

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES
FACULTAD DE TECNOLOGIA
POSTGRADO EN GESTION DEL MANTENIMIENTO



**DESARROLLO E IMPLEMENTACION DE UNA
METODOLOGIA DE GESTION DE
MANTENIMIENTO BASADO EN EL RIESGO PARA
MICROCENTRALES HIDROELECTRICAS**

**Tesis de Postgrado para la obtención del grado de Maestría en Gestión del
Mantenimiento**

POR: EDWIN JESUS ALAVE ALAVI

TUTOR: DR. ING. MARCO ANTONIO RUIZ GUTIERREZ

LA PAZ – BOLIVIA

Octubre, 2016

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES
FACULTAD DE TECNOLOGIA
POSGRADO EN GESTION DEL MANTENIMIENTO

Tesis de Postgrado:

**DESARROLLO E IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGIA DE
GESTION DE MANTENIMIENTO BASADO EN EL RIESGO PARA
MICROCENTRALES HIDROELECTRICAS**

Presentado por: Lic. Edwin Jesús Alave Alavi

Para optar el grado académico de *Maestría en Gestión del Mantenimiento*

Nota numeral:

Nota literal:

Ha sido:

Coordinador del Postgrado: M.Sc. Ing. Victor Hugo Herrera Cusicanqui

Tutor: Dr. Ing. Marco Antonio Ruiz Gutiérrez

Tribunal: MSc. Ing. Carlos Andrade Mallea

Tribunal: MSc. Lic. Jhonny Tenorio Misto

A Dios y a mi familia, que me dieron la vida
y por todas las oportunidades que me han
brindado.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por haberme dado la vida, sabiduría, salud, fuerza y perseverancia para finalizar esta etapa de mi vida que concluye con la presentación de este trabajo; fruto de dedicación, esfuerzo, colaboración, y por haberme dado un núcleo familiar estable en el cual el amor y el respeto son primero.

Agradecimiento a nuestra Prestigiosa Casa de Estudios Superiores, Universidad Mayor de San Andrés, por acogerme durante varias etapas de mi formación profesional, proporcionándome perspectivas nuevas y buena calidad de enseñanza académica.

Un sincero y especial agradecimiento al Dr. Ing. Marco Antonio Ruiz Gutiérrez, MSc. Ing. Carlos Andrade Mallea y MSc. Lic. Jhonny Tenorio Misto, tutor y tribunales respectivamente, por sus consejos, orientaciones y sugerencias, que acertadamente me brindaron para la conclusión del presente trabajo.

También un agradecimiento afectuoso a los compañeros y amigos de la Facultad y todas las personas que me brindaron todo el apoyo y comprensión, para realizar este trabajo.

TABLA DE CONTENIDOS

Página

CAPITULO I: GENERALIDADES

1.1. Introducción	1
1.2. Justificación	1
1.2.1. Justificación técnica	1
1.2.2. Justificación social	2
1.2.3. Justificación económica	2
1.3. Formulación del problema	2
1.4. Objetivo general	3
1.5. Objetivos específicos	3
1.6. Hipótesis y variables	3
1.7. Alcances y límites	4

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. Antecedentes	5
2.2. La microcentral hidroeléctrica	6
2.3. Conceptos y principios básicos	7
2.3.1. Calidad	7
2.3.2. Fiabilidad	7
2.3.3. Mantenibilidad	8
2.3.4. Disponibilidad	8
2.3.5. Mantenimiento	8
2.3.5.1. Mantenimiento correctivo	9
2.3.5.2. Mantenimiento preventivo	9
2.3.5.3. Mantenimiento predictivo	10
2.3.5.4. Mantenimiento Productivo Total	10
2.3.6. Falla	11
2.3.6.1. Causas de fallos	12

2.3.6.2. Clasificación de los fallos	12
2.4. Evolución del mantenimiento	13
2.5. Gestión de riesgo	14
2.6. Patrones de tasa de fallo	14
2.7. La curva de bañera	16
2.8. Modelos de tasas de fallos	17
2.8.1. Distribución exponencial	17
2.8.2. Distribución normal	18
2.8.3. Distribución de Weibull	19
2.9. Análisis del riesgo	21
2.10. Definición del riesgo	22
2.11. Definición matemática del riesgo	22
2.12. Índice de riesgo	23
2.13. Análisis de modos de fallo y sus efectos (AMFE)	23
2.14. Análisis de causa efecto	24
2.15. El mantenimiento basado en el riesgo	25
2.15.1. División jerárquica del equipo	28
2.15.2. Determinación de los modos de fallo	29
2.15.3. Determinación de fallo funcional y fallo técnico	29
2.15.4. Análisis mediante árbol de fallos	30
2.15.5. Análisis mediante árbol de sucesos	31
2.15.6. Evaluación del riesgo	33
2.15.7. Probabilidad de fallo	33
4.15.8. Consecuencias del fallo	34
2.15.9. Matriz de riesgo	37
2.15.10. Aceptabilidad de los riesgos	38
2.15.11. Planificación del plan de mantenimiento	38
CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO	
3.1. Tipo de estudio	40

3.2. Diseño de la investigación	40
3.3. Población y muestra	40
3.4. Técnicas de investigación y análisis	41
3.4.1 Técnicas de recolección de datos	41
3.4.2. Técnicas de análisis de datos	42
3.5. Etapas de la investigación	42
3.5.1. Etapa I: Revisión bibliográfica	42
3.5.2. Etapa II: Descripción y diagnóstico de la situación actual del sistema a estudiar	43
3.5.3. Etapa III: Recopilación de la información técnica e identificación de riesgo	43
3.5.4. Etapa IV: Estimación de probabilidad y consecuencia de fallo	43
3.5.5. Etapa V: Cuantificación y evaluación del riesgo	44
3.5.6. Etapa VI: Planificación del plan de mantenimiento	44
3.5.7. Etapa VII: Ejecución del programa y presentación de resultados	44
CAPITULO IV: MARCO PRACTICO, APLICACION DE LA METODOLOGIA DE GESTION DE MANTENIMIENTO BASADO EN EL RIESGO PARA MIROCENTRALES HIDROELECTRICAS	
4.1. Metodología de mantenimiento basado en el riesgo	45
4.1.1. Determinación del valor de la probabilidad	48
4.1.2. Determinación del valor de la consecuencia	53
4.1.3. Calculo del riesgo	59
4.2. Ficha de evaluación de las microcentrales	60
4.3. Desarrollo del estudio en el sistema hidroeléctrico	64
4.3.1. Subsistema de turbina hidroeléctrica	64
4.3.2. Subsistema de generación eléctrica	69
4.3.3. Subsistema de tablero de control eléctrico	71
4.3.4. Subsistema controlador de carga electrónico	75
4.4. Resultados de la metodología RBM	79

4.5. Planificación del plan de mantenimiento del sistema	89
4.5.1. Programa de mantenimiento	89
4.5.1.2. Vibraciones en la turbina	91
4.5.1.2. Falla de los tiristores	92
4.5.1.3. Resistencias de carga secundaria quemado	93
4.5.1.4. Desalineamiento en el acople	93
4.5.1.5 . Montaje defectuoso	94
4.5.2. Registro de parámetros de funcionamiento del equipo	95
4.5.3. Capacitación del operador	96
CAPITULO V: RESULTADOS Y CONCLUSIONES	
5.1. Análisis general del funcionamiento de las microcentrales	97
5.2. Comprobación de hipótesis	97
5.3. Conclusiones	100
5.4. Recomendaciones	101
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	103
ANEXOS	
Anexo A. Ficha de evaluaciones de microcentrales	106
Anexo B. Costos porcentuales de componentes de proyectos con microcentrales	121
Anexo C. Tabla con la tasa de falla horaria para componentes eléctricos	122
Anexo D. Norma Boliviana NB/ISO 31000	123
Anexo E. Galería de fotos	125

Fig. 2.1 Microcentral hidroeléctrica	6
Fig. 2.2 Curva de tasa de fallos para diferentes tipos de equipos	15
Fig. 2.3 Curva de la bañera	16
Fig. 2.4 $f(t)$ Densidad de probabilidad y $F(t)$ Función de distribución exponencial	18
Fig. 2.5 $f(t)$ Densidad de probabilidad y $F(t)$ Función de distribución normal	18
Fig. 2.6 Función de la densidad de probabilidad Weibull para varios valores de β	20
Fig.2.7 Diagrama causa-efecto	24
Fig. 2.8 Mantenimiento basado en el riesgo	25
Fig. 2.9 Modelo de gestión de mantenimiento	27
Fig. 2.10 Proceso de gestión del riesgo según la norma AN/NZS 4360:2004	28
Fig. 2.11 Árbol de fallas	31
Fig. 2.12 Árbol de sucesos	32
Fig. 2.13 Matriz de riesgo	37
Fig. 4.1 Diagrama en bloques del sistema hidroeléctrico (Casa de maquinas)	46
Fig. 4.2 Árbol de fallos del rodamiento de la turbina	48
Fig. 4.3 Árbol de consecuencias del rodamiento de la turbina	53
Fig. 4.4. Turbina Pelton	64
Fig. 4.5 Árbol de fallos del subsistema 1 (fallo funcional 01)	65
Fig. 4.6 Árbol de fallos del subsistema 1 (fallo funcional 02)	66
Fig. 4.7 Árbol de fallos del subsistema 1 (fallo funcional 03)	66
Fig. 4.8 Árbol de fallos del subsistema 1 (fallo funcional 04)	67
Fig. 4.9 Árbol de fallos del subsistema 1 (fallo funcional 05)	67
Fig. 4.10 Generador eléctrico (30 Kw)	69
Fig. 4.11 Árbol de fallos del subsistema 2 (fallo funcional 01)	70
Fig. 4.12 Árbol de fallos del subsistema 2 (fallo funcional 02)	70
Fig. 4.13 Tablero de control eléctrico	72
Fig. 4.14 Banco de resistencias (balastro)	72

Fig. 4.15	Árbol de fallos del subsistema 3 (fallo funcional 01)	73
Fig. 4.16	Árbol de fallos del subsistema 3 (fallo funcional 02)	73
Fig. 4.17	Árbol de fallos del subsistema 3 (fallo funcional 03)	74
Fig. 4.18	Circuito regulador de carga	75
Fig. 4.19	Árbol de fallos del subsistema 4 (fallo funcional 01)	76
Fig. 4.20	Árbol de fallos del subsistema 4 (fallo funcional 02)	77
Fig. 4.21	Árbol de fallos del subsistema 4 (fallo funcional 03)	77
Fig. 4.22	Árbol de fallos del subsistema 4 (fallo funcional 04)	78
Fig. 4.23	Diagrama de Pareto de las causas de fallo del sistema	83
Fig. 4.24	Clasificación ordenada de riesgos	85
Fig. 4.25	Contribución de los subsistemas al riesgo global	86
Fig. 4.26	Matriz de riesgos del sistema hidroeléctrico	87
Fig. 4.27	Modelo de matriz de riesgos desarrollada para la metodología	88

TABLAS

Página

Tabla 2.1 Nivel de probabilidad de fallo	34
Tabla 2.2 Criterios de las consecuencias	35
Tabla 2.3 Consecuencias de impacto humano	36
Tabla 2.4 Consecuencias de impacto ambiental	36
Tabla 2.5 Consecuencias de impacto operacional	36
Tabla 2.6 Consecuencias de impacto económico	37
Tabla 4.1 Subsistemas a estudiar	47
Tabla 4.2 Niveles de probabilidades de fallos del sistema	48
Tabla 4.3 Determinación de MTBF por juicio experto	50
Tabla 4.4 Determinación de MTBF por distribución exponencial	52
Tabla 4.5 Consecuencias de impacto humano del sistema	54
Tabla 4.6 Consecuencias de impacto ambiental del sistema	54
Tabla 4.7 Consecuencias de impacto operacional del sistema	55
Tabla 4.8 Consecuencias de impacto económico del sistema	55
Tabla 4.9 Niveles de consecuencia de fallo del sistema	55
Tabla 4.10 Determinación de la consecuencia por juicio experto	57
Tabla 4.11 Hoja de análisis del subsistema de turbina hidroeléctrica	68
Tabla 4.12 Hoja de análisis del subsistema de generación eléctrica	71
Tabla 4.13 Hoja de análisis del subsistema de tablero de control	74
Tabla 4.14 Hoja de análisis del subsistema controlador de carga electrónico	78
Tabla 4.15 Clasificación decreciente de riesgos de las causas de fallo	79
Tabla 4.16 Fallas funcionales del sistema hidroeléctrico	84
Tabla 4.17 Herramientas e instrumentos para el mantenimiento	90
Tabla 4.18 Programa de mantenimiento según su periodicidad	91
Tabla 4.19 Lectura de parámetros de funcionamiento	95
Tabla 4.20 Registro de mantenimiento y fallas del equipo	96
Tabla 5.1 Comparación de los tiempos medios entre fallas	98

Tabla 5.2 Comparación de las disponibilidades de equipos y/o pieza	99
Tabla 5.3 Comparación de riegos totales de la metodología	99

RESUMEN

El siguiente trabajo fue realizado con la finalidad de implementar un programa de mantenimiento basado en el riesgo, enfocado en la fiabilidad de operación de las microcentrales, a fin de disminuir las horas de parada no programadas, elevar la disponibilidad del sistema y minimizar los costos asociados al mantenimiento. Para lograr esto, se utilizó el proceso de la metodología de mantenimiento basado en el riesgo:

- Comunicación y consulta
- Establecer el contexto
- Identificar los riesgos
- Analizar los riesgos
- Evaluar los riesgos
- Tratar el riesgo
- Monitorear y revisión del riesgo

Este análisis sirvió de base para seleccionar las fallas de mayor riesgo e identificar los riesgos más críticos para reducirlos y mantenerlos dentro de un nivel aceptable, también esta metodología resulta muy eficaz para reducir costes en las actividades de mantenimiento y enfocar las actividades de mantenimiento en los elementos verdaderamente críticos, y se observa que aproximadamente el 80% de los riesgos en una planta están asociados únicamente al 20% de las actividades y elementos.

Una vez detectados los riesgos críticos, se diseñó el programa de mantenimiento y se planteó la ejecución de la metodología. De no ser corregidos a tiempo, pueden originar fallas que impactarían significativamente en el funcionamiento, seguridad y medio ambiente.

SUMMARY

The following thesis has been done to implement a maintenance risk-based program, focused on the reliability of operation of small size power generators in order to reduce unscheduled stop times, raising the system availability and minimize costs associated with maintenance. To achieve this, the process of maintenance methodology was used on the risk:

- Communication and consultation
- Establishment of the context
- Identify the risks
- Analyze the risks
- Assess the risks
- Treat the risk
- Monitoring and risk review

This analysis was the basis for selecting higher risk failures and identifies critical ones to reduce and keep within an acceptable risk level; also this methodology is highly effective in reducing costs activities maintenance and maintenance activities focusing on truly critical elements, and notes that some 80% of the risks of a plant are associated only 20% of the activities and elements.

Once detected critical risks, the maintenance program was designed and implementation of the methodology was raised. If not corrected in time, these risks may cause flaws that would impact significantly on performance, safety and environmental ambient.

PALABRAS CLAVES

Tiempo medio entre fallos (MTBF): Tiempo medio entre averías sucesivas de un ítem reparable. Y es inverso a la tasa de fallos.

Tiempo medio de reparación (MTTR): Tiempo medio necesario para reparar un ítem.

Mantener: Conjunto de acciones para que las instalaciones y máquinas de una industria funcionen adecuadamente.

Producción: Es un proceso mediante el cual se genera utilidades a la industria.

Falla o avería: Daño que impide el buen funcionamiento de la maquinaria o equipo.

Confiabilidad: Buena funcionalidad de la maquinaria y equipo dentro de una industria, en definitiva, el grado de confianza que proporcione una planta.

Disponibilidad: Porcentaje de tiempo de buen funcionamiento de una maquina o equipo por ente de toda la industria es decir producción optima.

Fiabilidad: Capacidad de un ítem para efectuar su función específica en unas condiciones y con un rendimiento definidos durante un período de tiempo determinado. Puede expresarse como la probabilidad de que funcione correctamente en las condiciones operativas de diseño durante un determinado período de tiempo.

Seguridad: Asegurar el equipo y personal para el buen funcionamiento de la planta, para prevenir condiciones que afecten a la persona o la industria.

Diagnóstico: Dar a conocer las causas de un evento ocurrido en el equipo o máquina o evaluar su situación y su desempeño.

Mejorar: Pasar de un estado a otro que de mayor desempeño de la máquina o equipo.

Planificar: Trazar un plan o proyecto de las actividades que se van a realizar en un periodo de tiempo.

Activo: Conjunto de ítems de carácter permanente que una empresa o entidad utiliza como medio de explotación.

Ciclo de vida: Tiempo durante el cual un ítem conserva su capacidad de utilización. El período abarca desde su adquisición hasta que es sustituido o es objeto de restauración / rehabilitación.

Equipo: Unidad compleja de orden superior integrada por conjuntos, componentes y piezas, agrupados para formar un sistema funcional (generador eléctrico, transformador eléctrico). Equivale al término máquina.

Ficha histórica: Registro de las incidencias, averías, reparaciones y actuaciones en general que conciernen a un determinado ítem. Equivale al término historial.

Gestión de mantenimiento: Actuaciones con las que la dirección de una organización de mantenimiento sigue una política determinada.

Ítem: Sistema, subsistema, instalación, planta, máquina, equipo, estructura, edificio, conjunto, componente o pieza que pueda ser considerada individualmente y que admita su revisión o prueba por separado.

Mantenibilidad: Facilidad con la que puede realizarse una intervención de mantenimiento. Se puede expresar como la probabilidad de que un ítem averiado puede ponerse de nuevo en un estado operativo en un período de tiempo dado, cuando el mantenimiento se realiza con condiciones determinadas y se efectúa con los medios y procedimientos establecidos.

Máquina: Unidad compleja de orden superior integrada por conjuntos, componentes y piezas, agrupadas para formar un sistema funcional (torno, compresor). Equivale al término equipo.

Reparación: Restitución de un ítem a condición admisible de utilización mediante el arreglo o reposición de las partes dañadas, desgastadas o consumidas.

Vibración: Movimiento oscilante respecto a una posición de referencia de las partículas de un cuerpo sólido.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1. Introducción

Como consecuencia de la gran crisis energética en poblaciones alejadas del área urbana, algunos países latinoamericano se vieron obligados a ver nuevas alternativas de producción energética, que sean más amigables con el entorno ambiental y de bienestar con la sociedad en su conjunto.

Los recientes avances en el desarrollo de mini y microcentrales hidroeléctricas, así como la disponibilidad de un amplio rango de pequeñas turbinas ha hecho posible la explotación de esta fuente de energía hidráulica en poblaciones alejadas del país. Estas instalaciones hidroeléctricas pueden ser consideradas sistemas de tecnología renovable; están acorde con los propósitos medio ambientales por ser poco contaminantes y aplicables a escala local; como ser en zonas rurales del norte de La Paz. Pero estos sistemas necesitan una estrategia de mantenimiento que; controle la disponibilidad de los equipos, el grado de deterioro del equipo, que garantice una operación segura, cuidado con el medioambiente y minimizar los costos de operación.

En las últimas dos décadas se han realizado importantes avances en el desarrollo de nuevas estrategias de mantenimiento y el mantenimiento basado en el riesgo es una de estas; que es una herramienta metodológica que permite la gestión del mantenimiento bajo nuevos paradigmas, se logra mediante la adopción de un enfoque estructurado para el estudio de fallas del equipo y la implementación de una estrategia optima para la inspección y mantenimiento del equipo.

1.2. Justificación

1.2.1. Justificación técnica

Durante los últimos años; la construcción de microcentrales en el país se ha incrementado como consecuencia a la demanda creciente de energía, pero por falta de

mantenimiento o una mala operación; se tiene fuera de servicio el sistema durante un tiempo considerable, hasta que se solucione el problema; que generalmente es un mantenimiento correctivo en la microcentral.

El trabajo tiene por finalidad utilizar técnicas de mantenimiento en las microcentrales, para la optimización de la generación de energía eléctrica, que sea constante en el tiempo y con una vida útil prolongada.

1.2.2. Justificación social

Muchas de las comunidades poseedoras de este tipo de centrales, no tienen las posibilidades reales de optar a un plan de mantenimiento preventivo que permita el normal desempeño técnico del equipo. Desde este punto de vista, la implementación de un plan de gestión de mantenimiento permitirá mejorar la fiabilidad de funcionamiento del equipo y sin duda reportará beneficios sociales a las comunidades involucradas, permitiendo así un desarrollo humano efectivo y además de un uso adecuado de este recurso energético.

1.2.3. Justificación económica

Los costos de generación eléctrica de las microcentrales hidroeléctricas por (KW/Hr.) son bajos económicamente hablando, en relación al tendido eléctrico del sistema interconectado, razón suficiente para indicar que los beneficios serán apreciables una vez implementado el plan de mantenimiento.

1.3. Formulación del problema

De los distintos casos conocidos y reportados por los mismos usuarios de las microcentrales, tanto del funcionamiento y servicio que realizan algunas microcentrales; se han obtenido informaciones de falta de mantenimiento en todo el sistema electromecánico. Una vez instalado una microcentral hidroeléctrica, no se planifica un programa serio de mantenimiento para el sistema, para los componentes, los elementos

de control y así viabilizar el funcionamiento requerido de las microcentrales hidroeléctricas. Las condiciones para mantener un programa de mantenimiento y tener un rendimiento óptimo, se ven limitados por falta de gestión de mantenimiento y una buena operación del sistema empleado.

1.4. Objetivo general

Desarrollar una metodología de gestión de mantenimiento basado en el riesgo, para mejorar la fiabilidad operacional de las microcentrales hidroeléctricas.

1.5. Objetivos específicos

- Analizar el régimen de operación de las microcentrales hidroeléctricas.
- Identificar los riesgos más críticos, de acuerdo a parámetros preestablecidos.
- Evaluar los riesgos estimados, con los criterios de aceptación preestablecidos.
- Planificar la gestión de mantenimiento basado en el riesgo.
- Proponer la implementación del método; con actividades de inspección, cobertura y periodicidad.

1.6. Hipótesis y variables

El riesgo de fallas electromecánicas en las microcentrales hidroeléctricas, tienen directa relación con el tiempo medio entre fallas y el nivel de consecuencias.

Variable Dependiente

- Riesgo

Variables Independientes

- Tiempo medio entre fallas (MTBF)
- Consecuencias.

1.7. Alcances y límites

La gestión de mantenimiento estará destinada para microcentrales con derivación, con equipos que estén dentro la casa de maquinas y una potencia de generación hasta 100KW, clasificación propuesta para microcentrales; por la Organización de las Naciones Unidad para el Desarrollo Industrial (O.N.U.D.I.). Quedaran excluidos del plan de mantenimiento, las instalaciones de tendido de líneas eléctricas y las instalaciones de obra civil hidráulica.



CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1. Antecedentes

El mantenimiento está estrechamente relacionada con la evolución tecnológica que ha experimentado la industria en general y la industria química en particular, su gran crecimiento y consecuentemente el incremento de productos químicos en las instalaciones y en diversos medios de transporte, han provocado un aumento de la probabilidad de que ocurran grandes accidentes sobre las personas, el medio ambiente y los equipos.

Estos riesgos se han puesto de actualidad en las últimas décadas, por desgracia; a causa de algunos accidentes de graves consecuencias. Concretamente 1984 se registro tres de los accidentes más graves de la historia: Sao Paulo (rotura de una conducción de gasolina, 800 muertos), Ciudad de México (explosión e incendio de un parque de almacenamiento de GLP, 450 muertos) y Bhopal (escape de gas con formación de una nube tóxica, 3000 muertos). En 1989 la explosión de una gran nube de gas, probablemente la mayor de la historia procedente de un escape, provoco la muerte de aproximadamente 1000 personas en los Urales. Respecto al impacto ambiental, 1986 registro un grave episodio de contaminación en el Rin originado por el incendio de una industria química. [1]

Los métodos de inspección y evaluación de riesgos vienen usándose desde hace varias décadas, para ayudar a los empresarios y profesionales de la seguridad en la toma de decisiones.

Como precursores en la realización de evaluación de riesgos contamos con los trabajos realizados en las industrias aeroespaciales y nucleares, dado el gran potencial de daño asociado al riesgo, con actuaciones que se extendieron con posterioridad a la industria química. Fue en 1962 cuando la Bell Telephone Laboratories en colaboración

con el Air Force's Minuteman Missile System, inicio el análisis de riesgos mediante arboles de fallo, método que fue desarrollado por la Boeing Aircraft Corporation. Con posterioridad, algunas variantes de estos métodos, como los estudios de riesgo y operabilidad, Hazop, y los estudios cuantitativos de los riesgos como el Hazan, fueron aplicados por la Imperial Chemical Industries y el resto de grandes empresas de la industria química. [2]

2.2. La microcentral hidroeléctrica

Las microcentrales hidroeléctricas son instalaciones que generan energía eléctrica utilizando caídas de agua. La energía de una microcentral se obtiene aprovechando la energía potencial que adquiere el caudal al final de una caída, la que es transformada por una turbina en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica por el generador. [3]

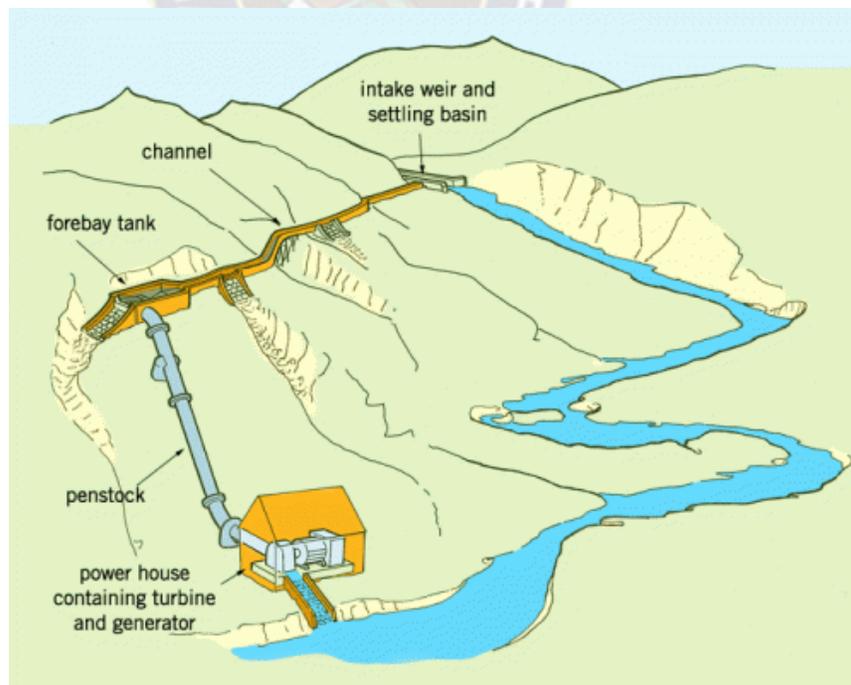


Fig. 2.1 Microcentral hidroeléctrica
Fuente: <http://practicalaction.org>

Una microcentral tiene los siguientes componentes:

- Dique de derivación y toma (intake weir and settling basin), es una estructura que permite captar el agua de la fuente hídrica y derivarla hacia el canal de acceso.
- Canal (channel), conduce el agua desde la bocatoma hasta la cámara de carga y/o desarenador.
- Cámara de carga (forebay tank), es el depósito que alimenta con agua a la tubería de presión.
- Tubería de presión (penstock), es la que conduce el agua desde la cámara de carga hasta la turbina, entregándola a la presión generada por el desnivel de la caída.
- Casa de fuerza (power house), también llamada casa de maquinas y es el lugar donde se encuentra instalada el grupo hidroeléctrico, conformado por: Turbina hidráulica, generador eléctrico, tablero de control y regulador de carga.

2.3. Conceptos y principios básicos

2.3.1. Calidad

La calidad puede definirse como la medida en la cual un producto o servicio se ajusta a las especificaciones o requerimientos para una tarea o función dada.

Por otro lado la calidad permite determinar el grado de un conjunto de características inherentes presentadas por un bien o servicio y de esta manera juzgar el valor de estos últimos, comparándolos. [4]

2.3.2. Fiabilidad

Se define como la probabilidad, durante un periodo de tiempo especificado, de que el equipo en cuestión pueda realizar su función o una actividad en las condiciones de utilización. [5]

La fiabilidad se suele representar con la letra R (de la palabra inglesa reliability) y también como “calidad” en el tiempo. Una medida de la fiabilidad es el MTBF (Tiempo medio entre fallas). [5]

2.3.3. Mantenibilidad

Se define como la probabilidad de que el equipo, después del fallo o avería sea puesto en estado de funcionamiento en un tiempo dado. Una media de la mantenibilidad es el MTTR (Tiempo Medio de Reparación). [5]

2.3.4. Disponibilidad

Es la probabilidad, en el tiempo, de asegurar un servicio requerido. Hay autores que definen la disponibilidad con el porcentaje de equipos o sistemas útiles en un determinado momento, frente al parque total de equipos o sistemas. [5]

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

2.3.5. Mantenimiento

Se define como un conjunto de normas y técnicas establecidas para la conservación de la maquinaria e instalaciones de una planta, para que proporcione mejores condiciones de funcionamiento con el fin de maximizar su disponibilidad. Y el mantenimiento industrial se puede definir como; las técnicas que se utilizan para asegurar el funcionamiento de la maquinaria y la correcta utilización de edificios e instalaciones. [6]

La gestión del mantenimiento es el conjunto de técnicas utilizadas que tienen por objeto conseguir una utilización óptima de los activos productivos, manteniéndolos estos para una producción eficiente y con unos gastos mínimos.

Existen muy variadas definiciones de mantenimiento, pero que al final, todas llegan a lo mismo. La definición clásica de mantenimiento la podemos citar como: “El

mantenimiento es la administración, ejecución, control y calidad de todas las actividades que aseguren niveles adecuados de disponibilidad y desempeño adecuado de las instalaciones y equipo para cumplir los objetivos de la empresa”. [7]

Actualmente el mantenimiento busca aumentar y confiabilizar la producción, donde la misión del mantenimiento es implementar y mejorar en forma continua las estrategias de mantenimiento para maximizar los beneficios mediante acciones innovadoras, económicas y seguras. De manera rápida y sencilla se puede resumir la evolución y clasificación del mantenimiento en:

- Mantenimiento Correctivo
- Mantenimiento Preventivo
- Mantenimiento Predictivo
- Mantenimiento Productivo Total

2.3.5.1 Mantenimiento correctivo

En este tipo de mantenimiento, también llamado mantenimiento “a rotura” (breakdown maintenance), solo se interviene en los equipos cuando el fallo ya se ha producido. Se trata, por tanto de una actividad pasiva, frente a la evolución del estado de los equipos, a la espera de la avería o fallo. [7]

Este tipo de mantenimiento es el único que se practica en una gran cantidad de industrias, y en aquellas industrias donde no están tan mecanizadas, por lo que los periodos de parada no es importante y en muchas ocasiones esto está plenamente justificado, especialmente en aquellos casos en los que existe un bajo coste de reposición de los componentes afectados.

2.3.5.2 Mantenimiento preventivo

El propósito de un mantenimiento preventivo es detectar un problema menor y antes de que este se convierta en un problema mayor, porque la finalidad del mantenimiento es

asegurar la disponibilidad de los equipos e instalaciones, para obtener un rendimiento óptimo. La finalidad del mantenimiento preventivo es disminuir o evitar la reparación, mediante rutinas de inspecciones periódicas y la renovación de los elementos deteriorados.

Un tipo de mantenimiento que también se considera preventivo es aquel, sin llegar al desmontaje de los equipos, se ocupa de forma periódica de realizar las tareas propias de lo que se suele llamar entretenimiento de los equipos, es decir, engrase y cambio de lubricantes, limpieza, sustitución periódica de ciertos elementos vitales del equipo, etc. Aunque a todos los efectos se trata de un mantenimiento preventivo, se le suele denominar mantenimiento rutinario, con el fin de distinguirlo del anterior. [7]

2.3.5.3 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo se entiende como aquella metodología que basa las intervenciones en la maquina o instalación sobre la que se aplica, en la evolución de una determinada variable que sea realmente identificadora de su funcionamiento y fácil de medir. [5]

El mantenimiento predictivo parte del conocimiento del estado de los equipos. De esta manera se reemplazan los elementos cuando no se encuentren en buenas condiciones de funcionamiento, suprimiendo las paradas por inspección innecesaria y, evitar las averías imprevistas, por la detección preventiva de cualquier anomalía funcional y el seguimiento de su posible evolución.

