

UNIVERSIDAD CENTROAMERICANA JOSÉ SIMEÓN CAÑAS
UNIVERSIDAD DON BOSCO



**“DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD E ÍNDICES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA EL
PROCESO DE TURBOGENERACIÓN EN LA INDUSTRIA AZUCARERA”**

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PREPARADO PARA LA FACULTAD DE
POSTGRADOS UCA**

Y

FACULTAD DE INGENIERÍA UDB.

PARA OPTAR AL GRADO DE:

MAESTRO EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO INDUSTRIAL

PRESENTADO POR:

RONALDO ALDAIR CHIQUILLO RODRÍGUEZ

CESAR ALEXANDER FERNÁNDEZ GONZÁLEZ

ERICK MOISÉS RAMOS HENRÍQUEZ

DIRECTOR DE TESIS:

ISMAEL ANTONIO SÁNCHEZ FIGUEROA

ANTIGUO CUSCATLÁN, EL SALVADOR, C. A.

JULIO, 2021

Rectores

Andreu Oliva de la Esperanza, S.J.
Mario Rafael Olmos Argueta, SDB.

Secretarias Generales

Silvia Elinor Azucena de Fernández
Yesenia Xiomara Martínez Oviedo

Decana de Postgrados UCA

Nelly Arely Chévez Reynosa

Decano Facultad de Ingeniería

Mario Guillermo Juárez Pérez

Directores de la Maestría en Gerencia de Mantenimiento Industrial

Laura Beatriz Orellana UCA

José Luis Martínez UDB

DIRECTOR DE TESIS:

Ismael Antonio Sánchez Figueroa

DEDICATORIA

Quiero dar gracias a Dios todopoderoso por haberme regalado la vida y por otorgarme la oportunidad de poder continuar mi formación académica y darme la sabiduría necesaria para lograr esta nueva meta. Agradezco a María Auxiliadora, quien siempre ha representado una Madre celestial que me guía en cada uno de mis pasos.

Agradezco a mi abuelita Rosa Rodríguez y a mi abuelito Jorge Rodríguez por haber sido mis figuras paternas y por haberme motivado desde una edad muy temprana a luchar por mis sueños y nunca dejarme vencer por las adversidades. A mi hermano y hermanas (Jorge, Marleny y Cindy), espero servirles de ejemplo y motivación para que sigan luchando por sus metas personales. A mi madre Ruth, mi padre Miguel, mi tía Doris y mis primas casi hermanas, Sofía y Verónica junto a mis sobrinas Emma y Ale les quiero dedicar este nuevo logro.

A mis amigos y colegas Josué Rivera y Raquel Centeno, quienes siempre me han motivado, aconsejado y retado a seguirme desarrollando académica y profesionalmente. A Stefanie Miranda por todo el apoyo incondicional cuando creía que este objetivo era difícil de conseguir.

A mis compañeros de tesis y amigos, Cesar Fernández y Erick Ramos, quienes me brindaron su amistad y compañerismo en estos años de estudio. A mi director de tesis, Msc. Ismael Sánchez, por aceptar el reto, por todo su tiempo y dedicación y por guiarnos e instruirnos con sus vastos conocimientos en la realización de este trabajo.

A la Compañía Azucarera Salvadoreña S.A. (CASSA) por permitirnos realizar este trabajo orientado a la mejora continua de su negocio, por haberme brindado mi primera oportunidad laboral y por ayudarme en mi desarrollo profesional.

Por último, agradezco a la Universidad Don Bosco y a la Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas” por otorgarme este título y por hacer vida las palabras del gran pedagogo Juan Bosco: “La buena educación es el germen de muchas virtudes”.

Ronaldo Aldair Chiquillo Rodríguez

En primer lugar, quiero agradecer a todos mis compañeros y amigos, por apoyarme durante todo el periodo de estudio. En especial, quiero mencionar a mis padres y a mi novia, quienes siempre estuvieron ahí para darme palabras de apoyo y un abrazo reconfortante para renovar energías.

Le agradezco a Grupo CASSA por brindarme todos los recursos y herramientas que fueron necesarios para llevar a cabo el proceso de investigación. No hubiese podido arribar a estos resultados de no haber sido por su incondicional ayuda.

Por último, quiero agradecer a nuestro asesor de tesis, Ing. Ismael Sánchez, quien con sus conocimientos y apoyo nos guio a través de cada una de las etapas de este proyecto para alcanzar los resultados esperados.

Muchas gracias a todos.

Cesar Alexander Fernández González

Esta tesis está dedicada a mi padre, quien me enseñó que nunca es tarde para seguir estudiando, gracias por alentarme hasta donde pudiste.

Le agradezco a Dios por haberme acompañado a lo largo de mi carrera, porque estuvo en todo momento conmigo.

A mis familiares que siempre pusieron su confianza en mí y nunca dudaron, por sus consejos y enseñanzas. No tengo palabras para agradecerles las incontables veces que me brindaron su apoyo en todas las decisiones que he tomado a lo largo de mi vida, unas buenas, otras malas, otras locas. Gracias por darme la libertad de desenvolverme como ser humano.

A mis compañeros de tesis y amigos que tuvieron la paciencia y dedicación en el desarrollo de esta tesis y en cada trabajo que hicimos juntos.

De manera especial a mi tutor de tesis, Ing. Ismael Sánchez, por haberme guiado, no solo en la elaboración de este trabajo de titulación, sino a lo largo de mi carrera universitaria y haberme brindado el apoyo para desarrollarme profesionalmente y seguir cultivando mis valores.

Y por supuesto a ambas Universidades y a todas las autoridades, por permitirme concluir con una etapa de mi vida, gracias por la paciencia, orientación y guiarme en el desarrollo de esta investigación.

Erick Moisés Ramos Henríquez

ÍNDICE

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.4 OBJETIVOS	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 GENERALIDADES DEL PROCESO DE ESTUDIO.....	5
2.2 GENERALIDADES DE LOS EQUIPOS.....	8
2.3 GESTIÓN DE MANTENIMIENTO ACTUAL.....	18
CAPITULO III: METODOLOGÍA	21
3.1 DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA (FMECRA-PMO)	21
3.2 INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO ENERGÉTICO	31
CAPITULO IV: PRESENTACIÓN, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	36
4.1 MATRIZ DE CRITICIDAD	36
4.2 MODOS Y EFECTOS DE FALLA.....	39
4.3 CÁLCULO DE RIESGOS.....	40
4.4 ASIGNACIÓN DE ACTIVIDADES	41
4.5 COMPARACIÓN RIESGO VS COSTO MANTENIMIENTO.....	41
4.6 INDICADORES	43
4.7 PLAN ÓPTIMO DE MANTENIMIENTO	45
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	48
5.1 CONCLUSIONES	48
5.2 RECOMENDACIONES	49

GLOSARIO DE TÉRMINOS50

REFERENCIAS54

(Página dejada intencionalmente en blanco)

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Iconograma del proceso de turbogeneración	6
Figura 2.	Organigrama mantenimiento industrial ingenio Central Izalco	18
Figura 3.	Estrategias de mantenimiento	19
Figura 4.	Análisis de modos de fallas, efectos y criticidad por riesgo (FMECRA-PMO)	21
Figura 5.	Flujograma para la definición de un plan óptimo de mantenimiento	26
Figura 6.	Diagrama de proceso de las actividades que se van a ejecutar en el plan óptimo ...	27
Figura 7.	Curva P-F del mantenimiento por condición.	28
Figura 8.	Ejemplo de seguimiento a los indicadores de desempeño energético	34
Figura 9.	Proceso integración de indicadores de desempeño energético al plan de mantenimiento.....	35
Figura 10.	Determinación de nivel de criticidad para los sistemas de generación de vapor.....	38
Figura 11.	Consumo específico turbogenerador 5 para la zafra 19-20.....	43

(Página dejada intencionalmente en blanco)

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Poder calorífico del bagazo	5
Tabla 2.	Datos generales de calderas del ingenio Central Izalco	6
Tabla 3.	Parámetros nominales de turbogeneradores	6
Tabla 4.	Sistemas que componen el proceso de generación de energía.....	7
Tabla 5.	Listado de Equipos del Procesos de Turbogeneración.....	8
Tabla 6.	Listado de instrumentos del proceso de turbogeneración.	13
Tabla 7.	Categorización de instrumentos	15
Tabla 8.	Cantidad de fallas por sistema.	17
Tabla 9.	Transformación de energía por Sistema.	32
Tabla 10.	Indicadores de desempeño energético.....	33
Tabla 11.	Criterios para frecuencia de falla.	36
Tabla 12.	Criterios para consecuencia de falla.	36
Tabla 13.	Matriz de criticidad.	37
Tabla 14.	Niveles de criticidad	37
Tabla 15.	Extracto modos y efectos de falla del Sistema Turbogenerador 5 (Anexo A).....	39
Tabla 16.	Extracto cálculo de riesgos del Sistema Turbogenerador 5 (Anexo A)	40
Tabla 17.	Extracto asignación de actividades del Sistema Turbogenerador 5 (Anexo B).....	41
Tabla 18.	Extracto comparación de riesgos vs costo de mantenimiento del Sistema Turbogenerador 5 (Anexo B).....	42
Tabla 19.	Parámetros base del fabricante de sistema turbogenerador 5	43
Tabla 20.	Extracto decisiones del Sistema Turbogenerador 5 (Anexo A).....	45
Tabla 21.	Extracto del plan óptimo de mantenimiento.....	46
Tabla 22.	Actividades de mantenimiento a no ejecutar por análisis de riesgo	47

RESUMEN

El presente trabajo de graduación está enfocado en la necesidad de desarrollar un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad e índices de eficiencia energética para el proceso de turbogeneración en un ingenio azucarero.

El presente estudio está distribuido de la siguiente manera:

Capítulo I: Describe brevemente la historia y el rubro de la empresa, también se plantea el problema al que se busca darle solución. Además, se justifica el porqué del trabajo de investigación y se plantean los objetivos generales y específicos que se persiguen a lo largo del trabajo.

Capítulo II: Consta de un marco teórico que presenta las generalidades del proceso estudiado y las de los equipos e instrumentos involucrados en el proceso, para esto se lista detalladamente cada equipo e instrumento con sus especificaciones técnicas. Además, se presenta un histórico de fallas asociadas a los quipos desde la zafra del 2018/2019. La estructura organizacional actual de la empresa se presenta junto con las estrategias de mantenimiento establecidas.

Capítulo III: La metodología seleccionada para dar solución al problema planteado en el capítulo anterior es presentada de manera detallada. Se describe cada etapa de la metodología en cuestión además de presentar los indicadores claves para el desempeño energético para abordar la estrategia de gestión energética.

Capítulo IV: Este capítulo se encuentra dedicado a la presentación análisis e interpretación de los resultados de la implementación. Aquí se presenta la matriz de criticidad de los sistemas involucrados en el proceso de turbogeneración del ingenio. Para esta investigación se considera el sistema más crítico para el desarrollo de la metodología, el Sistema Turbogenerador 5 fue el sistema denominado crítico, se presentan los modos y efectos de falla del mismo, así como el cálculo de riesgos, asignaciones de actividades y una comparativa del riesgo vs el costo de mantenimiento, por último, se presentan los índices de eficiencia atribuidos al sistema y un plan óptimo de mantenimiento.

Capítulo V: Se define las conclusiones y recomendaciones dadas en función de los capítulos desarrollados anteriormente. Entre las principales conclusiones se destacan la importancia de contar con un plan óptimo mantenimiento y la importancia de realizar una comparativa del riesgo versus costo de mantenimiento. Las recomendaciones listadas dan a conocer la importancia de la identificación de los modos de falla en la metodología, además de indicar que la metodología presenta una ventaja significativa a los costos de mantenimiento si se desarrolla correctamente.

Palabras Claves: Ingenio – Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – Turbogeneración – Zafra.

SIGLAS

CASSA: Compañía Azucarera Salvadoreña S.A.

CMS: Content Management System (Sistemas de gestión de contenidos o gestores de contenidos).

FMECRA-PMO: Failures Modes, Effects & Criticality Risk Analysis (Plans Maintenance Optimization).

F.P.: Factor de Potencia

ICDE: Indicadores claves de desempeño energético.

ISO: International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización).

MCR: Mantenimiento correctivo.

MPC: Mantenimiento por condición.

MPPC: Mantenimiento por pruebas y calibración.

MSC: Mantenimiento por sustitución.

MTBF: Mean Time Between Failures (Tiempo Medio Entre Fallas).

MTTR: Mean Time Through Repair (Tiempo Medio Entre Reparaciones).

RCM: Reliability Centered Maintenance (Mantenimiento Centrado en Fiabilidad).

RED: Rediseño.

ABREVIATURAS

Ec. Ecuación

S.A. Sociedad Anónima

C.V. Capital Variable

Amperio	A	Megas	M
Fahrenheit	F	Metro	m
Gramos	g	Minuto	min
Galón	Gal	Libra por pulgada cuadrada	psi
Hora	h	Revoluciones por minuto	RPM
Caballo de Fuerza	HP	Tonelada	Ton
Kilo	k	Volumen	V
Libra	lb	Watt	W

NOMENCLATURA

Dólar	\$
Grado	°

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

La historia de la Compañía Azucarera S.A. de C.V. (GRUPO CASSA) se remonta a 1964, año en el que fue fundado el Ingenio Central Izalco por Tomás Regalado González y María Regalado de Mathies, con el fin de explotar los productos y subproductos de la caña de azúcar de una manera industrial.

La visión heredada de sus fundadores ha permitido, durante años, que Central Izalco sea operada bajo estrictos estándares de calidad y productividad, esto con el fin de aprovechar al máximo la capacidad instalada, haciendo uso de altos procesos tecnológicos.

Actualmente cuenta con dos plantas procesadoras de caña de azúcar o ingenios, los cuales son:

- Central Izalco ubicado en Sonsonate.
- Ingenio Chaparrastique, ubicado en San Miguel.

A la fecha, Compañía Azucarera S.A. de C.V. (GRUPO CASSA) es una empresa líder en el rubro de la producción de azúcar, melaza y energía eléctrica.

La actividad productiva de Central Izalco, y de los ingenios en general, se divide en dos épocas que caracterizan a la agroindustria azucarera:

- **Zafra:** Es el periodo del año en donde se procesa la caña y se produce azúcar en sus diferentes variantes y presentaciones. La molienda de caña se realiza 24 horas al día y 7 días a la semana, interrumpiéndose únicamente cuando se han programado paros por trabajos de mantenimiento preventivo o por algún tipo de mantenimiento correctivo. Tiene una duración de aproximadamente seis meses. Este va de noviembre a abril.
- **Mantenimiento (No zafra):** En este la producción de azúcar ha parado debido a que la caña aún no se ha cosechado y se realizan tareas de mantenimiento a los equipos y sistemas de todo el ingenio. Comprende los otros seis meses del año y van de mayo a octubre.

Durante el periodo productivo de la zafra, el ingenio Central Izalco se encarga de generar su propia energía eléctrica mediante la quema del bagazo en una caldera para la generación de vapor de agua que permita el funcionamiento del turbogenerador. Esta energía eléctrica generada es utilizada para su autoconsumo, mientras que el excedente es inyectado a la red.

Central Izalco cuenta actualmente con una capacidad de generación de energía eléctrica de 45 MW gracias a sus dos turbogeneradores de 20 MW y 25 MW.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria azucarera de El Salvador tiene la gran ventaja de ser energéticamente autosuficiente, debido a sus virtudes de aprovechar al máximo la caña; produciendo azúcar, melaza y energía eléctrica. Durante años los precios del azúcar y de la energía eléctrica han sido favorables para la industria, permitiendo a la empresa poder realizar inversiones destinadas a maximizar la producción de energía; no obstante, esta situación en el año 2020 es completamente diferente, la tendencia en el mercado mundial presenta una reducción aproximada del 40% en el precio del azúcar a nivel mundial entre enero 2017 y mayo 2020 (Futuros azúcar N°11 EE.UU., 2020) por lo que impacta considerablemente en el negocio.

Esto obliga a la compañía a realizar una revisión de sus costos para mantener los márgenes de rentabilidad adecuados y seguir siendo sostenibles. El resultado de la revisión demuestra que el costo más grande es el de mantenimiento, siendo este el de principal interés en mejorar para la compañía.

Año con año la mayor parte de los equipos son intervenidos en la etapa de no producción sin que los equipos lo requieran, es decir sin un análisis previo de como se ha desempeñado durante la zafra, simplemente por hecho de querer asegurar que el equipo se encuentre en las condiciones ideales para la siguiente zafra, aumentando el uso de recursos y por consecuencia elevando los costos.

1.3 JUSTIFICACIÓN

En nuestro país las estrategias de mantenimiento implementadas son las tradicionales enfocadas a lo preventivo y correctivo, con el fin de maximizar el tiempo disponible en la etapa de producción. En la actualidad existen estrategias que brindan mayores beneficios para el negocio de producción de energía mediante turbogeneradores tales como:

- Establecer una línea jerárquica de equipos que permita a la empresa tomar decisiones con base a la prioridad determinada para el equipo. Tener este tipo de herramienta facilita en qué y cómo distribuir el presupuesto de mantenimiento.
- Un modelo con base a riesgos para garantizar un óptimo mantenimiento. Las actividades son comparadas y evaluadas económicamente, considerando el riesgo que representan al no realizarse (paros de producción, mantenimiento no planificado) y el costo que generaría ejecutarla. Asegurando que los costos sean los más rentables para la empresa.
- Monitoreo de eficiencia energética en los equipos. Los consumos energéticos de los equipos son medidos y evaluados durante el tiempo de ciclo de vida, para mantener el nivel de rentabilidad del activo.

La investigación inicial de la compañía permitió determinar que actualmente la gestión del mantenimiento solo considera la jerarquización de equipos, y se muestran interesados en implementar las otras estrategias mencionadas.

Por lo anterior es necesario proponer un modelo integral basado en métodos prácticos, se puede hacer referencia a un RCM (*Reliability Centered Maintenance*, Mantenimiento Centrado en Fiabilidad) en el cual se enfoca en establecer indicadores como Disponibilidad, MTBF (*Mean Time Between Failures*, Tiempo Medio Entre Fallas), MTTR (Mean Time Through Repair, Tiempo Medio Entre Reparaciones) con los que se puede cuantificar el riesgo económico de las fallas en los equipos y así optimizar los costos del mantenimiento.

