

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,**  
**ELECTRÓNICA Y SISTEMAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA**  
**ELÉCTRICA**



**“DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO APLICANDO LA  
METODOLOGÍA RCM PARA LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE LA MINI  
CENTRAL HIDROELÉCTRICA LURINI CUYO CUYO SANDIA”**

**TESIS**

**PRESENTADO POR:**

**JILDO SONCCO CCORI**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**PUNO – PERÚ**

**2017**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO**  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y SISTEMAS  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

**“DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO APLICANDO LA METODOLOGÍA RCM PARA LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE LA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LURINI CUYO CUYO SANDIA”**

**TESIS PRESENTADA POR:**  
**JILDO SONCCO CCORI**

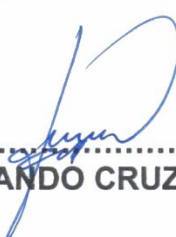
**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**  
**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**FECHA DE SUSTENTACIÓN: 15-12-2017**

**APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:**



**PRESIDENTE:**

  
.....  
**M.Sc. ARMANDO CRUZ CABRERA**

**PRIMER MIEMBRO:**

  
.....  
**M.Sc. MARCOS JOSE VILLANUEVA CORNEJO**

**SEGUNDO MIEMBRO:**

  
.....  
**ING. FELIPE CONDORI CHAMBILLA**

**DIRECTOR / ASESOR:**

  
.....  
**M.Sc. WALTER OSWALDO PAREDES PAREJA**

**Área** : Ingeniería Mecánica

**Tema** : Mantenimiento en Plantas Hidroeléctricas e Industriales.

**Puno – Perú**  
**2017**

## DEDICATORIA

A mis padres Alberto Soncco y Violeta Ccori, por todo el cariño y amor que siempre me brindaron, por haberme brindado todo su apoyo en todo momento, por sus consejos para seguir adelante en mi vida.

A mis hermanos Hermenegildo, Brus, Oliver y hermanas por la motivación constante y por brindarme su apoyo incondicional en mi formación académica profesional.

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme la vida, salud y sabiduría para afrontar todos los retos, a mis padres y hermanos durante el desarrollo de mi vida.

A la Universidad Nacional del Altiplano de Puno, Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por acogerme dentro de sus establecimientos.

A todos los docentes de Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por su dedicación en la enseñanza en mi formación académica.

## ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	14
ABSTRACT .....	15
CAPITULO I .....	16
INTRODUCCIÓN .....	16
1.1 PROBLEMA GENERAL DE LA INVESTIGACIÓN .....	18
1.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS .....	18
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA .....	18
1.4 OBJETIVOS .....	19
1.4.1 OBJETIVO GENERAL .....	19
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	19
CAPITULO II .....	20
REVISIÓN DE LITERATURA .....	20
2.1 HISTORIA DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA .....	20
2.2 COMPOSICIÓN DE UNA INSTALACIÓN HIDROELÉCTRICA .....	21
2.3 DEFINICIÓN DE LA MICRO-CENTRAL HIDROELÉCTRICA .....	22
2.4 CLASIFICACIÓN DE LAS MICRO-CENTRALES .....	22
2.4.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN LA MODALIDAD Y ACUMULACIÓN DEL AGUA .....	22
2.4.1.1 CENTRALES DE AGUA FLUENTE .....	23
2.4.1.2 CENTRALES DE FLUJO REGULADO .....	23
2.5 LA FÍSICA DE UNA INSTALACIÓN MICRO-HIDROELÉCTRICA .....	23
2.5.1 SISTEMA ELECTROMECAÁNICO .....	23
2.5.2 EQUIPOS DE LA CASA DE MÁQUINAS .....	24

2.5.3	GENERADORES ELÉCTRICOS .....	24
2.5.4	PARTES FUNDAMENTALES .....	26
2.5.5	CÁMARA DE DISTRIBUCIÓN .....	28
2.6	CONTROLES REGULADORES .....	30
2.6.1	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.....	32
2.6.1.1	VOLTÍMETRO.....	32
2.6.1.2	AMPERÍMETRO .....	32
2.6.1.3	INTERRUPTOR TERMO MAGNÉTICO.....	32
2.7	MANTENIMIENTO .....	34
2.7.1	HISTORIA Y EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO.....	34
2.7.2	UNIDAD DE MANTENIMIENTO .....	36
2.8	TIPOS DE MANTENIMIENTO .....	39
2.8.1	MANTENIMIENTO CORRECTIVO .....	39
2.8.2	MANTENIMIENTO CORRECTIVO: PROGRAMADO Y NO PROGRAMADO.....	40
2.8.3	EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	41
2.8.4	MANTENIMIENTO PREDICTIVO .....	43
2.8.5	MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD .....	44
2.8.6	NORMAS SAE JA 1011 Y 1012.....	45
2.8.7	ANTECEDENTES DEL RCM.....	46
2.8.8	CONCEPTO DEL RCM.....	48
2.8.9	LAS SIETE PREGUNTAS BÁSICAS DEL RCM .....	48
2.8.10	EL PROCESO DE DECISIÓN DE RCM.....	50
2.8.11	PROCESO DE IMPLANTACIÓN DEL RCM .....	51
2.9	DISTRIBUCIÓN WEIBULL.....	52
2.9.1	FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD .....	53

2.9.2 VIDA ÚTIL DE UN PRODUCTO .....	54
2.9.3 DISTRIBUCIÓN WEIBULL DE DOS PARÁMETROS .....	55
2.9.4 DISTRIBUCIÓN WEIBULL DE TRES PARÁMETROS .....	56
2.10 HIPÓTESIS .....	57
2.10.1 HIPÓTESIS GENERAL .....	57
2.10.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS .....	57
CAPITULO III .....	58
MATERIALES Y MÉTODOS .....	58
3.1 MÉTODO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	58
3.1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	58
3.1.2 POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN .....	59
3.1.3 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	60
3.1.3.1 ANÁLISIS DOCUMENTAL .....	61
3.1.3.2 ENCUESTA.....	62
3.1.3.3 OBSERVACIÓN .....	62
3.1.4 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS.....	62
3.1.5 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN .....	63
3.1.6 UNIDADES DE INFORMACIÓN .....	63
3.1.7 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL .....	64
3.1.7.1 FACTOR DE ESTADO.....	64
3.1.8 ANÁLISIS DE MODO Y EFECTOS DE FALLAS .....	65
3.1.9 HOJA DE INFORMACIÓN .....	65
3.1.10 HOJA DE DECISIÓN .....	67
3.1.11 ÁRBOL LÓGICO .....	67
3.1.12 ANÁLISIS DE CRITICIDAD.....	68

3.1.13 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	70
3.1.14 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN PARA LA INVESTIGACIÓN .....	71
3.1.15 PROCESAMIENTO DE DATOS .....	71
3.1.16 VARIABLES .....	71
CAPITULO IV.....	72
RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	72
4.1 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL .....	72
4.2 ANÁLISIS DE LOS EQUIPOS.....	72
4.3 ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS (AMEF).....	75
4.4 ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE ACTIVOS.....	81
4.5 SUB SISTEMAS QUE SE APLICARA EL MANTENIMIENTO .....	86
4.6 DETERMINACIÓN DE LOS INTERVALOS DE INTERVENCIÓN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO .....	87
4.7 DISTRIBUCIÓN WEIBULL PARA LOS COJINETES.....	89
CONCLUSIONES .....	97
RECOMENDACIONES .....	98
REFERENCIAS.....	99
ANEXOS .....	101



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Principio de funcionamiento de un generador eléctrico .....	25
Figura 2: Vista del montaje de la micro-hidroeléctrica Lurini .....	27
Figura 3: Partes de una cámara de distribución .....	28
Figura 4: Rodete .....	29
Figura 5: Inyector de cámara de distribución .....	30
Figura 6: Tablero de control Central Lurini .....	31
Figura 7: Rectificador de onda completa con dos diodos .....	33
Figura 8: Diodo rectificador .....	34
Figura 9: Unidad elemental de mantenimiento .....	37
Figura 10: Funciones primarias de mantenimiento .....	38
Figura 11: Siete preguntas claves del RCM .....	49
Figura 12: Hoja de decisión del RCM .....	50
Figura 13: Equipo natural de trabajo del RCM .....	51
Figura 14: Tasas de fallas, confiabilidad, parámetro beta .....	53
Figura 15: Curva de la bañera .....	54
Figura 16: Ubicación de población .....	60
Figura 17: Árbol lógico .....	68
Figura 18: Criterios a evaluar, Matriz de criticidad .....	69
Figura 19: Matriz de criticidad .....	70
Figura 20: Grafica Weibull Rodamientos .....	92
Figura 21: Curva De Infiabilidad .....	94
Figura 22: Curva de Confiabilidad .....	95
Figura 23: Curva de Densidad de Fallas .....	95

**ÍNDICE DE TABLAS**

Cuadro 1: Personal mini central Lurini	63
Cuadro 2: Factor de estado para los equipos de la central	64
Cuadro 3: Hoja de información	66
Cuadro 4: Hoja de decisión	67
Cuadro 5: Técnicas e instrumentos	71
Cuadro 6: Factor de estado de la tubería y válvula	73
Cuadro 7: Factor de estado del generador y turbinas	73
Cuadro 8: Factor de estado del transformador de la S/E	73
Cuadro 9: Factor de estado de los tableros d control	74
Cuadro 10: Factor de estado del interruptor	74
Cuadro 11: Factor de estado de las redes de transmisión	74
Cuadro 12: Sub Sistemas del Sistema de Generación	75
Cuadro 13: AMEF Estator	76
Cuadro 14: AMEF Lubricación	77
Cuadro 15: AMEF Refrigeración	78
Cuadro 16: AMEF Protección	79
Cuadro 17: Registros de Fallas	80
Cuadro 18: Sub Sistemas del Sistema de Generación	82
Cuadro 19: Criterio de Frecuencia de Fallas	82
Cuadro 20: Criterio de Impacto Operacional	83
Cuadro 21: Criterio de Flexibilidad Operacional	83
Cuadro 22: Criterio de Costo de Mantenimiento	83
Cuadro 23: Criterio de Impacto en Seguridad	83

Cuadro 24: Criterio de Impacto Ambiental	84
Cuadro 25: Fallas Registradas	84
Cuadro 26: Evaluación de Criticidad de Equipos	85
Cuadro 27: Matriz de Criticidad	85
Cuadro 28: Análisis de Criticidad de los Sub Sistemas	86
Cuadro 29: Criticidad de los Sub Sistemas	87
Cuadro 30: Calculo MTBF	90
Cuadro 31: Registro de Fallas	90
Cuadro 32: Valores Obtenidos Weibull Rodamientos	91
Cuadro 33: Parámetros de Tiempo Weibull	91
Cuadro 34: Parámetros de Weibull	93
Cuadro 35: Confiabilidad y Tiempo Medio Entre Fallas	93
Cuadro 36: Valores Obtenidos Confiabilidad Rodamientos	94

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Criterio de Evaluación Para los Procesos de RCM .....	102
Anexo 2: Frecuencia de Mantenimiento de los Demás Elementos.....	114

**ÍNDICE DE ACRÓNIMOS**

E	módulo de elasticidad
A	Amperios
AC	Corriente Alterna
°C	Grados Centígrados
cm.	Centímetros
Co.	Correctivo
DC	Corriente Directa
FP	Factor de Potencia
Gal.	Galones
h.	Horas
HP	Horse Power (Caballos de Fuerza)
Hz.	Hertz (ciclos/segundo)
Kg.	Kilogramos masa
KVA	Kilovoltio Amperio
KW	Kilowatios
m <sup>3</sup>	Metros Cúbicos
min.	Minutos
mm.	Milímetros
RCM	Mantenimiento Centrado en Confiabilidad
Mtto.	Mantenimiento
Prv.	Preventivo
Prd.	Predictivo
AMEF	Análisis de Modos y Efecto de Fallas
RPM	Revoluciones por Minuto

## RESUMEN

El presente proyecto de tesis tiene como objetivo principal Diseñar un plan de mantenimiento preventivo en base al análisis de criticidad de los diferentes componentes que constituyen la mini central hidroeléctrica de Lurini para de esta manera mejorar su disponibilidad y confiabilidad; como objetivos específicos se realizara el Diagnostico la situación actual de los sistemas, sub sistemas y componentes de la mini central del conjunto turbina-generator, para determinar sus funciones, fallas funcionales y modos de falla así identificar los componentes más críticos. El proyecto de investigación se organizara de la siguiente manera: en primer lugar se realizara una investigación exhaustiva de la bibliografía relacionada con el mantenimiento industrial y las centrales hidroeléctricas, se realizara el diagnóstico de la situación actual para poder identificar los componentes críticos y de esta manera poder elaborar el plan de mantenimiento preventivo que se podrá aplicar en la mini central mejorando de esta manera su disponibilidad y confiabilidad. La mini central está ubicada en el Distrito de Cuyo Cuyo Provincia de Sandia en el departamento de Puno, en las coordenadas UTM 428304. Latitud sur y 8436470 longitud o este a una altura de 1,274 metros sobre el nivel del mar.

**Palabras clave:** mantenimiento preventivo; mantenimiento predictivo; análisis de criticidad; mini central.

## ABSTRACT

The main objective of this thesis project is to design a preventive maintenance plan based on the analysis of criticality of the different components that constitute the mini hydroelectric power plant of Lurini in this way to improve its availability and reliability; As specific objectives the diagnosis will be carried out the current situation of the systems, sub systems and components of the mini central turbine-generator set, to determine its functions, functional failures and modes of failure So identify the most critical components. The research project will be organized as follows: first, a thorough investigation of the bibliography related to the industrial maintenance and the hydroelectric power plants will be carried out, we will diagnose the current situation in order to identify the critical components and in this way to develop the preventive maintenance plan that can be applied in the Mini center improving in this way its availability and reliability. The Mini Central is located in the district of Cuyo Cuyo whose Sandia province in the Department of Puno, at UTM coordinates 428304. South latitude and 8436470 longitude West at a height of 1.274 meters above sea level.

**Key words:** preventative maintenance; predictive maintenance; Criticality analysis; mini central.

## CAPITULO I

### INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación se realizó en la mini central de Lurini y trata de la “Elaboración de un Plan de Mantenimiento Preventivo en Función de la Criticidad de los Equipos principales que conforman la mini central hidroeléctrica” que tiene una potencia instalada de 390 KW, enfocado a brindar una guía confiable de los tipos y frecuencias de mantenimiento para dichos equipos, que mejoraran la confiabilidad del funcionamiento y la operación.

El estudio planteado, ha sido elegido por la relevancia e importancia que representa para la población y el conocimiento que puede aportar el presente proyecto de investigación así mismo como parte de este análisis, fue necesario realizar el diagnóstico y el levantamiento de información de la condición actual



de los equipos principales, así como también de la operación y mantenimiento, es decir, identificar los tipos de mantenimiento que se realiza.

Para determinar la criticidad de los equipos la herramienta que se utilizó fue la aplicación de la matriz de criticidad, la cual por medio de un análisis que comienza por la identificación de los elementos y su frecuencia de fallas y demás valoraciones se determina cual es la etapa del proceso que presenta mayor necesidad de análisis, en otras palabras, es aquella etapa que presenta en conjunto una mayor frecuencia de fallos de sus equipos, un alto grado de impacto operacional, poca flexibilidad operacional, altos costos de mantenimiento y un alto impacto en la seguridad ambiental y humana, como se detalla en el capítulo IV.