2.3.5.4 Mantenimiento Productivo Total

El mantenimiento productivo total no es una técnica, sino una filosofía mediante la cual se trata de inculcar en todos los trabajadores de una organización que las labores de mantenimiento de productos y maquinas no son exclusivas del personal de mantenimiento o de servicio. La intención del TPM es que labores de mantenimiento

menores que no requieren un nivel especial de conocimiento o habilidad pueda ser realizadas por todas las personal. [8]

El mantenimiento productivo total (Total Productive Maintenance, TPM) está basado en la concepción japonesa de “mantenimiento al primer nivel”, con un enfoque hacia el análisis de calidad de la producción. Con esta forma de mantenimiento se intenta recoger y aplicar las tendencias más recientes en cuanto a la planificación participativa integral de todas las tareas del mantenimiento, incluyendo las técnica utilizadas y su gestión, la administración del mantenimiento, el control de los distintos índices asociados al funcionamiento de los equipos y al conjunto de las instalaciones (fiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad). Por tanto, esta filosofía de mantenimiento implica a todos los estamentos y niveles de producción, que va en contra del enfoque tradicional del mantenimiento, en el que unas personas se encargan de producir y otras de reparar cuando hay fallas, el TPM plantea por la implementación continua de toda la plantilla en el cuidado, limpieza y mantenimiento preventivo, logrando que no exista fallas, accidentes o defectos, utilizando para esto una estructura de planificación jerárquica que, partiendo de los objetivos últimos de la explotación; vaya desglosando en tareas concretas hasta llegar al operador y a las acciones específicas sobre cada máquina y elementos de las instalaciones. [9]

Ninguno de los tipos anteriores de mantenimiento se utiliza de forma exclusiva en una instalación industrial, sino que, se practica una adecuada combinación de los tipos anteriores descritos, realizando lo que se llama el mantenimiento planificado. Esto consiste, en efectuar una correcta selección de los equipos a los que se va a aplicar cada uno de los tipos de mantenimiento anteriores. [7]

2.3.6. Falla

El fallo se puede definir como el no cumplimiento de la capacidad del equipo para realizar la función requerida, también como la pérdida de la disponibilidad de una pieza

o un sistema. El fallo puede ser completo si el sistema no se puede utilizar, o parcial si el sistema es utilizable, pero esta justamente fuera de los límites especificados y mientras la fiabilidad es la probabilidad de la no existencia de fallo. Una falla puede ser clasificada de acuerdo con el modo, causa y efecto: [10]

- El modo de falla es el síntoma por el cual se observa la falla, o la circunstancia que acompaña un fallo concreto. Ej. El sistema no lubrica, donde los modos de fallo podrían ser (No lubrica por no tener aceite en el depósito, no lubrica por obstrucción en algún conducto, etc.)
- La causa de una falla puede ser intrínseca, debido al deterioro de un componente, o extrínseca debido al mal uso del mismo.
- El efecto (consecuencia) de una falla, es la evidencia o los hechos de que la falla ha ocurrido.

2.3.6.1. Causas de fallos

Cuando un equipo o las instalaciones fallan, es generalmente por uno de estos cuatro motivos: [10]

- Por un fallo en el material, cuando una determinada pieza queda imposibilitada para prestar su servicio
- Por un error humano del personal de operación.
- Por un error humano del personal de mantenimiento.
- Condiciones externas anómalas.

2.3.6.2. Clasificación de los fallos

Pueden establecerse diferentes tipos de clasificación de los fallos, algunos de los criterios más relevantes son:

- Según las consecuencias, se decide si el fallo puede ser evitado o tan solo deben buscarse formas de amortiguarse sus efectos. Por tanto, se deben analizar los fallos a evitar y amortiguar.

- Atendiendo al modo de aparición y desarrollo del fallo puede ser: progresivos o repentinos.
- Si el fallo se debe a la dimensión o a su efecto en el proceso: parcial o total.
- Si se considera al momento en el que se produce el fallo, puede ser: prematuro, por envejecimiento y aleatorio.
- Si se considera la duración del fallo: Estable, pasajero e intermitente.
- Y atendiendo a la información que se tenga del fallo: el fallo es manifiesto y oculto.

2.4. Evolución del mantenimiento

La evolución del mantenimiento se estructura en las cuatro siguientes generaciones:[11]

- **Primera generación.** Mantenimiento correctivo total. Reparar en caso de averiar.
- **Segunda generación.** Se empiezan a realizar tareas de mantenimiento para prevenir averías. Sistemas para la planificación; control del trabajo, revisiones cíclicas y repetitivas con una frecuencia determinada.
- **Tercera generación.** Se implanta el mantenimiento a condición. Es decir, se realizan monitorizaciones de parámetros en función de los cuales se efectuaran los trabajos propios de sustitución o reacondicionamiento de los elementos en base a mantenimiento predictivos y monitorización.
- **Cuarta generación.** Se ve la necesidad de integrar todos los nuevos conceptos de mantenimiento que en los últimos años se plantearon. Se implantan sistemas de mejora continua de los planes de mantenimiento preventivo, de la organización y ejecución del mantenimiento; como el estudio de análisis de riesgo, gestión integral del mantenimiento basado en nuevos conceptos (R.C.M y T.P.M.) y nuevas metodologías, donde se establecen los grupos de mejora y seguimiento de las acciones. La metodología se centra en la eliminación de fallas; utilizando técnicas

proactivas, donde no es suficiente con eliminar las consecuencias de las fallas, sino que se debe encontrar las causas de esa fallas para eliminarlas y evitar que se repitan.

2.5. Gestión de riesgo

La gestión de riesgo es un programa de trabajo y estrategias para disminuir la vulnerabilidad y promover acciones de conservación, desarrollo de mitigación y prevención frente a desastres naturales y antrópicos. [12]

Hablar de gestión de riesgo significa desarrollar una serie de medidas que permitan conocer y dimensionar todos los elementos relacionados con los riesgos para poder hacerles frente, hacerlos decrecer o, en el mejor de los casos, anularlos. [12]

La gestión del riesgo es una forma de enfoque estructurado para manejar la incertidumbre relativa a una amenaza. Cada día cobra más importancia por la identificación y control de los posibles sucesos que pueden existir con una probabilidad baja y consecuencias graves, sobre todo en instalaciones industriales con alto riesgo de operación.

2.6. Patrones de tasa de fallo

Las nuevas investigaciones están cambiando acerca de la relación existente en una maquina; entre el envejecimiento, la falla y en muchos equipos hay muy poca relación entre el tiempo de operación y la probabilidad de falla. En el mantenimiento actual se han demostrado que existen seis patrones diferentes de la tasa de fallas: [13]

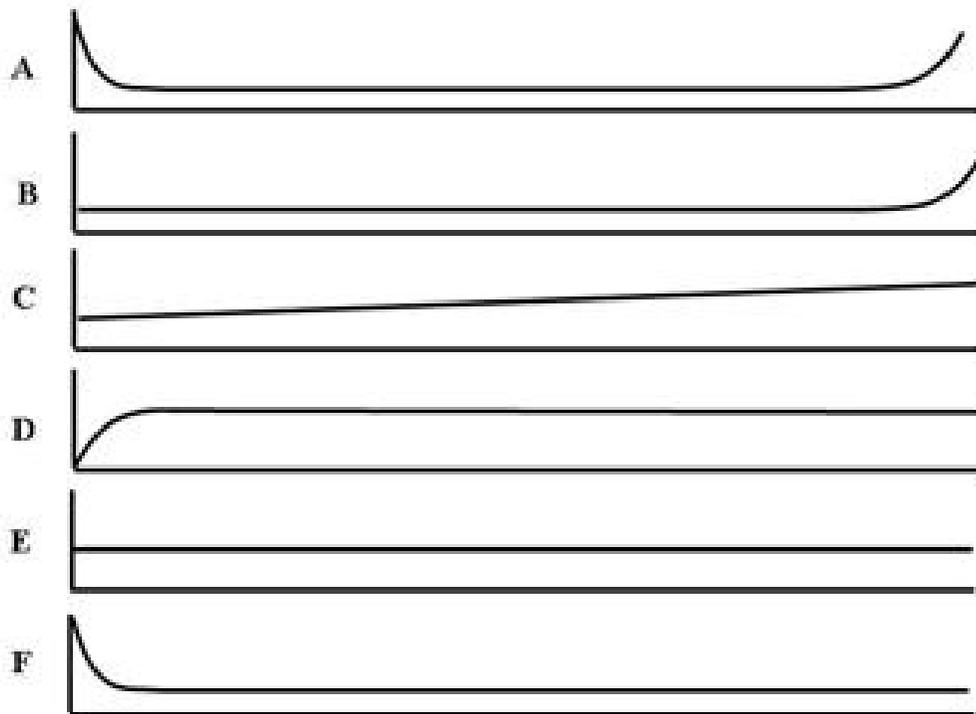


Fig. 2.2 Curva de tasa de fallos para diferentes tipos de equipos.

Fuente: <http://www.omdec.com>

- **Modelo A.** Este patrón de fallo; llamado “curva de la bañera”, en el cual es posible considerar un periodo de vida útil.
- **Modelo B.** Tasa de fallo constante incrementándose en forma significativa al final del periodo; también aquí es posible determinar un periodo de vida útil. Actualmente muy pocos elementos se ajustan a este tipo de patrón de fallos.
- **Modelo C.** Este modelo presenta una probabilidad de fallo que crece gradualmente; por lo que no es habitual identificar un periodo de vida útil (por ejemplo la fatiga de un componente mecánico).
- **Modelo D.** Tasa de fallo baja inicialmente; pero crece para estabilizarse a un determinado valor.
- **Modelo E.** Tasa de fallo constante durante toda la vida del componente; representa a componentes que fallan de una manera aleatoria independientemente del tiempo que lleven funcionando (distribución exponencial).

- **Modelo F.** Mortalidad infantil seguida de una tasa de fallo constante durante el periodo restante. La forma del patrón de tasa de fallos, es tal que la probabilidad más alta de fallos ocurre cuando el equipo esta nuevo o justo después de una revisión (típica de los componentes electrónicos).

2.7. La curva de bañera

Se comprende que la tasa instantánea de fallos varia con respecto al tiempo, su representación típica tiene forma de bañera, con tres etapas bien diferenciadas; fallos iniciales, operación normal, y fallos de desgaste o envejecimiento. Es decir, la proporción de fallos esperados no se mantiene en general constante a lo largo del tiempo, sino que cambia de valor al aumentar este.

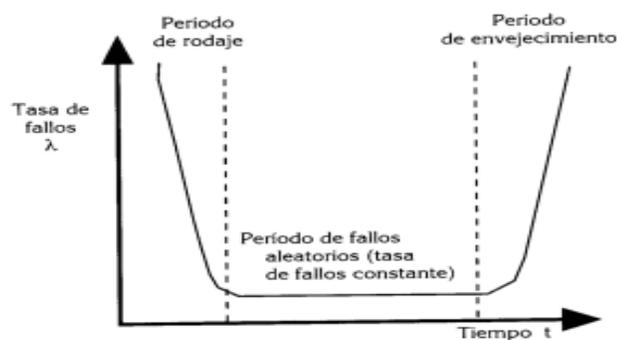


Fig. 2.3 Curva de la bañera

Fuente: <http://www.proteccioncivil.es>

En la etapa inicial; la tasa de fallos es decreciente, corresponde generalmente a la existencia de dispositivos defectuosos con una tasa de fallo superior a la normal, debido al mayor peso del factor correspondiente a los defectos infantiles; razón por la cual a esta primera etapa se la denomina “etapa infantil” o más comúnmente “periodo de rodaje”. Estos fallos pueden deberse a diferentes factores como errores de diseño de equipo, instalaciones incorrectas, equipos defectuosos, desconocimiento del sistema por parte del operario y otros.

Le sigue una zona donde en un cierto intervalo de tiempo existe una tasa de fallos menor y constante, los fallos no se producen por causas inherentes al equipo, sino predominan por causas aleatorias externas. Se trata de la etapa de funcionamiento normal del sistema en estudio, también denominada “etapa de madurez”; estas causas son accidentes fortuitos, mala operación u otros.

Por último, transcurrido un determinado tiempo, comienza a aparecer los fallos por desgaste o el envejecimiento, que hasta ese momento resultaba despreciable, la probabilidad de que ocurra un fallo en esta etapa, es mucho mayor que por cualquier otra; esta etapa recibe el nombre de etapa de obsolescencia.

2.8. Modelos de tasas de fallos

La prevención de pérdidas o seguridad industrial, está basada en gran parte en la aplicación de los modelos probabilísticos a los problemas de fallos en los procesos industriales, donde se utiliza técnicas de predicción que han sido fundamentales para el aseguramiento de la calidad de productos y procesos.

2.8.1 Distribución exponencial

La distribución exponencial es una función de distribución de probabilidad continua, se utiliza para modelar el tiempo transcurrido entre dos sucesos aleatorios no muy frecuentes, cuando la tasa de ocurrencia “ λ ” se supone constante, cuya densidad de probabilidad viene dada por la expresión.

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

Donde la función de distribución es

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

Generalmente es un modelo utilizado en aquellos sistemas cuya probabilidad de fallo es insensible al uso, no se encuentran afectados por agentes como el desgaste o el envejecimiento, la probabilidad de fallar en el siguiente intervalo infinitesimal es

independiente de la edad del dispositivo. Se trata de sistemas en los que la densidad de probabilidad es máxima al principio y disminuye al transcurrir el tiempo. [7]

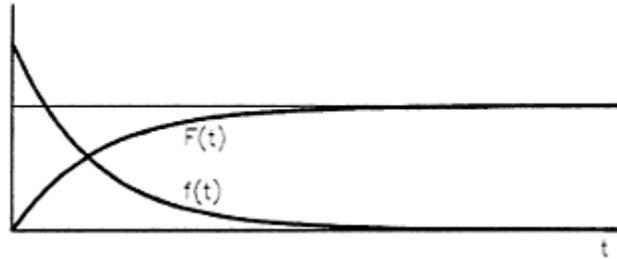


Fig. 2.4 $f(t)$ Densidad de probabilidad y $F(t)$ Función de distribución exponencial
Fuente: Tecnología del mantenimiento industrial, Felix Cesareo Gomez

2.8.2. Distribución normal

La distribución normal o distribución gaussiana, es una función de distribución continua, que aparece frecuentemente en fenómenos reales. Cuya densidad de probabilidad viene dada por la expresión:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\theta}{\sigma}\right)^2}$$

Donde θ representa la media de la distribución, y σ su desviación típica. Y se utiliza como primera aproximación en aquellos sistemas en los que existe una estimación de su periodo de vida nominal. Este es el caso de los elementos mecánicos sujetos a desgaste, tales como rodamientos, cojinetes, engranajes, etc. [7]

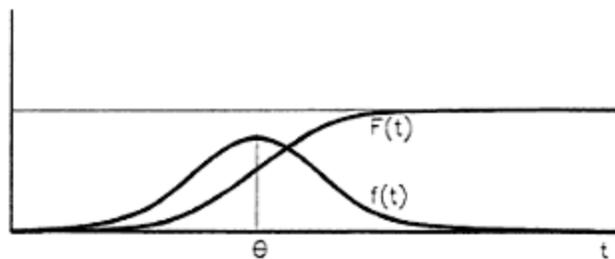


Fig. 2.5 $f(t)$ Densidad de probabilidad y $F(t)$ Función de distribución exponencial
Fuente: Tecnología del mantenimiento industrial, Felix Cesareo Gomez

2.8.3. Distribución de Weibull

Esta distribución fue propuesta por el ingeniero sueco W. Weibull en 1939, con motivo de sus estudios acerca del efecto de la fatiga sobre la vida de los metales, se caracteriza por considerar la tasa de fallos variable, tiene gran flexibilidad, porque se puede ajustar a una gran variedad de funciones de fiabilidad de dispositivos o sistemas. Publicada en el año 1951 en el “Journal of Applied Mechanics”. Fue utilizada para explicar el comportamiento de componentes electrónicos y es muy importante en los estudios de fiabilidad. [14] La función de densidad de probabilidad es la siguiente:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t - t_0}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-t_0}{\eta} \right)^\beta}$$

La distribución de Weibull complementa a la distribución exponencial y a la normal. A causa de su complejidad solo se usa cuando se sabe de antemano que una de ellas, es la que mejor describe la distribución de fallos o cuando se han producido muchos fallos. Es de gran aplicación en el campo de la mecánica. De la expresión general de la fiabilidad:

$$R(t) = e^{-\int_0^t L(t) dt}$$

En la ecuación se observa que la integral no puede evaluarse con facilidad, debido a su naturaleza complicada. Weibull considero la siguiente distribución de tres parámetros. [14]

$$R(t) = e^{-(t-\gamma/\eta)^\beta}$$

Dónde:

- γ es un parámetro inicial de posición
- η es un parámetro de escala, extensión de la distribución a lo largo del eje de los tiempos.
- β es un parámetro de forma y representa la pendiente de la recta, describe el grado de variación de la tasa de fallos.

- Si β es < 1 la tasa de fallos disminuye con la edad sin llegar a cero, entonces la tasa de fallos disminuye con el tiempo, lo que constituye la fase de fallos iniciales o juveniles del componente.
- Si β es $= 1$ la tasa de fallos es constante, lo que nos indica una característica de fallos aleatorios. En este caso se dice que la distribución Weibull es igual a la exponencial
- Si β es > 1 la tasa de fallos aumenta con la edad, lo que indica que los desgastes empiezan en el momento en que el mecanismo se pone en servicio, lo que constituye la fase de fallos de desgaste o de envejecimiento del componente.
- Si $\gamma = 0$ y $\beta = 1$ se tiene la distribución exponencial y η es entonces la inversa de la tasa de fallos (es decir el MTBF).

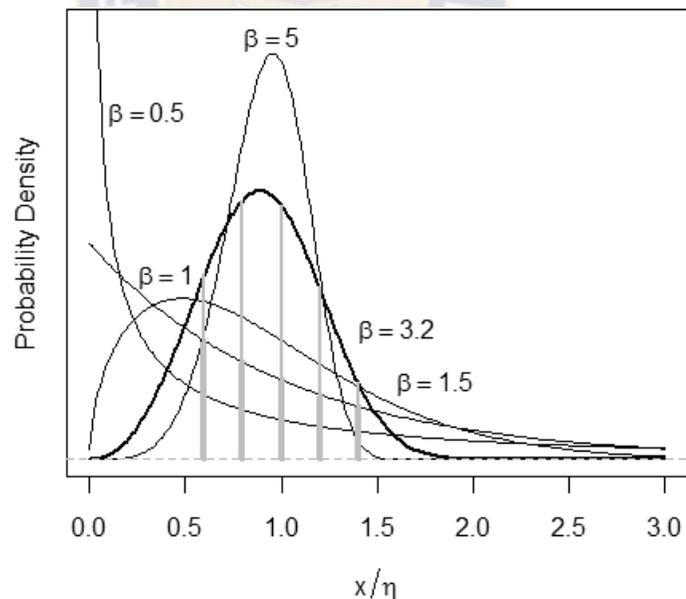


Fig. 2.6 Función de la densidad de probabilidad Weibull para varios valores de β
Fuente: <http://www.statisticalengineering.com>

2.9. Análisis del riesgo

Debido a la crisis energética de los años setenta, que tuvo un impacto muy negativo, también produjo importantes cambios en las concepciones globales que los países desarrollados tenían acerca de los problemas que nuestro planeta enfrenta, entre los cuales se destacan; el cambio climático, la polución, el destino final de los desechos, y otros. Pero el medioambiental involucra una gran gama de disciplinas, que pertenecen a diversas áreas de especialización, sin embargo todas ellas tienen en común un concepto que hasta ese momento no se utilizaba. El análisis de riesgo es un proceso de calidad total o mejora continua, que busca estimar las probabilidades de que se presenten acontecimientos indeseables, permitiendo medir la magnitud de dichos impactos negativos en el transcurso de ciertos intervalos específicos de tiempo. [15]

Así, el Análisis de Riesgo, consiste no solo en una observación detallada y sistemática, sino que principalmente es una propuesta metodológica, que permite el conocimiento de los riesgos y sus fuentes o causas (peligros), las consecuencias potenciales y remanentes, y la probabilidad de que esto se presente. [15]

Por tanto el análisis de riesgo es el uso sistemático de la información disponible para identificar peligros y estimar el riesgo para individuos o poblaciones, propiedades o el medio ambiente. [15]

En el análisis de riesgo, los sistemas y procesos cambian frecuentemente con el tiempo transcurrido, cualquier estudio de riesgo solamente refleja la situación en el tiempo en que fueron recogidos los datos. En caso de que falte datos, el proceso de inspección basado en el riesgo puede ser empleado de acuerdo con la información disponible y utilizando estimaciones conservativas para aquellos datos desconocidos.

2.10. Definición del riesgo

En forma conceptual, el riesgo se refiere a la probabilidad en función de la frecuencia de un acontecimiento determinado (por ejemplo, falla de sistema de alimentación, accidentes viales, derrumbe de estructuras, accidentes navales), que permitan usar algún tipo de evaluación de los impactos producto del acontecimiento (por ejemplo, fallas de suministro eléctrico o mecánico, defunciones, enfermedades, pérdida de especies vegetales o animales, fuga de capitales) [15]

Se han propuesto diversas definiciones del riesgo: “situación que puede conducir a una consecuencia negativa no deseada en un acontecimiento”, o bien “probabilidad de que suceda un determinado peligro potencial” (entendiendo por peligro una situación física que puede provocar daños a la vida, a los equipos o al medio), o aun, “consecuencia no deseada de una actividad dada, en relación con la probabilidad de que ocurra”. [1]

La palabra riesgo está asociada a la pérdida potencial de un evento con probabilidad de ocurrir en el futuro; controlar el riesgo implica controlar las pérdidas en el futuro. El nivel de riesgo puede ser modificado, disminuyendo la frecuencia de ocurrencia de un evento, disminuyendo las consecuencias o ambos.

2.11. Definición matemática del riesgo

Matemáticamente hablando, el riesgo es la multiplicación de la probabilidad de ocurrencia de un evento por sus consecuencias.

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad de fallo} \times \text{Consecuencia}$$

Probabilidad y consecuencia son dos factores cuyo producto determinar el riesgo, que se define como el conjunto de daños esperados por unidad de tiempo.

Un tratamiento riguroso del riesgo requiere una definición más precisa que permita su cuantificación. Una definición que cumple estos requisitos y que es utilizada por muchos profesionales es la basada en el producto de la frecuencia prevista para un determinado suceso por la magnitud de las consecuencias probables: [1]

$$\text{Riesgo} = \text{frecuencia} * \text{magnitud consecuencias}$$

La característica esencial del riesgo es que ha sido mencionado en términos de frecuencia o probabilidad de ocurrencia y de impacto (perdidas esperadas).

2.12. Índice de riesgo

Un índice es un valor numérico que pretende medir una característica determinada del objeto de estudio, comparándolo con otros de referencia. Un índice de riesgo tecnológico, por tanto, intenta evaluar el riesgo inherente de una instalación o proceso industrial; por comparación con otros considerados estándares, mediante el uso de unas listas de comprobaciones cuantificadas y más o menos detalladas según el índice utilizado. En algunos casos puede ser compuesto, obteniendo a partir de otros de tipo parcial que valoran de forma independiente riesgos específicos de la instalación analizada. [16]

El objetivo del índice de riesgo es la medición del desempeño de la gestión del riesgo; este es una medición cualitativa con niveles preestablecidos o referencias deseables. El análisis de riesgo mediante índice es una técnica muy utilizada; esta técnica permite obtener resultados semicuantitativos y con un conocimiento muy reducido de la instalación objeto de estudio.

2.13. Análisis de modos de fallo y sus efectos (AMFE)

El AMFE es una herramienta de análisis para la identificación, evaluación, prevención de los posibles fallos y efectos que pueden aparecer en un producto o un proceso; fue utilizado por primera vez en la industria aeroespacial en la década de los

60, es una metodología sistemática que permite identificar los problemas antes que estos ocurran y puedan afectar a los procesos y productos en un área determinada.

Con la implementación del AMFE, se obtiene información para poder prevenir las consecuencias o efectos de las posibles fallas, a partir de la selección adecuada de actividades de mantenimiento. La principal característica del AMFE es que resalta los aspectos críticos del sistema, con el fin de eliminarlos o establecer un sistema preventivo para evitar su aparición y reducir sus consecuencias, esta metodología puede ser un riguroso procedimiento de detección de defectos, si se aplica de manera sistemática. [17]

2.14. Análisis de causa efecto

El diagrama causa-efecto o espina de pescado se utiliza para representar la relación que existe entre algún efecto y todas las causas posibles que lo puedan originar. El diagrama causa-efecto se construye para ilustrar cuales son las posibles causas que producen el problema; el eje central se utiliza para el efecto y sobre el mismo eje se disponen las posibles causas, y de esta forma se logra graficar todas las posibles causas de un fenómeno. El análisis de causa-efecto, es el procedimiento por el cual se parte de una definición precisa del efecto que se presenta, para posteriormente disponer de todas las causas que pueda provocar tal efecto.

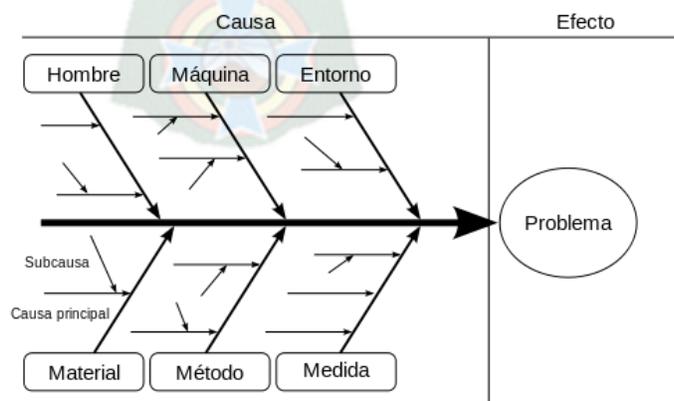


Fig.2.7 Diagrama causa-efecto

Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Diagrama_de_Ishikawa

2.15. El mantenimiento basado en el riesgo

La estrategia del mantenimiento basado en el riesgo, tiene por objetivo reducir los riesgos de fallas consideradas catastróficas de las instalaciones. También podemos considerar al mantenimiento basado en el riesgo (RBM) como la evolución del RCM (mantenimiento basado en la fiabilidad). El RBM tiene la capacidad de cuantificar los problemas y el valor cuantitativo de los riesgos se utiliza para dar prioridad a la inspección y mantenimiento del sistema; el RBM sugiere un conjunto de tareas preventivas, incluyendo el tipo, los medios y el tiempo de realización. La aplicación de este tipo de metodología reducirá la probabilidad de una falla inesperada.

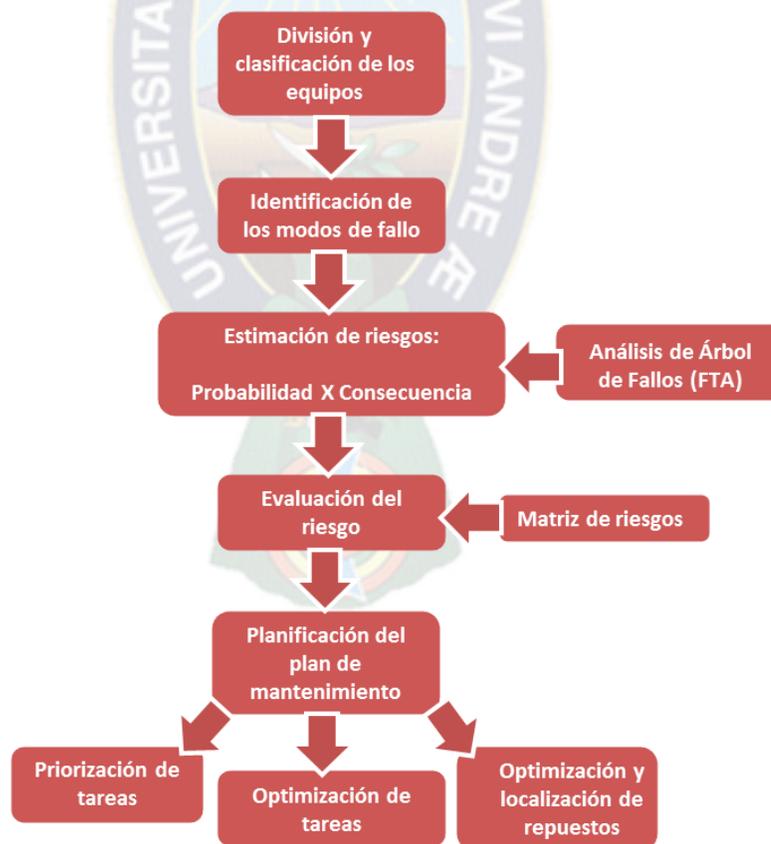


Fig. 2.8 Mantenimiento basado en el riesgo
Fuente: <http://alterevoingenieros.blogspot.com>

La metodología para la realización de planes de mantenimiento basado en el riesgo compone de tres fases: [18]

- Fase I: Estimación del riesgo, teniendo en cuenta una estimación de las consecuencias de cada fallo y la probabilidad de que ese fallo se produzca, que incluye la utilización de Análisis de Árbol de Fallos (FTA).
- Fase II: Evaluación del riesgo, definiendo un nivel de riesgo aceptable y comparando los riesgos estimados de cada fallo con ese valor.
- Fase III: Planificación del mantenimiento, optimizando el plan de mantenimiento para reducir la probabilidad de los fallos que sobrepasan el criterio de aceptación, reduciendo así su riesgo.

En esta última fase podemos utilizar las propuestas de medidas de reducción de riesgos que propone la norma ISO 17776, entre las que destacan la prevención, la detección y el control. La norma Norsok Standard Z-008 no solo propone la utilización de Mantenimiento Basado en Riesgo (RBM) para diseñar y actualizar los programas de mantenimiento, sino que además propone su utilización para priorizar las actividades de mantenimiento y calcular las cantidades de repuestos y su localización. [18]

La gestión de mantenimiento basado en el riesgo es un nuevo paradigma que promueve la transformación de la gestión gerencial del mantenimiento en la industria ligada a la innovación y a las soluciones logísticas en el contexto de reinventar la administración de los negocios basado en la prevención y el establecimiento de estrategias que permitan mitigar los riesgos asociados a cada tipo de empresa.

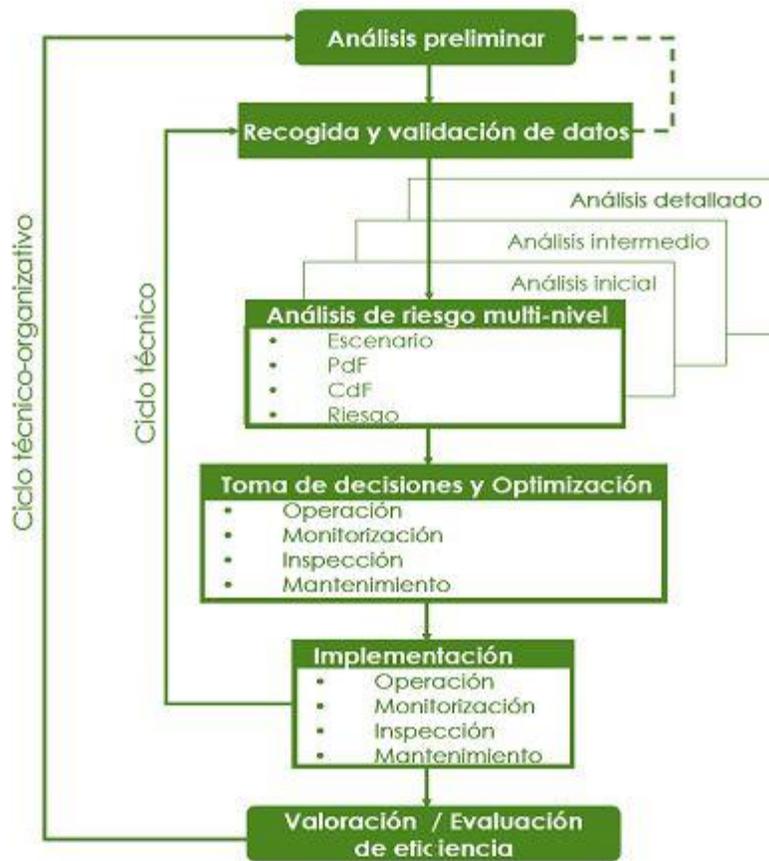


Fig. 2.9 Modelo de gestión de mantenimiento
<http://confiabilidad.net/articulos/modelo-de-gestion-de-mantenimiento/>

Para poder implementar este esquema, hay que tener una división jerárquica del equipo bien definida, que facilite la identificación de funciones, mecanismos de degradación y fallos.