Además de desarrollar un método para el monitoreo de la eficiencia energética que permita cuantificar los costos operativos de los equipos y que sirvan de insumos para la óptima gestión del mantenimiento.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Desarrollar un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad e índices de eficiencia energética para los equipos del proceso de turbogeneración en la empresa Central Izalco.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Presentar un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para los equipos involucrados en el sistema crítico del proceso de turbogeneración del ingenio Central Izalco.
- Recopilar la información del historial de falla y afecciones de los equipos involucrados en el proceso de turbogeneración.
- Implementar una matriz de criticidad para los equipos del proceso de turbogeneración.
- Desarrollar un modelo energético, centrado en los índices de funcionamiento para los sistemas identificados como críticos.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL PROCESO DE ESTUDIO

2.1.1 Generación de Energía a partir de bagazo de caña

Para fines técnicos, el proceso de generación de energía a partir de la quema de bagazo de caña tiene su etapa inicial en el sistema de alimentación de bagazo.

El bagazo es obtenido luego de que la caña es depositada por los camiones en las mesas cañeras, cuyo objetivo es el traslado de la caña hasta las picadoras; las cuales dividen el tallo en partes más pequeñas para facilitar el paso de la misma por los molinos.

El proceso de molienda es el que se encarga de extraer la mayor cantidad de jugo de la caña de azúcar. En este proceso se obtienen, como productos, el jugo, el cual se utiliza para el proceso de producción del azúcar y el bagazo, que es la materia prima necesaria para el proceso de turbogeneración. Luego de que el bagazo es obtenido, este puede ser almacenado en bodegas o puede ser trasladado a las calderas para dar inicio a la combustión del mismo.

La Tabla 1 muestra los datos de poder calorífico del bagazo de caña.

Tabla 1. Poder calorífico del bagazo.

Muestra	Poder calorífico (BTU/lb)
Bagazo	8,982 máximo medido en ingenio
	1,667 mínimo medido en ingenio
	4,308 promedio medido en ingenio

Nota. Fuente: Elaboración propia.

El bagazo es quemado en la cámara de combustión de las calderas acuotubulares, en las que el agua circula por el interior de unos tubos, y los humos de combustión se encargan de calentar el agua dentro de los tubos hasta el punto de generar vapor.

En Central Izalco se cuenta con 2 Calderas acuotubulares con los parámetros mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2. Datos generales de calderas del ingenio Central Izalco.

	Caldera 5	Caldera 6
Flujo de vapor (klb/h)	265	332
Presión nominal vapor (psi-g)	900	900
Temperatura nominal vapor (°F)	900	900
Producción específica (klb vapor/klb bagazo)	2.2 - 2.4	2.2 - 2.4

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Luego, el vapor generado es transportado por medio de tuberías a la turbina que lo convierte en energía mecánica, la cual es utilizada para accionar el generador que convierte el movimiento mecánico en energía eléctrica.

Central Izalco cuenta con 2 turbogeneradores de marca TGM y sus generadores de marca WEG, con los parámetros mostrados en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros nominales de turbogeneradores.

Parámetros	Turbo 4	Turbo 5
Capacidad Nominal (MW)	20	25
Presión nominal de operación (Psi-g)	900	900
Temperatura nominal de operación (° F)	900	900
Consumo específico de vapor (klb/MW)	13.1	13.3
Flujo de vapor (klb/h)	262	332
Producción de energía nominal diaria (MW)	480	600
Energía total nominal diaria (MW)	1080	

Nota. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 1 describe de manera iconográfica el proceso de generación de calor para el proceso y electricidad a partir de bagazo de caña.

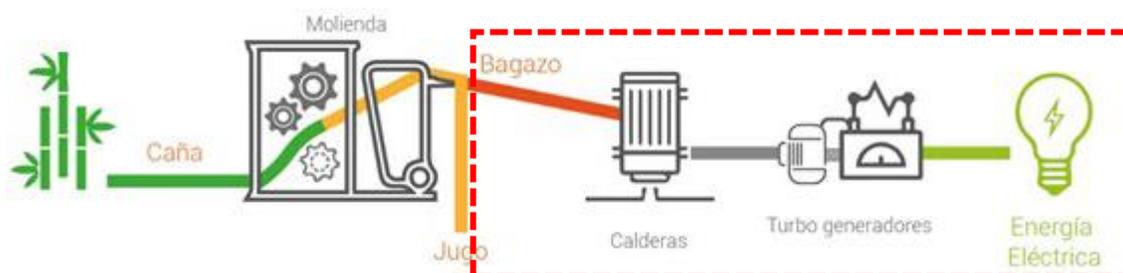


Figura 1. Iconograma del proceso de turbogeneración.

Nota. Adaptado de Industrial Process – Pantaleon, (s. f.), Pantaleon (<https://www.pantaleon.com/procesos/industrial-process/>).

El proceso de generación de energía cuenta con los sistemas listados en la Tabla 4:

Tabla 4. Sistemas que componen el proceso de generación de energía.

Sistemas del proceso de generación
Agua-Alimentación
Caldera 5
Caldera 6
Ventilación inducida Caldera 5
Ventilación inducida Caldera 6
Ventilación Forzada Caldera 5
Ventilación Forzada Caldera 6
Sobre Fuego Caldera 5
Sobre Fuego Caldera 6
Turbulencia Caldera 5
Turbulencia Caldera 6
Alimentadores de bagazo Caldera 5
Alimentadores de bagazo Caldera 6
Transportador de Bagazo
Captador de Hollín Caldera 5
Captador de Hollín Caldera 6
Turbogenerador 4
Turbogenerador 5

Nota. Fuente: Elaboración propia.

2.2 GENERALIDADES DE LOS EQUIPOS

2.2.1 Listado y especificaciones de los equipos.

La Tabla 5 muestra el listado de los equipos asociados al proceso de turbogeneración con sus especificaciones correspondientes y asignación de sistema agrupador.

Tabla 5. Listado de Equipos del Procesos de Turbogeneración.

Cantidad	Equipo	Sistema	Fabricante	Modelo	Potencia	Edad del equipo	Especificaciones
2	Motor-Bomba	Agua-Alimentación	WEG	HGF	900 HP	16 años	460 V 959 A 3584 RPM F.P. 0.90
2	Bomba	Agua-Alimentación	Power Machinery	-	-	16 años	650 Gal/min 1200 psi
1	Caldera 5	Caldera 5	Sermatec	VS-500	-	19 años	Max Pre Trabajo 1094 psi Presión Sal Vapor 924 psi Cap. Max Continua 120 Ton/h Tem Salida Vapor 914 °F Norma Diseño 1-98
1	Caldera 6	Caldera 6	Sermatec	VS-500	-	16 años	Max Pre Trabajo 1094 psi Presión Sal Vapor 924 psi Cap. Max Continua 150 Ton/h Tem Salida Vapor 914 °F Norma Diseño 1-98

Cantidad	Equipo	Sistema	Fabricante	Modelo	Potencia	Edad del equipo	Especificaciones
1	Motor Tiro Inducido A Caldera 5	Ventilación inducida Caldera 5	WEG	HGF 355B	295.92 HP	19 años	460 V 353 A 892 RPM F.P. 0.82
1	Motor Tiro Inducido B Caldera 5	Ventilación inducida Caldera 5	WEG	HGF 355B	295.92 HP	19 años	460 V 353 A 892 RPM F.P. 0.82
1	Motor Tiro Inducido A Caldera 6	Ventilación inducida Caldera 6	WEG	HGF	400 HP	16 años	460 V 480 A 891 RPM F.P. 0.82
1	Motor Tiro Inducido B Caldera 6	Ventilación inducida Caldera 6	WEG	HGF	400 HP	16 años	460 V 480 A 891 RPM F.P. 0.82
1	Motor Tiro Forzado Caldera 5	Ventilación Forzada Caldera 5	WEG	HGF 315C	246.57 HP	19 años	460 V 295 A 889 RPM F.P. 0.82

Cantidad	Equipo	Sistema	Fabricante	Modelo	Potencia	Edad del equipo	Especificaciones
1	Motor Tiro Forzado Caldera 6	Ventilación Forzada Caldera 6	WEG	HGF 355D	394.52 HP	16 años	460 V 464 A 891 RPM F.P. 0.83
1	Motor Sobre Fuego Caldera 5	Sobre Fuego Caldera 5	WEG	NBR 7094	175 HP	19 años	460 V 207 A 1780 RPM F.P. 0.85
1	Motor Sobre Fuego Caldera 6	Sobre Fuego Caldera 6	WEG	NBR 7094	200 HP	16 años	460 V 231 A 1785 RPM F.P. 0.86
1	Motor Turbulencia Caldera 5	Turbulencia Caldera 5	WEG	NBR 7094	75 HP	19 años	460 V 83.2 A 3555 RPM F.P. 0.90
1	Motor Turbulencia Caldera 6	Turbulencia Caldera 6	WEG	NBR 7094	100 HP	16 años	460 V 110 A 3560 RPM F.P. 0.91

Cantidad	Equipo	Sistema	Fabricante	Modelo	Potencia	Edad del equipo	Especificaciones
6	Alimentador de bagazo Caldera 5	Alimentadores de bagazo Caldera 5	SEW	R 87	4 HP	19 años	460 V 5.7 A 1700 RPM F.P. 0.80
7	Alimentador de bagazo Caldera 6	Alimentadores de bagazo Caldera 6	SEW	K 77	4 HP	16 años	460 V 5.7 A 1700 RPM F.P. 0.80
1	Motor Transporte de Bagazo	Transportador de Bagazo	WEG	1507ET3EM44 5TW	150 HP	19 años	460 V 145 A 1785 RPM F.P. 0.82
1	Reductor Transporte de Bagazo	Transportador de Bagazo	REXNORD	JAAA0005600 X1XA-54371	150 HP	19 años	1750 RPM (IN) 55.33 RPM (OUT) 500000 Lb.in
1	Captador de Hollín Caldera 5	Captador de Hollín Caldera 5	HEROM	L-5100	-	19 años	Velocidad 1.8m/min
1	Captador de Hollín Caldera 6	Captador de Hollín Caldera 6	HEROM	L-8800	-	16 años	Velocidad 1.8m/min

Cantidad	Equipo	Sistema	Fabricante	Modelo	Potencia	Edad del equipo	Especificaciones
1	Turbina 4	Turbogenerador 4	TGM	TM 25000 A	20000 kW	19 años	P Vapor 900 psi (IN) P Vapor 20 psi (OUT) T Vapor 900 °F (IN) 6000 RPM
1	Reductor Turbo 4	Turbogenerador 4	TGM	RTS 710	22000 kW	19 años	6018 RPM (IN) 1800 RPM (OUT)
1	Generador Turbo 4	Turbogenerador 4	WEG	SSW 1120	25000 kVa	19 años	13800 V 1045.9 A 1800 RPM F.P. 0.80
1	Turbina 5	Turbogenerador 5	TGM	TM 25000 A	25900 kW	16 años	P Vapor 900 psi (IN) P Vapor 20 psi (OUT) T Vapor 900 °F (IN) 6000 RPM
1	Reductor Turbo 5	Turbogenerador 5	RENKZANINI	TA-71n	25900 kW	3 años	6017.1 RPM (IN) 1800 RPM (OUT)
1	Generador Turbo 5	Turbogenerador 5	WEG	SSW 1120	31250 kVa	16 años	13800 V 1307 A 1800 RPM F.P. 0.85

Nota. Fuente: Elaboración propia.

2.2.2 Listado y especificaciones de los instrumentos.

La instrumentación es un elemento fundamental para garantizar una operación adecuada y automática, así como la protección de los equipos. Por ello debe estar contemplada dentro de la gestión del mantenimiento con la información correspondiente.

En la Tabla 6 se muestra el resumen de los instrumentos por cada uno de los sistemas del proceso de turbogeneración.

Tabla 6. Listado de instrumentos del proceso de turbogeneración.

Sistema	Tipo Instrumento	Aplicación	Cantidad
Agua-Alimentación	Alarma	Bomba	1
	Disparo	Bomba	2
		Motor	1
	Indicador	Presión	18
		Temperatura	3
	Sensor	Temperatura	2
	Transmisor	Flujo	4
		Nivel	2
Oxígeno		1	
Válvula	Alimentación	3	
Alimentadores De Bagazo	Alarma	Motor	7
	Indicador	Presión	8
	Señal	Analógica	14
Caldera 5	Actuador	Pistón	4
	Alarma	Motor	8
		Nivel	6
	Confirmación	Cierre	2
		Venteo	2
	Disparo	Nivel	1
	Indicador	Presión	12
		Temperatura	3
	Sensor	Nivel	1
Presión		1	

Sistema	Tipo Instrumento	Aplicación	Cantidad	
	Transmisor	Temperatura	8	
		Flujo	4	
		Nivel	2	
		Oxígeno	1	
		Posición	1	
		Presión	10	
		Temperatura	9	
	Válvula	Alimentación	1	
		Purga	3	
		Retorno	1	
		Saturador	1	
		Venteo	2	
	Caldera 6	Actuador	Pistón	4
		Alarma	Motor	8
Nivel			5	
Temperatura			1	
Confirmación		Venteo	2	
Disparo		Nivel	1	
Indicador		Presión	13	
Sensor		Digital	1	
		Presión	1	
		Temperatura	5	
Transmisor		Flujo	3	
		Nivel	2	
		Oxígeno	1	
		Posición	1	
		Presión	12	
		Temperatura	16	
Válvula		Alimentación	1	
	Cierre	3		
	Purga	3		

Sistema	Tipo Instrumento	Aplicación	Cantidad
		Retorno	1
		Saturador	1
		Venteo	2
Ventilación Forzada Caldera 5	Transmisor	Posición	1
		Temperatura	2
Ventilación Forzada Caldera 6	Transmisor	Posición	1
		Temperatura	1
Ventilación Inducida Caldera 5	Transmisor	Posición	2
Ventilación Inducida Caldera 6	Transmisor	Posición	2
Tuberías De Vapor	Disparo	Presión	1
	Indicador	Presión	1
	Transmisor	Presión	1
		Temperatura	1
	Válvula	Atmosférica	2
Turbogenerador 4	Disparo	Nivel	1
	Válvula	Atmosférica	1
Turbogenerador 5	Disparo	Nivel	1
	Válvula	Atmosférica	1

Nota. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 7 se muestra una categorización que se realizó para entender en que consiste cada tipo de instrumento.

Tabla 7. Categorización de instrumentos.

TIPO INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN
ALARMA	Cableado desde su punto de aplicación hasta el sistema central de control para indicar alarma en pantalla de visualización del operador.
DISPARO	Cableado desde su punto de aplicación hasta el sistema central de control para ordenar la detención de un equipo.
INDICADOR	Instrumentación local para la medición de temperatura, presión y nivel.

SENSOR	Dispositivo electromecánico para medición de variables con cableado hasta el sistema central de control.
TRANSMISOR	Dispositivo electromecánico para medición de variables con cableado hasta el sistema central de control.
VÁLVULA	Dispositivo electromecánico para control de operación por medio de señal cableada desde el sistema central de control.
SEÑAL	Cableado desde su punto de aplicación hasta el sistema central de control para la operación de válvulas y actuadores.
ACTUADOR	Dispositivo para control de operación por medio de señal cableada desde el sistema central de control.
CONFIRMACIÓN	Cableado desde su punto de aplicación hasta el sistema central de control para la retroalimentación del instrumento.

Nota. Fuente: Elaboración propia.

2.2.3 Histórico de fallas de equipos.

La gestión de mantenimiento actual cuenta con un registro robusto de fallas a partir de la zafra 2018/2019 hasta la fecha, por lo que se recopiló toda la información y se clasificó para poder comprender cuales son los sistemas con fallas más recurrentes.

Tabla 8. Cantidad de fallas por sistema.

SISTEMA	ZAFRA 2018/2019	ZAFRA 2019/2020	ZAFRA 2020/2021	TOTAL FALLAS
Caldera 5	19	8	4	31
Caldera 6	11	6	8	25
Alimentadores de bagazo	13	2	0	15
Ventilación inducida Caldera 6	5	5	1	11
Agua-Alimentación	2	2	5	9
Turbogenerador 4	1	3	1	5
Ventilación inducida Caldera 5	1	1	0	2
Sobre Fuego Caldera 5	1	0	1	2
Tuberías de vapor	1	1	0	2
Sobre Fuego Caldera 6	0	1	0	1
Turbulencia Caldera 5	1	0	0	1
Turbogenerador 5	0	1	0	1
Turbulencia Caldera 6	0	1	0	1
Ventilación Forzada Caldera 6	1	0	0	1
Total general	56	31	20	107

Nota. Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 8 se puede observar que la mayor cantidad de fallas en las últimas zafras se ha concentrado en los sistemas de caldera 5, caldera 6 y los alimentadores de bagazo. Además, se puede concluir que de la zafra 2018/2019 a la zafra 2019/2020 se corrigieron muchos problemas recurrentes que resultaron en menor incidencia de fallas al final del periodo.

2.3 GESTIÓN DE MANTENIMIENTO ACTUAL.

2.3.1 Estructura organizacional.

El mantenimiento dentro del ingenio es considerado como la parte activa de las operaciones, siendo un pilar fundamental para asegurar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos. Es por ello por lo que cuentan con una estructura organizacional robusta dedicada a la gestión.

