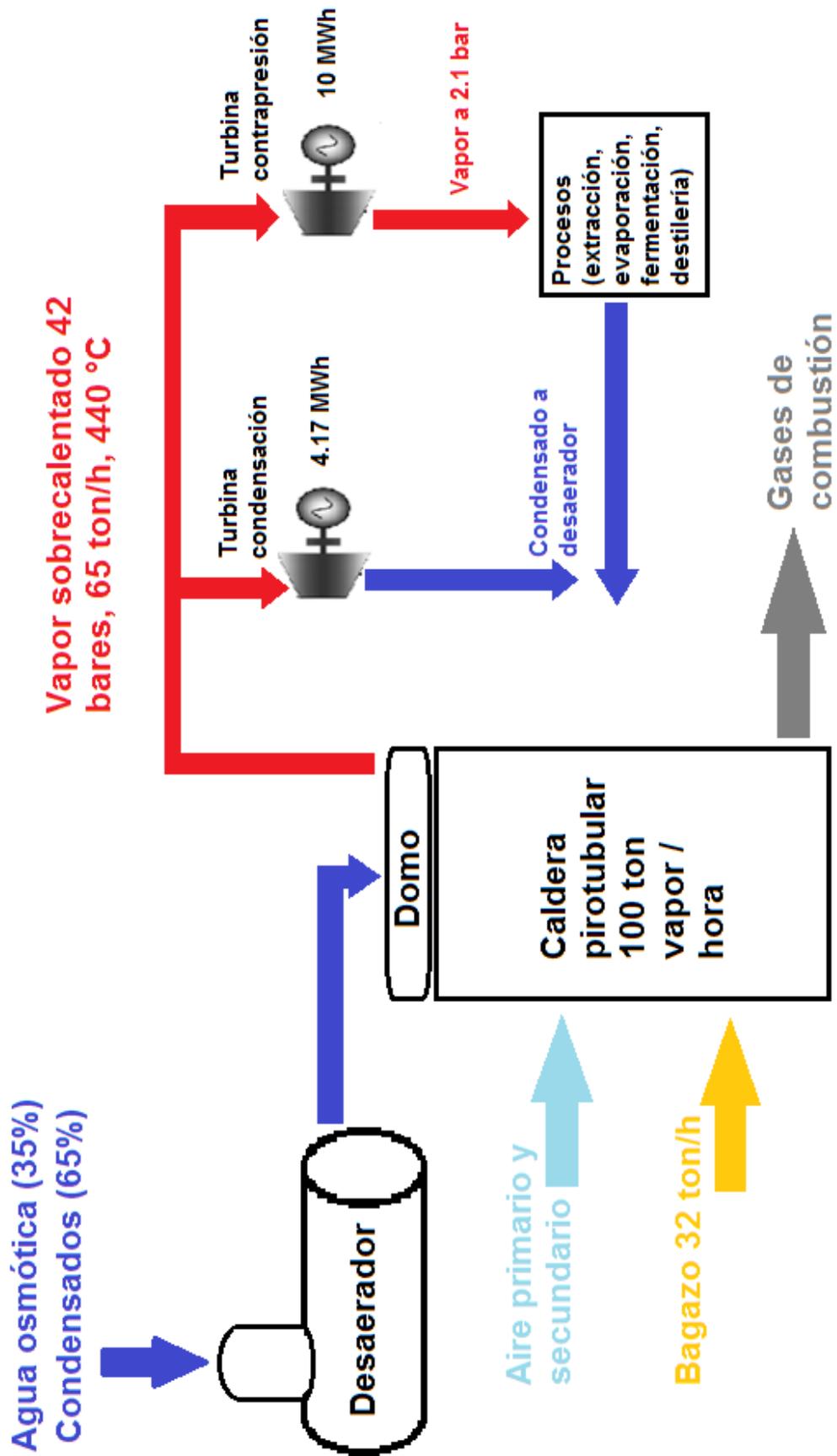
## **Apéndices**



## Apéndice A. Proceso productivo del etanol



## Apéndice B. Proceso de cogeneración







## **Anexos**



### Anexo A. Tabla de criticidad modelo Caña Brava

Criticidad de los Equipos				
ÍTEM	VARIABLES	CONCEPTO	PONDERACION	OBSERVACIONES
1	Efecto sobre el Servicio que proporciona:			
		Para	4	
		Reduce	2	
		No para	0	
2	<b>Valor Técnico - Económico:</b>			
	Considerar el costo de Adquisición, Operación y Mantenimiento.	Alto	3	Más de U\$ 20000
		Medio	2	
		Bajo	1	Menos de U\$ 1000
3	<b>La falla Afecta:</b>			
	a. Al Equipo en si	Si	1	Deteriora otros componentes?
		No	0	
	b. Al Servicio	Si	1	Origina problemas a otros equipos?
		No	0	
	c. Al operador:	Riesgo	1	Posibilidad de accidente del operador?
		Sin Riesgo	0	
	d. A la seguridad en grl.	Si	1	Posibilidad de accidente a otras personas ù otros equipos cercanos.
		No	0	
4	<b>Probabilidad de Falla (Confiabilidad)</b>			
		Alta	2	Se puede asegurar que el equipo va a trabajar correctamente cuando se le necesite?
		baja	0	
5	<b>Flexibilidad del Equipo en el Sistema:</b>			
		Único	2	No existe otro igual o similar
		By pass	1	El sistema puede seguir funcionando.
		Stand by	0	Existe otro igual o similar no instalado
6	<b>Dependencia Logística:</b>			
		Extranjero	2	Repuestos se tienen que importar
		Loc./Ext.	1	Algunos repuestos se compran localmente.
		Local	0	Repuestos se consiguen localmente.
7	<b>Dependencia de la Mano de Obra:</b>			
		Terceros	2	El Mantenimiento requiere contratar a terceros.
		Propia	0	El Mantenimiento se realiza con personal propio.
8	<b>Facilidad de Reparación (Mantenibilidad):</b>			
		Baja	1	Mantenimiento difícil.
		Alta	0	Mantenimiento fácil.

Anexo B. Técnica de análisis sistemático de causas TASC

TÉCNICA DE ANÁLISIS SISTEMÁTICO DE CAUSAS	
<p>Descripción:</p> <p><b>Severidad de potencial de pérdida</b></p> <p>(A) GRAVE.- Pérdida de la vida, incapacidad permanente, pérdida de proceso, costo mayor                  (B) SERIA.- Pérdida de tiempo por lesiones, no incapacidad, interrupción del proceso, costo significativo                  (C) LEVE.- Lesión menor sin pérdida de tiempo, interrupción parcial del proceso, costo menor</p>	<p><b>Probabilidad de recurrencia</b></p> <p>(A) ALTA.- Probabilidad de recurrencia alta                  (B) MODERADA.- Probabilidad de recurrencia a pérdida                  (C) BAJA.- Probabilidad de recurrencia a pérdida</p>
<p><b>Frecuencia de exposición</b></p> <p>(A) ALTA.- Muchas personas expuestas muchas veces diariamente                  (B) MODERADA.- Moderado número de personas expuestas varias veces diariamente                  (C) BAJA.- Pocas personas expuestas en menos de un día</p>	
