



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

“Sistema de gestión de mantenimiento para aumentar la disponibilidad de la sub estación de energía eléctrica de 2MVA con grupo electrógeno de la Empresa Pesquera Ribaudó S.A.A”

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Mecánico Electricista

AUTOR:

Perez Malca, Roy Nils (ORCID: 0000-0002-8281-8468)

ASESOR:

Dr. Inciso Vasquez, Jorge Antonio (ORCID: 0000-0001-8798-1283)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Sistemas y Planes de Mantenimiento.

TRUJILLO – PERÚ

2022

DEDICATORIA

Le Dedico A Mis Padres Victoriano Pérez Colorado Y Elizabeth Malca Garrido, Mis Abuelos José Feliciano Malca Y María Luisa Garrido, A Mis Hermanas Karolay Silvana Pérez Malca, Astrid Milena Pérez Malca.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a DIOS, a mis padres Victoriano Pérez colorado y Elizabeth Malca garrido por el apoyo en el transcurso de la carrera, a mi familia por el apoyo moral, amigos Deyvis Yovera Jara y Elin Cáceres Cruz, por su amistad y apoyo en todo.

Índice de contenidos

PÁGINA DEL JURADO	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
RESUMEN	xiii
ABSTRACT.....	xiv
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Realidad problemática.....	1
1.2. Trabajos previos.	2
II. MARCO TEÓRICO	3
2.1. Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM).....	3
2.2. Indicadores del mantenimiento CMD.	4
2.3. Análisis estadístico de Pareto:.....	6
2.4. Metodología de análisis de criticidad:	7
2.5. Mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM:	8
2.6. Periodo de retorno de la inversión:	9
2.7. Formulación del problema:.....	9
2.8. Justificación del estudio.....	9
2.9. Hipótesis	10
2.10. Objetivos:	10
III. METODOLOGÍA.....	11
3.1. Diseño de investigación:	11
3.2. Variables, operacionalización.	11
3.3. Población y muestra.	12
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	12
3.5. Método de análisis de datos:	12
3.6. Aspectos éticos	12
IV. RESULTADOS	13

4.1.	Análisis de los indicadores de mantenimiento CMD actuales mediante el método exponencial de los equipos de la sub estación eléctrica.	13
4.2.	Análisis estadístico de Pareto de los equipos de la sub estación eléctrica.	25
4.3.	Análisis de criticidad en los equipos de la sub estación eléctrica.	29
4.4.	Análisis de modo y efecto de fallas (AMEF) de los equipos de la sub estación eléctrica.	36
4.5.	Estimación de los indicadores de mantenimiento con la implementación del sistema de gestión de mantenimiento	46
4.6.	Análisis de costos de mantenimiento para la implementación del sistema de gestión de mantenimiento.....	51
V.	DISCUSIÓN:.....	55
VI.	CONCLUSIONES.....	57
VII.	RECOMENDACIONES.....	59
VIII.	REFERENCIAS	60
IX.	ANEXOS	

Índice de Tablas

Tabla 1: Operacionalización de variables	11
Tabla 2: Técnicas e instrumentos del proyecto.....	12
Tabla 3: Aspectos éticos	12
Tabla 4: Descripción de fallas de los componentes de los Grupos Electrógenos, modelo MC – 800.....	14
Tabla 5: Tiempos de mantenimiento y frecuencias de los Grupos Electrógenos, modelo MC – 800.....	15
Tabla 6: Tiempos medios del mantenimiento para determinar el comportamiento de la tasa de falla y reparación de los Grupos Electrógenos MC – 800.....	16
Tabla 7: Tasas de mantenimiento actuales de los Grupos Electrógenos, modelo MC – 800. 17	17
Tabla 8: Datos de operación de los Grupos Electrógenos MC – 800.....	18
Tabla 9: Descripción de fallas del Tablero de Distribución.....	19
Tabla 10: Tiempos de mantenimiento y frecuencias del Tablero de Distribución.	20
Tabla 11: Tiempos medios del mantenimiento para determinar el comportamiento de la tasa de falla y reparación del Tablero de Distribución.....	20
Tabla 12: Tasas de mantenimiento actuales del Tablero de Distribución.....	20
Tabla 13: datos de operación del Tablero de Distribución.	21
Tabla 14: Descripción de fallas del Transformador de Potencia.	22
Tabla 15: tiempos de mantenimiento y frecuencias del Transformador de Potencia.....	23
Tabla 16: Tiempos medios del mantenimiento para determinar el comportamiento de la tasa de falla y reparación del Transformador de Potencia.	23
Tabla 17: Tasas de mantenimiento actuales del Transformador de Potencia.	23
Tabla 18: datos de operación del Transformador de Potencia.....	24
Tabla 19: Datos del análisis de Pareto para los grupos electrógenos.....	25
Tabla 20: Datos del análisis de Pareto para los alternadores	27
Tabla 21: Datos del análisis de Pareto para los tableros de distribución.....	28
Tabla 22: Datos del análisis de Pareto del transformador de potencia	28

Tabla 23: Costo de mantenimiento en elementos en falla del Grupo Electrónico MC – 800	29
Tabla 24: Costo de mantenimiento total en cada elemento en falla del Grupo Electrónico MC – 800.....	30
Tabla 25: Ponderaciones de frecuencias de fallas y criterios de la consecuencia del Grupo Electrónico MC - 800.....	30
Tabla 26: Nivel de Criticidad de los Grupos Electrónicos MC - 800.....	31
Tabla 27: Ponderación de frecuencia de falla en función a la problemática del Grupo Electrónico MC – 800.....	31
Tabla 28: Ponderación del costo de mantenimiento en función a la problemática del Grupo Electrónico MC – 800.....	31
Tabla 29: Costo de mantenimiento en elementos en falla del Tablero de Distribución.....	32
Tabla 30: Costo de mantenimiento total en cada elemento en falla del Tablero de Distribución.	32
Tabla 31: Ponderaciones de frecuencias de fallas y criterios de la consecuencia del Tablero de Distribución.....	32
Tabla 32: Nivel de Criticidad de los componentes del Tablero de Distribución.	33
Tabla 33: Ponderación de frecuencia de falla en función a la problemática del Tablero de Distribución.	33
Tabla 34: Ponderación del costo de mantenimiento en función a la problemática del Tablero de Distribución.....	33
Tabla 35: Costo de mantenimiento en elementos en falla del Transformador de Potencia.	33
Tabla 36: Costo de mantenimiento total en cada elemento en falla del Transformador de Potencia.	34
Tabla 37: Ponderaciones de frecuencias de fallas y criterios de la consecuencia del Transformador de Potencia.	34
Tabla 38: Nivel de Criticidad de los componentes del Transformador de Potencia.	34
Tabla 39: Ponderación de frecuencia de falla en función a la problemática del Transformador de Potencia.	35
Tabla 40: Ponderación del costo de mantenimiento en función a la problemática del Transformador de Potencia.	35

Tabla 41: Fallas funcionales críticas y semi – críticos de los Grupos Electrógenos	36
Tabla 42. Hoja de información del sistema Turbocompresor.	37
Tabla 43. Hoja de información del sistema Árbol de levas.....	37
Tabla 44. Hoja de información del sistema Bomba de aceite.....	37
Tabla 45. Hoja de información del sistema Pistón.	37
Tabla 46. Hoja de información del sistema Bujía.	37
Tabla 47. Hoja de información del sistema ventilador.....	37
Tabla 48. Hoja de información del sistema Estator.	38
Tabla 49. Hoja de información del sistema Conductor.....	38
Tabla 50. Hoja de información del sistema Aislante.....	38
Tabla 51. Hoja de información del sistema Rotor.	38
Tabla 52. Hoja de información del sistema Entrehierro.....	38
Tabla 53: Fallas críticas y semi – críticas del tablero de distribución	38
Tabla 54. Hoja de información del sistema de Barras de distribución.	39
Tabla 55. Hoja de información del sistema de Unidad de salida.....	39
Tabla 56: Fallas críticas y semi – críticas del Transformador de Potencia	39
Tabla 57: Hoja de información del sistema de Bobinado primario.....	39
Tabla 58: Hoja de información del sistema de Cable del electrodo.....	40
Tabla 59: Hoja de información del sistema de Bobinado impedancia.	40
Tabla 60: Hoja de información del sistema de Borne conexión.....	40
Tabla 61: Hoja de información del sistema de Bobinado secundario.	40
Tabla 62: Hoja decisiones del turbocompresor y árbol de levas.	40
Tabla 63: Hoja decisiones de la bomba de aceite y pistón.	41
Tabla 64: Hoja decisiones de la bujía, ventilador y estator.	41
Tabla 65: Hoja decisiones del conductor, aislante, rotor y entrehierro.	41
Tabla 66: Hoja decisiones de la barra de distribución y unidad de salida.	42
Tabla 67: Hoja decisiones del bobinado primario, cable electrodo y bobinado impedancia	
42	
Tabla 68: Hoja decisiones de bornes de conexión y bobinado secundario	42

Tabla 69: Análisis del número de prioridad de riesgo	43
Tabla 70: Resultados del número de prioridad de riesgo.....	44
Tabla 72: Parámetros del mantenimiento actual y mejora de los grupos electrógenos	46
Tabla 73: Datos de estimación de los Grupos Electrógenos MC – 800.....	47
Tabla 74: Comparativo de los indicadores de mantenimiento de los Grupos Electrógenos MC – 800.....	48
Tabla 75: Parámetros del mantenimiento actual y mejora de los tableros eléctricos.....	48
Tabla 76: Datos de estimación del Tablero de Distribución.	49
Tabla 77: Comparativo de los indicadores de mantenimiento de los tableros de distribución Promelsa	49
Tabla 78: Parámetros del mantenimiento actual y mejora del transformador de potencia	50
Tabla 79: Datos estimados del Transformador de Potencia.....	50
Tabla 80: Comparativo de los indicadores de mantenimiento del transformador de potencia Promelsa.....	51
Tabla 81: Costos por mantenimiento preventivo	52
Tabla 82: Costos de mantenimiento correctivo	52
Tabla 83: Costos por mantenimiento predictivo	52
Tabla 84: Resumen de costos por mantenimiento	52
Tabla 85: Inversión del sistema de gestión de mantenimiento	53

Índice de Figuras

Figura 2: Tasa de falla de los Grupos Electrógenos MC – 800	18
Figura 3: Tasa de reparación de los Grupos Electrógenos MC – 800.....	18
Figura 4: Indicadores de Gestión Actuales de los Grupos Electrógenos MC – 800.	19
Figura 5: Tasa de falla del Tablero de Distribución.	21
Figura 7: Indicadores de Gestión Actuales del Tableros de Distribución.....	22
Figura 8: Tasa de falla del Transformador de Potencia.	24
Figura 9: tasa de reparación del Transformador de Potencia.	24
Figura 10: Indicadores de Gestión Actuales del Transformador de Potencia.	25
Figura 11: Análisis Estadístico de Pareto del Motor Diésel Cunmins QSK-23G23.....	26
Figura 12: Análisis Estadístico de Pareto del Alternador Stanford HCI-634Q	27
Figura 13: Análisis Estadístico de Pareto del Tablero de Distribución	28
Figura 14: Análisis Estadístico de Pareto del Transformador de Potencia	29
Figura 15: Matriz de criticidad de las fallas del Grupo Electrónico MC – 800.....	31
Figura 16: Matriz de criticidad de las fallas del Tablero de Distribución.	33
Figura 17: Matriz de criticidad de las fallas del Transformador de Potencia.....	35
Figura 18: Frecuencias de reducción de fallas del sistema de gestión de mantenimiento. 45	
Figura 19: Comparación de los indicadores de gestión de los Grupos Electrógenos MC – 800. 48	
Figura 20: Comparación de los indicadores de gestión de los tableros de distribución	50
Figura 21: Comparación de los indicadores de gestión del transformador de potencia....	51

RESUMEN

La presente investigación se centra en el diseño de un sistema de gestión de mantenimiento para la sub estación eléctrica de la empresa Ribaudó S.A.A, con la finalidad de aumentar la disponibilidad de los equipos, grupos electrógenos (motores diésel y alternadores), tableros de distribución y transformador trifásico de potencia. Encontrando en los grupos electrógenos una disponibilidad de 91.90%, confiabilidad 93.04% y mantenibilidad 55.86%, en tableros de distribución una disponibilidad de 99.32%, confiabilidad 99% y mantenibilidad 76.78% y transformador de potencia con disponibilidad de 97.68%, confiabilidad 98.08% y mantenibilidad 55.77%. El análisis estadístico de Pareto, determino de un total de 83 fallas presentes en los equipos de la sub estación eléctrica, 29 fallas son irrelevantes y 54 fallas son relevantes. El análisis de criticidad realizado a los grupos electrógenos determino que los activos físicos críticos son el turbocompresor, estator y rotor, en los tableros de distribución el activo físico crítico son las barras de distribución y en el transformador los activos físicos críticos son el bobinado primario y bobinado secundario. Se realizó una memoria de gestión de mantenimiento en base al AMEF a todos los activos físicos críticos y semicríticos, encontrando 131 modos de fallas potenciales, de los cuales 13 fallas son aceptables (10%), 26 fallas reducibles a deseables (20%) y 92 fallas indeseables (70%). La estimación de los indicadores de gestión de mantenimiento en los grupos electrógenos permitió un incremento en la disponibilidad de 5.72% (97.62%), confiabilidad 4.96% (98%) y mantenibilidad se redujo en 0.15% (55.71%), en tableros de distribución la disponibilidad incremento 0.48% (99.80%), confiabilidad 0.75% (99.75%) y la reducción de la mantenibilidad en 6.41% (70.37%) y en el transformador de potencia mostro un incremento en la disponibilidad en 1.63% (99.31%), confiabilidad 1.34% (99.42%) y una reducción en la mantenibilidad de 0.57% (55.20%). El análisis económico determino que con la implementación de un sistema de gestión de mantenimiento el beneficio útil es 103313.878 US\$/año, con una inversión de 92350.00 US\$, conllevando a un periodo de retorno de la inversión de 5 meses valor que representa viabilidad en el estudio.

Palabras clave: Sistema de Gestión, Sub estación eléctrica, Indicadores de Mantenimiento.

ABSTRACT

This research focuses on the design of a maintenance management system for the sub-station of Ribaudó SAA, with the aim of increasing the availability of equipment, generator sets (diesel engines and alternators), distribution boards and three-phase power transformer. Finding availability of 91.90% in generators, reliability 93.04% and maintainability 55.86%, distribution boards availability 99.32%, reliability 99% and maintainability 76.78% and power transformer with availability of 97.68%, reliability 98.08% and maintainability 55.77%. Statistical analysis of Pareto, determined a total of 83 faults present in the equipment of the sub-station, 29 faults are irrelevant and 54 faults are relevant. The criticality analysis carried out on the generating sets determined that the critical physical assets are the turbocharger, stator and rotor, in the distribution boards the critical physical assets are the distribution bars and in the transformer the critical physical assets are the primary winding and secondary winding. A maintenance management report was made based on the AMEF to all critical and semi critical physical assets, finding 131 potential failure modes, of which 13 failures are acceptable (10%), 26 reducible to desirable failures (20%) and 92 undesirable failures (70%). The estimation of maintenance management indicators in the generators allowed an increase in availability of 5.72% (97.62%), reliability 4.96% (98%) and maintainability was reduced by 0.15% (55.71%), in distribution boards the availability increased 0.48% (99.80%), reliability 0.75% (99.75%) and the maintenance reduction in 6.41% (70.37%) and in the power transformer showed an increase in availability in 1.63% (99.31%), reliability 1.34% (99.42%) and a reduction in maintainability of 0.57% (55.20%). The economic analysis determined that with the implementation of a maintenance management system the useful benefit is 103313.878 US \$ / year, with an investment of 92350.00 US \$, leading to a return period of the investment of 11 months, which represents viability in the study.

Keywords: Management System, Sub-station, Maintenance Indicators.

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Realidad problemática

Ribaudo SAC es una empresa pesquera ubicada en la Provincia de Coisco - Ancash, que procesa 500 toneladas diarias de calamar congelado para consumidores directos en Perú, 240 toneladas diarias de harina cruda y 450 toneladas diarias de sobras de harina. harina de pescado para exportación para consumo intermedio en avicultura, acuicultura y porcicultura, (Ribaudo SAC, 2017).

La planta térmica, tiene su propia sub estación constituido por dos grupos electrógenos MC-800 alimentados por motor diesel CUMMINS QSK 23 - G3, generador STAMFORD HCI 634G, transformadores PROMELSA diseño IEC – 60076 con una potencia aparente instalada de 2MVA y tableros de distribución Promelsa. La generación de energía consumida por motores asíncronos en calderas, máquinas de procesamiento (cocinadores, secadores, prensas y evaporadores), bombas de tornillo y compresores, máquinas herramienta y transportadores, y alumbrado.

La empresa Ribaudo S.A.A, cuenta con una gerencia en mantenimiento, con un taller de mantenimiento de los equipos de la sub estación eléctrica, sin embargo, la disponibilidad de estos, es afectado por la alta tasa de fallas que presenta actualmente. Ya que ahora se realizan más trabajos de reparación que de prevención, lo que va en deterioro de la gestión del mantenimiento, ya que implica en costes de compras demasiado elevado en repuestos, además, si no se cuenta con el repuesto requerido para reparar las maquinarias, provocando graves daños y paralización total de los equipos.

Actualmente, Ribaudo S.A.A. solo posee registro de reparación de las fallas inesperadas, reduciendo la disponibilidad y aumentar los costos de operación de la planta de térmica, en 2017 hubo 892 horas de pérdida de equipos de la central, el daño económico es de 745,00 S./hora. Debido a este problema, en el año 2017 la empresa sufrió una pérdida económica en términos de horas perdidas de 664.540,00 S./año, según lo cual se planteó desarrollar un sistema de gestión de mantenimiento para una

central eléctrica, con la finalidad de aumentar el rendimiento y reducir los costos de producción.

1.2. Trabajos previos.

Gómez (2012), en su tesis de maestría para optar al título de ingeniero mecánico, realizada en la Universidad Cesar Vallejo (Trujillo, Perú), realizó el “Diseño de un sistema de gestión de mantenimiento para el taller mecánico de la Empresa Transpesa S.A.C”. presenta un sistema de gestión de mantenimiento que pueda reparar el elemento de bajo rendimiento y así restaurarlo. Primero se analizó el sistema anterior y luego se analiza el nivel de disponibilidad, confiabilidad, mantenibilidad, productividad, requerimientos de trabajo, jornada laboral, mantenimiento, horas extras mensuales y jornada laboral de emergencia. Muestra que la productividad aumenta en un 6 %, las horas extra de mantenimiento se reducen en un 2 % y el tiempo de inactividad también se reduce en un 25 %.

Parababire y Velásquez (2001), en su tesis para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico Eléctrico, realizada en la Universidad Nacional Experimental De Guayana (Guayana - Venezuela), realizó el “Diseño de un sistema de gestión de mantenimiento para la división de transmisión de la Empresa cadafe en la región oriental”. muestra una gestión de conservación deficiente, resultante de las violaciones de los programas de servicio y la falta de políticas de reemplazo de equipos y piezas, lo cual genera un déficit en la generación de actividades de mantenimiento, el uso de la investigación del sistemático le permitió obtener un diagnóstico de la situación, seguida de una gestión estratégica, desarrollo un sistema de gestión de servicios mejorar el sistema de información actual, asegurando una mejora significativa en la toma de decisiones.

Camacho y Rodríguez (2010), en su tesis titulada: “Influencia del diseño e implementación de un plan mantenimiento centrado en la confiabilidad en la reducción, control de fallas y optimización de costos en el área de elaboración de azúcar en el complejo agroindustrial Cartavio S.A.A”. Explica que la aplicación del RCM maximiza la

confiabilidad operacional y la disponibilidad, pero reduce la mantenibilidad a valores aceptables, basándose en tal fundamento se realizó un análisis de criticidad, determinando que el área más crítica en la empresa Cartavio es el proceso de la línea de elaboración de azúcar con una confiabilidad promedio de los equipos de 88%. Concluyendo que el RCM o plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad redujo los costos del mantenimiento en un máximo de 35%, aumentando la confiabilidad operacional a un valor máximo de 94%.

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM)

La gestión del mantenimiento puede ser vista como un proceso sistemático, planificado, administrado, implementado y mantenido bajo el liderazgo de la alta dirección de la organización, en el que participan todos los gerentes y empleados de la organización (Ávila, 2008).

Es un trabajo en equipo para asegurar la mejora técnica y administrativa, la continuidad de la gestión y la eficiencia de los servicios, ajustando continuamente la estrategia, la formación y la estructura para poder afrontar y predecir las observaciones. o cambios predecibles en el entorno externo (Ávila, 2008).

2.1.1. Características del “SGM”

Finalidad del SGM: El SGM es un sub sistema que se encuentra dentro del Sistema de Producción, que tiene la finalidad de mejorar el funcionamiento de los activos o recursos usados en los procesos de producción u operativos, (Brand, 2009).

Alcance SGM: El SGM engloba el mantenimiento de la funcionalidad de los activos o recursos físicos, las cuales se clasifican en (Brand, 2009):

a) Recursos para la producción.

Las cuales son equipos o máquinas, herramientas, instrumentos utilizados en la producción.

b) Recursos de ayuda a la producción.

Recurso y servicio de la planta en general, en donde abarca las instalaciones mecánicas, eléctricas, seguridad industrial, servicios de energía, agua y otros.

Entradas SGM: Demandas de la Gerencia o Dirección y de los procesos operativos, afiliado a los objetivos de los indicadores de mantenibilidad, confiabilidad y disponibilidad del conjunto de producción.

Salidas SGM: Recursos que componen la planta en estados apropiado para alcanzar las metas y objetivos proyectadas para el bien productivo.

Indicadores de desempeño del SGM: Son aquellos resultados de las variables que se quieren mantener mediante el proceso de gestión de infraestructura, las cuales son las siguientes:

- Paradas imprevistas.
- Tiempos para reparar.
- Incidentes por fallas de confiabilidad.
- Tiempo fuera de servicio de equipos

2.2. Indicadores del mantenimiento CMD.

Los indicadores de gestión de mantenimiento CMD (confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad) son las herramientas matemáticas – estadísticas más aceptables para medir la gestión del mantenimiento, (Amendola, 2002).

a). Tiempos del mantenimiento:

Tiempo medio o promedio entre fallas TMEF: corresponde al tiempo medio aritmético entre fallas dividido por el número de fallas durante el período de prueba dado (Dounce, 2008).

$$TMEF = \frac{\sum_{i=1}^n TEF}{N. F} \quad (01)$$

Dónde:

TMEF: Tiempo medio entre fallas (Hrs).

TEF: Tiempo entre fallas (Hrs).

N. F: número de fallas.

Tiempo medio para reparar TMPR: Esto corresponde a la media aritmética del tiempo de reparación dividido por el número de fallas durante un período de estudio determinado (Dounce, 2008).

$$TMPR = \frac{\sum_{i=1}^n TPR}{N.F} \quad (02)$$

Dónde:

TPPR: Tiempo promedio para reparar (Hrs).

TPR: Tiempo para reparar (Hrs).

N. F: Número de Fallas.

b) Disponibilidad:

Indica el valor acumulativo porcentual de tiempo en que un activo físico está preparado para la producción. La disponibilidad depende dos parámetros fundamentales del MTBF y MTTR, de tal manera que un alto nivel de disponibilidad se logra con el MTBF aumenta y se disminuye el MTTR, (Mora, 2009).

$$D(t) = \left(\frac{TMEF}{TMEF + TMPR} \right) * 100\% \quad (03)$$

Dónde:

D(t): Disponibilidad (%).

TMEF: Tiempo medio entre fallas (Hrs).

TMPR: Tiempo medio para reparar (Hrs).

c) Confiabilidad:

Indica el valor acumulativo porcentual para que un activo físico pueda ejercer su función durante un periodo o intervalo de tiempo, bajo especificaciones establecidas. La confiabilidad depende de la tasa de fallas y del tiempo de operación donde ocurrieron las determinadas fallas en el activo, (Mora, 2009).

La confiabilidad puede ser expresada a través de la expresión:

$$C(t) = \left(\frac{-\lambda * TTP}{e^{100 * N.F}} \right) * 100\% \quad (04)$$

Dónde:

C(t): Confiabilidad (%)

TTP: Tiempo total de estudio (Hrs).

N.F: Número de Fallas.

λ : Tasa de fallas $\left(\frac{\text{Fallas}}{\text{Hr}}\right)$.