La gestión del riesgo es un proceso en el que se define el alcance y los objetivos; donde se realiza un trabajo de identificación, análisis y evaluación de los riesgos, que permite aportar información para establecer el tratamiento oportuno de reducción, eliminación, minimización y/o control. [26] En la Fig. 2.10 se muestra un esquema para llevar a cabo un análisis de riesgo.



Fig. 2.10 Proceso de gestión del riesgo según la norma AN/NZS 4360:2004
 Fuente: Norma Boliviana NB/ISO 31000. Gestión del riesgo –Principios y directrices.

2.15.1. División jerárquica del equipo

La norma ISO14224, contiene la información que clasifica a los equipos por jerarquías: Clases, tipos, sistemas, subsistemas y componentes. En la estructura jerárquica de la norma ISO 14224 se toma al equipo, y así dividir de mayor a menor jerarquía. Los grados de jerarquías son: [19]

- **Clases de equipos.** Este es el nivel más alto en el rango jerárquico y se las puede asociar a la función que cumple en su contexto operacional; entendiendo por función a las razones por las cuales un equipo existe dentro del proceso.
- **Sistemas.** Se denomina sistema a un conjunto que realiza una función específica, en un servicio determinado dentro del proceso, pudiéndose identificar una entrada y una salida. Ejemplo; Sistema de generación eléctrica.
- **Sub sistemas.** Son aquellos que posibilitan que el sistema realice su función operativa y se pueden dividir por sus funciones específicas. Todo equipo

calificado como sub sistema que falle, afecta directamente al sistema. Por ejemplo; sub sistema de control eléctrico.

- **Componentes.** Son las partes de los equipos sobre las cuales es necesario realizar acciones de mantenimiento, con el objeto de alcanzar la confiabilidad deseada. Analizado como un ítem a mantener, es aquella falla que provoca una pérdida de la capacidad del sistema (modos de falla).

2.15.2. Determinación de los modos de fallo

Se puede definir modos de fallo como la causa primaria de un fallo, o la circunstancia que acompaña a un fallo concreto, por ejemplo (el sistema no lubrica). Los modos de fallo podrían ser:

- No lubrica por no tener aceite en el depósito.
- No lubrica por obstrucción en algún conducto
- No lubrica porque la bomba de lubricación no función, etc.

Cada fallo, funcional o técnico presenta múltiples modos de fallo. Se deben determinar todos los modos de fallo posible, pues solo así es posible realizar un análisis completo y exhaustivo del equipo. [20]

2.15.3. Determinación de fallo funcional y fallo técnico

Los fallos funcionales en cualquier equipo deben ser evitados; en cambio, los fallos técnicos de estos mismos no es necesario evitarlos, pero se debe buscar las formas de amortiguar sus efectos.

Para determinar un fallo funcional, se tiene que determinar la función que cumple y definir el no cumplimiento de su función; por ejemplo; el fallo funcional de un sistema de refrigeración será que (no consigue enfriar). [10]

Fallo funcional es aquel fallo que impide al sistema cumplir su función principal; por ejemplo, si analizamos el sistema de lubricación de un compresor, el fallo funcional podría ser (el sistema no lubrica). [10]

Un fallo técnico es aquel que, no impidiendo al sistema que cumpla su función principal, existe un funcionamiento anormal de este. Así, volviendo a los ejemplos anteriores, fallos técnicos de un sistema de lubricación podría ser; por ejemplo, fuga de aceite, presencia de agua en el aceite, etc. [10]

2.15.4. Análisis mediante árbol de fallos

El análisis del árbol de falla, es una técnica de análisis creada por “Bell Telephone Laboratories” al inicio de la década de los sesenta, para mejorar la fiabilidad del sistema de control del lanzamiento de cohetes. Posteriormente, su utilización se extendió a otros campos de la industria; fue muy empleada en la industria nuclear. Es uno de los métodos más utilizados en mantenimiento y análisis de seguridad.

Un árbol de fallos es la representación o desarrollo gráfico deductivo desde el evento principal o suceso final no deseado o peligroso, denominado “*top event*”, y pasando por todas sus combinaciones de eventos o sucesos intermedios, hasta llegar a sus causas o eventos básicos, que representan el límite de resolución del árbol. [14]

La ventaja principal de esta técnica es su representación gráfica, utiliza los símbolos básicos usados en un diagrama lógico que facilita la comprensión de la causalidad; de hecho, un árbol de fallos como tal es un modelo gráfico en forma de árbol invertido que ilustra la combinación lógica de fallos parciales que conducen al fallo del sistema. Los tipos de puertas empleadas son los operadores lógicos AND, OR, OR EXCLUSIVO:

- AND. El fallo de salida se presenta si ocurre simultáneamente todos los fallos de entrada.
- OR. El fallo de salida se presenta si ocurre cualquiera de los fallos de entrada

- OR EXCLUSIVO. El fallo de salida se presenta si ocurre específicamente uno de los fallos de entrada.

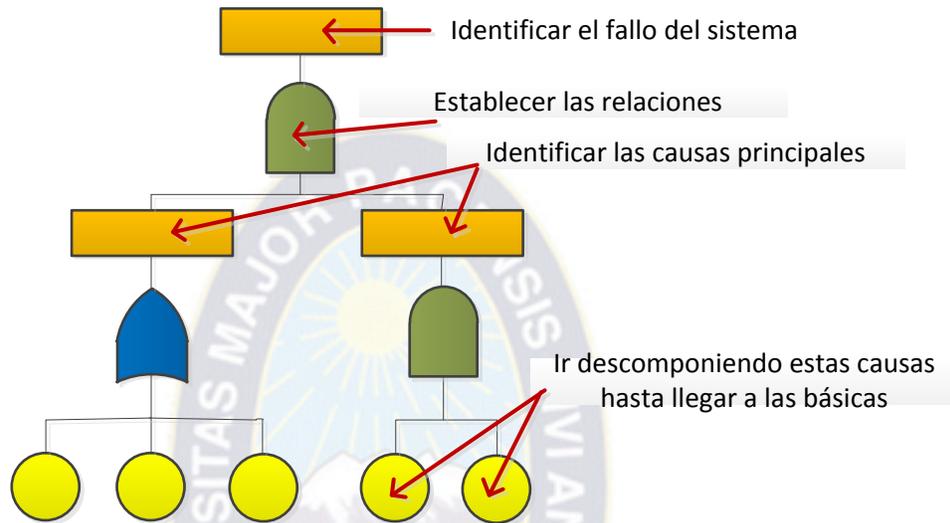


Fig. 2.11 Árbol de fallas

Fuente: <http://redindustria.blogspot.com>

2.15.5. Análisis mediante árbol de sucesos

El análisis mediante árbol de sucesos consiste en evaluar las consecuencias de posibles accidentes resultantes del fallo específico de un sistema, equipo, suceso o error humano.

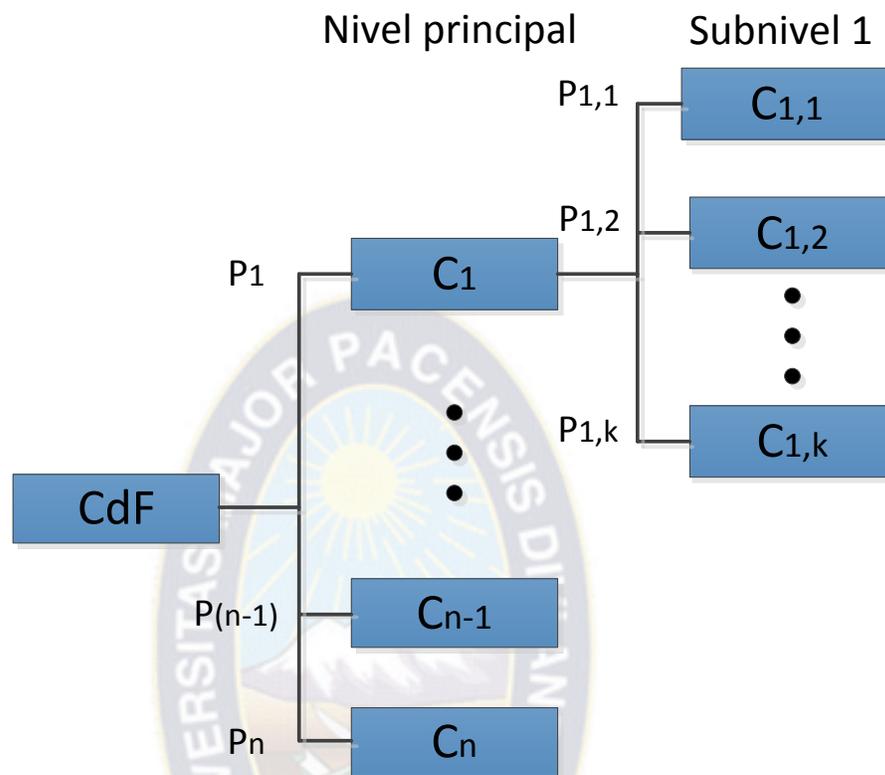


Fig. 2.12 Árbol de sucesos

Fuente: Fiabilidad y seguridad de procesos industriales, Creus Solé Antonio

Este tipo de análisis estudia la posibilidad de un accidente potencial como resultado de un suceso o evento iniciador. A partir de este fallo de inicio analiza “hacia adelante” la secuencia de eventos cronológicos que van a producirse según cuales sean los sistemas de seguridad existentes. [14]

Esta técnica es complementaria al árbol de fallos, y consisten en desarrollar un diagrama secuencial a partir de “sucesos iniciadores” o desencadenaste, cuya frecuencia de ocurrencia se conoce por; datos bibliográficos, opinión de expertos, etc. [9]

El método del árbol de sucesos es el método más genérico y el más utilizado en los análisis de fiabilidad; es más general que el árbol de fallo ya que permite analizar no

solo los diferentes estados de fallo del un sistema determinado, sino también cualquier otro estado del mismo.

2.15.6. Evaluación del riesgo

La definición que hace la Unión Europea de la evaluación de riesgo es, el proceso de valoración de los daños que podrían ocasionarse como consecuencia del riesgo que entraña, para la salud y seguridad de los trabajadores, la posibilidad de que se verifique un determinado peligro en el lugar de trabajo. [10]

La evaluación del riesgo es el proceso de identificar y valorar la magnitud de los riesgos, y poder así tomar una decisión apropiada sobre la necesidad de tomar medidas preventivas para eliminar los mismos. También podemos decir que es como un proceso de estimación tanto de la probabilidad de materialización de un peligro como de la gravedad de sus consecuencias, formulando un juicio de valor global sobre todo ello.

2.15.7. Probabilidad de fallo

Una vez identificados los modos de fallo y los mecanismos de degradación para los componentes, el siguiente paso en la evaluación del riesgo es determinar la probabilidad de fallo.

La probabilidad de falla tiene diferentes comportamientos según sea el periodo de vida del componente o equipo, ya que puede simularse como fallas decrecientes, constantes o crecientes, según sea el tiempo de uso del mismo. La probabilidad de fallo se define como la probabilidad de que ocurra el modo de fallo en un intervalo de tiempo definido; se pueden utilizar varios métodos para calcular la probabilidad de fallos y en la mayoría de los casos se utiliza una combinación de esos métodos: [21]

- **Enfoque analítico.** Consiste en estimar la probabilidad de fallos utilizando modelos matemáticos y/o datos estadísticos para los procesos de degradación.

- **Grupo de expertos.** Es habitual formar grupos de expertos que puedan aportar información sobre los distintos aspectos del problema, reduciendo las incertidumbres.

Se determina de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia, asignado a cada uno un valor relativo lineal. El nivel de frecuencia es definido según las condiciones y características de la organización.

TABLA DE FRECUENCIAS			
FRECUENCIA	DEFINICION	CASOS/AÑO	VALOR
Improbabilidad	Difícil que ocurra; se espera que ocurra menos de una vez en 50 años.	Menos de 0,02	1
Remoto	Baja probabilidad de ocurrencia; ha sucedido o se espera que suceda solo pocas veces, una vez entre los 20 y 50 años.	Entre 0.02 y 0.05	2
Ocasional	Limitada probabilidad de ocurrencia; sucede en forma esporádica, una vez entre los 5 y los 20 años.	Entre 0.05 y 0.2	3
Moderado	Mediana probabilidad de ocurrencia; sucede algunas veces, una vez entre 1 y los 5 años.	Entre 0.2 y 1.0	4
Frecuente	Significativa probabilidad de ocurrencia; sucede en forma reiterada, entre 1 vez y 10 veces al año.	Entre 1.0 y 10	5
Constante	Alta probabilidad de ocurrencia; ocurre en forma seguida, mas de 10 veces al año.	Más de 10	6

Tabla 2.1 Nivel de probabilidad de fallo

Fuente: Metodología de análisis de riesgo documento soporte, guía para elaborar planes de emergencia y contingencias, Bogotá D.C. 2012

2.15.8. Consecuencias del fallo

La materialización de un riesgo puede generar consecuencias diferentes, cada una de ellas con su correspondiente probabilidad. La valoración de las consecuencias de fallo tiene como objetivo evaluar el impacto de los modos de fallo, donde el análisis de las consecuencias de fallo se puede realizar por modelos físicos, métodos estadísticos, valoración experta o una combinación de todos los mencionados anteriormente. Para

esta metodología se establecen las siguientes consecuencias para cada uno de los factores de impacto: Humano, económico, ambiental y operacional. [21]

CRITERIO	DEFINICION
Insignificante	Las consecuencias no afectan de ninguna forma al sistema. Las pérdidas o daño son despreciables; no producen lesiones a las personas o solo produce lesiones leves sin incapacidad.
Marginal	Las consecuencias no afectan en forma significativa al funcionamiento del sistema. Las pérdidas o daños son pequeños; se pueden producir solo lesiones leves con incapacidad.
Grave	Las consecuencias solo afectan parcialmente el funcionamiento de la organización. Pero no genera peligro su estabilidad; pérdidas o daños moderados; produce o puede producir hasta 30 víctimas graves que requieren hospitalización; no produce muertes
Critica	Las consecuencias afectan de manera total el funcionamiento de la organización, en forma temporal, pero no de una manera irrecuperable; pérdidas y daños significativos; produce más de 30 víctimas gravas o hasta 5 muertes
Desastrosa	Las consecuencias afectan totalmente a la organización. Generando daños irrecuperables, pero sin hacerla desaparecer; pérdidas o daños considerables; puede producir entre 6 y 10 muertes.
Catastrófica	Las consecuencias afectan en forma total a la organización y pueden hacerla desaparecer; pérdidas o daños de gran magnitud; puede producirse mas de 10 muertes.

Tabla 2.2 Criterios de las consecuencias.

Fuente: Metodología de análisis de riesgo documento soporte, guía para elaborar planes de emergencia y contingencias, Bogotá D.C. 2012

Para el desarrollo de esta metodología, se divide las consecuencias de fallo en categorías de acuerdo con el efecto del fallo. A continuación se muestran unas tablas que describen como pueden obtenerse los datos necesarios para evaluar las consecuencias de un fallo:

FRECUENCIA	DEFINICION	VALOR
Insignificante	Sin lesiones o lesiones leves sin incapacidad	1
Marginal	Lesiones leves con incapacidad	2
Grave	Hasta 30 víctimas graves	5
Critica	Más de 30 víctimas graves, hasta 5 muertes	10
Desastrosa	Entre 6 y 10 muertes	20
Catastrófica	Más de 10 muertes	50

Tabla 2.3 Consecuencias de impacto humano

Fuente: Metodología de análisis de riesgo documento soporte, guía para elaborar planes de emergencia y contingencias, Bogotá D.C. 2012

FRECUENCIA	DEFINICION	VALOR
Insignificante	No produce daño ambiental	1
Marginal	Daño ambiental leve recuperable	2
Grave	Daño ambiental leve no recuperable	5
Critica	Daño ambiental grave recuperable a plazo medio	10
Desastrosa	Daño ambiental grave recuperable a plazo largo	20
Catastrófica	Daño ambiental grave no recuperable	50

Tabla 2.4 Consecuencias de impacto ambiental

Fuente: Metodología de análisis de riesgo documento soporte, guía para elaborar planes de emergencia y contingencias, Bogotá D.C. 2012

FRECUENCIA	DEFINICION	VALOR
Insignificante	Menos de dos (2) horas	1
Marginal	Entre dos (2) y cuatro (4) horas	2
Grave	Entre cuatro (4) y ocho (8) horas	5
Critica	Entre ocho (8) y veinticuatro (24) horas	10
Desastrosa	Entre veinticuatro (24) y cuarenta y ocho (48) horas	20
Catastrófica	Más de cuarenta y ocho (48) horas	50

Tabla 2.5 Consecuencias de impacto operacional

Fuente: Metodología de análisis de riesgo documento soporte, guía para elaborar planes de emergencia y contingencias, Bogotá D.C. 2012

FRECUENCIA	DEFINICION	VALOR
Insignificante	Menor a 1.000 SMML	1
Marginal	Entre 1.000 y 10.000 SMML	2
Grave	Entre 10.000 y 100.000 SMML	5
Critica	Entre 100.000 y 500.000 SMML	10
Desastrosa	Entre 500.000 y 1.000.000 SMML	20
Catastrófica	Más de 1.000.000 de SMML	50

Tabla 2.6 Consecuencias de impacto económico

Fuente: Metodología de análisis de riesgo documento soporte, guía para elaborar planes de emergencia y contingencias, Bogotá D.C. 2012

2.15.9. Matriz de riesgo

Una matriz de riesgo es una herramienta de control y de gestión normalmente utilizada para identificar el tipo y nivel de riesgo de las instalaciones, sistemas, y/o equipo. [22]

La matriz de riesgo debe ser una herramienta flexible que ayude a documentar los procesos en una instalación y evalúe de manera integral el riesgo de una organización, a partir de los cuales se realiza un diagnóstico objetivo de la situación real de la organización frente al riesgo.

		Consecuencia					
		A	B	C	D	E	F
Probabilidad	Muy alta	S	S	H	H	H	H
	Alta	M	S	S	H	H	H
	Moderada	M	M	S	S	H	H
	Baja	L	M	M	S	S	S
	Muy baja	L	L	M	M	S	S

Fig. 2.13 Matriz de riesgo

Fuente: <http://www.indisaonline.8m.com/anteriores/53.htm>

2.15.10. Aceptabilidad de los riesgos

Con la aceptabilidad se busca calificar la gravedad de un riesgo, con el fin de intervenir en mayor o menor grado, para así destinar los recursos correspondientes en función de su impacto. La gestión de riesgos se divide en cuatro partes: [21]

- **Zona L.** Esta zona corresponde a fallos con riesgos aceptables, el impacto del riesgo es mínimo, el costo para mitigarlo es mayor al costo del impacto del riesgo.
- **Zona M.** Corresponde a los fallos con riesgos tolerables, tiene una prioridad de segundo nivel, y se puede realizarlo a mediano plazo.
- **Zona S.** Corresponde a fallos con un riesgo inaceptables, se tiene que disminuir la probabilidad de que se produzca el riesgo con acciones anticipadas para mitigar estos fallos, se requiere desarrollar acciones prioritarias e inmediatas para su gestión.
- **Zona H.** Corresponde a los fallos inadmisibles, se tiene que contrarrestar los riesgos con estrategias; requiere una atención de alta prioridad para disminuir a corto o inmediato plazo su impacto.

Mediante el análisis del riesgo se busca medir las consecuencias de una falla contra las probabilidades de que este llegue a ocurrir. La Probabilidad de que suceda una falla y sus consecuencias raramente puede llegar a calcularse en forma exacta; sin embargo, con frecuencia se puede estimar con la precisión suficiente para poder establecer una base que permita tomar medidas prácticas para contener los riesgos.

2.15.11. Planificación del plan de mantenimiento

Los planes de mantenimiento basados en el riesgo; tienen por objetivo disminuir el riesgo en los equipos, actuando sobre las frecuencias de fallas de las mismas, y de esta manera se establecen planes que cumplan con los requerimientos de la metodología, optimizando los recursos que garanticen un nivel de riesgo aceptable.

A partir del análisis, evaluación del riesgos, y de los diferentes niveles de riesgos, se priorizan en un orden descendente, con el escenario de mayor al de menor índice de riesgo. Esta metodología busca actuar sobre los riesgos que estén por fuera del rango de aceptabilidad; se deben preparar planes de mantenimiento basados en valoraciones correctas de las condiciones del equipo y poder programarse sistemáticamente.

El tratamiento del riesgo involucra la selección de una o más opciones para modificar los riesgos y la implementación de tales opciones. [26] En la planificación del mantenimiento no se opta por una sola política de mantenimiento, sino que se aplican todas ellas en diferentes proporciones buscando obtener los mejores resultados técnico económicos. [27]



Capítulo III

MARCO METODOLOGICO

3.1. Tipo de estudio

El siguiente trabajo se sustenta en una investigación de tipo correlacional, debido a que; pretenden determinar cómo se relacionan o vinculan diversos conceptos, variables o características entre sí o, también, si no se relacionan. Este tipo de estudio tiene como finalidad conocer la relación o grado de asociación que existe entre dos o más conceptos, categorías o variables en un contexto en particular. [23]

3.2. Diseño de la investigación

El diseño de investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado; este corresponde a la estructura de la investigación, a la forma como esta va a ser desarrollada, y a la manera como la indagación es concebida a fin de obtener respuestas a las interrogantes.

En virtud que la investigación se realizó en su ambiente natural y su fuente fue de primera mano, se considera de campo, tal y como lo define Fideas G. Arias, “La investigación de campo, consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna”.

Por otra parte, para el desarrollo de este trabajo, también se obtuvieron y analizaron datos secundarios, es decir los materiales obtenidos y registrados en documentos impresos, audiovisuales o electrónico y otros tipos de documentos, por ello esta investigación también se consideró de tipo documental.

3.3. Población y muestra

Esta investigación posee dos tipos de poblaciones, una población humana representada por el personal de las áreas de mantenimiento, los cuales fueron

encuestados y entrevistados con el objeto de recolectar información técnica necesaria para el estudio, y la población del equipo, representada por todos los activos físicos pertenecientes a las microcentrales.

En la muestra humana; se consideró solo aquellos que cumplan con condiciones de conocimiento técnicos suficientes, ya que esta es relativamente pequeña y representativa dentro del estudio, por tal motivo se considera una muestra intencional no probabilística.

En la muestra de los equipos; representada por los sistemas de las diferentes plantas hidroeléctricas (Yanamayo, Pelechuco, Agua Blanca, Santa Rosa de Quilo Quilo y Choro), solo se consideró la sala de maquinas, porque son los que presentan un nivel de riesgo y que serán considerados dentro de la implementación del programa de mantenimiento basado en el riesgo.

3.4. Técnicas de investigación y análisis

A continuación se mencionan un conjunto de técnicas que fueron empleadas para la recolección y análisis de los datos operacionales de los equipos de las microcentrales que se desarrollaron para el programa de mantenimiento basado en el riesgo.

3.4.1 Técnicas de recolección de datos

Observación directa; a través de esta técnica se diagnosticó la situación actual de los activos en su entorno operacional; es decir, directamente en las áreas específicas de las plantas hidroeléctricas.

Mediante entrevistas; con el personal técnico y de operación de la planta; con este tipo de prácticas fue posible recopilar información técnica y de operación del sistema, de gran importancia para el desarrollo de este trabajo.

Y técnicas documentales; que se basó en la revisión bibliográfica (documentos, informes, normas y otros), a fin de obtener el conocimiento necesario para poder llevar a cabo la realización de los objetivos planteados.

3.4.2. Técnicas de análisis de datos

Mediante el análisis de modos y efectos de fallas (AMFE), se realizó un estudio exhaustivo de las causas más probables que generan una falla de los equipos pertenecientes al sistema, y que pueden presentarse con un nivel de riesgos máximos, así evitar los efectos de dichos eventos que pueden causar pérdidas a la organización. El AMFE sirvió de base para la selección del nivel de riesgo en el sistema de estudio.

Se utilizó el análisis del riesgo y la evaluación del riesgo como una técnica de estimar; la probabilidad de que ocurran un evento o no, y determinar niveles de criticidad de las consecuencias; en seguridad, medioambiente, instalación y costo. Este análisis permitió la jerarquización de las áreas de la planta, en función de niveles del riesgo, es decir, según el impacto que producen a diferentes niveles de operación, logrando establecer una clasificación de las mismas con el objeto de determinar los equipos con más riesgos del sistema.

3.5. Etapas de la investigación

3.5.1. Etapa I: Revisión bibliográfica

En esta primera etapa se trabajó principalmente en la recopilación de toda aquella información relacionada con el tema de mantenimiento, también se realizó la revisión de documentos escritos en textos y medios electrónicos, que sustentaron las bases teóricas de este trabajo de investigación. Para desarrollar esta etapa, se extrajo, revisó y analizó lo que se consideró información relevante y pertinente en relación al proyecto de investigación desarrollado, utilizando fuentes documentales como libros especializados, tesis de grado, revistas y publicaciones técnicas, páginas de internet, entre otros.

3.5.2. Etapa II: Descripción y diagnóstico de la situación actual del sistema a estudiar

En esta etapa se hizo una reseña general del proceso en el cual intervienen todos los equipos que pertenecen a la casa de máquina de una microcentral, asignadas para el estudio propuesto, y unido a la descripción de la circunstancia actual; a nivel físico, mecánico, eléctrico, electrónico y operacional, en la que se encuentran dichos equipos. Para lograr esto, se emplearon técnicas como la observación directa de los equipos en su entorno operacional, entrevistas con el personal técnico, operadores o mantenedores de los activos, entre otros.

3.5.3. Etapa III: Recopilación de la información técnica e identificación de riesgo

Mediante la revisión de archivos, planos, información y recomendación de fabricantes, entre otros, se recolectó una serie de datos técnicos y detalles de funcionamiento del sistema hidroeléctrico en estudio; toda esta información fue de gran ayuda al momento de monitorear y analizar todas las variables estudiadas para determinar la condición del sistema, debido a que representan uno de los aspectos claves al momento de dar un diagnóstico acertado e identificar los posibles riesgos en el sistema.

3.5.4. Etapa IV: Estimación de probabilidad y consecuencia de fallos

Luego de identificar las distintas fallas en los equipos pertenecientes al sistema hidroeléctrico y las consecuencias de las mismas, esta información es de vital importancia para la estimación cuantitativa de probabilidades y consecuencias de fallos; los niveles de riesgo, los procedimientos de inspección y gestión, permitieron identificar las formas en que pueden fallar los equipos, las causas y los efectos sobre el sistema, precisando así la mejor forma de captar los síntomas de los fallos en su estado prematuro.

3.5.5. Etapa V: Cuantificación y evaluación del riesgo

El propósito de la cuantificación del riesgo es facilitar la toma de decisiones, basada en los resultados de dicho análisis, a cerca de cuales riesgos necesitan tratamiento urgente y la prioridad necesaria para implementar el tratamiento. La evaluación del riesgo implica la comparación del nivel de riesgo observado durante el proceso de análisis y de los criterios del riesgo, al considerar el contexto de un sistema ya establecido.

3.5.6. Etapa VI: Planificación del plan de mantenimiento

Consiste en el planteo y la estructuración de las actividades a desarrollar en la ejecución del programa propuesto. Aquí se definieron y establecieron todos los aspectos del mantenimiento basado en el riesgo, entre los cuales tenemos: La priorización de tareas, optimización de tareas y localización de repuestos, y la elaboración de los programas de inspección, con actividades cronológicamente ordenadas, sobre los equipos con alto riesgo.

3.5.7. Etapa VII: Ejecución del programa y presentación de resultados

Corresponde la puesta en marcha de todas y cada una de las actividades realizadas en la metodología utilizada en la etapa anterior, siguiendo los procedimientos ya establecidos del mismo. Una vez recolectadas todas las variables necesarias para el mantenimiento basado en el riesgo y su respectivo análisis, los resultados obtenidos por este análisis fueron plasmados en un reporte final y posteriormente entregados a los responsables del mantenimiento de la microcentral hidroeléctrica, para que ellos tomen las acciones recomendadas por esta metodología de mantenimiento basado en el riesgo.

CAPITULO IV
MARCO PRACTICO
APLICACION DE LA METODOLOGIA DE GESTION DE MANTENIMIENTO
BASADO EN EL RIESGO, PARA MIROCENTRALES HIDROELECTRICAS

4.1. Metodología de mantenimiento basado en el riesgo

La metodología del mantenimiento basado en el riesgo tiene por objetivo reducir el riesgo general de fallas catastróficas de las instalaciones de la microcentral hidroeléctrica; donde, en las zonas de alto y medio riesgo son necesarios realizar esfuerzos de mantenimiento planificado, mientras que en zonas de bajo riesgo el esfuerzo se reduce al mínimo.

Adicionalmente, existen varias técnicas de mantenimiento que es necesario mencionar; para ver si su implantación en el sistema es aplicable, y algunas de estas técnicas son las ya conocidas: TPM (Total Productive Maintenance, Mantenimiento Productivo Total), RCM (Reliability Centered Maintenance, Mantenimiento Centrado en Fiabilidad), diversas técnicas de Mantenimiento Predictivo (Análisis de vibraciones, detección de fugas por ultrasonidos, etc.) y entre ellas está el RBM (Mantenimiento basado en el riesgo). El RBM determina un conjunto de recomendaciones sobre las tareas preventivas (incluido el tipo, los medios y de tiempo) que se van a realizar. La aplicación del RBM reducirá la probabilidad de una falla inesperada. [24]. El valor cuantitativo de los riesgos se utiliza para dar prioridad a la inspección y mantenimiento.

Debemos gestionar el mantenimiento con: planes de mantenimiento, estudio de fallas y sistemas de organización; porque las circunstancias obligan a rebajar costes, por tanto, es necesario optimizar el uso de materiales de mantenimiento y el empleo de mano de obra calificada. Por eso es imprescindible estudiar el modelo de organización que mejor se adapta a las características de la microcentral.

Un aspecto importante del RBM es que puede ser reutilizado para diferentes sistemas, es decir para sistemas similares que tengan la misma función, con la condición de que el RBM debe ser un programa trazable, documentado y sistémico.

También es necesario analizar la calidad, la seguridad, y las interrelaciones con el medio ambiente, que son aspectos que han tomado una extraordinaria importancia en la gestión. Es necesario gestionar estos aspectos para incluirlos en las formas de trabajo de los departamentos de mantenimiento. [10]

La aplicación de RBM al sistema de generación hidroeléctrica, se inicia con el análisis de los diferentes subsistemas con su respectivo índice de riesgos. El sistema de generación hidroeléctrica consta de los siguientes bloques a estudiar:

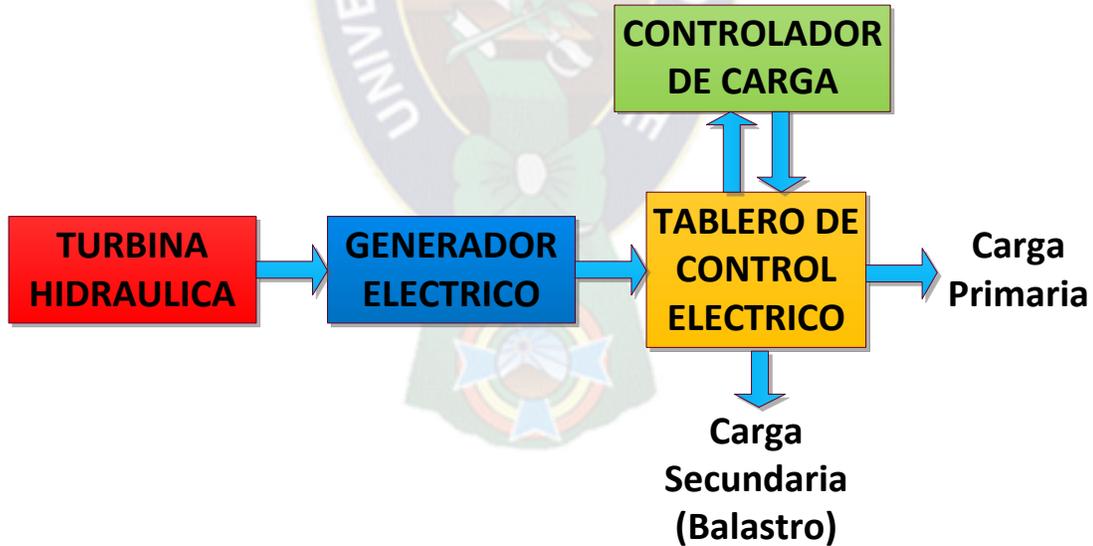


Fig. 4.1 Diagrama en bloques del sistema hidroeléctrico (Casa de maquinas)
Fuente: Elaboración propia

En la figura 4.1, se aprecia cuatro subsistemas a estudiar: Subsistema de turbina hidroeléctrica, generación eléctrica, tablero de control eléctrico y controlador de carga electrónico.