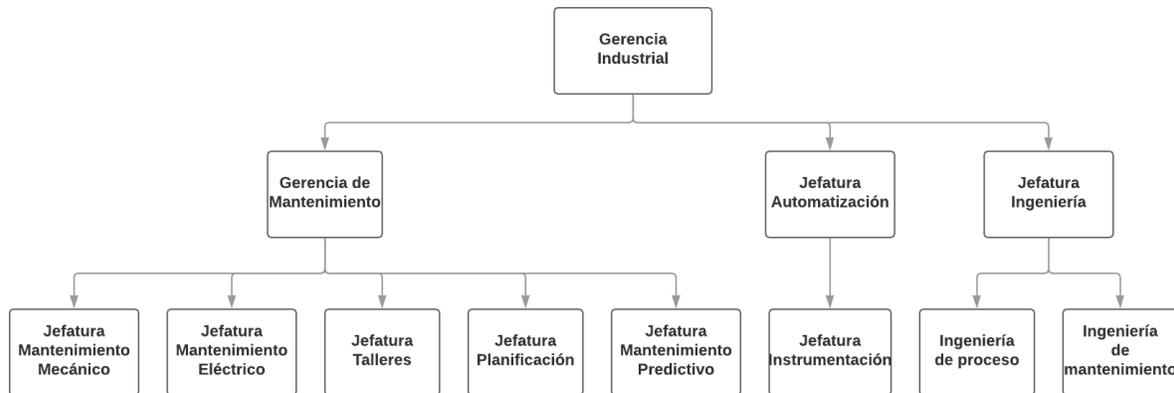


Figura 2. Organigrama mantenimiento industrial ingenio Central Izalco.

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en Figura 2, se tiene un área dedicada a la ejecución de todas las actividades mantenimiento por especialidades, incluyendo su programación, y por otra parte existe un área de ingeniería que se encarga de los análisis de fallas, estrategias de gestión y proyectos de mejora de las operaciones.

2.3.2 Estrategias de mantenimiento.

Las estrategias para la gestión de mantenimiento industrial las han establecido mediante un algoritmo que se muestra en la Figura 3. Básicamente se resumen en:

- Rediseño. Con base a un estudio técnico se realizan actividades de rediseño de instalaciones y/o equipos con el objetivo de eliminar o minimizar la afectación al proceso.
- Mantenimiento basado en condición. Actividades de evaluación invasiva y no invasiva que tienen como fin determinar el estado actual de los componentes de un equipo.
- Mantenimiento preventivo. Actividades de reemplazo de componentes de forma planificada ya sea cíclica o que surgen posterior a una evaluación por condición.

- Mantenimiento correctivo. Actividades de reparación dedicadas al restablecimiento de la función.

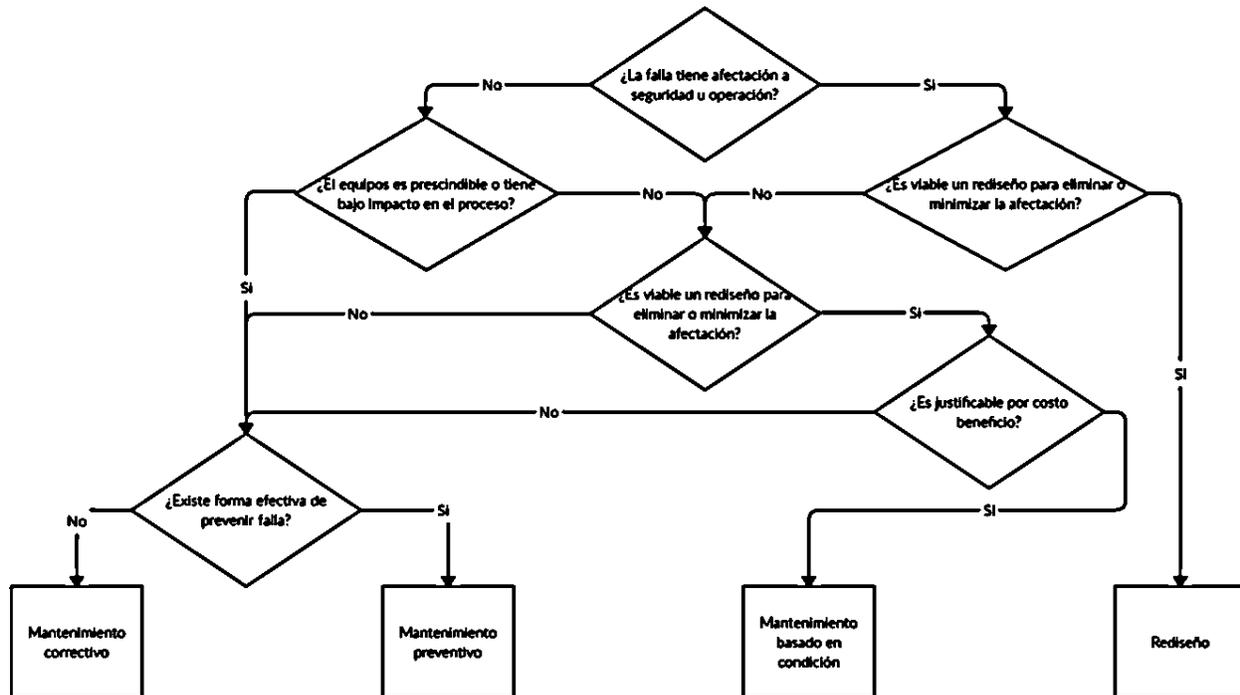


Figura 3. Estrategias de mantenimiento.

Nota. Fuente: Elaboración propia.

2.3.3 Mantenimiento Zafra.

Durante el periodo productivo el mantenimiento se tiene clasificado en:

- Mantenimiento planificado. Son todas las actividades que se encuentran planificadas para ejecutarse durante todo el periodo productivo. Estas actividades son:
 - Inspecciones rutinarias. Se ejecutan de forma sensorial y visual.
 - Monitoreo de condiciones. Se ejecutan con un equipo especial para medición de variables (vibraciones, temperatura, análisis de aceite, termografía y ultrasonido)
 - Plan de lubricación. Se ejecutan en función del tiempo y condición de los equipos.
 - Fabricación de repuestos. Actividades de taller para la fabricación de componentes que se utilizarán durante la etapa no productiva y durante zafra
- Mantenimiento no planificado. Actividades resultantes de una falla o a partir del monitoreo de condiciones.

- Mantenimiento reactivo. Reparaciones de fallas para reestablecer la función
- Correctivo programado. Intervención programada a partir de alarmas de los planes de inspección y monitoreo.

2.3.4 Mantenimiento No Zafra.

La ejecución del mantenimiento durante el periodo no productivo se clasifica en:

- **Mantenimiento Rutinario.** Son actividades de reemplazo de componentes que resultan en función de:
 - Plan cíclico. Se cuenta con un plan que establece el reemplazo del componente cada ciclo determinado
 - Registro de zafra. Fallas que se identificaron durante el periodo productivo y que no se lograron resolver.
 - Evaluación de condición. Se programan actividades con el fin de determinar el estado actual de los componentes de un equipo, esto se hace mediante técnicas predictivas o por medio del desarmado completo.
- **Mantenimiento No Rutinario.** Estas actividades se clasifican en:
 - Mantenimiento mayor. Intervenciones de desarmado general del equipo, reemplazo de componentes grandes para poder volver a las condiciones óptimas operativas.
 - Modificaciones. Actividades resultantes de estudios y análisis de las instalaciones para eliminar o minimizar las fallas de alto impacto.
 - Reemplazo de activos. Cambio de equipos por obsolescencia o por nuevas tecnologías.
 - Hibernación. Intervenciones mínimas de mantenimiento que garantizan la preservación de los equipos durante el periodo no productivo.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

La metodología seleccionada se trata de una desarrollada por la Asociación para el Desarrollo de la Ingeniería de Mantenimiento, por sus siglas INGEMAN, quien es una asociación privada sin fines de lucro y fue fundada en 2002 por un grupo de profesores de la escuela Técnica de ingenieros y de la Escuela universitaria Politécnica de Sevilla, España. Su finalidad esencial es la promoción y difusión de la ingeniería del mantenimiento, facilitando el intercambio de opiniones y experiencias entre las personas involucradas en la función mantenimiento, contribuyendo a propagar una cultura de mantenimiento empresarial como medio para la calidad y la competitividad.

3.1 DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA (FMECRA-PMO)

La metodología que se utilizará en esta investigación es conocida como FMECRA-PMO (*Failures Modes, Effects & Criticality Risk Analysis – Plans Maintenance Optimization*).

La metodología FMECRA-PMO tiene como objetivo definir los modos de fallos y sus efectos, evaluar el nivel criticidad basado en Riesgo de cada modo y finalmente, desarrollar las estrategias de mantenimiento óptimas que ayuden a minimizar las consecuencias de cada modo de falla. La figura 4 muestra las etapas de la metodología FMECRA-PMO.

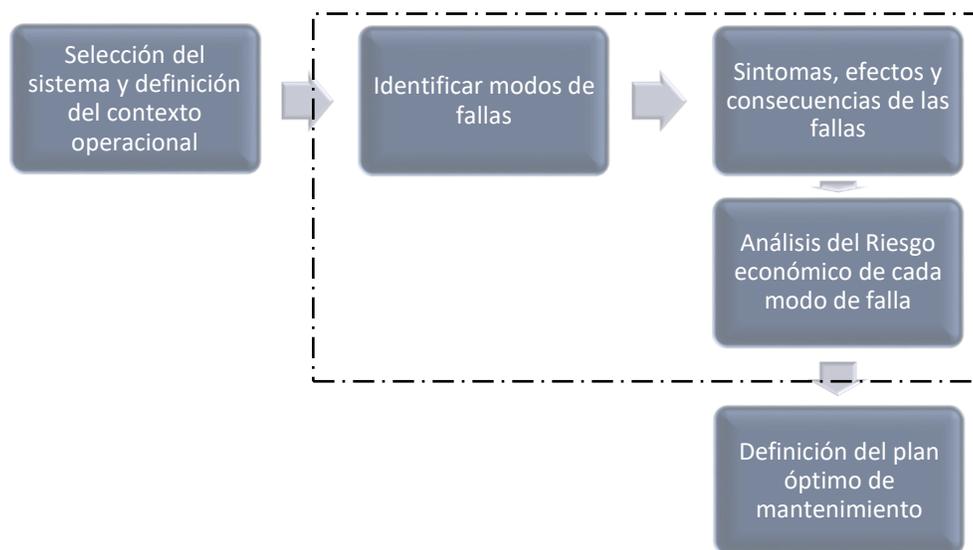


Figura 4. Análisis de modos de fallas, efectos y criticidad por riesgo (FMECRA-PMO).

Nota. Adaptado de Análisis de Modos de Fallas, Efectos y Criticidad por Riesgo & Optimización de Planes de Mantenimiento, por C. Parra, 2020, Grupo CASSA.

La particularidad de este método radica en:

- Modos de falla (*Failures Modes*): Son aquellos que se relacionan con las causas que provocan la pérdida total o parcial de una función de un sistema.
- Efectos y criticidad (*Effects & Criticality Risk Analysis*): Se refiere al resultado del análisis del impacto de cada uno de los modos de falla, sobre la seguridad, el ambiente y la producción (criticidad de cada modo de falla en función del Riesgo).
- Plan de Optimización de Mantenimiento (*Plans Maintenance Optimization*): Se definen las posibles estrategias de mantenimiento que ayuden a minimizar el riesgo de los modos de falla, es decir que se proponen alternativas efectivas de mantenimiento preventivo o correctivo.

3.1.1 Selección del sistema y definición de contextos operacionales

En esta sección se delimitan las áreas a las cuales se aplica la metodología. En una determinada instalación de proceso, que se considera como el área objeto de estudio, se definirán para mayor comodidad una serie de subsistemas o líneas de proceso que corresponden a entidades funcionales propias.

Los factores de contexto operacional a tomar en cuenta son:

- Variables del proceso agrupadas en subsistemas (parte fundamental del contexto operacional).
- Perfil de operación.
- Calidad/disponibilidad de las entradas del proceso.
- Alarmas.

3.1.2 Identificar modos de fallas

Los modos de falla se definen como las causas físicas que provocan la pérdida de la función total o parcial de un activo en su contexto operacional. Estas causas pueden atribuirse a ítem mantenibles, reparables o sustituibles.

La clave de esta etapa es desarrollar estrategias orientadas a eliminar, prevenir o minimizar las consecuencias de cada modo de fallo.

Las principales fuentes de información para los modos de fallos son:

- Fabricante o vendedor del equipo
- Listas genéricas de modos de falla
- Registros e historiales técnicos
- Otros usuarios del mismo equipo
- El personal que opera y mantiene el equipo

3.1.3 Síntomas, efectos y consecuencias de las fallas

Las máquinas al igual que el ser humano, pueden dar señales, la diferencia es que las máquinas lo hacen a través de su historial de fallas, el cual, si ha sido documentado apropiadamente, es capaz de mostrar información muy importante para mejorar el desempeño y reducir los costos operacionales.

Cabe mencionar, que los síntomas no aseguran encontrar la solución del problema, a pesar de que se observe una mejoría. Es por ello, que en el lenguaje del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad a estos eventos se les llama modos de fallas.

Existen muchos modos de fallas, algunos ejemplos son:

- Desgaste de rodamiento
- Contaminación de aceite
- Holgura de los cojinetes
- Sobrecalentamiento del motor

Existe una razón por la que ocurre una falla y a ésta se le conoce como la causa raíz de la avería.

Se debe desarrollar un reporte de efectos y consecuencias asociados a la avería. Este reporte servirá para identificar el impacto de cada falla en distintos niveles, desde el impacto a la seguridad y al ambiente hasta conocer si afecta la producción o las operaciones.

Esta metodología toma como prioridad la seguridad del individuo en el lugar de trabajo. Concretamente, pregunta si alguien podría resultar lesionado o muerto, como resultado directo

del modo de falla en sí o bien como resultado de otro daño que pudiera ser ocasionado por la falla.

John Moubray plantea que un modo de falla tiene consecuencias para la seguridad si causa una pérdida de función y otros daños que pudieran lesionar o matar a alguien. También, en otro nivel, la seguridad se refiere a la integridad o bienestar de la sociedad en general. Que, en este sentido, las fallas que afectan a la sociedad tienden a clasificarse como problemas “ambientales” (Moubray, 2004, p. 98).

El cumplimiento de las expectativas medio ambientales se está volviendo un requisito para la supervivencia de las empresas (Moubray, 2004, p. 99).

El riesgo en los puestos de trabajos nunca será un cero absoluto, aunque las personas quisieran vivir en un medio en el que no exista la posibilidad de daño físico o hasta la muerte (Moubray, 2004, p. 99).

En resumen, la valoración de riesgo consta de las siguientes preguntas:

- ¿De qué manera afecta la seguridad y al ambiente?
- ¿Qué pudiera pasar si ocurre el evento?
- ¿Cuán probable es que ocurra el evento?
- ¿El riesgo es tolerable?

Por la parte operativa se deben hacer las siguientes preguntas:

- ¿De qué manera afecta la producción o las operaciones?
- Realizar una descripción breve sobre los siguientes aspectos:
 - ¿Es necesario parar el proceso?
 - ¿Hay impacto en la calidad? ¿Cuánto?
 - ¿Hay impacto en el servicio al cliente?
 - ¿Se producen daños a otros sistemas?

3.1.4 Análisis del riesgo económico

Las fallas de los equipos están vinculadas directamente a la capacidad de producción, que se ve afectada en la generación de ingresos a la compañía.

Las fallas dan como resultado el incremento del costo operacional sumado al costo directo de la reparación. Por ejemplo: la falla pueda hacer que aumente el costo de refacciones o que deba usarse un proceso más costoso para realizar la producción, en los turbogeneradores se vería afectado el indicador de costo de watt producido.

John Moubray menciona que las consecuencias tienen por naturaleza a ser económicas, por lo que generalmente son evaluadas en términos económicos. Sin embargo, en ciertos casos extremos, el “costo” puede tener que ser evaluado a partir de una base más cualitativa (Moubray, 2004, p. 109).

El siguiente paso, luego de conocer los impactos, es realizar un análisis económico del modo de falla. Este paso requiere conocer el coste de pérdida de producción por hora y se resuelve mediante la siguiente ecuación (Ec.1) (Parra, 2020):

$$C_{\text{pérdida}} = f \times [(T \times C_{\text{paro}}) + C_{\text{directos}}] \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

f: frecuencia de fallos por año

T reparación: tiempo de reparación en horas

C paro: Costo del paro de producción en horas

C directos: Costos directos (materiales, mano de obra)

Ejemplo de modo de fallo es el siguiente:

Daño de anillos de pistón de cilindro de un motor de un generador eléctrico

El coste de pérdida de producción de este modo de falla es de 1,200 \$/h, además, sumamos los costes directos (materiales, mano de obra) 100 \$/f, como muestra la Ec. 2.

Impacto total por fallo:

Frecuencia de falla: 1 f/año

Tiempo de reparación: 16 h

$$RRRRRRRRR = 1 \frac{ff}{aaño} \times \text{?} \times 16 h \times 1,200 \frac{\$}{h} + 100 \text{?} \quad (\text{Ec. 2})$$

$$RRRRRRRRR = 19,300 \$/rrñRR$$

Como menciona John Moubray: “Una tarea proactiva merece la pena si reduce las consecuencias del modo de falla asociado a un grado tal que justifique los costos directos e indirectos de hacerla” (Moubray, 2004, p. 96). Es decir que, los costos directos son los de mano de obra o los materiales necesarios para hacer la tarea y para hacer cualquier otro trabajo de reparación asociado; los costos indirectos incluyen costos de todo tiempo muerto necesario para realizar la tarea.

3.1.5 Plan óptimo de mantenimiento

Un plan de mantenimiento óptimo es una mezcla de estrategias. Lo idóneo es una combinación de sistemas en función de los requisitos exigidos. A continuación, la figura 5 muestra los pasos a seguir para la definición de los planes óptimos de mantenimiento:

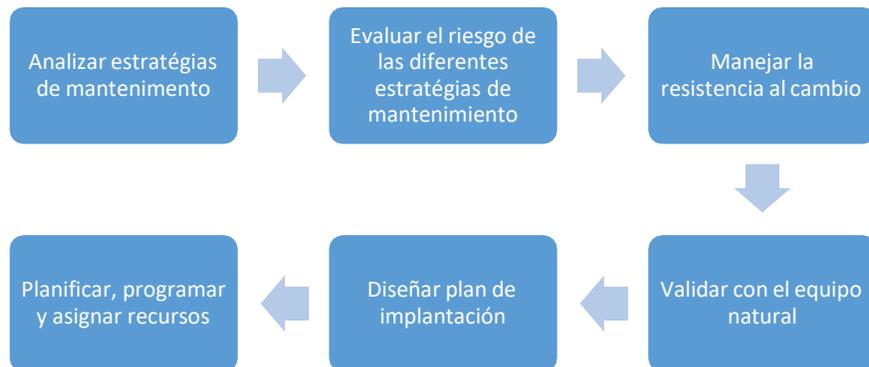


Figura 5. Flujograma para la definición de un plan óptimo de mantenimiento.