Y se expresa:

$$\lambda = \frac{1}{\text{TMEF}} \quad (05)$$

d) Mantenibilidad:

Indica el valor acumulativo porcentual para que un activo físico pueda ser puesto en marcha en condiciones de trabajo dentro de un intervalo de tiempo específico. La mantenibilidad depende de la velocidad de reparación cuando se produce alguna falla durante la operación (Mora, 2009).

La mantenibilidad puede ser expresada a través de la expresión:

$$M(t) = \left(1 - e^{\frac{-\mu * \text{TTP}}{100 * \text{N.F}}}\right) * 100\% \quad (06)$$

Dónde:

M(t): Mantenibilidad (%)

TTP: Tiempo total de estudio (Hrs).

N.F: Número de Fallas.

μ : Tasa de reparaciones $\left(\frac{\text{reparaciones}}{\text{Hr}}\right)$.

Y se expresa:

$$\mu = \frac{1}{\text{TMPR}} \quad (07)$$

2.3. Análisis estadístico de Pareto:

Es una herramienta que nos permite organizar por orden de relevancia las fallas que generan productos NC. La eficacia del análisis estadística de Pareto está respaldada por la ley 80/20 que hace referencia a “Pocos vitales, muchos triviales” es decir el 80% de los problemas lo originan el 20% de las fallas (Down, 2010).

Para efectuar el análisis de Pareto, se recurre al siguiente procedimiento:

- Se seleccionan las fallas que generan TPR.

- Se ordenan de mayor a menor las fallas dependiendo del valor de su frecuencia o recurrencia. A esta frecuencia la denominaremos frecuencia absoluta.
- Se calcula la frecuencia absoluta acumulada.
- Se calcula la frecuencia relativa.
- Se calcula la frecuencia relativa a acumulada.
- Se realiza el gráfico de Pareto, donde en el eje “Y” tenemos a dos columnas: a la izquierda la frecuencia absoluta acumulada y a la derecha la frecuencia relativa acumulada. En el eje “X”, tendremos en la abscisa las fallas y una línea a la que le denominaremos 80-20, que se situara en el 80% de la frecuencia relativa acumulada.

Finalmente, todas aquellas fallas que estén por debajo de la línea 80-20, serán las denominadas fallas prioritarias, es decir las causantes del 80% de los problemas

2.4. Metodología de análisis de criticidad:

Metodología que determina los niveles o jerarquías de las fallas de un sistema o equipo clasificándolos en críticos, semi – críticos y no críticos (Amendola, 2002).

Para determinar la severidad de una unidad o dispositivo se utiliza una matriz de frecuencia basada en las consecuencias de la falla (Amendola, 2002).

El anexo A1 proporciona una matriz crítica con los criterios apropiados en cada eje.

$$\text{Criticidad} = F.F * CO \quad (08)$$

Donde:

F.F: Frecuencia de falla

CO: Consecuencia

Asimismo, la consecuencia se determina:

$$CO = I.O * F.O * C.M * ISMA \quad (09)$$

Donde:

I.O: Impacto operacional.

F.O: Flexibilidad operacional.

C.M: Costo de mantenimiento.

ISMA: Impacto de seguridad y medio ambiente.

Para determinar o dar sentido a la frecuencia y las consecuencias de las fallas, hay tablas de peso basadas en criterios de evaluación específicos, que puede ver en el anexo A2.

2.5. Mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM:

El mantenimiento centrado en la confiabilidad, conocido por sus siglas RCM, se fundamenta en la prevención de fallas indeseables en la funcionalidad de un activo físico, basándose en la evaluación de las consecuencias e impacto de una avería o falla, para de esta manera a través de un plan de tareas preventivas y predictivas y proactivas maximizar los indicadores de gestión de mantenimiento, es decir aumentar la disponibilidad y confiabilidad, pero reducir la mantenibilidad, (Moubray, 2004).

El análisis RCM propone una metodología que accede a identificar las necesidades reales del mantenimiento de los activos físicos, a través de la formulación de 7 preguntas: ¿Cuáles son las funciones del activo?, ¿De qué manera puede ocurrir el fallo?, ¿Qué ocasiono el fallo?, ¿Qué sucede cuando ocurre la falla?, ¿Qué importancia implica si falla el activo?, ¿Qué se puede hacer para prevenir o reducir la falla? y ¿Qué se puede ejecutar si no se puede prevenir ni predecir la falla del activo?, (Kececioglu, 2007).

Análisis de modos y efectos de fallas AMEF y el árbol de decisiones de mantenimiento lógico: estas son las herramientas principales de RCM que brindan una comprensión de los modos de falla y sus posibles consecuencias, identificación de temas clave de diseño, generar alternativas de diseño, sugerir acciones predictivas y de contingencia en tarjetas de decisión, ver Anexos A.3 y A.4. Para evaluar un AMEF, consulte el número de prioridad de riesgo de NPR, que indica la gravedad del incidente, consulte el Apéndice A.5 (Mora, 2009).

basado en una evaluación de fallas de activos basada en tres métricas: gravedad, ocurrencia y detección para determinar si la falla es

tolerable ($NPR \leq 125$), se puede reducir a deseable ($125 < NPR \leq 200$) e indeseable. fallado ($NPR > 200$). Ver Apéndice A.6 (Mora, 2009).

$$NPR = G * O * D \quad (10)$$

2.6. Periodo de retorno de la inversión:

Es una herramienta de análisis económico que evalúa dos características: la inversión inicial en activos y los beneficios derivados de implementar el plan de mantenimiento (Sowell, 2013).

$$PRI = \frac{\text{Inversión inicial en activos}}{\text{Beneficio del plan de mantenimiento}} \quad (11)$$

Dónde: la inversión inicial está en S./ y el beneficio en S./año.

2.7. Formulación del problema:

¿En qué medida un sistema de gestión de mantenimiento aumentará la disponibilidad de la sub estación de energía eléctrica de 2MVA con grupo electrógeno de la Empresa Pesquera Ribaudó SAA?

2.8. Justificación del estudio

Relevancia económica: El uso del sistema de gestión de mantenimiento en una planta de energía de 2 MVA con un generador aumentará la producción de harina de pescado, tendrá un beneficio económico útil para Ribudo S.A.A.

Relevancia tecnológica: El sistema de gestión de mantenimiento permite conocer las últimas tecnologías en el campo del mantenimiento preventivo y preventivo, logrando minimizar los daños graves que dificultan la producción de harina de pescado, lo que permite que Ribaudó S.A.A se convierta en una empresa eficaz en el campo del mantenimiento de equipos eléctricos. por generador.

Relevancia institucional: La Universidad César Vallejo como institución universitaria promueve el estudio de tesis, tales como: Sistema de gestión de mantenimiento de subestaciones eléctricas con grupos electrógenos, que permite establecer una relación de trabajo entre Ribaudó y la universidad. Los estudiantes de M&E garantizados ampliarán su conocimiento práctico.

Relevancia socio-ambiental: La implementación de un sistema de gestión de mantenimiento para aumentar la disponibilidad de la sub estación, permitirá alargar la vida útil de sus equipos, minimizando la cantidad de repuestos deteriorados, contribuyendo al impacto ambiental.

2.9. Hipótesis

La aplicación de un sistema de gestión de mantenimiento sí aumentará la disponibilidad de la sub estación de energía eléctrica de 2MVA, con grupo electrógeno de la Empresa Pesquera Ribaudó S.A.A

2.10. Objetivos:

Objetivo general:

Diseñar un sistema de gestión de mantenimiento para aumentar la disponibilidad de la sub estación de energía eléctrica de 2MVA con grupo electrógeno de la Empresa Pesquera Ribaudó S.A.A.

Objetivos específicos:

- Evaluar los indicadores de gestión de mantenimiento CMD actuales de los equipos de la subestación de energía eléctrica, mediante el método exponencial.
- Evaluar mediante un análisis estadístico de Pareto, cuáles son las fallas de mayor relevancia en los grupos electrógenos, tableros eléctricos y transformador de potencia.
- Realizar un análisis de criticidad a los componentes de los grupos electrógenos, tableros eléctricos y transformador de potencia para evaluar su nivel de criticidad.
- Realizar una memoria de gestión de mantenimiento fundamentado en el análisis de modos de efectos de fallas, para cada sistema de cada máquina crítica.
- Estimar los indicadores con la aplicación del sistema de gestión de mantenimiento y confrontarlos con los indicadores de mantenimiento actuales.
- Realizar un análisis económico para la implementación del sistema de gestión de mantenimiento para aumentar la disponibilidad.

III. METODOLOGÍA

3.1. Diseño de investigación:

Pre – Experimental

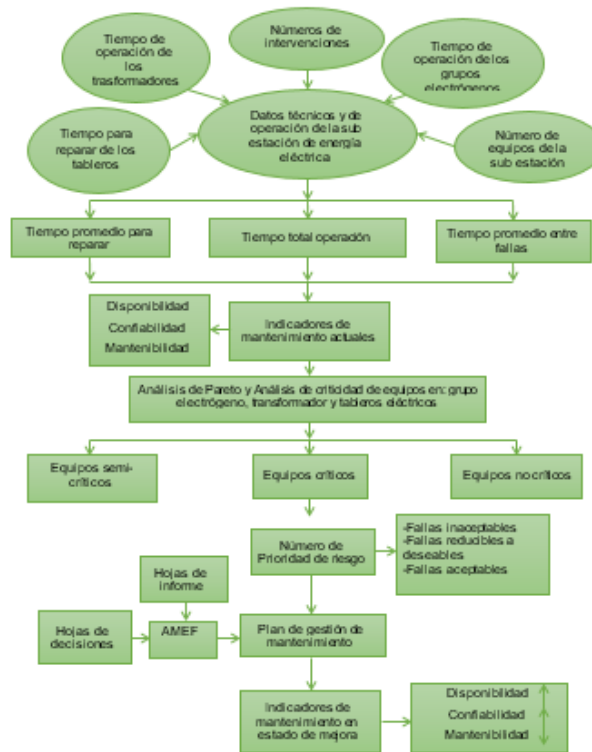


Figura 1: Diagrama de flujo del proceso de investigación.

3.2. Variables, operacionalización.

Variables independientes:

- Sistema de gestión de mantenimiento.

Variables dependientes:

- Disponibilidad de la sub estación de energía eléctrica de 2MVA.

Tabla 1: Operacionalización de variables

Variable	Indicador	Definición de Conceptual	Definición operacional	Escala de medición
Independiente				
Sistema de gestión de mantenimiento	AMEF	Reducir la frecuencia y gravedad de las averías en los equipos de la sub estación eléctrica con grupo electrógeno	Descripción de las hojas de información y hojas de decisiones	Cualitativa Nominal
Dependiente				
Aumentar la disponibilidad de la sub estación de energía eléctrica de 2MVA	Disponibilidad	Indica el valor acumulativo porcentual de tiempo en que un activo físico está preparado para la producción.	$\frac{TMEF}{TMEF + TMPR}$	Cuantitativa Razón (%)
	Confiabilidad	Indica el valor acumulativo porcentual para que un activo físico pueda ejercer su función durante un periodo o intervalo de tiempo, bajo especificaciones establecidas.	$e^{-\frac{\lambda \cdot TTP}{100}}$	Cuantitativa Razón (%)
	Mantenibilidad	Indica el valor acumulativo porcentual para que un activo físico pueda ser puesto en marcha en condiciones de trabajo dentro de un intervalo de tiempo específico.	$1 - e^{-\frac{\lambda \cdot TTP}{100}}$	Cuantitativa Razón (%)

3.3. Población y muestra.

Población: Planta térmica cogeneradoras de energía eléctrica con grupo electrógeno.

Muestra: Planta térmica Pesquera Ribaudó S.A.A.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Tabla 2: Técnicas e instrumentos del proyecto

Técnicas	Instrumentos
Análisis Documental	Ficha De Registro

El análisis de documentos se realizó utilizando etiquetas de registro para extraer información como: Tipos de error y tasas de error para cada grupo, tiempo para resolver cada error y tiempo de actividad máximo. Con este tiempo y frecuencia se elaborarán tablas para comparar con el tiempo y frecuencia estimados en base a la efectividad del uso del sistema de gestión de reportes logísticos y mantenimiento, distinguiremos el tipo de repuestos utilizados por cada equipo y su costo

3.5. Método de análisis de datos:

Los datos se presentan en forma de tablas de frecuencia, gráficos de Pareto, gráficos de barras, según los resultados y su naturaleza, para analizar la tendencia central de sus mediciones.

3.6. Aspectos éticos

Tabla 3: Aspectos éticos

CRITERIOS ÉTICOS	CARACTERÍSTICAS ÉTICAS DEL CRITERIO
OBJETIVIDAD	El análisis de la situación se basó en criterios, técnicos y económicos
CONFIDENCIALIDAD	Se aseguro la protección de la identidad de las personas que participan como informantes de la investigación.
AMBIENTAL	La solución propuesta incluirá el cuidado del medio ambiente

ORIGINALIDAD	Se citará las fuentes bibliográficas de la información utilizada, a fin de demostrar la inexistencia de plagio intelectual
VERACIDAD	Los documentos a indagar son verdaderos, cuidando la confidencialidad de estos
DERECHO LABORALES	En la solución propuesta se tomó en cuenta el respeto a los derechos laborales en la entidad de estudio

IV. RESULTADOS

4.1. Análisis de los indicadores de mantenimiento CMD actuales mediante el método exponencial de los equipos de la sub estación eléctrica.

4.1.1. Parámetros de operación del mantenimiento actual de la sub estación eléctrica:

4.1.1.1. Grupos Electrógenos MC-800:

a). Fallas de los Grupos Electrógeno MC-800

En la tabla 03, se muestran las fallas más relevantes de los componentes de los grupos electrógenos, fueron extraídos de las ordenes de trabajo de mantenimiento en el periodo 2016 (enero - diciembre).

Tabla 4: Descripción de fallas de los componentes de los Grupos Electrógenos, modelo MC – 800.

COMPONENTES	ITEM	DESCRIPCIÓN DE FALLAS
Motores diésel cummins QSK23-G3	F1	Golpeo metálico agudo
	F2	Turbo con carbonilla u obstruido
	F3	Dámper roto o averiado
	F4	Ejes de sincronización desalineados
	F5	Filtros de aires fisurados
	F6	Holgura en válvula de admisión
	F7	Enfriador de aceite averiado u roto
	F8	Anillos de pistones gastados
	F9	Tubo de combustible restringido
	F10	Control deficiente de aceite en los anillos
	F11	Baja compresión en los cilindros
	F12	Salida de gases de escape obstruida
	F13	Fugas por válvulas de admisión
	F14	Agujeros de toberas obstruidos
	F15	Pistón del compresor fisurado
	F16	Desgaste de la cadena o correa motriz que acciona el eje de levas
	F17	Desgaste, acumulada de carbón, humedad, o distancia incorrecta entre los electrodos
	F18	Escobillas gastadas
	F19	Muelles impulsadores de las escobillas distendidos, o correderas sucias
	F20	Válvulas termosticas averiadas
	F21	Anillos sincronizadores en mal estado
	F22	Mal funcionamiento del sistema electro ventilador
	F23	Diafragma o impulsor eléctrico en mal estado
	F24	Sistema de estrangulador de aire trabado
	F25	Conductos o difusores del carburador obstruidos
	F26	Desajuste de regulador de mezcla
	F27	Desgaste excesivo del eje motriz de la bomba
	F28	Segmentos desgastados
	F29	Presencia de aceite en el turbo
	F30	Paletas del ventilador desequilibradas
	F31	Filtraciones de aire en tubo de succión
	F32	Presión de aceite excesiva
Alternador stamford HCI-634Q	F33	No hay continuidad en el circuito primario de la bobina
	F34	Humedad en la tapa del distribuidor, o bobina de encendido
	F35	Defectos en el módulo eléctrico
	F36	Rotor de distribuidor de chispa en mal estado
	F37	Contactos ruptores del circuito primario, quemados o sucios
	F38	No hay continuidad en el circuito secundario de la bobina
	F39	Quebradura de la cerámica aislante
	F40	Alto voltaje salta a la masa de la salida de la bobina
	F41	Bobinas del estator en cortocircuito, interrumpidas
	F42	Roce del rotor contra el estator
	F43	Correa motriz resbalando o rota
	F44	En sistema eléctrica de inyección, inyectores en mal estado
	F45	Porta escobillas positivo mal aislado
	F46	Interruptor de contacto defectuoso
	F47	Conexiones entre bobinado y el colector mal soldadas
	F48	Corto circuito en el devanado primario de la bobina
	F49	Regulador de voltaje en mal estado
	F50	Tapa de distribuidor con salto de chispa en masa
	F51	Sobrecarga o agarrotamiento del rotor de la dinamo o el alternador
	F52	Sincronización defectuosa de la puesta a punto del encendido
	F53	Amperímetro o testigo luminoso en mal estado
	F54	Porta escobillas negativo con mal contacto a masa
	F55	Bobinado del estator en cortocircuito parcialmente quemado
	F56	Descentramiento o suciedad en el colector

Fuente: Departamento de Mantenimiento, Empresa Ribaud S.A.C, 2016.

b). Tiempos del mantenimiento y frecuencias de intervenciones de los grupos electrógenos MC-800.

Tabla 5: Tiempos de mantenimiento y frecuencias de los Grupos Electr6genos, modelo MC – 800.

COMPONENTES	ÍTEM	TBF (Horas/año)	TTR (Horas/año)	n (veces/ año)
Motores diésel cunmins QSK23-G3	F1	8027	3	3
	F2	8018	12	12
	F3	8010	20	6
	F4	8014	16	12
	F5	8020	10	6
	F6	8019	11	12
	F7	8016	14	6
	F8	8020	10	6
	F9	8023	7	6
	F10	8013	17	12
	F11	8018	12	16
	F12	8016	14	3
	F13	8024	6	6
	F14	8017	13	12
	F15	8024	6	2
	F16	8017	13	12
	F17	8017	13	6
	F18	8018	12	4
	F19	8021	9	6
	F20	8023	7	4
	F21	8022.5	7.5	6
	F22	8016	14	4
	F23	8013	17	3
	F24	8018	12	3
	F25	8015	15	4
	F26	8017.5	12.5	6
	F27	8013	17	4
	F28	8024	6	6
	F29	8014	16	16
	F30	8016	14	12
	F31	8016	14	6
	F32	8023	7	4
F33	8021	9	6	
F34	8018	12	12	
F35	8026	4	4	
F36	8023	7	4	
F37	8018.5	11.5	6	
F38	8013	17	12	
F39	8016	14	6	
F40	8016	14	4	
F41	8021	9	6	
F42	8010	20	4	
F43	8019	11	12	
F44	8016	14	4	
F45	8014	16	4	
F46	8011	19	4	
F47	8018	12	12	
F48	8020	10	3	
F49	8020	10	6	
F50	8023	7	4	
F51	8018	12	3	
F52	8020	10	6	
F53	8017	13	4	
F54	8022	8	3	
F55	8026	4	4	
F56	8020	10	12	
Alternador stanford HCI-634Q				

Fuente: Departamento de Mantenimiento, Empresa Ribaudó S.A.C, 2016.

c) Tiempos medios del mantenimiento actual de los Grupos Electr6genos MC – 800:

Tabla 6: Tiempos medios del mantenimiento para determinar el comportamiento de la tasa de falla y reparación de los Grupos Electrógenos MC – 800.

COMPONENTES	ÍTEM	MFBF (Horas de operación/falla)	MTTR (Horas de reparación/falla)
Motores diésel cunmins QSK23-G3	F1	2675.667	1.000
	F2	668.167	1.000
	F3	1335.000	3.333
	F4	667.833	1.333
	F5	1336.667	1.667
	F6	668.250	0.917
	F7	1336.000	2.333
	F8	1336.667	1.667
	F9	1337.167	1.167
	F10	667.750	1.417
	F11	501.125	0.750
	F12	2672.000	4.667
	F13	1337.333	1.000
	F14	668.083	1.083
	F15	4012.000	3.000
	F16	668.083	1.083
	F17	1336.167	2.167
	F18	2004.500	3.000
	F19	1336.833	1.500
	F20	2005.750	1.750
	F21	1337.083	1.250
	F22	2004.000	3.500
	F23	2671.000	5.667
	F24	2672.667	4.000
	F25	2003.750	3.750
	F26	1336.250	2.083
	F27	2003.250	4.250
	F28	1337.333	1.000
	F29	500.875	1.000
	F30	668.000	1.167
	F31	1336.000	2.333
	F32	2005.750	1.750
Alternador stanford HCI-634Q	F33	1336.833	1.500
	F34	668.167	1.000
	F35	2006.500	1.000
	F36	2005.750	1.750
	F37	1336.417	1.917
	F38	667.750	1.417
	F39	1336.000	2.333
	F40	2004.000	3.500
	F41	1336.833	1.500
	F42	2002.500	5.000
	F43	668.250	0.917
	F44	2004.000	3.500
	F45	2003.500	4.000
	F46	2002.750	4.750
	F47	668.167	1.000
	F48	2673.333	3.333
	F49	1336.667	1.667
	F50	2005.750	1.750
	F51	2672.667	4.000
	F52	1336.667	1.667
	F53	2004.250	3.250
	F54	2674.000	2.667
	F55	2006.500	1.000
	F56	668.333	0.833

**d) Tasas de mantenimiento actuales de los Grupos Electr6genos MC
– 800.**

Tabla 7: Tasas de mantenimiento actuales de los Grupos Electr6genos, modelo MC – 800.

COMPONENTES	ÍTEM	"λ" tasa de fallas (Falla/horas de operaci3n)	"μ" tasa de reparaci3n (Fallas/horas de reparaci3n)
Motores di6sel cummins QSK23-G3	F1	0.00037	1.00000
	F2	0.00150	1.00000
	F3	0.00075	0.30000
	F4	0.00150	0.75000
	F5	0.00075	0.60000
	F6	0.00150	1.09091
	F7	0.00075	0.42857
	F8	0.00075	0.60000
	F9	0.00075	0.85714
	F10	0.00150	0.70588
	F11	0.00200	1.33333
	F12	0.00037	0.21429
	F13	0.00075	1.00000
	F14	0.00150	0.92308
	F15	0.00025	0.33333
	F16	0.00150	0.92308
	F17	0.00075	0.46154
	F18	0.00050	0.33333
	F19	0.00075	0.66667
	F20	0.00050	0.57143
	F21	0.00075	0.80000
	F22	0.00050	0.28571
	F23	0.00037	0.17647
	F24	0.00037	0.25000
	F25	0.00050	0.26667
	F26	0.00075	0.48000
	F27	0.00050	0.23529
	F28	0.00075	1.00000
	F29	0.00200	1.00000
	F30	0.00150	0.85714
	F31	0.00075	0.42857
	F32	0.00050	0.57143
Alternador stanford HCI-634Q	F33	0.00075	0.66667
	F34	0.00150	1.00000
	F35	0.00050	1.00000
	F36	0.00050	0.57143
	F37	0.00075	0.52174
	F38	0.00150	0.70588
	F39	0.00075	0.42857
	F40	0.00050	0.28571
	F41	0.00075	0.66667
	F42	0.00050	0.20000
	F43	0.00150	1.09091
	F44	0.00050	0.28571
	F45	0.00050	0.25000
	F46	0.00050	0.21053
F47	0.00150	1.00000	
F48	0.00037	0.30000	
F49	0.00075	0.60000	
F50	0.00050	0.57143	
F51	0.00037	0.25000	
F52	0.00075	0.60000	
F53	0.00050	0.30769	
F54	0.00037	0.37500	
F55	0.00050	1.00000	
F56	0.00150	1.2	

En la figura 2 y 3 se muestra el comportamiento de la tasa de fallo y reparación del mantenimiento actual de los Grupos Electrónicos MC – 800.