Con la determinación de los elementos críticos del proceso operativo, fue posible identificar los equipos involucrados directamente e indirectamente con el mismo; y de esta manera se comenzó a detallar las frecuencias de mantenimiento sugeridas por los manuales técnicos de cada equipo y del resultado del análisis de los parámetros de Weibull.

El análisis finalizó con la elaboración del plan anual de mantenimiento de los equipos críticos directamente e indirectamente involucrados con el proceso operativo, como detallamos en el capítulo IV. Estas actividades permitirán mantener un correcto funcionamiento y alargamiento de la vida útil de los equipos críticos determinados.

## 1.1 PROBLEMA GENERAL DE LA INVESTIGACIÓN

¿En qué medida el Diseño de un Plan de Mantenimiento Aplicando la Metodología RCM para los Equipos Críticos de la Mini Central Hidroeléctrica Lurini permitirá incrementar la disponibilidad y confiabilidad?

## 1.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- a) ¿De qué manera el Diagnosticar la situación actual de los sistemas, sub sistemas y componentes de la planta nos permitirá determinar sus funciones, fallas funcionales y modos de falla?
- b) ¿En qué medida la matriz de criticidad permitirá determinar los componentes más críticos de la planta?
- c) ¿De qué manera la distribución Weibull nos ayudara a alcanzar la confiabilidad mayor a 96% e incrementar la confiabilidad y disponibilidad?

## 1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El presente proyecto de investigación se realiza por constantes fallas y paradas no programadas de la planta, a falta de un plan de mantenimiento adecuado para los sistemas, sub sistemas y componentes de la mini central hidroeléctrica. Se identificara los componentes más críticos para realizar el diseño de un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para así mejorar la confiabilidad y disponibilidad.

El problema planteado, ha sido elegido por la relevancia e importancia que representa para la población y el conocimiento que puede aportar el presente proyecto de investigación será para mejorar la confiabilidad del funcionamiento y la operación.

## 1.4 OBJETIVOS

### 1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el Diseño de un plan de mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad para los Equipos críticos de la Mini central Hidroeléctrica Lurini, Cuyo Cuyo Sandia mejorando así su disponibilidad y confiabilidad.

### 1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Diagnosticar la situación actual de los sistemas, sub sistemas y componentes de la planta para determinar sus funciones, fallas funcionales y modos de falla.
- b) Identificar los componentes más críticos.
- c) Determinar la confiabilidad mediante los parámetros característicos de la distribución Weibull haciendo uso del historial de fallas.

## **CAPITULO II**

### **REVISIÓN DE LITERATURA**

En el presente capítulo se desarrolla la revisión bibliográfica para dar a conocer los conceptos básicos de las centrales hidroeléctricas así como de mantenimiento. A continuación, se describen los puntos principales para su desarrollo.

#### **2.1 HISTORIA DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA**

Las ruedas de agua se han utilizado desde épocas antiguas, para hacer tareas laboriosas. Las primeras turbinas hidráulicas modernas fueron desarrolladas en la primera parte del siglo XIX, por el Ingeniero Civil Benoít Fourneyron (St-Etienne 1802 - Paris 1867), en Francia. Éstas fueron desarrolladas más a fondo por un número de investigadores durante el centro

del siglo XIX, de modo que por el año de mil ochocientos noventa (1,890) los tipos de turbinas ahora en uso hubieran sido más inventadas.

La invención de Thomas Edison, de la luz eléctrica y de maneras de distribuir electricidad ocurrió casi en el mismo tiempo, conduciendo a un gran auge en el desarrollo hidroeléctrico en Europa y Norteamérica. Hasta sobre los años veinte (20), la mayoría de los progresos hidroeléctricos eran absolutamente pequeños, en la gama del tamaño que ahora se llama mini hidroeléctrica o aún micro-hidroeléctrica. (León, 2007).

## **2.2 COMPOSICIÓN DE UNA INSTALACIÓN HIDROELÉCTRICA**

Una instalación hidroeléctrica, está formada por componentes hidráulicos y componentes electromecánicos tales como: sistema de captación de agua, tomas de agua, sistema de canalización y de restitución, etc.; turbina, generador eléctrico, circuitos eléctricos, sistemas de mando; respectivamente.

El agua procedente de los sistemas de toma de agua, es canalizada, a través de canales o conductos, a la cámara de carga, que determina el nivel del canal a cielo abierto superior, necesario en función del salto o altura útil para el micro-central hidroeléctrica.

Desde este punto, el agua es canalizada a las turbinas a través de conductos forzados y al pasar, por las paletas móviles o rotores, determina su rotación. El eje del rotor que gira está conectado a un generador eléctrico; el agua que sale de la turbina es devuelta, a través de los sistemas de restitución a su curso original, a un nivel determinado por el canal a cielo abierto inferior. (León, 2007).

## 2.3 DEFINICIÓN DE LA MICRO-CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Micro-central hidroeléctrica es el término con el que la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO), denomina a las centrales hidroeléctricas de potencia inferior a diez mega watts (10 MW).

Por "Micro-central Hidroeléctrica vamos a identificar a una instalación destinada a la producción de energía hidroeléctrica en pequeña escala.

Con distintos rangos de potencia se han establecido los límites entre Pico, Micro, Mini y Pequeñas Centrales, pudiendo decirse que el orden de magnitud es el siguiente:

## 2.4 CLASIFICACIÓN DE LAS MICRO-CENTRALES

La clasificación de los sistemas de mini-hidráulicos es una convención útil para reflejar diferentes modalidades de funcionamiento y se presenta en la siguiente tabla.

- |                      |                       |
|----------------------|-----------------------|
| ➤ Pico centrales     | $P < 5\text{kW}$      |
| ➤ Micro centrales    | $P < 100\text{kW}$    |
| ➤ Mini centrales     | $P < 1000\text{ kW}$  |
| ➤ Pequeñas centrales | $P < 10000\text{ KW}$ |

### 2.4.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN LA MODALIDAD Y ACUMULACIÓN DEL AGUA

Otra forma de clasificar las centrales hidroeléctricas, es en base a su funcionamiento, esto en relación con la modalidad de toma y acumulación de las aguas; siendo estas las siguientes.

#### **2.4.1.1 CENTRALES DE AGUA FLUENTE**

Estas centrales son las que no están reguladas; es decir el caudal de agua varía durante el año en función del régimen hidrológico del curso de agua.

#### **2.4.1.2 CENTRALES DE FLUJO REGULADO**

Estas centrales se encuentran situadas aguas abajo de los embalses, destinados a usos hidroeléctricos o a otros fines y en los que se pueden regular las aguas a través de un depósito de regulación diario, semanal o mensual. (León, 2007).

### **2.5 LA FÍSICA DE UNA INSTALACIÓN MICRO-HIDROELÉCTRICA**

Las turbinas hidráulicas utilizan la energía potencial que tiene una masa de agua en un desnivel, llamado salto o altura útil, existente entre las dos secciones de canal a cielo abierto, la superior (aguas arriba) y la inferior (aguas abajo).

La transformación de la energía potencial del agua en energía mecánica se realiza a través de turbinas, que se activan gracias a la masa de agua que pasa por su interior. A su vez, la potencia mecánica en el eje de la turbina se puede utilizar directamente para realizar trabajo (como en los molinos de agua) o para producir energía eléctrica, conectando el eje de la turbina, a través de reductores adecuados, a un generador eléctrico. (León, 2007).

#### **2.5.1 SISTEMA ELECTROMECAÁNICO**

La potencia mecánica proveniente de una turbina hidráulica se puede aplicar directamente a otras máquinas y equipos tales como aserraderos,

molinos de granos, etc. Sin embargo la aplicación más frecuente es la generación de energía eléctrica.

### **2.5.2 EQUIPOS DE LA CASA DE MÁQUINAS**

En la casa de máquinas de una central hidroeléctrica, se encuentran los grupos eléctricos para la producción de la energía eléctrica, así como la maquinaria auxiliar necesaria para su funcionamiento.

La casa de máquinas consiste de un edificio principal en donde tiene lugar la conversión de la energía potencial en energía mecánica y está convertida en energía eléctrica, los elementos más importantes de la misma son las siguientes:

- Generadores eléctricos
- Turbinas
- Regulador de velocidad automático
- Válvula de guardia del tipo compuerta
- Transformadores eléctricos
- Tableros e instrumentos
- Equipo de medición de flujo
- Sala de baterías

### **2.5.3 GENERADORES ELÉCTRICOS**

El generador eléctrico es el componente que, tomando energía mecánica del eje de la turbina, entrega energía eléctrica para su utilización.

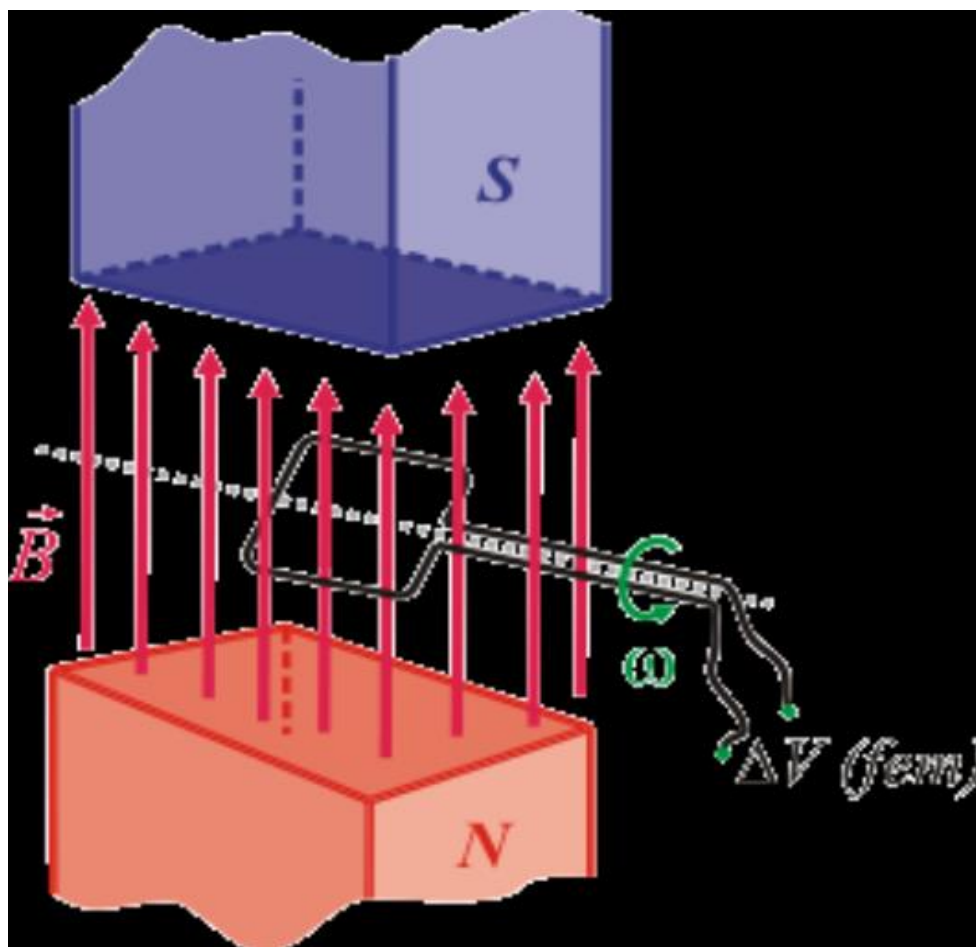
El principio general de funcionamiento de los generadores se encuentra en el movimiento relativo y la interacción de un lazo conductor y un campo



magnético. Al ser máquinas rotativas, el movimiento entre ambas partes es circular. El elemento del generador que produce el campo magnético se denomina Inductor. El otro componente, en el cual se origina la energía eléctrica que será entregada a la red es el Inducido. (León, 2007).

Un generador eléctrico es un dispositivo que convierte energía mecánica en energía eléctrica. Mantiene por tanto una diferencia de potencial entre dos puntos denominados polos. Por la ley de Faraday, al hacer girar una espira dentro de un campo magnético, se produce una variación del flujo de dicho campo a través de la espira y por tanto se genera una corriente eléctrica.

**Figura 1: Principio de funcionamiento de un generador eléctrico**



Fuente: León, 2007.

Existen generadores de corriente directa y generadores de corriente alterna. En aplicaciones de micro-hidroeléctricas carecen de interés los primeros (corriente directa), salvo en aplicaciones especiales de pequeñas dimensiones. La principal limitación está en la poca disponibilidad de aparatos electrodomésticos de corriente directa.

Los generadores de corriente alterna son los utilizados normalmente. Ya sea del tipo monofásico, con una tensión nominal de servicio de doscientos veinte vatios (220 V) (corriente alterna), o trifásicos con una tensión de servicio nominal de trescientos ochenta vatios (380 V) (corriente alterna). (León, 2007).

En la Figura 1 la espira rectangular gira dentro de un campo magnético, por lo que el flujo del campo a través de ella varía y se crea una corriente que circula por la espira, y entre ellas aparece un diferencial de potencial  $\Delta V$  (fuerza electromotriz inducida). En las centrales de generación de energía eléctrica (nucleares, térmicas, hidráulicas) la energía mecánica que el generador transforma en energía eléctrica proviene del movimiento de una turbina accionada independientemente del tipo de energía primaria que utilice.

#### 2.5.4 PARTES FUNDAMENTALES

**El rotor.** Es la parte móvil conectada al eje de la turbina que actúa como inductor, está constituido por un imán permanente o más frecuentemente, por un electroimán. Un electroimán es un dispositivo formado por una bobina enrollada en torno a un material ferro magnético por la que se hace circular una corriente, que produce un campo magnético. El campo magnético producido por un electroimán tiene la ventaja de ser más intenso que el de uno producido por un imán permanente y además su intensidad puede regularse.

**El estator.** Está constituido por bobinas por las que circulará la corriente. Cuando el rotor gira, el flujo del campo magnético a través del estator varía con el tiempo, por lo que se generará una corriente eléctrica.” (Forestale, 2010).

Todas las centrales eléctricas constan de un sistema de "turbina-generador" cuyo funcionamiento básico es, en todas ellas, muy parecido, variando de unas a otras la forma en que se acciona la turbina, o sea, dicho de otro modo en que fuente de energía primaria se utiliza, para convertir la energía contenida en ella en energía eléctrica.