<p><b>TIPO DE CONTACTO</b></p> <p>1.- Golpeado contra (contorno hacia o rozado con)                  (Ver CI: 12.4.5.6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 768, 769, 770, 771, 772, 773, 774, 775, 776, 777, 778, 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 794, 795, 796, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 803, 804, 805, 806, 807, 808, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 820, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 827, 828, 829, 830, 831, 832, 833, 834, 835, 836, 837, 838, 839, 840, 841, 842, 843, 844, 845, 846, 847, 848, 849, 850, 851, 852, 853, 854, 855, 856, 857, 858, 859, 860, 861, 862, 863, 864, 865, 866, 867, 868, 869, 870, 871, 872, 873, 874, 875, 876, 877, 878, 879, 880, 881, 882, 883, 884, 885, 886, 887, 888, 889, 890, 891, 892, 893, 894, 895, 896, 897, 898, 899, 900, 901, 902, 903, 904, 905, 906, 907, 908, 909, 910, 911, 912, 913, 914, 915, 916, 917, 918, 919, 920, 921, 922, 923, 924, 925, 926, 927, 928, 929, 930, 931, 932, 933, 934, 935, 936, 937, 938, 939, 940, 941, 942, 943, 944, 945, 946, 947, 948, 949, 950, 951, 952, 953, 954, 955, 956, 957, 958, 959, 960, 961, 962, 963, 964, 965, 966, 967, 968, 969, 970, 971, 972, 973, 974, 975, 976, 977, 978, 979, 980, 981, 982, 983, 984, 985, 986, 987, 988, 989, 990, 991, 992, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000)</p>	<p>7.- Atropado entre o debajo (pasarelas o rampas)                  (Ver CI: 15.5.6.9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28)</p> <p>8.- Contacto con (Electrificado, cable, ríñon, radiación, sustancias químicas, sustancias volátiles, biológicas, etc.)                  (Ver CI: 14.6.8, 9)</p> <p>11.- Derriumbocascas ambiente                  (Ver CI: 12.3.4.5.6.8.9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28)</p>
<p><b>Prácticas/Actos Subestándares</b></p> <p>1.- Operar un equipo sin autorización (Ver CB: 2.4.5.7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 768, 769, 770, 771, 772, 773, 774, 775, 776, 777, 778, 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 794, 795, 796, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 803, 804, 805, 806, 807, 808, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 820, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 827, 828, 829, 830, 831, 832, 833, 834, 835, 836, 837, 838, 839, 840, 841, 842, 843, 844, 845, 846, 847, 848, 849, 850, 851, 852, 853, 854, 855, 856, 857, 858, 859, 860, 861, 862, 863, 864, 865, 866, 867, 868, 869, 870, 871, 872, 873, 874, 875, 876, 877, 878, 879, 880, 881, 882, 883, 884, 885, 886, 887, 888, 889, 890, 891, 892, 893, 894, 895, 896, 897, 898, 899, 900, 901, 902, 903, 904, 905, 906, 907, 908, 909, 910, 911, 912, 913, 914, 915, 916, 917, 918, 919, 920, 921, 922, 923, 924, 925, 926, 927, 928, 929, 930, 931, 932, 933, 934, 935, 936, 937, 938, 939, 940, 941, 942, 943, 944, 945, 946, 947, 948, 949, 950, 951, 952, 953, 954, 955, 956, 957, 958, 959, 960, 961, 962, 963, 964, 965, 966, 967, 968, 969, 970, 971, 972, 973, 974, 975, 976, 977, 978, 979, 980, 981, 982, 983, 984, 985, 986, 987, 988, 989, 990, 991, 992, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000)</p>	<p><b>Condiciones Subestándares</b></p> <p>17.- Guardas de protección y barreras inadecuadas (Ver CB: 5.7.8.9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369</p>