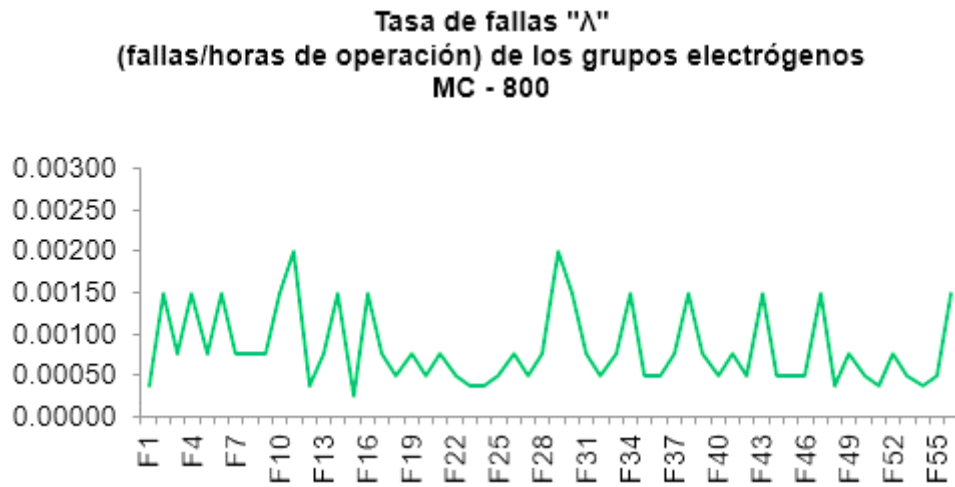


Figura 2: Tasa de falla de los Grupos Electrónicos MC – 800

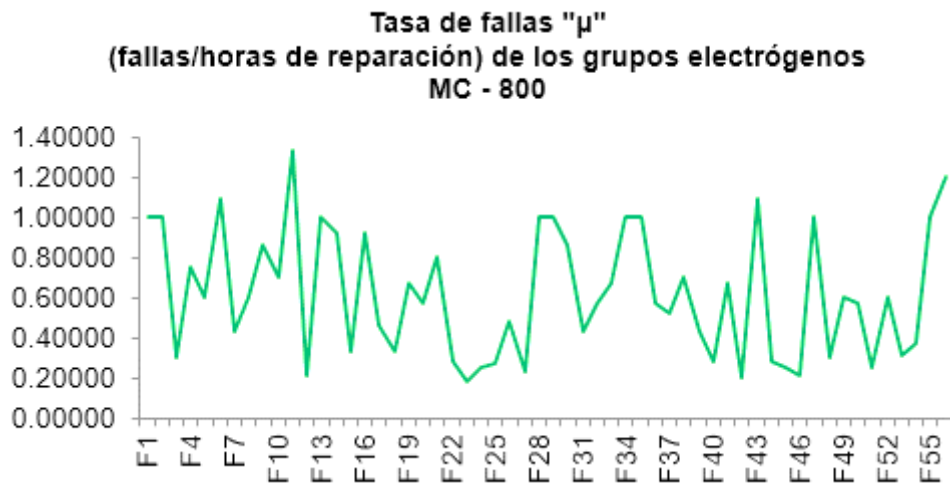


Figura 3: Tasa de reparación de los Grupos Electrónicos MC – 800.

e) Indicadores de Gestión de los Grupos Electrónicos MC – 800.

Tabla 8: Datos de operación de los Grupos Electrónicos MC – 800.

Σ TBF (Horas)	Σ TTR (Horas)	Σ n (Número de fallas/año)	MTBF (Horas de operación/falla)	MTRR (Horas de reparación/falla)	λ (Fallas/horas de operación)	μ (Fallas/horas de reparación)
7379.5	650.5	371	19.891	1.753	0.05027	0.57033

✓ Confiabilidad Operacional (R).

$$R(t) = (e^{-0.01 \cdot \lambda \cdot t}) * 100\%$$

$$R(t) = \left(e^{\frac{-0.01 \cdot 0.05027 \cdot 8030}{56}} \right) * 100\%$$

$$R(t) = 93.04\%$$

✓ **Mantenibilidad Mecánica (M).**

$$M(t) = (1 - e^{-0.01 \cdot \mu \cdot t}) * 100\%$$

$$M(t) = \left(1 - e^{\frac{-0.01 \cdot 0.57033 \cdot 8030}{56}} \right) * 100\%$$

$$M(t) = 55.86\%$$

✓ **Disponibilidad Operacional (A).**

$$A(t) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A(t) = \frac{19.891}{19.891 + 1.753}$$

$$A(t) = 91.90\%$$

La figura 4 muestra el estado actual de los indicadores de control de mantenimiento del generador MC-800.

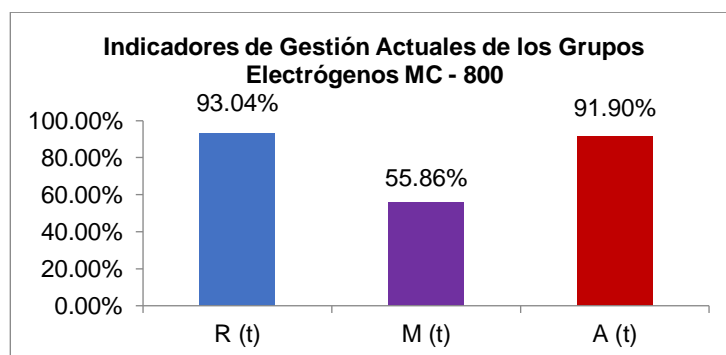


Figura 4: Indicadores de Gestión Actuales de los Grupos Electrógenos MC – 800.

4.1.1.2. Tablero de Distribución.

a). **Fallas del Tablero de Distribución.**

La Tabla 9 muestra las fallas más importantes del Tablero de Distribución, dicha información se extrajo de las ordenes de trabajo de mantenimiento en el periodo 2016 (enero - diciembre).

Tabla 9: Descripción de fallas del Tablero de Distribución.

COMPONENTES	ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE FALLAS
Tablero de Distribución	F57	Sobrecargas de tensión
	F58	corto circuito por líneas sin aislamiento
	F59	Uniones mal aisladas
	F60	Corto circuito en barras
	F61	Corto circuito en transformador de tensión superior
	F62	Corto circuito en transformador de intensidad
	F63	Rotura mecanismo del interruptor de potencia
	F64	Rotura mecanismo del interruptor de tres posiciones

Fuente: Departamento de Mantenimiento, Empresa Ribaudó S.A.C, 2016.

b). Tiempos del mantenimiento y frecuencias de intervenciones del Tablero de Distribución.

Tabla 10: Tiempos de mantenimiento y frecuencias del Tablero de Distribución.

COMPONENTES	ÍTEM	TBF (Horas/año)	TTR (Horas/año)	n (veces/ año)
Tablero de Distribución	F57	8024	6	1
	F58	8023	7	1
	F59	8022	8	1
	F60	8023	7	1
	F61	8023	7	1
	F62	8022	8	1
	F63	8025	5	1
	F64	8023	7	1

Fuente: Departamento de Mantenimiento, Empresa Ribaudo S.A.C, 2016.

c) Tiempos medios del mantenimiento actual del Tablero de Distribución.

Tabla 11: Tiempos medios del mantenimiento para determinar el comportamiento de la tasa de falla y reparación del Tablero de Distribución.

COMPONENTES	ÍTEM	MFBF (Horas de operación/falla)	MTRR (Horas de reparación/falla)
Tablero de Distribución	F57	8024	6
	F58	8023	7
	F59	8022	8
	F60	8023	7
	F61	8023	7
	F62	8022	8
	F63	8025	5
	F64	8023	7

d) Tasas de mantenimiento actuales del Tablero de Distribución.

Tabla 12: Tasas de mantenimiento actuales del Tablero de Distribución.

COMPONENTES	ÍTEM	"λ" tasa de fallas (Falla/horas de operación)	"μ" tasa de reparación (Fallas/horas de reparación)
Tablero de Distribución	F57	0.00012	0.16667
	F58	0.00012	0.14286
	F59	0.00012	0.12500
	F60	0.00012	0.14286
	F61	0.00012	0.14286
	F62	0.00012	0.12500
	F63	0.00012	0.20000
	F64	0.00012	0.14286

En la figura 5 y 6 se muestra el comportamiento de la tasa de fallo y reparación del mantenimiento actual del Tablero de Distribución.

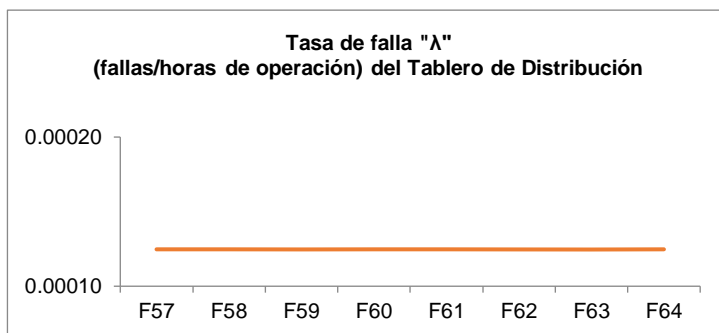


Figura 5: Tasa de falla del Tablero de Distribución.

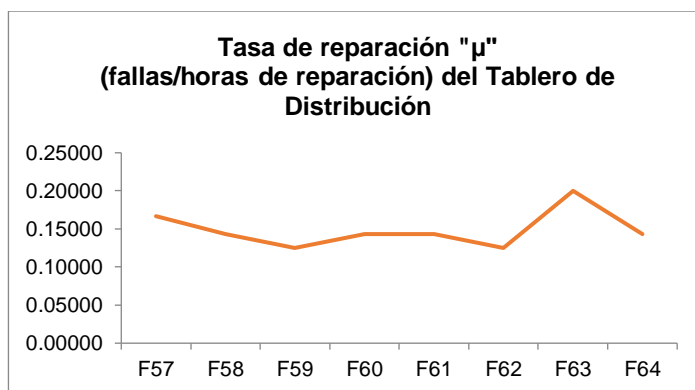


Figura 6: Tasa de reparación del Tablero de Distribución.

e) Indicadores de Gestión del Tablero de Distribución.

Tabla 13: datos de operación del Tablero de Distribución.

Σ TBF (Horas)	Σ TTR (Horas)	Σ n (Número de fallas/año)	MTBF (Horas de operación/falla)	MTTR (Horas de reparación/falla)	λ (Fallas/horas de operación)	μ (Fallas/horas de reparación)
7975	55	8	996.875	6.875	0.00100	0.14545

✓ Confiabilidad Operacional (R).

$$R(t) = (e^{-0.01 \cdot \lambda \cdot t}) * 100\%$$

$$R(t) = \left(e^{\frac{-0.01 \cdot 0.00100 \cdot 8030}{8}} \right) * 100\%$$

$$R(t) = 99.00\%$$

✓ Mantenibilidad Mecánica (M).

$$M(t) = (1 - e^{-0.01 \cdot \mu \cdot t}) * 100\%$$

$$M(t) = \left(1 - e^{\frac{-0.01 \cdot 0.14545 \cdot 8030}{8}} \right) * 100\%$$

$$M(t) = 76.78\%$$

✓ Disponibilidad Operacional (A).

$$A(t) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A(t) = \frac{996.875}{996.875 + 6.875}$$

$$A(t) = 99.32\%$$

En la figura 7 se muestra el estado actual de los indicadores de gestión de mantenimiento del Tablero de Distribución de la sub Estación Eléctrica.

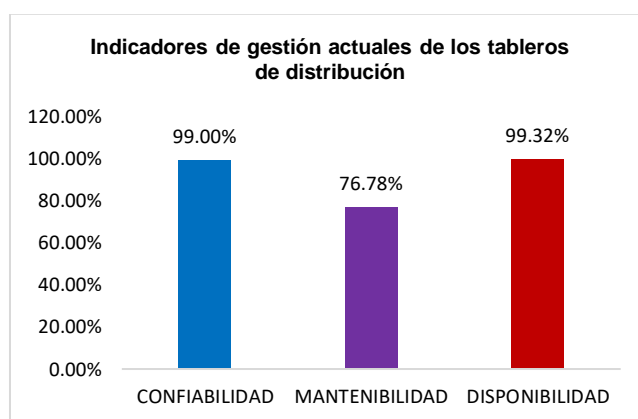


Figura 7: Indicadores de Gestión Actuales del Tableros de Distribución.

4.1.1.3. Transformador de Potencia.

a). Fallas del Transformador de Potencia.

En la tabla 14, se muestran las fallas más relevantes del Transformador de Potencia, fueron extraídos de las ordenes de trabajo de mantenimiento en el periodo 2016 (enero - diciembre).

Tabla 14: Descripción de fallas del Transformador de Potencia.

COMPONENTES	ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE FALLAS
Transformador de Potencia	F65	Sobretensión en el sistema
	F66	Cortocircuito en el sistema de cableado por contacto con agua
	F67	Sobre flujo magnético en el núcleo
	F68	Sobre presión en el tanque de aceite
	F69	Deterioro de la aislación por descargas parciales (Efecto Corona)
	F70	Cortocircuito fase a fase
	F71	Cortocircuito en vuelta del devanado
	F72	Averías en el núcleo
	F73	Averías en el tanque de aceite
	F74	Cortocircuito entre espiras
	F75	Sobrecalentamiento del sistema
	F76	Fisura en el cuerpo por corrosión
	F77	Deformación mecánica del borne de alta tensión
	F78	Fisuras en los bornes de baja media tensión
	F79	Rotura del devanado primario
	F80	Obstrucción de radiadores de refrigeración
	F81	Avería en el conmutador
F82	Rotura de aisladores del borne de alta tensión	
F83	Avería en válvula de sobrepresión	

Fuente: Departamento de Mantenimiento, Empresa Ribaudó S.A.C, 2016.

b). Tiempos del mantenimiento y frecuencias de intervenciones del Transformador de Potencia.

Tabla 15: tiempos de mantenimiento y frecuencias del Transformador de Potencia.

ÍTEM	TBF (Horas/año)	TTR (Horas/año)	n (veces/año)
F65	8023	7	1
F66	8015.5	14.5	2
F67	8016	14	2
F68	8013	17	4
F69	8014	16	4
F70	8022	8	1
F71	8021	9	2
F72	8017	13	3
F73	8023.5	6.5	1
F74	8023	7	1
F75	8026	4	1
F76	8023	7	1
F77	8018	12	3
F78	8024	6	1
F79	8024	6	1
F80	8017.5	12.5	3
F81	8022	8	1
F82	8017	13	3
F83	8024	6	1

Fuente: Departamento de Mantenimiento, Empresa Ribaudo S.A.C, 2016.

c) Tiempos medios del mantenimiento actual del Transformador de Potencia.

Tabla 16: Tiempos medios del mantenimiento para determinar el comportamiento de la tasa de falla y reparación del Transformador de Potencia.

COMPONENTES	ÍTEM	MFBF (Horas de operación/falla)	MTTR (Horas de reparación/falla)
Transformador de Potencia	F65	8023	7
	F66	4008	7
	F67	4008	7
	F68	2003	4
	F69	2004	4
	F70	8022	8
	F71	4011	5
	F72	2672	4
	F73	8024	7
	F74	8023	7
	F75	8026	4
	F76	8023	7
	F77	2673	4
	F78	8024	6
	F79	8024	6
	F80	2673	4
F81	8022	8	
F82	2672	4	
F83	8024	6	

d) Tasas de mantenimiento actuales del Transformador de Potencia.

Tabla 17: Tasas de mantenimiento actuales del Transformador de Potencia.

COMPONENTES	ÍTEM	"λ" tasa de fallas (Falla/horas de operación)	"μ" tasa de reparación (Fallas/horas de reparación)
Transformador de Potencia	F65	0.00012	0.14286
	F66	0.00025	0.13793
	F67	0.00025	0.14286
	F68	0.00050	0.23529
	F69	0.00050	0.25000
	F70	0.00012	0.12500
	F71	0.00025	0.22222
F72	0.00037	0.23077	

F73	0.00012	0.15385
F74	0.00012	0.14286
F75	0.00012	0.25000
F76	0.00012	0.14286
F77	0.00037	0.25000
F78	0.00012	0.16667
F79	0.00012	0.16667
F80	0.00037	0.24000
F81	0.00012	0.12500
F82	0.00037	0.23077
F83	0.00012	0.16667

En la figura 8 y 9 se muestra el comportamiento de la tasa de fallo y reparación del mantenimiento actual del Transformador de Potencia.

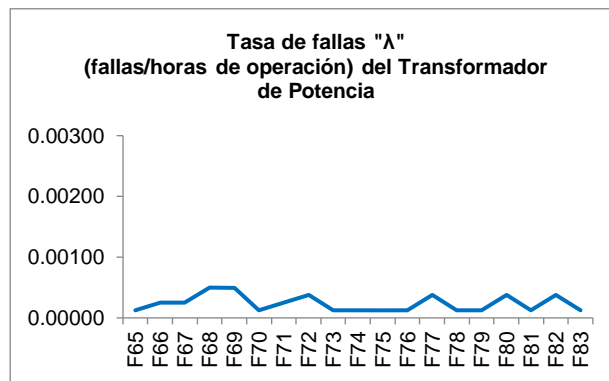


Figura 8: Tasa de falla del Transformador de Potencia.

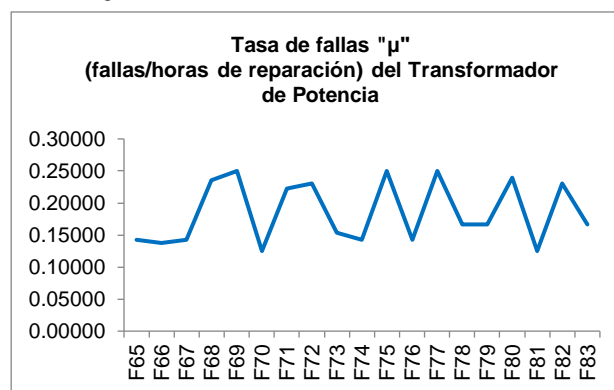


Figura 9: tasa de reparación del Transformador de Potencia.

e) Indicadores de Gestión del Transformador de Potencia.

Tabla 18: datos de operación del Transformador de Potencia.

Σ TBF (Horas)	Σ TTR (Horas)	Σ n (Número de fallas/año)	MTBF (Horas de operación/falla)	MTTR (Horas de reparación/falla)	λ (Fallas/horas de operación)	μ (Fallas/horas de reparación)
7843.5	186.5	36	217.875	5.181	0.00459	0.19303

✓ Confiabilidad Operacional (R).

$$R(t) = (e^{-0.01 \cdot \lambda \cdot t}) * 100\%$$

$$R(t) = \left(e^{\frac{-0.01 \cdot 0.00459 \cdot 8030}{19}} \right) * 100\%$$

$$R(t) = 98.08\%$$

✓ **Mantenibilidad Mecánica (M).**

$$M(t) = (1 - e^{-0.01 \cdot \mu \cdot t}) * 100\%$$

$$M(t) = \left(1 - e^{\frac{-0.01 \cdot 0.19303 \cdot 8030}{19}} \right) * 100\%$$

$$M(t) = 55.77\%$$

✓ **Disponibilidad Operacional (A).**

$$A(t) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A(t) = \frac{217.875}{217.875 + 5.181}$$

$$A(t) = 97.68\%$$

En la figura 10 se muestra el estado actual de los indicadores de gestión de mantenimiento del Transformador de Potencia de la sub Estación Eléctrica.

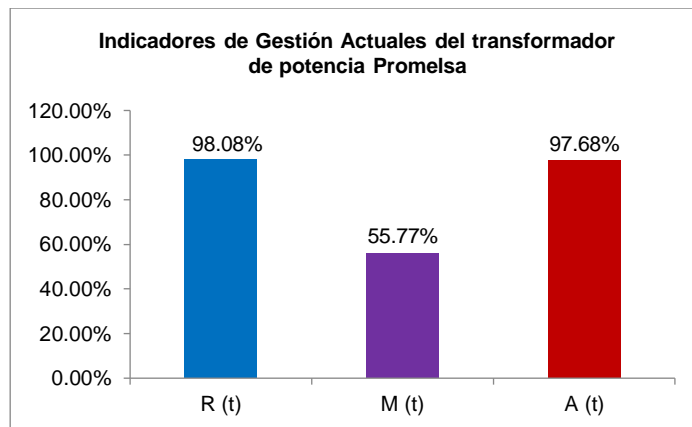


Figura 10: Indicadores de Gestión Actuales del Transformador de Potencia.

4.2. Análisis estadístico de Pareto de los equipos de la sub estación eléctrica.

4.2.1. Análisis Estadístico de Pareto

4.2.1.1. Grupos Electrógenos.

Tabla 19: Datos del análisis de Pareto para los grupos electrógenos

ÍTEM	TPR (h/año)	FRECUENCIA RELATIVA (%)	FRECUENCIA ACUMULADA (h/año)	FRECUENCIA ACUMULADA RELATIVA (%)
F3	20	5.31%	20	5.31%

F10	17	4.51%	37	9.81%
F23	17	4.51%	54	14.32%
F27	17	4.51%	71	18.83%
F4	16	4.24%	87	23.08%
F29	16	4.24%	103	27.32%
F25	15	3.98%	118	31.30%
F7	14	3.71%	132	35.01%
F12	14	3.71%	146	38.73%
F22	14	3.71%	160	42.44%
F30	14	3.71%	174	46.15%
F31	14	3.71%	188	49.87%
F14	13	3.45%	201	53.32%
F16	13	3.45%	214	56.76%
F17	13	3.45%	227	60.21%
F26	12.5	3.32%	239.5	63.53%
F2	12	3.18%	251.5	66.71%
F11	12	3.18%	263.5	69.89%
F18	12	3.18%	275.5	73.08%
F24	12	3.18%	287.5	76.26%
F6	11	2.92%	298.5	79.18%
F5	10	2.65%	308.5	81.83%
F8	10	2.65%	318.5	84.48%
F19	9	2.39%	327.5	86.87%
F21	7.5	1.99%	335	88.86%
F9	7	1.86%	342	90.72%
F20	7	1.86%	349	92.57%
F32	7	1.86%	356	94.43%
F13	6	1.59%	362	96.02%
F15	6	1.59%	368	97.61%
F28	6	1.59%	374	99.20%
F1	3	0.80%	377	100.00%
	377	100.00%		

a) Motor Diésel Cummins QSK-23-G23.

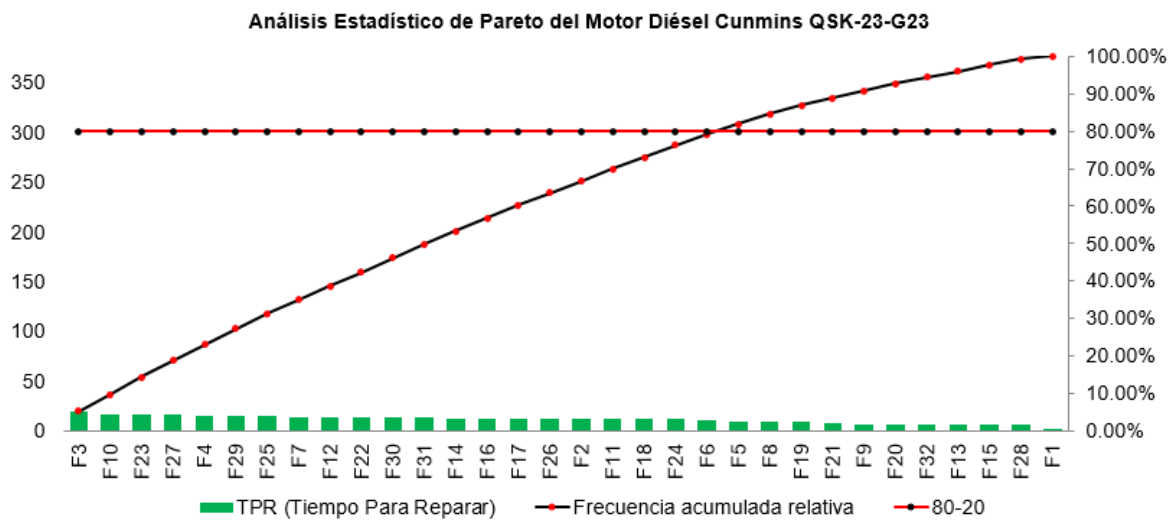


Figura 11: Análisis Estadístico de Pareto del Motor Diésel Cummins QSK-23G23

De la figura 11, se observa que desde F3 hasta F6, son los causantes del 80% de las fallas en el Motor Diésel Cummins QSK-23G23.

b) Alternador Stanford HCI-634Q.