**Figura 2: Vista del montaje de la micro-hidroeléctrica Lurini**

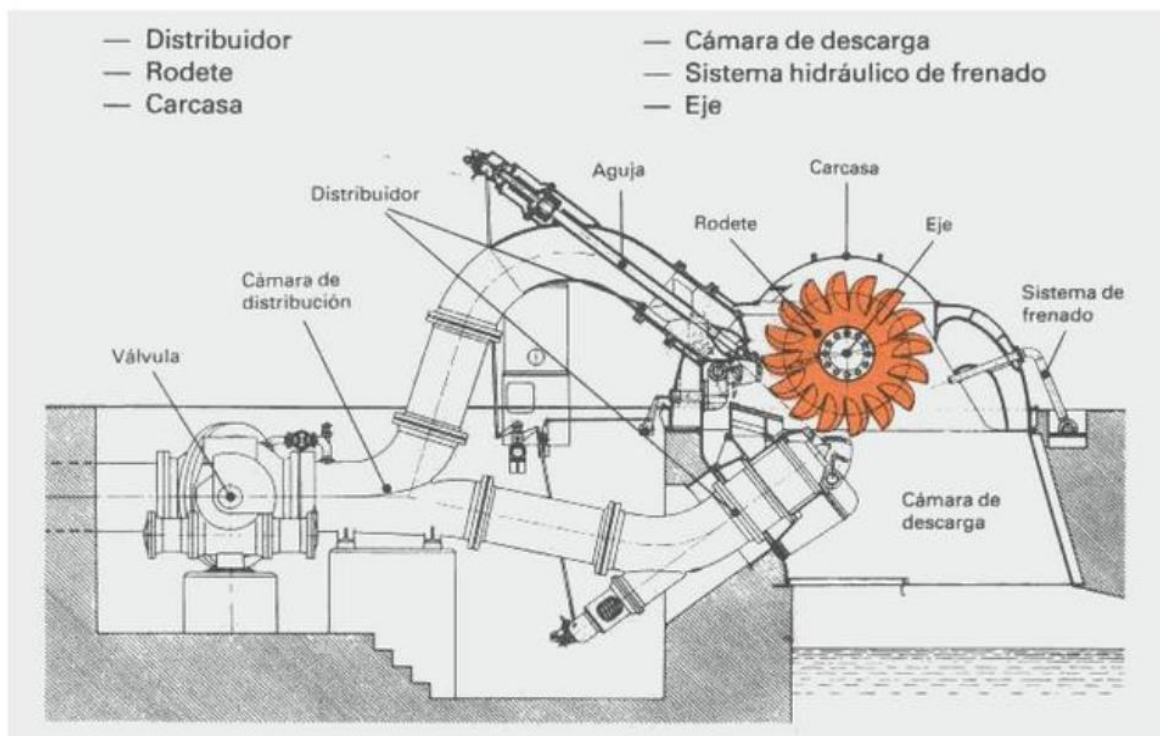


Fuente: Central Lurini.

### 2.5.5 CÁMARA DE DISTRIBUCIÓN

“También conocida como cámara de inyectores tiene como misión fundamental conducir el agua hasta el inyector además sirve de soporte a los demás mecanismos que integran el distribuidor como se puede observar en la Figura 3.

**Figura 3: Partes de una cámara de distribución**



Fuente: Fernández, 2007.

**Rodete.** El rodete de una turbina Pelton es una rueda con álabes en forma de cucharas o cangilones, con un diseño característico, situados en su perímetro exterior, como se puede observar en la Figura 4, sobre estas cucharas se incide el chorro del inyector, de tal forma que el choque del chorro se produce en dirección tangencial al rodete, para maximizar la potencia de propulsión en la sección de entrada y la sección de salida presentan una mella en la parte externa, son simétricas en dirección axial, y presentan una cresta central afilada.

Las dimensiones de las cucharas, y su número, dependen del diámetro del chorro que incide sobre ellas cuanto menor sea ese diámetro, más pequeñas serán las cucharas y mayor número de ellas se situarán, el rodete Pelton se utiliza para saltos de agua con mucho desnivel y caudales relativamente pequeños, con márgenes de empleo entre 60 y 1500 metros, consiguiéndose rendimientos máximos del orden del 90%.

**Figura 4: Rodete**



Fuente: Fernández, 2007.

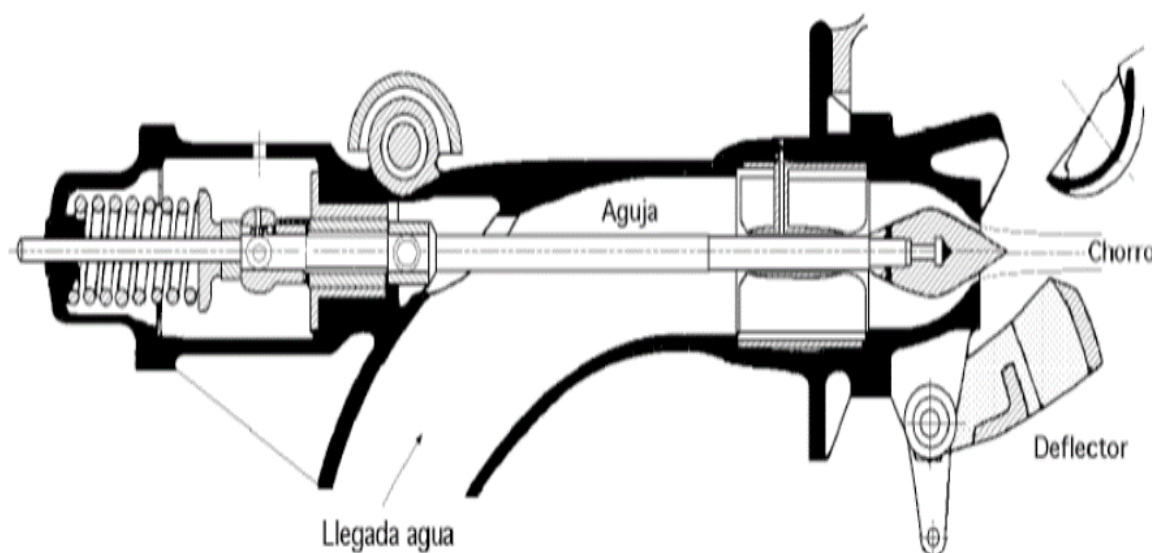
**Inyector.** Es el elemento mecánico destinado a dirigir y regular el chorro de agua y se puede observar en la Figura 5, la cual está compuesto por:

**Tobera.** Constituye una boquilla, con orificio de sección circular de un diámetro entre 5 y 30 cm., instalada al final de la cámara de distribución. Dirige el chorro de agua, tangencialmente hacia la periferia del rotor, de tal modo que la prolongación de la tobera forma un ángulo de  $90^\circ$  con los radios de rotor.

**Aguja.** Constituye un vástago situado concéntricamente en el interior del cuerpo de la tobera con movimiento de desplazamiento longitudinal en dos sentidos.

**Deflector.** Es un dispositivo mecánico que, a modo de pala o pantalla, puede ser intercalado con mayor o menor incidencia en la trayectoria del chorro de agua, entre la tobera y el rodete, presentando la parte cóncava hacia el orificio de tobera.” (Fernández, 2007).

**Figura 5: Inyector de cámara de distribución**



Fuente: Fernández, 2007.

## 2.6 CONTROLES REGULADORES

La carga eléctrica de cualquier sistema demanda que las condiciones de la energía recibida, tanto en frecuencia como en voltaje, sean estables dentro de ciertos límites. Por esta exigencia tenemos un tablero de control, donde podemos tener las lecturas de voltaje y el amperaje.

Cuando la carga eléctrica se incrementa o disminuye, origina en el eje de la turbina una variación en la velocidad. Si la carga aumenta, la velocidad tiende a disminuir y viceversa.

Si estas variaciones de la velocidad no son controladas, entonces ni la tensión ni la frecuencia de la energía generada serán estables. Esta situación origina la necesidad de la regulación que efectúa el "Sistema de Control o de Regulación del flujo de agua " de la turbina.

**Figura 6: Tablero de control Central Lurini**



Fuente: Central Lurini.

## **2.6.1 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN**

Cuando se emplea la energía eléctrica, es necesario controlarla y conocer exactamente los valores de la tensión, corriente y potencia capaces de ser producidos por el generador.

### **2.6.1.1 Voltímetro**

Permite medir la tensión o voltaje, el mismo que está construido con alta impedancia para ser conectado en paralelo, es decir directamente a los bornes del sistema cuya tensión se desea medir.

### **2.6.1.2 Amperímetro**

Sirve para medir la intensidad de la corriente, su impedancia interna es muy baja por lo que se conecta en serie con las cargas receptoras y nunca en paralelo porque podría producirse un cortocircuito.

### **2.6.1.3 Interruptor termo magnético**

El interruptor termo magnético es un elemento de protección, el cual debe ser dimensionado para operar en caso de cortocircuito o sobre carga.

### **2.6.1.4 Vatímetro**

El vatímetro es un instrumento que permite medir la potencia eléctrica. (Amaguaya, 2009).

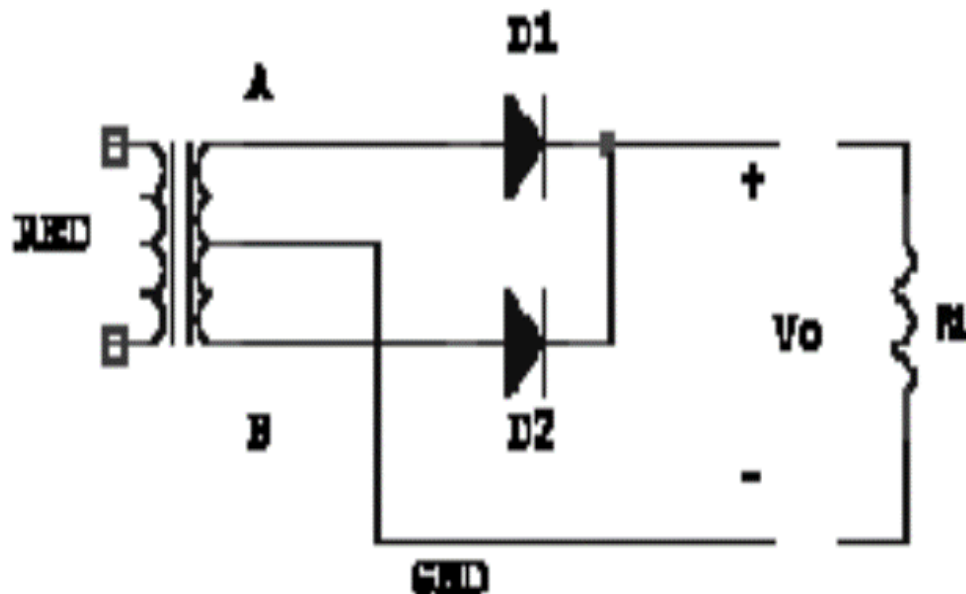
### **2.6.1.5 Rectificador de onda completa con dos diodos**

Un rectificador de onda completa es un circuito empleado para convertir una señal de corriente alterna de entrada en corriente directa de salida, esto se realiza utilizando diodos rectificadores.



La forma de la onda de salida es idéntica a la del rectificador en puente, sin embargo este rectificador precisa de un transformador con toma media en el secundario. (Amaguaya, 2009).

**Figura 7: Rectificador de onda completa con dos diodos**



Fuente: Amaguaya, 2009.

#### 2.6.1.6 Diodos rectificadores

Uno de los dispositivos más importantes de los circuitos de potencia son los diodos, aunque tienen, entre otras, las siguientes limitaciones: son dispositivos unidireccionales, no pudiendo circular la corriente en sentido contrario al de conducción. Los diodos de potencia se caracterizan porque en estado de conducción, deben ser capaces de soportar una alta intensidad con una pequeña caída de tensión, en sentido inverso, deben ser capaces de aportar una fuerte tensión negativa de ánodo con una pequeña intensidad de fugas. (Amaguaya, 2009).

**Figura 8: Diodo rectificador**

Fuente: Amaguaya, 2009.

## **2.7 MANTENIMIENTO**

### **2.7.1 HISTORIA Y EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO**

Desde el principio de los tiempos, el Hombre siempre ha sentido la necesidad de mantener su equipo, aún las más rudimentarias herramientas o aparatos. La mayoría de las fallas que se experimentaban eran el resultado del abuso y esto sigue sucediendo en la actualidad. Al principio solo se hacía mantenimiento cuando ya era imposible seguir usando el equipo. A eso se le llamaba "Mantenimiento de Ruptura o Reactivo"

Fue hasta 1950 que un grupo de ingenieros japoneses iniciaron un nuevo concepto en mantenimiento que simplemente seguía las recomendaciones de los fabricantes de equipo acerca de los cuidados que se debían tener en la operación y mantenimiento de máquinas y sus dispositivos.

Esta nueva tendencia se llamó "Mantenimiento Preventivo". Como resultado, los gerentes de planta se interesaron en hacer que sus supervisores,

mecánicos, electricistas y otros técnicos, desarrollaran programas para lubricar y hacer observaciones clave para prevenir daños al equipo. Aun cuando ayudó a reducir pérdidas de tiempo, el Mantenimiento Preventivo era una alternativa costosa. La razón: Muchas partes se reemplazaban basándose en el tiempo de operación, mientras podían haber durado más tiempo. También se aplicaban demasiadas horas de labor innecesariamente.

Los tiempos y necesidades cambiaron, en 1960 nuevos conceptos se establecieron, "Mantenimiento Productivo" fue la nueva tendencia que determinaba una perspectiva más profesional. Se asignaron más altas responsabilidades a la gente relacionada con el mantenimiento y se hacían consideraciones acerca de la confiabilidad y el diseño del equipo y de la planta. Fue un cambio profundo y se generó el término de "Ingeniería de la Planta" en vez de "Mantenimiento", las tareas a realizar incluían un más alto nivel de conocimiento de la confiabilidad de cada elemento de las máquinas y las instalaciones en general.

Diez años después, tomó lugar la globalización del mercado creando nuevas y más fuertes necesidades de excelencia en todas las actividades. Los estándares de "Clase Mundial" en términos de mantenimiento del equipo se comprendieron y un sistema más dinámico tomó lugar. TPM es un concepto de mejoramiento continuo que ha probado ser efectivo.

Primero en Japón y luego de vuelta a América (donde el concepto fue inicialmente concebido, según algunos historiadores). Se trata de participación e involucramiento de todos y cada uno de los miembros de la organización hacia la optimización de cada máquina.

Esta era una filosofía completamente nueva con un planteamiento diferente y que se mantendrá constantemente al día por su propia esencia. Implica un mejoramiento continuo en todos los aspectos y se le denominó TPM. Tal como lo vimos en la definición, TPM son las siglas en inglés de "Mantenimiento Productivo Total", también se puede considerar como "Mantenimiento de Participación Total" o "Mantenimiento Total de la Productividad".

El propósito es transformar la actitud de todos los miembros de la comunidad industrial.

Toda clase y nivel de trabajadores, operadores, supervisores, ingenieros, administradores, quedan incluidos en esta gran responsabilidad. La "Implementación de TPM" es un objetivo que todos compartimos. También genera beneficios para todos nosotros.

Mediante este esfuerzo, todos nos hacemos responsables de la conservación del equipo, el cual se vuelve más productivo, seguro y fácil de operar, aún su aspecto es mucho mejor. La participación de gente que no está familiarizada con el equipo enriquece los resultados pues en muchos casos ellos ven detalles que pasan desapercibidos para quienes vivimos con el equipo todos los días. (Chinchay, 2010).

### **2.7.2 UNIDAD DE MANTENIMIENTO**

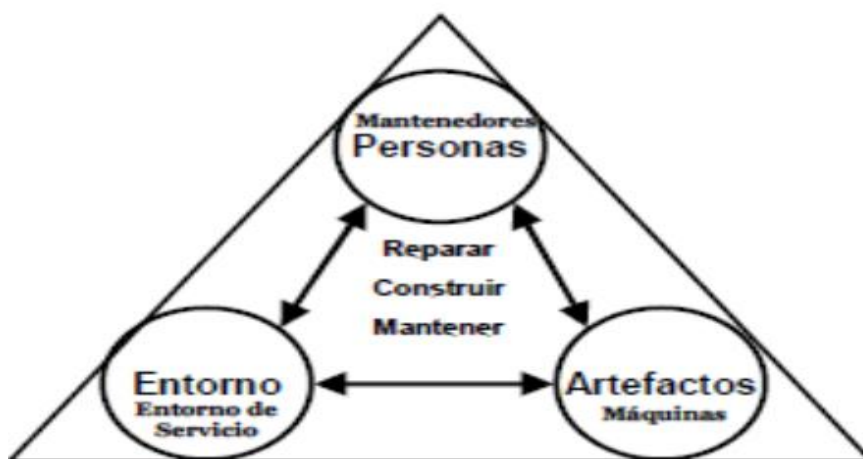
El enfoque sistémico puro de mantenimiento admite el reconocimiento de tres elementos fundamentales:

Mantenedores (Personas), máquinas o equipos industriales o de operación (Artefactos) y sitios físicos donde se prestan los servicios de mantenimiento (Entorno).