A continuación, se hace una clasificación numérica y jerárquica de los subsistemas a estudiar; con una clasificación numérica de cinco dígitos, utilizando la división jerárquica de la norma ISO 14224, que clasifica a los equipos en: clases de equipos, sistemas, subsistemas y componentes, que representan a los subsistemas a estudiar:

- El primer dígito representa al subsistema a estudiar
- Los siguientes dos dígitos identifican al fallo funcional del subsistema
- Los dos últimos dígitos identifican al modo de fallo del subsistema

Subsistema	Descripción
10000	Subsistema de turbina hidroeléctrica
20000	Subsistema de generación eléctrica
30000	Subsistema de tablero de control eléctrico
40000	Subsistema controlador de carga electrónico

Tabla 4.1 Subsistemas a estudiar
Fuente: Elaboración propia

Por ejemplo, la relación **10502** describe:

- 1; Representa al subsistema de turbina hidroeléctrica.
- 05; Identifica a la falla funcional (alta vibración de la turbina).
- 02; Identifica al modo de fallo (rodamiento en mal estado)

En los subsistemas se estudia la falla funcional total y es la que verifica una imposibilidad de cumplir la función principal del activo, también se estudia el modo de fallo que son las maneras en las que puede fallar un equipo. Para realizar este trabajo es

necesario disponer de una base de datos con históricos de averías, que muestren los fallos que han ocurrido o los que podrían ocurrir y que es determinado por juicio experto o modelos matemáticos.

4.1.1 Determinación del valor de la probabilidad

Los fabricantes suelen difundir valores que pueden malinterpretarse, por lo que al usuario le resulta imposible realizar comparaciones útiles; por las características específicas de operación, tiempo y lugar, que son diferentes para cada sistema. Para determinar el valor de la probabilidad, el inconveniente principal es; la falta de datos históricos o que haya un número escaso de información de tasa de fallos, este incidente es complementado con la ayuda de juicios expertos, modelos matemáticos o la utilización del árbol de fallos.

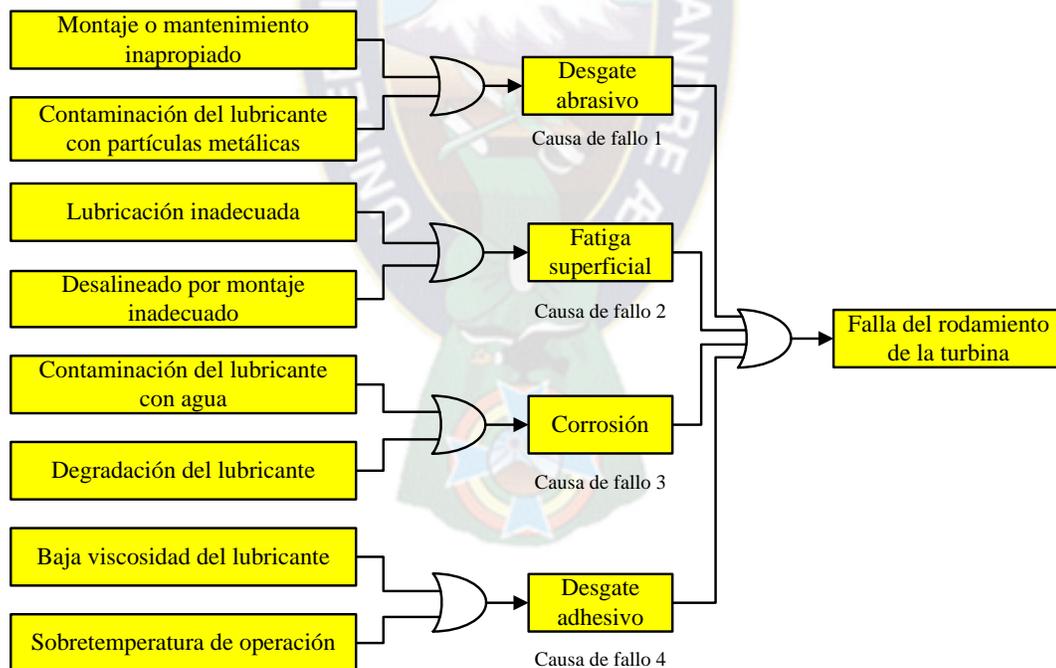


Fig. 4.2 Árbol de fallos del rodamiento de la turbina
Fuente: Elaboración propia

La tabla 4.2, nos da la información necesaria para llevar a cabo el análisis y cálculo que se utiliza en esta metodología, es lo que se denomina el tiempo medio entre fallas

(MTBF), que es el valor o criterio que se utiliza para la toma de decisiones. Si se dispone de datos históricos, pueden analizarse los MTBF's con facilidad, y pueden ayudar los datos del fabricante. También pueden utilizarse el análisis o modelo de distribución Exponencial, Weibull u otro, en casos muy críticos. En la mayoría de los casos se aplica la estimación por experiencia.

NIVEL	DEFINICION	MTBF (año)
Muy alta	Ocurre varias veces al año en esta planta	MTBF < 1
Alta	Ocurre al menos una vez cada tres años en esta planta	$1 \leq \text{MTBF} < 3$
Moderada	Ha ocurrido alguna vez en esta planta	$3 \leq \text{MTBF} < 8$
Baja	No ha ocurrido nunca en esta planta, pero es probable que ocurra	$8 \leq \text{MTBF} < 15$
Muy baja	No ha ocurrido nunca en esta planta, y es improbable que ocurra.	MTBF ≥ 15

Tabla 4.2 Niveles de probabilidades de fallos del sistema

Fuente: Elaboración propia

Por ejemplo, el modo de fallo del rodamiento de la turbina; por lubricación y mala operación en mantenimiento, según las encuestas realizadas y el análisis de juicio experto, se determinó un valor de MTBF de 1 año, probabilidad de fallo por sobretemperatura de operación que ocasiona un desgaste adhesivo, resultado que se observa en la hoja de análisis del subsistema de turbina hidroeléctrica de la Tabla 4.3. (índice 10407).

Indice	Descripción	MTBF (año), por juicio experto
10103	Fallo de la válvula de paso o cierre del flujo de caudal	20
40302	Campos magnéticos o eléctricos originados en equipos aledaños	20
40303	Interferencias debidas a transmisiones de radio o de televisión	20
20201	Mala alineación del eje	19
40204	Transformador defectuoso	15
20203	Rozamiento entre rotor y estator	15
30103	Elemento de protección en mal estado	15
10204	Fuga de agua en la turbina	15
10305	Pandeo del eje	15
10306	Rotura del eje	15
30302	Envejecimiento prematuro de los aislamientos	15
10501	Eje doblado	15
20102	Falla en el bobinado	10
20202	Rodamiento en mal estado	10
20206	Suciedad excesiva en la carcasa	10
10401	Carga excesiva en el rodamiento	10
10301	El operador permite el desgaste excesivo del eje	10
30201	Fallo en el aislamiento por exceso de carga	10
20204	Rozamiento del ventilador con la carcasa	10
10506	Uno de los apoyos del generador no sienta correctamente	10
10105	Obstrucción de paso de agua mediante un objeto	10
10106	Tobera de la turbina tapada por piedras o palos	10
10206	Perdida de eficiencia de los alabes	10
30102	Terminal defectuoso por vibración	10
30303	Falsos contactos y conexiones	10
40305	Componentes mecánicos defectuosos	10
20205	Mala lubricación de rodamientos (rodamientos "secos")	8
40304	Suministro de potencia mal filtrados	8
40103	Falta de suministro de energía al regulador de carga	5
10205	Incremento de temperatura en el eje de la turbina	5
30203	Una de las fases esta en contacto con tierra	5
10107	Desgaste de los alabes de la turbina	5
40201	Regulador de voltaje defectuoso	5
10402	Falta de suministro de agua a la turbina	5
10404	Defectos de perforaciones en el alojamiento	5
10408	Sellado deficiente del rodamiento	5
10101	Fallo en el suministro de agua a la turbina	4

Tabla 4.3 Determinación de MTBF por juicio experto
Fuente: Elaboración propia

Indice	Descripción	MTBF (año), por juicio experto
30304	Presencia de elementos corrosivos	4
30305	Humedad	4
40301	Señales transitorias de las líneas de corriente alterna	4
10104	Desgaste adhesivo del eje de la turbina	3
10502	Rodamientos en mal estado	2
10505	Acoplamiento dañado	2
40401	Temperatura del recinto excede los limites permisibles	2
10202	Vibraciones en la turbina	1
30204	Resistencias de carga secundaria quemado	1
10303	Desalineamiento en el acople	1
10405	Montaje defectuoso	1
40402	Acumulación de grasa, polvo, químicos o abrasivos en el aire	1
10407	Lubricación inadecuada o incorrecta	1
10406	Ajuste incorrecto	1
30301	Sobretensión de origen atmosférico	1
30306	Errores humanos	1
10201	Apertura del inyector de la turbina	1
10304	Utilización inadecuada del volante de inercia	1
40403	Vibraciones excesivas en casa de maquinas	1
20105	Corriente de corto circuito	1
40102	Error en la implementación del equipo	1
10302	Mala instalación del eje de la turbina	1
10403	Defectos de asiento del eje	1
20103	Falta de fase	1
20208	Incrustamiento de material extraño	1
40203	Condensadores de filtrado dañado	0,9
10203	Cavitación en la turbina	0,8
30101	Bobinado roto o quemado por carga	0,7
10503	Desalineamiento turbina - generador	0,5
10102	Desalineamiento turbina - generador	0,5
20104	Sobre corriente	0,5
40101	Desconocimiento del funcionamiento del equipo	0,5
40306	Contactos deficientes que ocasionan conexiones intermitentes	0,5
10504	Desequilibrio de cargas	0,5
30202	La puesta a tierra esta en mal estado	0,5
20101	Dimensionamiento incorrecto del disyuntor	0,5
20207	Sobrecarga del generador	0,5

Tabla 4.3 Determinación de MTBF por juicio experto
Fuente: Elaboración propia

La distribución exponencial es un tipo de distribución estadística aplicable al estudio de la fiabilidad de componentes o dispositivos que en condiciones de montaje y uso adecuado se encuentran en funcionamiento y no están afectados todavía por problemas de vejes o desgaste. Es así que la principal diferencia entre la fiabilidad eléctrica y mecánica radica fundamentalmente que; en general, los sistemas electrónicos no se desgastan, salvo algunas excepciones, por lo cual se pueden utilizar modelos matemáticos como la distribución exponencial especialmente para este tipo de componentes. Por ejemplo, el diodo presenta una tasa de fallos de 0,2 fallos por cada millón de horas de funcionamiento (Anexo C). El tiempo de aparición del fallo para una fiabilidad del 99% será (índice 40202):

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

$$0,99 = e^{-0,2 \cdot 10^{-6} t}$$

$$t = \frac{\ln 0,99}{-0,2 \cdot 10^{-6}}$$

$$t = 50251,7 \text{ Horas} = 5,7 \text{ Años}$$

La fórmula de fiabilidad se aplica correctamente a todos los dispositivos que han sufrido un rodaje apropiado que permita excluir los fallos infantiles, y que no estén afectados aun por el desgaste, como se muestra en la Tabla 4.4.

Índice	Descripción	R(t)	λ	t = MTBF (año)
40202	Diodos reguladores abierto o en corto	0,99	0,0000002	5,7
40106	Fusibles de protección quemados	0,99	0,0000004	2,9
40206	Falla de las resistencias de carbón	0,99	0,0000005	2,3
40205	Transistores en disrupción	0,99	0,0000005	2,3
40104	Falla de los tiristores	0,99	0,0000008	1,4
40105	Sulfatación de terminales en los tiristores	0,99	0,0000008	1,4

Tabla 4.4 Determinación de MTBF por distribución exponencial

Fuente: Elaboración propia

4.1.2 Determinación del valor de la consecuencia

Las consecuencias son determinadas utilizando diagramas secuenciales, que se realizan a partir de “sucesos iniciadores”, cuya frecuencia de ocurrencia se conoce mediante; datos bibliográficos, opinión de expertos, etc. Esta tarea es realizada para conocer las posibles consecuencias y probabilidades de los diferentes accidentes o riesgos que puedan producirse, de forma que a partir de este conocimiento se pueda implementar las medidas preventivas existentes para limitar o reducir los efectos no deseados.

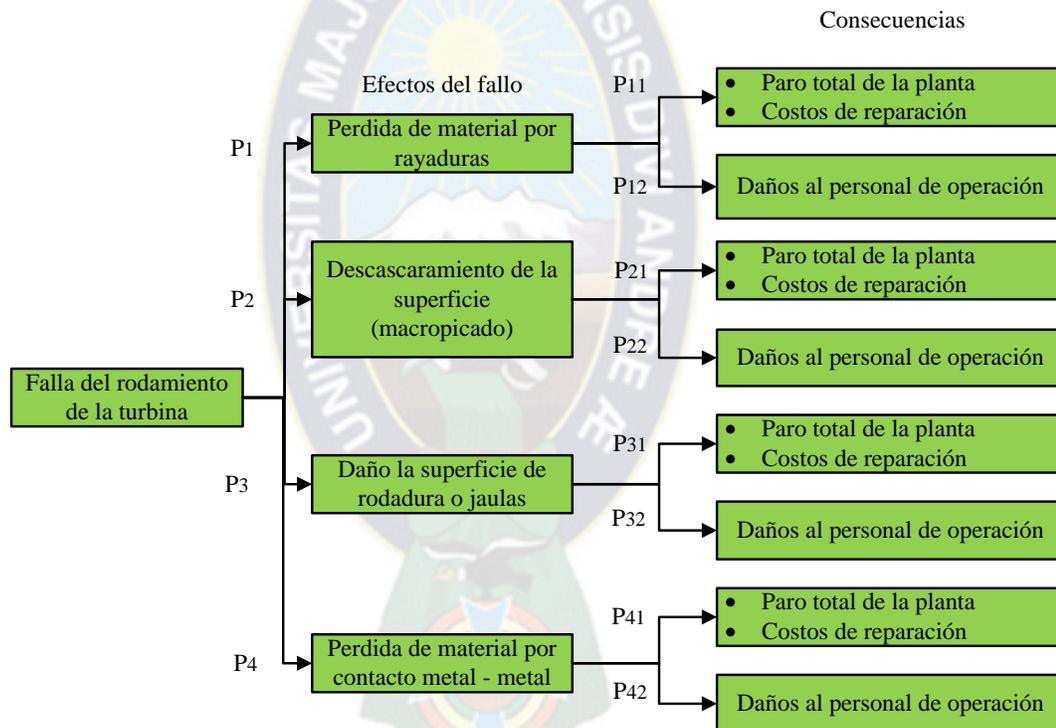


Fig. 4.3 Árbol de consecuencias del rodamiento de la turbina
Fuente: Elaboración propia

Para la metodología, se establecen consecuencias para cada uno de los factores de impacto y para simplificar el trabajo de la evaluación, resulta más operativo utilizar “categorías de consecuencias” para así simplificar la valoración.

Los aspectos que se consideraron para estimar la consecuencia son:

- Lesiones y daños a trabajadores (consecuencia de impacto humano)
- Daño al medio ambiente (consecuencia de impacto ambiental)
- Daño al entorno de instalaciones (consecuencia de impacto operacional)
- Perdida de material o equipo (consecuencia de impacto económico)

A continuación, se muestran tablas que describen como pueden clasificarse los datos necesarios para evaluar las consecuencias de un fallo, donde los criterios son definidos según las condiciones y características del sistema a analizar:

FRECUENCIA	DEFINICION	VALOR
Insignificante	Sin lesiones	0 a 14
Marginal	Lesiones leves	15 a 24
Grave	Lesiones leves con incapacidad temporal	25 a 44
Critica	Lesiones con daños irreversibles	45 a 64
Desastrosa	Discapacidad total permanente	65 a 89
Catastrófica	Muerte de personas	90 a 100

Tabla 4.5 Consecuencias de impacto humano del sistema
Fuente: Elaboración propia

FRECUENCIA	DEFINICION	VALOR
Insignificante	No produce daño ambiental	0 a 14
Marginal	Daño ambiental leve recuperable	15 a 24
Grave	Daño ambiental leve no recuperable	25 a 44
Critica	Daño ambiental grave recuperable a plazo medio	45 a 64
Desastrosa	Daño ambiental grave recuperable a plazo largo	65 a 89
Catastrófica	Daño ambiental grave no recuperable	90 a 100

Tabla 4.6 Consecuencias de impacto ambiental del sistema
Fuente: Elaboración propia

FRECUENCIA	DEFINICION	VALOR
Insignificante	Menor a 2 horas	0 a 14
Marginal	Entre 2 y 5 horas	15 a 24
Grave	Entre 5 y 48 horas	25 a 44
Critica	Entre 2 y 7 días	45 a 64
Desastrosa	Entre 1 y 4 semanas	65 a 89
Catastrófica	Mayor a un mes	90 a 100

Tabla 4.7 Consecuencias de impacto operacional del sistema
Fuente: Elaboración propia

FRECUENCIA	DEFINICION	VALOR
Insignificante	Menor a 30 \$	0 a 14
Marginal	Entre 30 y 100 \$	15 a 24
Grave	Entre 100 y 500 \$	25 a 44
Critica	Entre 500 y 1000 \$	45 a 64
Desastrosa	Entre 1000 y 5000 \$	65 a 89
Catastrófica	Mayor a 5000 \$	90 a 100

Tabla 4.8 Consecuencias de impacto económico del sistema
Fuente: Elaboración propia

Consecuencias				
Nivel	Humano	Ambiental	Operacional	Económico
A	Sin lesiones	No produce daño ambiental	Menor a 2 horas	Menor a 30 \$
B	Lesiones leves	Daño ambiental leve recuperable	Entre 2 y 5 horas	Entre 30 y 100 \$
C	Lesiones leves con incapacidad temporal	Daño ambiental leve no recuperable	Entre 5 y 48 horas	Entre 100 y 500 \$
D	Lesiones con daños irreversibles	Daño ambiental grave recuperable a plazo medio	Entre 2 y 7 días	Entre 500 y 1000 \$
E	Discapacidad total permanente	Daño ambiental grave recuperable a plazo largo	Entre 1 y 4 semanas	Entre 1000 y 5000 \$
F	Muerte de personas	Daño ambiental grave no recuperable	Mayor a un mes	Mayor a 5000 \$

Tabla 4.9 Niveles de consecuencia de fallo del sistema
Fuente: Elaboración propia

Los valores numéricos de las consecuencias se obtienen de las tablas de impacto: humano, ambiental, operacional y económico, (donde “0” que representa el valor mínimo de la consecuencia y “100” el valor máximo de la misma), estos valores luego se elevan al cuadrado para así tener un rango expandido de 0 a 10000 respectivamente. La razón de elevar al cuadrado, es que las consecuencias de los eventos no se distribuyen de forma lineal.

Por ejemplo para determinar el valor de la consecuencia para el modo de fallo de rodamiento de la turbina por lubricación inadecuada y mala operación en mantenimiento; tiene un efecto de fallo debido a la pérdida de material por contacto (metal - metal), que luego tiene una consecuencia de paro total de la planta entre 2 y 7 días, que corresponde a la consecuencia de impacto operacional del sistema y se considera “critica” con un valor de (65), el mismo se eleva al cuadrado y es igual a (4225); valor, debido a que los eventos no se distribuyen en forma lineal. Los datos fueron obtenidos de las encuestas a los operadores de las microcentrales; resultado que se observa en la hoja de análisis del subsistema de turbina hidroeléctrica en el (índice 10407).

Indice	Descripción	Nivel	Impacto	Valor	Consecuencia
40104	Falla de los tiristores	Catastrófica	Económico	90	8100
20102	Falla en el bobinado	Catastrófica	Económico	90	8100
40204	Transformador defectuoso	Catastrófica	Económico	90	8100
10202	Vibraciones en la turbina	Desastrosa	Económico	80	6400
10502	Rodamientos en mal estado	Desastrosa	Económico	80	6400
20205	Mala lubricación de rodamientos (rodamientos "secos")	Desastrosa	Económico	80	6400
20202	Rodamiento en mal estado	Desastrosa	Económico	80	6400
20206	Suciedad excesiva en la carcasa	Desastrosa	Operacional	80	6400
20203	Rozamiento entre rotor y estator	Desastrosa	Operacional	80	6400
30204	Resistencias de carga secundaria quemado	Desastrosa	Operacional	75	5625
10303	Desalineamiento en el acople	Desastrosa	Operacional	75	5625
10405	Montaje defectuoso	Desastrosa	Operacional	75	5625
40402	Acumulación de grasa, polvo, químicos o abrasivos en el eje	Desastrosa	Operacional	68	4700
40103	Falta de suministro de energía al regulador de carga	Desastrosa	Operacional	68	4700
10407	Lubricación inadecuada o incorrecta	Desastrosa	Económico	65	4225
10406	Ajuste incorrecto	Critica	Económico	60	3600
40105	Sulfatación de terminales en los tiristores	Critica	Económico	60	3600
40205	Transistores en disrupción	Critica	Económico	60	3600
10101	Fallo en el suministro de agua a la turbina	Critica	Operacional	60	3600
30304	Presencia de elementos corrosivos	Critica	Operacional	60	3600
10205	Incremento de temperatura en el eje de la turbina	Critica	Operacional	60	3600
30203	Una de las fases esta en contacto con tierra	Critica	Operacional	60	3600
10503	Desalineamiento turbina - generador	Critica	Económico	51	2600
10102	Desalineamiento turbina - generador	Critica	Económico	51	2600
20104	Sobre corriente	Critica	Operacional	50	2500
40101	Desconocimiento del funcionamiento del equipo	Critica	Económico	50	2500
40306	Contactos deficientes que ocasionan conexiones intermedias	Critica	Operacional	50	2500
30301	Sobretensión de origen atmosférico	Critica	Económico	50	2500
30306	Errores humanos	Critica	Económico	50	2500
10505	Acoplamiento dañado	Critica	Operacional	50	2500
10401	Carga excesiva en el rodamiento	Critica	Operacional	50	2500
10504	Desequilibrio de cargas	Grave	Operacional	40	1600
30202	La puesta a tierra esta en mal estado	Grave	Operacional	40	1600
30101	Bobinado roto o quemado por carga	Grave	Económico	40	1600
10203	Cavitación en la turbina	Grave	Económico	40	1600
40203	Condensadores de filtrado dañado	Grave	Económico	40	1600
10201	Apertura del inyector de la turbina	Grave	Económico	40	1600
10304	Utilización inadecuada del volante de inercia	Grave	Económico	40	1600
40403	Vibraciones excesivas en casa de maquinas	Grave	Operacional	40	1600
40206	Falla de las resistencias de carbón	Grave	Económico	40	1600
10107	Desgaste de los alabes de la turbina	Grave	Económico	40	1600

Tabla 4.10 Determinación de la consecuencia por juicio experto
Fuente: Elaboración propia

Indice	Descripción	Nivel	Impacto	Valor	Consecuencia
40201	Regulador de voltaje defectuoso	Grave	Económico	40	1600
40202	Diodos reguladores abierto o en corto	Grave	Económico	40	1600
10301	El operador permite el desgaste excesivo del eje	Grave	Económico	40	1600
30201	Fallo en el aislamiento por exceso de carga	Grave	Económico	40	1600
10104	Desgaste adhesivo del eje de la turbina	Grave	Económico	37	1400
20204	Rozamiento del ventilador con la carcasa	Grave	Operacional	35	1225
10506	Uno de los apoyos del generador no sienta correctamente	Grave	Económico	31	1000
20105	Corriente de corto circuito	Grave	Operacional	30	900
40102	Error en la implementación del equipo	Marginal	Económico	25	625
10302	Mala instalación del eje de la turbina	Marginal	Económico	20	400
10403	Defectos de asiento del eje	Marginal	Económico	20	400
20103	Falta de fase	Marginal	Operacional	20	400
40401	Temperatura del recinto excede los límites permisibles	Marginal	Económico	20	400
30305	Humedad	Marginal	Económico	20	400
40301	Señales transitorias de las líneas de corriente alterna	Marginal	Ambiental	20	400
40304	Suministro de potencia mal filtrados	Marginal	Económico	20	400
10105	Obstrucción de paso de agua mediante un objeto	Marginal	Humano	20	400
10106	Tobera de la turbina tapada por piedras o palos	Marginal	Humano	20	400
10206	Perdida de eficiencia de los alabes	Marginal	Operacional	20	400
30102	Terminal defectuoso por vibración	Marginal	Económico	20	400
30303	Falsos contactos y conexiones	Marginal	Operacional	20	400
30103	Elemento de protección en mal estado	Marginal	Operacional	20	400
20101	Dimensionamiento incorrecto del disyuntor	Insignificante	Económico	10	100
40106	Fusibles de protección quemados	Insignificante	Operacional	10	100
10402	Falta de suministro de agua a la turbina	Insignificante	Operacional	10	100
10404	Defectos de perforaciones en el alojamiento	Insignificante	Económico	10	100
10408	Sellado deficiente del rodamiento	Insignificante	Económico	10	100
40305	Componentes mecánicos defectuosos	Insignificante	Económico	10	100
10204	Fuga de agua en la turbina	Insignificante	Operacional	10	100
10305	Pandeo del eje	Insignificante	Económico	10	100
10306	Rotura del eje	Insignificante	Económico	10	100
30302	Envejecimiento prematuro de los aislamientos	Insignificante	Operacional	10	100
10501	Eje doblado	Insignificante	Económico	10	100
20201	Mala alineación del eje	Insignificante	Operacional	10	100
10103	Fallo de la válvula de paso o cierre del flujo de caudal	Insignificante	Económico	10	100
40302	Campos magnéticos o eléctricos originados en equipo	Insignificante	Ambiental	10	100
20207	Sobrecarga del generador	Insignificante	Económico	5	25
20208	Incrustamiento de material extraño	Insignificante	Operacional	5	25
40303	Interferencias debidas a transmisiones de radio o de televisión	Insignificante	Ambiental	5	25

Tabla 4.10 Determinación de la consecuencia por juicio experto
Fuente: Elaboración propia

4.1.3. Cálculo del riesgo

Cuantificar el riesgo, es la descripción de lo que se encontrará en paradas de la planta, ayudando a predecir cosas como el impacto en el coste y la programación de los recursos que necesita si ocurriese un evento particular de riesgo (Controlar el riesgo hoy, implica controlar las pérdidas de mañana).

Matemáticamente hablando, el riesgo es la multiplicación de la probabilidad de ocurrencia de un evento por sus consecuencias. Entonces el riesgo para los modos de fallos se evalúa por la siguiente expresión:

$$\text{Riesgo} = \frac{1}{\text{MTBF (año)} \times 365} \times \text{Consecuencia}$$

Si observamos la ecuación, el nivel de riesgo puede ser modificado, disminuyendo la frecuencia de ocurrencia del evento o disminuyendo las consecuencias, y también modificando ambos.

4.2. Ficha de evaluación de las microcentrales

FICHA DE EVALUACION DE MICROCENTRALES

..... se encuentra en la Provincia del departamento de
....., tiene instalado una microcentral de de potencia y
actualmente está en

ENTREVISTA CON EL OPERADOR DE LA MICROCENTRAL

Sr.

Cel.

1. ¿Qué problemas ha habido con la microcentral?
.....
2. ¿Qué trabajos realiza en la MCH?
.....
3. ¿Cuántos empleados trabajan en la MCH?
.....
4. ¿Qué capacitación de mantenimiento ha recibido?
.....
5. ¿Qué labores de mantenimiento realiza?
.....
6. ¿Qué tipo de mantenimiento realiza; ¿correctivo, preventivo, predictivo, u otro?
.....
7. ¿Con qué frecuencia se realiza los mantenimientos?
.....
8. ¿Cuánto tiempo le dedica al mantenimiento en horas?
.....
9. ¿Qué sueldo percibe?
.....
10. ¿Las tarifas permiten cubrir los gastos y que haya un fondo para reparaciones y mantenimiento?
.....

11. ¿Ha habido problemas graves de mantenimiento?

.....

12. ¿Si existió un problema grave, cuanto tiempo estuvo parado la MCH?

.....

13. Con que subsistemas frecuentemente tiene problemas: ¿Generador, Turbina, Tablero de Control o El Controlador Electrónico de Carga?

.....

14. ¿Cómo funciona la tarifa eléctrica?

.....

15. ¿La comunidad tiene que poner plata extra a veces para mantenimiento?

.....

16. ¿Ha traído algún perjuicio la falta de servicios de energía eléctrica de la MCH?

.....

17. ¿Si se presentó una falla, que tipo de consecuencia existió?

- Lesiones y daños a trabajadores ()
- Daño al medio ambiente ()
- Daño al entorno de instalaciones ()
- Perdida de material o equipo ()

FRECUENCIA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

1. Verificación de fugas de agua de los empalmes de la carcasa de la turbina	
2. Verificar temperatura de rodamientos en turbina	
3. Verificación de vibraciones en turbina y generador	
4. Verificación de ruidos anormales en turbina y generador	
5. Engrase de rodamientos de la turbina	
6. Limpieza general de polvo de la casa de maquinas	
7. Limpieza de polvo del controlador electrónico	
8. Limpieza de polvo del tablero de control	
9. Cambio de grasa de los rodamientos de la turbina	
10. Limpieza e inspección del banco de resistencias	
11. Ventilación del banco de resistencias	
12. Limpieza del bobinado interior del generador	
13. Medición del aislamiento del generador	
14. Inspección conexión a tierra	
15. Cambio de retenes en la turbina	
16. Cambio de rodamientos de la turbina	
17. Cambio de empaquetadura del acople flexible	
18. Engrase de los rodamientos del generador	
19. Cambio de rodamientos del generador	
20. Verificación y ajuste general de todos los pernos	
21. Ajuste de la válvula principal	
22. Cambio de la empaquetadura de prensaestopa	
23. Cambio de resistencia del disipador de energía	
24. Inspección de conexiones eléctricas	
25. Verificación de tensión de acople flexible	
26. Inspección de desgaste de rodete e inyectores	
27. Verificación de alimentación de rodete	
28. Verificación de accionamiento de sistema de alarma	
29. Inspección de acople directo	

- D Inspección diaria
- S Inspección semanal
- M Inspección mensual
- A Inspección anual
- SF Si hay fugas y fallas
- NR No se lo realiza

HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS NECESARIAS

	Si	No
1. Juego de llaves de boca		
2. Juego de llaves hexagonales		
3. Juego de destornilladores		
4. Juego de alicates		
5. Martillo mecánico		
6. Combo de 10 Kg.		
7. Extractor de rodamientos		
8. Grasea y aceitera		
9. Arco de sierra mecánica		
10. Guantes de seguridad		
11. Casco protector		
12. Trípode con tecla hasta 2 toneladas		
13. Tester		
14. Pinza amperométrica		
15. Pértiga para MT		
16. Escalera de aluminio		
17. Cinturón de seguridad		
18. Garra trepadora		

REPUESTOS NECESARIOS PARA EL MANTENIMIENTO

	Si	No
1. Rodamientos para turbina		
2. Retenes de turbina		
3. Rodamientos para generador		
4. Banda o correas para poleas		
5. Empaquetaduras		
6. Regulador de voltaje AVR		
7. Diodos rectificadores		
8. Juego de escobillas o carbones		
9. Fusible seccionador de MT		
10. Breacker (fusible) de tablero		

4.3 Desarrollo del estudio en el sistema hidroeléctrico

Los subsistemas a estudiar son:

- Subsistema de turbina hidroeléctrica
- Subsistema de generación eléctrica
- Subsistema de tablero de control eléctrico
- Subsistema controlador de carga electrónico

4.3.1 Subsistema de turbina hidroeléctrica

La turbina es una turbomáquina que permiten la transferencia de la energía del agua en energía de giro a un rotor provisto de alabes mientras que el flujo pasa a través de estos; transforma la energía hidráulica en energía mecánica de rotación. [25]



Fig. 4.4. Turbina Pelton
Fuente: Fotografía (Pelechuco)

La turbina Pelton debe su nombre al ingeniero norteamericano Lester Allen Pelton (1829-1908), quien concibió la idea de una rueda con cucharas periféricas que aprovecharan la energía cinética del agua que venía de una tubería y actúa

tangencialmente sobre la rueda. En 1880 patentó la turbina con palas periféricas, de tal manera que el chorro proveniente de la tubería golpea el centro de cada pala o cuchara con el fin de aprovechar al máximo el empuje del agua.