Tabla 20: Datos del análisis de Pareto para los alternadores

ÍTEM	TPR (h/año)	FRECUENCIA RELATIVA (%)	FRECUENCIA ACUMULADA (h/año)	FRECUENCIA ACUMULADA RELATIVA (%)
F42	20	7.31%	20	7.31%
F46	19	6.95%	39	14.26%
F38	17	6.22%	56	20.48%
F45	16	5.85%	72	26.33%
F39	14	5.12%	86	31.44%
F40	14	5.12%	100	36.56%
F44	14	5.12%	114	41.68%
F53	13	4.75%	127	46.44%
F34	12	4.39%	139	50.82%
F47	12	4.39%	151	55.21%
F51	12	4.39%	163	59.60%
F37	11.5	4.20%	174.5	63.80%
F43	11	4.02%	185.5	67.82%
F48	10	3.66%	195.5	71.48%
F49	10	3.66%	205.5	75.14%
F52	10	3.66%	215.5	78.79%
F56	10	3.66%	225.5	82.45%
F33	9	3.29%	234.5	85.74%
F41	9	3.29%	243.5	89.03%
F54	8	2.93%	251.5	91.96%
F36	7	2.56%	258.5	94.52%
F50	7	2.56%	265.5	97.07%
F35	4	1.46%	269.5	98.54%
F55	4	1.46%	273.5	100.00%
	273.5	100.00%		

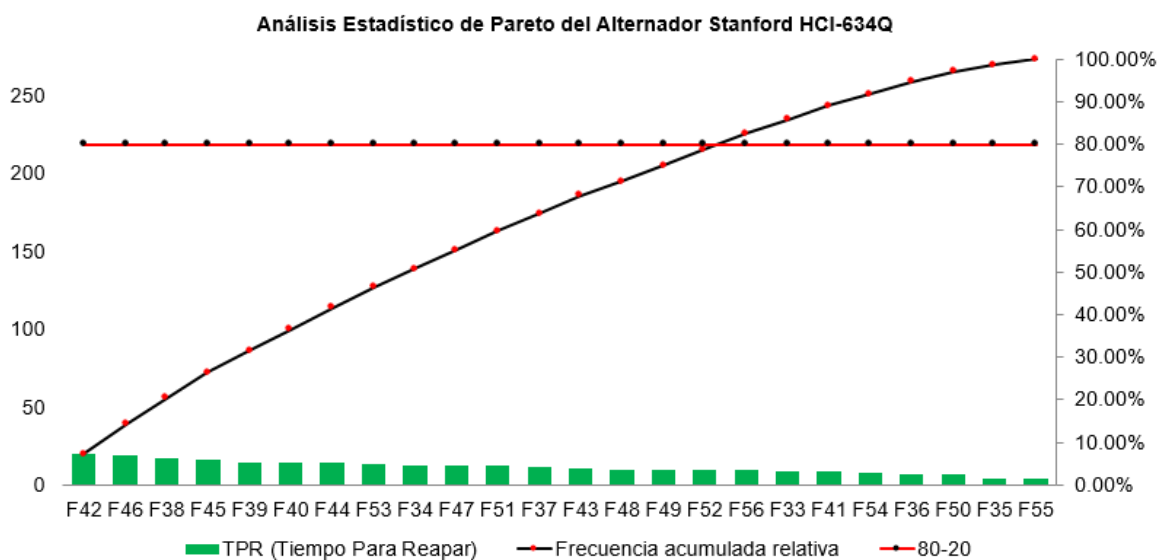


Figura 12: Análisis Estadístico de Pareto del Alternador Stanford HCI-634Q

De la figura 12, de igual manera, desde F42 hasta F52, son los causantes del 80% de las fallas en el Alternador Stanford HCI-634Q.

4.2.1.2. Tableros de Distribución.

Tabla 21: Datos del análisis de Pareto para los tableros de distribución.

ÍTEM	TPR (h/año)	FRECUENCIA RELATIVA (%)	FRECUENCIA ACUMULADA (h/año)	FRECUENCIA ACUMULADA RELATIVA (%)
F59	8	14.55%	8	14.55%
F62	8	14.55%	16	29.09%
F58	7	12.73%	23	41.82%
F60	7	12.73%	30	54.55%
F61	7	12.73%	37	67.27%
F64	7	12.73%	44	80.00%
F57	6	10.91%	50	90.91%
F63	5	9.09%	55	100.00%
	55	100.00%		

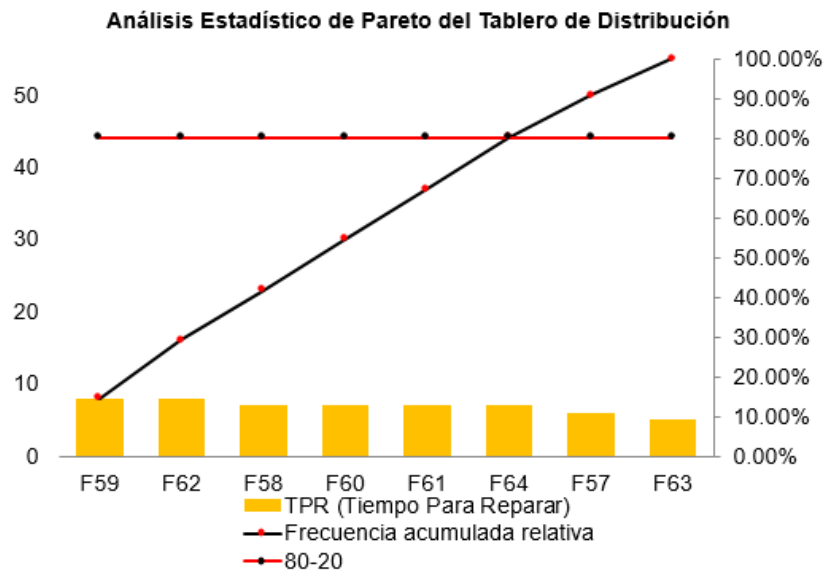


Figura 13: Análisis Estadístico de Pareto del Tablero de Distribución

De la figura 13, desde F59 hasta F61, son las causantes del 80% de las fallas en el Tablero de Distribución.

4.2.1.3. Transformador de Potencia.

Tabla 22: Datos del análisis de Pareto del transformador de potencia

ÍTEM	TPR (h/año)	FRECUENCIA RELATIVA (%)	FRECUENCIA ACUMULADA (h/año)	FRECUENCIA ACUMULADA RELATIVA (%)
F68	17	9.12%	17	9.12%
F69	16	8.58%	33	17.69%
F66	14.5	7.77%	47.5	25.47%
F67	14	7.51%	61.5	32.98%
F72	13	6.97%	74.5	39.95%
F82	13	6.97%	87.5	46.92%
F80	12.5	6.70%	100	53.62%
F77	12	6.43%	112	60.05%
F71	9	4.83%	121	64.88%
F70	8	4.29%	129	69.17%
F81	8	4.29%	137	73.46%
F65	7	3.75%	144	77.21%
F74	7	3.75%	151	80.97%

F76	7	3.75%	158	84.72%
F73	6.5	3.49%	164.5	88.20%
F78	6	3.22%	170.5	91.42%
F79	6	3.22%	176.5	94.64%
F83	6	3.22%	182.5	97.86%
F75	4	2.14%	186.5	100.00%
	186.5	100.00%		

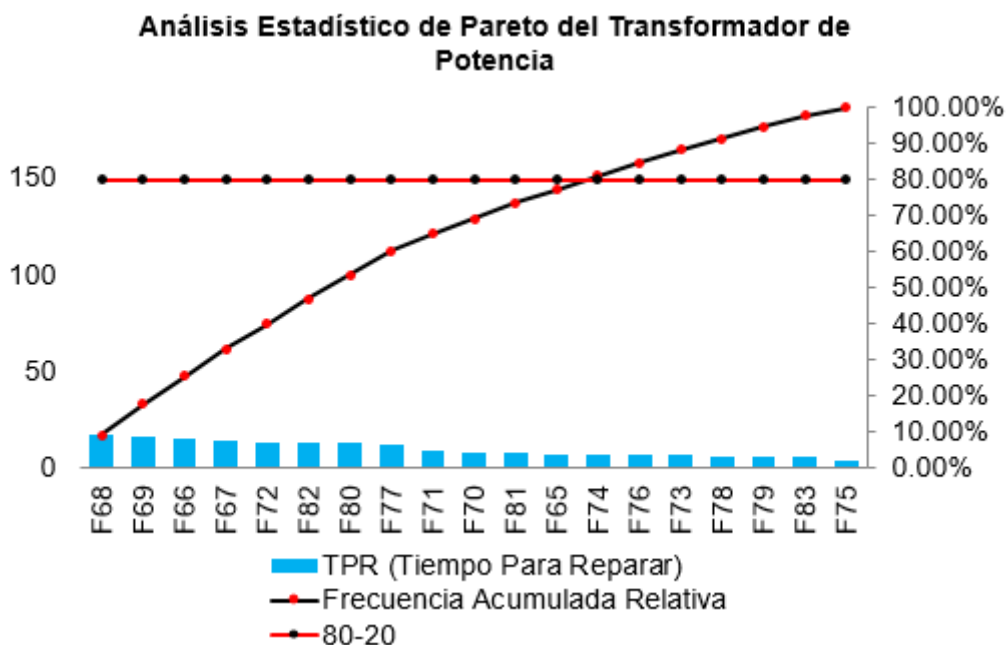


Figura 14: Análisis Estadístico de Pareto del Transformador de Potencia

De la figura 14, desde F68 hasta F65, son las causantes del 80% de las fallas en el Transformador de Potencia.

4.3. Análisis de criticidad en los equipos de la sub estación eléctrica.

4.3.1. Grupo Electrónico MC – 800.

Tabla 23: Costo de mantenimiento en elementos en falla del Grupo Electrónico MC – 800

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA FALLA	COMPONENTE EN FALLA	TPR (h/año)	FRECUENCIA (vez/año)	Costo unitario de mantenimiento (S/) (1 hora de reparación= S/ 745.00)
F2	Turbo con carbonilla u obstruido	Turbocompresor	12	12	8940.00
F3	Dámpfer roto o averiado	Cigüeñal	20	6	14900.00
F4	Ejes de sincronización desalineados	Árbol de levas	16	12	11920.00
F7	Enfriador de aceite averiado u roto	Bomba de aceite	14	6	10430.00
F10	Control deficiente de aceite en los anillos	Pistón	17	12	12665.00
F11	Baja compresión en los cilindros	Pistón	12	16	8940.00
F12	Salida de gases de escape obstruida	Turbocompresor	14	3	10430.00
F14	Agujeros de toberas obstruidos	Bujía	13	12	9685.00
F16	Desgaste de la cadena o correa motriz que acciona el eje de levas	Árbol de levas	13	12	9685.00
F17	Desgaste, acumulada de carbón, humedad, o distancia incorrecta entre los electrodos	Bujía	13	6	9685.00
F18	Escobillas gastadas	Bujía	12	4	8940.00
F22	Mal funcionamiento del sistema electro ventilador	Ventilador	14	4	10430.00

F23	Diafragma o impulsor eléctrico en mal estado	Bomba de aceite	17	3	12665.00
F24	Sistema de estrangulador de aire trabado	Ventilador	12	3	8940.00
F25	Conductos o difusores del carburador obstruidos	Válvula de admisión	15	4	11175.00
F26	Desajuste de regulador de mezcla	Turbocompresor	12.5	6	9312.50
F27	Desgaste excesivo del eje motriz de la bomba	Bomba de aceite	17	4	12665.00
F29	Presencia de aceite en el turbo	Turbocompresor	16	16	11920.00
F30	Paletas del ventilador desequilibradas	Ventilador	14	12	10430.00
F31	Filtraciones de aire en tubo de succión	Ventilador	14	6	10430.00
F34	Humedad en la tapa del distribuidor, o bobina de encendido	Estator	12	12	8940.00
F37	Contactos ruptores del circuito primario, quemados o sucios	Conductor	11.5	6	8567.50
F38	No hay continuidad en el circuito secundario de la bobina	Estator	17	12	12665.00
F39	Quebradura de la cerámica aislante	Aislante	14	6	10430.00
F40	Alto voltaje salta a la masa de la salida de la bobina	Estator	14	4	10430.00
F42	Roce del rotor contra el estator	Rotor	20	4	14900.00
F43	Correa motriz resbalando o rota	Entrehierro	11	12	8195.00
F44	En sistema eléctrica de inyección, inyectores en mal estado	Bomba eléctrica	14	4	10430.00
F45	Porta escobillas positivo mal aislado	Aislante	16	4	11920.00
F46	Interruptor de contacto defectuoso	Conductor	19	4	14155.00
F47	Conexiones entre bobinado y el colector mal soldadas	Entrehierro	12	12	8940.00
F48	Corto circuito en el devanado primario de la bobina	Estator	10	3	7450.00
F49	Regulador de voltaje en mal estado	Conductor	10	6	7450.00
F51	Sobrecarga o agarrotamiento del rotor de la dinamo o el alternador	Rotor	12	3	8940.00
F53	Amperímetro o testigo luminoso en mal estado	Conductor	13	4	9685.00
Total			493	255	367285.00

Tabla 24: Costo de mantenimiento total en cada elemento en falla del Grupo Electrónico MC – 800

COMPONENTE EN FALLA	TPR (h/año)	FRECUENCIA (vez/año)	Costo unitario de mantenimiento (S/)
Turbocompresor	54.5	37	40602.5
Cigüeñal	20	6	14900
Árbol de levas	29	24	21605
Bomba de aceite	48	13	35760
Pistón	29	28	21605
Bujía	38	22	28310
Ventilador	54	25	40230
Válvula de admisión	15	4	11175
Estator	53	31	39485
Conductor	53.5	20	39857.5
Aislante	30	10	22350
Rotor	32	7	23840
Entrehierro	23	24	17135
Bomba eléctrica	14	4	10430

Tabla 25: Ponderaciones de frecuencias de fallas y criterios de la consecuencia del Grupo Electrónico MC - 800

Componente	Frecuencia (vez/año)	Costo unitario de mantenimiento (S/)	PONDERACIONES				
			Frecuencia de Falla (F.F)	Impacto Operacional (I.O)	Flexibilidad Operacional (F.O)	Costo de Mantenimiento (C.M)	Impacto de Seguridad y Medio Ambiente (ISMA)
Turbocompresor	37	40602.5	4	10	4	2	4
Cigüeñal	6	14900	1	2	4	1	1
Árbol de levas	24	21605	3	2	4	1	1
Bomba de aceite	13	35760	2	6	4	2	2
Pistón	28	21605	3	10	2	1	4
Bujía	22	28310	3	6	2	2	2
Ventilador	25	40230	3	6	4	2	2
Válvula de admisión	4	11175	1	10	2	1	4
Estator	31	39485	3	10	4	2	4
Conductor	20	39857.5	3	6	2	2	1
Aislante	10	22350	2	2	2	1	2
Rotor	7	23840	1	10	4	1	4

Entrehierro	24	17135	3	6	4	1	2
Bomba eléctrica	4	10430	1	2	4	1	1

Tabla 26: Nivel de Criticidad de los Grupos Electr6genos MC - 800

COMPONENTE	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	NIVEL DE CRITICIDAD
Turbocompresor	320	1280	Crítico
Cigüeñal	8	8	No Crítico
Árbol de levas	8	24	Semi Crítico
Bomba de aceite	96	192	Semi Crítico
Pist6n	80	240	Semi Crítico
Bujía	48	144	Semi Crítico
Ventilador	96	288	Semi Crítico
Válvula de admisi6n	80	80	No Crítico
Estator	320	960	Crítico
Conductor	24	72	Semi Crítico
Aislante	8	16	Semi Crítico
Rotor	160	160	Crítico
Entrehierro	48	144	Semi Crítico
Bomba eléctrica	8	8	No Crítico

Tabla 27: Ponderaci6n de frecuencia de falla en funci6n a la problemática del Grupo Electr6geno MC – 800.

PONDERACI6N	FRECUENCIA DE FALLAS (VEZ/AÑO)	FRECUENCIA DE FALLAS (MATEMÁTICA)	FRECUENCIA DE FALLAS (PROBLEMÁTICA)
4	Elevado: mayor a 40 fallas/año	Mayor a 4X	Valor mÁximo de frecuencias de fallas por elemento (37) 4X=37 X=9.25=9 Elevado: Mayor a 36 fallas/año
3	Promedio: 20 - 40 fallas/año	De 2X a 4X	Promedio: 18 - 36 Fallas/año
2	Buena: 10 - 20 fallas/año	De X a 2X	Buena: 9 - 18 fallas/año
1	Excelente: menos de 10 fallas/año	Hasta X	Excelente: Menos de 9 fallas/año

Tabla 28: Ponderaci6n del costo de mantenimiento en funci6n a la problemática del Grupo Electr6geno MC – 800.

PONDERACI6N	COSTO DE MANTENIMIENTO (\$)
2	Mayor igual a S/ 26234.64
1	Menor o inferior a S/ 26234.64

Frecuencia	4	SC AL CO EH BU	SC PI VE	C	C	C	TC
	3	SC AI	SC BA	SC	C	C	ES
	2	NC CI, BE	NC VA	SC	C	C	RQ
	1	NC	NC	NC	SC	C	
			64	128	192	256	320

Figura 15: Matriz de criticidad de las fallas del Grupo Electr6geno MC – 800.

4.3.2. Tablero de Distribución.

Tabla 29: Costo de mantenimiento en elementos en falla del Tablero de Distribución

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA FALLA	COMPONENTE EN FALLA	TPR (h/año)	FRECUENCIA (vez/año)	Costo unitario de mantenimiento (S/) (1 hora de reparación=S/ 745.00)
F58	corto circuito por líneas sin aislamiento	Barras de distribución	7	1	5215.00
F59	Uniones mal aisladas	Terminales para conductores externos	8	1	5960.00
F60	Corto circuito en barras	Barras de distribución	7	1	5215.00
F61	Corto circuito en transformador de tensión superior	Unidad de salida	7	1	5215.00
F62	Corto circuito en transformador de intensidad	Unidad de salida	8	1	5960.00
Total			37	5	27565.00

Leyenda

TC Turbocompresor

CI Cigüeñal

AL Árbol de Levas

BA Bomba de Aceite

PI Pistón

BU Bujía

VE Ventilador

VA Válvula de Admisión

ES Estator

CO Conductor

AI Aislante

RO Rotor

EH Entrehierro

BE Bomba Eléctrica

Tabla 30: Costo de mantenimiento total en cada elemento en falla del Tablero de Distribución.

COMPONENTE EN FALLA	TPR (h/año)	FRECUENCIA (vez/año)	Costo unitario de mantenimiento (S/)
Barras de distribución	14	2	10430.00
Terminales para conductores externos	8	1	5960.00
Unidad de salida	15	2	11175.00

Tabla 31: Ponderaciones de frecuencias de fallas y criterios de la consecuencia del Tablero de Distribución.

Componente	Frecuencia (vez/año)	Costo unitario de mantenimiento (S/)	PONDERACIONES				
			Frecuencia de Falla (F.F)	Impacto Operacional (I.O)	Flexibilidad Operacional (F.O)	Costo de Mantenimiento (C.M)	Impacto de Seguridad y Medio Ambiente (ISMA)
Barras de distribución	2	10430.00	3	10	4	2	8
Terminales para conductores externos	1	5960.00	2	10	1	1	4
Unidad de salida	2	11175.00	3	6	1	2	4

Tabla 32: Nivel de Criticidad de los componentes del Tablero de Distribución.

COMPONENTE	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	NIVEL DE CRITICIDAD
Barras de distribución	640	1920	Crítico
Terminales para conductores externos	40	80	No Crítico
Unidad de salida	48	144	Semi Crítico

Tabla 33: Ponderación de frecuencia de falla en función a la problemática del Tablero de Distribución.

PONDERACIÓN	FRECUENCIA DE FALLAS (vez/año)	FRECUENCIA DE FALLAS (MATEMATICA)	FRECUENCIA DE FALLAS (PROBLEMÁTICA)
4	Elevado: mayor a 40 fallas/año	Mayor a 4X	Valor máximo de frecuencias de fallas por elemento ⁽²⁾ $4X=2$ X=0.5 Elevado: Mayor a 2 fallas/año
3	Promedio: 20 - 40 fallas/año	De 2X a 4X	Promedio: 1 - 2 Fallas/año
2	Buena: 10 - 20 fallas/año	De X a 2X	Buena: 0.5 - 1 fallas/año
1	Excelente: menos de 10 fallas/año	Hasta X	Excelente: Menos de 0.5 fallas/año

Tabla 34: Ponderación del costo de mantenimiento en función a la problemática del Tablero de Distribución.

Ponderación	Costo de Mantenimiento (S/)
2	Mayor igual a S/ 9188.33
1	Menor o inferior a S/ 9188.33

Frecuencia	4	SC US	SC	C	C	C	BD
	3	SC	SC	SC	C	C	
	2	NC	NC	SC	C	C	
	1	NC TCE	NC	NC	SC	C	
		128	256	384	512	640	Consecuencia

Figura 16: Matriz de criticidad de las fallas del Tablero de Distribución.

Leyenda	
BD	Barras de Distribución
TCE	Terminales para conductores externos
US	Unidad de salida

4.3.3. Transformador de Potencia.

Tabla 35: Costo de mantenimiento en elementos en falla del Transformador de Potencia.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA FALLA	COMPONENTE EN FALLA	TPR (h/año)	FRECUENCIA (vez/año)	Costo unitario de mantenimiento (S/) (1 hora de reparación=S/ 745.00)
F65	Sobretensión en el sistema	Bobinado primario	7	1	5215.00

F66	Cortocircuito en el sistema de cableado por contacto con agua	Cable del electrodo	14.5	2	10802.50
F67	Sobre flujo magnético en el núcleo	Bobinado impedancia	14	2	10430.00
F68	Sobre presión en el tanque de aceite	Borne de conexión	17	4	12665.00
F69	Deterioro de la aislación por descargas parciales (Efecto Corona)	Bobinado primario	16	4	11920.00
F70	Cortocircuito fase a fase	Bobinado impedancia	8	1	5960.00
F71	Cortocircuito en vuelta del devanado	bobinado secundario	9	2	6705.00
F72	Averías en el núcleo	Bobinado impedancia	13	3	9685.00
F77	Deformación mecánica del borne de alta tensión	bobinado secundario	12	3	8940.00
F80	Obstrucción de radiadores de refrigeración	Cable del electrodo	12.5	3	9312.50
F81	Avería en el conmutador	Cable del electrodo	8	1	5960.00
F82	Rotura de aisladores del borne de alta tensión	Bobinado primario	13	3	9685.00
Total			144	29	107280.00

Tabla 36: Costo de mantenimiento total en cada elemento en falla del Transformador de Potencia.

COMPONENTE EN FALLA	TPR (h/año)	FRECUENCIA (vez/año)	Costo unitario de mantenimiento (S)
Bobinado primario	36	8	26820
Cable del electrodo	35	6	26075
Bobinado impedancia	35	6	26075
Borne de conexión	17	4	12665
bobinado secundario	21	5	15645

Tabla 37: Ponderaciones de frecuencias de fallas y criterios de la consecuencia del Transformador de Potencia.

Componente	Frecuencia (vez/año)	Costo unitario de mantenimiento (S)	PONDERACIONES				
			Frecuencia de Falla (F.F)	Impacto Operacional (I.O)	Flexibilidad Operacional (F.O)	Costo de Mantenimiento (C.M)	Impacto de Seguridad y Medio Ambiente (ISMA)
Bobinado primario	8	26820	3	10	4	2	4
Cable del electrodo	6	26075	3	6	2	2	2
Bobinado impedancia	6	26075	3	10	1	2	4
Borne de conexión	4	12665	2	6	2	1	2
bobinado secundario	5	15645	3	10	4	1	6

Tabla 38: Nivel de Criticidad de los componentes del Transformador de Potencia.

COMPONENTE	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	NIVEL DE CRITICIDAD
Bobinado primario	320	960	Crítico
Cable del electrodo	48	144	Semi Crítico
Bobinado impedancia	80	240	Semi Crítico
Borne de conexión	24	48	Semi Crítico
bobinado secundario	240	720	Crítico

Tabla 39: Ponderación de frecuencia de falla en función a la problemática del Transformador de Potencia.

PONDERACIÓN	FRECUENCIA DE FALLAS (vez/año)	FRECUENCIA DE FALLAS (MATEMÁTICA)	FRECUENCIA DE FALLAS (PROBLEMÁTICA)
4	Elevado: mayor a 40 fallas/año	Mayor a 4X	Valor máximo de frecuencias de fallas por elemento (8) $4X=8 \quad X=2$ Elevado: Mayor a 8 fallas/año
3	Promedio: 20 - 40 fallas/año	De 2X a 4X	Promedio: 4 - 8 Fallas/año
2	Buena: 10 - 20 fallas/año	De X a 2X	Buena: 2 - 4 fallas/año
1	Excelente: menos de 10 fallas/año	Hasta X	Excelente: Menos de 2 fallas/año

Tabla 40: Ponderación del costo de mantenimiento en función a la problemática del Transformador de Potencia.