Para poder hallar la función básica de un sistema de mantenimiento es posible utilizar la definición de ingeniería que se describe en la Clasificación Internacional Uniforme de Ocupaciones de la Oficina Internacional del Trabajo, donde enuncia que algunas de las funciones de los arquitectos, ingenieros y afines son: construcción, reparación y mantenimiento de edificios, obras públicas, etc. Y en especial de aplicaciones industriales como máquinas y equipos, entre otras (CIUO-88- OIT, 1991,59); el mantenimiento es una ciencia que se aplica en elementos, máquinas o sistemas productivos generados por el ser humano, donde su fin es preservar los equipos industriales mediante su construcción, reparación o mantenimiento.

El mantenimiento y la reparación son partes esenciales del objeto de estudio en ingeniería de fábricas, entendiéndose la función de mantenimiento dependiente del ciclo de vida de las máquinas en sus tres etapas y la función de reparación como una especie de mantenimiento especializado en un estado de uso (o abuso) más avanzado del equipo, es decir con una mantenibilidad más reducida. (Gutierrez, 2005).

**Figura 9: Unidad elemental de mantenimiento**



Fuente: Gutierrez, 2005.

La construcción figura como elemento estructural en el esquema sugerido por el Autor Rey Sacristán para comprender el marco del mantenimiento tero tecnológico (Husband, 1976) (Darnell y otro, 1975) (Thompson, 1980), donde los usuarios (AOD53), los constructores, compradores y demás entidades o personas relacionadas con el cuerpo o la función de equipos industriales son vitales en el diseño de esquemas de gestión de mantenimiento. (Rey, 1996).

El mantenimiento y la reparación son partes esenciales del objeto de estudio en ingeniería de fábricas, entendiéndose la función de mantenimiento dependiente del ciclo de vida de las máquinas en sus tres etapas (mantenimiento, reparación o sustitución) y la función de reparación como una especie de mantenimiento especializado en un estado de uso (o abuso) más avanzado del equipo, es decir con una mantenibilidad 54 más reducida.

**Figura 10: Funciones primarias de mantenimiento**



Fuente: Gutierrez, 2005.

## 2.8 TIPOS DE MANTENIMIENTO

### 2.8.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Se entiende por mantenimiento correctivo la corrección de las averías o fallas, cuando éstas se presentan. Es la habitual reparación tras una avería que obligó a detener la instalación o máquina afectada por el fallo.

Históricamente, el mantenimiento nace como servicio a la producción. Lo que se denomina Primera Generación del Mantenimiento cubre el periodo que se extiende desde el inicio de la revolución industrial hasta la Primera Guerra Mundial. En estos días la industria no estaba altamente mecanizada, por lo que el tiempo de paro de maquina no era de mayor importancia. Esto significaba que la prevención de las fallas en los equipos no era una prioridad para la mayoría de los gerentes.

A su vez, la mayoría de los equipos eran simples, y una gran cantidad estaba sobredimensionada. Esto hacía que fueran fiables y fáciles de reparar. Como resultado no había necesidad de un mantenimiento sistematizado más allá de limpieza y lubricación, y por ello la base del mantenimiento era puramente correctiva.

Las posteriores generaciones del mantenimiento trajeron el preventivo sistemático, el predictivo, el proactivo, el mantenimiento basado en fiabilidad, etc. Y aun así, una buena parte de las empresas basan su mantenimiento exclusivamente en la reparación de averías que surgen, e incluso algunas importantes empresas sostienen que esta forma de actuar es la más rentable. En otras muchas, las tareas correctivas suponen un alto porcentaje de su

actividad y son muy pocas las empresas que han planteado como objetivo reducir a cero este tipo de tareas (objetivo cero averías) y muchas menos las que lo han conseguido. (Garrido S. G., 2009).

## **2.8.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO: PROGRAMADO Y NO PROGRAMADO**

Existen dos formas diferenciadas de mantenimiento correctivo: el programado y no programado. La diferencia entre ambos radica en que mientras el no programado supone la reparación de la falla inmediatamente después de presentarse, el mantenimiento correctivo programado o planificado supone la corrección de la falla cuando se cuenta con el personal, las herramientas, la información y los materiales necesarios y además el momento de realizar la reparación se adapta a las necesidades de producción. La decisión entre corregir un fallo de forma planificada o de forma inmediata suele marcar la importancia del equipo en el sistema productivo: si la avería supone la parada inmediata de un equipo necesario, la reparación comienza sin una planificación previa. Si en cambio, puede mantenerse el equipo o la instalación operativa aún con ese fallo presente, puede posponerse la reparación hasta que llegue el momento más adecuado.

La distinción entre correctivo programado y correctivo no programado afecta en primer lugar a la producción. No tiene la misma afección el plan de producción si la parada es inmediata y sorpresiva que si se tiene cierto tiempo para reaccionar. Por tanto, mientras el correctivo no programado es claramente una situación indeseable desde el punto de vista de la producción, los



compromisos con clientes y los ingresos, el correctivo programado es menos agresivo con todos ellos.

En segundo lugar, afecta a un indicador llamado 'Fiabilidad'. Este indicador, del que se hablará en el apartado 16.4.38 Garantías, no incluye las paradas planificadas (en general, las que se pueden programar con más de 48 horas de antelación). (Garrido S. G., 2009).

### **2.8.3 EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

El mantenimiento preventivo es la ejecución de un sistema de inspecciones periódicas programadas racionalmente sobre el activo fijo de la planta y sus equipos con el fin de detectar condiciones y estados inadecuados de esos elementos que puedan ocasionar circunstancialmente paros en la producción o deterioro grave de máquinas, equipos o instalaciones, y realizar en forma permanente el cuidado de mantenimiento adecuado de la planta para evitar tales condiciones, mediante la ejecución de ajustes o reparaciones, mientras las fallas potenciales están en estado inicial de desarrollo. (Álvarez, 2004).

En algunos casos, vale la pena sustituir un dispositivo que funciona antes de que falle. En general, el motivo por el que se sustituye un dispositivo que funciona es que el coste de hacerlo es pequeño en comparación con el coste de responder a un fallo que ocurra durante el funcionamiento del dispositivo, un fallo en el campo. Históricamente, se han definido dos tipos de políticas de mantenimiento preventivo. Se designan como «sustitución por edad» y «sustitución en bloque». Ambas pueden ser analizadas utilizando los conceptos de procesos de renovación desarrollados anteriormente. Más recientemente, se ha hecho la distinción entre una «reparación mínima», en la que un dispositivo

que ha fallado se pone de nuevo en funcionamiento sin que ello modifique el riesgo, y una reparación completa que resulta en una función de riesgo correspondiente a un nuevo dispositivo. Los nuevos resultados relativos a la reparación mínima y a varios otros. (Nachlas, 1995).

El objetivo del mantenimiento preventivo es aumentar al máximo la disponibilidad y confiabilidad del equipo llevando a cabo un mantenimiento planeado, basado en las inspecciones planificadas y programadas de los posibles puntos a falla. (Álvarez, 2004).

Es el conjunto de tareas de mantenimiento programadas que siguen un orden sistemático en un período de tiempo establecido y que tienen la finalidad de evitar fallos repentinos, paradas de producción inesperadas y mejorar la confiabilidad del equipo. Este tipo de mantenimiento incluye actividades como:

Inspecciones rutinarias. Se realizan inspecciones al equipo importante de la planta para determinar si está funcionando correctamente y determinar si es necesaria o no la intervención.

Reemplazo de piezas y Reparaciones programadas. Después de cierto período de tiempo de operación, es necesario cambiar componentes de la maquinaria y hacer reparaciones para garantizar un buen desempeño de la misma.

Overhaul. Es una reparación mayor que se realiza con la finalidad de regresar al equipo, lo más cerca posible, a las condiciones originales de operación.

#### 2.8.4 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo es una técnica para pronosticar el punto futuro de falla de un componente de una máquina, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con base en un plan, justo antes de que falle. Así, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza.

La técnica está basada en el hecho que la mayoría de las partes de la máquina darán un tipo de aviso antes de que fallen. Para percibir los síntomas con que la máquina nos está advirtiendo requiere varias pruebas no destructivas, tal como análisis de aceite, análisis de desgaste de partículas, análisis de vibraciones y medición de temperaturas.

El uso de estas técnicas, para determinar el estado de la máquina dará como resultado un mantenimiento mucho más eficiente, en comparación con los tipos de mantenimiento anteriores.

El mantenimiento predictivo permite que la gerencia de la planta tenga el control de las máquinas y de los programas de mantenimiento y no al revés. En una planta donde se usa el mantenimiento predictivo el estado general de las máquinas esta conocido en cualquier momento y una planificación más precisa será posible.

El mantenimiento predictivo usa varias disciplinas. La más importante de estas es el análisis periódico de vibraciones. Se ha demostrado varias veces que de todas las pruebas no destructivas, que se pueden llevar a cabo en una máquina, la firma de vibraciones proporciona la cantidad de información más importante acerca de su funcionamiento interno.

En algunas máquinas que podrían afectar de manera adversa las operaciones de la planta si llegarían a fallar, se puede instalar un monitor de vibración continuo. En este monitor, una alarma se prenderá cuando el nivel de vibraciones rebasa un valor predeterminado.

De esta manera se evitan fallas que progresan rápidamente, y causan un paro catastrófico. (Smith, 2003).

### **2.8.5 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD**

Llamado también por sus siglas en inglés RCM o Reliability Centred Maintenance, (Mantenimiento Centrado en Fiabilidad/Confiabilidad) es una técnica más dentro de las posibles para elaborar un plan de mantenimiento en una planta industrial y que presenta algunas ventajas importantes sobre otras técnicas. Inicialmente fue desarrollada para el sector de aviación, donde los altos costes derivados de la sustitución sistemática de piezas amenazaban la rentabilidad de las compañías aéreas. Posteriormente fue trasladada al campo industrial, después de comprobarse los excelentes resultados que había dado en el campo aeronáutico.

RCM se basa en analizar los fallos potenciales que puede tener una instalación, sus consecuencias y la forma de evitarlos. Fue documentado por primera vez en un informe escrito por F.S. Nowlan y H.F. Heap y publicado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos de América en 1978. Desde entonces, el RCM ha sido usado para diseñar el mantenimiento y la gestión de activos en todo tipo de actividad industrial y en prácticamente todos los países industrializados del mundo. Este proceso definido por Nowlan y Heap sirvió de base para el desarrollo del RCM, que ha sido mejorado y refinado con su uso y

con el paso del tiempo. Muchas de las posteriores evoluciones de la idea original conservan los elementos clave del proceso ideado por Nowlan y Heap. Sin embargo el uso extendido del nombre “RCM” ha llevado a que surjan un gran número de metodologías de análisis de fallos que difieren significativamente del original, pero que sus autores también llaman “RCM”. Muchos de estos otros procesos no alcanzan los objetivos definidos por Nowlan y Heap, y algunos son incluso contraproducentes. En general tratan de abreviar y resumir el proceso, lo que lleva en algunos casos a desnaturalizarlo completamente. (Garrido S. G., 2009).

#### **2.8.6 NORMAS SAE JA 1011 Y 1012**

La Norma SAE JA 1011, presenta un proceso RCM estándar el cual su título es “Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad”. Este estándar muestra criterios con el cual se puede comparar un proceso, si el proceso satisface dichos criterios, se lo considera un “proceso RCM” cabe recalcar que esta norma es una guía para una resolución del proceso en RCM.

“La norma SAE JA 1012 establece una guía para la norma del RCM, pero no intenta ser un manual ni una guía de procedimientos para realizar el RCM. Aquellos que desean aplicar RCM están seriamente invitados a estudiar la materia en mayor detalle, y a desarrollar sus competencias bajo la guía de Profesionales RCM experimentados. (Amaguaya, 2009).

### 2.8.7 ANTECEDENTES DEL RCM

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad se originó hacia el final de la década de los años 60, en un esfuerzo conjunto del gobierno y la industria aeronáutica norteamericana, a fin de establecer un proceso lógico y diseñar actividades de mantenimiento apropiadas con frecuencias óptimas para estas actividades, para atender el advenimiento de nuevas aeronaves de mayor tamaño, capacidad y complejidad, así como el crecimiento del parque aéreo. La complejidad de los nuevos sistemas hacía casi imposible que los mismos fueran mantenidos con los antiguos conceptos y políticas. El objetivo de este grupo de trabajo fue establecer procedimientos de mantenimiento apropiados que permitieran reducir los tiempos de parada por mantenimiento, reducir los costos de mantenimiento e incrementar la seguridad de los vuelos.

Como resultado de este esfuerzo se publicó el documento “MSG-1: Maintenance Evaluation and Program Development”, el cual formaliza y establece nuevos criterios para el desarrollo de programas de mantenimiento. A partir de este documento la orientación cambia desde la evaluación de las funciones del equipo hacia el análisis de las funciones del sistema.

Posteriormente, se publicó el documento MSG-2 para generalizar en toda la industria aeronáutica el uso de los procedimientos desarrollados en el MSG-1. En este segundo documento se incorporó una herramienta simple pero poderosa, llamada árbol de decisión lógico. Un árbol de decisión lógico es un diagrama que provee una secuencia de preguntas acerca de una serie de posibles eventos y sus consecuencias, estructurado de manera lógica y jerárquica. Cada pregunta en el árbol de decisión sólo puede ser contestada con

un SI o NO. La respuesta a cada pregunta puede conducir a una acción o a la próxima pregunta en la secuencia.

El árbol es semejante a un mapa lógico de carreteras. Cada posible falla de un sistema es categorizada mediante la aplicación del árbol lógico de preguntas, conduciendo al evaluador a un análisis lógico que finaliza al obtener una respuesta SI. En cada respuesta NO, el evaluador continúa con la siguiente pregunta en la secuencia. Si se alcanza el final del árbol, entonces la conclusión lógica es que no se requiere ninguna actividad para la falla bajo evaluación.

El documento MSG-2 se convirtió en un estándar de la industria aeronáutica para el diseño y ejecución de políticas de mantenimiento, el cual contiene los lineamientos de lo que actualmente se denomina mantenimiento centrado en confiabilidad.

El éxito del RCM en la industria aeronáutica no tuvo precedentes. En un período de 16 años posterior a su implantación, las aerolíneas comerciales no tuvieron incremento en los costos unitarios de mantenimiento, aun cuando el tamaño y complejidad de las aeronaves, así como los costos de labor se incrementaron durante el mismo período. También, para el mismo período, se incrementaron los records de seguridad de las aerolíneas.