La turbina Pelton es denominada turbina de acción, es la más utilizada y es recomendada en centrales que dispongan grandes alturas de trabajo y bajo caudal. En las siguientes figuras se observan; el árbol de fallos del subsistema en estudio:

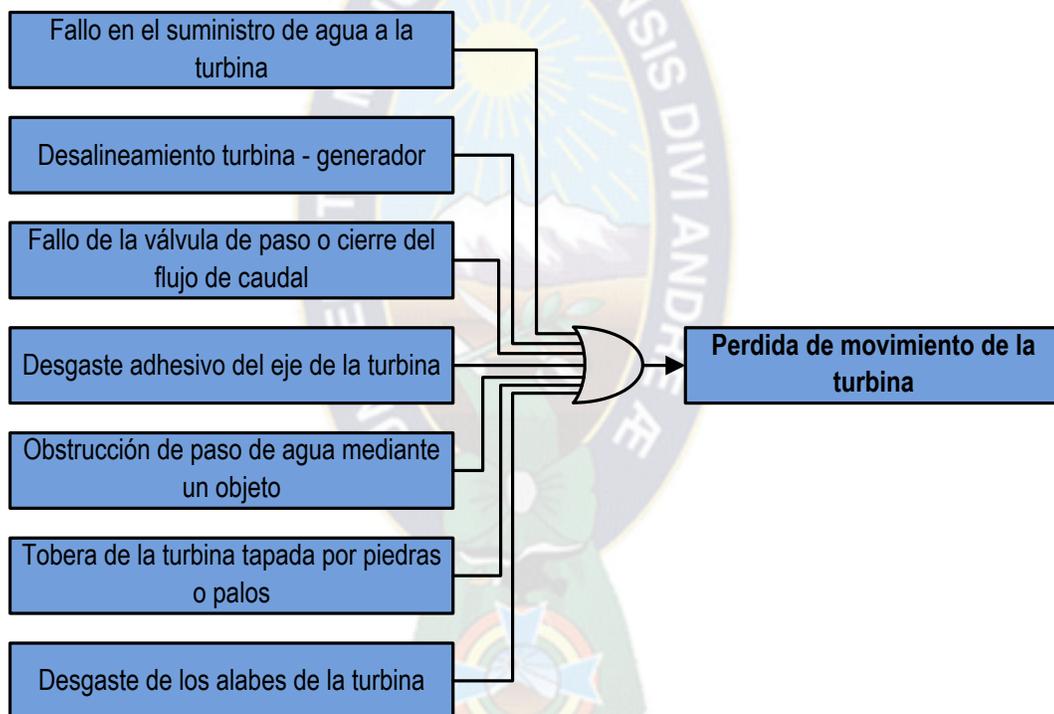


Fig. 4.5 Árbol de fallos del subsistema 1 (fallo funcional 01)
Fuente: Elaboración propia

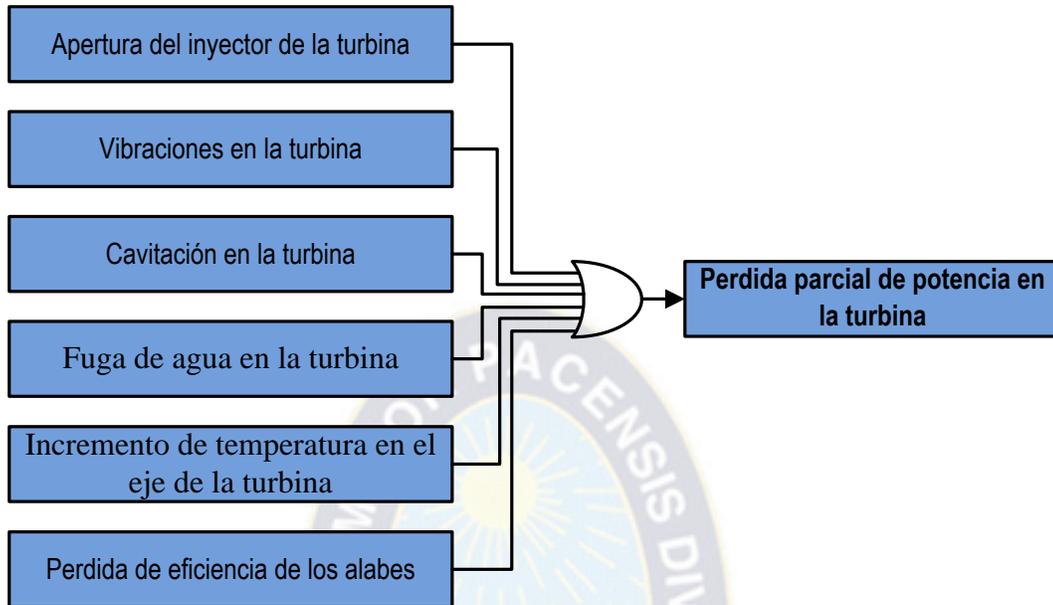


Fig. 4.6 Árbol de fallos del subsistema 1 (fallo funcional 02)
Fuente: Elaboración propia

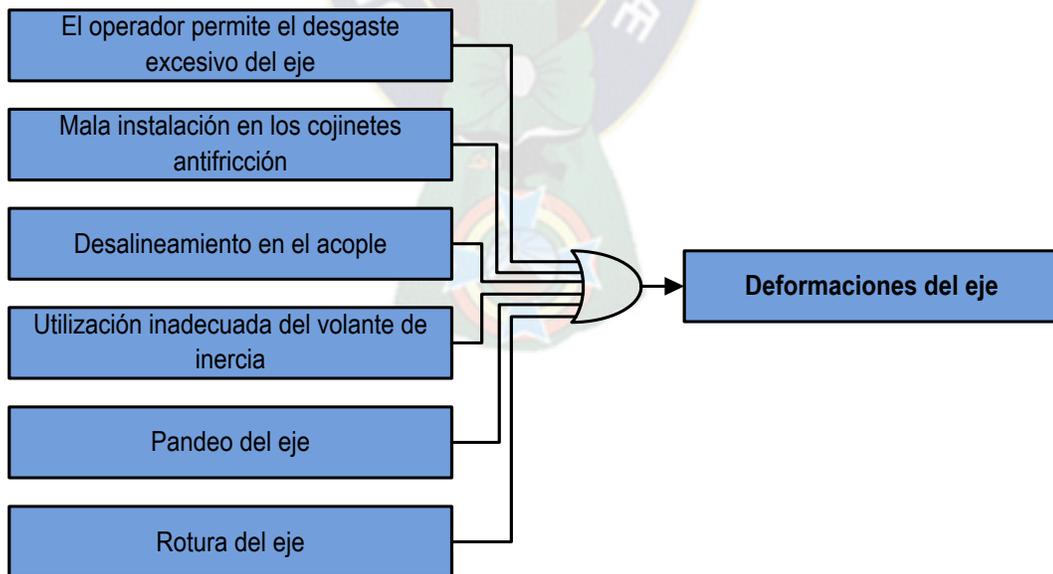


Fig. 4.7 Árbol de fallos del subsistema 1 (fallo funcional 03)
Fuente: Elaboración propia

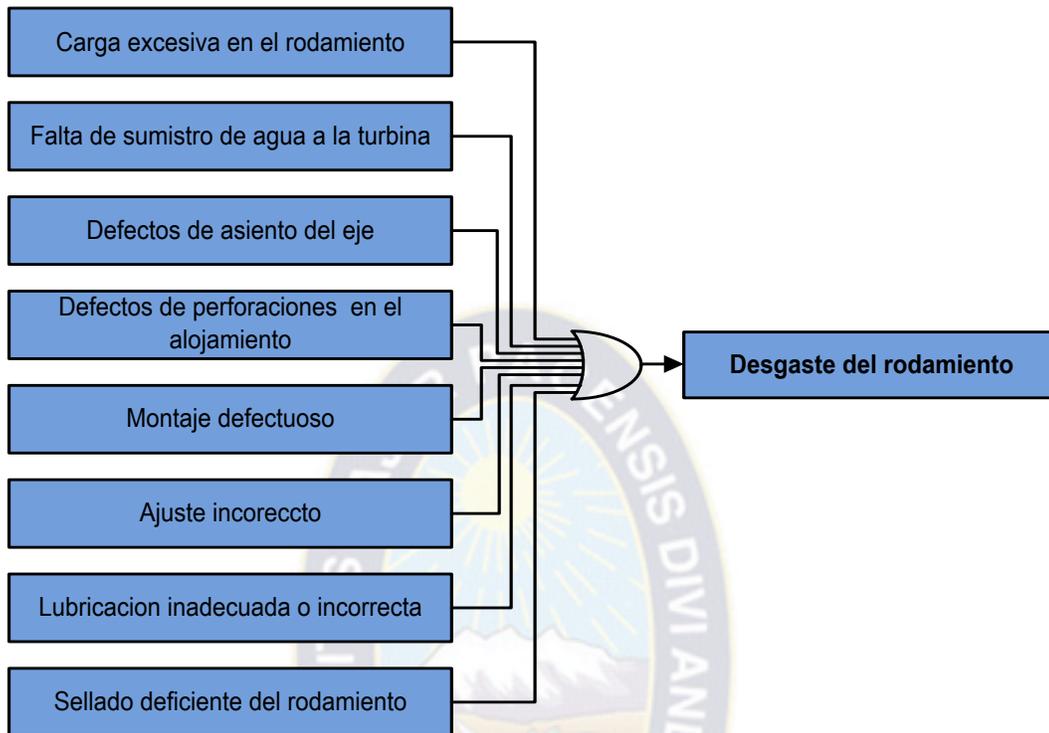


Fig. 4.8 Árbol de fallos del subsistema 1 (fallo funcional 04)
Fuente: Elaboración propia

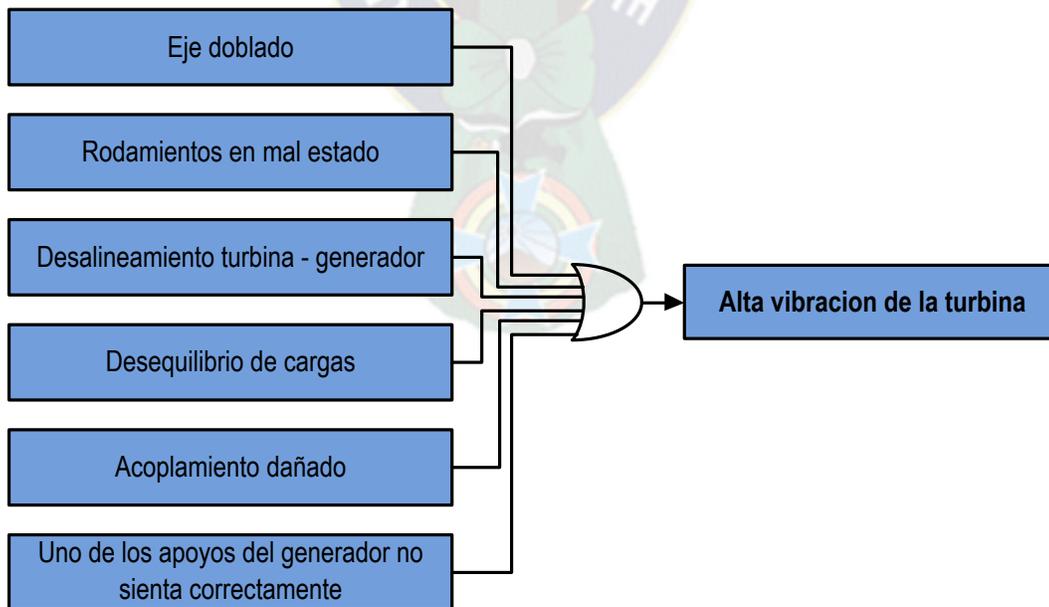


Fig. 4.9 Árbol de fallos del subsistema 1 (fallo funcional 05)
Fuente: Elaboración propia

Índice	Descripción	MTBF (año)	Consecuencia	Riesgo
10100	Perdida de movimiento de la turbina			19,100
10101	Fallo en el suministro de agua a la turbina	4	3600	2,466
10102	Desalineamiento turbina – generador	0,5	2600	14,247
10103	Fallo de la válvula de paso o cierre del flujo de caudal	20	100	0,014
10104	Desgaste adhesivo del eje de la turbina	3	1400	1,279
10105	Obstrucción de paso de agua mediante un objeto	10	400	0,110
10106	Tobera de la turbina tapada por piedras o palos	10	400	0,110
10107	Desgaste de los alabes de la turbina	5	1600	0,877
10200	Pérdida parcial de potencia en la turbina			29,498
10201	Apertura del inyector de la turbina	1	1600	4,384
10202	Vibraciones en la turbina	1	6400	17,534
10203	Cavitación en la turbina	0,8	1600	5,479
10204	Fuga de agua en la turbina	15	100	0,018
10205	Incremento de temperatura en el eje de la turbina	5	3600	1,973
10206	Perdida de eficiencia de los alabes	10	400	0,110
10300	Deformaciones del eje			21,365
10301	El operador permite el desgaste excesivo del eje	10	1600	0,438
10302	Mala instalación del eje de la turbina	1	400	1,096
10303	Desalineamiento en el acople	1	5625	15,411
10304	Utilización inadecuada del volante de inercia	1	1600	4,384
10305	Pandeo del eje	15	100	0,018
10306	Rotura del eje	15	100	0,018
10400	Desgaste del rodamiento			38,795
10401	Carga excesiva en el rodamiento	10	2500	0,685
10402	Falta de suministro de agua a la turbina	5	100	0,055
10403	Defectos de asiento del eje	1	400	1,096
10404	Defectos de perforaciones en el alojamiento	5	100	0,055
10405	Montaje defectuoso	1	5625	15,411
10406	Ajuste incorrecto	1	3600	9,863
10407	Lubricación inadecuada o incorrecta	1	4225	11,575
10408	Sellado deficiente del rodamiento	5	100	0,055
10500	Alta vibración de la turbina			35,498
10501	Eje doblado	15	100	0,018
10502	Rodamientos en mal estado	2	6400	8,767
10503	Desalineamiento turbina – generador	0,5	2600	14,247
10504	Desequilibrio de cargas	0,5	1600	8,767
10505	Acoplamiento dañado	2	2500	3,425
10506	Uno de los apoyos del generador no sienta correctamente	10	1000	0,274

Tabla 4.11 Hoja de análisis del subsistema de turbina hidroeléctrica
Fuente: Elaboración propia

4.3.2 Subsistema de generación eléctrica

El generador síncrono es un tipo de máquina eléctrica rotativa que transforma la energía mecánica en energía eléctrica; su principio de funcionamiento de un generador síncrono se basa en la ley de Faraday. Para crear tensión inducida en el circuito de armadura (estator), se debe crear un campo magnético en el rotor o circuito de campo, esto se logra alimentando el rotor con una fuente de tensión continua, este campo magnético inducirá una tensión en el devanado de armadura y se obtendrá una corriente alterna fluyendo a través de él.



Fig. 4.10 Generador eléctrico (30 Kw)
Fuente: Fotografía (Agua Blanca)

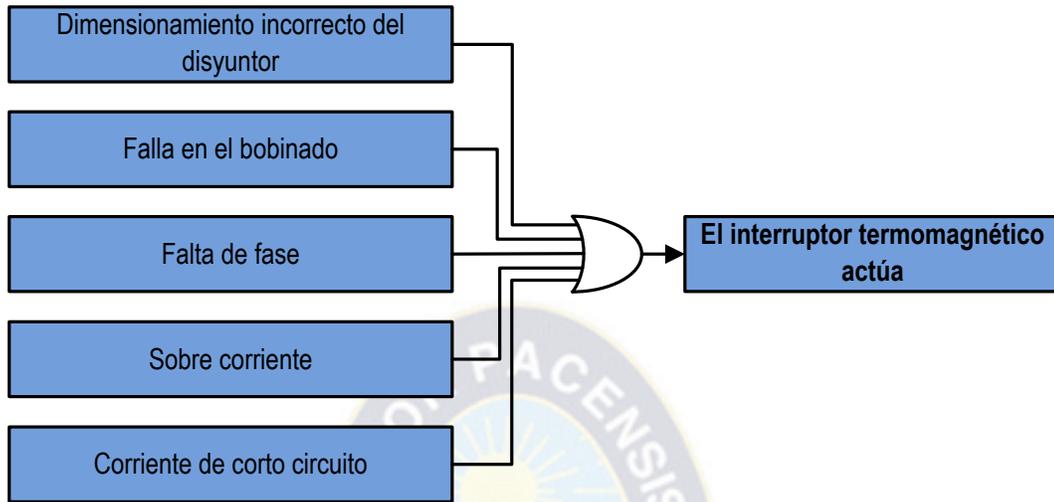


Fig. 4.11 Árbol de fallos del subsistema 2 (fallo funcional 01)
Fuente: Elaboración propia

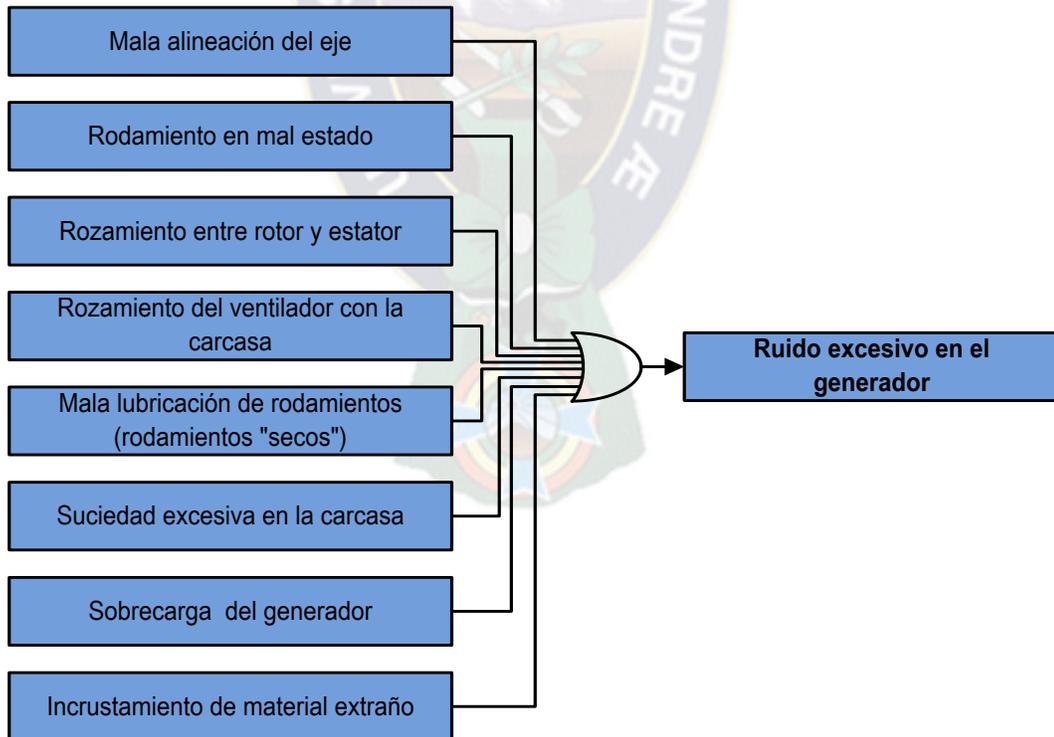


Fig. 4.12 Árbol de fallos del subsistema 2 (fallo funcional 02)
Fuente: Elaboración propia

Índice	Descripción	MTBF (año)	Consecuencia	Riesgo
20100	El interruptor termomagnético actúa			20,027
20101	Dimensionamiento incorrecto del disyuntor	0,5	100	0,548
20102	Falla en el bobinado	10	8100	2,219
20103	Falta de fase	1	400	1,096
20104	Sobre corriente	0,5	2500	13,699
20105	Corriente de corto circuito	1	900	2,466
20200	Ruido excesivo en el generador			7,423
20201	Mala alineación del eje	19	100	0,014
20202	Rodamiento en mal estado	10	6400	1,753
20203	Rozamiento entre rotor y estator	15	6400	1,169
20204	Rozamiento del ventilador con la carcasa	10	1225	0,336
20205	Mala lubricación de rodamientos (rodamientos "secos")	8	6400	2,192
20206	Suciedad excesiva en la carcasa	10	6400	1,753
20207	Sobrecarga del generador	0,5	25	0,137
20208	Incrustamiento de material extraño	1	25	0,068

Tabla 4.12 Hoja de análisis del subsistema de generación eléctrica
Fuente: Elaboración propia

4.3.3 Subsistema de tablero de control eléctrico

El tablero de control eléctrico es un gabinete donde se concentran los dispositivos de conexión, control, maniobra, protección, medida y distribución de tensión primaria y secundaria. Todos estos dispositivos permiten que una instalación eléctrica funcione adecuadamente.

En el tablero de control eléctrico se tienen instalados interruptores de seguridad, dichos interruptores de seguridad son los termomagnéticos, que se encargan de proteger tanto el tablero eléctrico, como la instalación debido a variaciones en la corriente.

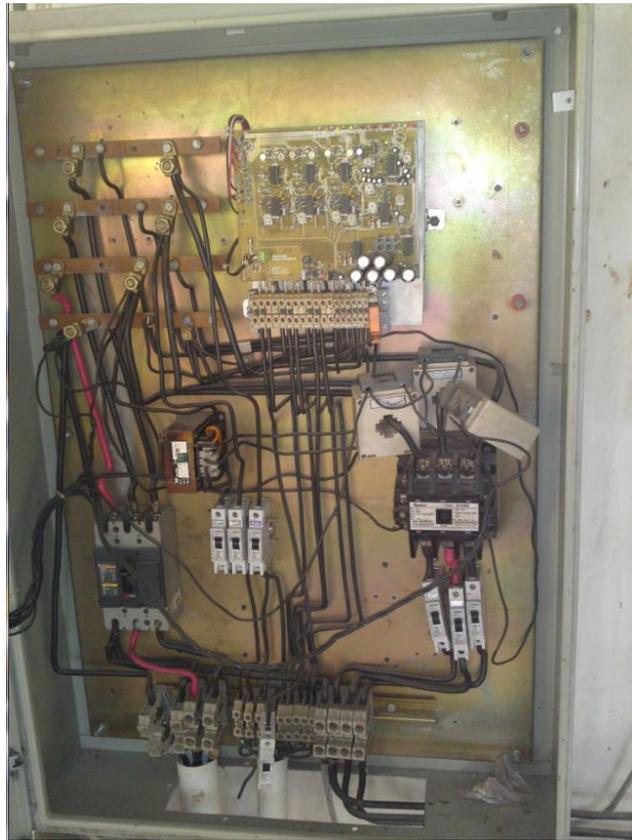


Fig. 4.13 Tablero de control eléctrico
Fuente: Fotografía (Santa Rosa de Quilo Quilo)



Fig. 4.14 Banco de resistencias (balastro)
Fuente: Fotografía (Yanamayo)

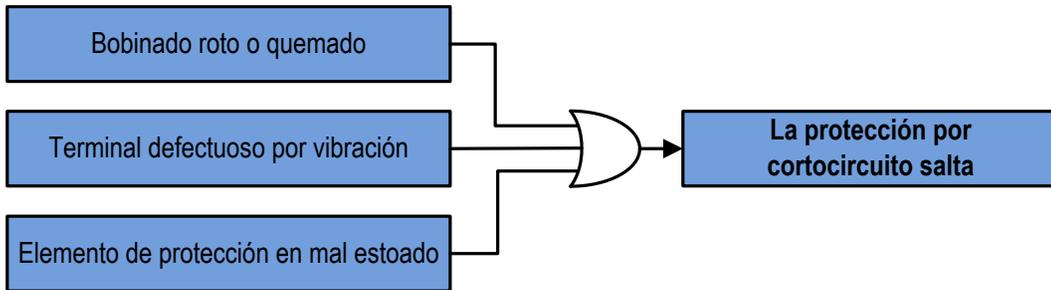


Fig. 4.15 Árbol de fallos del subsistema 3 (fallo funcional 01)

Fuente: Elaboración propia

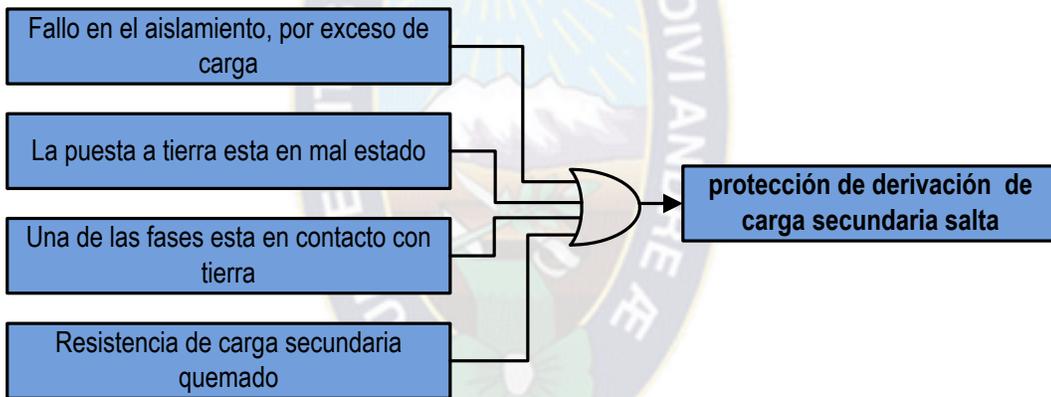


Fig. 4.16 Árbol de fallos del subsistema 3 (fallo funcional 02)

Fuente: Elaboración propia

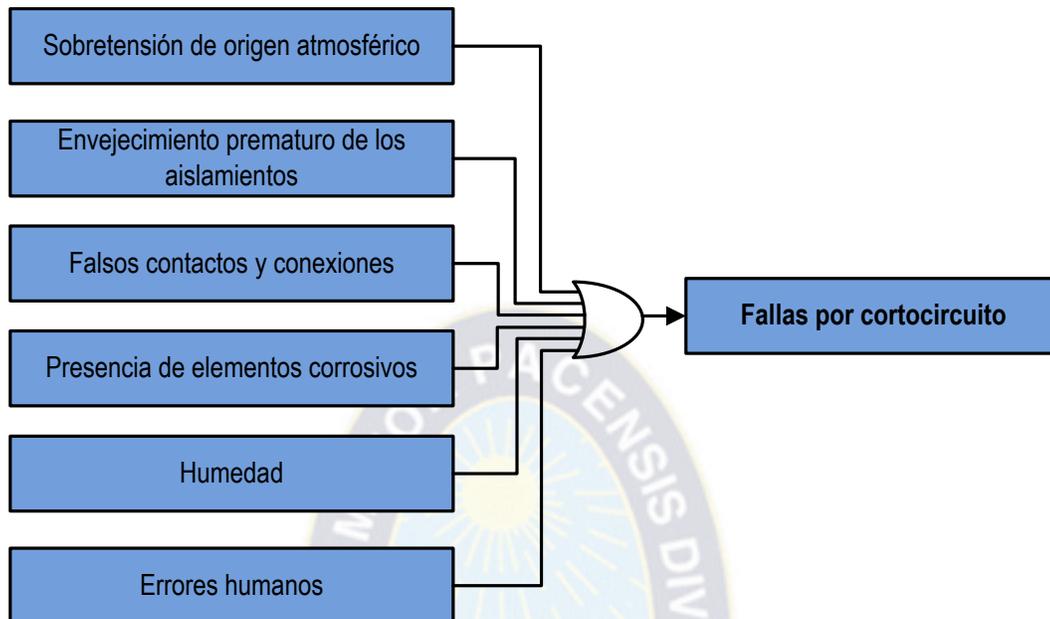


Fig. 4.17 Árbol de fallos del subsistema 3 (fallo funcional 03)
Fuente: Elaboración propia

Índice	Descripción	MTBF (año)	Consecuencia	Riesgo
30100	La protección por cortocircuito salta			6,445
30101	Bobinado roto o quemado por carga	0,7	1600	6,262
30102	Terminal defectuoso por vibración	10	400	0,110
30103	Elemento de protección en mal estado	15	400	0,073
30200	Protección de derivación de carga secundaria salta			26,589
30201	Fallo en el aislamiento por exceso de carga	10	1600	0,438
30202	La puesta a tierra está en mal estado	0,5	1600	8,767
30203	Una de las fases está en contacto con tierra	5	3600	1,973
30204	Resistencia de carga secundaria quemado	1	5625	15,411
30300	Fallas por cortocircuito			16,566
30301	Sobretensión de origen atmosférico	1	2500	6,849
30302	Envejecimiento prematuro de los aislamientos	15	100	0,018
30303	Falsos contactos y conexiones	10	400	0,110
30304	Presencia de elementos corrosivos	4	3600	2,466
30305	Humedad	4	400	0,274
30306	Errores humanos	1	2500	6,849

Tabla 4.13 Hoja de análisis del subsistema de tablero de control
Fuente: Elaboración propia

4.3.4 Subsistema controlador de carga electrónico

En este sistema, el generador produce una potencia constante y el regulador electrónico de carga a través de unos controladores electrónicos conocidos como tiristores, deriva la energía no consumida de la demanda a un sistema de disipación de energía o balastro.

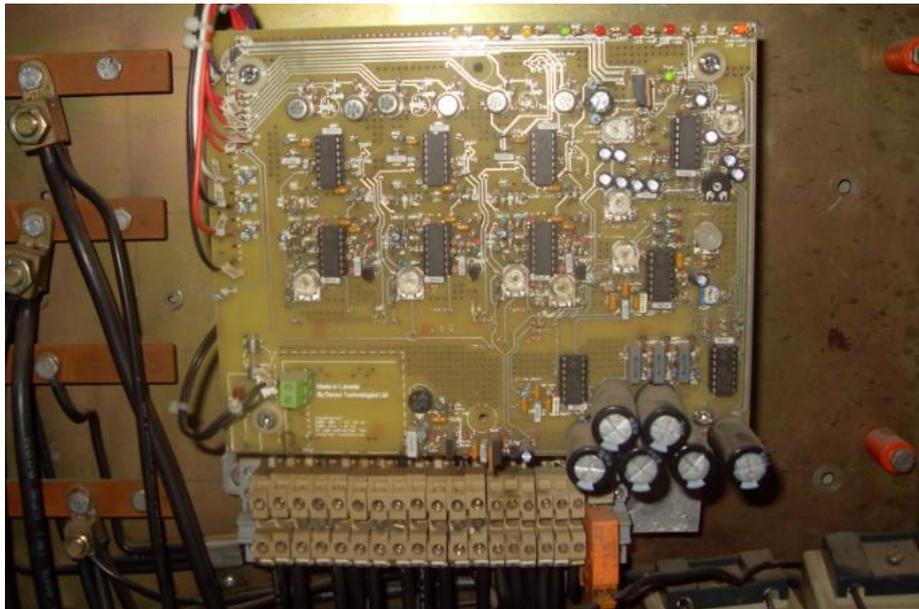


Fig. 4.18 Circuito regulador de carga
Fuente: Fotografía (Santa Rosa de Quilo Quilo)

Los reguladores electrónicos de carga se componen básicamente de cuatro unidades:

- **Fuente de poder.** Toma la energía del alternador y se encarga de suministrar corriente continua y en el voltaje requerido por todos los circuitos electrónicos que componen el regulador.
- **Unidad de control y protección.** Es el corazón del regulador, y consiste en los circuitos sensores de frecuencia, voltaje y corriente. Además, contiene los relés, interruptores y fusibles de protección.

- **Unidad de potencia.** Contiene los circuitos de disparo para regular la cantidad de energía que se disipa en la carga de lastre o secundario; además contiene los tiristores y relés en caso de regulación escalonada.