Anexo C. Plan de mantenimiento general Turbinas TGM (parte 1 de 2)

# PLANO DE MANUTENÇÃO TGM

# TURBINAS

D=Diária S=Semanal M=Mensal I=Inspeção Anual RP=Revisão Parcial RG=Revisão Geral	D	S	M	I	R	P	R	G
<b>Turbina Conjunto</b>								
Checar vazamentos de óleo								
Checar vazamentos de vapor								
Checar entupimento dos filtros								
Checar ruídos								
Checar vibração da turbina								
Checar vibração da máquina acionada								
Verificar a pureza e condutividade do vapor								
Efetuar inspeção dos selos, rolamentos (se aplicável), sistemas de selagem e lubrificação, tubulações de dreno, examinando-os nas busca de deformações, vazamentos, vibração, filtros entupidos e qualquer outra anormalidade mecânica ou térmica								
Conduzir os seguintes testes durante operação: medição do consumo de vapor, determinação da eficiência interna (se aplicável), medição da pressão da câmara da roda, medições de vibração, Suporte da carcaça da turbina pelos pedestais dos mancais (calços deverão estar livres) e verificar as pressões e temperaturas dos mancais. Comparar os valores com as leituras anteriores.								
Checar durante a parada e o resfriamento: tempo de desaceleração e consumo de energia do giro-lento.								
Examinar o sistema de condensação (se aplicável)								
Inspeccionar a fundação e os chumbadores								
<b>Rotor/Diafragma/Porta-Palhetas</b>	D	S	M	I	R <td style="background-color: #e0e0e0;">P <td style="background-color: #e0e0e0;">R <td style="background-color: #e0e0e0;">G </td></td></td>	P <td style="background-color: #e0e0e0;">R <td style="background-color: #e0e0e0;">G </td></td>	R <td style="background-color: #e0e0e0;">G </td>	G
Inspeccionar o rotor (eixo, palhetas, canais e alojamentos, fita de cobertura das cabeças das palhetas)								
Inspeção visual das palhetas dos últimos estágios de baixa pressão (Condensação)								
Inspeção do acoplamento (concentricidade) e alinhamento entre a turbina e máquina acionada								
Verificação do balanceamento do rotor								
Realizar inspeção por líquido penetrante no rotor, diafragmas (Porta-Palhetas) e acoplamentos								
<b>Corpo Mancal / Mancal</b>	D	S	M	I	R <td style="background-color: #e0e0e0;">P <td style="background-color: #e0e0e0;">R <td style="background-color: #e0e0e0;">G </td></td></td>	P <td style="background-color: #e0e0e0;">R <td style="background-color: #e0e0e0;">G </td></td>	R <td style="background-color: #e0e0e0;">G </td>	G
Inspeção dos mancais e verificação das folgas axiais e radiais do rotor								
Checar os parafusos espaçadores dos alojamentos e do corpo de mancal								
Verificação da montagem dos corpos de mancais, fixação e liberdade para dilatações								
Desmontar os mancais, checar passagem de luz, desgaste, condição do anel de selagem								
Realizar inspeção por líquido penetrante nos mancais								





Anexo E. Diagrama de decisión RCM