Los beneficios obtenidos por la industria aeronáutica no fueron un secreto y pronto el mcc fue adaptado y adecuado a las necesidades de otras industrias, tales como la de generación de potencia mediante energía nuclear y solar, manufacturera, de procesamiento de alimentos, minera, transporte marítimo, de procesamiento de hidrocarburos y productos químicos, así como el ambiente militar. En todas ellas se presentan resultados exitosos en mantener o

incrementar la disponibilidad y al mismo tiempo obtener ahorros en los costos del mantenimiento, mediante la aplicación del RCM. Todavía, algunos detalles del método se encuentran en desarrollo para adaptarse a las cambiantes necesidades de una amplia variedad de industrias. (Méndez, 2007).

### **2.8.8 CONCEPTO DEL RCM**

El RCM sirve de guía para identificar las actividades de mantenimiento con sus respectivas frecuencias a los activos más importantes de un contexto operacional. Esta no es una fórmula matemática y su éxito se apoya principalmente en el análisis funcional de los activos de un determinado contexto operacional, realizado por un equipo natural de trabajo. “El esfuerzo desarrollado por el equipo natural permite generar un sistema de gestión de mantenimiento flexible, que se adapta a las necesidades reales de mantenimiento de la organización, tomando en cuenta, la seguridad personal, el ambiente, las operaciones y la razón costo/beneficio” (Jones, 1995).

La metodología RCM, propone un procedimiento que permite identificar las necesidades reales de mantenimiento de los activos en su contexto operacional, a partir del análisis de las siguientes siete preguntas:

### **2.8.9 LAS SIETE PREGUNTAS BÁSICAS DEL RCM**

El R.C.M. se centra en la relación entre la organización y los elementos físicos que la componen. Antes de que se pueda explorar esta relación detalladamente, se necesita saber qué tipo de elementos físicos existen en la empresa, y decidir cuáles son los que deben estar sujetos al proceso de revisión



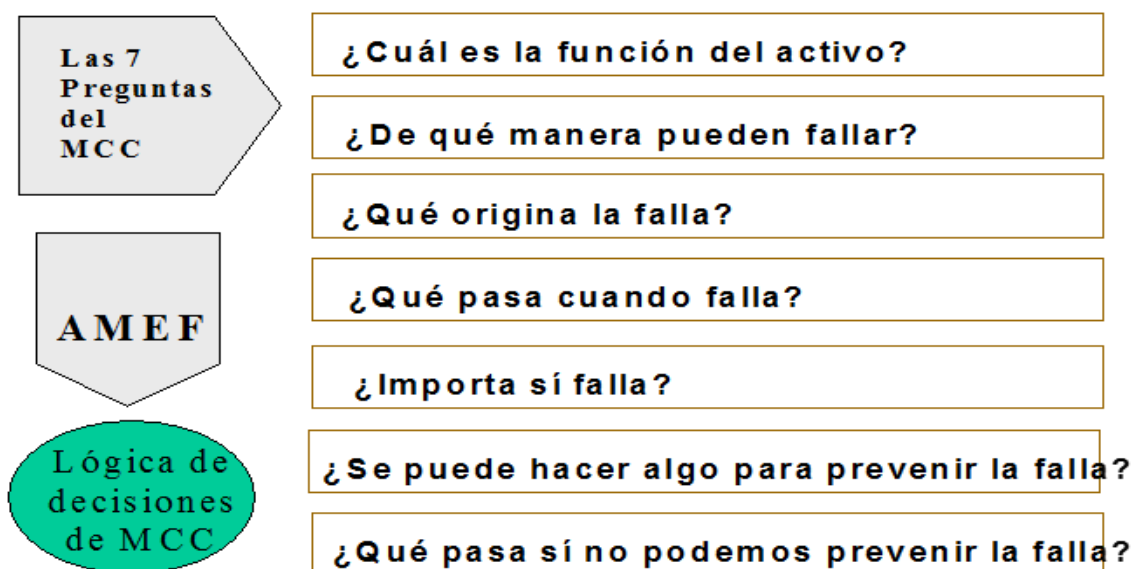
del RCM, en la mayoría de los casos, esto significa que se debe realizar un registro de equipos completo.

El proceso sistemático del RCM formula siete preguntas acerca del activo o sistema que se intenta revisar:

- ¿Cuáles son las funciones?
- ¿De qué forma puede fallar?
- ¿Qué causa que falle?
- ¿Qué sucede cuando falla?
- ¿Qué ocurre si falla?
- ¿Qué se puede hacer para prevenir el fallo?
- ¿Qué sucede si no puede prevenirse el fallo?

Para la resolución de estas preguntas el R.C.M. requiere de la formación de Grupos de Revisión. Estos grupos estarán integrados por representantes de las distintas ramas que trabajan con el sistema al que se va a someter a R.C.M., como puede ser personal de producción, personal operativo y por supuesto personal de mantenimiento.

**Figura 11: Siete preguntas claves del RCM**



Fuente: Jones, 1995.

### 2.8.10 EL PROCESO DE DECISIÓN DE RCM

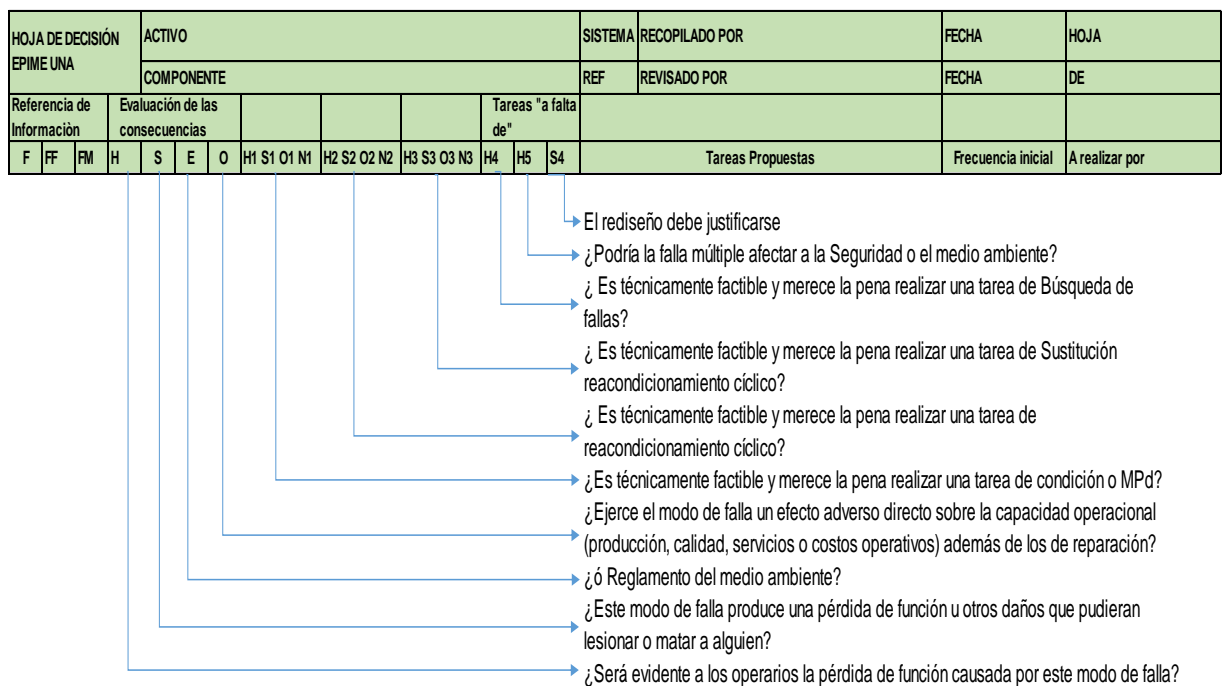
El modelo que integra todos los procesos de decisión en un marco de trabajo estratégico es basado según la Hoja de decisión, que es uno de los documentos utilizados en la aplicación del proceso RCM ya que con estas hojas se agrupan las probables fallas y como evitar las mismas con sus respectivas acciones a falta de.

“La Hoja de Decisión de RCM se observa en la Figura 12. Se muestra cómo la Hoja de Decisión permite registrar las respuestas a las preguntas formuladas en el Diagrama de Decisión:

Qué mantenimiento de rutina será realizado, con qué frecuencia será realizado.

Qué fallas son lo suficientemente serias como para justificar el rediseño. Casos en los que se toma una decisión deliberada de dejar que ocurran las fallas.

**Figura 12: Hoja de decisión del RCM**



Elaoracion: Propia.

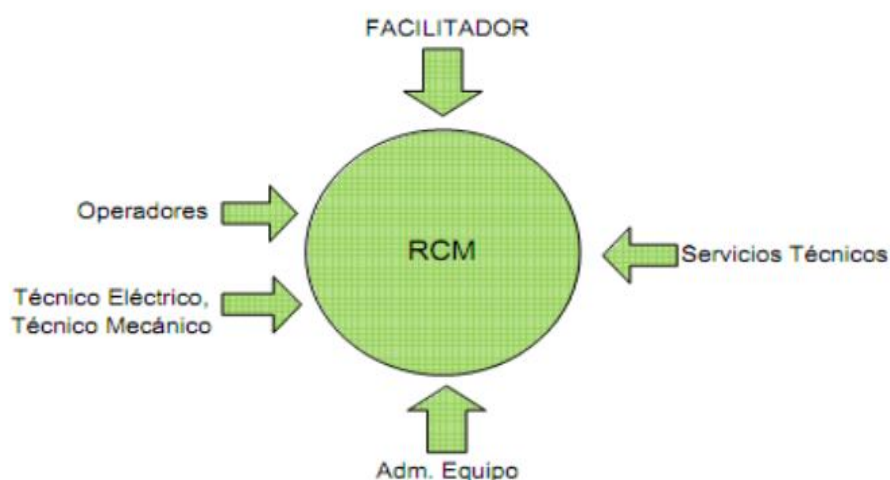
La hoja de decisión está dividida en dieciséis columnas. Las columnas tituladas F, FF y MF identifican el modo de falla que se analiza en esa línea.

Las últimas tres columnas registran la tarea que ha sido seleccionada (si la hay), la frecuencia con la que debe hacerse y quién ha sido seleccionado para realizarla. La columna de "Tarea Propuesta" también se utiliza para registrar los casos en los que se requiere rediseño o si se ha decidido que el modo de falla no necesita mantenimiento programado. Cada una de estas cuatro secciones de la Hoja de Decisión es explicada en función de las preguntas que hace el Diagrama de Decisión. (Farinango, 2014)

### 2.8.11 PROCESO DE IMPLANTACIÓN DEL RCM

A continuación se presenta el esquema propuesto para implantar el RCM. El éxito del proceso de implantación del RCM, dependerá básicamente del desempeño del equipo natural de trabajo, el cual se encargará de responder las siete preguntas básicas del RCM, siguiendo el siguiente esquema:

**Figura 13: Equipo natural de trabajo del RCM**



Fuente: Farinango, 2014.

## 2.9 DISTRIBUCIÓN WEIBULL

La distribución de Weibull complementa a la distribución exponencial y a la normal, 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 (al menos 10) y los tiempos correspondientes no se ajustan a una distribución más simple.

La distribución de Weibull nos permite estudiar cuál es la distribución de fallos de un componente clave de seguridad que pretendemos controlar y que a través de nuestro registro de fallos observamos que éstos varían a lo largo del tiempo y dentro de lo que se considera tiempo normal de uso.

La distribución de Weibull se representa normalmente por la función acumulativa de distribución de fallos  $F(t)$ :

$$F(t) = 1 - e^{-\left[\left(\frac{t-t_0}{\eta}\right)^\beta\right]} \dots\dots\dots (Ec. 1)$$

Siendo la función densidad de probabilidad:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-t_0}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left[\left(\frac{t-t_0}{\eta}\right)^\beta\right]} \dots\dots\dots (Ec. 2)$$

La tasa de fallos para esta distribución es:

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-t_0}{\eta}\right)^{\beta-1} \dots\dots\dots (Ec. 3)$$

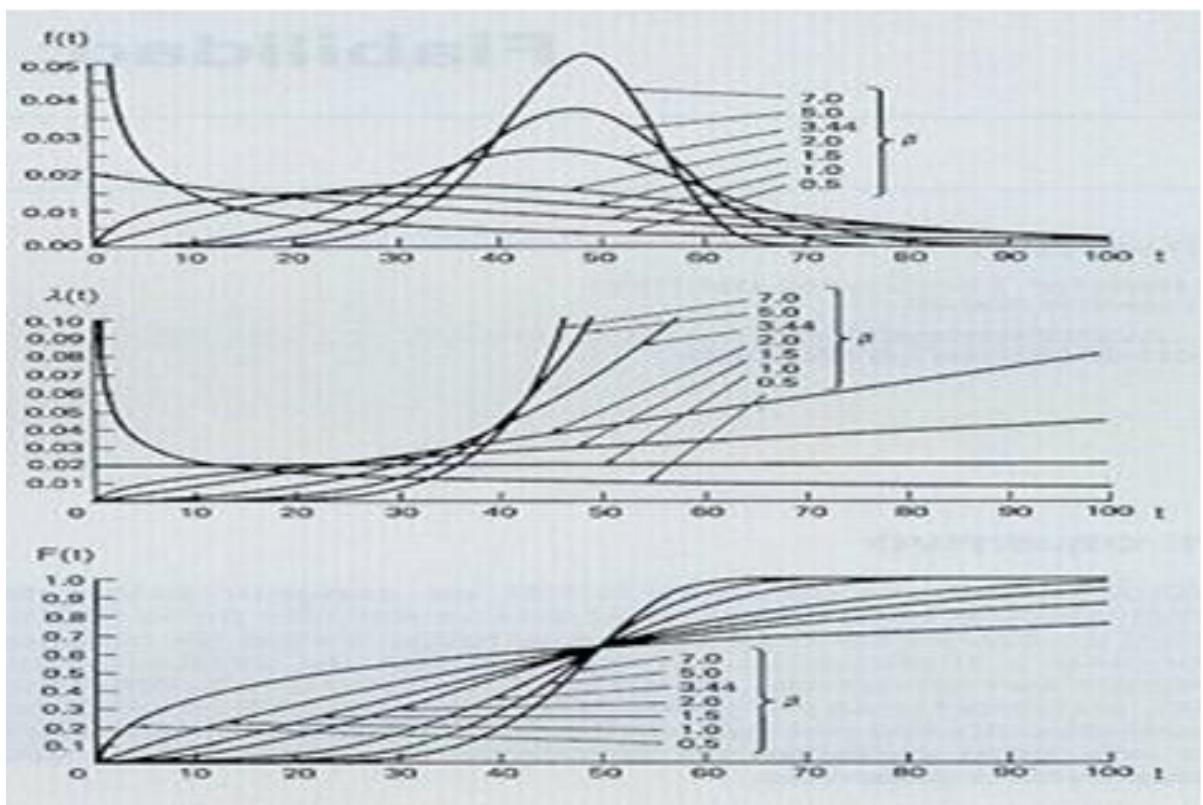
Las ecuaciones (1), (2) y (3) sólo se aplican para valores de  $(t - t_0) \geq 0$ . Para valores de  $(t - t_0) < 0$ , las funciones de densidad y la tasa de fallos valen 0. Las constantes que aparecen en las expresiones anteriores tienen una interpretación física:

$t_0$  es el parámetro de posición (unidad de tiempos) 0 vida mínima y define el punto de partida u origen de la distribución.

$\eta$  es el parámetro de escala, extensión de la distribución a lo largo, del eje de los tiempos. Cuando  $(t - t_0) = \eta$

$\beta$  es el parámetro de forma y representa la pendiente de la recta describiendo el grado de variación de la tasa de fallos.

**Figura 14: Tasas de fallas, confiabilidad, parámetro beta**



Fuente: Moubray,2004.