Los circuitos son de regulación continua o analógica, y esto se logra mediante el uso de tiristores o rectificadores de control de silicio (SCR); los cuales permiten el paso de corriente hacia la carga secundaria (lastre), solo cuando reciben una pulsación de pase proveniente del circuito de control de disparo. Estas señales se suceden cada medio ciclo y el tiristor permite el paso de corriente hasta que la onda llega a cero; haciendo variar las pulsaciones de pase de 0° a 180° ; con esto se puede variar el flujo de corriente hacia la carga secundaria y por lo tanto la energía que se disipa en ella.



Fig. 4.19 Árbol de fallos del subsistema 4 (fallo funcional 01)
Fuente: Elaboración propia

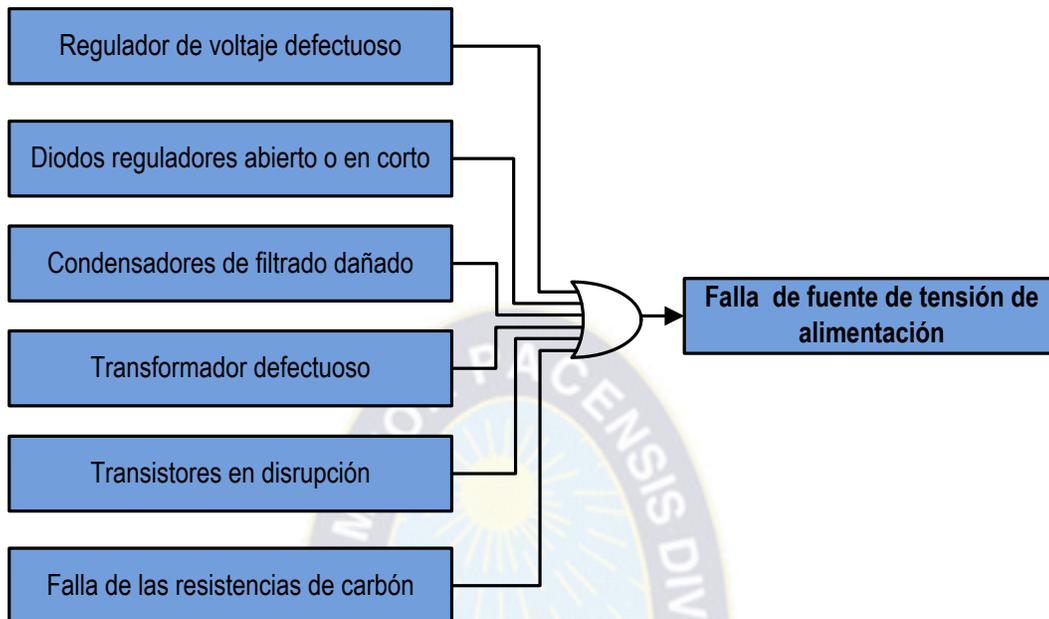


Fig. 4.20 Árbol de fallos del subsistema 4 (fallo funcional 02)
Fuente: Elaboración propia

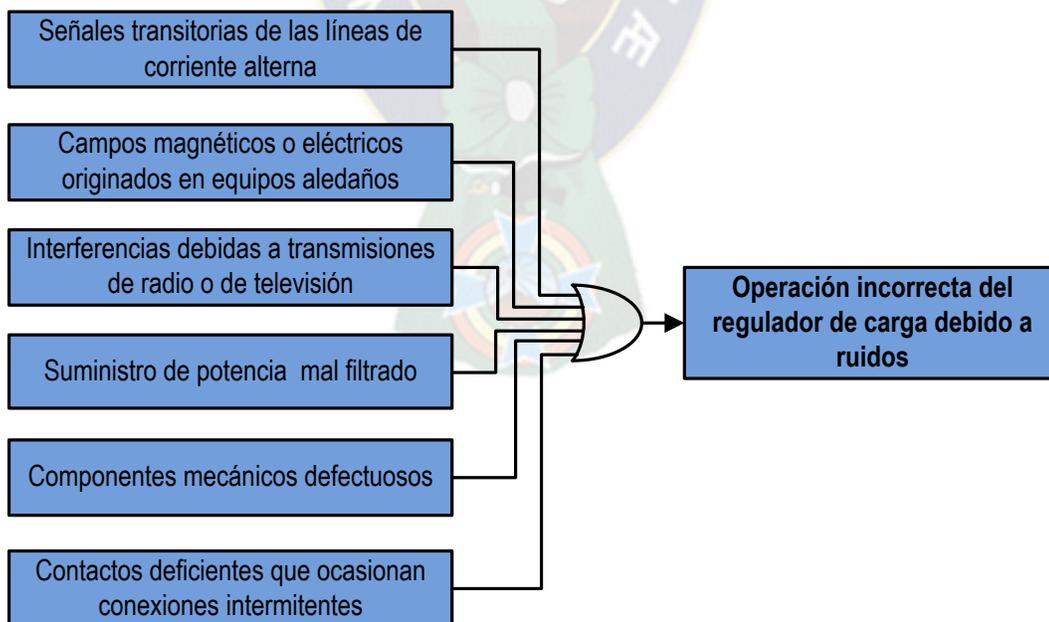


Fig. 4.21 Árbol de fallos del subsistema 4 (fallo funcional 03)
Fuente: Elaboración propia

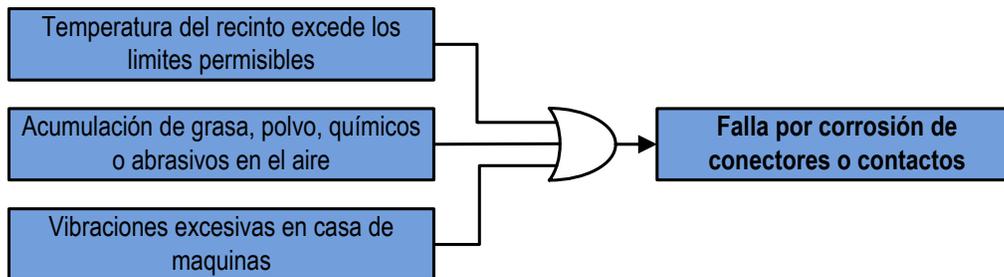


Fig. 4.22 Árbol de fallos del subsistema 4 (fallo funcional 04)
Fuente: Elaboración propia

Índice	Descripción	MTBF (año)	Consecuencia	Riesgo
40100	Fallas de salida (circuito de potencia)			40,977
40101	Desconocimiento del funcionamiento del equipo	0,5	2500	13,699
40102	Error en la implementación del equipo	1	625	1,712
40103	Falta de suministro de energía al regulador de carga	5	4700	2,575
40104	Falla de los tiristores	1,4	8100	15,851
40105	Sulfatación de terminales en los tiristores	1,4	3600	7,045
40106	Fusibles de protección quemados	2,9	100	0,094
40200	Falla de fuente de tensión de alimentación			14,190
40201	Regulador de voltaje defectuoso	5	1600	0,877
40202	Diodos reguladores abierto o en corto	5,7	1600	0,769
40203	Condensadores de filtrado dañado	0,9	1600	4,871
40204	Transformador defectuoso	15	8100	1,479
40205	Transistores en disrupción	2,3	3600	4,288
40206	Falla de las resistencias de carbón	2,3	1600	1,906
40300	Operación incorrecta del regulador de carga debido a ruidos			14,154
40301	Señales transitorias de las líneas de corriente alterna	4	400	0,274
40302	Campos magnéticos o eléctricos originados en equipos aledaños	20	100	0,014
40303	Interferencias debidas a transmisiones de radio o de televisión	20	25	0,003
40304	Suministro de potencia mal filtrado	8	400	0,137
40305	Componentes mecánicos defectuosos	10	100	0,027
40306	Contactos deficientes que ocasionan conexiones intermitentes	0,5	2500	13,699
40400	Falla por corrosión de conectores o contactos			17,808
40401	Temperatura del recinto excede los límites permisibles	2	400	0,548
40402	Acumulación de grasa, polvo, químicos o abrasivos en el aire	1	4700	12,877
40403	Vibraciones excesivas en casa de maquinas	1	1600	4,384

Tabla 4.14 Hoja de análisis del subsistema controlador de carga electrónico
Fuente: Elaboración propia

4.4 Resultados de la metodología RBM

Índice	Descripción	MTBF (año)	Consecuencia	Riesgo
10202	Vibraciones en la turbina	1	6400	17,534
40104	Falla de los tiristores	1,4	8100	15,851
30204	Resistencias de carga secundaria quemado	1	5625	15,411
10303	Desalineamiento en el acople	1	5625	15,411
10405	Montaje defectuoso	1	5625	15,411
10503	Desalineamiento turbina - generador	0,5	2600	14,247
10102	Desalineamiento turbina - generador	0,5	2600	14,247
20104	Sobre corriente	0,5	2500	13,699
40101	Desconocimiento del funcionamiento del equipo	0,5	2500	13,699
40306	Contactos deficientes que ocasionan conexiones intermitentes	0,5	2500	13,699
40402	Acumulación de grasa, polvo, químicos o abrasivos en el aire	1	4700	12,877
10407	Lubricación inadecuada o incorrecta	1	4225	11,575
10406	Ajuste incorrecto	1	3600	9,863
10502	Rodamientos en mal estado	2	6400	8,767
10504	Desequilibrio de cargas	0,5	1600	8,767
30202	La puesta a tierra está en mal estado	0,5	1600	8,767
40105	Sulfatación de terminales en los tiristores	1,4	3600	7,045
30301	Sobretensión de origen atmosférico	1	2500	6,849
30306	Errores humanos	1	2500	6,849
30101	Bobinado roto o quemado por carga	0,7	1600	6,262
10203	Cavitación en la turbina	0,8	1600	5,479
40203	Condensadores de filtrado dañado	0,9	1600	4,871
10201	Apertura del inyector de la turbina	1	1600	4,384
10304	Utilización inadecuada del volante de inercia	1	1600	4,384
40403	Vibraciones excesivas en casa de maquinas	1	1600	4,384
40205	Transistores en disrupción	2,3	3600	4,288
10505	Acoplamiento dañado	2	2500	3,425
40103	Falta de suministro de energía al regulador de carga	5	4700	2,575
10101	Fallo en el suministro de agua a la turbina	4	3600	2,466
20105	Corriente de corto circuito	1	900	2,466
30304	Presencia de elementos corrosivos	4	3600	2,466
20102	Falla en el bobinado	10	8100	2,219
20205	Mala lubricación de rodamientos (rodamientos "secos")	8	6400	2,192
10205	Incremento de temperatura en el eje de la turbina	5	3600	1,973
30203	Una de las fases está en contacto con tierra	5	3600	1,973
40206	Falla de las resistencias de carbón	2,3	1600	1,906
20202	Rodamiento en mal estado	10	6400	1,753
20206	Suciedad excesiva en la carcasa	10	6400	1,753
40102	Error en la implementación del equipo	1	625	1,712

Tabla 4.15 Clasificación decreciente de riesgos de las causas de fallo

Fuente: Elaboración propia

Índice	Descripción	MTBF (año)	Consecuencia	Riesgo
40204	Transformador defectuoso	15	8100	1,479
10104	Desgaste adhesivo del eje de la turbina	3	1400	1,279
20203	Rozamiento entre rotor y estator	15	6400	1,169
10302	Mala instalación del eje de la turbina	1	400	1,096
10403	Defectos de asiento del eje	1	400	1,096
20103	Falta de fase	1	400	1,096
10107	Desgaste de los alabes de la turbina	5	1600	0,877
40201	Regulador de voltaje defectuoso	5	1600	0,877
40202	Diodos reguladores abierto o en corto	5,7	1600	0,769
10401	Carga excesiva en el rodamiento	10	2500	0,685
20101	Dimensionamiento incorrecto del disyuntor	0,5	100	0,548
40401	Temperatura del recinto excede los límites permisibles	2	400	0,548
10301	El operador permite el desgaste excesivo del eje	10	1600	0,438
30201	Fallo en el aislamiento por exceso de carga	10	1600	0,438
20204	Rozamiento del ventilador con la carcasa	10	1225	0,336
10506	Uno de los apoyos del generador no sienta correctamente	10	1000	0,274
30305	Humedad	4	400	0,274
40301	Señales transitorias de las líneas de corriente alterna	4	400	0,274
20207	Sobrecarga del generador	0,5	25	0,137
40304	Suministro de potencia mal filtrados	8	400	0,137
10105	Obstrucción de paso de agua mediante un objeto	10	400	0,110
10106	Tobera de la turbina tapada por piedras o palos	10	400	0,110
10206	Perdida de eficiencia de los alabes	10	400	0,110
30102	Terminal defectuoso por vibración	10	400	0,110
30303	Falsos contactos y conexiones	10	400	0,110
40106	Fusibles de protección quemados	2,9	100	0,094
30103	Elemento de protección en mal estado	15	400	0,073
20208	Incrustamiento de material extraño	1	25	0,068
10402	Falta de suministro de agua a la turbina	5	100	0,055
10404	Defectos de perforaciones en el alojamiento	5	100	0,055
10408	Sellado deficiente del rodamiento	5	100	0,055
40305	Componentes mecánicos defectuosos	10	100	0,027
10204	Fuga de agua en la turbina	15	100	0,018
10305	Pandeo del eje	15	100	0,018
10306	Rotura del eje	15	100	0,018
30302	Envejecimiento prematuro de los aislamientos	15	100	0,018
10501	Eje doblado	15	100	0,018
20201	Mala alineación del eje	19	100	0,014
10103	Fallo de la válvula de paso o cierre del flujo de caudal	20	100	0,014
40302	Campos magnéticos o eléctricos originados en equipos aledaños	20	100	0,014
40303	Interferencias debidas a transmisiones de radio o de televisión	20	25	0,003

Tabla 4.15 Clasificación decreciente de riesgos de las causas de fallo
Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la Tabla 4.15, la metodología de mantenimiento basado en el riesgo busca establecer y determinar los niveles más críticos, donde los participantes más importantes del riesgo proceden de los subsistemas y fallos funcionales. Cada clasificación de riesgo o nivel de riesgo, proporciona una cantidad considerable que contribuye al riesgo total del sistema; por tanto, interviniendo adecuadamente sobre las causas de fallo se podrá modificar el riesgo global. A partir de la evaluación y análisis de los riesgos de los diferentes escenarios del sistema, se priorizan en un orden descendente, con el escenario de mayor al menor riesgo, y para las intervenciones se deben tomar decisiones sobre cómo actuar sobre los mismos.

Existen fallos en el sistema o combinación de fallos como; las vibraciones en la turbina, falla de los tiristores, resistencia de carga secundaria quemada, desalineamiento en el acople etc., que pueden ser prevenidos según la manera de que el personal interactúe con el sistema a través de mantenimientos o procedimientos operacionales. La clasificación de niveles de riesgos muestra la importancia de que cada fallo tiene una relevancia en relación a los otros.

En la Fig. 4.23 se muestra el diagrama de Pareto de las causas de fallo; que constituye con un método gráfico sencillo de análisis, que permite discriminar entre las causas más importantes de un problema de riesgo de fallas, de las que son menos importantes (el 80% de las causas de riesgo del sistema son debidos a un 20% de las causas de riesgos posibles). Una importante aplicación del método de Pareto está en el diseño de mejora de la calidad; de modo que una mejora deberá tener como objetivo a las pocas vitales causas de riesgo como: las vibraciones en la turbina, falla de los tiristores, resistencia de carga secundaria quemada, desalineamiento en el acople, montaje defectuoso, desalineamiento turbina-generator, sobre corriente, desconocimiento del funcionamiento del equipo, contactos deficientes que ocasionan conexiones intermitentes, acumulación de grasa, polvo, químicos o abrasivos en el aire; lubricación inadecuada o incorrecta, ajuste incorrecto, rodamientos en mal estado, desequilibrio de

cargas, la puesta a tierra está en mal estado, sulfatación de terminales en los tiristores, sobretensión de origen atmosférico, errores humanos, bobinado roto o quemado por carga y cavitación en la turbina, que son los pocos vitales que necesitan la intervención inmediata. En la figura 4.23, también se muestra el porcentaje acumulado del riesgo total que corresponde a las causas de fallo con riesgos más altos hacia la derecha, incorporados sucesivamente en forma decreciente, las causas de fallo correspondientes al índice mostrados en el eje de abscisa.



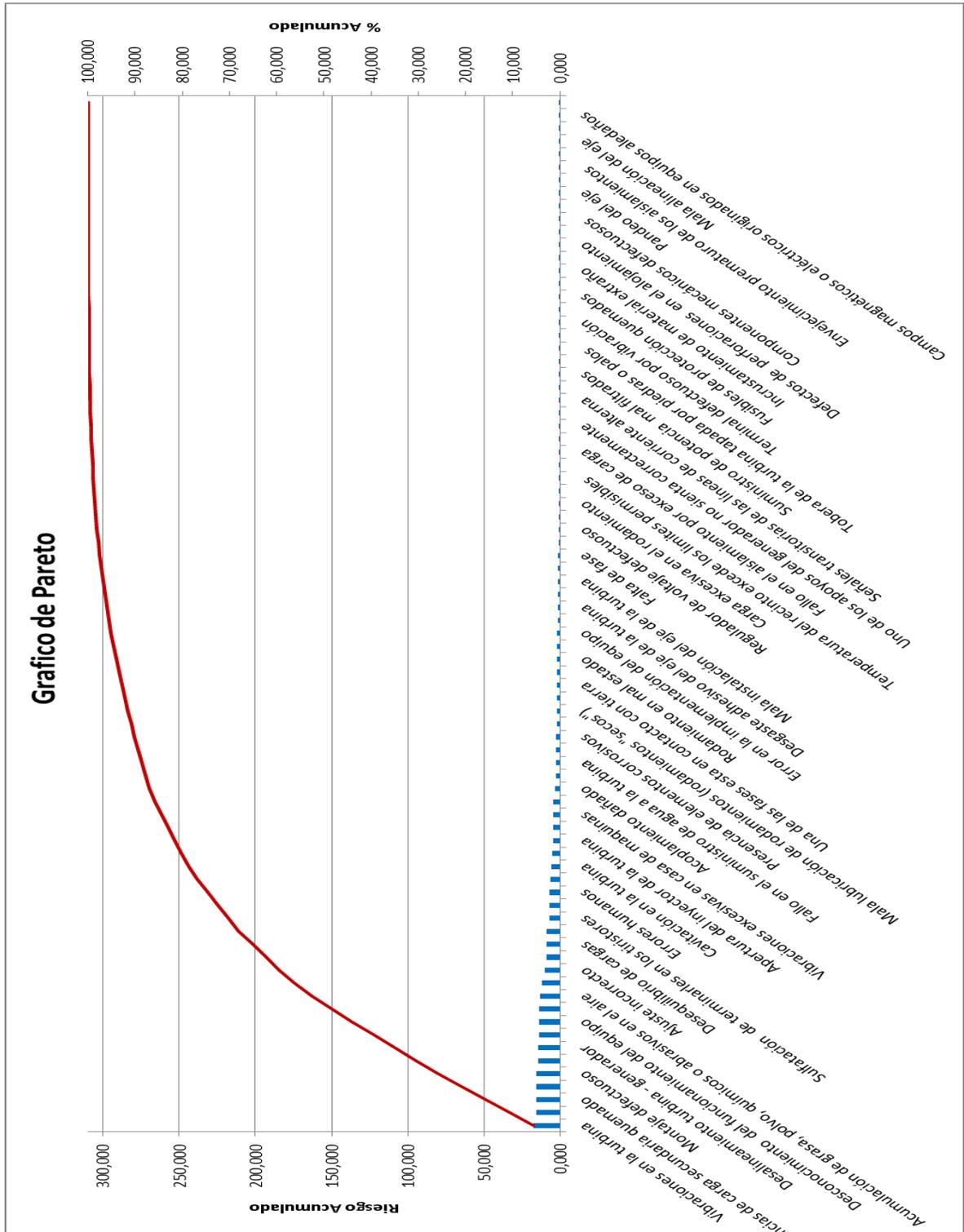


Fig. 4.23 Diagrama de Pareto de las causas de fallo del sistema
Fuente: Elaboración propia

Índice	FALLAS FUNCIONALES	Riesgo
	Turbina hidroeléctrica	144,256
10100	Perdida de movimiento de la turbina	19,100
10200	Pérdida parcial de potencia en la turbina	29,498
10300	Deformaciones del eje	21,365
10400	Desgaste del rodamiento	38,795
10500	Alta vibración de la turbina	35,498
	Generador eléctrico	27,450
20100	El interruptor termomagnético actúa	20,027
20200	Ruido excesivo en el generador	7,423
	Tablero de control eléctrico	49,600
30100	La protección por cortocircuito salta	6,445
30200	protección de derivación de carga secundaria salta	26,589
30300	Fallas por cortocircuito	16,566
	Controlador de carga electrónico	87,129
40100	Fallas de salida (circuito de potencia)	40,977
40200	Falla de fuente de tensión de alimentación	14,190
40300	Operación incorrecta del regulador de carga debido a ruidos	14,154
40400	Falla por corrosión de conectores o contactos	17,808

Tabla 4.16 Fallas funcionales del sistema hidroeléctrico

Fuente: Elaboración propia

Los valores de riesgo asociados a cada falla funcional se pueden calcular sumando los riesgos de sus respectivas fallas. El cálculo del riesgo asociado a cada falla sirve para mostrar como el riesgo se distribuye entre las diferentes partes funcionales de los subsistemas estudiados, como se puede observar en la Tabla 4.16. Esta información puede ser muy útil para el análisis y diseño del mantenimiento, y de acuerdo al resultado obtenido se observa que el subsistema de turbina hidroeléctrica presenta un índice de riesgo asociado igual a (144,256), que implica desarrollar una estrategia para disminuir la vulnerabilidad; promover acciones de mitigación de riesgo y preservación de las instalaciones, frente a un desastre que se aproxima a este subsistema.

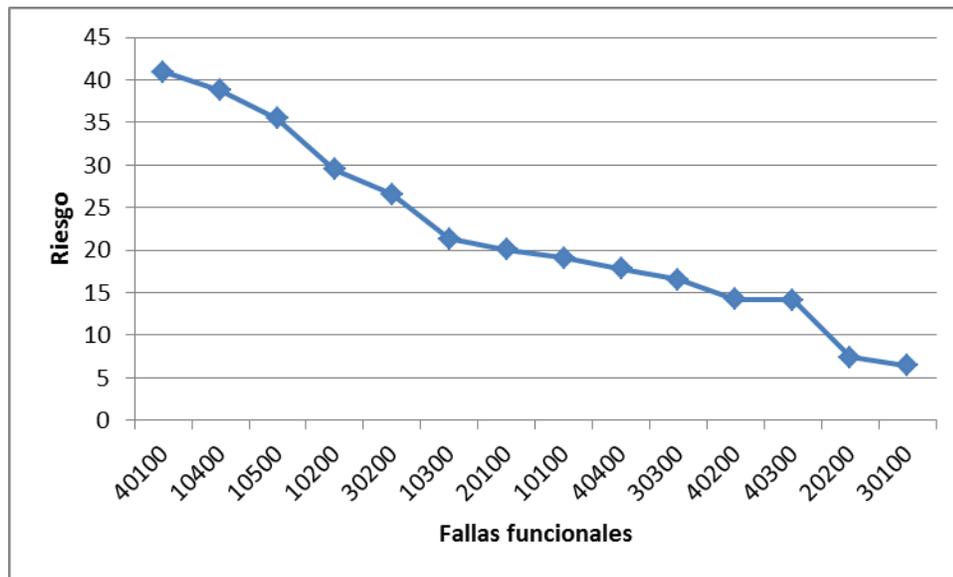


Fig. 4.24 Clasificación ordenada de riesgos
Fuente: Elaboración propia

La Figura 4.24 muestra los riesgos asociados a las fallas funcionales del sistema, calculados a partir de las causas de fallo; donde se observa una distribución para los fallos funcionales que tiene una forma lineal decreciente, que empieza de la falla funcional; fallas de salida (circuito de potencia) y termina en la última falla funcional; la protección por cortocircuito salta. Que a continuación se detalla:

- 40100 Fallas de salida (circuito de potencia)
- 10400 Desgaste del rodamiento
- 10500 Alta vibración de la turbina
- 10200 Perdida parcial de potencia en la turbina
- 30200 Protección de derivación de carga secundaria salta
- 10300 Deformaciones del eje
- 20100 El interruptor termomagnético actúa
- 10100 Perdida de movimiento de la turbina
- 40400 Falla por corrosión de conectores o contactos
- 30300 Falla por cortocircuito
- 40200 Falla de fuente de tensión de alimentación
- 40300 Operación incorrecta del regulador de carga debido a ruidos

- 20200 Ruido excesivo en el generador
- 30100 La protección por corto circuito salta

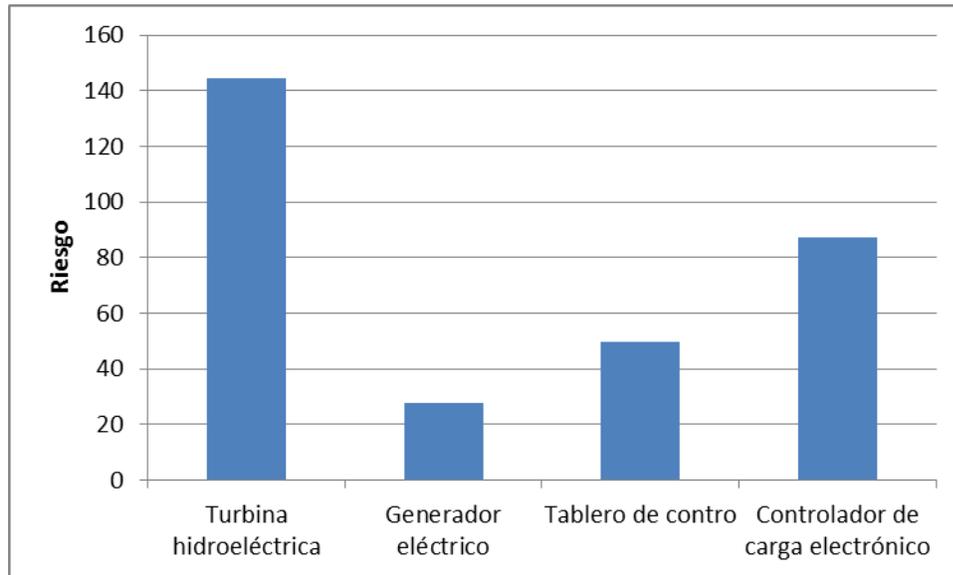


Fig. 4.25 Contribución de los subsistemas al riesgo global
Fuente: Elaboración propia

Con la suma de los riesgos asociados a los fallos funcionales de cada subsistema se puede calcular la contribución de cada uno de los subsistemas estudiados y que además aporta a todo el sistema global de la microcentral. La comparación de resultados entre subsistemas, representada en la Figura 4.25, proporciona un panorama visual que ayuda al grupo que desarrolla el análisis, sobre como el riesgo se distribuye entre los subsistemas.

En la gráfica de contribución de los subsistemas al riesgo global se comprueba que como era de esperar; los subsistemas de turbina hidroeléctrica y controlador de carga electrónico, son los que presentan un mayor riesgo, mientras que el generador eléctrico contribuye con el riesgo más pequeño. Los resultados obtenidos deben ayudar a realizar el tipo de mantenimiento a implementar, ya que en dichas áreas se van a utilizar la clasificación de los riesgos proporcionados por el análisis de la metodología como una

guía para el diseño de mantenimiento; se deben tomar en cuenta que los resultados son los más validos.

La metodología permite administrar el riesgo a partir de la identificación de las estrategias o medidas de intervención, con los resultados obtenidos en el estudio de RBM, se deben establecer objetivos que proporcionen una base cuantitativa para medir la efectividad del programa de mantenimiento y obtener información de cómo y dónde dirigir los recursos del mantenimiento. Esta base cuantitativa de riesgo indica las causas de fallo en los diferentes subsistemas a las que se debe prestar mayor atención y a otras menos. También ayuda en procesos de toma de decisiones, como:

- Elaborar nuevas tareas de mantenimiento
- Identificar subsistemas donde se realiza mantenimiento excesivo o escaso
- Determinar el tipo de tecnologías de mantenimiento a aplicar
- Determinar el tipo de capacitación para el personal de operación y mantenimiento
- Planificar nuevas frecuencias en las tareas de mantenimiento

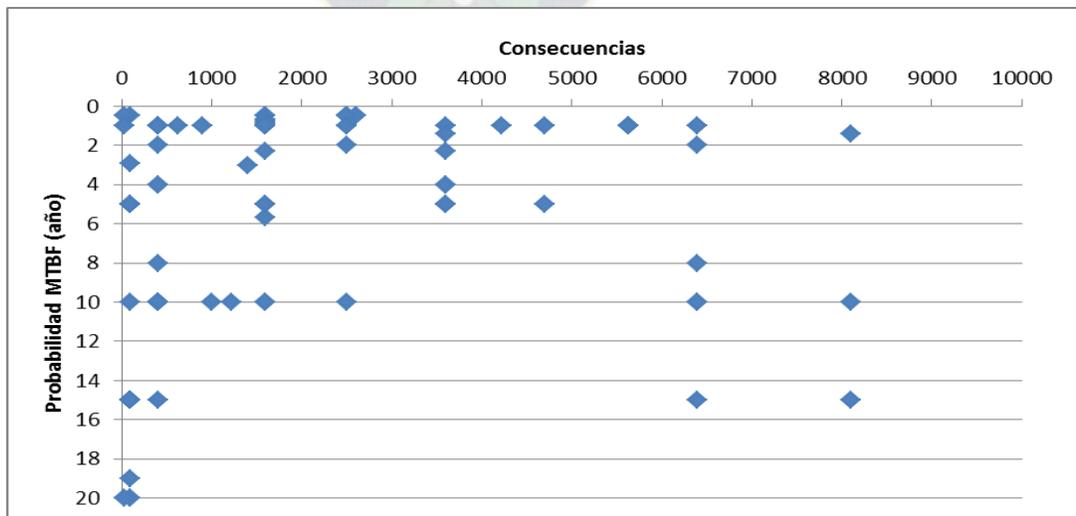


Fig. 4.26 Matriz de riesgos del sistema hidroeléctrico
Fuente: Elaboración propia

Por último, partiendo de que el riesgo es una medida de las combinaciones de las probabilidades de un evento con sus consecuencias, el nivel de riesgo del sistema puede usarse para medir la importancia de los mecanismos de falla, como se observa en la Fig. 4.26. En este trabajo se propone el empleo de matrices de riesgo para determinar la importancia de las fallas y su uso constituye un método estandarizado para valorar todos los mecanismos de falla.

		Consecuencia					
		0 - 500	500 - 2000	2000 - 5000	5000 - 7000	7000 - 8500	8500 - 10000
Probabilidad (MTBF años)	MTBF < 1	S	S	S	H	H	H
	$1 \leq \text{MTBF} < 3$	M	S	S	S	H	H
	$3 \leq \text{MTBF} < 8$	M	M	S	S	S	H
	$8 \leq \text{MTBF} < 15$	L	M	M	S	S	S
	MTBF ≥ 15	L	L	M	M	S	S

Fig. 4.27 Modelo de matriz de riesgos desarrollada para la metodología
Fuente: Elaboración propia

Para poder valorar la importancia de cada mecanismo con la matriz de riesgo, es necesario documentar la frecuencia de ocurrencia de cada mecanismo de fallo y sus consecuencias. En el presente trabajo, se representa el riesgo asociado a cada una de las causas de fallo; analizadas, mediante una matriz de riesgo y una escala de aceptabilidad para calificar la gravedad, como se observa en la Figura 4.27. Y según los resultados obtenidos; no se puede admitir un fallo cuyo riesgo queda en esta zona H, que corresponde a los fallos inadmisibles, e implica una mayor prioridad de actuación en los fallos de: vibraciones en la turbina (10202), falla de los tiristores (40104), resistencia de carga secundaria quemado (30104), desalineamiento en el acople (10303) y montaje defectuoso (10405), que están en la zona H; los cuales no se puede admitir un fallo cuyo riesgo quede en esta zona y por eso que su actuación debe ser de mayor prioridad.

4.5. Planificación del plan de mantenimiento del sistema

Existen modernas técnicas como: RCM, TPM o RBM, que son técnicas organizativas; el RCM es una técnica que nos ayuda a replantear todo nuestro mantenimiento con base en la fiabilidad o análisis de fallos, TPM es otra técnica organizativa, basada en transferir a producción gran parte de las actividades de mantenimiento; y el mantenimiento preventivo o predictivo es una metodología tecnológica a utilizar como herramienta.