Nota. Adaptado de Análisis de Modos de Fallas, Efectos y Criticidad por Riesgo & Optimización de Planes de Mantenimiento, por C. Parra, 2020, Grupo CASSA.

La figura 6 muestra el diagrama de flujo del proceso para la selección de las actividades que se incluirán en el plan de mantenimiento en base a la comparación del riesgo económico del modo de fallo a evitar:

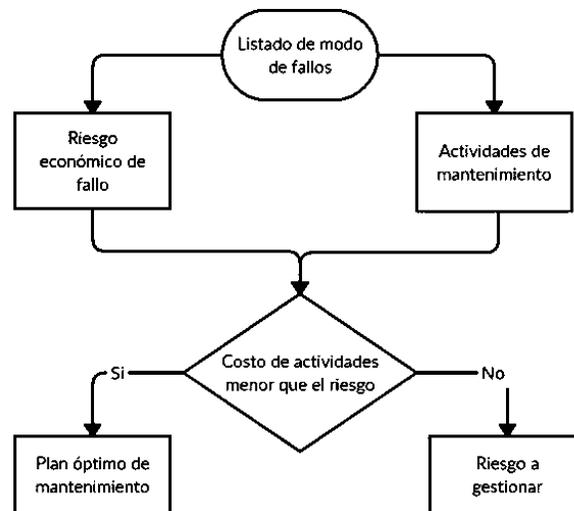


Figura 6. Diagrama de proceso de las actividades que se van a ejecutar en el plan óptimo.

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Actividades de mantenimiento

En un principio, el mantenimiento se ejecutaba hasta que la falla ocurriera, a este mantenimiento se le conoce como correctivo, es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos y que son comunicados al departamento de mantenimiento por los usuarios de los mismos. (García Garrido, 2003, p. 17).

Actualmente, el mantenimiento ha sufrido una evolución importante, liderada en gran medida por las nuevas tecnologías.

La metodología nos propone las siguientes técnicas de mantenimiento:

Tareas proactivas (preventivas)

Mantenimiento por condición (MPC)

Son las actividades de mantenimiento asociadas al seguimiento de una variable física ya sea con sentidos humanos o con equipo de medición (predictivas).

Justificación técnica/económica:

- Intervalo P-F. Razonablemente consistente.
- Suficientemente largo para ejecutar alguna acción.

- Resulta práctico chequear a intervalos.

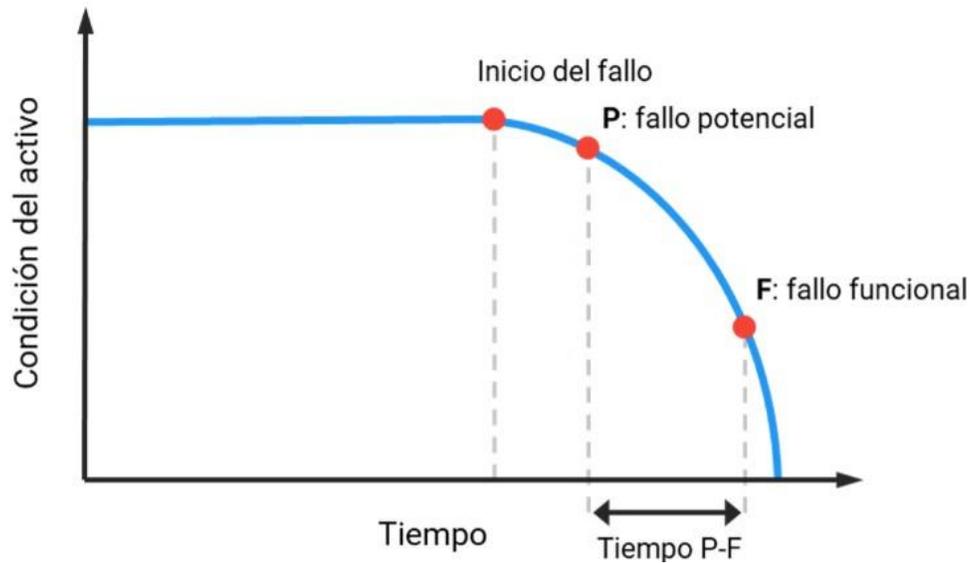


Figura 7. Curva P-F del mantenimiento por condición.

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Una falla potencial es un estado identificable que indica que una falla funcional está a punto de ocurrir o en el proceso de ocurrir.

Algunas empresas tienen controles en línea que sirve para comparar parámetros establecidos contra las señales que le envían en tiempo real los procesos. El sistema monitorea continuamente las variables que conforman el indicador de falla con el cual se evalúa la condición del equipo y utiliza la información suministrada en el monitoreo para predecir la necesidad de mantenimiento correctivo.

Las variables monitoreadas son vibración, corriente eléctrica y temperatura.

Procesamiento de datos basado en la condición:

- **Recolección de datos de medición.** Los datos (temperaturas, humedad y señales del detector de humo dentro del armario eléctrico) se recogen en la máquina de forma sincronizada y en función del tiempo, y posteriormente, se transmiten al ordenador del CMS (Content Management Systems, Sistemas de gestión de contenidos o gestores de contenidos) para su evaluación. Los datos de estado actual se muestran de forma compacta en una página de resumen del sistema de control. Las desviaciones de los valores de referencia preestablecidos (rangos de temperatura, vibración y corriente eléctrica) se visualizan mediante indicadores de semáforo verde/rojo.
- **Análisis y procesamiento de datos en el ordenador.** La computadora es el principal componente del CMS. Recopila toda la información de los procesos y los guarda.
- **Evaluación de datos y análisis de condiciones.** El CMS ofrece tendencias que indican cambios en los valores funcionales. Estos valores proporcionan la base de las decisiones por parte del personal de mantenimiento.

En resumen, el mantenimiento de las máquinas basado en la condición ofrece protección contra fallos, que el mantenimiento preventivo por intervalos de tiempo no puede predecir, debido a la falta de información, los fallos que se desarrollan entre las decisiones de mantenimiento (tornillos sueltos, fallos graduales de rodamientos) con un riesgo de avería total repentina son muy difíciles de detectar. El coste de la implementación del sistema basado en la condición se compensa con la prevención de paradas de generación eléctrica de pocos días.

Mantenimiento por sustitución (MSC)

Son las actividades de mantenimiento de reemplazo de componentes basadas en un tiempo predeterminado.

- Equipos revisados y/o componentes reparados a frecuencias determinadas independientemente de su estado en ese momento.
- Frecuencia determinada por la edad a la que el elemento o pieza exhibe un incremento rápido de probabilidad condicional de falla.

Mantenimiento por pruebas y calibración (MPPC)

Actividades de mantenimiento y calibraciones asociadas a protecciones, sistemas de seguridad, control, mitigación, equipos redundantes y especiales.

- Técnicamente factible si disminuye el riesgo de falla múltiple y resulta práctico realizarla a la frecuencia deseada.
- Frecuencia se establece según el nivel deseado de Riesgo.
- Revisar una función oculta a intervalos regulares para ver si ha fallado.

Tareas reactivas

Mantenimiento correctivo (MCR). Ningún mantenimiento preventivo

Esta estrategia se basa en la sustitución o acondicionamiento de partes en un ítem una vez éstas fallan. Y no se aplica ningún tipo de mantenimiento preventivo, sino que la reparación de la falla generalmente se presenta como emergencia.

Este mantenimiento es factible si el riesgo económico es mínimo y no afecta la seguridad, el ambiente ni los objetivos económicos del negocio. Usualmente se aplica en equipos de poca importancia o que tengan piezas de repuesto para intercambio. Por ejemplo, cuando un bombillo se quema y no interfiere con la productividad de la empresa.

Rediseño (RED). Propuesta de modificación

En el caso de no encontrar una tarea de mantenimiento preventivo efectiva se puede aplicar un rediseño al equipo, es decir, una modificación de uno o de más componentes originales que tiendan a mejorar su funcionamiento, logrando con ello un impacto económico o de calidad a la producción del equipo.

Usualmente estas modificaciones son dadas por el personal de operación y mantenimiento, la experiencia juega un papel importante en esta estrategia de mantenimiento. En la etapa de diseño es importante no dejar de lado el tema de seguridad operacional.

3.2 INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO ENERGÉTICO

Los indicadores claves de desempeño energético (ICDE) son un componente esencial de una estrategia de gestión energética basada en la norma ISO50001. Para efectos del desarrollo de la investigación y la integración a la gestión de mantenimiento, solamente se considera la implementación de los indicadores claves con el fin de alcanzar los siguientes beneficios:

- Mejora de la gestión de los equipos que conforman el sistema de turbogeneración.
- Implementación de nuevas tecnologías de eficiencia energética.
- Facilitar la toma de decisiones.
- Aumentar la conciencia de los involucrados en el proceso sobre asuntos energéticos.
- Mejorar el cumplimiento de los requisitos legales y reglamentarios.
- Establecer una mejora significativa del nivel de rendimiento energético desde una línea inicial con base a los valores óptimos de operación establecidos por el fabricante.
- Mejorar la capacidad de la organización para gestionar los riesgos energéticos relacionados con los posibles impactos de una manera eficiente y efectiva.
- Permitir el establecimiento de un proceso de evaluación comparativa.

3.2.1 Definición conceptual de indicadores

La base para establecer la metodología de los indicadores se toma de la definición general de eficiencia energética, la cual establece la relación entre la energía de entrada y la energía de salida para un proceso. Para ello se definirá los tipos de energía que se involucran en cada uno de los sistemas.

Tabla 9. Transformación de energía por Sistema.

Sistema	Energía Entrada	Energía Salida
Turbogenerador 4	Térmica	Eléctrica
Turbogenerador 5	Térmica	Eléctrica
Caldera 5	Química	Térmica
Caldera 6	Química	Térmica
Alimentadores de bagazo	Eléctrica	Mecánica
Ventilación inducida Caldera 6	Eléctrica	Mecánica
Agua-Alimentación	Eléctrica	Mecánica
Ventilación inducida Caldera 5	Eléctrica	Mecánica
Sobre Fuego Caldera 5	Eléctrica	Mecánica
Sobre Fuego Caldera 6	Eléctrica	Mecánica
Turbulencia Caldera 5	Eléctrica	Mecánica
Turbulencia Caldera 6	Eléctrica	Mecánica
Ventilación Forzada Caldera 6	Eléctrica	Mecánica

Nota. Fuente: Elaboración propia.

La tabla 9 presenta las energías involucradas en cada proceso de la turbogeneración. Se resumen en 3 tipos de los cuales se establecerá las unidades de medición de la siguiente forma:

- **Energía Química.** Es la cantidad de energía que se encuentra en el bagazo considerando su poder calorífico inferior. Para medir esta energía se realizará de manera indirecta considerando el peso del bagazo que entra a las calderas y tomando como unidad base la tonelada por hora (ton/h).
En la instalación actual se cuenta con básculas en línea que permiten medir el peso del bagazo que se dirige hacia calderas y el bagazo sobrante hacia bagacera, por lo que el valor a tomar será la diferencia entre las toneladas de entrada y las toneladas sobrantes.
- **Energía Térmica.** Este tipo de energía es la que se encuentra presente en función de las condiciones termodinámicas del vapor de agua y la cantidad que sale de las calderas. Para medir esta variable se hará con base a la cantidad de vapor que se produce, por medio de medidores de flujo, temperatura y presión instalados en línea, su unidad de medida será toneladas por hora (ton/h).
- **Energía Mecánica.** Es la energía entregada al fluido (agua o aire) para ser desplazado de un punto a otro. Esta energía se mide en base al flujo y/o presión hidráulica. Esta medición

de energía se obtendrá por medio de transmisores de presión que se encuentran instalados en los ductos de aire y en la tubería de agua.

- Energía Eléctrica. Es la energía consumida por los motores de los sistemas. La medición se realizará con base a la lectura de tensión eléctrica y corriente consumida en amperios (A) y se considera el tiempo de operación.

Definidas las variables a medir para cada sistema se establecen los indicadores de desempeño de la siguiente manera:

Tabla 10. Indicadores de desempeño energético.

Sistema	Indicador
Turbogenerador 4	$\frac{CCRRmRCCCCRR \ RRRrrRRrríffírrRR}{FFFCFFRR \ ddRR \ vrrrrRRrr} = \frac{EEnRRrrRRírr \ RRRmRRrrrdrr}{TTRmRRírrddrrRR \ ddRR \ brrRRrrbbRR}$
Turbogenerador 5	
Caldera 5	$\frac{CCRRmRCCCCRR \ RRRrrRRrríffírrRR}{FFFCFFRR \ ddRR \ vrrrrRRrr}$
Caldera 6	
Alimentadores de bagazo	$EffRRrrRRRRmrrRRrr = \frac{FFFCFFRR * PPrRRRRm\delta m}{CCRrrrrRRRmndRR * TTRmRRm\delta m}$
Ventilación inducida Caldera 6	
Agua-Alimentación	
Ventilación inducida Caldera 5	
Sobre Fuego Caldera 5	
Sobre Fuego Caldera 6	
Turbulencia Caldera 5	
Turbulencia Caldera 6	
Ventilación Forzada Caldera 6	

Nota. Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Metodología de seguimiento de indicadores

La parte más importante de los indicadores de desempeño energético es el seguimiento e interpretación de los datos. El punto de partida consiste en establecer la línea base para cada uno de los indicadores y tomarlo como referencia comparativa con los datos reales de forma periódica o continua.

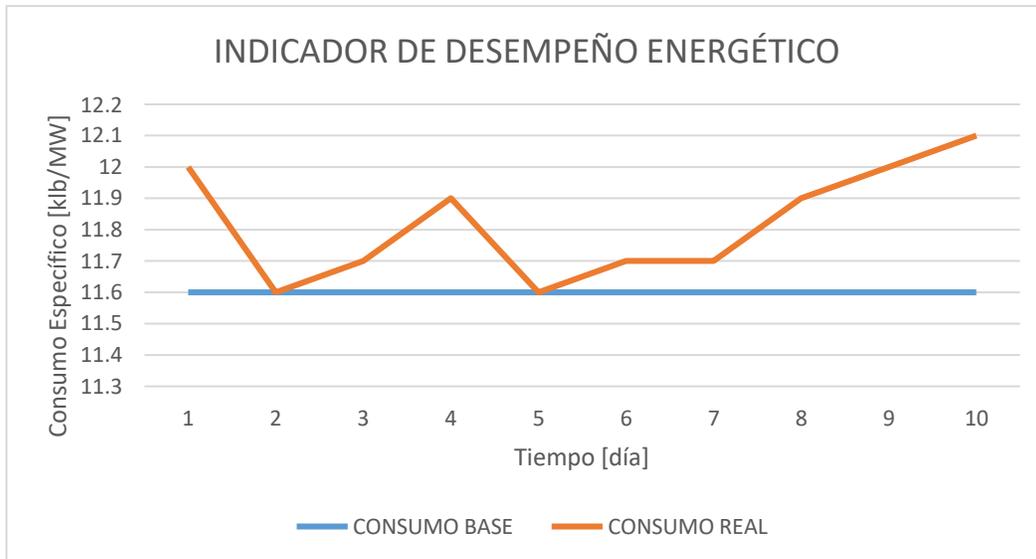


Figura 8. Ejemplo de seguimiento a los indicadores de desempeño energético.

Nota. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 8 muestra la comparación de los valores de consumo real y consumo base para un indicador de desempeño ilustrativo. Un mayor consumo real con respecto a la línea base indican una pérdida en el desempeño energético, dando pauta a evaluar y plantear actividades que permitan recuperar la brecha existente.

Los consumos base se definen con los datos técnicos de los fabricantes, en su defecto tomando valores registrados de los equipos en sus primeros periodos de operación o considerando operaciones posteriores a mejoras y actividades de mantenimiento mayor ejecutadas.

Los valores reales de consumo se miden por medio de la instrumentación instalada y se transmiten de forma continua al sistema de control centralizado del ingenio. En el caso donde no existe un instrumento en línea se deberán realizar mediciones periódicas para la obtención de los datos.

3.2.3 Integración al plan de mantenimiento.

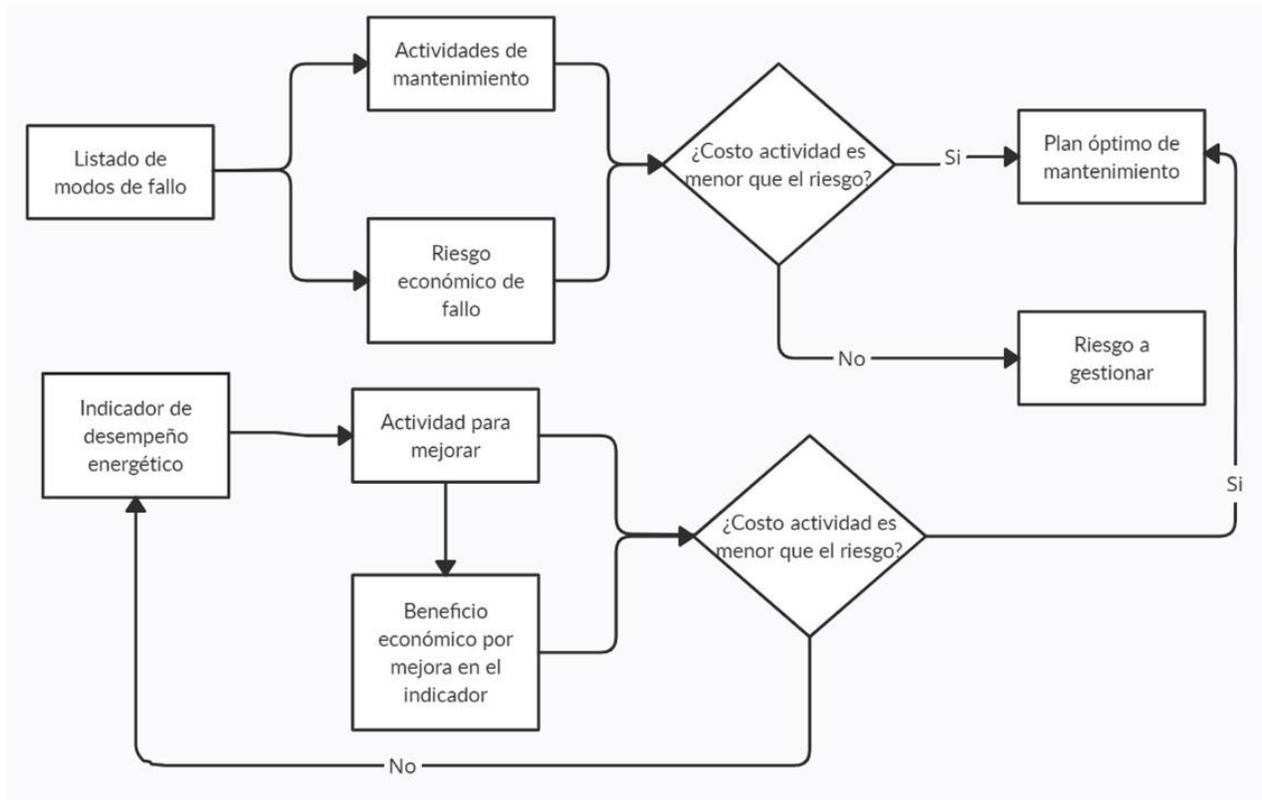


Figura 9. Proceso integración de indicadores de desempeño energético al plan de mantenimiento.