### 2.9.1 FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD

Es una función decreciente denominada también función de supervivencia es la probabilidad de sobrevivir hasta el tiempo  $t$ , se representa como:

$$R(t) = 1 - F(t) \dots\dots\dots (Ec. 4)$$

Para el caso de la función exponencial es:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \dots\dots\dots (Ec. 5)$$

La función de riesgo que se define como:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \dots\dots\dots (Ec. 6)$$

Es el resultado del siguiente límite:

$$h(t) = \lim_{\Delta \rightarrow 0} \frac{P(t < T < T + \Delta | T > t)}{\Delta} \dots\dots\dots (Ec. 7)$$

Representa la probabilidad de falla instantánea en el tiempo  $t + \Delta t$  dado que la unidad ya sobrevivió hasta el tiempo  $t$ .

### 2.9.2 VIDA ÚTIL DE UN PRODUCTO

La vida útil de un producto se puede representar por una curva de la bañera, como sigue:

**Figura 15: Curva de la bañera**



Fuente: Moubray.

La mortalidad infantil representa las fallas debidas a problemas de diseño o ensamble con tasa de falla decreciente respecto al tiempo.

La zona de fallas aleatorias representa una tasa de falla constante respecto al tiempo.

La zona de desgaste o envejecimiento representa la zona de tasa de falla creciente cuando el componente está llegando a su vida útil. (Aguilar, 2006).

**2.9.3 DISTRIBUCIÓN WEIBULL DE DOS PARÁMETROS**

Es una distribución flexible donde su tasa de falla puede ser decreciente, constante o creciente dependiendo de sus parámetros. Normalmente se define con dos parámetros: el de forma  $\beta$  que tiene efecto sobre la forma de la distribución y el de escala  $\eta$  que afecta la escala del tiempo de vida.

La teoría de valores extremos demuestra que la distribución de Weibull se puede utilizar para modelar el mínimo de una gran cantidad de variables aleatorias positivas independientes de cierta distribución: tales como falla de un sistema con una gran cantidad de componentes en serie y con los mecanismos de falla aproximadamente independientes en cada componente.

Sus funciones básicas son:

Distribución de densidad:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \dots\dots\dots (Ec. 8)$$

Distribución acumulada:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \dots\dots\dots (Ec. 9)$$

Función de confiabilidad:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \dots\dots\dots (Ec. 10)$$

Función de riesgo:

$$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} \dots\dots\dots (Ec. 11)$$

**2.9.4 DISTRIBUCIÓN WEIBULL DE TRES PARÁMETROS**

En ocasiones las fallas no empiezan a observarse desde el tiempo cero sino hasta después de un periodo  $\gamma$ , es decir hasta después de este tiempo la probabilidad de falla es mayor a cero. Para esto se introduce en la distribución un parámetro de localización que recorre el inicio de la distribución a la derecha, quedando las funciones de densidad, de distribución, de confiabilidad y de riesgo para la distribución de Weibull  $(\beta, \eta, \gamma)$  como sigue:

Distribución de densidad:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \dots\dots\dots (Ec. 12)$$

Distribución acumulada:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \dots\dots\dots (Ec. 13)$$

Función de confiabilidad:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \dots\dots\dots (Ec. 14)$$

Función de riesgo:

$$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \dots\dots\dots (Ec. 15)$$

Donde  $t \geq \gamma$



## **2.10 HIPÓTESIS**

### **2.10.1 HIPÓTESIS GENERAL**

Mediante el plan de mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad, aplicado a los Equipos críticos de la Mini central Hidroeléctrica Lurini Cuyo Cuyo Sandia, se mejorara la disponibilidad y confiabilidad.

### **2.10.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS**

- a) El diagnostico de los sistemas, sub sistemas y componentes de la planta permitirá determinar sus funciones, fallas funcionales y modos de falla.
- b) Se identificara los componentes más críticos.
- c) Se determinara los parámetros característicos de la distribución Weibull haciendo uso del historial de fallas.

## **CAPITULO III**

### **MATERIALES Y MÉTODOS**

#### **3.1 MÉTODO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

##### **3.1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

De acuerdo con el método del trabajo realizado en la mini central hidroeléctrica de Lurini, la investigación es de tipo descriptiva, ya que se obtienen generalizaciones significativas de situaciones y hechos que contribuyen al conocimiento, además se podrán describir, registrar, examinar, analizar e interpretar las actividades que se llevan a cabo en la Unidad de Servicios y Mantenimiento, con la finalidad de llevar a cabo una gestión de mantenimiento óptima, de acuerdo con la realidad actual.

El método de investigación en cada objetivo específico es del tipo no experimental, transversal, descriptivo. La toma de datos es del tipo longitudinal, Correlacional, causal, propuesto por Hernández Sampieri en Metodología de la Investigación. (Sampieri, 2014).

En ese sentido el presente proyecto, es una investigación de campo de tipo descriptiva, por ser flexible permite sujetarse a esquemas de razonamiento lógico, es decir permite hacer análisis sistemático del problema, con el propósito de describir, explicar sus causas y efectos, entender su naturaleza y factores constituyentes o predecir su ocurrencia. Los datos de interés son recogidos en forma directa por el propio investigador.

La investigación descriptiva es aquella que se orientan a recolectar informaciones relacionadas con el estado real de las personas, objetos, situaciones o fenómenos, tal cual como se presentaron en su momento de recolección. (Chavez, 2004).

La investigación objeto de estudio se clasificó como descriptiva, debido a que buscó especificar propiedades, características y rangos importantes del fenómeno analizado, en este caso, de la variable estudiada: gestión de mantenimiento. (Sampieri, 1991).

### **3.1.2 POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN**

La mini central está ubicada en el Distrito de Cuyo Cuyo Provincia de Sandía en el departamento de Puno, en las coordenadas UTM 428304. Latitud sur y 8436470 longitud o este a una altura de 1,274 metros sobre el nivel del mar.

**Figura 16: Ubicación de población**

Fuente: Google Earth.

### 3.1.3 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Son los documentos soporte para registrar la información recolectada. Dependiendo de la técnica empleada se usará uno u otro instrumento. Permiten hacer un mejor análisis de la información con fines estadísticos o para tomar decisiones. (Lizarazo, 2010).

Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso de que se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información. Dentro de cada instrumento pueden distinguirse dos aspectos: La forma: se refiere a las técnicas que utilizamos para la tarea de aproximación a la realidad (observación, entrevista, encuesta, entre otras). El contenido: queda expresado en la especificación de los datos que necesitamos conseguir. Se concreta en una serie de ítems que no son otra cosa que los indicadores que permiten medir a las variables, pero que asumen ahora la forma de preguntas, puntos a observar, elementos para registrar. (Reyes, 2005).

Cuando se ha ideado la encuesta poblacional o instrumento, se ha llegado al nivel de desarrollo del proyecto de investigación donde se deben señalar y precisar de manera clara y desde la perspectiva metodológica, cuales son

aquellos métodos, instrumentos y técnicas de recolección de información considerando las particularidades y límite de cada uno de estos, más apropiados, atendiendo a las interrogantes planteadas en la investigación y a las características del hecho estudiado, que en su conjunto nos permitirá obtener y recopilar los datos que estamos buscando. (Reyes, 2005).

Los instrumentos de investigación y recolección de datos son los medios utilizados por el investigador, para medir el comportamiento o atributos de las variables. (Chavez, 2004).

Para la recolección de información se utilizaran las técnicas:

- Observaciones directas.
- Entrevistas no estructuradas.

Se observó el funcionamiento del sub sistema de distribución eléctrica y todo el proceso de distribución del mismo. Otra de las técnicas de recolección de información a utilizar para esta investigación es la entrevista no estructurada, es aquella en que no existe una estandarización formal, habiendo por lo tanto una imagen más o menos grande de libertad para formular las preguntas y respuestas.

Para éste trabajo de Investigación se describe las técnicas e instrumentos de recolección de datos en el siguiente detalle:

### **3.1.3.1 Análisis Documental**

Mediante el cual se recopilará datos e información necesaria para desarrollar y sustentar éste estudio. Básicamente como su nombre lo indica a través del análisis de documentos existentes.

Se utilizara como fuente los datos, libros, informes, separatas, páginas de internet, etc., referente a temas relacionados con la investigación.

### **3.1.3.2 Encuesta**

Mediante esta técnica se lograra obtener información directamente desde la muestra. Es un proceso a través del cual conseguiremos datos de información primaria que nos permitan explicar el problema y lograr los objetivos de la investigación mediante preguntas al personal de mantenimiento.

### **3.1.3.3 Observación**

La forma obvia de recopilar datos nuevos es observar el comportamiento, bien sea en un ambiente o escenario de acción donde se logre ver los desgastes de cada accesorio del equipo. La ventaja de observar directamente el comportamiento los desgastes es que podremos saber si la falla fue por una mala operación u otro tipo.

### **3.1.3.4 Internet**

No existe duda sobre las posibilidades que hoy ofrece internet como una técnica de obtener información; es más, hoy se ha convertido en uno de los principales medios para captar información. Sobre al tema de mantenimiento.

## **3.1.4 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS**

Las técnicas que se aplicarán son de dos tipos, las de campo; debido a que se requiere acumular información primaria para después analizar y cuantificarla, y las bibliográficas; para obtener información de documentos y libros referentes al tema. Además se usará información proveniente del Internet para tener conocimiento de los últimos adelantos técnicos en este campo.

Los datos obtenidos en el proceso de investigación son analizados y mostrados en las grafica de papel Weibull para la mejor visualización, comprensión y así poder elaborar las posibles conclusiones y recomendaciones.

### 3.1.5 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

La metodología utilizada para la investigación del diseño de un sistema de gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad para la mini central hidroeléctrica de Lurini, consta fundamentalmente de los siguientes pasos:

El presente estudio corresponde a una investigación de campo. Se trata de una investigación del nivel explicativo, exploratoria descriptiva.

### 3.1.6 UNIDADES DE INFORMACIÓN

La unidad de observación, es aquella por medio de la cual se obtiene la información; es decir, es la unidad informante. “la unidad de investigación es aquella que contiene elementos que van a ser estudiados”. Para dar respuesta a la unidad de investigación y cumplir con los objetivos. (Parra, 1998).

Se contó con la participación de los, supervisores, jefes de unidad y personal técnico pertenecientes a la población objeto de estudio, cumpliendo los propósitos específicos de la investigación en la población, tal y como se observa en la tabla. Cabe destacar que todo este personal es experto en lo que se refiere a mantenimiento de la mini central hidroeléctrica de Lurini.

**Cuadro 1: Personal mini central Lurini**

Unidad de Investigación	Cargo	Nº de entrevistados
Jefatura de Servicio	Jefe de Servicio	1
	Ingeniero de operación	1
Personal de Operación	Tecnico Operario mantenimiento	1
	Tecnico Operario 1	3
	Tecnico Operario 3	4

Elaboración: Propia.

### 3.1.7 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

Para realizar el diagnóstico de la situación actual se realiza a través del análisis del factor de estado con lo cual podremos determinar el estado real de los equipos de la mini central.

#### 3.1.7.1 Factor de estado

Al hacer un análisis de los equipos de la central se considera como primordial realizar un análisis de factor de estado para determinar la vida útil de los equipos y su nivel de uso en cuanto a horas de trabajo, el estado actual de los mismos y si se necesita o no realizar mantenimiento. Para ello se ha formulado la siguiente tabla de valoración de equipos:

**Cuadro 2: Factor de estado para los equipos de la central**

FACTOR DE ESTADO (F.E)				
CALIFICACIÓN	CONDICIÓN OPERATIVA	NIVEL DE USO	MANTENIMIENTO	ESTADO
1	operativo	Uso normal	No necesita	Vigente
1.5	operativo	Uso moderado	No necesita	Escasa Obsolescencia
2	operativo	Mucho uso	Necesita reparaciones normales o rutinarias	Moderada Obsolescencia
2.5	operativo	Mucho uso	Necesita reparaciones	Obsolescencia

Elaboración: Propia.



### 3.1.8 ANÁLISIS DE MODO Y EFECTOS DE FALLAS

Constituye la herramienta principal del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), para la optimización de la gestión de mantenimiento en una organización determinada. El análisis de los modos y efectos de fallas (AMEF) es un método sistemático que permite identificar los problemas antes que estos ocurran y puedan afectar o impactar a los procesos y productos en un área determinada, bajo un contexto operacional dado.

Por lo expresado anteriormente, se deduce que el objetivo básico del AMEF, es encontrar todas las formas o modos en los cuales puede fallar un activo dentro de un proceso, e identificar las posibles consecuencias o efectos de fallas en función de tres criterios básicos para el RCM: seguridad humana, ambiente y operaciones (producción). Para cumplir con este objetivo se debe realizar el AMEF siguiendo la siguiente secuencia:

- Explicar las funciones de los activos del área seleccionada y sus respectivos estándares de ejecución.
- Definir las fallas funcionales asociadas a cada función del activo.
- Definir los modos de fallas asociadas a cada falla funcional.
- Establecer los efectos o las consecuencias asociadas a cada modo de falla.

### 3.1.9 HOJA DE INFORMACIÓN

Es la hoja donde es asentada la información recopilada en los primeros cuatro pasos del RCM, es decir las funciones, fallas funcionales, modos de fallas y los efectos de las fallas, el análisis sintetizado en esta hoja se denomina “Análisis de Modos y Efectos de Fallas” (AMEF), ésta se encuentra dividida en cuatro columnas y en la parte superior de la hoja aparece la identificación del

elemento, componente, por quien fue realizada y revisada la hoja de información, igualmente aparece el número de la hoja. En el cuadro se muestra un ejemplo de una hoja de información.