PONDERACIÓN	COSTO DE MANTENIMIENTO (S/año)
2	Mayor igual a S/ 21456
1	Menor o inferior a S/ 21456

Frecuencia	4	SC CE	SC BI	C	C BS	C
	3	SC BC	SC	SC	C	C BP
	2	NC	NC	SC	C	C
	1	NC	NC	NC	SC	C
		64	128	192	256	320
		Consecuencia				

Figura 17: Matriz de criticidad de las fallas del Transformador de Potencia.

Leyenda	
BP	Bobinado Primario
CE	Cable del electrodo
BI	Bobinado Impedancia
BC	Borne de Conexión
BS	Bobinado Secundario

4.4. Análisis de modo y efecto de fallas (AMEF) de los equipos de la sub estación eléctrica.

4.4.1. Análisis de los activos críticos y semicríticos en hojas de información:

4.4.1.1. Grupos Electrógénos MC – 800.

A continuación, se muestra en la tabla 41 las fallas funcionales críticas y semi – críticas de los Grupos Electrógénos de la Sub Estación Eléctrica.

Tabla 41: Fallas funcionales críticas y semi – críticos de los Grupos Electrógénos

Nº	SISTEMA	FALLA FUNCIONAL
1	Turbocompresor	Turbo con carbonilla u obstruido
		Salida de gases de escape obstruida
		Desajuste de regulador de mezcla
		Presencia de aceite en el turbo
2	Árbol de levas	Ejes de sincronización desalineados
		Desgaste de la cadena o correa motriz que acciona el eje de levas
3	Bomba de aceite	Enfriador de aceite averiado u roto
		Diafragma o impulsor eléctrico en mal estado
		Desgaste excesivo del eje motriz de la bomba
4	Pistón	Control deficiente de aceite en los anillos
		Baja compresión en los cilindros
5	Bujía	Agujeros de toberas obstruidos
		Desgaste, acumulada de carbón, humedad, o distancia incorrecta entre los electrodos
		Escobillas gastadas
6	Ventilador	Mal funcionamiento del sistema electro ventilador
		Sistema de estrangulador de aire trabado
		Paletas del ventilador desequilibradas
		Filtraciones de aire en tubo de succión
7	Estator	Humedad en la tapa del distribuidor, o bobina de encendido
		No hay continuidad en el circuito secundario de la bobina
		Alto voltaje salta a la masa de la salida de la bobina
		Corto circuito en el devanado primario de la bobina
8	Conductor	Contactos ruptores del circuito primario, quemados o sucios
		Interruptor de contacto defectuoso
		Regulador de voltaje en mal estado
		Amperímetro o testigo luminoso en mal estado
9	Aislante	Quebradura de la cerámica aislante
		Porta escobillas positivo mal aislado
10	Rotor	Roce del rotor contra el estator
		Sobrecarga o agarrotamiento del rotor de la dinamo o el alternador
11	Entrehierro	Correa motriz resbalando o rota
		Conexiones entre bobinado y el colector mal soldadas

Tabla 42. Hoja de información del sistema Turbocompresor.

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:	Hoja N°		
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018	1		
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:	De:		
Turbocompresor					1		
Función (F)		Falla Funcional (FF)		Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)	
1. Es el sistema que se encarga de elevar la temperatura y la presión debidamente regulado del aire que ingresa al motor	A	Carbonilla u obstruido	1	Exceso de hollín	1	Pérdida de potencia	
			2	Filtro de partículas de hollín de los gases de combustión roto	2	Rotura de álabes del turbo	
			3	Operación del motor a bajas revoluciones	3	Pérdida de potencia	
			4	Presencia de hollín en el medio de operación (aire contaminado)	4	Rotura de álabes del compresor	
			5	Relación de compresión no adecuado	5	Excesivo consumo de combustible o viceversa	
	B	Salida de gases de escape obstruido	1	Mezcla de aire y aceite en la admisión	6	Combustión pobre	
			2	Exceso de hollín	1	Pérdida de potencia	
	C	Desajuste de regulador de mezcla	1	Válvula de regulación de presión averiado	2	Rotura de álabes del turbo	
			2	Vibración elevada	1	Rotura de piezas	
			3	Piezas deterioradas	2	Mezcla pobre	
			4	Mal ajuste de piezas	3	Excesiva vibración	
	D	Presencia de aceite en el turbo	1	Piezas no adecuadas	4	Mezcla no adecuada	
			2	Eje averiado por fricción	1	Turbocompresor trabado	
			3	Aros de estanqueidad averiados	2	Ingreso de aceite en la admisión del motor	
			4	Fuga en el conducto de aceite de la carcasa del turbo	3	Contaminación total interna	
			1	Fuga en el sistema de cojinetes (radial y sistema de empuje)	4	Ingreso de aceite en la admisión del motor	
2							

Tabla 43. Hoja de información del sistema Árbol de levas.

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:	Hoja N°		
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018	1		
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:	De:		
Árbol de levas					1		
Función (F)		Falla Funcional (FF)		Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)	
2. Es el mecanismo que se encarga de realizar el movimiento de las válvulas de admisión y escape en un tiempo establecido	A	Ejes de sincronización desalineados	1	Excesivo esfuerzo mecánico	1	Rotura de ejes	
			2	Cojinetes desgastados	2	Ruido	
			3	Excesiva temperatura	3	Rozamiento de piezas	
			4	Errores de diseño	4	Pérdida de potencia	
	B	Desgaste de la cadena o correa motriz que acciona el eje de levas	1	Deficiente lubricación	1	Sobrecalentamiento	
			2	Excesiva tensión	2	Rotura de correa	

Tabla 44. Hoja de información del sistema Bomba de aceite.

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:	Hoja N°		
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018	1		
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:	De:		
Bomba de aceite					1		
Función (F)		Falla Funcional (FF)		Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)	
3. Es el sistema que se basa de impulsar a presión el aceite para lubricar los elementos internos rotativos y estáticos del motor	A	Enfriador de aceite averiado	1	Corrosión a causa del agua	1	Fisuras en el conducto	
			2	Conducto obstruido	2	Sobrecalentamiento	
	B	Diafragma o impulsor eléctrico en mal estado	1	Cortocircuito en el impulsor	1	Sistema eléctrico no responde	
			2	Impulsor contaminado	2	Fallas cíclicas	
	C	Desgaste excesivo del eje motriz de la bomba	1	Lubricación pobre	1	Sobrecalentamiento	
			2	Aceite de lubricación contaminado	2	Rotura	

Tabla 45. Hoja de información del sistema Pistón.

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:	Hoja N°		
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018	1		
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:	De:		
Pistón					1		
Función (F)		Falla Funcional (FF)		Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)	
4. Es el elemento móvil que se basa en transformar la energía liberada de la mezcla aire - combustible en energía mecánica	A	Control deficiente de aceite en los anillos	1	Presión inadecuada de la bomba de aceite	1	Pérdida de potencia	
			2	Anillos obstruidos	2	Excesivo desgaste	
	B	Baja compresión en los cilindros	1	Carbonilla acumulada en los anillos y en las paredes de la cámara de combustión	1	Pérdida de potencia	
			2	Calibración incorrecta de las válvulas	2	Exceso de consumo de combustible	

Tabla 46. Hoja de información del sistema Bujía.

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:	Hoja N°		
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018	1		
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:	De:		
Bujía					1		
Función (F)		Falla Funcional (FF)		Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)	
5. Es el elemento eléctrico que permite el encendido de la mezcla aire - combustible.	A	Toberas obstruidas	1	Exceso de hollín	1	Explosión pobre	
			2	Excesiva deformación mecánica	2	Mezcla pobre	
	B	Desgaste, acumulada de carbón, humedad, o distancia incorrecta entre electrodos	1	Sistema de arranque deficiente	1	Deterioro del arrancador	
			2	Corrosión a causa de agua	2	No genera chispa	
	C	Escobillas desgastadas	1	Corrosión a causa de agua	1	Calentamiento del conductor	
			2	Exceso de temperatura	2	Dilatación	

Tabla 47. Hoja de información del sistema ventilador

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:	Hoja N°		
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018	1		
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:	De:		
Ventilador					1		
Función (F)		Falla Funcional (FF)		Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)	
6. Es el elemento giratorio que tiene como función principal es enfriar mediante la extracción de aire caliente al motor	A	Mal funcionamiento del sistema electro ventilador	1	El bulbo no cierra el circuito	1	Calentamiento del conductor	
			2	Circuito interno del bulbo siempre serrado	2	Sobrecalentamiento del conductor	
	B	Sistema de estrangulación de aire trabado	1	Corto circuito en el sistema	1	Recalentamiento del motor	
			2	Centro de gravedad no coincide con el centro de rotación	1	Excesiva vibración	
	C	Paletas del ventilador desequilibradas	1	Rotura de una parte de las paletas	2	Enfriamiento pobre	
			2				
	D	Fuga de gas en tubería de succión de turbocompresor	1	Fisura en el tubo de succión	1	Enfriamiento pobre	

Tabla 48. Hoja de información del sistema Estator.

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:		Hoja N°
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018		1
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:		De:
Estator						1
Función (F)	Falla Funcional (FF)	Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)		
7. Es el elemento fijo conformado por polos norte y sur, el cual provee campo magnético constante que permite la rotación del rotor.	A	Humedad en la tapa del distribuidor, o bobina de encendido	1	Empaquetaduras desgastadas	1	Corrosión interna
			2	Deformación en borde de tapa	2	Contaminación interna
			3	Pernos de ajuste desgastados u oxidados	3	Excesiva vibración
			4	Rodamientos de eje desgastados	4	Pérdida de corriente de alimentación del motor
	B	No hay continuidad en el circuito de la bobina	1	Corto circuito en el devanado secundario	1	Pérdida de corriente de alimentación
			2	Esmalte de aislamiento del hilo deteriorado	2	Flujo pobre de corriente
			3	Motor contaminado internamente	3	Paradas imprevistas del motor
			4	Rotura del devanado	4	Parada del motor
	C	Alto voltaje salta a la masa de la salida de la bobina	1	Banco de condensadores averiado	1	Corriente variable
			2	Exceso de temperatura	2	Sobrecalentamiento
			3	Descargas atmosféricas	3	Corto circuito del sistema
			4	Convertidor de frecuencia averiado	4	Datos erróneos en el tablero
	D	Corto circuito en el devanado primario de la bobina	1	Motor contaminado internamente	1	Pérdida de corriente de alimentación del motor
			2	Esmalte de aislamiento del hilo deteriorado	2	Flujo pobre de corriente
			3	Barriz de impregnación deteriorado	3	Corto circuito del sistema
			4	Oscilaciones rápidas de tensión de alimentación	4	Sobrecalentamiento

Tabla 49. Hoja de información del sistema Conductor.

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:		Hoja N°
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018		1
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:		De:
Conductor						1
Función (F)	Falla Funcional (FF)	Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)		
8. Es el elemento conformado de cobre o aluminio que se encarga de conducir la corriente eléctrica.	A	Contactos ruptores del circuito primario, quemados o sucios	1	Cortocircuito	1	Flujo pobre de corriente
			2	Contactos sin protección	2	Corto circuito
	B	Interruptor de contacto defectuosos	1	Contaminación interna del interruptor	1	Discontinuidad de corriente
			2	Cortocircuito en contactos	2	Aparición de humo
	C	Regulador de voltaje en mal estado	1	Contaminación interna de regulador	1	Voltaje variable
			2	Excesiva temperatura	2	Sobrecalentamiento
			3	Corto circuito	3	Aparición de humo
	D	Amperímetro o testigo luminoso en mal estado	1	Contaminación interna del amperímetro	1	Corriente variable
2			Excesivo flujo de corriente	2	Sobrecalentamiento	

Tabla 50. Hoja de información del sistema Aislante.

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:		Hoja N°
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018		1
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:		De:
Aislante						1
Función (F)	Falla Funcional (FF)	Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)		
9. Es el elemento que se basa en proteger o aislar el conductor eléctrico	A	Quebradura de la cerámica aislante	1	Corrosión a causa de agua	1	Cortocircuito
			2	Excesiva contaminación	2	Cortocircuito
	B	Porta escobillas positivo mal aislado	1	Mano de obra no capacitado	1	Deterioro excesivo de la escobilla
			2	Aislador no adecuado	2	Deterioro excesivo de la escobilla

Tabla 51. Hoja de información del sistema Rotor.

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:		Hoja N°
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018		1
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:		De:
Rotor						1
Función (F)	Falla Funcional (FF)	Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)		
10. Es el elemento giratorio conformado por polos norte y sur, el cual origina la rotación del eje del motor mediante el cambio de dirección de la corriente en intervalos de tiempos muy cortos	A	Rooe del rotor contra el estator	1	Error en el diseño	1	Sobrecalentamiento
			2	Dilatación del material por exceso de temperatura	2	Roturas
			3	Rodamientos desgastados	3	Excesiva vibración
			4	Ensamble incorrecto del estator o rotor	4	Producción de corriente muy baja
	B	Sobrecarga o agarrotamiento del rotor del dinamo o el alternador	1	Exceso de flujo de corriente	1	Sobrecalentamiento
			2	Arranques cíclicos en tiempos cortos	2	Avería en el arrancador
			3	Rodamientos desgastados	3	Excesiva vibración
			4	Tensión variable	4	Cortocircuito

Tabla 52. Hoja de información del sistema Entrehierro.

Equipo:		Realizado Por:		Fecha:		Hoja N°
Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018		1
Sistema:		Revisado Por:		Fecha:		De:
Entrehierro						1
Función (F)	Falla Funcional (FF)	Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)		
11. Es el espacio que existe entre el núcleo, lo que permite evitar saturación para determinada inductancia	A	Correa motriz resbalando o rota	1	Excesiva temperatura	1	Sobrecalentamiento
			2	Correa motriz contaminada	2	Desgaste excesivo de correa motriz
	B	Conexiones entre bobinado y el colector mal soldadas	1	Mano de obra no capacitado	1	Pérdida de corriente
			2	Electrodos no adecuados	2	Deterioro excesivo del bobinado y el colector

4.4.1.2. Tablero de distribución.

En la tabla 53 se muestra las fallas críticas y semi – críticas del tablero de distribución de la Sub Estación Eléctrica.

Tabla 53: Fallas críticas y semi – críticas del tablero de distribución

N°	SISTEMA	FALLA FUNCIONAL
		corto circuito por líneas sin aislamiento

1	Barras de distribución	Corto circuito en barras
2	Unidad de salida	Corto circuito en transformador de tensión superior Corto circuito en transformador de intensidad

Tabla 54. Hoja de información del sistema de Barras de distribución.

		Equipo:	Realizado Por:	Fecha:	Hoja N°	
		Grupos Electrógenos	Roy Nils Pérez Malca	01-01-2018	1	
		Sistema:	Revisado Por:	Fecha:	De:	
		Barras de distribución			1	
Función (F)		Falla Funcional (FF)	Modo de Falla (MF)	Efecto de Falla (EF)		
12. Es el elemento compuesto de cobre que permite la distribución de potencia al sistema eléctrico interno	A	Corto circuito por líneas sin aislamiento	1	Envejecimiento del aislante por exceso de polvo	1	Pérdida de la conductividad eléctrica
			2	Líneas mal aisladas	2	Deterioro de elementos
			3	Armado e instalación inadecuada	3	Pérdida de potencia eléctrica
			4	Aislante no adecuado	4	Deterioro del conductor
	B	Corto circuito en barras	1	Presencia de polvo y humedad	1	Pérdida de la conductividad eléctrica
			2	Corriente de operación mayor a la de diseño	2	Sobrecalentamiento
			3	Sobretensión	3	Aparición de humo
			4	Dimensiones no adecuadas	4	Pérdida de potencia eléctrica

Tabla 55. Hoja de información del sistema de Unidad de salida.

		Equipo:	Realizado Por:	Fecha:	Hoja N°	
		Grupos Electrógenos	Roy Nils Pérez Malca	01-01-2018	1	
		Sistema:	Revisado Por:	Fecha:	De:	
		Unidad de salida			1	
Función (F)		Falla Funcional (FF)	Modo de Falla (MF)	Efecto de Falla (EF)		
13. Es el sistema que permite regular la tensión y corriente que ingresa al sistema eléctrico interno	A	Corto circuito en transformador de tensión superior	1	Presencia de polvo y humedad	1	Diferencia de potencial no adecuado
			2	Devanado primario roto	2	Tensión cero
	B	Corto circuito en transformador de intensidad	1	Presencia de corriente mayor que el máximo permitido	1	Sobrecalentamiento
			2	Presencia de polvo y humedad	2	Salida de corriente no adecuado

4.4.1.3. Transformador de Potencia.

En la tabla 56 se indica las fallas críticas y semi – críticas del Transformador de Potencia de la Sub Estación Eléctrica.

Tabla 56: Fallas críticas y semi – críticas del Transformador de Potencia

N°	SISTEMA	FALLA FUNCIONAL
1	Bobinado primario	Sobretensión en el sistema Deterioro de la aislación por descargas parciales (Efecto Corona) Rotura de aisladores del borne de alta tensión
2	Cable del electrodo	Cortocircuito en el sistema de cableado por contacto con agua Obstrucción de radiadores de refrigeración Avería en el conmutador
3	Bobinado impedancia	Sobre flujo magnético en el núcleo Cortocircuito fase a fase Averías en el núcleo
4	Borne de conexión	Sobre presión en el tanque de aceite
5	Bobinado secundario	Cortocircuito en vuelta del devanado Deformación mecánica del borne de alta tensión

Tabla 57: Hoja de información del sistema de Bobinado primario.

		Equipo:	Realizado Por:	Fecha:	Hoja N°	
		Grupos Electrógenos	Roy Nils Pérez Malca	01-01-2018	1	
		Sistema:	Revisado Por:	Fecha:	De:	
		Bobinado primario			1	
Función (F)		Falla Funcional (FF)	Modo de Falla (MF)	Efecto de Falla (EF)		
14. Es el elemento que induce la corriente eléctrica al bobinado secundario para formar un campo magnético	A	Sobretensión en el sistema	1	Contaminación	1	Pérdida de potencia
			2	Cables de conexión en mal estado	2	Pérdida de potencia
			3	Excesiva tensión de entrada	3	Relación de transformación distorsionada
			4	Bobinado secundario en mal estado	4	Intensidad de corriente no adecuado
	B	Deterioro del aislante por descargas parciales	1	Ambiente contaminado	1	Pérdida de potencia
			2	Elementos contaminados	2	Bajo flujo de corriente
			3	Caída de tensión	3	Pérdida de potencia
			4	Corrosión a causa de agua	4	Bajo flujo de corriente
	C	Rotura del aislador del borne de alta tensión	1	Ambiente contaminado	1	Efecto corona
			2	Material de aislador no adecuado	2	Sobretensión
			3	Excesiva tensión de entrada	3	Relación de transformación distorsionada
			4	Excesiva tensión mecánica	4	Cortocircuito

Tabla 58: Hoja de información del sistema de Cable del electrodo.

		Equipo:		Realizado Por:		Fecha:		Hoja N°	
		Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018		1	
		Sistema:		Revisado Por:		Fecha:		De:	
		Cable del electrodo						1	
Función (F)		Falla Funcional (FF)		Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)			
15. Es el elemento que se encarga de proteger al sistema de electrodo para el buen funcionamiento del sistema de puesta a tierra	A	Corto circuito en el sistema de cableado	1	Presencia de polvo y humedad	1	Pérdida de potencia			
			2	Aislante contaminado	2	Pérdida del campo magnético en el núcleo			
	B	Obstrucción del radiador de refrigeración	1	Deformación interna del conducto	1	Recalentamiento del sistema			
			2	Refrigerante contaminado	2	Corrosión			
	C	Avería en el conmutador	1	Presencia de polvo	1	Relación de transformación distorsionada			
			2	Contactos sueltos	2	Corto circuito			

Tabla 59: Hoja de información del sistema de Bobinado impedancia.

		Equipo:		Realizado Por:		Fecha:		Hoja N°	
		Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018		1	
		Sistema:		Revisado Por:		Fecha:		De:	
		Bobinado impedancia						1	
Función (F)		Falla Funcional (FF)		Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)			
18. Es el elemento que permite la resistencia de la corriente eléctrica al transformador	A	Sobre flujo magnético en el núcleo	1	Exceso de número de vueltas en el devanado primario	1	Relación de transformación distorsionada			
			2	Material ferromagnético no adecuado	2	Pérdida o exceso del campo magnético			
	B	Corto circuito entre fases	1	Aislante contaminado	1	Pérdida de potencia			
			2	Sobretensión	2	Recalentamiento del sistema			
	C	Averías en el núcleo	1	Aislante contaminado	1	Pérdida de potencia			
			2	Material ferromagnético no adecuado	2	Pérdida o exceso del campo magnético			

Tabla 60: Hoja de información del sistema de Borne conexión.

		Equipo:		Realizado Por:		Fecha:		Hoja N°	
		Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018		1	
		Sistema:		Revisado Por:		Fecha:		De:	
		Borne de conexión						1	
Función (F)		Falla Funcional (FF)		Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)			
17. Es el elemento que permite la conexión de los conductores de alta tensión y baja tensión	A	Sobre flujo magnético en el núcleo	1	Material no adecuado	1	Fuga de aceite			
			2	Ambiente contaminado	2	Corrosión externa del material			

Tabla 61: Hoja de información del sistema de Bobinado secundario.

		Equipo:		Realizado Por:		Fecha:		Hoja N°	
		Grupos Electrógenos		Roy Nils Pérez Malca		01-01-2018		1	
		Sistema:		Revisado Por:		Fecha:		De:	
		Bobinado secundario						1	
Función (F)		Falla Funcional (FF)		Modo de Falla (MF)		Efecto de Falla (EF)			
18. Es el elemento o devanado que recibe la corriente eléctrica inducida por el devanado primario con el fin de generar el voltaje de salida requeriendo	A	Corto circuito en vuelta del devanado	1	Contacto directo con devanado primario	1	Relación de transformación distorsionada			
			2	Aislante contaminado	2	Pérdida de potencia			
			3	Sobretensión	3	Aparición de humo			
			4	Sobrecarga	4	Recalentamiento del sistema			
	B	Deformación mecánica del borne de alta tensión	1	Ambiente contaminado	1	Efecto corona			
			2	Sobretensión	2	Aparición de humo			
			3	Sobrecarga	3	Recalentamiento del sistema			
			4	Material no adecuado	4	Corto circuito			

4.4.2. Análisis de los activos críticos y semicríticos en hojas de decisiones:

4.4.2.1. Grupos electrógenos MC-800:

Tabla 62: Hoja decisiones del turbocompresor y árbol de levas.

HOJA DE DECISIONES		Sistema: Grupo electrógeno										Facilitador: Roy Nils Pérez Malca				Fecha:		Hoja N° 1		
		Subsistema: Equipos críticos y semi críticos										Auditor:				Fecha:		de:4 6		
Referencia de Información		Evaluación de Consecuencias				H1 H2 H3			Acción a falta de				Tarea Propuesta				Intervalo inicial (a=año, m=mes, s=semana,		A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3	H4	H5	S4					
							N1	N2	N3											
TURBO																				
1	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	N	N	N	Verificar fugas de aceite en la caja lubricadora	1 M	MEC		
1	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Verificar estado de válvula <u>check</u> de la caja lubricadora	1 M	MEC		
1	A	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Verificar estado de filtro de caja lubricadora	1 M	MEC		
1	A	4	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	N	N	N	Verificar estado de bombín, cambiar de ser necesario	1 M	MEC		
1	A	5	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Verificar estado de válvula <u>check</u> del cilindro (caja lubricadora)	1 M	MEC		
1	A	6	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	N	N	N	Verificar fugas de aceite en sello de eje	1 M	MEC		
1	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Verificar fugas de aceite en reten de la caja	2 M	MEC		
1	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Verificar estado de cables y contactos del magneto	2 M	MEC		
1	C	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	N	N	N	Verificar estado de magneto	2 M	MEC		
1	C	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Verificar estado de rodamientos de ventilador	2 M	MEC		
1	C	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Verificar estado de aspas de ventilador	2 M	MEC		
1	C	4	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente				
1	D	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente				
1	D	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente				
1	D	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente				
1	D	4	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente				
ÁRBOL LEVAS																				
2	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Inspeccionar fuga de aceite en el cárter	1 S	MEC		
2	A	3	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Verificar pérdida de presión de aceite	1 S	MEC		
2	A	4	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Verificar desgaste de los anillos de lubricación	1 M	MEC		
2	A	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente				
2	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente				
2	B	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente				

Tabla 63: Hoja decisiones de la bomba de aceite y pistón.