Nota. Fuente: Elaboración propia.

El modelo establecido para poder integrar los indicadores de desempeño energético a la gestión del mantenimiento se muestra en la figura 9. Este proceso indica que se deben de determinar actividades de mantenimiento que permitan llevar las condiciones de desempeño hasta unos valores iguales o cercanos a la línea base definida. La mejora por conseguir se debe cuantificar en términos económicos para ser comparada con el costo de ejecutar la actividad de mantenimiento. En los casos donde el beneficio por mejorar el desempeño sea mayor que el costo de la actividad se procederá a incluir dicha actividad dentro del plan óptimo de mantenimiento. Caso contrario la recomendación es buscar y estudiar estrategias alternativas que puedan generar mejoras sustanciales en el consumo energético de los equipos.

CAPITULO IV: PRESENTACIÓN, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1 MATRIZ DE CRITICIDAD

El primer paso del desarrollo de la metodología planteada en el capítulo anterior es enfocar e identificar los sistemas críticos que se analizarán. Para ello se utilizó un modelo de criticidad propio del ingenio, el cual evalúa los sistemas mediante su frecuencia de fallas y su impacto o consecuencia dentro del proceso.

Tabla 11. Criterios para frecuencia de falla.

Frecuencia	Ponderación	Criterio
BASTANTE FRECUENTE	5	5 o más fallas
MUY FRECUENTE	4	4 fallas
FRECUENTE	3	3 fallas
POCO FRECUENTE	2	2 falla
MUY POCO FRECUENTE	1	1 falla

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12. Criterios para consecuencia de falla.

Consecuencia	Ponderación	Criterio
CATASTROFICO	5	Paro total del sistema, la reparación podría tardar días
MAYOR	4	Paro total del sistema, la reparación podría tardar horas
MODERADO	3	Paro parcial del sistema/los repuestos no son de acceso inmediato
MENOR	2	Paro parcial del sistema/por lo general los repuestos son manejados en bodega
INSIGNIFICANTE	1	Paro leve del sistema, se puede seguir operando/ los repuestos son de muy fácil acceso y remplazo.

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Los sistemas son evaluados utilizando los criterios establecidos en la Tabla 11 y Tabla 12, según los valores obtenidos de frecuencia y consecuencia se realiza el producto numérico con el cual se le asigna el nivel de criticidad del sistema en la matriz de criticidad definida en Tabla 13 y Tabla 14.

Tabla 13. Matriz de criticidad.

FRECUENCIA	CONSECUENCIAS				
	INSIGNIFICANTE	MENOR	MODERADO	MAYOR	CATASTROFICO
Bastante frecuente	5	10	15	20	25
Muy frecuente	4	8	12	16	20
Frecuente	3	6	9	12	15
Poco frecuente	2	4	6	8	10
Muy poco frecuente	1	2	3	4	5

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 14. Niveles de criticidad.

Indicador	Escala	Criterio
Blanco	0 a 4	Baja criticidad
Verde	5 a 9	Media criticidad
Amarillo	10 al 15	Alta criticidad
Rojo	16 al 25	Muy alta criticidad

Nota. Fuente: Elaboración propia.

En figura 10 se presenta el desarrollo y resultado de los niveles de criticidad asignados a cada uno de los sistemas, obteniendo 4 sistemas con “Alta criticidad”.

En términos de alcance de este trabajo se considera al sistema de máxima criticidad obtenido según su “valoración de riesgo” contemplado en la Figura 10. El sistema de máxima criticidad resultante de este ejercicio es:

- Sistema Turbogenerador 5

SISTEMAS	FRECUENCIAS						CONSECUENCIAS						VALORACIÓN DEL RIESGO	CRITICIDAD
	BAJA FRECUENCIA (5)	MUY FRECUENTE (4)	FRECUENTE (3)	POCO FRECUENTE (2)	MUY POCO FRECUENTE (1)	FRECUENCIA	CATASTRÓFICA (5)	MAYOR (4)	MODERADA (3)	MENOR (2)	INSIGNIFICANTE (1)	CONSECUENCIA		
Turbogenerador 5			X			3	X					5	15	ALTA
Caldera 5			X			3	X					5	15	ALTA
Caldera 6				X		2	X					5	10	ALTA
Turbogenerador 4				X		2		X				4	8	MEDIA
Ventilación Forzada Caldera 5				X		2		X				4	8	MEDIA
Ventilación Forzada Caldera 6				X		2		X				4	8	MEDIA
Sobre Fuego Caldera 5				X		2			X			3	6	MEDIA
Tuberías de vapor			X			3				X		2	6	MEDIA
Alimentadores de bagazo				X		2				X		2	4	BAJA
Sobre Fuego Caldera 6				X		2				X		2	4	BAJA
Turbulencia Caldera 5					X	1			X			3	3	BAJA
Turbulencia Caldera 6					X	1			X			3	3	BAJA
Ventilación inducida Caldera 5					X	1				X		2	2	BAJA

Figura 10. Determinación de nivel de criticidad para los sistemas de generación de vapor.

Nota. Fuente: Elaboración propia.

4.2 MODOS Y EFECTOS DE FALLA

4.2.1 Sistema Turbogenerador 5

Los modos de falla identificados para el Sistema Turbogenerador 5 están basados en los manuales de los equipos, mientras que los síntomas e impactos de falla fueron determinados a través de historiales de mantenimiento, recomendaciones de los fabricantes y registro de fallas o eventos.

La Tabla 15 muestra un extracto de la lista de los modos y efectos de falla identificados para el Sistema Turbogenerador 5.

Tabla 15. Extracto modos y efectos de falla del Sistema Turbogenerador 5 (Anexo A).

EQUIPO	ID MF	MODO DE FALLA	SINTOMAS	IMPACTO OPERACIÓN	IMPACTO SHA
Turbina (cuerpo)	1A	Elementos de Acoplamiento	Fracturas, vibraciones, ruidos	Parada total de la operación	No hay impacto
	1B	Carcasa	Fugas de vapor, pérdida de eficiencia	Parada total de la operación	No hay impacto
	1C	Eje	Vibraciones, fractura, desgaste, deformación	Parada total de la operación	Posible accidente, lesionados graves
	1D	Empaquetadura/tuberías	Fugas de vapor, pérdida de vacío en arranque de turbina	Parada total de la operación	No hay impacto
	1E	Dispositivo de sobre velocidad mecánica	Oculto (no dispare cuando se requiera)	No hay impacto	No hay impacto
	1F	Cojinetes radial lado acople	Vibraciones, alta temperatura, partículas mecánicas en aceite	Parada total de la operación	No hay impacto
	1G	Cojinetes radial lado libre	Vibraciones, alta temperatura, partículas mecánicas en aceite	Parada total de la operación	No hay impacto
	1H	Cojinete axial	Vibraciones, alta temperatura, partículas mecánicas en aceite	Parada total de la operación	No hay impacto
	1I	Tomillos anclaje	Vibraciones, ruidos, defectos visuales	No hay impacto	No hay impacto
	1J	Alabes turbina	Pérdida de eficiencia, vibraciones, incrustaciones y deformaciones	Pérdida de eficiencia	No hay impacto
	1M	Sellos de Laberinto	Mayor consumo de vapor en sellos, fugas visibles de vapor	Pérdida de eficiencia	No hay impacto
	1N	Válvulas de cierre rápido	Oculto (seguridad, no dispare cuando se requiera, daños en resorte)	Pérdida de producción	Potenciales lesiones graves
	1O	Válvula control admisión de vapor	Inestabilidad velocidad de giro, fuga interna de vapor	Parada total	No hay impacto
	1P	Dispositivo de giro lento	Turbina no gira/gira fuera del rango de vel.	Parada total	No hay impacto
	1Q	Aislamiento	Pérdida de eficiencia	Pérdida de eficiencia	Potencial quemaduras

Nota. Fuente: Elaboración propia.

En la matriz se utilizó un “ID Modo de Falla” correlativo para identificar cada modo de falla que corresponde a un mismo equipo, con el fin de simplificar la gestión de la información para procesamiento.

4.3 CÁLCULO DE RIESGOS

4.3.1 Sistema Turbogenerador 5

Basándose en la frecuencia de fallas, se estiman los impactos en términos económicos que afectan a la producción y la salud, higiene y medio ambiente (SHA).

La Tabla 16 muestra un extracto de los cálculos de riesgos para el Sistema Turbogenerador 5. La columna riesgo indica el costo de la falla por año, mientras que la columna costo de mantenimiento indica el costo anual por evento basándose en registros de la compañía.

Tabla 16. Extracto cálculo de riesgos del Sistema Turbogenerador 5 (Anexo A).

EQUIPO	ID MF	FALLAS AL AÑO	TPFS [H]	IMP. PROD. [\$/H]	COSTOS DIRECTOS [\$/FALLA]	IMP. SHA [\$/FALLA]	RIESGO [\$/AÑO]	COSTO MANTTO [\$/AÑO]
Turbina (cuerpo)	1A	0.05	120	\$ 2,000.00	\$ 1,500.00	\$ -	\$ 12,075.00	\$ 160.00
	1B	0.05	192	\$ 2,000.00	\$ 25,000.00	\$ -	\$ 20,450.00	\$ 3,600.00
	1C	0.05	6300	\$ 2,000.00	\$ 500,000.00	\$ 180,000.00	\$ 664,000.00	\$ 54,066.67
	1D	0.50	2	\$ 2,000.00	\$ 100.00	\$ -	\$ 2,050.00	\$ 2,100.00
	1E	0.05	1	\$ -	\$ 200.00	\$ -	\$ 10.00	\$ 1,250.00
	1F	0.33	120	\$ 2,000.00	\$ 7,000.00	\$ -	\$ 82,333.33	\$ 5,300.00
	1G	0.20	120	\$ 2,000.00	\$ 7,000.00	\$ -	\$ 49,400.00	\$ -
	1H	0.13	140	\$ 2,000.00	\$ 12,000.00	\$ -	\$ 36,500.00	\$ -
	1I	0.05	300	\$ -	\$ 5,000.00	\$ -	\$ 250.00	\$ 110.00
	1J	0.08	3600	\$ 180.00	\$ 500,000.00	\$ -	\$ 95,666.67	\$ 28,866.67
	1M	0.10	3600	\$ 180.00	\$ 10,000.00	\$ -	\$ 65,800.00	\$ 3,100.00
	1N	0.05	1400	\$ 2,000.00	\$ 100,000.00	\$ -	\$ 145,000.00	\$ 10.00
	1O	0.10	120	\$ 2,000.00	\$ 40,000.00	\$ -	\$ 28,000.00	\$ 30.00
	1P	0.17	96	\$ 2,000.00	\$ 3,000.00	\$ -	\$ 32,500.00	\$ 2,000.00
	1Q	0.20	3600	\$ 40.00	\$ 1,000.00	\$ -	\$ 29,000.00	\$ 60.00
Generador	2A	0.10	48	\$ 2,000.00	\$ 14,000.00	\$ -	\$ 11,000.00	\$ 300.00
	2B	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 1,500,000.00	\$ -	\$ 435,000.00	\$ 350.00
	2C	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 800,000.00	\$ -	\$ 400,000.00	\$ 500.00
	2D	0.13	18	\$ 2,000.00	\$ 6,000.00	\$ -	\$ 5,250.00	\$ 55.00
	2E	0.10	48	\$ 2,000.00	\$ 18,000.00	\$ -	\$ 11,400.00	\$ 2,550.00
	2F	0.17	120	\$ 2,000.00	\$ 8,000.00	\$ -	\$ 41,333.33	\$ 1,400.00
	2G	0.08	0	\$ -	\$ 5,000.00	\$ -	\$ 416.67	\$ 250.00
	2H	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 500,000.00	\$ -	\$ 385,000.00	\$ 150.00
	2I	0.05	0	\$ -	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 125.00	\$ 850.00
	2J	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 1,000,000.00	\$ -	\$ 410,000.00	\$ 32,050.00
	2K	0.20	0	\$ -	\$ 550.00	\$ -	\$ 110.00	\$ 365.00

Nota. Fuente: Elaboración propia.

4.4 ASIGNACIÓN DE ACTIVIDADES

4.4.1 Sistema Turbogenerador 5

La Tabla 17 muestra un extracto de las asignaciones de actividades para el Sistema Turbogenerador 5. La columna actividad presenta las listas de tareas que deben de ser ejecutadas dependiendo de cada estrategia de mantenimiento que se ha seleccionado para cada modo de falla.

La columna ejecutores, por su parte, muestra o indica el responsable de realizar cada actividad de mantenimiento listada.

Tabla 17. Extracto asignación de actividades del Sistema Turbogenerador 5 (Anexo B).

EQUIPO	ID MF	MODO DE FALLA	ESTRATEGIA MANTTO	ID ACT	ACTIVIDAD	FRECUENCIA	EJECUTORES
Turbina (cuerpo)	1A	Elementos de Acoplamiento	Mantenimiento por condición	1A1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Mecánicos
	1B	Carcasa	Mantenimiento por condición	1B1	Monitoreo de condiciones de operación (variables críticas)	160.00	Responsable de automatización
	1C	Eje	Mantenimiento por condición	1C1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Personal externo/Sup. Fabricante/Mecánicos
	1D	Empaquetadura/tuberías	Sustitución cíclica	1D1	Reemplazo cíclico de empaquetaduras	1.00	Mecánico y ayudantes
	1E	Dispositivo de sobre velocidad mecánica	Mantenimiento por pruebas y calibración	1E1	Prueba de funcionamiento	0.50	Personal del fabricante
	1F	Cojinetes radial lado acople	Mantenimiento por condición	1F1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Sup. Fabricante/Mecánicos
	1I	Tornillos anclaje	Mantenimiento por condición	1I1	Inspección visual	1.00	Mecánicos
	1J	Alabes turbina	Mantenimiento por condición	1J1	Boroscopia	1.00	Mecánico y ayudantes
	1M	Sellos de Laberinto	Mantenimiento por condición	1M1	Monitoreo de condiciones de operación /variables de presión, apertura de válvula de control	1.00	Operador de turbina
	1N	Válvulas de cierre rápido	Mantenimiento por pruebas y calibración	1N1	Pruebas de funcionamiento	2.00	Operador de turbina
	1O	Válvula control admisión de vapor	Mantenimiento por condición	1O1	Inspección visual, revisión de componentes	1.00	Mecánicos
	1P	Dispositivo de giro lento	Mantenimiento por condición	1P1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Personal fabricante/Mecánicos
	1Q	Aislamiento	Mantenimiento por condición	1Q1	Termografía	0.50	Analistas de predictivo

Nota. Fuente: Elaboración propia.

4.5 COMPARACIÓN RIESGO VS COSTO MANTENIMIENTO

4.5.1 Sistema Turbogenerador 5

La Tabla 18 muestra un extracto de comparación de riesgos versus costo de mantenimiento para el Sistema Turbogenerador 5.

La columna “Diferencia por mantenimiento” resta las columnas riesgo y costo de mantenimiento. Dependiendo del resultado, los valores negativos reflejan si es más factible dejar que la falla

ocurra, mientras que los valores positivos indican que es mejor invertir en mantenimiento para evitar la falla.

Tabla 18. Extracto comparación de riesgos vs costo de mantenimiento del Sistema Turbogenerador 5 (Anexo B).