Los mantenimientos deben basarse en la integración de técnicas, no en la exclusividad de las mismas, y es absolutamente necesario que el mantenimiento a aplicar en el sistema sea un caso extremadamente particular y que no va a recibir una receta única. Un nuevo plan de mantenimiento debe estar basado en varias facetas diferentes, por tanto, es necesario entremezclar, interrelacionar e integrar las técnicas de mantenimiento.

El plan de mantenimiento, según el mantenimiento basado en el riesgo; enumera acciones y recomendaciones prácticas de mantenimiento comunes a ejecutarse en función de los resultados obtenidos de la metodología utilizada; donde cada elemento de alto riesgo tiene la prioridad en el plan de mantenimiento, las mismas que se detallan a continuación.

4.5.1. Programa de mantenimiento

Para el cumplimiento de las tareas de mantenimiento, es necesario contar con un mínimo de herramientas (Tabla 4.17) y en lo posible un stock de repuestos, de tal manera que se pueda encarar cualquier situación que se presente en la operación del sistema.

En las siguientes tablas se resume los principales materiales y actividades de mantenimiento a realizarse según la periodicidad de la MCH.

HERRAMIENTAS
Juego de llaves hexagonales
Llave cresen
Llave stilson
Juego de destornilladores
Juego de alicates
Martillo mecánico
Combo de 10 Kg
Grasera y aceitera
Extractor de rodamientos
INSTRUMENTOS
Termógrafo
Amperímetro de gancho
Multitester

Tabla 4.17 Herramientas e instrumentos para el mantenimiento
Fuente: Elaboración propia

El propósito del programa de mantenimiento para el tratamiento del riesgo es; documentar la forma en que se van a implementar las opciones del tratamiento seleccionado. En nuestro caso corresponde a los fallos inadmisibles, como se observa en la Tabla 4.18; donde se requiere una atención de alta prioridad para disminuir a corto o inmediato plazo su impacto, como los modos de fallo de: vibraciones en la turbina, falla de los tiristores, resistencias de carga secundaria quemado, desalineamiento en el acople, y montaje defectuoso.

El tratamiento también puede introducir a fallos con un riesgo inaceptable; donde se tiene que disminuir la probabilidad de que se produzca el riesgo con acciones anticipadas para mitigar estos fallos.

ACTIVIDADES	D	S	M	3M	6M	A	2A	4A	8A
Verificación de vibraciones en la turbina	X								
Verificación del funcionamiento de los tiristores			X						
Verificación de las resistencias de carga secundaria		X							
Cambio del acople (desalineamiento en el acople)						X			
Cambio de rodamientos turbina (Montaje defectuoso)							X		
Verificación de alineamiento turbina - generador			X						
Inspección de conexiones eléctricas (sobre corriente)			X						
Verificación de ruidos anormales (contactos deficientes que ocasionan conexiones intermitentes)	X								
Limpieza de grasa, polvo, químicos o abrasivos en el aire		X							
Lubricación de los rodamientos de la turbina (inadecuada)				X					
Inspección de los carbonos del generador (ajuste incorrecto)							X		
Verificar la temperatura de los rodamientos (rodamientos en mal estado)	X								
Verificar el equilibrio de cargas (desequilibrio)						X			
Verificar la puesta a tierra (puesta a tierra está en mal estado)					X				
Limpieza de sulfatación de terminales en los tiristores						X			
Medición del aislamiento del generador (errores humanos)							X		
Limpieza del bobinado interior del generador (bobinado roto o quemado)							X		
Verificar la cavitación en la turbina								X	

Tabla 4.18 Programa de mantenimiento según su periodicidad
Fuente: Elaboración propia

4.5.1.1 Vibraciones en la turbina

La turbina Pélton es una turbina de acción de flujo tangencial, donde el proceso de flujo se realiza a presión atmosférica, empleada en grandes y pequeñas centrales hidroeléctricas; por lo que las acciones de mantenimiento que se deben de realizar para este tipo de turbinas son:

- Mantener lubricada las partes móviles de la turbina tales como; el rodamiento, eje, inyector y todos los pernos de anclaje de la turbina para evitar que se corroan.

- Realizar una inspección general rigurosa de las cucharas de la turbina, para determinar el grado de desgaste que ocurre a lo largo del tiempo, de esta forma se controlará el desgaste y nos permitirá tener suficiente criterio para programar una reparación general de la turbina.
- Se debe controlar el grado de corrosión que ocurra en la carcasa de la turbina y si es necesario pintarla con pintura anticorrosiva.
- Verificar la cavitación que es un parámetro particular de las turbinas de reacción; en las cuales, en zonas de baja presión se forman vapor, generándose ondas de alta frecuencia que producen ruido, vibración y corrosión. Para atenuar el deterioro de la turbina por corrosión, esta debe trabajar con una potencia superior a 65% de su potencia nominal. [3]
- Se recomienda realizar mantenimiento predictivo, mediante análisis de vibraciones en la turbina Pelton.

4.5.1.2 Falla de los tiristores

La función del regulador electrónico de carga es mantener la velocidad constante de la turbina a pesar de las fluctuaciones de potencia. Los reguladores tienen varios puntos de ajuste en su interior, que no deben ser modificados sin contar con el manual del fabricante o bajo la participación de una persona competente en el tema. Cualquier modificación en su ajuste podría derivarse en un funcionamiento inestable y/o variar la velocidad de marcha de la turbina. Los reguladores de carga, tienen por objeto mantener constante la frecuencia del generador; estos reguladores son conectados eléctricamente al generador y mantiene la carga constante (por lo tanto, la potencia en la turbina también se mantendrá constante), derivando la parte de la carga del generador o alternador que no es consumida por la carga principal, hacia un tanque de resistencias.

Este tipo de regulador requiere muy poco mantenimiento y dependerá de la antigüedad del equipo; si el subsistema tiene una relativa antigüedad se tiene que verificar posibles fallas de los tiristores por la sobredimensión de los parámetros

eléctricos que genera el sistema o por un montaje defectuoso en el proceso de mantenimiento. Se propone realizar mantenimiento predictivo mediante el análisis del termógrafo, controlando la temperatura de estos dispositivos electrónicos.

4.5.1.3 Resistencias de carga secundaria quemado

Se tiene que verificar la adecuada circulación de agua por el tanque de resistencias, verificar periódicamente los valores de las resistencias de carga secundaria empleando el mantenimiento correctivo si es necesario y que la ventilación al interior del regulador no sea bloqueada. Dependiendo del ambiente, cada cierto tiempo habrá que limpiar el polvo al interior del regulador, revisar el ajuste de los pernos y tuercas de los puntos de conexión en el banco de resistencias.

También es necesario verificar el tablero de control, donde están los instrumentos de medición tales como: voltímetro, amperímetro y el interruptor principal; que requieren solo inspección de las conexiones eléctricas y emplear el mantenimiento correctivo. En la mayoría de los casos se necesita de poca atención; solo bastara con retirar el polvo de acuerdo a las condiciones del ambiente existente en el lugar y en el caso de existir alguna falla; con la utilización de instrumentos, deberán ser cambiados a la brevedad posible las resistencias de carga secundaria.

4.5.1.4 Desalineamiento en el acople

Las principales causas de vibración en la maquinaria rotativa son primordialmente al desalineamiento, los cuales causan el 40% de problemas de vibración. Las causas más comunes de desalineamiento se refieren a deflexiones dinámicas que originan doblamientos permanentes y a desalineamiento debido al montaje incorrecto, provocando que los ejes de rotación no coincidan con los ejes de los centros de masa.

El acoplamiento está formado por ejes, acople y rodamientos; principalmente el acople necesita ser cambiado y/o verificar cada año, con el fin de detectar vibraciones a causa de deslizamientos o falta de lubricante en los mismos.

4.5.1.5 Montaje defectuoso

Otro punto de especial cuidado, son los montajes efectuados en el mantenimiento de los rodamientos, por lo que se debe estar alerta ante la ocurrencia de ruido extraño o sobrecalentamiento; estos son indicadores de que algo está funcionando mal, de manera que deben ser lubricados periódicamente. Los rodamientos deben ser cambiados luego de haber transcurrido dos años de funcionamiento; para su cambio se debe usar un extractor de rodamientos y se debe tener la máxima precaución tanto en la manipulación como en su montaje.

También es necesario hacer el mantenimiento rutinario del generador; donde se recomienda la atención periódica del estado de los devanados y de los rodamientos. Se debe examinar la posición de las escobillas, de manera que han de tocar los anillo rozantes en toda su superficie, asimismo debe reemplazarse cuando se haya gastado una cuarta parte de su longitud; debe limpiar periódicamente los anillos rozantes de forma cíclica, quitándoles todo el polvo o suciedad que los cubra y en especial cuando se cambian las escobillas, evitando que la suciedad se acumule en los mismos.

Además, será necesario realizar un mantenimiento en el generador; a los componentes eléctricos y mecánicos con el propósito de evitar la acumulación de polvo, humedad, o grasa en su interior. Este mantenimiento es preventivo y consta de; limpieza de las bobinas del generador, inspección de los bornes, verificación del estado de las conexiones eléctricas en el generador, verificación del nivel de aislamiento de los bobinados del rotor y estator, realizado por personal capacitado para este tipo de acciones.

4.5.2. Registro de parámetros de funcionamiento del equipo

Con el fin de conocer el comportamiento y las acciones de mantenimiento realizadas o por realizar, es necesario contar con un libro de registro de los parámetros de operación, mantenimiento y fallas; que de manera permanente e inamovible debe permanecer en la casa de maquinas para su control por el personal autorizado.

En este registro; se debe consignar las ocurrencias diarias de todos los eventos que se puedan producir, ello permitirá tener datos estadísticos del comportamiento del equipo, desde la puesta en marcha hasta una parada forzada o de mantenimiento, con el llenado de parámetros de funcionamiento tales como: voltaje (V), frecuencia (Hz), corriente (A), potencia (Kw) y temperatura (°C).

En las siguientes tablas se registrar los parámetros de funcionamiento del equipo para realizar una evaluación de su comportamiento.

Fecha:						
Hora	Voltaje (V)	Corriente (A)	Frecuencia (Hz)	Temperatura (°C).	Potencia (W)	Observaciones
06:00						
12:00						
18:00						

Tabla 4.19 Lectura de parámetros de funcionamiento
Fuente: Elaboración propia

Fecha									
Día	Mes	Año	Equipo	Ajuste de pernos	Engrase	Cantidad	Limpieza	Cambio	Observaciones
			Turbina						
			Generador						
			Tablero de control						
			Cto. Controlador de carga						
			otros						

Tabla 4.20 Registro de mantenimiento y fallas del equipo
Fuente: Elaboración propia

4.5.3. Capacitación del operador

La formación del operador, en la mayoría de los casos solo consiste en la capacitación realizada durante la instalación del sistema hidroeléctrico; pero casi todos los operadores de microcentrales demandan una mayor profundidad en la capacitación, según las entrevistas realizadas con los operadores de las mismas microcentrales.

Para la operación del sistema hidroeléctrico es conveniente capacitar una o más personas, esta labor se la tiene que realizar desde el momento en que la metodología detecta como riesgo; a los ítems (montaje defectuoso y desconocimiento del funcionamiento del equipo) y en forma práctica enseñarles: el funcionamiento de los equipos, los nombres de las partes, el modo de operación y como llevar a cabo acciones de mantenimiento, con los instrumentos necesarios para realzar el mismo.

CAPITULO V

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

5.1. Análisis general del funcionamiento de las microcentrales

De la población total de microcentrales; se eligieron para datos muestrales cinco, de las cuales; tres están en funcionamiento (Yanamayo, Pelechuco y Agua Blanca), en la cual se desarrollaron tareas de mantenimiento, con la metodología de mantenimiento basado en el riesgo, y dos que no están en funcionamiento (Santa Rosa de Quilo Quilo y Choro), precisamente por descuidos de mantenimiento, acompañados de averías debidas a factores naturales como; rayos que han afectado a las máquinas y derrumbes que han estropeados las instalaciones de obra civil del sistema hidroeléctrico.

En general, las microcentrales visitadas producían electricidad correctamente, pero la mayoría presentaban algunas pequeñas averías como:

- Vibraciones por desgaste del acople turbina generador, desgaste excesivo de rodamientos y vibraciones por defectos en la cimentación de los equipos.
- Problemas de regulación; por fallos en el controlador de carga electrónico o por quemado de algunas resistencias del balastro.
- Y otros como; cables corroídos, cables quemados, escape de agua en la válvula principal, etc.

Que pueden reducir significativamente la vida útil de las instalaciones.

5.2. Comprobación de hipótesis

Para la comprobación de la hipótesis se utilizaron las fichas de evaluación de las microcentrales hidroeléctricas, obtenidos en la investigación (Anexo A), datos muestrales de los sistemas hidroeléctricas: Yanamayo, Pelechuco, Aguas Banca, Santa Rosa de Quilo Quilo y Choro.

La hipótesis propuesta para la investigación fue: “El riesgo de fallas electromecánicas en las microcentrales hidroeléctricas, tienen directa relación con el tiempo medio entre fallas y el nivel de consecuencias”. A partir de esta hipótesis fueron definidas las variables independientes y dependientes para determinar; la estimación del riesgo, evaluación del riesgo y planificación del mantenimiento, optimizando así el plan de mantenimiento, para reducir la probabilidad de los fallos que sobrepasen el criterio de aceptación y reduciendo así su riesgo.

En toda investigación, salvo aquellas esencialmente descriptivas, implica o explícitamente se trata de probar una afirmación que está sujeta a verificación, normalmente una de las medidas a utilizar es el coeficiente de variación; que es útil para comparar distribuciones con unidades diferentes, pero la desventaja del coeficiente de variación es que no sirve cuando la media es cercana a cero, que es el caso de nuestra variable dependiente “riesgo”, donde la media es muy cercana a cero y no es un valor representativo de todos los valores del riesgo. La hipótesis también puede ser verificada a través de la fiabilidad del sistema, donde la fiabilidad se define también como calidad en tiempo y una medida de la fiabilidad es MTBF y según los últimos reportes monitoreados, solo a los riesgos correspondientes a los fallos inadmisibles (Zona H), se registraron mejoras en tres y disminución en dos del MTBF de las microcentrales, respecto a valores de GMBR (Gestión de Mantenimiento Basado en el Riesgo) que se utilizaron como referencia; datos que pueden ser observados en la Tabla 5.1.

MODOS DE FALLA	Tiempo medio entre fallas (MBTF)					
	GMBR	Yanamayo	Pelechuco	Aguas Blanca	Santa R. Q. Q	Choro
Vibraciones en la turbina	1	1	1	1	0,5	0,5
Falla de los tiristores	1,4	1,4	1,4	1,4	1	1,4
Resistencias de carga secundaria quemado	1	2	1	2	0,5	1
Desalineamiento en el acople	1	1	1,5	1,5	0,5	0,5
Montaje defectuoso (Rodamientos de turbina)	1	2	1,5	2	0,5	0,5

Tabla 5.1 Comparación de los tiempos medios entre fallas
Fuente: Elaboración propia

Las microcentrales trabajan las 24 horas del día durante todo el año, donde el MTBF varía desde 1 hasta 20 años según (Tabla 4.12) y el MTTR es de 2.2 semanas promedio, que equivales a 0.045833 años (Anexo A). Utilizando los nuevos valores de MTBF de la tabla anterior, podemos obtener porcentajes de tiempo de buen funcionamiento (Disponibilidad), con mejoras en las tres primeras y disminución de disponibilidad de las restantes microcentrales, valores que se muestran en la Tabla 5.2.

DISPONIBILIDAD DE EQUIPO Y/O PIEZA	DISPONIBILIDAD (%)					
	GMBR	Yanamayo	Pelechuco	Aguas Blanca	Santa R. Q. Q.	Choro
Disponibilidad de la turbina	95,62				91,60	91,60
Disponibilidad de los tiristores	96,83				91,62	
Disponibilidad del banco de resistencias	95,62	97,76		97,76	91,60	
Disponibilidad del sistema de acople	95,62		97,04	97,04	91,60	91,60
Disp. del sistema de rodamientos de la turbina	92,62	97,76	97,04	97,76	91,60	91,60

Tabla 5.2 Comparación de las disponibilidades de equipos y/o piezas
Fuente: Elaboración propia

La implementación del plan de mantenimiento basado en el riesgo, que actúa sobre las fallas inadmisibles para optimizar los recursos y garantizar un nivel de riesgo aceptable, con la finalidad de disminuir el riesgo total de los equipos; en estas se registraron valores que disminuyen en las tres primeras y un aumento del riesgo total en las dos siguientes microcentrales, valores que se muestran en la Tabla 5.3.

DESCRIPCION DE MODOS DE FALLA	R I E S G O					
	GMBR	Yanamayo	Pelechuco	Aguas Blanca	Santa R. Q. Q.	Choro
Vibraciones en la turbina	17,534				35,068	35,068
Falla de los tiristores	15,851				22,192	
Resistencias de carga secundaria quemado	15,411	7,705		7,705	30,822	
Desalineamiento en el acople	15,411		10,274	10,274	30,822	30,822
Montaje defectuoso	15,411	7,705	10,274	7,705	30,822	30,822
Total de los riesgos inadmisibles	79,618	15,41	20,548	25,684	149,726	96,712
Restos de la gravedad de los riesgos	228,818	277,615	277,614	262,204	228,817	260,08
RIESGO TOTAL	308,436	293,025	298,162	287,888	378,543	356,792

Tabla 5.3 Comparación de resultados del mantenimiento basado en el riesgo
Fuente: Elaboración propia

Con la comprobación de la hipótesis planteada, esta investigación valida la propuesta de una metodología de gestión de mantenimiento basado en el riesgo para microcentrales hidroeléctricas.

5.3. Conclusiones

El desarrollo del presente documento corrobora la hipótesis sobre; que los niveles de riesgos en la casa de maquinas de las microcentrales se reducirán, disminuyendo la frecuencia de ocurrencias del fallo o disminuyendo las consecuencias. La metodología planteada es un procedimiento de trabajo apoyado en sistemas de tabulación informatizado, que constituye una guía práctica para el analista que ayuda a confeccionar el plan de mantenimiento basado en el riesgo y calcular los riesgos.

De esta forma, se cumple el objetivo general sobre el desarrollo de una metodología de gestión de mantenimiento basado en el riesgo, que permite generalizar el análisis y evaluación de riesgos dentro de los planes de prevención de fallas.

En el diseño metodológico propuesto, como apoyo a la gestión de riesgos dentro del plan de prevención de fallas del sistema hidroeléctrico, la estimación de múltiples subjetividades de probabilidad y consecuencias, constituyo un reto de cuantificación de los riesgos, debido a la falta del historial de fallas del sistema, que se subsano con el aporte de juicio expertos de distintas disciplinas, también la metodología recurre a utilizar matrices de riesgo y tablas guías para conversión de cualidades en cantidades. Este trabajo permite el ordenamiento relativo de riesgos críticos considerados inadmisibles, destacándose en el caso analizado importantes aspectos como: Vibraciones en la turbina, fallas en los tiristores, resistencia de carga secundaria quemado, desalineamiento en el acople, montaje defectuoso, y entre otros. La herramienta de análisis y evaluación de riesgos han demostrado su eficacia por su enfoque preventivo del sistema.

Con la aplicación de la metodología RBM en el sistema se tiene las siguientes conclusiones:

- Con el diagnóstico realizado a los 4 subsistemas en estudio; se pudo conocer que algunos de los equipos que los integran, presentan anomalías de diversos tipos, como la turbina hidroeléctrica Pélton que mostró problemas en los rodamientos por una mala alineación del bloque turbina - generador, manifestándose mediante vibraciones.
- También con el análisis del mantenimiento basado en el riesgo se identificaron un total de 80 causas de falla, lo que sirvió de base para la selección de las herramientas correctivas, preventivas y predictivas, como los procedimientos de inspección; precisando así la mejor forma de captar los síntomas en su estado prematuro.
- Las herramientas aconsejables de predicción, para realizar un mejor mantenimiento basado en riesgo son; el analizador de vibraciones y el termógrafo, ya que las mismas poseen gran capacidad para detectar los síntomas previos a la ocurrencia de los modos de falla.
- Con la implementación del programa de mantenimiento basado en el riesgo, se logró detectar los fallos críticos, que son los que influyen en el total de los fallos del sistema, de no ser captados y corregidos a tiempo estos fallos o problemas, pueden originar el paro del sistema.
- A través del programa de mantenimiento diseñado; es posible mejorar la fiabilidad, siempre y cuando que se tomen las acciones correspondientes, debido a que está orientado a disminuir las horas de parada, por acciones imprevistas y/o descuidos por parte del operador.

5.4. Recomendaciones

Para realizar el mantenimiento de las microcentrales; existen en la actualidad muy pocos con conocimiento electromecánicos específicos de mantenimiento en casa de máquinas, y de acuerdo a las encuestas, encontramos que una de las debilidades en

poblaciones con estas instalaciones es la falta de mantenimiento especializado con un personal capacitado. Es así, que sería necesario que los actores aumenten con conocimientos específicos de equipos electromecánicos de microcentrales. Una posibilidad sería que la universidad realice proyectos de interacción social en mantenimiento de microcentrales con la participación de estudiantes de últimos semestres, para realizar inicialmente una evaluación del mismo y luego realizar una adecuada gestión de mantenimiento para todas las microcentrales del país, con equipamiento y instrumental móvil suficiente para realizar este tipo de trabajo.

Por otro lado, también se puede recomendar lo siguiente:

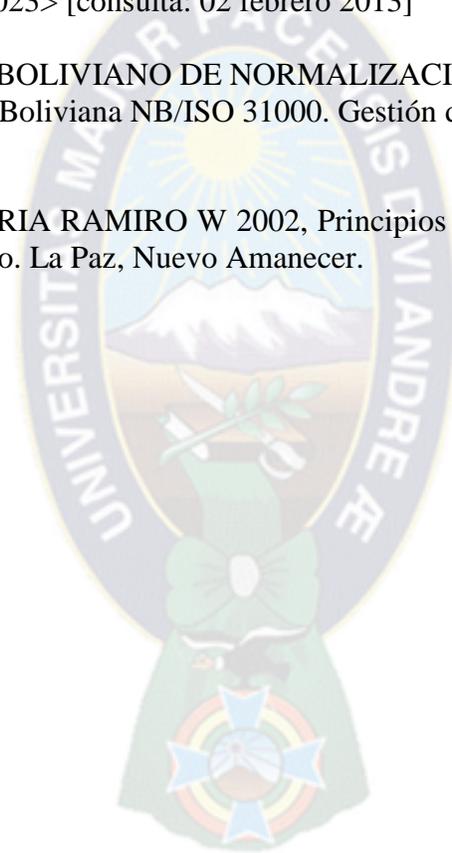
- Desarrollar con especificidad la investigación en elementos móviles y continuar con la implementación del programa de mantenimiento basado en el riesgo, a fin de mejorar la efectividad de los elementos rotativos, para poder alcanzar los niveles deseados.
- Realizar un programa de inspección de lubricantes para complementar el diagnóstico de fallas, como parte fundamental del mantenimiento predictivo, a fin de incrementar la efectividad de los elementos rotativos.
- Establecer un programa de mantenimiento preventivo con base en la termografía de los equipos mecánicos y eléctricos; con los datos obtenidos comparar las condiciones de los equipos y progresivamente realizar la gestión de mantenimiento correspondiente.
- Para el equipo controlador electrónico de carga, se debe considerar en tener un equipo de respaldo, en el caso de tener un problema mayor, y esté subsistema se encuentre en fuera de servicio, para posteriormente recurrir al sistema de respaldo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. CASAL FABREGA JOAQUIN 1999. Análisis del riesgo en instalaciones industriales, Barcelona, UPC.
2. RUBIO ROMERO JUAN CARLOS 2004. Métodos de evaluación de riesgos laborales, Madrid, Díaz de Santos S.A.
3. ORTIZ FLORES RAMIRO 2001, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Bogotá, Nomos S.A.
4. MIS RESPUESTAS.COM Que es la calidad [en línea], <<http://www.misrespuestas.com/que-es-la-calidad.html>> [consulta: 21 septiembre 2013]
5. GONZALES FERNANDEZ FRANCISCO JAVIER 2005. Teoría y práctica del mantenimiento industrial avanzado. Madrid, Fundación Confemetal, 2da. Edición.
6. REY SACRISTAN FRANCISCO 2002. El auto mantenimiento en la empresa: Etapas y experiencias para su implantación, Fundación. Confemetal
7. CESARO GOMEZ FELIX 1998. Tecnología del mantenimiento industrial. España, Universidad de Murcia.
8. ACUÑA ACUÑA JORGE 2003. Ingeniería de confiabilidad, Cartago, Tecnológico de Costa Rica.
9. EL MUNDO DE LA INGENIERIA INDUSTRIAL. Mantenimiento productivo total [en línea] <<http://rochichan.blogspot.com/2013/01/mantenimiento-productivo-total-tpm.html>> [consulta: 01 mayo 2013]
10. GARCÍA GARRIDO SANTIAGO 2003. Organización y gestión integral de mantenimiento, Madrid, Díaz de Santos S.A.
11. MONOGRAFIAS.COM Mantenimiento de clase mundial [en línea] <<http://www.monografias.com/trabajos98/mantenimiento-de-clase-mundial/mantenimiento-de-clase-mundial.shtml>> [consulta: 15 de abril 2013]
12. MONOGRAFIAS.COM La gestión de riesgos [en línea] <<http://www.monografias.com/trabajos-pdf3/gestion-riesgo/gestion-riesgo.pdf>> [consulta: 05 de abril 2013]

13. ARQUES PATON JOSE LUIS 2009. Ingeniería y gestión del mantenimiento en el sector ferroviario, España, Díaz de Santos S.A.
14. CREUS SOLÉ ANTONIO 1991. Fiabilidad y seguridad de procesos industriales, Barcelona, Marcombo S.A.
15. MARTÍNEZ PONCE DE LEÓN JESÚS G 2002. Introducción al análisis de riesgo, México, Limusa S.A.
16. TESIS DOCTORALES EN RED Factores de riesgo en instalaciones químicas [en línea]
<<http://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/6421/04CAPITULO2.PDF>>
[consulta: 20 abril 2013]
17. HUERTA ROSENDO 2001. El análisis de criticidad, una metodología para mejorar la confiabilidad operacional, Artículo publicado en la revista Mantenimiento Mundial nº6.
18. ALTER EVO INGENIEROS Mantenimiento basado en riesgos [en línea]
<<http://alterevoingenieros.blogspot.com/2013/07/mantenimiento-basado-en-riesgo-la-mas.html>> [consulta: 01 mayo 2013]
19. MANTENIMIENTO MUNDIAL Análisis ISO 14224/OREDA [en línea]
<<http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/0605MarioTroffeISO14224.pdf>> [consulta: 10 octubre 2013]
20. PLAZA TOVAR ALEJANDRO SANTIAGO. Apuntes teóricos y ejercicios de aplicación de gestión del mantenimiento industrial.
21. FOPAE Metodología de análisis de riesgo, documentos soporte, guía para elaborar planes de emergencia y contingencia, Bogotá D.C. marzo 2012. [en línea]
<<http://www.sire.gov.co/documents/13276/69801/A.3.4+Metodologias+AR.pdf/288b65be-c4d8-4d3f-a5f6-51942324e699>> [consulta: 06 noviembre 2013]
22. OTEGUI JOSÉ LUIS y RUBERTIS ESTEBAN 2008. Cañerías y recipientes de presión, Argentina, Universidad Nacional de Mar del Plata.
23. HERNADEZ ROBERTO, FERNANDEZ CARLOS y BAPTISTA MARIA 2006. Metodología de la investigación, McGraw-Hill/Interamericana, 5ta Edición.

24. UNIVERSIDAD DE TALCA Mantenimiento basado en el riesgo [en línea]
<[http://campuscurico.utalca.cl/~fespinos/CONCEPCION%20MBR%20MANTE
NIMIENTO%20BASADO%20EN%20EL%20RIESGO.pdf](http://campuscurico.utalca.cl/~fespinos/CONCEPCION%20MBR%20MANTE
NIMIENTO%20BASADO%20EN%20EL%20RIESGO.pdf)> [consulta: 05
agosto 2013]
25. UNIVERSIDAD POLITECNICA DE EL SALVADOR Conceptos generales de
turbinas [en línea]
<[http://aulaweb.upes.edu.sv/claroline/backends/download.php?url=L0NPTkNFV
E9TX0dFTkVSQUxFU19ERV9UVVJCSU5BUy5wZGY%3D&cidReset=true&
cidReq=GTE023](http://aulaweb.upes.edu.sv/claroline/backends/download.php?url=L0NPTkNFV
E9TX0dFTkVSQUxFU19ERV9UVVJCSU5BUy5wZGY%3D&cidReset=true&
cidReq=GTE023)> [consulta: 02 febrero 2013]
26. INSTITUTO BOLIVIANO DE NORMALIZACION Y CALIDAD (IBNORCA)
2012. Norma Boliviana NB/ISO 31000. Gestión del riesgo –Principios y
directrices.
27. PERALTA URIA RAMIRO W 2002, Principios y fundamentos de ingeniería de
mantenimiento. La Paz, Nuevo Amanecer.



ANEXO A

FICHA DE EVALUACIONES DE MICROCENTRALES

FICHA DE EVALUACION MICROCENTRAL DE YANAMAYO

Yanamayo se encuentra en la Provincia Sud Yungas del departamento de La Paz, tiene instalado una microcentral de 30Kw de potencia y actualmente está en operación.

Entrevista con el operador de la microcentral

Sr. Marcelino Suxo (Cel. 71977284)

1. ¿Qué problemas ha habido con la microcentral?
Con el rodamiento de la turbina y el controlador electrónico de carga
2. ¿Qué trabajos realiza en la MCH?
Mantenimiento del equipo electromecánico y las instalaciones de obra civil
3. ¿Cuántos empleados trabajan en la MCH?
Un empleado
4. ¿Qué capacitación de mantenimiento ha recibido?
Lo básico, y principalmente solo el de manipulación de los equipos
5. ¿Qué labores de mantenimiento realiza?
De verificación del buen funcionamiento de los equipos
6. ¿Qué tipo de mantenimiento realiza; ¿correctivo, preventivo, predictivo, u otro?
Preventivo y correctivo con la ayuda de externos
7. ¿Con qué frecuencia se realiza los mantenimientos?
Diario
8. ¿Cuánto tiempo le dedica al mantenimiento en horas?
2 horas
9. ¿Qué sueldo percibe?
No responde
10. ¿Las tarifas permiten cubrir los gastos y que haya un fondo para reparaciones y mantenimiento?
Si
11. ¿Ha habido problemas graves de mantenimiento?
Con los rodamientos de; la turbina, generador, de descanso y el regulador electrónico de carga
12. ¿Si existió un problema grave, cuanto tiempo estuvo parado la MCH?
2 semanas
13. Con que subsistemas frecuentemente tiene problemas: ¿Generador, Turbina, Tablero de Control o El Controlador Electrónico de Carga?
Turbina y tablero de control
14. ¿Cómo funciona la tarifa eléctrica?
1 Bs. Kw/h
15. ¿La comunidad tiene que poner plata extra a veces para mantenimiento?
No
16. ¿Ha traído algún perjuicio la falta de servicios de energía eléctrica de la MCH?
No

17. ¿Si se presentó una falla, que tipo de consecuencia existió?