HOJA DE DECISIONES		Sistema: Grupo electrógeno Subsistema: Equipos críticos y semi críticos											Facilitador: Roy Nils Pérez Malca Auditor:		Fecha:	Hoja N° 2
Referencia de Información		Evaluación de Consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción a falta de				Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año, m=mes,	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4				
BOMBA AC																
3	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar pérdida de presión de aceite	1 S	MEC	
3	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Realizar análisis predictivo de aceite	1 M	MEC	
3	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Capacitar al personal en el correcto montaje del nivel	1 S	MEC	
3	B	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar el estado del nivel de aceite	1 S	MEC	
3	C	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
3	C	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
PISTON																
4	A	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar desgaste del pistón	1 M	MEC	
4	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar desgaste de anillos de compresión	1 M	MEC	
4	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
4	B	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			

Tabla 64: Hoja decisiones de la bujía, ventilador y estator.

HOJA DE DECISIONES		Sistema: Grupo electrógeno Subsistema: Equipos críticos y semi críticos											Facilitador: Roy Nils Pérez Malca Auditor:		Fecha:	Hoja N° 3
Referencia de Información		Evaluación de Consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción a falta de				Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año, m=mes,	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4				
BUJIA																
5	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de bujía, cambiar de ser necesario	1 M	MEC	
5	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables eléctricos	1 M	MEC	
5	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
5	B	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
5	C	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
5	C	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
VENTILADOR																
6	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar sistema	2 M	MEC	
6	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables y contactos del magneto	2 M	MEC	
6	B	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de magneto	2 M	MEC	
6	C	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de rodamientos de ventilador	2 M	MEC	
6	C	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de aspas de ventilador	2 M	MEC	
6	D	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
ESTATOR																
7	A	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables y contactos de bobina	2 S	MEC	
7	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de bobina	2 S	MEC	
7	A	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de cable de bujía	2 S	MEC	
7	A	4	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	B	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	B	3	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	B	4	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	C	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	C	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	C	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	C	4	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	D	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	D	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	D	3	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
7	D	4	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			

Tabla 65: Hoja decisiones del conductor, aislante, rotor y entrehierro.

HOJA DE DECISIONES		Sistema: Grupo electrógeno Subsistema: Equipos críticos y semi críticos											Facilitador: Roy Nils Pérez Malca Auditor:		Fecha:	Hoja N° 4
Referencia de Información		Evaluación de Consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción a falta de				Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año, m=mes,	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4				
CONDUCTOR																
8	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de cable de bujía	1 S	MEC	
8	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables eléctricos	1 S	MEC	
8	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
8	B	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
8	C	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
8	C	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
8	C	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
8	D	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
8	D	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
AISLANTE																
9	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables y contactos del magneto	1 M	MEC	
9	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de magneto	1 M	MEC	
9	B	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar perdida de presión en el motor	1 M	MEC	
9	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
ROTOR																
10	A	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar fugas de aceite en la caja lubricadora	1 S	MEC	
10	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar fugas de aceite en sello de eje	1 S	MEC	
10	A	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Inspeccionar fuga de aceite en el cárter	1 S	MEC	
10	A	4	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar perdida de presión en el motor	2 S	MEC	
10	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Ajustar pernos de polea del ventilador	1 M	MEC	
10	B	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
10	B	3	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
10	B	4	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			
ENTREHIERRO																
11	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de hilos de bobina	2 M	MEC	
11	A	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar espiras	1 M	MEC	
11	B	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar rotación del rotor	1 S	MEC	
11	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente			

4.4.2.2. Tableros de Distribución Promelsa

Tabla 66: Hoja decisiones de la barra de distribución y unidad de salida.

HOJA DE DECISIONES		Sistema: Grupo electrógeno Subsistema: Equipos críticos y semi críticos							Facilitador: Roy Nils Pérez Malca Auditor				Fecha:	Hoja N° 1	
Referencia de Información		Evaluación de Consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año,	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	H4	H5				S4
							O1 N1	O2 N2	O3 N3						
BARRA DIST.															
12	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar barras de tensión primaria	1 S	MEC
12	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar temperatura en barras, no superior a 90°C	1 S	MEC
12	A	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Inspeccionar barras de tensión secundaria	1 S	MEC
12	A	4	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar tensión en barras auxiliares	1 S	MEC
12	B	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
12	B	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
12	B	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
12	B	4	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
UNID. SALID.															
13	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar corriente en barras primaria	1 S	MEC
13	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Controlar humedad y temperatura 60% y 90°C	1 S	MEC
13	B	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Limpeza de polvo o partículas en barras	1 S	MEC
13	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		

4.4.2.3. Transformador de potencia Promelsa

Tabla 67: Hoja decisiones del bobinado primario, cable electrodo y bobinado impedancia

HOJA DE DECISIONES		Sistema: Grupo electrógeno Subsistema: Equipos críticos y semi críticos							Facilitador: Roy Nils Pérez Malca Auditor				Fecha:	Hoja N° 2	
Referencia de Información		Evaluación de Consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año,	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	H4	H5				S4
							O1 N1	O2 N2	O3 N3						
BOB. PRIMAR.															
14	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de bobinado primario	1 S	MEC
14	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de hilos del bobinado	1 S	MEC
14	A	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
14	A	4	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
14	B	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
14	B	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
14	B	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
14	B	4	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
14	C	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
14	C	2	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
14	C	3	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
14	C	4	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
C. ELECTROD.															
15	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables del electrodo	1 M	MEC
15	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado hilos de electrodos	1 M	MEC
15	B	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar temperatura en cables de electrodos	1 M	MEC
15	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
15	C	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
15	C	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
BOB.IMPEDAN.															
16	A	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar bobinado de impedancia	1 S	MEC
16	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar temperatura en bobinado impedancia	1 S	MEC
16	B	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Inspeccionar hilos en bobinado de impedancia	1 S	MEC
16	B	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Limpeza de partículas en bobinado de impedancia	1 M	MEC
16	C	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Ajustar hilos de bobinado de impedancia	1 M	MEC
16	C	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		

Tabla 68: Hoja decisiones de bornes de conexión y bobinado secundario

HOJA DE DECISIONES		Sistema: Grupo electrógeno Subsistema: Equipos críticos y semi críticos							Facilitador: Roy Nils Pérez Malca Auditor				Fecha:	Hoja N° 2	
Referencia de Información		Evaluación de Consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año,	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	H4	H5				S4
							O1 N1	O2 N2	O3 N3						
BORNE CONEX.															
17	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado físico de bornes	1 M	MEC
17	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Realizar limpieza en bornes	1 S	MEC
BOB.SECUND.															
18	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar corriente en barras primaria	1 S	MEC
18	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar barras de tensión primaria	1 S	MEC
18	A	3	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Limpeza de polvo o partículas en barras	1 S	MEC
18	A	4	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Inspeccionar barras de tensión secundaria	1 S	MEC
18	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
18	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
18	B	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
18	B	4	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		

4.4.3. Número de prioridad de riesgo del análisis de las fallas de los equipos de la sub estación eléctrica:

Tabla 69: Análisis del número de prioridad de riesgo

ACTIVOS FISICOS			INDICES DE RIESGO			NUMERO DE PRIORIDAD DE RIESGO (NPR)	CLASIFICACION
TURBOCOMPRESOR			GRAVEDAD (G)	OCURRENCIA (O)	DETECCION (D)		
1	A	1	9	8	8	576	INDESEABLE
1	A	2	7	7	6	294	INDESEABLE
1	A	3	7	9	8	504	INDESEABLE
1	A	4	5	5	9	225	INDESEABLE
1	A	5	7	8	9	504	INDESEABLE
1	A	6	8	8	7	448	INDESEABLE
1	B	1	7	9	5	315	INDESEABLE
1	B	2	7	5	8	280	INDESEABLE
1	C	1	8	8	8	512	INDESEABLE
1	C	2	8	9	4	288	INDESEABLE
1	C	3	5	5	6	150	REDUCIBLE A DESEABLE
1	C	4	5	6	6	180	REDUCIBLE A DESEABLE
1	D	1	4	4	8	128	REDUCIBLE A DESEABLE
1	D	2	7	4	5	140	REDUCIBLE A DESEABLE
1	D	3	6	8	4	192	REDUCIBLE A DESEABLE
1	D	4	4	6	7	168	REDUCIBLE A DESEABLE
ARBOL LEVAS							
2	A	2	8	9	8	576	INDESEABLE
2	A	3	7	6	7	294	INDESEABLE
2	A	4	5	7	7	245	INDESEABLE
2	A	1	8	8	9	576	INDESEABLE
2	B	2	7	7	8	392	INDESEABLE
2	B	3	5	4	6	120	ACEPTABLE
BOMBA DE ACEITE							
3	A	1	7	7	8	392	INDESEABLE
3	A	2	9	8	7	504	INDESEABLE
3	B	1	8	8	7	448	INDESEABLE
3	B	2	7	9	9	567	INDESEABLE
3	C	1	9	8	8	576	INDESEABLE
3	C	2	4	5	5	100	ACEPTABLE
PISTON							
4	A	1	8	8	9	576	INDESEABLE
4	A	2	7	9	6	378	INDESEABLE
4	B	1	4	5	4	80	ACEPTABLE
4	B	2	6	5	4	120	ACEPTABLE
BUJIA							
5	A	1	7	7	7	343	INDESEABLE
5	A	2	8	8	9	576	INDESEABLE
5	B	1	9	7	6	378	INDESEABLE
5	B	2	5	5	6	150	REDUCIBLE A DESEABLE
5	C	1	4	4	8	128	REDUCIBLE A DESEABLE
5	C	2	7	4	5	140	REDUCIBLE A DESEABLE
VENTILADOR							
6	A	1	6	8	8	384	INDESEABLE
6	A	2	8	8	8	512	INDESEABLE
6	B	1	8	8	4	256	INDESEABLE
6	C	1	8	8	7	448	INDESEABLE
6	C	2	7	7	5	245	INDESEABLE
6	D	1	5	6	5	150	REDUCIBLE A DESEABLE
ESTATOR							
7	A	1	8	9	6	432	INDESEABLE
7	A	2	8	6	9	432	INDESEABLE
7	A	3	5	8	5	200	INDESEABLE
7	A	4	6	8	7	336	INDESEABLE
7	B	1	8	9	6	432	INDESEABLE
7	B	2	5	6	7	210	INDESEABLE
7	B	3	9	5	8	360	INDESEABLE
7	B	4	6	8	8	384	INDESEABLE
7	C	1	9	6	8	432	INDESEABLE
7	C	2	9	9	7	567	INDESEABLE
7	C	3	5	5	6	150	REDUCIBLE A DESEABLE
7	C	4	4	4	8	128	REDUCIBLE A DESEABLE
7	D	1	7	4	5	140	REDUCIBLE A DESEABLE
7	D	2	5	6	6	180	REDUCIBLE A DESEABLE
7	D	3	4	4	8	128	REDUCIBLE A DESEABLE
7	D	4	7	5	5	175	REDUCIBLE A DESEABLE
CONDUCTOR							
8	A	1	9	8	7	504	INDESEABLE
8	A	2	6	9	6	324	INDESEABLE
8	B	1	9	6	6	324	INDESEABLE
8	B	2	9	8	7	504	INDESEABLE
8	C	1	6	9	8	432	INDESEABLE
8	C	2	6	5	6	180	REDUCIBLE A DESEABLE
8	C	3	5	6	5	150	REDUCIBLE A DESEABLE
8	D	1	5	5	7	175	REDUCIBLE A DESEABLE

8	D	2	6	6	5	180	REDUCIBLE A DESEABLE
AISLANTE							
9	A	1	8	8	6	384	INDESEABLE
9	A	2	9	9	9	729	INDESEABLE
9	B	1	8	7	7	392	INDESEABLE
9	B	2	7	6	8	336	INDESEABLE
ROTOR							
10	A	1	5	6	7	210	INDESEABLE
10	A	2	9	8	7	504	INDESEABLE
10	A	3	7	8	8	448	INDESEABLE
10	A	4	8	7	8	448	INDESEABLE
10	B	1	8	8	7	448	INDESEABLE
10	B	2	9	7	8	504	INDESEABLE
10	B	3	6	6	5	180	REDUCIBLE A DESEABLE
10	B	4	5	5	7	175	REDUCIBLE A DESEABLE
ENTREHIERRO							
11	A	1	8	8	8	512	INDESEABLE
11	A	2	8	9	8	576	INDESEABLE
11	B	1	7	7	9	441	INDESEABLE
11	B	2	6	6	7	252	INDESEABLE
BARRA DISTRIBUCIÓN							
12	A	1	8	9	9	648	INDESEABLE
12	A	2	9	8	8	576	INDESEABLE
12	A	3	5	5	9	225	INDESEABLE
12	A	4	8	9	5	360	INDESEABLE
12	B	1	5	8	6	240	INDESEABLE
12	B	2	9	5	9	405	INDESEABLE
12	B	3	7	5	5	175	REDUCIBLE A DESEABLE
12	B	4	5	6	6	180	REDUCIBLE A DESEABLE
UNIDAD SALIDA							
13	A	1	8	7	7	392	INDESEABLE
13	A	2	6	8	7	336	INDESEABLE
13	B	1	5	6	8	240	INDESEABLE
13	B	2	4	8	8	256	INDESEABLE
BOB. PRIMAR.							
14	A	1	10	9	9	810	INDESEABLE
14	A	2	6	8	7	336	INDESEABLE
14	A	3	7	7	7	343	INDESEABLE
14	A	4	6	7	7	294	INDESEABLE
14	B	1	8	7	6	336	INDESEABLE
14	B	2	7	8	9	504	INDESEABLE
14	B	3	7	9	8	504	INDESEABLE
14	B	4	9	9	6	486	INDESEABLE
14	C	1	6	7	9	378	INDESEABLE
14	C	2	4	7	4	112	ACEPTABLE
14	C	3	7	7	4	196	REDUCIBLE A DESEABLE
14	C	4	6	6	5	180	REDUCIBLE A DESEABLE
CABLE ELECTRODO							
15	A	1	6	6	9	324	INDESEABLE
15	A	2	7	7	8	392	INDESEABLE
15	B	1	5	3	6	90	ACEPTABLE
15	B	2	4	5	5	100	ACEPTABLE
15	C	1	6	4	5	120	ACEPTABLE
15	C	2	3	6	6	108	ACEPTABLE
BOBINADO IMPEDANCIA							
16	A	1	5	8	8	320	INDESEABLE
16	A	2	6	6	8	288	INDESEABLE
16	B	1	8	7	7	392	INDESEABLE
16	B	2	7	7	9	441	INDESEABLE
16	C	1	8	8	9	576	INDESEABLE
16	C	2	5	5	4	100	ACEPTABLE
BORNE CONEXIÓN							
17	A	1	8	8	9	576	INDESEABLE
17	A	2	9	7	9	567	INDESEABLE
BOBINADO SECUNDARIO							
18	A	1	6	7	9	378	INDESEABLE
18	A	2	7	7	9	441	INDESEABLE
18	A	3	9	9	8	648	INDESEABLE
18	A	4	5	5	9	225	INDESEABLE
18	B	1	8	6	8	384	INDESEABLE
18	B	2	5	5	4	100	ACEPTABLE
18	B	3	6	5	4	120	ACEPTABLE
18	B	4	5	5	4	100	ACEPTABLE

Tabla 70: Resultados del número de prioridad de riesgo

CLASIFICACIÓN DE LAS FALLAS	CANTIDAD DE MODOS DE FALLAS	FRECUENCIA
FALLAS ACEPTABLES	13	10%
FALLAS REDUCIBLES A DESEABLES	26	20%
FALLAS INDESEABLES	92	70%
TOTAL	131	100%

En la tabla 70, muestra que el análisis del número de prioridad de riesgo, arrojo 131 modos de fallas que originan las fallas en los activos físicos de la sub estación eléctrica. Determinando que con la aplicación

de un sistema de gestión de mantenimiento se puede llegar a reducir el 70% de las fallas.

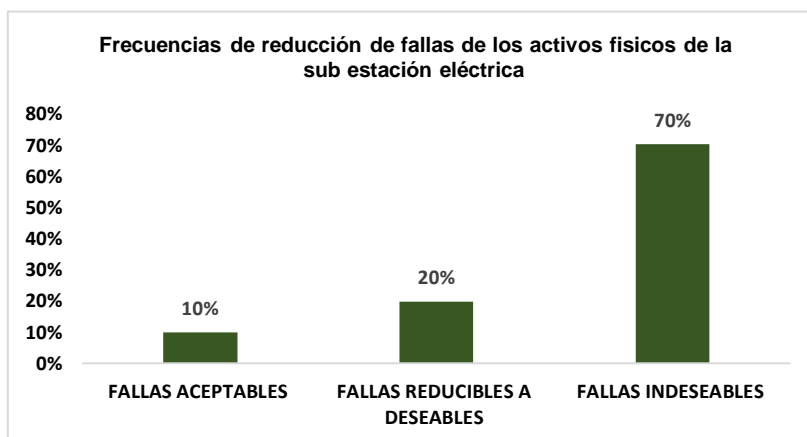


Figura 18: Frecuencias de reducción de fallas del sistema de gestión de mantenimiento.

Tabla 71: Sistema de gestión de mantenimiento

DISEÑO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO	
<div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;">P Mantenimiento preventivo</div> <div style="display: flex; align-items: center;">R Mantenimiento realizado</div> <div style="display: flex; align-items: center;">X Mantenimiento reprogramado</div> <div style="display: flex; align-items: center;">C Mantenimiento correctivo</div> </div>	EQUIPOS 3
Fecha : 	
FRECUENCIA	EQUIPO / SUB EQUIPO DE LA SUB ESTACIÓN ELÉCTRICA
GRUPO ELECTROGENO MC-800	
2 M	Verificar fugas de aceite en reten de la caja
2 M	Verificar estado de cables y contactos del magneto
2 M	Verificar estado de magnetos
2 M	Verificar estado de rodamientos de ventilador
2 M	Verificar estado de aspas de ventilador
2 M	Verificar estado de hilos de bobina
1 M	Verificar fugas de aceite en la caja lubricadora
1 M	Verificar estado de filtro de caja lubricadora
1 M	Verificar estado de bombín, cambiar de ser necesario
1 M	Verificar estado de válvula check del cilindro (caja
1 M	Verificar fugas de aceite en sello de eje
1 M	Verificar desgaste de los anillos de lubricación
1 M	Verificar desgaste del pistón
1 M	Verificar desgaste de anillos de compresión
1 M	Verificar estado de bujía, cambiar de ser necesario
1 M	Verificar estado de cables eléctricos
1 M	Verificar pérdida de presión en el motor
1 M	Ajustar pernos de polea del ventilador
1 M	Verificar espiras
2 S	Verificar estado de cables y contactos de bobina
2 S	Verificar estado de bobina
2 S	Verificar estado de cable de bujía
1 S	Inspeccionar fuga de aceite en el cárter
1 S	Verificar pérdida de presión de aceite
1 S	Verificar el estado del nivel de aceite
1 S	Verificar rotación del rotor

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE POTENCIA PROMELSA		
1 M	Verificar estado de cables del electrodo	
1 M	Verificar estado hilos de electrodos	
1 M	Verificar temperatura en cables de electrodos	
1 M	Ajustar pernos de polea del ventilador	
1 M	Limpieza de partículas en bobinado de impedancia	
1 M	Ajustar hilos de bobinado de impedancia	
1 M	Verificar estado físico de bornes	
1 S	Verificar estado de bobinado primario	
1 S	Verificar estado de hilos del bobinado	
1 S	Verificar bobinado de impedancia	
1 S	Inspeccionar hilos en bobinado de impedancia	
1 S	Realizar limpieza en bornes	
1 S	Verificar corriente en barras primaria	
1 S	Verificar barras de tensión primaria	
1 S	Limpieza de polvo o partículas en barras	
1 S	Verificar temperatura en bobinado impedancia	
1 S	Inspeccionar barras de tensión secundaria	
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN PROMELSA		
1 S	Verificar barras de tensión primaria	
1 S	Verificar temperatura en barras, no superior a 90°C	
1 S	Inspeccionar barras de tensión secundaria	
1 S	Verificar tensión en barras auxiliares	
1 S	Verificar corriente en barras primaria	
1 S	Controlar humedad y temperatura 60% y 90°C	
1 S	Limpieza de polvo o partículas en barras	

4.5. Estimación de los indicadores de mantenimiento con la implementación del sistema de gestión de mantenimiento

4.5.1. Estimación de los indicadores de mantenimiento de los grupos electrógenos MC-800:

Tabla 72: Parámetros del mantenimiento actual y mejora de los grupos electrógenos

componentes	Ítem	TBF (Horas/año)	TTR (Horas/año)	n (veces/ año)	TBF (Horas/año)	TTR (Horas/año)	n (veces/ año)
Motores diésel cunmins QSK23-G3	F1	8027	3	3	8029.1	0.9	1
	F2	8018	12	12	8026.4	3.6	4
	F3	8010	20	6	8024	6.0	2
	F4	8014	16	12	8025.2	4.8	4
	F5	8020	10	6	8027	3.0	2
	F6	8019	11	12	8026.7	3.3	4
	F7	8016	14	6	8025.8	4.2	2
	F8	8020	10	6	8027	3.0	2
	F9	8023	7	6	8027.9	2.1	2
	F10	8013	17	12	8024.9	5.1	4
	F11	8018	12	16	8026.4	3.6	5
	F12	8016	14	3	8025.8	4.2	1
	F13	8024	6	6	8028.2	1.8	2
	F14	8017	13	12	8026.1	3.9	4
	F15	8024	6	2	8028.2	1.8	1
	F16	8017	13	12	8026.1	3.9	4
	F17	8017	13	6	8026.1	3.9	2
	F18	8018	12	4	8026.4	3.6	1
	F19	8021	9	6	8027.3	2.7	2
	F20	8023	7	4	8027.9	2.1	1

	F21	8022.5	7.5	6	8027.75	2.3	2
	F22	8016	14	4	8025.8	4.2	1
	F23	8013	17	3	8024.9	5.1	1
	F24	8018	12	3	8026.4	3.6	1
	F25	8015	15	4	8025.5	4.5	1
	F26	8017.5	12.5	6	8026.25	3.8	2
	F27	8013	17	4	8024.9	5.1	1
	F28	8024	6	6	8028.2	1.8	2
	F29	8014	16	16	8025.2	4.8	5
	F30	8016	14	12	8025.8	4.2	4
	F31	8016	14	6	8025.8	4.2	2
	F32	8023	7	4	8027.9	2.1	1
Alternador stanford HCI-634Q	F33	8021	9	6	8027.3	2.7	2
	F34	8018	12	12	8026.4	3.6	4
	F35	8026	4	4	8028.8	1.2	1
	F36	8023	7	4	8027.9	2.1	1
	F37	8018.5	11.5	6	8026.55	3.5	2
	F38	8013	17	12	8024.9	5.1	4
	F39	8016	14	6	8025.8	4.2	2
	F40	8016	14	4	8025.8	4.2	1
	F41	8021	9	6	8027.3	2.7	2
	F42	8010	20	4	8024	6.0	1
	F43	8019	11	12	8026.7	3.3	4
	F44	8016	14	4	8025.8	4.2	1
	F45	8014	16	4	8025.2	4.8	1
	F46	8011	19	4	8024.3	5.7	1
	F47	8018	12	12	8026.4	3.6	4
	F48	8020	10	3	8027	3.0	1
	F49	8020	10	6	8027	3.0	2
	F50	8023	7	4	8027.9	2.1	1
	F51	8018	12	3	8026.4	3.6	1
	F52	8020	10	6	8027	3.0	2
F53	8017	13	4	8026.1	3.9	1	
F54	8022	8	3	8027.6	2.4	1	
F55	8026	4	4	8028.8	1.2	1	
F56	8020	10	12	8027	3.0	4	
TOTAL		8018.38	650.5	371	8026.52	195.2	111

Tabla 73: Datos de estimación de los Grupos Electrógenos MC – 800.

Σ TBF (Horas)	Σ TTR (Horas)	Σ n (Número de fallas/año)	MTBF (Horas de operación/falla)	MTTR (Horas de reparación/falla)	λ (Fallas/horas de operación)	μ (Fallas/horas de reparación)
8026.52	195.20	111	72.31	1.76	0.0138	0.5682

✓ **Confiabilidad Operacional (R).**

$$R(t) = (e^{-0.01 \cdot \lambda \cdot t}) * 100\%$$

$$R(t) = \left(e^{\frac{-0.01 \cdot 0.0138 \cdot 8026.52}{56}} \right) * 100\%$$

$$R(t) = 98\%$$

✓ **Mantenibilidad Mecánica (M).**

$$M(t) = (1 - e^{-0.01 \cdot \mu \cdot t}) * 100\%$$

$$M(t) = \left(1 - e^{\frac{-0.01 \cdot 0.5682 \cdot 8026.52}{56}} \right) * 100\%$$

$$M(t) = 55.71\%$$

✓ **Disponibilidad Operacional (A).**

$$A(t) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A(t) = \frac{72.31}{72.31 + 1.76}$$

$$A(t) = 97.62\%$$

Tabla 74: Comparativo de los indicadores de mantenimiento de los Grupos Electr6genos MC – 800.