EQUIPO	ID MF	FALLAS AL AÑO	TPFS [H]	IMP. PROD. [\$/H]	COSTOS DIRECTOS [\$/FALLA]	IMP. SHA [\$/FALLA]	RIESGO [\$/AÑO]	COSTO MANTTO [\$/AÑO]	DIFERENCIA POR MANTTO
Turbina (cuerpo)	1A	0.05	120	\$ 2,000.00	\$ 1,500.00	\$ -	\$ 12,075.00	\$ 160.00	\$11,915.00
	1B	0.05	192	\$ 2,000.00	\$ 25,000.00	\$ -	\$ 20,450.00	\$ 3,600.00	\$16,850.00
	1C	0.05	6300	\$ 2,000.00	\$ 500,000.00	\$ 180,000.00	\$ 664,000.00	\$ 54,066.67	\$609,933.33
	1D	0.50	2	\$ 2,000.00	\$ 100.00	\$ -	\$ 2,050.00	\$ 2,100.00	-\$50.00
	1E	0.05	1	\$ -	\$ 200.00	\$ -	\$ 10.00	\$ 1,250.00	-\$1,240.00
	1F	0.33	120	\$ 2,000.00	\$ 7,000.00	\$ -	\$ 82,333.33	\$ 5,300.00	\$77,033.33
	1G	0.20	120	\$ 2,000.00	\$ 7,000.00	\$ -	\$ 49,400.00	\$ -	\$49,400.00
	1H	0.13	140	\$ 2,000.00	\$ 12,000.00	\$ -	\$ 36,500.00	\$ -	\$36,500.00
	1I	0.05	300	\$ -	\$ 5,000.00	\$ -	\$ 250.00	\$ 110.00	\$140.00
	1J	0.08	3600	\$ 180.00	\$ 500,000.00	\$ -	\$ 95,666.67	\$ 28,866.67	\$66,800.00
	1M	0.10	3600	\$ 180.00	\$ 10,000.00	\$ -	\$ 65,800.00	\$ 3,100.00	\$62,700.00
	1N	0.05	1400	\$ 2,000.00	\$ 100,000.00	\$ -	\$ 145,000.00	\$ 10.00	\$144,990.00
	1O	0.10	120	\$ 2,000.00	\$ 40,000.00	\$ -	\$ 28,000.00	\$ 30.00	\$27,970.00
	1P	0.17	96	\$ 2,000.00	\$ 3,000.00	\$ -	\$ 32,500.00	\$ 2,000.00	\$30,500.00
	1Q	0.20	3600	\$ 40.00	\$ 1,000.00	\$ -	\$ 29,000.00	\$ 60.00	\$28,940.00
Generador	2A	0.10	48	\$ 2,000.00	\$ 14,000.00	\$ -	\$ 11,000.00	\$ 300.00	\$10,700.00
	2B	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 1,500,000.00	\$ -	\$ 435,000.00	\$ 350.00	\$434,650.00
	2C	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 800,000.00	\$ -	\$ 400,000.00	\$ 500.00	\$399,500.00
	2D	0.13	18	\$ 2,000.00	\$ 6,000.00	\$ -	\$ 5,250.00	\$ 55.00	\$5,195.00
	2E	0.10	48	\$ 2,000.00	\$ 18,000.00	\$ -	\$ 11,400.00	\$ 2,550.00	\$8,850.00
	2F	0.17	120	\$ 2,000.00	\$ 8,000.00	\$ -	\$ 41,333.33	\$ 1,400.00	\$39,933.33
	2G	0.08	0	\$ -	\$ 5,000.00	\$ -	\$ 416.67	\$ 250.00	\$166.67
	2H	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 500,000.00	\$ -	\$ 385,000.00	\$ 150.00	\$384,850.00
	2I	0.05	0	\$ -	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 125.00	\$ 850.00	-\$725.00
	2J	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 1,000,000.00	\$ -	\$ 410,000.00	\$ 32,050.00	\$377,950.00
	2K	0.20	0	\$ -	\$ 550.00	\$ -	\$ 110.00	\$ 365.00	-\$255.00

Nota. Fuente: Elaboración propia.

4.6 INDICADORES

4.6.1 Índice de eficiencia sistema turbogenerador 5

El punto de partida para establecer la referencia del sistema turbogenerador 5 son los parámetros del fabricante del equipo, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 19. Parámetros base del fabricante de sistema turbogenerador 5.

Parámetros	
Capacidad nominal (MW)	25
Presión nominal vapor (psig)	900
Temperatura nominal vapor (°F)	900
Consumo específico vapor (klb/MW)	13.3

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Los valores de Tabla 19 son obtenidos del fabricante (TGM) y el principal parámetro a destacar es el consumo específico de vapor (klb/MW), el cual indica la cantidad de vapor que el equipo requiere (a las condiciones de presión y temperatura nominal) para la producción de 1 MW.

En la instalación se cuenta con un medidor de flujo de vapor en la entrada del equipo el cual registra en tiempo real la variable, así mismo se cuenta con la medición del valor de producción de energía eléctrica generada. Con ello se construye un gráfico comparativo del consumo específico real y nominal del equipo.

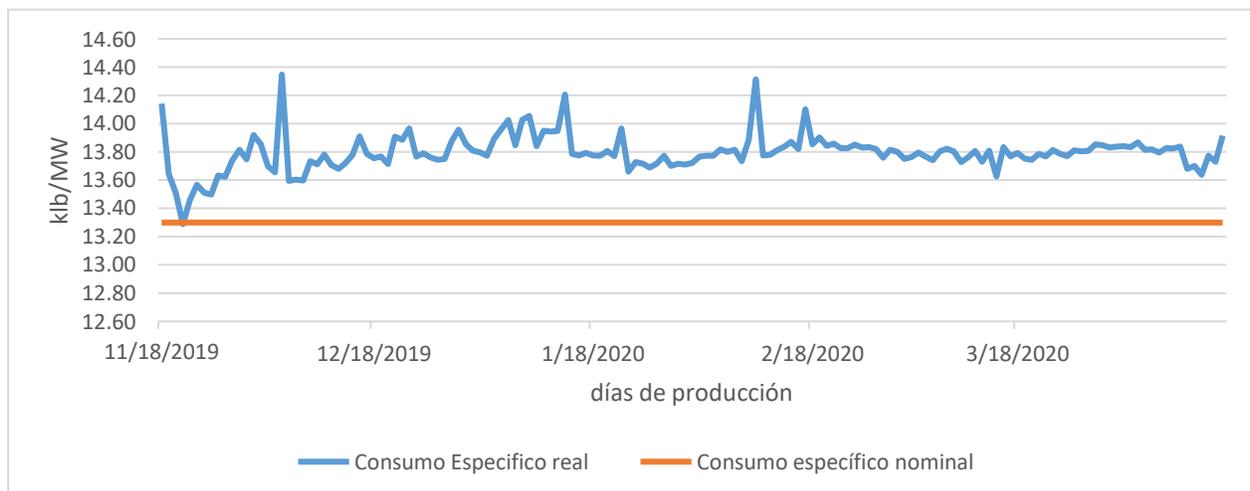


Figura 11. Consumo específico turbogenerador 5 para la zafra 19-20.

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo visualización de este índice de consumo mostrado en Figura 11, se pueden obtener hallazgos valiosos para la toma de decisión de las actividades de mantenimiento a ejecutar. En este caso particular se han tomado de referencia los valores obtenidos de la zafra 19-20 y se establecieron promedios por día para presentarse en el gráfico. Se evidencia un consumo específico real por encima del valor nominal del equipo, lo que resulta que el equipo requiere mayor cantidad de vapor para producir 1 MW de potencia.

Las posibles razones de esta pérdida de eficiencia se encuentran establecidas en Tabla 15 (o bien en Anexo A) con las cuales se identifican las actividades de mantenimiento que permiten que el equipo vuelva a sus valores de consumo nominal.

De acuerdo con la metodología establecida en el capítulo anterior en Figura 9 (Proceso integración de indicadores de desempeño energético al plan de mantenimiento) el paso a seguir es establecer la comparación entre el costo por pérdida de eficiencia (dada por la diferencia del costo de energía real total generada durante toda la zafra y la energía total que se hubiese generado a un consumo específico nominal) y el costo de ejecutar la actividad de mantenimiento para identificar y decidir cuál es la opción más rentable para la compañía.

4.7 PLAN ÓPTIMO DE MANTENIMIENTO

Se define como un plan óptimo de mantenimiento a la selección de las actividades a partir de la diferencia de costos entre el costo del riesgo y el de mantenimiento. Esto maximiza la vida útil de cada refacción, reducción de costos por paro de mantenimientos reactivos, procedimientos estandarizados cuando ocurre la falla. En el ingenio, se tiene la ventaja de realizar los mantenimientos en la época donde las máquinas no están produciendo, sin embargo, se complica cuando las máquinas están en producción por un periodo aproximado de 6 meses.

La Tabla 20 muestra un extracto de las decisiones tomadas a partir de la comparación de riesgos versus costo de mantenimiento Sistema Turbogenerador 5. Basándose en los resultados obtenidos, se concluye si es mejor realizar la práctica de mantenimiento o dejar que la falla ocurra.

Tabla 20. Extracto decisiones del Sistema Turbogenerador 5 (Anexo A).

EQUIPO	ID MF	FALLAS AL AÑO	TPFS [H]	IMP. PROD. [\$/H]	COSTOS DIRECTOS [\$/FALLA]	IMP. SHA [\$/FALLA]	RIESGO [\$/AÑO]	COSTO MANTTO [\$/AÑO]	DIFERENCIA POR MANTTO	DECISIÓN
Turbina (cuerpo)	1A	0.05	120	\$ 2,000.00	\$ 1,500.00	\$ -	\$ 12,075.00	\$ 160.00	\$11,915.00	Hacer mantenimiento
	1B	0.05	192	\$ 2,000.00	\$ 25,000.00	\$ -	\$ 20,450.00	\$ 3,600.00	\$16,850.00	Hacer mantenimiento
	1C	0.05	6300	\$ 2,000.00	\$ 500,000.00	\$ 180,000.00	\$ 664,000.00	\$ 54,066.67	\$609,933.33	Hacer mantenimiento
	1D	0.50	2	\$ 2,000.00	\$ 100.00	\$ -	\$ 2,050.00	\$ 2,100.00	-\$50.00	No hacer mantenimiento
	1E	0.05	1	\$ -	\$ 200.00	\$ -	\$ 10.00	\$ 1,250.00	-\$1,240.00	No hacer mantenimiento
	1F	0.33	120	\$ 2,000.00	\$ 7,000.00	\$ -	\$ 82,333.33	\$ 5,300.00	\$77,033.33	Hacer mantenimiento
	1G	0.20	120	\$ 2,000.00	\$ 7,000.00	\$ -	\$ 49,400.00	\$ -	\$49,400.00	Hacer mantenimiento
	1H	0.13	140	\$ 2,000.00	\$ 12,000.00	\$ -	\$ 36,500.00	\$ -	\$36,500.00	Hacer mantenimiento
	1I	0.05	300	\$ -	\$ 5,000.00	\$ -	\$ 250.00	\$ 110.00	\$140.00	Hacer mantenimiento
	1J	0.08	3600	\$ 180.00	\$ 500,000.00	\$ -	\$ 95,666.67	\$ 28,866.67	\$66,800.00	Hacer mantenimiento
	1M	0.10	3600	\$ 180.00	\$ 10,000.00	\$ -	\$ 65,800.00	\$ 3,100.00	\$62,700.00	Hacer mantenimiento
	1N	0.05	1400	\$ 2,000.00	\$ 100,000.00	\$ -	\$ 145,000.00	\$ 10.00	\$144,990.00	Hacer mantenimiento
	1O	0.10	120	\$ 2,000.00	\$ 40,000.00	\$ -	\$ 28,000.00	\$ 30.00	\$27,970.00	Hacer mantenimiento
	1P	0.17	96	\$ 2,000.00	\$ 3,000.00	\$ -	\$ 32,500.00	\$ 2,000.00	\$30,500.00	Hacer mantenimiento
	1Q	0.20	3600	\$ 40.00	\$ 1,000.00	\$ -	\$ 29,000.00	\$ 60.00	\$28,940.00	Hacer mantenimiento
	Generador	2A	0.10	48	\$ 2,000.00	\$ 14,000.00	\$ -	\$ 11,000.00	\$ 300.00	\$10,700.00
2B		0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 1,500,000.00	\$ -	\$ 435,000.00	\$ 350.00	\$434,650.00	Hacer mantenimiento
2C		0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 800,000.00	\$ -	\$ 400,000.00	\$ 500.00	\$399,500.00	Hacer mantenimiento
2D		0.13	18	\$ 2,000.00	\$ 6,000.00	\$ -	\$ 5,250.00	\$ 55.00	\$5,195.00	Hacer mantenimiento
2E		0.10	48	\$ 2,000.00	\$ 18,000.00	\$ -	\$ 11,400.00	\$ 2,550.00	\$8,850.00	Hacer mantenimiento
2F		0.17	120	\$ 2,000.00	\$ 8,000.00	\$ -	\$ 41,333.33	\$ 1,400.00	\$39,933.33	Hacer mantenimiento
2G		0.08	0	\$ -	\$ 5,000.00	\$ -	\$ 416.67	\$ 250.00	\$166.67	Hacer mantenimiento
2H		0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 500,000.00	\$ -	\$ 385,000.00	\$ 150.00	\$384,850.00	Hacer mantenimiento
2I		0.05	0	\$ -	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 125.00	\$ 850.00	-\$725.00	No hacer mantenimiento
2J		0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 1,000,000.00	\$ -	\$ 410,000.00	\$ 32,050.00	\$377,950.00	Hacer mantenimiento
2K	0.20	0	\$ -	\$ 550.00	\$ -	\$ 110.00	\$ 365.00	-\$255.00	No hacer mantenimiento	

Nota. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 21 se muestran un extracto de todas las actividades de mantenimiento a ejecutarse en base a los análisis previamente mencionados. Las columnas “ID MF” y “ID ACT” corresponden al modo de fallo y actividad correspondiente para prevenir ese modo de fallo. La columna de frecuencia se encuentra expresada en la cantidad de veces que debe de ejecutarse la actividad al año.

De esta forma queda establecido el plan óptimo con sus respectivas actividades, frecuencias y costos anuales.

Tabla 21. Extracto del plan óptimo de mantenimiento

EQUIPO	ID MF	ID ACT	FRECUENCIA	COSTO MO [\$]	COSTO MATERIALES [\$]	COSTO ANUAL [\$/AÑO]	TOTAL [\$/AÑO]
Turbina (cuerpo)	1A	1A1	1.00	\$ 130.00	\$ 30.00	\$ 160.00	\$ 160.00
	1B	1B1	160.00	\$ 10.00	\$ -	\$ 1,600.00	\$ 3,600.00
	1C	1C1	1.00	\$ 12,000.00	\$ 500.00	\$ 12,500.00	\$ 54,066.67
	1D	1D1	1.00	\$ 300.00	\$ 450.00	\$ 750.00	\$ 2,100.00
	1E	1E1	0.50	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 1,250.00	\$ 1,250.00
	1F	1F1	1.00	\$ 5,000.00	\$ 300.00	\$ 5,300.00	\$ 5,300.00
	1G	1G1	1.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	1H	1H1	1.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	1I	1I1	1.00	\$ 100.00	\$ 10.00	\$ 110.00	\$ 110.00
	1J	1J1	1.00	\$ 100.00	\$ -	\$ 100.00	\$ 28,866.67
	1M	1M1	1.00	\$ 100.00	\$ -	\$ 100.00	\$ 3,100.00
	1N	1N1	2.00	\$ 5.00	\$ -	\$ 10.00	\$ 10.00
	1O	1O1	1.00	\$ 30.00	\$ -	\$ 30.00	\$ 30.00
	1P	1P1	1.00	\$ 2,000.00	\$ -	\$ 2,000.00	\$ 2,000.00
	1Q	1Q1	0.50	\$ 100.00	\$ 20.00	\$ 60.00	\$ 60.00
Generador	2A	2A1	1.00	\$ 250.00	\$ 50.00	\$ 300.00	\$ 300.00
	2B	2B1	1.00	\$ 250.00	\$ -	\$ 250.00	\$ 350.00
	2C	2C1	1.00	\$ 500.00	\$ -	\$ 500.00	\$ 500.00
	2D	2D1	1.00	\$ 30.00	\$ 25.00	\$ 55.00	\$ 55.00
	2E	2E1	1.00	\$ 25.00	\$ 25.00	\$ 50.00	\$ 2,550.00
	2F	2F1	1.00	\$ 1,200.00	\$ 200.00	\$ 1,400.00	\$ 1,400.00
	2G	2G1	1.00	\$ 200.00	\$ 50.00	\$ 250.00	\$ 250.00
	2H	2H1	1.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 150.00
	2I	2I1	1.00	\$ 800.00	\$ 50.00	\$ 850.00	\$ 850.00
	2J	2J1	1.00	\$ 2,000.00	\$ 50.00	\$ 2,050.00	\$ 32,050.00
	2K	2K1	0.50	\$ 400.00	\$ 330.00	\$ 365.00	\$ 365.00

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, queda reflexionar sobre todas las actividades que se deciden no ejecutarse como resultado del análisis. Para ello se presenta a Tabla 22, donde se recopila toda la información correspondiente, haciendo énfasis en el beneficio generado, es decir el ahorro de \$4,990 por no ejecutar esas actividades.

Tabla 22. Actividades de mantenimiento a no ejecutar por análisis de riesgo.

EQUIPO	MODO DE FALLA	ACTIVIDAD	RIESGO [\$/AÑO]	COSTO MANTTO [\$/AÑO]
Turbina (Cuerpo)	Empaquetadura/tuberías	Reemplazo cíclico de empaquetaduras	\$ 2,050.00	\$ 2,100.00
	Dispositivo de sobre velocidad mecánica	Prueba de funcionamiento	\$ 10.00	\$ 1,250.00
Generador	Sellos del rotor	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	\$ 125.00	\$ 850.00
	Enfriador del generador	Inspección y limpieza	\$ 110.00	\$ 365.00
Intercambiador	Coraza	Prueba hidroestática	\$ 25.00	\$ 150.00
Intrumentos Turbo	Sensores temperatura sellos turbina	Inspección y pruebas	\$ 250.00	\$ 275.00
TOTAL			\$ 2,570.00	\$ 4,990.00

Nota. Fuente: Elaboración propia.

El riesgo económico que representan las actividades a no ejecutarse es de \$2,570, que será importante darle una gestión adecuada, por medio de un plan de acción para poder resolver de la forma más eficaz y efectiva posible por si se presentan las fallas, esto implica estar preparado en las siguientes áreas:

- Mano de obra. El capital humano, estos son los responsables de llevar a cabo las actividades del mantenimiento, teniendo el conocimiento para realizarlas.
- Maquinaria. Es el equipo donde se hará el mantenimiento.
- Método. Conocer los pasos, procedimiento o la metodología a usar en la actividad de mantenimiento de manera estandarizada.
- Materiales y herramientas. Se refiere a las refacciones que se utilizaran, desde los paños de limpieza hasta la refacción per se y a todas las herramientas necesarias para realizar las actividades de mantenimiento.