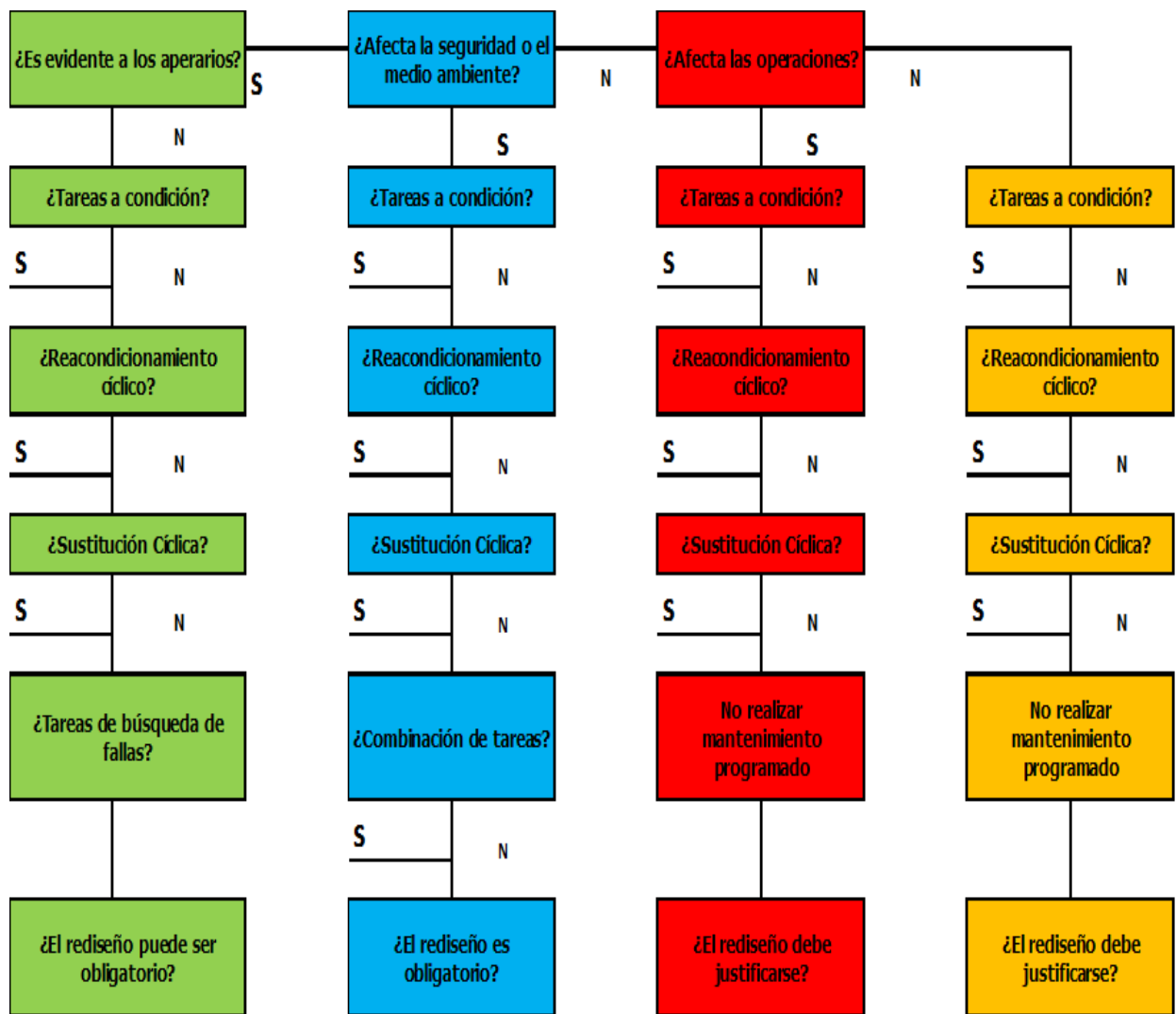
**Cuadro 3: Hoja de información**

HOJA DE INFORMACIÓN INFORMACIÓN RCM	SISTEMA/ACTIVO:	GENERADOR TURBINA	RECOPILADO POR:	FECHA:	HOJA
	SUB-SISTEMA/COMPONENTE	ESTATOR	JSC	2017	1
FUNCIÓN	FALLA DE LA FUNCIÓN (Pérdida de función)	MODO DE FALLA (Causa de la Falla)	EFECTO DE LA FALLA (Que sucede cuando ocurre la falla)		
1. Convertir la energía electromagnética inducida por el rotor en energía eléctrica trifásica con un voltaje en sus terminales entre 2.4 KV hasta 781,8 amperios, a una frecuencia de 60 Hz, un rango de temperatura de bobinado entre 27 °C y 100 °C, potencia activa 0 MW a 2.6 MW, factor de potencia 0,9.	A. No convierte energía electromagnética en energía eléctrica trifásica.	1.A1 Estator a tierra por falla en aislamiento de bobinas	El generador sale de servicio por operación de la protección, desencadena la secuencia de operación de alarmas y protecciones del generador.		
		1.A2. Estator a tierra por entrada de agua	Por rotura en la tubería del sistema de refrigeración del estator desencadena la secuencia de operación de alarmas y protecciones del generador.		
		1.A3. Estator a tierra por entrada de aceite	Falla en el sellado de vapores de aceite del generador permite entrada de aceite hacia el interior que con el tiempo ocasiona el acumulamiento del carbón polvo que degrada el aislamiento hasta provocar una falla.		
		1.A4. Estator a tierra por falla en aislamiento en capa semiconductora por envejecimiento.	Por el envejecimiento, la capa semiconductora va perdiendo sus propiedades quedando la bobina expuesta a descargas parciales deteriorando su aislamiento con posibles fallas a tierra.		
		1.A5. Estator a tierra por falla en aislamiento por aflojamiento de cuñas	Por desajuste del acuanamiento se produce vibración en la bobina que ocasiona rompimiento de su aislamiento al entrar en contacto con la chapa.		
		1.A6. No hay voltaje en las barras por falla en sistema de excitación	No hay tensión inicial para iniciar el proceso de excitación.		
		1.A7. No hay voltaje por aflojamiento en terminales de barra	Aflojamiento u oxidación/sulfatación de las conexiones en terminales de entrada o llegada no permiten la adecuada conexión pérdidas de generación.		
		1.A8. Falla por mal mantenimiento o mala operación	Procedimientos de mantenimiento y operación inadecuados por el personal de mantenimiento y operación.		

Elaboración: Propia.



Figura 17: Árbol lógico



Fuente: Méndez, 2007.

### 3.1.12 ANÁLISIS DE CRITICIDAD

El Análisis de Criticidad es la herramienta que permite establecer niveles jerárquicos en sistemas, equipos y componentes en función de impacto global que generan, con el objetivo de facilitar la toma de decisiones. El análisis de criticidad establece un orden de prioridades de mantenimiento sobre una serie de instalaciones y equipos, otorgando un valor numérico o estatus, en función de una matriz que combina la condición actual del equipo, el nivel de producción de cada equipo o instalación, el impacto ambiental, de seguridad y la producción.

La metodología propuesta, es una herramienta de priorización bastante sencilla que genera resultados semicuantitativos, basados en la teoría del Riesgo (Frecuencia de fallas x Consecuencias:

$$\text{Riesgo} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia}$$

$$\text{Frecuencia} = \# \text{ de fallas en un tiempo determinado}$$

$$\text{Consecuencia} = ((\text{Impacto Operacional} \times \text{Flexibilidad}) + \text{Costos Mito.} + \text{Impacto SAH})$$

Los factores ponderados de cada uno de los criterios a ser evaluados por la expresión del riesgo se presentan a continuación:

**Figura 18: Criterios a evaluar, Matriz de criticidad**

$$\text{Criticidad Total} = \text{Frecuencia de fallas} \times \text{Consecuencia}$$

$$\text{Consecuencia} = ((\text{Impacto Operacional} \times \text{Flexibilidad}) + \text{Costo Mito.} + \text{Impacto SAH})$$

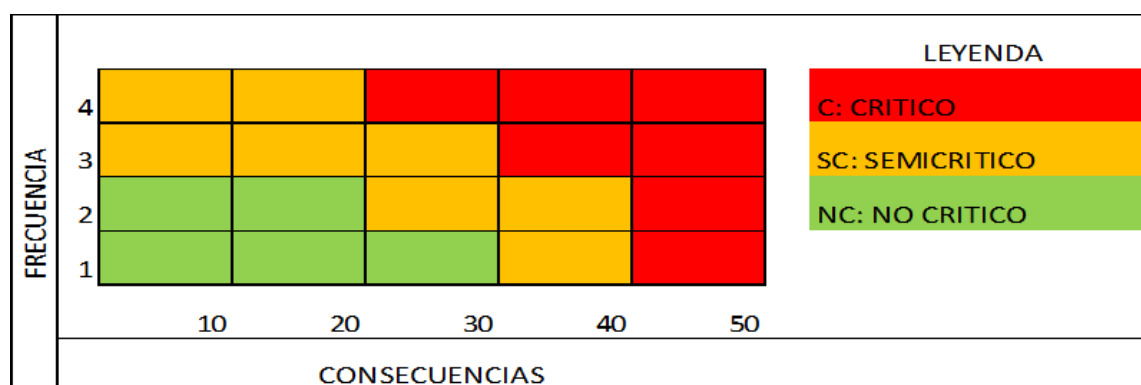
<b>Frecuencia de Fallas:</b>		<b>Costo de Mito.:</b>	
Pobre mayor a 2 fallas/año	4	Mayor o igual a 20000 S	2
Promedio 1 - 2 fallas/año	3	Inferior a 20000 S	1
Buena 0.5-1 fallas/año	2		
Excelente menos de 0.5 falla/año	1		
<b>Impacto Operacional:</b>		<b>Impacto en Seguridad Ambiente Higiene (SAH):</b>	
Pérdida de todo el despacho	10	Afecta la seguridad humana tanto externa como interna y requiere la notificación a entes externos de la organización	8
Parada del sistema o subsistema y tiene repercusión en otros sistemas.	7	Afecta el ambiente /instalaciones	7
Impacta en niveles de inventario o calidad	4	Afecta las instalaciones causando daños severos	5
No genera ningún efecto significativo sobre operaciones y producción	1	Provoca daños menores (ambiente - seguridad)	3
		No provoca ningún tipo de daños a personas, instalaciones o al ambiente	1
<b>Flexibilidad Operacional:</b>			
No existe opción de producción y no hay función de repuesto.	4		
Hay opción de repuesto compartido/almacén	2		
Función de repuesto disponible	1		

Fuente: Jones, 1995.

Estos factores son evaluados en reuniones de trabajo con la participación de las distintas personas pertenecientes involucradas en el contexto operacional (operaciones, mantenimiento, procesos, seguridad y ambiente). Una vez que se evaluaron en consenso cada uno de los factores presentados en la tabla anterior, se introducen en la fórmula de Criticidad Total (I) y se obtiene el valor global de criticidad (máximo valor de criticidad que se puede obtener a partir de los factores ponderados evaluados = 200). Para obtener el nivel de criticidad de cada sistema se toman los valores totales individuales de cada uno de los factores principales: frecuencia y consecuencias y se ubican en la matriz de criticidad valor de frecuencia en el eje Y, valor de consecuencias en el eje X. La matriz de criticidad mostrada a continuación permite jerarquizar los sistemas en tres áreas:

- Área de sistemas No Críticos (NC)
- Área de sistemas de Media Criticidad (MC)
- Área de sistemas Críticos (C)

**Figura 19: Matriz de criticidad**



Fuente: Moubray,2004.

### 3.1.13 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Con el fin de lograr los objetivos planteados se llegan a elegir las siguientes técnicas e instrumentos:

**Cuadro 5: Técnicas e instrumentos**

TÉCNICAS	INSTRUMENTOS
Medición.- Permite identificar y evaluar datos reales.	a-Índice de fallas b- Tipos de fallas c- Criticidad de los elementos

Elaboración: Propia.

### 3.1.14 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN PARA LA INVESTIGACIÓN

La información necesaria para el trabajo de Investigación se recopilará en bibliotecas especializadas, Internet, consulta a ingenieros especialistas (Mecánicos-Electricistas, Mecánicos, Industriales) instituciones, principalmente de la Universidad Nacional del Altiplano de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica del área de mantenimiento; del que se considera el Plan Integral de Gestión de Mantenimiento, universidades y centros de investigación a nivel nacional e internacional que puedan contribuir al desarrollo óptimo del proyecto de Tesis.

### 3.1.15 PROCESAMIENTO DE DATOS

Teniendo en cuenta que se tendrán varios parámetros de diseño, su procesamiento implicará un análisis multivariado, que nos permitirá analizar las relaciones entre variables independientes y dependientes.

### 3.1.16 VARIABLES

#### **Independientes:**

Gestión de Mantenimiento.

#### **Dependientes:**

Fallas del sistema.

## **CAPITULO IV**

### **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

#### **4.1 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL**

En este cuarto capítulo se interpreta y analizan los datos obtenidos a partir de fuentes de información que se mencionaron en el capítulo anterior, de tal forma de extraer significados relevantes con relación al problema de investigación y dar respuestas a los objetivos planteados, en relación a las dimensiones en las cuales se descompone la variable operacional Gestión de Mantenimiento.

#### **4.2 ANÁLISIS DE LOS EQUIPOS**

La tubería como la válvula de compuerta se encuentran en buen estado, su edad de operación es de 17 años por tal manera (F.E.=1).



**Cuadro 6: Factor de estado de la tubería y válvula**

FACTOR DE ESTADO (F.E)				
CALIFICACIÓN	CONDICIÓN OPERATIVA	NIVEL DE USO	MANTENIMIENTO	ESTADO
1	operativo	Uso normal	No necesita	Vigente

Elaboración: Propia.

Los generadores y Turbinas se encuentran en buen estado, su edad de operación es de 17 años no se requiere cambiar el generador, pero las turbinas si lo requieren a fin de que se pueda tener un mejor control sobre ellas por tal modo (F.E.=2).

**Cuadro 7: Factor de estado del generador y turbina**

FACTOR DE ESTADO (F.E)				
CALIFICACIÓN	CONDICIÓN OPERATIVA	NIVEL DE USO	MANTENIMIENTO	ESTADO
2	operativo	Mucho uso	Necesita reparaciones normales o rutinarias	Moderada Obsolescencia

Elaboración: Propia.

El Transformadores de la S/E como la de servicios auxiliares se encuentra en buen estado su período de operación es de 15 años y no se requiere que exista un cambio de este portal forma (F.E=2).

**Cuadro 8: Factor de estado del transformador de la S/E**

FACTOR DE ESTADO (F.E)				
CALIFICACIÓN	CONDICIÓN OPERATIVA	NIVEL DE USO	MANTENIMIENTO	ESTADO
2	operativo	Mucho uso	Necesita reparaciones normales o rutinarias	Moderada Obsolescencia

Elaboración: Propia.

Los Tableros de control de la central se encuentra en óptimas condiciones su tiempo de operación es de 17 años por tal manera (F.E=2).

**Cuadro 9: Factor de estado de los tableros de control**

FACTOR DE ESTADO (F.E)				
CALIFICACIÓN	CONDICIÓN OPERATIVA	NIVEL DE USO	MANTENIMIENTO	ESTADO
2	operativo	Mucho uso	Necesita reparaciones normales o rutinarias	Moderada Obsolescencia

Elaboración: Propia.

Interruptor, equipo de maniobra, estructuras, conductores y aisladores de la subestación tiene 17 años de operación y se encuentran en buen estado (F.E=1).

**Cuadro 10: Factor de estado del interruptor**

FACTOR DE ESTADO (F.E)				
CALIFICACIÓN	CONDICIÓN OPERATIVA	NIVEL DE USO	MANTENIMIENTO	ESTADO
1	operativo	Uso normal	No necesita	Vigente

Elaboración: Propia.

Las redes de transmisión hacia la subestación Lurini se encuentra en buen estado tiene 17 años de operación y no requiere ningún tipo de modificación (F.E=1).

**Cuadro 11: Factor de estado de las redes de transmisión**

FACTOR DE ESTADO (F.E)				
CALIFICACIÓN	CONDICIÓN OPERATIVA	NIVEL DE USO	MANTENIMIENTO	ESTADO
1	operativo	Uso normal	No necesita	Vigente

Elaboración: Propia.

#### 4.3 ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS (AMEF)

El sistema de la micro central hidroeléctrica, está conformado por los sub-sistemas que se mencionan en el cuadro 6, en la cual se detalla claramente el nombre de cada una de ellas y los componentes principales que actúan dentro en el sub sistema.

**Cuadro 12: Sub Sistemas del Sistema de Generación**

SISTEMA	SUB SISTEMAS	CANTIDAD DE COMPONENTES
GENERADOR - TURBINA	Rotor	1
	Estator	1
	Cojinetes	1
	Sistema de Excitación	1
	Sistema de Enfriamiento	1
	Sistema de lubricación	1
	Regulador de voltaje	1
	Turbina	1
	Tablero de control G1	1
SUB ESTACION	Transformador de Potencia	1
	Disyuntores de Potencia	1
	Transformador de Corriente	1
	Transformador de Potencial	1
	Pararrayos o Apartarrayos	1
	Puesta a tierra	1
	Tablero de salida	1

Elaboración: Propia.