INDICADOR	ESTADO ACTUAL	ESTADO DE MEJORA	BENEFICIO DEL SISTEMA DE GESTI3N DE MANTENIMIENTO
CONFIABILIDAD	93.04%	98%	4.96%
MANTENIBILIDAD	55.86%	55.71%	0.15%
DISPONIBILIDAD	91.90%	97.62%	5.72%

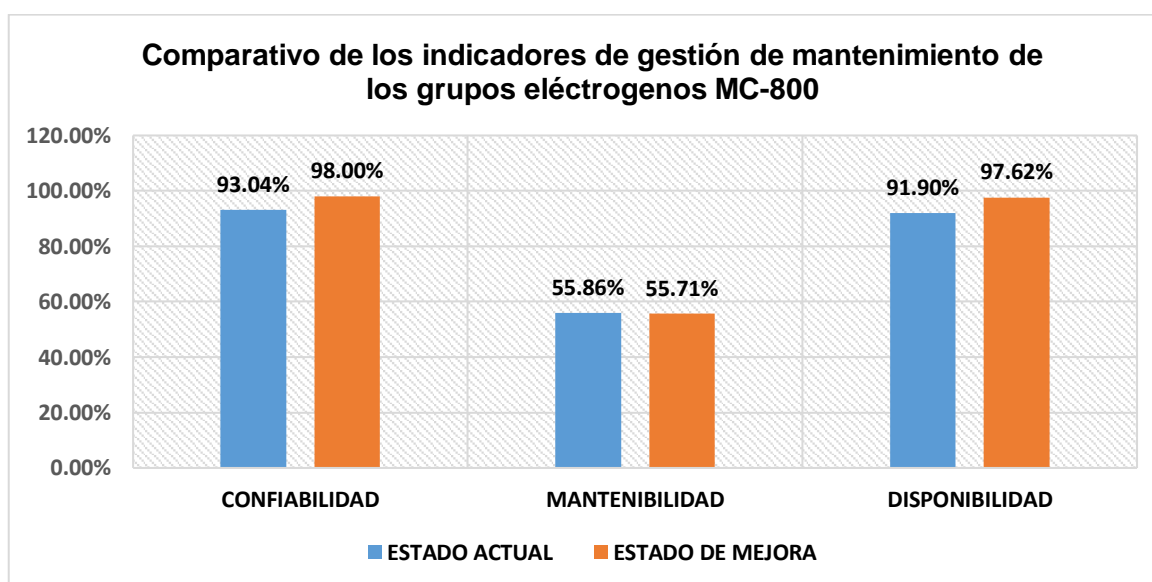


Figura 19: Comparaci3n de los indicadores de gesti3n de los Grupos Electr6genos MC – 800.

4.5.2. Estimaci3n de los indicadores de mantenimiento de los tableros de distribuci3n Promelsa:

Tabla 75: Par3metros del mantenimiento actual y mejora de los tableros el6ctricos

componentes	Ítem	TBF (Horas/año)	TTR (Horas/año)	n (veces/año)	TBF (Horas/año)	TTR (Horas/año)	n (veces/año)
Tablero de Distribuci3n	F57	8024	6	1	8028.2	1.8	0.3
	F58	8023	7	1	8027.9	2.1	0.3
	F59	8022	8	1	8027.6	2.4	0.3
	F60	8023	7	1	8027.9	2.1	0.3
	F61	8023	7	1	8027.9	2.1	0.3
	F62	8022	8	1	8027.6	2.4	0.3
	F63	8025	5	1	8028.5	1.5	0.3
	F64	8023	7	1	8027.9	2.1	0.3
TOTAL		8023.125	55	8	8027.94	16.5	2

Tabla 76: Datos de estimación del Tablero de Distribución.

Σ TBF (Horas)	Σ TTR (Horas)	Σ n (Número de fallas/año)	MTBF (Horas de operación/falla)	MTTR (Horas de reparación/falla)	λ (Fallas/horas de operación)	μ (Fallas/horas de reparación)
8027.94	16.50	2	4013.97	8.25	0.00025	0.1212

✓ **Confiabilidad Operacional (R).**

$$R(t) = (e^{-0.01 \cdot \lambda \cdot t}) * 100\%$$

$$R(t) = \left(e^{\frac{-0.01 \cdot 0.00025 \cdot 8027.94}{8}} \right) * 100\%$$

$$R(t) = 99.75\%$$

✓ **Mantenibilidad Mecánica (M).**

$$M(t) = (1 - e^{-0.01 \cdot \mu \cdot t}) * 100\%$$

$$M(t) = \left(1 - e^{\frac{-0.01 \cdot 0.1212 \cdot 8027.94}{8}} \right) * 100\%$$

$$M(t) = 70.37\%$$

✓ **Disponibilidad Operacional (A).**

$$A(t) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A(t) = \frac{4013.97}{4013.97 + 8.25}$$

$$A(t) = 99.80\%$$

Tabla 77: Comparativo de los indicadores de mantenimiento de los tableros de distribución Promelsa

INDICADOR	ESTADO ACTUAL	ESTADO DE MEJORA	BENEFICIO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO
CONFIABILIDAD	99.00%	99.75%	0.75%
MANTENIBILIDAD	76.78%	70.37%	6.41%
DISPONIBILIDAD	99.32%	99.80%	0.48%

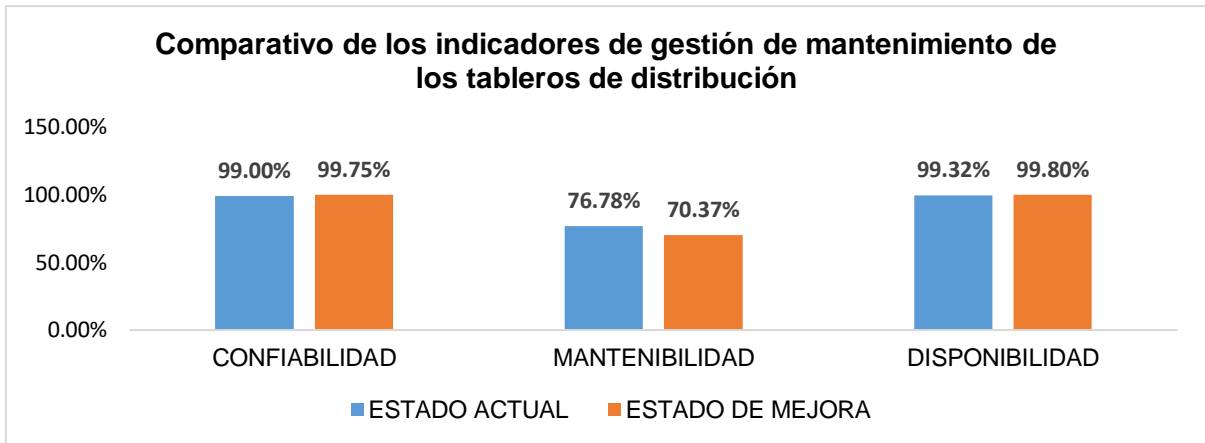


Figura 20: Comparación de los indicadores de gestión de los tableros de distribución

4.5.3. Estimación de los indicadores de mantenimiento del transformador de potencia Promelsa:

Tabla 78: Parámetros del mantenimiento actual y mejora del transformador de potencia

Ítem	TBF (Horas/año)	TTR (Horas/año)	n (veces/año)	TBF (Horas/año)	TTR (Horas/año)	n (veces/año)
F65	8023	7	1	8027.9	2.1	0.3
F66	8015.5	14.5	2	8025.65	4.35	0.6
F67	8016	14	2	8025.8	4.2	0.6
F68	8013	17	4	8024.9	5.1	1.2
F69	8014	16	4	8025.2	4.8	1.2
F70	8022	8	1	8027.6	2.4	0.3
F71	8021	9	2	8027.3	2.7	0.6
F72	8017	13	3	8026.1	3.9	0.9
F73	8023.5	6.5	1	8028.05	1.95	0.3
F74	8023	7	1	8027.9	2.1	0.3
F75	8026	4	1	8028.8	1.2	0.3
F76	8023	7	1	8027.9	2.1	0.3
F77	8018	12	3	8026.4	3.6	0.9
F78	8024	6	1	8028.2	1.8	0.3
F79	8024	6	1	8028.2	1.8	0.3
F80	8017.5	12.5	3	8026.25	3.75	0.9
F81	8022	8	1	8027.6	2.4	0.3
F82	8017	13	3	8026.1	3.9	0.9
F83	8024	6	1	8028.2	1.8	0.3
TOTAL	8020.18	186.5	36	8027.06	55.95	11

Tabla 79: Datos estimados del Transformador de Potencia.

Σ TBF (Horas)	Σ TTR (Horas)	Σ n (Número de fallas/año)	MTBF (Horas de operación/falla)	MTTR (Horas de reparación/falla)	λ (Fallas/horas de operación)	μ (Fallas/horas de reparación)
8027.06	55.95	11	729.73	5.086	0.00137	0.19

✓ Confiabilidad Operacional (R).

$$R(t) = (e^{-0.01 \cdot \lambda \cdot t}) * 100\%$$

$$R(t) = \left(e^{\frac{-0.01 \cdot 0.00137 \cdot 8027.06}{19}} \right) * 100\%$$

$$R(t) = 99.42\%$$

✓ **Mantenibilidad Mecánica (M).**

$$M(t) = (1 - e^{-0.01 * \mu * t}) * 100\%$$

$$M(t) = \left(1 - e^{\frac{-0.01 * 0.19 * 8027.06}{19}}\right) * 100\%$$

$$M(t) = 55.20\%$$

✓ **Disponibilidad Operacional (A).**

$$A(t) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A(t) = \frac{729.73}{729.73 + 5.086}$$

$$A(t) = 99.31\%$$

Tabla 80: Comparativo de los indicadores de mantenimiento del transformador de potencia Promelsa.

INDICADOR	ESTADO ACTUAL	ESTADO DE MEJORA	BENEFICIO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO
CONFIABILIDAD	98.08%	99.42%	1.34%
MANTENIBILIDAD	55.77%	55.20%	0.57%
DISPONIBILIDAD	97.68%	99.31%	1.63%

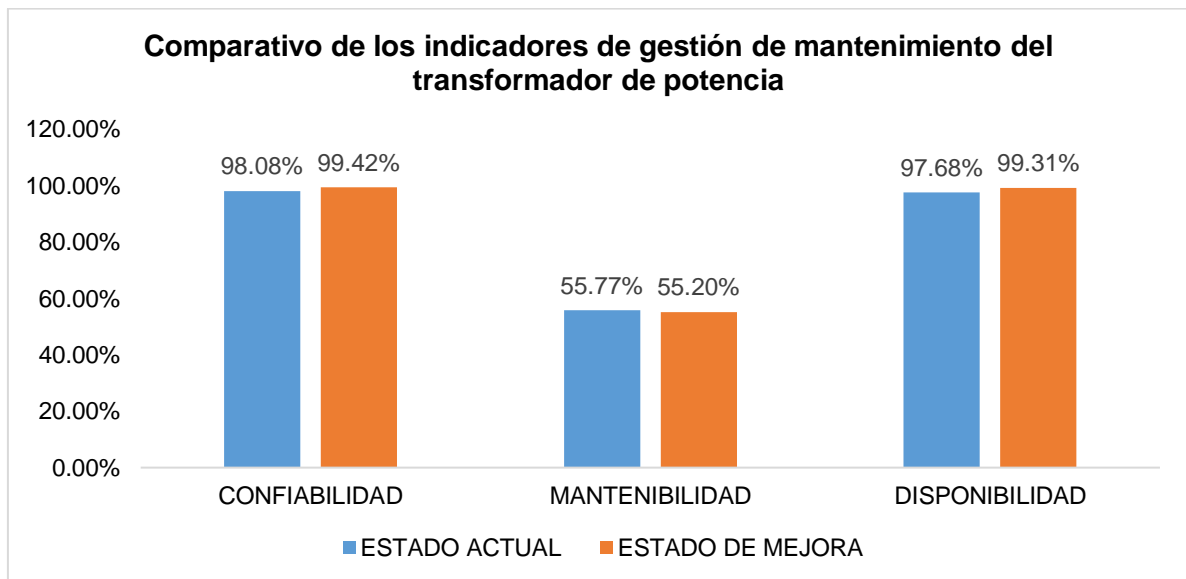


Figura 21: Comparación de los indicadores de gestión del transformador de potencia

4.6. Análisis de costos de mantenimiento para la implementación del sistema de gestión de mantenimiento

4.6.1. Análisis de los costos de mantenimiento:

Los costos de mantenimiento correctivo, preventivo y preventivo deben analizarse para determinar los beneficios y las inversiones.

Tabla 81: Costos por mantenimiento preventivo

Costo de Mantenimiento Preventivo (Mes) Motor a gas marca ARROW					
	Consumo	Unidad	Costo Unitario. US\$	Costo total US\$(Mes)	Costo total US\$ (anual)
Aceite	10	Gal	10.00	100.00	1200.00
Grasa	4	Libra	8.00	32.00	384.00
Agua	20	Gal	2.00	40.00	480.00
Kit de empaquetaduras	12	Jgo	12.00	144.00	1728.00
Sello de aceite de cigüeñal	4	Unid	13.00	52.00	624.00
Bujía	6	Unid	18.00	108.00	1296.00
Filtros	4	Unid	21.00	84.00	1008.00
Pernos	12	Unid	1.00	12.00	144.00
COSTO TOTAL US\$/año				214.7	6864.00

Tabla 82: Costos de mantenimiento correctivo

Costo de Mantenimiento Correctivo	Consumo	Unidad	Costos Unitarios. US\$	Costo total US\$(anual)
76-46 Pistón con anillos completos	1	Unid	380.00	380.00
190-004-g2. Magnetos AITRONIC completos	1	Unid	420.00	420.00
XA-5060 conjunto de embrague 7 PCS	1	Unid	800.00	800.00
356-A-255 sistema de refrigeración	1	Unid	820.00	820.00
M-1985-A Rodamiento de embrague	2	Unid	45.00	90.00
M-1988-A Rodamientos de cigüeñal	6	Unid	440.00	2640.00
z-750 válvulas	2	Unid	350.00	700.00
COSTO TOTAL US\$/año				5850.00

Tabla 83: Costos por mantenimiento predictivo

ITEM	CODIGO	DESCRIPCION	CANTIDAD	CANT.	VR. UNITARIO	VR. TOTAL	
1	098MJ	MPD térmografico: Unidad Motor GE, 3600P	365	2	\$2.35	\$1,715.50	
2	103MJ	MPD térmografico: Transformador Potencia, Unidad: Aislamiento bobinas	365	1	\$1.50	\$547.50	
3	207MJ	MPD térmografico: Unidad: Temperatura Pared Transformador, 1200 P	365	1	\$1.97	\$719.05	
4	233MJ	MPD térmografico: Tableros de tensión, Unidad: Barras P y S	365	2	\$1.55	\$1,131.50	
5	244MJ	MPD térmografico: Generador/Alternador, Unidad: Bobinados y Estator	365	2	\$1.23	\$897.90	
6	500QP	MPD control de estado de aceite: Motor, Unidad: Sistema de transmisión	6	2	\$113.45	\$1,361.40	
7	33QP	MPD control de estado de aceite: Transformador, Unidad: Filtración de AC	6	1	\$156.76	\$940.56	
8	156QP	MPD control de estado de aceite: Motor, Unidad: Chumaceras Rótula	12	8	\$33.10	\$3,177.60	
9	55QP	MPD control de estado de aceite: Alternador, Unidad: Chumaceras Agujas	12	4	\$54.13	\$2,598.24	
10	98LP	MPD señal de vibración de Rodamientos Rótula y agujas	52	12	\$12.45	\$7,768.80	
11	313LP	MPD señal de vibración ejes de transmisión: Motor, ventilador, chumaceras	52	3	\$9.87	\$1,539.72	
12	24LP	MPD señal de vibración barras de tensión P y S	156	1	\$14.67	\$2,288.52	
Normas de severidad de vibración. Norma ISO 2631						GRAN TOTAL	\$24,686
Normas de referencia Entes IRD.						DTO	\$2,469
SYSEL es una compañía especializada en servicios de mantenimiento predictivo a partir de las técnicas probadas y reguladas por la norma ISO 18436						SUBTOTAL	\$22,218
						I.G.V 18%	\$3,999
						VALOR TOTAL	\$ 26,217

Tabla 84: Resumen de costos por mantenimiento

TIPOS DE MANTENIMIENTO	COSTOS DE LOS MANTENIMIENTOS (US\$/año)
MANTENIMIENTO CORRECTIVO.	5850.00
MANTENIMIENTO PREVENTIVO.	6864.00
MANTENIMIENTO PREDICTIVO.	26217.00
COSTO TOTAL US\$/año	38931.00

4.6.2. Análisis de la inversión para el sistema de gestión de mantenimiento:

Tabla 85: Inversión del sistema de gestión de mantenimiento

Ítem	Instrumentos.	Cantidad	Costo unitario US\$.	Costo total US\$.
1	VIBROMETRO PCEVT, A= 0.5.....150 m/s ² D=0.005....5 mm, V= 0.3.....500 mms-1	1	9300.00	9300.00
2	CÁMARA TERMOGRÁFICA, T= 0°C a 150 °C, Sensibilidad =-0.1 °C a 10 °C, Precisión= El valor mayor de ±1 °C o ±3%.	1	11250.00	11250.00
3	PODS LASER PARTICLE COUNTER, Viscosidad= 5 a 500 CTS, limpieza de la clasificación= ISO 4406-2008, concentración límite: 100.000 partículas/ml.	1	67600.00	67600.00
4	CAPACITACIÓN DEL PERSONAL	6	700.00	4200.00
INVERSIÓN TOTAL US\$				92350.00

4.6.3. Beneficio de la implementación del sistema de gestión de mantenimiento:

- Pérdidas económicas con los actuales planes de mantenimiento:

$$C_{\text{inicial}} = C_{\text{unitario}} * \sum \text{TPR}_{\text{inicial}}$$

$$C_{\text{inicial}} = 745.00 \frac{\text{S/.}}{\text{hora}} * 892 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 664540.00 \frac{\text{S/.}}{\text{año}}$$

Tipo de cambio: 3.27 S/. = 1 US\$

$$C_{\text{inicial}} = 203223.242 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

- Pérdidas económicas con la implementación del sistema de gestión de mantenimiento:

Con la implementación del sistema de gestión de mantenimiento, el tiempo para reparar en los grupos electrógenos se reduciría a 195.20 horas, los tableros de distribución 16.50 horas y el transformador de potencia 55.95 horas, generando un total de 267.65 horas.

$$C_{\text{final}} = C_{\text{unitario}} * \sum \text{TPR}_{\text{final}}$$

$$C_{\text{final}} = 745.00 \frac{\text{S/.}}{\text{hora}} * 267.65 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 199399.25 \frac{\text{S/.}}{\text{año}}$$

Tipo de cambio: 3.27 S/. = 1 US\$

$$C_{\text{final}} = 60978.3639 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

El beneficio del proyecto, sería:

$$B_{\text{útil}} = C_{\text{inicial}} - C_{\text{final}} - C_{\text{mantenimiento}}$$

$$B_{\text{útil}} = (203223.242 - 60978.3639 - 38931.00) \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

$$B_{\text{útil}} = 103313.878 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

4.6.4. Retorno operacional de la inversión:

La implementación del sistema de gestión de mantenimiento le permite a la empresa generar una utilidad de \$103313.878 al año con una inversión de \$92350.00 Por lo tanto, el rendimiento operativo de la inversión se calcula:

$$\text{PRI} = \frac{\text{Inversión inicial en activos}}{\text{Beneficio del plan de mantenimiento}}$$

$$\text{PRI} = \frac{92350.00 \text{ US\$}}{103313.878 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}}$$

$$\text{PRI} = 0.9 \text{ años} = 11 \text{ meses}$$

V. DISCUSIÓN:

- En el trabajo de investigación de Gómez (2012), “Diseño de un sistema de gestión de mantenimiento para el taller mecánico de la Empresa Transpesa S.A.C”, trata de un sistema de gestión de MTTO que permite reparar elementos que se encuentran en baja producción y así restaurarlos. Inicialmente se realizó un análisis del sistema existente, se procedió a analizar la disponibilidad encontrando un valor de 89%, confiabilidad 90% y mantenibilidad 70%, luego se realizó un análisis de criticidad teniendo en cuenta la frecuencia de fallas, impacto operacional, flexibilidad operacional, costos de mantenimiento e impacto en seguridad y medio ambiente, determinando que en los equipos evaluados el sistema de transmisión y refrigeración son críticos, aumentando la disponibilidad en un incremento del 6% y la reducción de la mantenibilidad en 2%. En similitud al presente este estudio la sub estación eléctrica se dividió en tres conjuntos; grupos electrógenos, tableros de distribución y transformador de potencia, para lo cual los grupos electrógenos tienen los indicadores más bajos, con una disponibilidad de 91.90%, confiabilidad 93.04% y mantenibilidad 55.86%. Asimismo, el análisis de criticidad fundamentado en los mismos criterios, determino que los bajos estándares de los indicadores de mantenimiento se deben al turbocompresor, estator y rotor. Con la implementación del sistema de gestión de mantenimiento se obtuvo un incremento en la disponibilidad de 4.96% y una reducción en la mantenibilidad de 0.15% manteniéndose constante.
- En el trabajo de investigación de Parababire y Velásquez (2001), “Diseño de un sistema de gestión de mantenimiento para la división de transmisión de la Empresa cadafe en la región oriental”, en el cual muestra la deficiente gestión de MTTO que exhibe esta área debido al incumplimiento de los programas de MTTO y la falta de políticas de remplazo de equipos y repuestos a tiempo encontrando 95 fallas en los equipos, 380 intervenciones, generando una desorganización en la programación de las actividades de mantenimiento, para lo cual se procedió a la aplicación de la metodología AMEF detallando las

actividades de los equipos en hojas de información y decisiones, encontrando 135 modos de fallas, de las cuales 84 fallas son inaceptables (62.22%), 29 fallas reducibles a deseables (21.50%) y 22 aceptables (16.28%). En comparación con el presente trabajo, se encontraron 83 fallas en los equipos de la sub estación eléctrica, con 415 intervenciones, para lo cual se aplicó la misma herramienta de gestión AMEF, encontrando 131 modos de fallas, con 92 fallas indeseables (70%), 26 fallas reducibles a deseables (20%) y 13 fallas aceptables (10%).

- En el estudio de Camacho y Rodríguez (2010), “Influencia del diseño e implementación de un plan mantenimiento centrado en la confiabilidad en la reducción, control de fallas y optimización de costos en el área de elaboración de azúcar en el complejo agroindustrial Cartavio S.A.A”. Explica que la aplicación del RCM maximiza la confiabilidad operacional y la disponibilidad, pero reduce la mantenibilidad a valores constantes, basándose en tal fundamento se realizó un análisis de criticidad, determinando que el área más crítica en la empresa Cartavio es el proceso de la línea de elaboración de azúcar con una confiabilidad promedio de los equipos de 88%. Concluyendo que el RCM o plan de MTTO centrado en la confiabilidad redujo los costos del MTTO en un máximo de 35%, aumentando la confiabilidad operacional a un valor máximo de 94%. En comparación con el presente estudio la implementación del sistema de gestión de mantenimiento se basó en análisis de modos y efectos de fallas del MTTO centrado en la confiabilidad, donde los costos de MTTO se redujeron en un 30%, con una confiabilidad en estado de mejora de 97.62%.