Los beneficios obtenidos por esta metodología son principalmente económicos, gracias a las actividades a no ejecutarse, sin embargo, esto abre una oportunidad para seguir explorando otros sistemas con sus respectivas actividades a no ejecutarse y así realizar un cálculo de mano de obra necesaria para todo el mantenimiento, que probablemente se convierta en una redistribución del personal o en su defecto una disminución.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

De la investigación realizada, se concluye lo siguiente:

- Es importante conocer los modos de falla de cada sistema y las consecuencias que estos generan, para definir una óptima estrategia de mantenimiento.
- El análisis de criticidad es una herramienta importante para priorizar los esfuerzos y permite enfocarse en los sistemas de más alto impacto, estableciendo estrategias para cada modo de falla.
- Para tomar la decisión más rentable entre realizar una actividad de mantenimiento o actuar después de una falla, se debe hacer un análisis de costos comparando el riesgo económico que genera la falla y el costo que representa la actividad de mantenimiento que prevenga la falla. Es decir, que no siempre será factible realizar mantenimientos preventivos para cada modo de fallo.
- El histórico de fallas es parte fundamental para realizar un plan óptimo de mantenimiento, la identificación de cada modo de fallo simplifica la gestión de la información para su procesamiento.
- Los indicadores de desempeño facilitan la visualización del comportamiento energético de los equipos en cuanto a su eficiencia nominal o base, permitiendo observar y analizar las desviaciones.
- Un plan óptimo de mantenimiento es aquel donde se aplica justamente una actividad de mantenimiento para cada modo de fallo, estos pueden ser preventivos, correctivos, rediseño, entre otros.

5.2 RECOMENDACIONES

- Está metodología requiere una cantidad considerable de esfuerzos de ingenieros, técnicos y operarios de vasta experiencia en los equipos para establecer todos los modos de falla y sus actividades de mantenimiento asociadas, adicional es necesario contar con una base de datos robusta con toda la información relacionada a los equipos, por lo que realizar un análisis completo de todos los sistemas de la planta puede tomar mucho tiempo y resultar costosa. Sin embargo, es una herramienta muy completa ya que traduce todos los elementos técnicos en rentabilidad económica, facilitando así la toma de decisiones por cada modo de fallo. Por esa razón se recomienda desarrollar esta metodología únicamente para los equipos críticos y a las actividades de mantenimiento que representen los mayores costos de la empresa.
- Es importante realizar la identificación de cada modo de fallo, para generar un historial de fallas y no caer en la duplicación de modos de fallas con otro nombre.
- Para asegurar una buena selección de los modos de falla y actividades de mantenimiento se recomienda formar un equipo multidisciplinario, conformado por un electricista, un mecánico, un instrumentista, ingeniero de proceso y el ingeniero de mantenimiento como líder y mediador de la metodología.
- Se recomienda que los ingenieros de mantenimiento actualicen los catálogos de modos de falla y actividad para que cada evento sea registrado y asociado adecuadamente de forma estándar.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Accidente: Suceso eventual o acción de que resulta daño involuntario para las personas o las cosas.

Aceite: Sustancia grasa, líquida a temperatura ordinaria, de mayor o menor viscosidad, no miscible con agua y de menor densidad que ella, que se puede obtener sintéticamente.

Activo: Conjunto de todos los bienes y derechos con valor monetario que son propiedad de una empresa, institución o individuo.

Aislamiento: Sistema o dispositivo que impide la transmisión de la electricidad, el calor, el sonido, etc.

Álabe: Cada una de las paletas de una turbomáquina que reciben el impulso o impulsan el fluido.

Bagazo: Residuo fibroso resultante de la trituración, presión o maceración de frutos, semillas, tallos, etc., para extraerles su jugo, especialmente el de la vid o la caña de azúcar.

Caldera: Aparato donde hierve el agua, cuyo vapor en tensión constituye la fuerza motriz de una máquina.

Caldera de vapor acuotubular: Son aquellas en las que el agua circula por el interior de los tubos y los humos de combustión por el exterior de estos. Calderas de vapor pirotubulares: son aquellas en las que los humos de la combustión circulan por el interior de los tubos y el agua por el exterior.

Calor específico: Cantidad de calor que por unidad de masa necesita una sustancia para que su temperatura se eleve un grado Celsius.

Cojinete: Pieza o conjunto de piezas en que se apoya y gira el eje de un mecanismo.

Condensar: Convertir un vapor en líquido o en sólido.

Confiabilidad: Probabilidad de buen funcionamiento de algo

Corriente alterna: Corriente eléctrica que invierte periódicamente el sentido de su movimiento.

Corrosión: Desgaste paulatino de los cuerpos metálicos por acción de agentes externos, persista o no su forma.

Criticidad: Condición de crítico.

Densidad aparente: También llamada densidad volumétrica, es una propiedad de los polvos, gránulos y otros sólidos "divididos", especialmente utilizados en referencia a componentes minerales (tierra, grava), sustancias químicas, ingredientes (farmacéuticos), alimentos o cualquier otra masa de material corpuscular o particulado.

Desecar: Hacer que algo pierda la humedad.

Eficiencia: Razón de la energía útil que proporciona la máquina o dispositivo.

Entalpía: Magnitud termodinámica de un cuerpo, igual a la suma de su energía interna más el producto de su volumen por la presión exterior.

Entalpía específica: Es una propiedad que aparece tabulada en tablas termodinámicas y a partir de ella se puede determinar el valor de la energía interna específica cuando esta no aparece en las tablas.

Exotérmica: Dicho de un proceso: Que va acompañado de desprendimiento de calor.

Falla: Defecto o falta.

Falla funcional: Aquel fallo que impide al sistema en su conjunto cumplir su función principal. Naturalmente, son los más importantes

Humedad relativa: Expresión porcentual de la cantidad de vapor de agua presente en el aire con respecto a la máxima posible para unas condiciones dadas de presión y temperatura.

Lubricar: Aplicar a algo una sustancia que disminuya la fricción entre superficies en contacto.

Mantenimiento: Conjunto de operaciones y cuidados necesarios para que instalaciones, edificios, industrias, etc., puedan seguir funcionando adecuadamente.

Metodología: Conjunto de métodos que se siguen en una investigación científica o en una exposición doctrinal.

Modo de falla: Es una causa de falla o una posible manera en la que un sistema puede fallar.

Presión: Magnitud física que expresa la fuerza ejercida por un cuerpo sobre la unidad de superficie y cuya unidad en el sistema internacional es el pascal.

Promedio: Resultado obtenido al sumar todas las cantidades entre el número de sumandos.

Seguridad industrial: Es el sistema de disposiciones obligatorias que tienen por objeto la prevención y limitación de riesgos, así como la protección contra accidentes capaces de producir daños a las personas, a los bienes o al medio ambiente derivados de la actividad industrial o de la utilización, funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones o equipos y de la producción, uso o consumo, almacenamiento o rehecho de los productos industriales.

Tacho: Son equipos que se utilizan en la Industria Azucarera para la cocción de la meladura y las mieles provenientes de las centrifugas para obtener los granos de azúcar, proceso que se llama cristalización.

Temperatura: Magnitud física que expresa el grado o nivel de calor de los cuerpos o del ambiente, y cuya unidad en el sistema internacionales el kelvin (K).

Tensión: Voltaje con que se realiza una transmisión de energía eléctrica.

Transductor: Dispositivo que transforma el efecto de una causa física, como la presión, la temperatura, la dilatación, la humedad, etc., en otro tipo de señal, normalmente eléctrica.

Transformador: Aparato para convertir la corriente alterna de alta tensión y débil intensidad en otra de baja tensión y gran intensidad, o viceversa.

Turbina de vapor: Máquina destinada a transformar en movimiento giratorio de una rueda de paletas la fuerza viva o la presión de un fluido.

Turbogenerador: Generador eléctrico movido por una turbina de gas, de vapor o hidráulica.

Vapor: Fluido gaseoso cuya temperatura es inferior a su temperatura crítica. Su presión no aumenta al ser comprimido, sino que se transforma parcialmente en líquido; p. Ej., el producido por la ebullición del agua.

Venteo: Proceso que consiste en liberar el exceso de presión en un equipo generador de vapor.

Vibración: Cada movimiento vibratorio, o doble oscilación de las moléculas o del cuerpo vibrante.

Vida útil: Es el período en el que se espera utilizar el activo por parte de la empresa y, a su vez, el tiempo durante el cual se produce la amortización. Se desea que, durante su vida útil, el activo genere beneficios para la empresa.

Voltaje: Cantidad de voltios que actúan en un aparato o sistema eléctrico.

Zafra: Periodo operativo del ingenio, generalmente inicia de noviembre y termina en marzo.

REFERENCIAS

Libros

- García Garrido, S. (2003). Organización y gestión integral de mantenimiento. Madrid, España: Díaz de Santos.
- Moubray, J. (2004). Mantenimiento centrado en la confiabilidad. (2da. ed). Madrid, España: Biddles Ltd.
- Rein, P. (2012). Ingeniería de la Caña de Azúcar. Berlín, Alemania: Verlag Dr. Albert Bartens KG.

Tesis de Grados

- Chacón Llanos, C., Peña Linares, H. & Turcios Bermudez, M. (2020). Auditoria Energética y su impacto en el Mantenimiento en la Empresa "Laboratorios Biogalenic". Universidad Don Bosco & Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas", Antigua Cuscatlán, El Salvador.
- Hernández Grande, E. & Luna Rodríguez, R. (2017). Desarrollo de Modelo de Mantenimiento Centrado en la Eficiencia Energética (EECM). Universidad Don Bosco & Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas", Antigua Cuscatlán, El Salvador.
- Motta Cruz, M. (2017). Diseño de una Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para Top Rolls en Vidrio Andino S.A. Universidad Santo Tomás, Bogotá, Colombia.
- Soto Baltazar, J. (2016). Mantenimiento basado en la Confiabilidad para el mejoramiento de la disponibilidad mecánica de los volquetes FAW en GYM S.A. Universidad Nacional del Centro de Perú, Huancayo, Perú.

Presentaciones

- Parra, C. (2020). Análisis de Modos de Fallas, Efectos y Criticidad por Riesgo & Optimización de Planes de Mantenimiento. Grupo CASSA, El Salvador

Páginas Web

- Diccionario de la lengua española (s.f.). Real Academia Española. Recuperado 26 de abril de 2021, de <https://www.rae.es/>
- Futuros azúcar N°11 EE.UU. (2020). Investing. Recuperado 18 de diciembre de 2020, de <https://m.es.investing.com/commodities/us-sugar-no11-advanced-chart>
- Industrial Process – Pantaleon. (s. f.). Pantaleon. Recuperado 13 de diciembre de 2020, de <https://www.pantaleon.com/procesos/industrial-process/>

ANEXO A. MATRIZ MODOS DE FALLA Y RIESGO SISTEMA TURBOGENERADOR 5

EQUIPO	ID MF	MODO DE FALLA	SINTOMAS	IMPACTO OPERACIÓN	IMPACTO SHA	FALLAS AL AÑO	TPFS [H]	IMP. PROD. [\$/H]	COSTOS DIRECTOS [\$/FALLA]	IMP. SHA [\$/FALLA]	RIESGO [\$/AÑO]	COSTO MANTTO [\$/AÑO]	AHORRO POR MANTTO	DECISIÓN
Turbina (cuerpo)	1A	Elementos de Acoplamiento	Fracturas, vibraciones, ruidos	Parada total de la operación	No hay impacto	0.05	120	\$ 2,000.00	\$ 1,500.00	\$ -	\$ 12,075.00	\$ 160.00	\$11,915.00	Hacer mantenimiento
	1B	Carcasa	Fugas de vapor, pérdida de eficiencia	Parada total de la operación	No hay impacto	0.05	192	\$ 2,000.00	\$ 25,000.00	\$ -	\$ 20,450.00	\$ 3,600.00	\$16,850.00	Hacer mantenimiento
	1C	Eje	Vibraciones, fractura, desgaste, deformación	Parada total de la operación	Posible accidente, lesionados graves	0.05	6300	\$ 2,000.00	\$ 500,000.00	\$ 180,000.00	\$ 664,000.00	\$ 54,066.67	\$609,933.33	Hacer mantenimiento
	1D	Empaquetadura/tuberías	Fugas de vapor, pérdida de vacío en arranque de turbina	Parada total de la operación	No hay impacto	0.50	2	\$ 2,000.00	\$ 100.00	\$ -	\$ 2,050.00	\$ 2,100.00	-\$50.00	No hacer mantenimiento
	1E	Dispositivo de sobre velocidad mecánica	Oculto (no dispare cuando se requiera)	No hay impacto	No hay impacto	0.05	1	\$ -	\$ 200.00	\$ -	\$ 10.00	\$ 1,250.00	-\$1,240.00	No hacer mantenimiento
	1F	Cojinetes radial lado acople	Vibraciones, alta temperatura, partículas mecánicas en aceite	Parada total de la operación	No hay impacto	0.33	120	\$ 2,000.00	\$ 7,000.00	\$ -	\$ 82,333.33	\$ 5,300.00	\$77,033.33	Hacer mantenimiento
	1G	Cojinetes radial lado libre	Vibraciones, alta temperatura, partículas mecánicas en aceite	Parada total de la operación	No hay impacto	0.20	120	\$ 2,000.00	\$ 7,000.00	\$ -	\$ 49,400.00	\$ -	\$49,400.00	Hacer mantenimiento
	1H	Cojinete axial	Vibraciones, alta temperatura, partículas mecánicas en aceite	Parada total de la operación	No hay impacto	0.13	140	\$ 2,000.00	\$ 12,000.00	\$ -	\$ 36,500.00	\$ -	\$36,500.00	Hacer mantenimiento
	1I	Tornillos anclaje	Vibraciones, ruidos, defectos visuales	No hay impacto	No hay impacto	0.05	300	\$ -	\$ 5,000.00	\$ -	\$ 250.00	\$ 110.00	\$140.00	Hacer mantenimiento
	1J	Alabes turbina	Pérdida de eficiencia, vibraciones, incrustaciones y deformaciones	Pérdida de eficiencia	No hay impacto	0.08	3600	\$ 180.00	\$ 500,000.00	\$ -	\$ 95,666.67	\$ 28,866.67	\$66,800.00	Hacer mantenimiento
	1M	Sellos de Laberinto	Mayor consumo de vapor en sellos, fugas visibles de vapor	Pérdida de eficiencia	No hay impacto	0.10	3600	\$ 180.00	\$ 10,000.00	\$ -	\$ 65,800.00	\$ 3,100.00	\$62,700.00	Hacer mantenimiento
	1N	Válvulas de cierre rápido	Oculto (seguridad, no dispare cuando se requiera, daños en resorte)	Pérdida de producción	Potenciales lesiones graves	0.05	1400	\$ 2,000.00	\$ 100,000.00	\$ -	\$ 145,000.00	\$ 10.00	\$144,990.00	Hacer mantenimiento
	1O	Válvula control admisión de vapor	Inestabilidad velocidad de giro, fuga interna de vapor	Parada total	No hay impacto	0.10	120	\$ 2,000.00	\$ 40,000.00	\$ -	\$ 28,000.00	\$ 30.00	\$27,970.00	Hacer mantenimiento
	1P	Dispositivo de giro lento	Turbina no gira/gira fuera del rango de vel.	Parada total	No hay impacto	0.17	96	\$ 2,000.00	\$ 3,000.00	\$ -	\$ 32,500.00	\$ 2,000.00	\$30,500.00	Hacer mantenimiento
	1Q	Aislamiento	Pérdida de eficiencia	Pérdida de eficiencia	Potencial quemaduras	0.20	3600	\$ 40.00	\$ 1,000.00	\$ -	\$ 29,000.00	\$ 60.00	\$28,940.00	Hacer mantenimiento
Generador	2A	Aisladores	No hay síntomas (fuga arco eléctrico, paro)	Parada total del sistema	No hay impacto	0.10	48	\$ 2,000.00	\$ 14,000.00	\$ -	\$ 11,000.00	\$ 300.00	\$10,700.00	Hacer mantenimiento
	2B	Bobinado del estator	Altas temperaturas	Parada total del sistema	No hay impacto	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 1,500,000.00	\$ -	\$ 435,000.00	\$ 350.00	\$434,650.00	Hacer mantenimiento
	2C	Bobinado del rotor	No hay síntomas	Parada total del sistema	No hay impacto	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 800,000.00	\$ -	\$ 400,000.00	\$ 500.00	\$399,500.00	Hacer mantenimiento
	2D	Cables internos	Altas temperaturas	Parada total del sistema	No hay impacto	0.13	18	\$ 2,000.00	\$ 6,000.00	\$ -	\$ 5,250.00	\$ 55.00	\$5,195.00	Hacer mantenimiento
	2E	Cubículos de línea y de neutro (cajas de conexión)	Altas temperaturas	Parada total del sistema	No hay impacto	0.10	48	\$ 2,000.00	\$ 18,000.00	\$ -	\$ 11,400.00	\$ 2,550.00	\$8,850.00	Hacer mantenimiento
	2F	Chumaceras-cojinete	Vibraciones, temperatura, partículas metálicas en aceite	Parada total del sistema	No hay impacto	0.17	120	\$ 2,000.00	\$ 8,000.00	\$ -	\$ 41,333.33	\$ 1,400.00	\$39,933.33	Hacer mantenimiento
	2G	Chumaceras-sellos aceite	Fugas de aceite y deterioro visual en sello	No hay pérdida de producción	No hay impacto	0.08	0	\$ -	\$ 5,000.00	\$ -	\$ 416.67	\$ 250.00	\$166.67	Hacer mantenimiento
	2H	Estator (laminado del entre-hierro)	No hay síntomas	Parada total del sistema	No hay impacto	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 500,000.00	\$ -	\$ 385,000.00	\$ 150.00	\$384,850.00	Hacer mantenimiento
	2I	Sellos del rotor	Calentamiento del estator, daños visibles en sello	No hay pérdida de producción	No hay impacto	0.05	0	\$ -	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 125.00	\$ 850.00	-\$725.00	No hacer mantenimiento