- Lesiones y daños a trabajadores ()
- Daño al medio ambiente ()
- Daño al entorno de instalaciones ()
- Perdida de material o equipo (x)

FRECUENCIA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

1. Verificación de fugas de agua de los empalmes de la carcasa de la turbina	SF
2. Verificar temperatura de rodamientos en turbina	S
3. Verificación de vibraciones en turbina y generador	S
4. Verificación de ruidos anormales en turbina y generador	S
5. Engrase de rodamientos de la turbina	2S
6. Limpieza de polvo general de la casa de maquinas	M
7. Limpieza de polvo del controlador electrónico	M
8. Limpieza de polvo del tablero de control	M
9. Cambio de grasa de los rodamientos de la turbina	2M
10. Limpieza e inspección del banco de resistencias	6M
11. Ventilación del banco de resistencias	6M
12. Limpieza del bobinado interior del generador	8M
13. Medición del aislamiento del generador	8M
14. Inspección conexión a tierra	NR
15. Cambio de retenes en la turbina	A
16. Cambio de rodamientos de la turbina	A
17. Cambio de empaquetadura del acople flexible	A
18. Engrase de los rodamientos del generador	2A
19. Cambio de rodamientos del generador	2A
20. Verificación y ajuste general de todos los pernos	SF
21. Ajuste de la válvula principal	SF
22. Cambio de la empaquetadura de prensaestopa	SF
23. Cambio de resistencia del disipador de energía	SF
24. Inspección de conexiones eléctricas	NR
25. Verificación de tensión de acople flexible	NR
26. Inspección de desgaste de rodete e inyectores	NR
27. Verificación de alimentación de rodete	NR
28. Verificación de accionamiento de sistema de alarma	NR
29. Inspección de acople directo	NR

D Inspección diaria
 S Inspección semanal
 M Inspección mensual
 A Inspección anual
 SF Si hay fugas y fallas
 NR No se lo realiza

HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS NECESARIAS

	Si	No
1. Juego de llaves de boca	X	
2. Juego de llaves hexagonales		X
3. Juego de destornilladores	X	
4. Juego de alicates	X	
5. Martillo mecánico		X
6. Combo de 10 Kg.	X	
7. Extractor de rodamientos	X	
8. Grasea y aceitera	X	
9. Arco de sierra mecánica	X	
10. Guantes de seguridad	X	
11. Casco protector	X	
12. Trípode con tecla hasta 2 toneladas		X
13. Tester	X	
14. Pinza amperométrica		X
15. Pértiga para MT		X
16. Escalera de aluminio	X	
17. Cinturón de seguridad	X	
18. Garra trepadora		X

REPUESTOS NECESARIOS PARA EL MANTENIMIENTO

	Si	No
1. Rodamientos para turbina	X	
2. Retenes de turbina	X	
3. Rodamientos para generador	X	
4. Banda o correas para poleas		X
5. Empaquetaduras	X	
6. Regulador de voltaje AVR		X
7. Diodos rectificadores	X	
8. Juego de escobillas o carbones	X	
9. Fusible seccionador de MT		X
10. Breacker (fusible) de tablero	X	

FICHA DE EVALUACION
MICROCENTRAL DE PELECHUCO

Pelechuco se encuentra en la Provincia Franz Tamayo del departamento de La Paz, tiene instalado una microcentral de 90Kw de potencia y actualmente está en operación con deficiencia, debido a que el rodete el inyector están desajustados y está funcionando al aproximadamente al 20 % de su capacidad. Tienen proyectado implementar uno nuevo con una potencia aproximada de 100KW/h, con las nuevas autoridades del municipio.

Entrevista con el operador de la microcentral

Sr. Antonio Sereso (Cel. 740032373)

1. ¿Qué problemas ha habido con la microcentral?
Con el regulador de tensión y no cuenta con un regulador de carga y la operación de regulación se lo hace manualmente.
2. ¿Qué trabajos realiza en la MCH?
Mantenimiento y control
3. ¿Cuántos empleados trabajan en la MCH?
Un empleado
4. ¿Qué capacitación de mantenimiento ha recibido?
Dos meses
5. ¿Qué labores de mantenimiento realiza?
Control, limpieza y ajustes de pernos
6. ¿Qué tipo de mantenimiento realiza; ¿correctivo, preventivo, predictivo, u otro?
Preventivo
7. ¿Con qué frecuencia se realiza los mantenimientos?
A diario
8. ¿Cuánto tiempo le dedica al mantenimiento en horas?
Una hora al día, y si es necesario 8, 12 o sin horario
9. ¿Qué sueldo percibe?
Recibe un salario de Municipio
10. ¿Las tarifas permiten cubrir los gastos y que haya un fondo para reparaciones y mantenimiento?
No
11. ¿Ha habido problemas graves de mantenimiento?
Con el regulador de tensión
12. ¿Si existió un problema grave, cuanto tiempo estuvo parado la MCH?
Dos semanas
13. Con que subsistemas frecuentemente tiene problemas: ¿Generador, Turbina, Tablero de Control o El Controlador Electrónico de Carga?
Con el regulador de tensión, desgaste de los alabes, desajuste de los inyectores y con el generador
14. ¿Cómo funciona la tarifa eléctrica?
0,30 KW/h
15. ¿La comunidad tiene que poner plata extra a veces para mantenimiento?
No
16. ¿Ha traído algún perjuicio la falta de servicios de energía eléctrica de la MCH?
No

17. ¿Si se presentó una falla, que tipo de consecuencia existió?

- Lesiones y daños a trabajadores ()
- Daño al medio ambiente ()
- Daño al entorno de instalaciones ()
- Perdida de material o equipo (x)

FRECUENCIA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

1. Verificación de fugas de agua de los empalmes de la carcasa de la turbina	2S
2. Verificar temperatura de rodamientos en turbina	S
3. Verificación de vibraciones den turbina y generador	D
4. Verificación de ruidos anormales en turbina y generador	D
5. Engrase de rodamientos de la turbina	2S
6. Limpieza de polvo general de la casa de maquinas	S
7. Limpieza de polvo del controlador electrónico	NR
8. Limpieza de polvo del tablero de control	M
9. Cambio de grasa de los rodamientos de la turbina	2S
10. Limpieza e inspección del banco de resistencias	-
11. Ventilación del banco de resistencias	-
12. Limpieza del bobinado interior del generador	SF
13. Medición del aislamiento del generador	NR
14. Inspección conexión a tierra	NR
15. Cambio de retenes en la turbina	NR
16. Cambio de rodamientos de la turbina	5A
17. Cambio de empaquetadura del acople flexible	NR
18. Engrase de los rodamientos del generador	2S
19. Cambio de rodamientos del generador	SF
20. Verificación y ajuste general de todos los pernos	S
21. Ajuste de la válvula principal	M
22. Cambio de la empaquetadura de prensaestopa	NR
23. Cambio de resistencia del disipador de energía	-
24. Inspección de conexiones eléctricas	2S
25. Verificación de tensión de acople flexible	-
26. Inspección de desgaste de rodete e inyectores	SF
27. Verificación de alimentación de rodete	SF
28. Verificación de accionamiento de sistema de alarma	NR
29. Inspección de acople directo	S

- D Inspección diaria
 S Inspección semanal
 M Inspección mensual
 A Inspección anual
 SF Si hay fugas y fallas
 NR No se lo realiza

HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS NECESARIAS

	Si	No
1. Juego de llaves de boca	X	
2. Juego de llaves hexagonales		X
3. Juego de destornilladores	X	
4. Juego de alicates	X	
5. Martillo mecánico	X	
6. Combo de 10 Kg.	X	
7. Extractor de rodamientos	X	
8. Grasea y aceitera	X	
9. Arco de sierra mecánica	X	
10. Guantes de seguridad	X	
11. Casco protector	X	
12. Trípode con tecla hasta 2 toneladas	X	
13. Tester	X	
14. Pinza amperométrica	X	
15. Pértiga para MT	X	
16. Escalera de fibra de vidrio	X	
17. Cinturón de seguridad	X	
18. Garra trepadora	X	

REPUESTOS NECESARIOS PARA EL MANTENIMIENTO

	Si	No
1. Rodamientos para turbina	X	
2. Retenes de turbina	X	
3. Rodamientos para generador		X
4. Goma de acople	X	
5. Empaquetaduras	X	
6. Regulador de voltaje AVR		X
7. Diodos rectificadores		X
8. Juego de escobillas o carbones		X
9. Fusible seccionador de MT	X	
10. Breacker (fusible) de tablero	X	

FICHA DE EVALUACION
MICROCENTRAL AGUA BLANCA

Agua Blanca se encuentra en la Provincia Franz Tamayo del departamento de La Paz, tiene instalado una microcentral de 30Kw de potencia y actualmente está en operación

Entrevista con el operador de la microcentral

Sr. Mateo Quispe Ticona (Cel. 74912079 75204345)

1. ¿Qué problemas ha habido con la microcentral?
Capacidad del generador para entregar mayor energía, falta de regulación de tensión, falta de capacitación para un buen mantenimiento.
2. ¿Qué trabajos realiza en la MCH?
Control del funcionamiento y mantenimiento
3. ¿Cuántos empleados trabajan en la MCH?
Dos operadores con turnos de una semana
4. ¿Qué capacitación de mantenimiento ha recibido?
Ninguna, solo de operación de funcionamiento
5. ¿Qué labores de mantenimiento realiza?
Limpieza, control, engrase de rodamiento
6. ¿Qué tipo de mantenimiento realiza; ¿correctivo, preventivo, predictivo, u otro?
Preventivo
7. ¿Con qué frecuencia se realiza los mantenimientos?
Diario
8. ¿Cuánto tiempo le dedica al mantenimiento en horas?
1/2 hora
9. ¿Qué sueldo percibe?
No percibe sueldo
10. ¿Las tarifas permiten cubrir los gastos y que haya un fondo para reparaciones y mantenimiento?
No cubre porque no cumplen con el pago de la tarifa establecida por algunos usuarios
11. ¿Ha habido problemas graves de mantenimiento?
Desperfecto del regulador de carga electrónico por corto circuito ocasionado por el choque de un camión a un poste de energía eléctrica, y rotura del eje de la turbina por desgaste de los rodamientos
12. ¿Si existió un problema grave, cuanto tiempo estuvo parado la MCH?
Un mes
13. Con que subsistemas frecuentemente tiene problemas: ¿Generador, Turbina, Tablero de Control o El Controlador Electrónico de Carga?
Con el regulador de carga electrónico
14. ¿Cómo funciona la tarifa eléctrica?
0,4 Bs Kw/h
15. ¿La comunidad tiene que poner plata extra a veces para mantenimiento?
Si toda la comunidad
16. ¿Ha traído algún perjuicio la falta de servicios de energía eléctrica de la MCH?
No
17. ¿Si se presentó una falla, que tipo de consecuencia existió?

- Lesiones y daños a trabajadores ()
- Daño al medio ambiente ()
- Daño al entorno de instalaciones ()
- Perdida de material o equipo (x)

FRECUENCIA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

1. Verificación de fugas de agua de los empalmes de la carcasa de la turbina	D
2. Verificar temperatura de rodamientos en turbina	D
3. Verificación de vibraciones den turbina y generador	D
4. Verificación de ruidos anormales en turbina y generador	D
5. Engrase de rodamientos de la turbina	2D
6. Limpieza de polvo general de la casa de maquinas	NR
7. Limpieza de polvo del controlador electrónico	M
8. Limpieza de polvo del tablero de control	NR
9. Cambio de grasa de los rodamientos de la turbina	2D
10. Limpieza e inspección del banco de resistencias	NR
11. Ventilación del banco de resistencias	NR
12. Limpieza del bobinado interior del generador	NR
13. Medición del aislamiento del generador	NR
14. Inspección conexión a tierra	NR
15. Cambio de retenes en la turbina	A
16. Cambio de rodamientos de la turbina	8M
17. Cambio de empaquetadura del acople flexible	8M
18. Engrase de los rodamientos del generador	NR
19. Cambio de rodamientos del generador	NR
20. Verificación y ajuste general de todos los pernos	D
21. Ajuste de la válvula principal	S
22. Cambio de la empaquetadura de prensaestopa	NR
23. Cambio de resistencia del disipador de energía	4M
24. Inspecciones internas de conexiones eléctricas	NR
25. Verificación de tensión de acople flexible	6M
26. Inspección de desgaste de rodete e inyectores	M
27. Verificación de alimentación de rodete	NR
28. Verificación de accionamiento de sistema de alarma	D
29. Inspección de acople directo	NR

- D Inspección diaria
 S Inspección semanal
 M Inspección mensual
 A Inspección anual
 SF Si hay fugas y fallas
 NR No se lo realiza

HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS NECESARIAS

	Si	No
1. Juego de llaves de boca	X	
2. Juego de llaves hexagonales		X
3. Juego de destornilladores	X	
4. Juego de alicates	X	
5. Martillo mecánico		X
6. Combo de 10 Kg.		X
7. Extractor de rodamientos		X
8. Grasea y aceitera	X	
9. Arco de sierra mecánica		X
10. Guantes de seguridad	X	
11. Casco protector		X
12. Trípode con tecla hasta 2 toneladas		X
13. Tester	X	
14. Pinza amperométrica		X
15. Pértiga para MT		X
16. Escalera de aluminio		X
17. Cinturón de seguridad	X	
18. Garra trepadora	X	

REPUESTOS NECESARIOS PARA EL MANTENIMIENTO

	Si	No
1. Rodamientos para turbina	X	
2. Retenes de turbina		X
3. Rodamientos para generador		X
4. Goma de acople		X
5. Empaquetaduras		X
6. Regulador de voltaje AVR		X
7. Diodos rectificadores		X
8. Juego de escobillas o carbones		X
9. Fusible seccionador de MT		X
10. Breacker (fusible) de tablero		X

FICHA DE EVALUACION
MICROCENTRAL DE SANTA ROSA DE QUILO QUILO

Santa Rosa de Quilo Quilo se encuentra en la Provincia Nor Yungas del departamento de La Paz, tiene instalado una microcentral de 40Kw de potencia y actualmente no está en operación

Entrevista con el operador de la microcentral

Sr. Policarpio Quispe (Cel. 67674047)

1. ¿Qué problemas ha habido con la microcentral?
Inicialmente, frecuentes cambios de voltaje debido al mal funcionamiento del controlador electrónico de carga.
2. ¿Qué trabajos realiza en la MCH?
Control del tablero de control, verificando que los instrumentos den los valores eléctricos correctos y cuidando el equilibrio de fase.
3. ¿Cuántos empleados trabajan en la MCH?
Un empleado
4. ¿Qué capacitación de mantenimiento ha recibido?
Capacitación básica en el momento de la instalación del equipo
5. ¿Qué labores de mantenimiento realiza?
Verificación visual del tablero de control, engrasado de rodamientos, verificación del banco de resistencias.
6. ¿Qué tipo de mantenimiento realiza; ¿correctivo, preventivo, predictivo, u otro?
Principalmente correctivo
7. ¿Con qué frecuencia se realiza los mantenimientos?
Semanal en la casa de máquinas y diario en las instalaciones de obra civil hidráulico
8. ¿Cuánto tiempo le dedica al mantenimiento en horas?
2 horas
9. ¿Qué sueldo percibe?
300 Bs.
10. ¿Las tarifas permiten cubrir los gastos y que haya un fondo para reparaciones y mantenimiento?
Si
11. ¿Ha habido problemas graves de mantenimiento?
Inicialmente se quemaban las resistencias debido al mal funcionamiento del controlador electrónico de carga
12. ¿Si existió un problema grave, cuanto tiempo estuvo parado la MCH?
1 semanas
13. Con que subsistemas frecuentemente tiene problemas: ¿Generador, Turbina, Tablero de Control o El Controlador Electrónico de Carga?
Con la turbina; por los constantes taponos por suciedad, con los rodamientos y con los térmicos del tablero de control.
14. ¿Cómo funciona la tarifa eléctrica?
15 Bs. mensual
15. ¿La comunidad tiene que poner plata extra a veces para mantenimiento?
No
16. ¿Ha traído algún perjuicio la falta de servicios de energía eléctrica de la MCH?
Solo reclamos por falta de este servicio.

17. ¿Si se presentó una falla, que tipo de consecuencia existió?

- Lesiones y daños a trabajadores ()
- Daño al medio ambiente ()
- Daño al entorno de instalaciones ()
- Perdida de material o equipo (x)

FRECUENCIA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

1. Verificación de fugas de agua de los empalmes de la carcasa de la turbina	SF
2. Verificar temperatura de rodamientos en turbina	NR
3. Verificación de vibraciones en turbina y generador	3M
4. Verificación de ruidos anormales en turbina y generador	3M
5. Engrase de rodamientos de la turbina	S
6. Limpieza de polvo general de la casa de maquinas	2S
7. Limpieza de polvo del controlador electrónico	S
8. Limpieza de polvo del tablero de control	S
9. Cambio de grasa de los rodamientos de la turbina	S
10. Limpieza e inspección del banco de resistencias	4M
11. Ventilación de del banco de resistencias	4M
12. Limpieza del bobinado interior del generador	NR
13. Medición del aislamiento del generador	NR
14. Inspección conexión a tierra	SF
15. Cambio de retenes en la turbina	A
16. Cambio de rodamientos de la turbina	2A
17. Cambio de empaquetadura del acople flexible	A
18. Engrase de los rodamientos del generador	2S
19. Cambio de rodamientos del generador	5A
20. Verificación y ajuste general de todos los pernos	S
21. Ajuste de la válvula principal	NR
22. Cambio de la empaquetadura de prensaestopa	--
23. Cambio de resistencia del disipador de energía	4M
24. Inspección de conexiones eléctricas	D
25. Verificación de tensión de acople flexible	A
26. Inspección de desgaste de rodete e inyectores	NR
27. Verificación de alimentación de rodete	NR
28. Verificación de accionamiento de sistema de alarma	D
29. Inspección de acople directo	NR

- D Inspección diaria
 S Inspección semanal
 M Inspección mensual
 A Inspección anual
 SF Si hay fugas y fallas
 NR No se lo realiza

HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS NECESARIAS

	Si	No
1. Juego de llaves de boca	X	
2. Juego de llaves hexagonales		X
3. Juego de destornilladores	X	
4. Juego de alicates		X
5. Martillo mecánico		X
6. Combo de 10 Kg.		X
7. Extractor de rodamientos	X	
8. Graseo y aceitera	X	
9. Arco de sierra mecánica		X
10. Guantes de seguridad		X
11. Casco protector		X
12. Trípode con tecla hasta 2 toneladas		X
13. Tester	X	
14. Pinza amperométrica	X	
15. Pértiga para MT		X
16. Escalera de aluminio		X
17. Cinturón de seguridad		X
18. Garra trepadora	X	

REPUESTOS NECESARIOS PARA EL MANTENIMIENTO

	Si	No
1. Rodamientos para turbina	X	
2. Retenes de turbina	X	
3. Rodamientos para generador		X
4. Banda o correas para poleas		X
5. Empaquetaduras	X	
6. Regulador de voltaje AVR		X
7. Diodos rectificadores		X
8. Juego de escobillas o carbones		X
9. Fusible seccionador de MT		X
10. Breacker (fusible) de tablero		X

FICHA DE EVALUACION
MICROCENTRAL DE CHORO

Choro se encuentra en la Provincia Caranavi del departamento de La Paz, tiene instalado una microcentral de 40Kw de potencia y actualmente no está en operación

Entrevista con el operador de la microcentral

Sr. Martin Condori (Cel. -----)

1. ¿Qué problemas ha habido con la microcentral?
Con la turbina Pelton, inicialmente por desgaste de la tobera y luego por la deformación de eje
2. ¿Qué trabajos realiza en la MCH?
Limpieza y engrase de partes rodantes
3. ¿Cuántos empleados trabajan en la MCH?
Uno
4. ¿Qué capacitación de mantenimiento ha recibido?
Capacitación durante la instalación del equipo.
5. ¿Qué labores de mantenimiento realiza?
Limpieza de equipos, control de desgaste de carbonillos del generador, verificación de resistencias sumergibles, engrase de rodamientos.
6. ¿Qué tipo de mantenimiento realiza; ¿correctivo, preventivo, predictivo, u otro?
Preventivo
7. ¿Con qué frecuencia se realiza los mantenimientos?
Diario
8. ¿Cuánto tiempo le dedica al mantenimiento en horas?
2 horas
9. ¿Qué sueldo percibe?
300 bs.
10. ¿Las tarifas permiten cubrir los gastos y que haya un fondo para reparaciones y mantenimiento?
Sí.
11. ¿Ha habido problemas graves de mantenimiento?
Descaste de la turbina, rebobinado de generador, diodos de rectificación en corte y tiristores quemados.
12. ¿Si existió un problema grave, cuanto tiempo estuvo parado la MCH?
Dos semanas
13. Con que subsistemas frecuentemente tiene problemas: ¿Generador, Turbina, Tablero de Control o El Controlador Electrónico de Carga?
Con la turbina
14. ¿Cómo funciona la tarifa eléctrica?
12 Bs. Mensual
15. ¿La comunidad tiene que poner plata extra a veces para mantenimiento?
No
16. ¿Ha traído algún perjuicio la falta de servicios de energía eléctrica de la MCH?
Deterioro de alimentos que necesitan refrigerar.
17. ¿Si se presentó una falla, que tipo de consecuencia existió?

- Lesiones y daños a trabajadores ()
- Daño al medio ambiente ()
- Daño al entorno de instalaciones ()
- Perdida de material o equipo (x)

FRECUENCIA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

1. Verificación de fugas de agua de los empalmes de la carcasa de la turbina	S
2. Verificar temperatura de rodamientos en turbina	NR
3. Verificación de vibraciones den turbina y generador	3D
4. Verificación de ruidos anormales en turbina y generador	3D
5. Engrase de rodamientos de la turbina	S
6. Limpieza de polvo general de la casa de maquinas	S
7. Limpieza de polvo del controlador electrónico	S
8. Limpieza de polvo del tablero de control	S
9. Cambio de grasa de los rodamientos de la turbina	S
10. Limpieza e inspección del banco de resistencias	A
11. Ventilación del banco de resistencias	S
12. Limpieza del bobinado interior del generador	2S
13. Medición del aislamiento del generador	NR
14. Inspección conexión a tierra	M
15. Cambio de retenes en la turbina	--
16. Cambio de rodamientos de la turbina	A
17. Cambio de empaquetadura del acople flexible	6M
18. Engrase de los rodamientos del generador	2A
19. Cambio de rodamientos del generador	NR
20. Verificación y ajuste general de todos los pernos	S
21. Ajuste de la válvula principal	S
22. Cambio de la empaquetadura de prensaestopa	NR
23. Cambio de resistencia del disipador de energía	A
24. Inspecciones internas de conexiones eléctricas	S
25. Verificación de tensión de acople flexible	6M
26. Inspección de desgaste de rodete e inyectores	6M
27. Verificación de alimentación de rodete	6M
28. Verificación de accionamiento de sistema de alarma	S
29. Inspección de acople directo	NR

- D Inspección diaria
 S Inspección semanal
 M Inspección mensual
 A Inspección anual
 SF Si hay fugas y fallas
 NR No se lo realiza

HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS NECESARIAS

	Si	No
1. Juego de llaves de boca	X	
2. Juego de llaves hexagonales	X	
3. Juego de destornilladores	X	
4. Juego de alicates	X	
5. Martillo mecánico	X	
6. Combo de 10 Kg.	X	
7. Extractor de rodamientos	X	
8. Grasea y aceitera	X	
9. Arco de sierra mecánica	X	
10. Guantes de seguridad	X	
11. Casco protector		X
12. Trípode con tecla hasta 2 toneladas	X	
13. Tester	X	
14. Pinza amperométrica		X
15. Pértiga para MT		X
16. Escalera de aluminio	X	
17. Cinturón de seguridad	X	
18. Garra trepadora	X	

REPUESTOS NECESARIOS PARA EL MANTENIMIENTO

	Si	No
1. Rodamientos para turbina		X
2. Retenes de turbina		X
3. Rodamientos para generador		X
4. Goma de acople		
5. Empaquetaduras	X	
6. Regulador de voltaje AVR		X
7. Diodos rectificadores	X	
8. Juego de escobillas o carbones	X	
9. Fusible seccionador de MT		X
10. Breacker (fusible) de tablero		X

ANEXO B

COSTOS PORCENTUALES DE COMPONENTES DE PROYECTOS CON MICROCENTRALES.

Proyecto	Potencia (KW)	Costo Obras Civil (\$us)	Costo %	Costos Equipo Generación (\$us)	Costo %	Costo Redes (\$us)	Costo %	Costo Total (\$us)	Costo Total %
Agua Blanca	30	13112,50	42,83	13125,00	42,87	4375,00	14,29	30612,50	100
Calzada	70	11500,00	15,13	27000,00	35,53	37500,00	49,34	76000,00	100
Camata	27	10831,95	32,42	11095,90	33,21	11479,45	34,36	33407,30	100
Central Antofagasta	51	16880,00	20,33	35000,00	42,16	31142,86	37,51	83022,86	100
Charia	20	12820,00	44,39	11687,50	40,47	4375,00	15,15	28882,50	100
Choro	16	12050,00	33,94	12000,00	33,80	11450,00	32,25	35500,00	100
Chucura	21,3	24542,77	46,04	18000,00	33,77	10763,84	20,19	53306,61	100
Cooperativa 15 Agosto	204	23476,00	24,06	45000,00	46,13	29084,00	29,81	97560,00	100
Copachullpa	18	17673,30	42,56	14311,50	34,47	9536,40	22,97	41521,20	100
Palmeras	16,7	15890,47	33,13	12500,00	26,06	19570,47	40,81	47960,94	100
Poroma	40	17876,97	39,44	18950,00	41,80	8503,63	18,76	45330,60	100
San Jose Acherales	15	26891,25	61,97	12500,00	28,81	4000,00	9,22	43391,25	100
San Pedro de Condo	40	33392,00	45,21	16600,00	22,47	23875,00	32,32	73867,00	100
Sayaraj	30	16550,00	33,10	22000,00	44,00	11450,00	22,90	50000,00	100
Yanamayo	30	13821,00	43,33	16025,60	50,24	2051,30	6,43	31897,90	100
			37,19		37,05		25,75		100

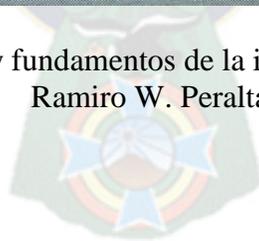
Fuente: Prog. Hidroener., ihh UMSA

ANEXO C

TABLA CON LA TASA DE FALLA HORARIA PARA COMPONENTES ELECTRICOS

Denominación de los elementos	$\lambda_{(t)} \times 10^{-6}$ (fallo/hora)		
	Límite superior	Valor medio	Límite inferior
Disyuntores	0.8	0.5	0.31
Interruptores	0.4	0.14	0.045
Interruptores térmicos	0.5	0.3	0.03
Fusibles	0.82	0.5	0.3
Contactores (de un contacto)	0.4	0.25	0.1
Diodo de silicio	0.25	0.2	0.15
Motor eléctrico de corriente alterna	9.36	5.24	1.12
Rectificadores	1.6	0.6	0.26
Relés térmicos	1	0.4	0.12
Solenoides	0.55	0.06	0.036
Transformadores de potencia	0.6	0.3	0.13
Transistores de silicio	1.44	0.5	0.1
Condensadores fijos de 1000 V	2.4	1.3	0.13
Potenciómetros de aleación	15.7	7	4.4
Bobinas de choque de baja frecuencia	0.28	0.18	0.07
Tiratrones	5.26	2.65	0.17

Fuente: Principios y fundamentos de la ingeniería de mantenimiento,
Ramiro W. Peralta Uría.



ANEXO D

NORMA BOLIVIANA NB/ISO 31000

Norma Boliviana NB/ISO 31000

**Gestión del riesgo –
Principios y directrices**

ICS 03.100.01 Organización y gestión de empresas en general

Mayo 2012

Correspondencia:

Esta norma es idéntica a la Norma ISO 31000:2009 "Risk management. Principles and guidelines"

Instituto Boliviano de Normalización y Calidad



Índice	Nº Pág.
0 INTRODUCCIÓN	1
1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN	3
2 TÉRMINOS Y DEFINICIONES	4
2.1 Riesgo	4
2.2 Gestión del riesgo	4
2.3 Marco de referencia para la gestión del riesgo	4
2.4 Política para la gestión del riesgo	5
2.5 Actitud hacia el riesgo	5
2.6 Plan para la gestión del riesgo	5
2.7 Responsabilidad del propietario	5
2.8 Proceso para la gestión del riesgo	5
2.9 Establecimiento del contexto	6
2.10 Contexto externo	6
2.11 Contexto interno	6
2.12 Comunicación y consulta	6
2.13 Parte involucrada	7
2.14 Valoración del riesgo	7
2.15 Identificación del riesgo	7
2.16 Fuente de riesgo	7
2.17 Evento	7
2.18 Consecuencia	8
2.19 Probabilidad (<i>Likelihood</i>)	8
2.20 Perfil del riesgo	8
2.21 Análisis del riesgo	9
2.22 Criterios del riesgo	9
2.23 Nivel de riesgo	9
2.24 Evaluación del riesgo	9
2.25 Tratamiento del riesgo	9
2.26 Control	10
2.27 Riesgo residual	10
2.28 Monitoreo	10
2.29 Revisión	11
3 PRINCIPIOS	11
4 MARCO DE REFERENCIA	12
4.1 Generalidades	12
4.2 Dirección y compromiso	13
4.3 Diseño del marco de referencia para la gestión del riesgo	14
4.4 Implementar la gestión del riesgo	17
4.5 Monitorear y revisar el marco de referencia	18
4.6 Mejora continua del marco de referencia	18
5 PROCESO	18
5.1 Generalidades	18
5.2 Comunicación y consulta	19
5.3 Establecimiento del contexto	20
5.4 Valoración del riesgo	23
5.5 Tratamiento del riesgo	25
5.6 Monitoreo y revisión	26
5.7 Registro del proceso para la gestión del riesgo	27
BIBLIOGRAFÍA	30

© IBNORCA - DERECHOS RESERVADOS

NORMA IMPRESA EN PAPEL ECOLÓGICO

DOCUMENTO PROTEGIDO POR EL
DERECHO DE PROPIEDAD INTELECTUAL

ANEXO E

GALERIA DE FOTOS



Foto: Bocatoma (Santa Rosa de Quilo Quilo)



Foto: Canal (Santa Rosa de Quilo Quilo)



Foto: Cámara de carga (Santa Rosa de Quilo Quilo)



Foto: Casa de Maquinas (Santa Rosa de Quilo Quilo)



Foto: Casa de maquinas (Agua Blanca)

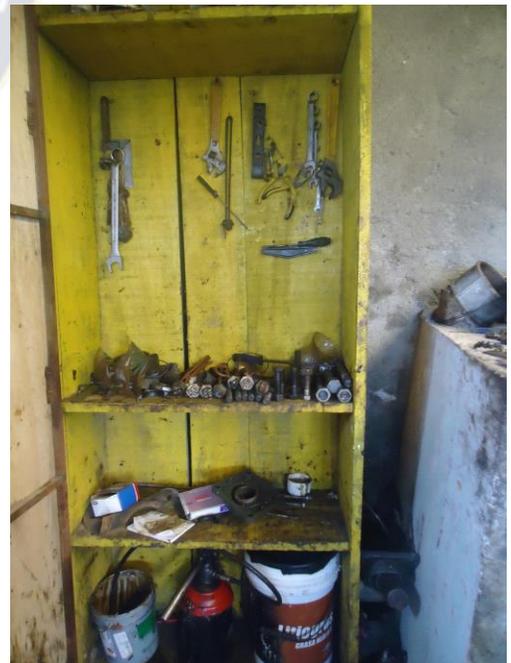


Foto: Repuestos y herramientas (Agua Blanca)



Foto: Mantenimiento del controlador de carga (Santa Rosa de Quilo Quilo)

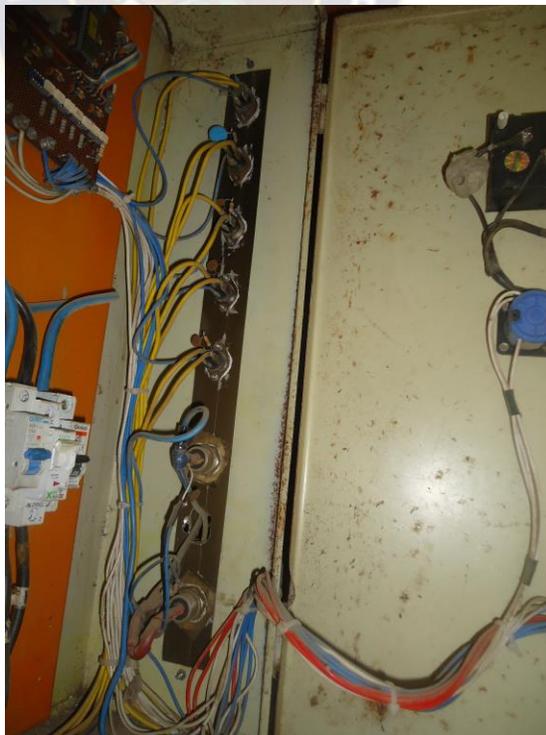


Foto: Tiristores de potencia (Yanamayo)



Foto: Acople directo (Pelechuco)



Foto: Mantenimiento con analizador eléctrico avanzado Fluke 434
(Santa Rosa de Quilo Quilo)



Foto: Analizador eléctrico avanzado Fluke 434



Foto: Población de Agua Blanca