VI. CONCLUSIONES

- Al analizar los indicadores actuales de gestión de mantenimiento de la sub estación eléctrica, para poder determinarlos, se procedió a dividir la sub estación eléctrica en tres partes: grupos electrógenos, tableros de distribución y transformador trifásico de potencia, encontrando en los grupos electrógenos una disponibilidad de 91.90%, confiabilidad 93.04% y mantenibilidad 55.86%, en tableros de distribución una disponibilidad de 99.32%, confiabilidad 99% y mantenibilidad 76.78% y transformador de potencia con disponibilidad de 97.68%, confiabilidad 98.08% y mantenibilidad 55.77%, concluyendo que los indicadores más críticos son los pertenecientes a los grupos electrógenos.
- El análisis estadístico de Pareto, determino que de 32 fallas en los motores diésel se obtuvieron 20 fallas relevantes, de 24 fallas en los alternadores resultaron 15 fallas relevantes, de 8 fallas en los tableros de distribución se obtuvieron 5 fallas relevantes y de 19 fallas en el transformador de potencia resultaron 12 fallas relevantes. Es decir, de un total de 83 fallas presentes en los equipos de la sub estación eléctrica, 29 fallas son irrelevantes y 54 fallas son relevantes.
- El análisis de criticidad realizado a los grupos electrógenos determino que los activos físicos críticos son el turbocompresor, estator y rotor y los semi críticos son el árbol de levas, bomba de aceite, pistón, bujía, ventilador, conductor, aislante y entrehierro, en los tableros de distribución el activo físico crítico son las barras de distribución y el semi crítico la unidad de salida y en el transformador los activos físicos críticos son el bobinado primario y bobinado secundario y los semi críticos el cable de electrodo, bobinado de impedancia y borne de conexión.
- Se realizó una memoria de gestión de mantenimiento en base al AMEF a todos los activos físicos críticos y semicriticos, encontrando 131 modos de fallas potenciales, de los cuales 13 fallas son aceptables (10%), 26 fallas reducibles a deseables (20%) y 92 fallas indeseables (70%). Indicando que el sistema de gestión de mantenimiento puede reducir en un 70% las fallas en los equipos de la sub estación eléctrica.

- La estimación de los indicadores de gestión de mantenimiento en los grupos electrógenos permitió un incremento en la disponibilidad de 5.72% (97.62%), confiabilidad 4.96% (98%) y mantenibilidad se redujo en 0.15% (55.71%), en tableros de distribución la disponibilidad incremento 0.48% (99.80%), confiabilidad 0.75% (99.75%) y la reducción de la mantenibilidad en 6.41% (70.37%) y en el transformador de potencia mostro un incremento en la disponibilidad en 1.63% (99.31%), confiabilidad 1.34% (99.42%) y una reducción en la mantenibilidad de 0.57% (55.20%).
- El análisis económico permitió determinar que con la implementación de un sistema de gestión de mantenimiento el beneficio útil es 103313.878 US\$/año, con una inversión de 92350.00 US\$, conllevando a un periodo de retorno de la inversión de 11 meses valor que representa viabilidad en el estudio.

VII. RECOMENDACIONES

- Los técnicos de Ribaud S.A.A. debe tener en cuenta la identificación e interpretación de los indicadores de gestión de mantenimiento para que en el proceso sea posible identificar los puntos críticos en los equipos de la subestación y así identificar posibles planes de mejora.
- Realizar todas las operaciones incluidas en el sistema de gestión de mantenimiento de todos los activos físicos críticos y semicríticos de grupos electrógenos, aparata y transformadores, con estricto cumplimiento de las instrucciones incluidas en la hoja de decisión del análisis de fallas.
- Se debe realizar un seguimiento periódico de las medidas de control para confirmar la correcta ejecución de las tareas de mantenimiento y los resultados obtenidos durante la implementación del sistema de gestión del mantenimiento.
- Después de implementar el sistema de gestión de mantenimiento dentro de 1 año, es recomendable analizar la reducción en el costo de mantenimiento por hora y el costo de repuestos para lograr los beneficios previstos.
- Precisar el presupuesto necesario para el departamento de servicio técnico de Ribaud S.A.A. comprar varios repuestos y accesorios para nuevas tareas de mantenimiento.

VIII. REFERENCIAS

- AMÉNDOLA, Luis. 2002. Modelos mixtos de confiabilidad. segunda. España, valencia. Datastream, 2002. ISBN 978-84-940628-2-7.
- ÁVILA, Rubén. 2008. Fundamentos del mantenimiento - Guías Económicas, Técnicas y Administrativas. Primera reimpresión. Cd. de México: Limusa Grupo Noriega Editores primera reimpresión, 2008. ISBN 968-18-2528-4.
- BRAND, Paul. 2009. Manual de Reparación y Mantenimiento Automotriz. España: Publicaciones Madrid, 2009. ISBN 9786075000336.
- CAMACHO, Carlos y RODRÍGUEZ, segundo. "Influencia del diseño e implementación de un plan mantenimiento centrado en la confiabilidad en la reducción, control de fallas y optimización de costos en el área de elaboración de azúcar en el complejo agroindustrial Cartavio S.A.A". Universidad Cesar Vallejo (Trujillo – Perú), Facultad de Ingeniería Mecánica, 2010.
- DOUNCE, Enrique. 2008. La Productividad en el Mantenimiento Industrial. Segunda. Cd. de México: Compañía Editorial Continental, SA de CV, 2008. pág. 350. ISBN 968-26-1089-3.
- DOWN, Michael. 2010. Análisis de Modos y Efectos de Fallas Potenciales FMEA. Detroit : AIAG, 2010. pág. 135. ISBN: 9781605341361
- GÓMEZ. "Diseño de un sistema de gestión de mantenimiento para el taller mecánico de la Empresa Transpesa S.A.C". Universidad Cesar Vallejo (Trujillo - Perú), Facultad de Ingeniería Mecánica, 2012.
- KECECIOGLU, Dimitri. 2007. Maintainability, Availability, & Operational Readiness Engineering. New Jersey City: Editorial Prentice-Hall Professional Technical, 2007. ISBN: 0135736277.
- MORA, Alberto. 2009. Mantenimiento - Planeación, Ejecución y Control. Bogotá: Alfa omega editores Internacional, 2011. pág. 678. Sexta Edición. ISBN 978-958-682-769-0.

MOUBRAY, John. 2004. RCM Reliability Centered Maintenance - Industrial Press Inc. [ed.] Guilford and Rob Lockhart Biddles Limited. [trad.] Sueiro y Asociados - Argentina Ellman. Primera en castellano. Leicestershire: Aladon Limited, 2004. pág. 433. ISBN 09539603-2-3.

PARABABIRE Y VELÁSQUEZ. "Diseño de un sistema de gestión de mantenimiento para la división de transmisión de la Empresa cadafe en la región oriental". Universidad Nacional Experimental De Guayana (Guayana - Venezuela), Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, 2001.

SOWELL, Tomas. 2013. Economía Basica . España : Deusto SA, 2013. 9788423412648.

IX. ANEXOS

A1. Matriz de análisis de criticidad



Fuente: Amendola, 2002.

A2. Criterios de evaluación en la criticidad

Frecuencia de fallas	
Elevado mayor a 40 fallas/año	4
Promedio 20-40 fallas/año	3
Buena 10-20 fallas/año	2
Excelente menos de 10 fallas/año	1

Impacto Operacional	
Parada total del equipo	10
Parada parcial del equipo y repercute a otro equipo o subsistema	7-9
Impacta a niveles de producción o calidad	5-6
Repercute en costos operacionales asociado a disponibilidad	2-4
No genera ningún efecto significativo	1

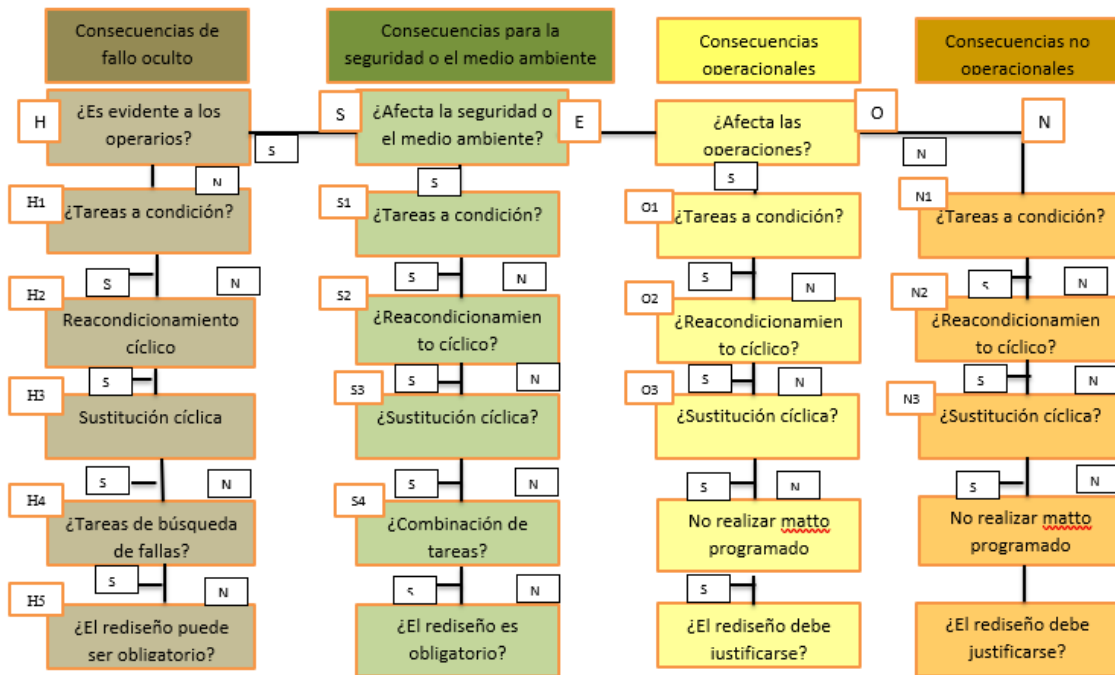
Flexibilidad Operacional	
No existe opción igual o equipo similar de repuesto	4
El equipo puede seguir funcionando	2-3
Existe otro igual o disponible fuera del sistema (stand by)	1

Costo de mantenimiento	
Mayor o igual a US\$ 400 (incluye repuestos)	2
Inferior a US\$ 400 (incluye repuestos)	1

Impacto a Seguridad Ambiente e Higiene	
Accidente catastrófico	8
Accidente mayor serio	6-7
Accidente menor e incidente menor	4-5
Cuasi accidente o incidente menor	2-3
Desvío	1
No provoca ningún tipo de riesgo	0

Fuente: Amendola, 2002.

A3. AMEF - Árbol lógico de decisiones



A4. AMEF – Hoja de información y decisiones

Nombre del equipo:			
Sistema:			
Pieza	Función que desempeña (F)	Modo de fallo funcional (FF)	Causas Potenciales de fallo (FM)

Fuente: Mora, 2009

HOJA DE DECISIONES		Sistema:					Facilitador:	Fecha:	Hoja N° 1						
		Subsistema:					Auditor:	Fecha:	de:						
Referencia de información	Evaluación de consecuencias	H1	H2	H3	Acción de falla de	Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a-año, m-mes, s=semana, d=día)	A realizarse por							
		S1	S2	S3											
F	FF	FM	H	S	E	O	O1	O2	O3	H	H5	S4			
							N1	N2	N3	4					

Fuente: Mora, 2009

A5. AMEF – Criterios de evaluación del Número de Prioridad de Riesgo (NPR).

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

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

Detección (dificultad de detección)	
Descripción	Puntaje
Obvia	1
Escasa	2-3
Moderada	4-5
Frecuente	6-7
Elevada	8-9
Muy elevada	10

Fuente: Mora, 2009.

A6. Parámetros del NPR

$I(R) \leq 125$	Falla Aceptable.
$125 < I(R) \leq 200$	Falla reducible a deseable.
$I(R) > 200$	Falla Indeseable.

Fuente: Mora, 2009

A.7. Ficha de registro de los equipos de la sub estación eléctrica de la empresa Ribaud S.A.A.

DESCRIPCION		PUESTO RESPONSABLE	DUR X ACT	CANTIDAD PERS	FRECUE NCIA	
MOTOR DIESEL	Ítem	RECURRENCIA DE PARADAS - PLANTA FUERZA EN SERVICIO ACTIVO	MC-MM-ME	Tiempo total	Componentes	FRECUE NCIA
OPERACIONES PRINCIPALES	F1	Golpeteo metálico agudo	MC-MM-ME	1h 0min	Pistón	4M
	F2	Turbo con carbonilla u obstruido	MC-MM-ME	1h 0min	Turbocompresor	1M
	F3	Dámper roto o averiado	MC-MM-ME	3h 20min	Cigüeñal	2M
	F4	Ejes de sincronización desalineados	MC-MM-ME	1 h 20min	Árbol de levas	1M
	F5	Filtro de aire fisurado (Prematuramente)	MC-MM-ME	1h 40min	Filtro de aire	2M
	F6	Holgura en válvulas de admisión	MC-MM-ME	55min	Válvula de admisión	1M
	F7	Enfriador de aceite averiado u roto	MC-MM-ME	2h 20min	Bomba de aceite	2M
	F8	Anillos de pistones gastados o rotos	MC-MM-ME	1h 40min	Pistón	2M
	F9	Tubo de combustibles restringidos	MC-MM-ME	1h 10min	Turbocompresor	2M
	F10	Control deficiente de aceite en los anillos	MC-MM-ME	1h 25min	Pistón	1M
	F11	Baja compresión en los cilindros	MC-MM-ME	45min	Pistón	3S
	F12	Salida de gases de escape obstruida	MC-MM-ME	4h 40min	Turbocompresor	4M
	F13	Fugas por las válvulas de admisión	MC-MM-ME	1h 0min	Válvula de admisión	2M
	F14	Agujeros de toberas obstruidos	MC-MM-ME	1h 5min	Bujía	1 M
	F15	Pistón del compresor fisurado	MC-MM-ME	3 h 0 min	Pistón	6M
	F16	Desgaste de la cadena o correa motriz que acciona el eje de levas	MC-MM-ME	1h 5min	Árbol de levas	1M
	F17	Desgaste, acumulación de carbón, humedad, o distancia incorrecta entre los electrodos	MC-MM-ME	2h 10min	Bujía	2M
	F18	Escobillas gastadas (Prematuramente)	MC-MM-ME	3h 0min	Bujía	3M
	F19	Muelles impulsores de las escobillas distendidos, o correderas sucias	MC-MM-ME	1h 30min	Válvula de admisión	2M
	F20	Válvula termostática averiada	MC-MM-ME	1h 45min	Ventilador	3M
	F21	Anillos sincronizadores en mal estado	MC-MM-ME	1 h 15min	Pistón	2M
	F22	Mal funcionamiento del sistema electro ventilador	MC-MM-ME	3h 30min	Ventilador	3M
	F23	Diafragma o impulsor eléctrico en mal estado	MC-MM-ME	5h 40min	Bomba de aceite	4M
	F24	Sistema del estrangulador de aire trabado	MC-MM-ME	4h 0min	Ventilador	4M
	F25	Conductos o difusores del carburador obstruidos	MC-MM-ME	3h 45min	Válvula de admisión	3M
	F26	Desajuste del regulador de mezcla	MC-MM-ME	2h 5min	Turbocompresor	2M
	F27	Desgaste excesivo del eje motriz de la bomba	MC-MM-ME	4h 15min	Bomba de aceite	3M
	F28	Segmentos desgastados (Prematuramente)	MC-MM-ME	1h 0min	Pistón	2M
	F29	Presencia de aceite en el turbo	MC-MM-ME	1h 0min	Turbocompresor	3S

	F30	Paletas de ventilador desequilibradas	MC-MM-ME	1h 10min	Ventilador	1 M
	F31	Filtraciones de aire en tubo de succión	MC-MM-ME	2h 20min	Ventilador	2M
	F32	Presión de aceite excesiva	MC-MM-ME	1h 45min	Bomba de aceite	3M
GENERADOR ELÉCTRICO		RECURRENCIA DE PARADAS - PLANTA FUERZA EN SERVICIO ACTIVO	MC-MM-ME	Tiempo total		
OPERACIONES PRINCIPALES	F33	No hay continuidad en el circuito primario de la bobina	MC-MM-ME	1h 30min	Estator	2M
	F34	Humedad en la tapa del distribuidor, o la bobina de encendido	MC-MM-ME	1h 0min	Estator	1M
	F35	Defectos en el módulo electrónico	MC-MM-ME	1 h 0min	Conductor	3M
	F36	Rotor distribuidor de chispa en mal estado	MC-MM-ME	1h 45min	Rotor	3M
	F37	Contactos ruptores del circuito primario, quemados o sucios	MC-MM-ME	1 h 55min	Conductor	2M
	F38	No hay continuidad en el circuito secundario de la bobina	MC-MM-ME	1h 25min	Estator	1M
	F39	Quebradura de la cerámica aislante	MC-MM-ME	2h 20min	Aislante	2M
	F40	Alto voltaje salta a masa en la salida de la bobina	MC-MM-ME	3h 30min	Estator	3M
	F41	Bobinas del estator en cortocircuito, o interrumpidas	MC-MM-ME	1h 30min	Estator	2M
	F42	Roce del rotor contra el estator	MC-MM-ME	5h 0min	Rotor	3M
	F43	Correa motriz resbalando o rota	MC-MM-ME	55min	Entrehierro	1M
	F44	En sistema eléctrico de inyección, inyectores en mal estado	MC-MM-ME	3h 30min	Bomba eléctrica	3M
	F45	Porta escobillas positivo mal aislado	MC-MM-ME	4h 0min	Aislante	3M
	F46	Interruptor de contacto defectuoso	MC-MM-ME	4h 45min	Conductor	3M
	F47	Conexiones entre el bobinado y el colector mal soldadas	MC-MM-ME	1h 0min	Entrehierro	1M
	F48	Corto circuito en el devanado primario de la bobina	MC-MM-ME	3h 20 min	Estator	4M
	F49	Regulador de voltaje en mal estado	MC-MM-ME	1h 40min	Conductor	2M
	F50	Tapa del distribuidor con salto de la chispa a masa	MC-MM-ME	1h 45min	Bomba eléctrica	3M
	F51	Sobrecarga o agarrotamiento del rotor de la dinamo o el alternador	MC-MM-ME	4h 0 min	Rotor	4M
	F52	Sincronización defectuosa de la puesta a punto del encendido	MC-MM-ME	1h 40min	Entrehierro	2M
F53	Amperímetro o testigo luminoso en mal estado	MC-MM-ME	3h 15min	Conductor	3M	
F54	Porta escobillas negativo con mal contacto a masa	MC-MM-ME	2h 40min	Entrehierro	4M	
F55	Bobinado del estator en cortocircuito o parcialmente quemado	MC-MM-ME	1h 0min	Estator	3M	
F56	Descentramiento o suciedad en el colector	MC-MM-ME	50min	Rotor	1M	
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN		RECURRENCIA DE PARADAS - PLANTA FUERZA EN SERVICIO ACTIVO	MC-MM-ME	Tiempo total		
OPERACIONES PRINCIPALES	F57	Sobrecargas de tensión	MC-MM-ME	6h 0min	Barras de distribución	1A
	F58	corto circuito por líneas sin aislamiento	MC-MM-ME	7h 0min	Barras de distribución	1A
	F59	Uniones mal aisladas	MC-MM-ME	8h 0min	Terminales para conductores externos	t

	F60	Corto circuito en barras	MC-MM-ME	7h 0min	Barras de distribución	1A
	F61	Corto circuito en transformador de tensión superior	MC-MM-ME	7h 0min	Unidad de salida	1A
	F62	Corto circuito en transformador de intensidad	MC-MM-ME	8h 0min	Unidad de salida	1A
	F63	Rotura mecanismo del interruptor de potencia	MC-MM-ME	5h 0min	Barras de distribución	1A
	F64	Rotura mecanismo del interruptor de tres posiciones	MC-MM-ME	7h 0min	Terminales para conductores externos	1A
Transformador de potencia		RECURRENCIA DE PARADAS - PLANTA FUERZA EN SERVICIO ACTIVO	MC-MM-ME	Tiempo total		
	F65	Sobretensión en el sistema	MC-MM-ME	7h 0min	Bobinado primario	1A
	F66	Cortocircuito en el sistema de cableado por contacto con agua	MC-MM-ME	7h 15min	Cable del electrodo	6M
	F67	Sobre flujo magnético en el núcleo	MC-MM-ME	7h 0min	Bobinado impedancia	6M
	F68	Sobre presión en el tanque de aceite	MC-MM-ME	4h 15min	Borne de conexión	3M
	F69	Deterioro de la aislación por descargas parciales (Efecto Corona)	MC-MM-ME	4h 0min	Bobinado primario	3M
	F70	Cortocircuito fase a fase	MC-MM-ME	8h 0min	Bobinado impedancia	1A
	F71	Cortocircuito en vuelta del devanado	MC-MM-ME	4h 30min	bobinado secundario	6M
	F72	Averías en el núcleo	MC-MM-ME	4h 20min	Bobinado impedancia	4M
	F73	Averías en el tanque de aceite	MC-MM-ME	6h 30min	Borne de conexión	1A
	F74	Cortocircuito entre espiras	MC-MM-ME	7h 0min	Bobinado impedancia	1A
	F75	Sobrecalentamiento del sistema	MC-MM-ME	4h 0min	bobinado secundario	1A
	F76	Fisura en el cuerpo por corrosión	MC-MM-ME	7h 0min	Bobinado primario	1A
	F77	Deformación mecánica del borne de alta tensión	MC-MM-ME	4h 0min	bobinado secundario	4M
	F78	Fisuras en los bornes de baja media tensión	MC-MM-ME	6h 0min	bobinado secundario	1A
	F79	Rotura del devanado primario	MC-MM-ME	6h 0min	Bobinado primario	1A
	F80	Obstrucción de radiadores de refrigeración	MC-MM-ME	4h 10min	Cable del electrodo	4M
	F81	Avería en el conmutador	MC-MM-ME	8h 0min	Cable del electrodo	1A
	F82	Rotura de aisladores del borne de alta tensión	MC-MM-ME	4h 20min	Bobinado primario	4M
	F83	Avería en válvula de sobrepresión	MC-MM-ME	6h 0min	Interruptor	1A

A.8. Cotización del servicio de mantenimiento predictivo a la subestación eléctrica

RUC		CLIENTE	CONTACTO	FECHA	CIUDAD
1072621773		Pérez Malca Roy Nils	Pérez Malca Roy Nils	09-Jun-2018	LIMA
TELEFONO		DIRECCION	E-MAIL	DESCUENTO	T. PAGO
(01)807-4586		Jr. Ica 3154 SMP Lima 31	ventas@sysel.com.pe	10%	A CREDITO

ITEM	CODIGO	DESCRIPCION	CANTIDAD	CANT.	VR. UNITARIO	VR. TOTAL
1	098MJ	MPD térmografico: Unidad Motor GE, 3600P	365	2	\$2.35	\$1,715.50
2	103MJ	MPD térmografico: Transformador Potencia, Unidad: Aislamiento bobinas	365	1	\$1.50	\$547.50
3	207MJ	MPD térmografico: Unidad: Temperatura Pared Transformador, 1200 P	365	1	\$1.97	\$719.05
4	233MJ	MPD térmografico: Tableros de tensión, Unidad: Barras P y S	365	2	\$1.55	\$1,131.50
5	244MJ	MPD térmografico: Generador/Alternador, Unidad: Bobinados y Estator	365	2	\$1.23	\$897.90
6	500QP	MPD control de estado de aceite: Motor, Unidad: Sistema de transmisión	6	2	\$113.45	\$1,361.40
7	33QP	MPD control de estado de aceite: Transformador, Unidad: Filtración de AC	6	1	\$156.76	\$940.56
8	156QP	MPD control de estado de aceite: Motor, Unidad: Chumaceras Rótula	12	8	\$33.10	\$3,177.60
9	55QP	MPD control de estado de aceite: Alternador, Unidad: Chumaceras Agujas	12	4	\$54.13	\$2,596.24
10	98LP	MPD señal de vibración de Rodamientos Rótula y agujas	52	12	\$12.45	\$7,768.80
11	313LP	MPD señal de vibración ejes de transmisión: Motor, ventilador, chumaceras	52	3	\$9.87	\$1,539.72
12	24LP	MPD señal de vibración barras de tensión P y S	156	1	\$14.67	\$2,288.52

Normas de severidad de vibración. Norma ISO 2631

Normas de referencia Entes IRD.

SYSEL es una compañía especializada en servicios de mantenimiento predictivo a partir de las técnicas probadas y reguladas por la norma ISO 18436

GRAN TOTAL.	\$24,686
DTO	\$2,469
SUBTOTAL	\$22,218
I.Q.V 18%	\$3,999
VALOR TOTAL	\$ 26,217

ATENTAMENTE

ING. DANIEL MONCADA LOPEZ
DPT DE VENTAS

Jr. Ica 3154 SMP Lima 31 (ventas@sysel.com.pe)