EQUIPO	ID MF	MODO DE FALLA	SINTOMAS	IMPACTO OPERACIÓN	IMPACTO SHA	FALLAS AL AÑO	TPFS [H]	IMP. PROD. [\$/H]	COSTOS DIRECTOS [\$/FALLA]	IMP. SHA [\$/FALLA]	RIESGO [\$/AÑO]	COSTO MANTTO [\$/AÑO]	AHORRO POR MANTTO	DECISIÓN
	2J	Rotor	Vibraciones, ruidos, partículas metálicas en aceite, daños visibles	Parada total de producción	No hay impacto	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 1,000,000.00	\$ -	\$ 410,000.00	\$ 32,050.00	\$377,950.00	Hacer mantenimiento
	2K	Enfriador del generador	Aumento de temp. Generador	No hay impacto en producción	No hay impacto	0.20	0	\$ -	\$ 550.00	\$ -	\$ 110.00	\$ 365.00	-\$255.00	No hacer mantenimiento
Excitatriz	3A	Rotor	Aumento de temperatura, alarmas de disparo en excitatriz	Parada total de producción	No hay impacto	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 60,000.00	\$ -	\$ 363,000.00	\$ -	\$363,000.00	Hacer mantenimiento
	3B	Estator	Aumento de temperatura, alarmas de disparo	Parada total de producción	No hay impacto	0.05	3600	\$ 2,000.00	\$ 60,000.00	\$ -	\$ 363,000.00	\$ -	\$363,000.00	Hacer mantenimiento
	3C	Puente de Diodos	Alarmas de disparo, lazo de control de voltaje no se puede controlar	Parada total de producción	No hay impacto	0.05	48	\$ 2,000.00	\$ 58,000.00	\$ -	\$ 7,700.00	\$ 50.00	\$7,650.00	Hacer mantenimiento
Válvulas de drenaje	4A	Válvulas (mecánico)	Fugas, válvula no acciona	No hay impacto	No hay impacto	0.50	3	\$ -	\$ 500.00	\$ -	\$ 250.00	\$ -	\$250.00	Hacer mantenimiento
Intercambiador hidráulico	5A	Tuberías externa material flexible (admisión-agua)	Fugas, diferencial de temperatura	Parada en producción	Impacto mínimo	0.17	6	\$ 2,000.00	\$ 3,000.00	\$ -	\$ 2,500.00	\$ 175.00	\$2,325.00	Hacer mantenimiento
Intercambiador	6A	Coraza	Pérdida de transferencia de calor, lubricante con mayor temperatura	No hay impacto	No hay impacto	0.13	2	\$ -	\$ 200.00	\$ -	\$ 25.00	\$ 150.00	-\$125.00	No hacer mantenimiento
	6B	Serpentín	Pérdida de temp. Y flujo	Parada en producción	No hay impacto	0.17	6	\$ 2,000.00	\$ 1,000.00	\$ -	\$ 2,166.67	\$ 150.00	\$2,016.67	Hacer mantenimiento
Gobernador	7A	Gobernador	Turbina no arranca, no controla velocidad, no controla extracción, alarmas en display, turbina funciona de forma ineficiente	Parada total en producción	No hay impacto	0.17	4	\$ 2,000.00	\$ 1,500.00	\$ -	\$ 1,583.33	\$ 175.00	\$1,408.33	Hacer mantenimiento
Instrumentos Entrada Vapor (flujo, presión, temperatura)	8A	Transmisores flujo	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.17	6	\$ 2,000.00	\$ 3,000.00	\$ -	\$ 2,500.00	\$ 275.00	\$2,225.00	Hacer mantenimiento
	8B	Transmisores presión	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.17	6	\$ 2,000.00	\$ 2,000.00	\$ -	\$ 2,333.33	\$ 275.00	\$2,058.33	Hacer mantenimiento
	8C	Transmisores temperatura	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.33	6	\$ 2,000.00	\$ 2,000.00	\$ -	\$ 4,666.67	\$ 275.00	\$4,391.67	Hacer mantenimiento
Instrumentos TURBO	9A	Transmisor presión. cámara de rueda	Pérdida de señal, valor fuera de rango	No hay parada (retraso de arranque)	No hay impacto	0.13	2	\$ -	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 312.50	\$ 137.50	\$175.00	Hacer mantenimiento
	9B	Transmisor temp. carcaza	Pérdida de señal, valor fuera de rango	No hay parada	No hay impacto	0.25	2	\$ -	\$ 2,000.00	\$ -	\$ 500.00	\$ 137.50	\$362.50	Hacer mantenimiento
	9C	Transmisor dif. presión vapor	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.67	6	\$ 2,000.00	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 9,666.67	\$ 275.00	\$9,391.67	Hacer mantenimiento
	9D	Transmisor presión escape	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.33	6	\$ 2,000.00	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 4,833.33	\$ 275.00	\$4,558.33	Hacer mantenimiento
	9E	Transmisor temp. Escape	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.13	6	\$ 2,000.00	\$ 2,000.00	\$ -	\$ 1,750.00	\$ 275.00	\$1,475.00	Hacer mantenimiento
	9F	Sensores Vibración/desplazamiento	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.50	6	\$ 2,000.00	\$ 3,500.00	\$ -	\$ 7,750.00	\$ 275.00	\$7,475.00	Hacer mantenimiento
	9G	Sensores temperatura cojinetes	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.50	4	\$ 2,000.00	\$ 1,800.00	\$ -	\$ 4,900.00	\$ 275.00	\$4,625.00	Hacer mantenimiento
	9H	Sensores presión sellos turbina	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.17	4	\$ 2,000.00	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 1,750.00	\$ 275.00	\$1,475.00	Hacer mantenimiento
	9I	Sensores temperatura sellos turbina	Pérdida de señal, valor fuera de rango	No hay impacto	No hay impacto	0.13	4	\$ -	\$ 2,000.00	\$ -	\$ 250.00	\$ 275.00	-\$25.00	No hacer mantenimiento
	9J	Sensores temperatura cojinete generador	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.13	4	\$ 2,000.00	\$ 2,000.00	\$ -	\$ 1,250.00	\$ 275.00	\$975.00	Hacer mantenimiento
	9K	Sensores temperatura bobinado interno generador	Pérdida de señal, valor fuera de rango	Parada total en producción	No hay impacto	0.10	4	\$ 2,000.00	\$ 6,000.00	\$ -	\$ 1,400.00	\$ 275.00	\$1,125.00	Hacer mantenimiento
Dispositivo sincronismo	10A	Dispositivo sinc. (conjunto)	Generador no se sincroniza	Parada total en producción	No hay impacto	0.10	6	\$ 2,000.00	\$ 800.00	\$ -	\$ 1,280.00	\$ 15.00	\$1,265.00	Hacer mantenimiento
Regulador de voltaje (AVR)	11A	Regulador (conjunto)	Voltaje fuera de rango, disparo del generador	Parada total en producción	No hay impacto	0.10	8	\$ 2,000.00	\$ 7,000.00	\$ -	\$ 2,300.00	\$ 15.00	\$2,285.00	Hacer mantenimiento

EQUIPO	ID MF	MODO DE FALLA	SINTOMAS	IMPACTO OPERACIÓN	IMPACTO SHA	FALLAS AL AÑO	TPFS [H]	IMP. PROD. [\$/H]	COSTOS DIRECTOS [\$/FALLA]	IMP. SHA [\$/FALLA]	RIESGO [\$/AÑO]	COSTO MANTTO [\$/AÑO]	AHORRO POR MANTTO	DECISIÓN
Relé del generador	12A	Relé (conjunto)	Disparo del generador, señales erróneas, indicador de fallas en Relé	Parada total en producción	No hay impacto	0.10	12	\$ 2,000.00	\$ 15,000.00	\$ -	\$ 3,900.00	\$ 15.00	\$3,885.00	Hacer mantenimiento
Relé del transformador	13A	Relé (conjunto)	Cierre del interruptor del transf. Indicaciones de falla erróneas	Parada total en producción	No hay impacto	0.10	12	\$ 2,000.00	\$ 12,000.00	\$ -	\$ 3,600.00	\$ 15.00	\$3,585.00	Hacer mantenimiento
Banco de baterías	14A	Panel de control (baterías)	No hay evidencias físicas	Parada total en producción	No hay impacto	0.17	120	\$ 2,000.00	\$ 25,000.00	\$ -	\$ 44,166.67	\$ 15.00	\$44,151.67	Hacer mantenimiento
	14B	Banco de baterías	Pérdida de carga. Bomba no arranque o dura menos de lo requerido	Parada total en producción	No hay impacto	0.17	120	\$ 2,000.00	\$ 25,000.00	\$ -	\$ 44,166.67	\$ 150.00	\$44,016.67	Hacer mantenimiento

Nota. Fuente: Elaboración propia.

ANEXO B. MATRIZ ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO SISTEMA TURBOGENERADOR 5

EQUIPO	ID MF	MODO DE FALLA	ESTRATEGIA MANTTO	ID ACT	ACTIVIDAD	FRECUENCIA	EJECUTORES	COSTO MO [€]	COSTO MATERIALES [€]	COSTO ANUAL [€/AÑO]	TOTAL [€/AÑO]
Turbina (cuerpo)	1A	Elementos de Acoplamiento	Mantenimiento por condición	1A1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Mecánicos	\$ 130.00	\$ 30.00	\$ 160.00	\$ 160.00
	1B	Carcasa	Mantenimiento por condición	1B1	Monitoreo de condiciones de operación (variables críticas)	160.00	Responsable de automatización	\$ 10.00	\$ -	\$ 1,600.00	\$ 3,600.00
	1C	Eje	Mantenimiento por condición	1C1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Personal externo/Sup. Fabricante/Mecánicos	\$12,000.00	\$ 500.00	\$ 12,500.00	\$ 54,066.67
	1D	Empaquetadura/tuberías	Sustitución cíclica	1D1	Reemplazo cíclico de empaquetaduras	1.00	Mecánico y ayudantes	\$ 300.00	\$ 450.00	\$ 750.00	\$ 2,100.00
	1E	Dispositivo de sobre velocidad mecánica	Mantenimiento por pruebas y calibración	1E1	Prueba de funcionamiento	0.50	Personal del fabricante	\$ 2,500.00	\$ -	\$ 1,250.00	\$ 1,250.00
	1F	Cojinetes radial lado acople	Mantenimiento por condición	1F1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Sup. Fabricante/Mecánicos	\$ 5,000.00	\$ 300.00	\$ 5,300.00	\$ 5,300.00
	1I	Tornillos anclaje	Mantenimiento por condición	1I1	Inspección visual	1.00	Mecánicos	\$ 100.00	\$ 10.00	\$ 110.00	\$ 110.00
	1J	Alabes turbina	Mantenimiento por condición	1J1	Boroscopia	1.00	Mecánico y ayudantes	\$ 100.00	\$ -	\$ 100.00	\$ 28,866.67
	1M	Sellos de Laberinto	Mantenimiento por condición	1M1	Monitoreo de condiciones de operación /variables de presión, apertura de válvula de control	1.00	Operador de turbina	\$ 100.00	\$ -	\$ 100.00	\$ 3,100.00
	1N	Válvulas de cierre rápido	Mantenimiento por pruebas y calibración	1N1	Pruebas de funcionamiento	2.00	Operador de turbina	\$ 5.00	\$ -	\$ 10.00	\$ 10.00
	1O	Válvula control admisión de vapor	Mantenimiento por condición	1O1	Inspección visual, revisión de componentes	1.00	Mecánicos	\$ 30.00	\$ -	\$ 30.00	\$ 30.00
1P	Dispositivo de giro lento	Mantenimiento por condición	1P1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Personal fabricante/Mecánicos	\$ 2,000.00	\$ -	\$ 2,000.00	\$ 2,000.00	
1Q	Aislamiento	Mantenimiento por condición	1Q1	Termografía	0.50	Analistas de predictivo	\$ 100.00	\$ 20.00	\$ 60.00	\$ 60.00	
Generador	2A	Aisladores	Mantenimiento preventivo	2A1	Limpieza y revisión (alcohol isopropílico)	1.00	Técnico electricista	\$ 250.00	\$ 50.00	\$ 300.00	\$ 300.00
	2B	Bobinado del estator	Mantenimiento por condición	2B1	Pruebas pred.(aislamiento, RLC, Surge, HighPot, IP, DAR)	1.00	Externo-Tec. Certificado en Pruebas	\$ 250.00	\$ -	\$ 250.00	\$ 350.00
	2C	Bobinado del rotor	Mantenimiento por condición	2C1	Pruebas pred.(aislamiento, RLC, Surge, HighPot, IP, DAR)	1.00	Externo-Tec. Certificado en Pruebas	\$ 500.00	\$ -	\$ 500.00	\$ 500.00
	2D	Cables internos	Mantenimiento por condición	2D1	Revisión de torque, estados de conexiones, limpieza con alcohol isopropílico	1.00	Técnico electricista	\$ 30.00	\$ 25.00	\$ 55.00	\$ 55.00
	2E	Cubículos de línea y de neutro (cajas de conexión)	Mantenimiento por condición	2E1	Medición de parámetros eléctricos	1.00	Técnico electricista	\$ 25.00	\$ 25.00	\$ 50.00	\$ 2,550.00
	2F	Chumaceras-cojinete	Mantenimiento por condición	2F1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Personal externo, mecánicos de primera	\$ 1,200.00	\$ 200.00	\$ 1,400.00	\$ 1,400.00
	2G	Chumaceras-sellos aceite	Mantenimiento por condición	2G1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Personal externo, mecánicos de primera	\$ 200.00	\$ 50.00	\$ 250.00	\$ 250.00
	2I	Sellos del rotor	Mantenimiento por condición	2I1	Inspección visual, revisión de los componentes, medición de tolerancias y ajustes	1.00	Externo-Mecánico	\$ 800.00	\$ 50.00	\$ 850.00	\$ 850.00
	2J	Rotor	Mantenimiento por condición	2J1	Revisión parcial del estado del eje en los cojinetes	1.00	Externo-Mecánico	\$ 2,000.00	\$ 50.00	\$ 2,050.00	\$ 32,050.00
2K	Enfriador del generador	Mantenimiento por condición	2K1	Inspección y limpieza	0.50	Mecánico y ayudante	\$ 400.00	\$ 330.00	\$ 365.00	\$ 365.00	
Excitatriz	3C	Puente de Diodos	Mantenimiento preventivo	3C1	Limpieza y medición de polarización de diodos	1.00	Técnico electricista	\$ 25.00	\$ 25.00	\$ 50.00	\$ 50.00
Válvulas de drenaje	4A	Válvulas (mecánico)	Mantenimiento correctivo	4A1	Reparación a la falla	0.00	Mecánicos	\$ 50.00	\$ 100.00	\$ -	\$ -
Intercambiador hidráulico	5A	Tuberías externa material flexible (admisión-agua)	Sustitución cíclica	5A1	Revisión y cambio de componentes	0.50	Mecánicos	\$ 250.00	\$ 100.00	\$ 175.00	\$ 175.00
Intercambiador	6A	Coraza	Mantenimiento por pruebas y calibración	6A1	Prueba hidrostática	1.00	Mecánicos	\$ 50.00	\$ 100.00	\$ 150.00	\$ 150.00
	6B	Serpentín	Mantenimiento por pruebas y calibración	6B1	Prueba hidrostática	1.00	Mecánico	\$ 50.00	\$ 100.00	\$ 150.00	\$ 150.00
Gobernador	7A	Gobernador	Mantenimiento preventivo	7A1	Limpieza superficial y verificación de conexiones	1.00	Técnico electricista	\$ 25.00	\$ 30.00	\$ 55.00	\$ 175.00
Instrumentos Entrada Vapor (flujo, presión, temperatura)	8A	Transmisores flujo	Mantenimiento por pruebas y calibración	8A1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
	8B	Transmisores presión	Mantenimiento por pruebas y calibración	8B1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
	8C	Transmisores temperatura	Mantenimiento por pruebas y calibración	8C1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00

EQUIPO	ID MF	MODO DE FALLA	ESTRATEGIA MANTTO	ID ACT	ACTIVIDAD	FRECUENCIA	EJECUTORES	COSTO MO [\$]	COSTO MATERIALES [\$]	COSTO ANUAL [\$/AÑO]	TOTAL [\$/AÑO]
Instrumentos TURBO	9A	Transmisor presión. cámara de rueda	Mantenimiento por pruebas y calibración	9A1	Inspección y pruebas	0.50	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 137.50	\$ 137.50
	9B	Transmisor temp. carcaza	Mantenimiento por pruebas y calibración	9B1	Inspección y pruebas	0.50	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 137.50	\$ 137.50
	9C	Transmisor dif.presión vapor	Mantenimiento por pruebas y calibración	9C1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
	9D	Transmisor presión escape	Mantenimiento por pruebas y calibración	9D1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
	9E	Transmisor temp. Escape	Mantenimiento por pruebas y calibración	9E1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
	9F	Sensores Vibración/desplazamiento	Mantenimiento por pruebas y calibración	9F1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
	9G	Sensores temperatura cojinetes	Mantenimiento por pruebas y calibración	9G1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
	9H	Sensores presión sellos turbina	Mantenimiento por pruebas y calibración	9H1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
	9I	Sensores temperatura sellos turbina	Mantenimiento por pruebas y calibración	9I1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
	9J	Sensores temperatura cojinete generador	Mantenimiento por pruebas y calibración	9J1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
	9K	Sensores temperatura bobinado interno generador	Mantenimiento por pruebas y calibración	9K1	Inspección y pruebas	1.00	Instrumentistas/ Metrólogo	\$ 25.00	\$ 250.00	\$ 275.00	\$ 275.00
Dispositivo sincronismo	10A	Dispositivo sinc. (conjunto)	Mantenimiento preventivo	10A1	Limpieza y reaprete	1.00	Técnico electricista	\$ 10.00	\$ 5.00	\$ 15.00	\$ 15.00
Regulador de voltaje (AVR)	11A	Regulador (conjunto)	Mantenimiento preventivo	11A1	Limpieza y reaprete	1.00	Técnico electricista	\$ 10.00	\$ 5.00	\$ 15.00	\$ 15.00
Relé del generador	12A	Relé (conjunto)	Mantenimiento preventivo	12A1	Limpieza y reaprete	1.00	Técnico electricista	\$ 10.00	\$ 5.00	\$ 15.00	\$ 15.00
Relé del transformador	13A	Relé (conjunto)	Mantenimiento preventivo	13A1	Limpieza y reaprete	1.00	Técnico electricista	\$ 10.00	\$ 5.00	\$ 15.00	\$ 15.00
Banco de baterías	14A	Panel de control (baterías)	Mantenimiento preventivo	14A1	Limpieza y reaprete	1.00	Técnico electricista	\$ 10.00	\$ 5.00	\$ 15.00	\$ 15.00
	14B	Banco de baterías	Mantenimiento por pruebas y calibración	14B1	Pruebas de carga	1.00	Técnico electricista	\$ 100.00	\$ 50.00	\$ 150.00	\$ 150.00

Nota. Fuente: Elaboración propia.