Para aplicar la metodología del RCM a la mini central Lurini se realizó el análisis de modos y efectos de falla a los sub sistemas más críticos.

Con los componentes citados anteriormente y conjuntamente con el procedimiento postulado en el capítulo 3, se procedió a elaborar el AMEF de cada uno de ellos, cumpliendo con el llenado de la hoja de información. Los componentes a estudiar se dividieron de la siguiente manera como se muestra en los cuadros a continuación:

**Cuadro 13: AMEF Estator**

HOJA DE INFORMACIÓN INFORMACIÓN RCM	SISTEMA/ACTIVO:	GENERADOR TURBINA	RECOPILADO POR:	FECHA:	HOJA
	SUB-SISTEMA/COMPONENTE	ESTATOR	JSC	2017	1
FUNCIÓN	FALLA DE LA FUNCIÓN (Pérdida de función)	MODO DE FALLA (Causa de la Falla)	EFECTO DE LA FALLA (Que sucede cuando ocurre la falla)		
<p>1. Convertir la energía electromagnética inducida por el rotor en energía eléctrica trifásica con un voltaje en sus terminales entre 2.4 KV hasta 781,8 amperios, a una frecuencia de 60 Hz, un rango de temperatura de bobinado entre 27 °C y 100 °C, potencia activa 0 MW a 2.6 MW, factor de potencia 0,9.</p>	<p>A. No convierte energía electromagnética en energía eléctrica trifásica.</p>	<p>1.A.1 Estator a tierra por falla en aislamiento de bobinas</p>	<p>El generador sale de servicio por operación de la protección, desencadena la secuencia de operación de alarmas y protecciones del generador.</p>		
		<p>1.A.2. Estator a tierra por entrada de agua</p>	<p>Por rotura en la tubería del sistema de refrigeración del estator desencadena la secuencia de operación de alarmas y protecciones del generador.</p>		
		<p>1.A.3. Estator a tierra por entrada de aceite</p>	<p>Falla en el sellado de vapores de aceite del generador permite entrada de aceite hacia el interior que con el tiempo ocasiona el acumulamiento del carbón polvo que degrada el aislamiento hasta provocar una falla.</p>		
		<p>1.A.4. Estator a tierra por falla en aislamiento en capa semiconductora por envejecimiento.</p>	<p>Por el envejecimiento, la capa semiconductora va perdiendo sus propiedades quedando la bobina expuesta a descargas parciales deteriorando su aislamiento con posibles fallas a tierra.</p>		
		<p>1.A.5. Estator a tierra por falla en aislamiento por aflojamiento de cuñas</p>	<p>Por desajuste del acuanamiento se produce vibración en la bobina que ocasiona rompimiento de su aislamiento al entrar en contacto con la chapa.</p>		
		<p>1.A.6. No hay voltaje en las barras por falla en sistema de excitación</p>	<p>No hay tensión inicial para iniciar el proceso de excitación.</p>		
		<p>1.A.7. No hay voltaje por aflojamiento en terminales de barra</p>	<p>Aflojamiento u oxidación/sulfatación de las conexiones en terminales de entrada o llegada no permiten la adecuada conexión pérdidas de generación.</p>		
		<p>1.A.8. Falla por mal mantenimiento o mala operación</p>	<p>Procedimientos de mantenimiento y operación inadecuados por el personal de mantenimiento y operación.</p>		

Elaboración: Propia.

**Cuadro 14: AMEF Lubricación**

HOJA DE INFORMACIÓN INFORMACIÓN RCM	SISTEMA/ACTIVO:	GENERADOR TURBINA	RECOPIADO POR:	FECHA:	HOJA
	SUB-SISTEMA/COMPONENTE	LUBRICACIÓN	JSC	2017	2
FUNCIÓN	FALLA DE LA FUNCIÓN (Pérdida de función)	MODO DE FALLA (Causa de la Falla)	EFECTO DE LA FALLA (Que sucede cuando ocurre la falla)		
1. Lubricar las partes móviles del generador	A. Reducción de la presión del lubricante	1.A.1 Filtro de aceite obstruido	El filtro de aceite obstruido no deja pasar el aceite causando que no pase a las partes móviles del generador con la presión adecuada, lo cual produce rozamiento y desgaste en las piezas del generador.		
		1.A.2. Bomba dañada o muy desgastada	Una bomba de aceite en malas condiciones no suministra el aceite a los cojinetes con la presión adecuada, lo cual produce rozamiento y desgaste en las piezas del generador.		
		1.A.3. Falta de lubricante	Si falta aceite lubricante, éste no circula por el generador con la presión necesaria lo cual produce rozamiento y desgaste en las piezas del generador.		
		1.A.4. Estator a tierra por falla en aislamiento en capa semiconductora por envejecimiento.	Por el envejecimiento, la capa semiconductora va perdiendo sus propiedades quedando la bobina expuesta a descargas parciales deteriorando su aislamiento con posibles fallas a tierra		
		1.A.5. Fugas externas por desgaste o rotura de guías del aceite lubricante	Las fugas externas conllevan un consumo de lubricante mayor del habitual. Si no se solucionan pueden causar problemas graves por falta de aceite lubricante en el generador.		
		1.A.6. Fugas internas del sistema de lubricación defectos de sellos en uniones	Las fugas a través de sellos conllevan un consumo de lubricante mayor del habitual causando falta de potencia y bajo rendimiento en las partes móviles del generador.		

Elaboración: Propia.

**Cuadro 15: AMEF Refrigeración**

HOJA DE INFORMACIÓN INFORMACIÓN RCM	SISTEMA/ACTIVO:	GENERADOR TURBINA	RECOPIADO POR:	FECHA:	HOJA
	SUB-SISTEMA/COMPONENTE	REFRIGERACIÓN	JSC	2017	3
FUNCIÓN	FALLA DE LA FUNCIÓN (Pérdida de función)	MODO DE FALLA (Causa de la Falla)	EFECTO DE LA FALLA (Que sucede cuando ocurre la falla)		
1. Mantener una temperatura adecuada de funcionamiento del generador y del líquido refrigerante de entre 50 °C y 75 °C	A. No mantiene una temperatura adecuada de funcionamiento, la cual está por debajo de los 50 °C.No mantiene una temperatura adecuada de funcionamiento, la cual está sobre los 75 °C.	1.A.1 Fugas excesivas por sellos	Presencia de humo blanco y disminución de viscosidad en aceite lubricante en cojinetes.		
		1.A.2. Bomba dañada o muy desgastada	Una bomba de aceite en malas condiciones no suministra el aceite a los cojinetes con la presión adecuada, lo cual produce rozamiento y desgaste en las piezas del generador.		
		1.A.3. Circulación pobre de refrigerante, debido a falta de éste en el circuito. También puede deberse a mangueras deterioradas o dobladas	Alta temperatura de refrigerante provocará calor excesivo en los cojinetes causando pérdida de propiedades en el lubricante.		
		1.A.4. Estator a tierra por falla en aislamiento en capa semiconductora por envejecimiento.	Transferencia de calor insuficiente, debido a formación de escamas en el circuito de refrigeración.		

Elaboración: Propia.

**Cuadro 16: AMEF Protección**

HOJA DE INFORMACIÓN INFORMACIÓN RCM	SISTEMA/ACTIVO:	GENERADOR TURBINA	RECOPILADO POR:	FECHA:	HOJA
	SUB-SISTEMA/COMPONENTE	PROTECCIÓN	JSC	2017	4
FUNCIÓN	FALLA DE LA FUNCIÓN (Pérdida de función)	MODO DE FALLA (Causa de la Falla)	EFECTO DE LA FALLA (Que sucede cuando ocurre la falla)		
1. Activar las alarmas cuando la temperatura del refrigerante no este en el rango, cuando los parametros electricos del generador no esten en los rangos establecidos y activar el mecanismo de detención del generador cuando la temperatura del líquido refrigerante alcance los 110 °c	A. Incapaz de activar la alarma , ni activar el mecanismo de detención del generador	1.A.1. Sensor en falla, des calibrado o dañado; Conexiones eléctricas flojas del sensor.	Al aumentar la temperatura del refrigerante por sobre los 110 °C se produce un sobrecalentamiento del generador provocando daños sobre las propiedades del aislamiento del estator y del rotor.		
			Cuando se trabaja a frecuencias anormales, y al no activarse esta protección puede ocasionar reducción en la capacidad del generador, la turbina en los generadores pueden entrar en resonancia mecánica.		
			Corrientes excesiva provocan cortocircuitos las cuales se caracterizan por valores de corrientes múltiples a la corriente nominal, grandes caídas de tensión y desfase importante entre la tensión y la corriente las cuales estas producen problemas de tipo térmico.		
			Al existir una falla en los diodos rectificadores y al no activarse esta protección puede producirse a través del regulador una corriente de excitación excesiva, y la tensión de los bornes disminuirá.		
			Al no activarse esta protección el generador está expuesto a fallas como son: falla fase-fase, falla fase-estator, la cual cualquiera provocara un cortocircuito y un calentamiento excesivo.		

Elaboración: Propia.

Se registraron los datos de operación del sistema referente a las interrupciones del sistema, este registro se realizó en un período de aproximadamente 02 años, comprendiendo el lapso entre enero del 2015 y noviembre del 2016.

El registro de interrupciones de la central sirvió como punto de partida para la generación de registros de fallas. A partir de los registros anteriormente enunciados se obtuvieron las horas o tiempos de interrupciones del servicio de energía.

**Cuadro 17: Registros de Fallas**

SISTEMA	SUB SISTEMAS	CANTIDAD DE COMPONENTES	CANTIDAD DE FALLAS
GENERADOR - TURBINA	Rotor	1	0
	Estator	1	0
	Cojinetes	1	15
	Sistema de Excitación	1	0
	Sistema de Enfriamiento	1	1
	Sistema de lubricación	1	1
	Regulador de voltaje	1	2
	Turbina	1	0
	Tablero de control G1	1	2
SUB ESTACION	Transformador de Potencia	1	0
	Disyuntores de Potencia	1	0
	Transformador de Corriente	1	0
	Transformador de Potencial	1	0
	Pararrayos o Apartarrayos	1	2
	Puesta a tierra	1	0
	Tablero de salida	1	2

Fuente: Central Lurini.



Podemos apreciar en el cuadro 11 de registro de fallas que las fallas más recurrentes en el tiempo de estudio son las fallas causadas en los rodamientos esto es debido a la falta de mantenimiento como lubricación en los periodos correspondientes debemos establecer si este componente es crítico mediante el análisis de criticidad.

#### **4.4 ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE ACTIVOS**

La criticidad es un estudio cuantitativo que permite establecer prioridades de procesos, sistemas y equipos, que facilita la toma de decisiones acertadas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea necesario mejorar. Este análisis nos muestra como resultado una lista de sistemas con su respectiva ponderación de criticidad, el cual permite realizar estudios que mejoren la confiabilidad operacional.

El Análisis de Criticidad es la herramienta que permitió establecer los niveles jerárquicos en sistemas, equipos y componentes en función de impacto global que generan, con el objetivo de facilitar la toma de decisiones. El análisis de criticidad estableció un orden de prioridades de mantenimiento de instalaciones y equipos, otorgando un valor numérico o estatus, en función de una matriz que combina la condición actual del equipo, el nivel de producción de cada equipo o instalación, el impacto ambiental, de seguridad y la producción.

Se realizó el análisis de criticidad a los diferentes sub sistemas como se muestra en la tabla:

**Cuadro 18: Sub Sistemas del Sistema de Generación**

SISTEMA	SUB SISTEMAS
GENERADOR - TURBINA	Rotor
	Estator
	Cojinetes
	Sistema de Excitación
	Sistema de Enfriamiento
	Sistema de lubricación
	Regulador de voltaje
	Turbina
	Tablero de control G1
SUB ESTACION	Transformador de Potencia
	Disyuntores de Potencia
	Transformador de Corriente
	Transformador de Potencial
	Pararrayos o Apartarrayos
	Puesta a tierra
	Tablero de salida

Elaboración: Propia.

Con los criterios considerados en las tablas se ha obtenido los elementos más críticos de los sub sistemas:

**Cuadro 19: Criterio de Frecuencia de Fallas**

Frecuencia de Fallas		
ITEM	CRITERIO	PESO
1	mayor a 4 fallas/año	4
2	promedio 2 a 4 fallas/año	3
3	Buena 1 a 2 fallas/año	2
4	Excelente menores de 1 falla/año	1

Elaboración: Propia.

**Cuadro 20: Criterio de Impacto Operacional**

<b>Impacto Operacional</b>		
<b>ITEM</b>	<b>CRITERIO</b>	<b>PESO</b>
1	Parada inmediata	10
2	Repercusión en costos operacionales	8
3	Impacto en niveles de producción	4
4	No genera ningún efecto significativo sobre la operación y p	1

Elaboración: Propia.

**Cuadro 21: Criterio de Flexibilidad Operacional**

<b>Flexibilidad Operacional</b>		
<b>ITEM</b>	<b>CRITERIO</b>	<b>PESO</b>
1	No existe opción de repuesto	4
2	Hay opción de repuesto compartido	2
3	Función de repuesto disponible	1

Elaboración: Propia.

**Cuadro 22: Criterio de Costo de Mantenimiento**

<b>Costo de Mantenimiento</b>		
<b>ITEM</b>	<b>CRITERIO</b>	<b>PESO</b>
1	mayor a S/.1000.00	2
2	inferior a S/.1000.00	1

Elaboración: Propia.

**Cuadro 23: Criterio de Impacto en Seguridad**

<b>Criterios Para el Impacto en Seguridad</b>		
<b>ITEM</b>	<b>CRITERIO</b>	<b>PESO</b>
1	Muerte por electrocucion	5
2	Quemadura de 3er grado	4
3	Quemadura de 2do grado	3
4	Golpe, caída a nivel	2
5	Quemadura de 1er grado	1
6	No produce lesión	0

Elaboración: Propia.

**Cuadro 24: Criterio de Impacto Ambiental**

<b>Criterios Para el Impacto Ambiental</b>		
<b>ITEM</b>	<b>CRITERIO</b>	<b>PESO</b>
1	Contaminación	3
2	Contaminación visual	2
3	Conaminación de Quimicos	1
4	Contaminación acustica	0

Elaboración: Propia.

Los resultados obtenidos en el periodo de evaluación son los siguientes:

Se muestra el cuadro de los sub sistemas que se analizó durante el periodo de estudio el periodo comprendió aproximadamente 02 años.

Se muestra a continuación la cantidad de fallas registrados por sistema analizado:

**Cuadro 25: Fallas Registradas**

<b>SISTEMA</b>	<b>SUB SISTEMAS</b>	<b>CANTIDAD DE COMPONENTES</b>	<b>CANTIDAD DE FALLAS</b>
GENERADOR - TURBINA	Rotor	1	0
	Estator	1	0
	Cojinetes	1	15
	Sistema de Excitación	1	0
	Sistema de Enfriamiento	1	1
	Sistema de lubricación	1	1
	Regulador de voltaje	1	2
	Turbina	1	0
	Tablero de control G1	1	2
SUB ESTACION	Transformador de Potencia	1	0
	Disyuntores de Potencia	1	0
	Transformador de Corriente	1	0
	Transformador de Potencial	1	0
	Pararrayos o Apartarrayos	1	2
	Puesta a tierra	1	0
	Tablero de salida	1	2

Fuente: Central Lurini.

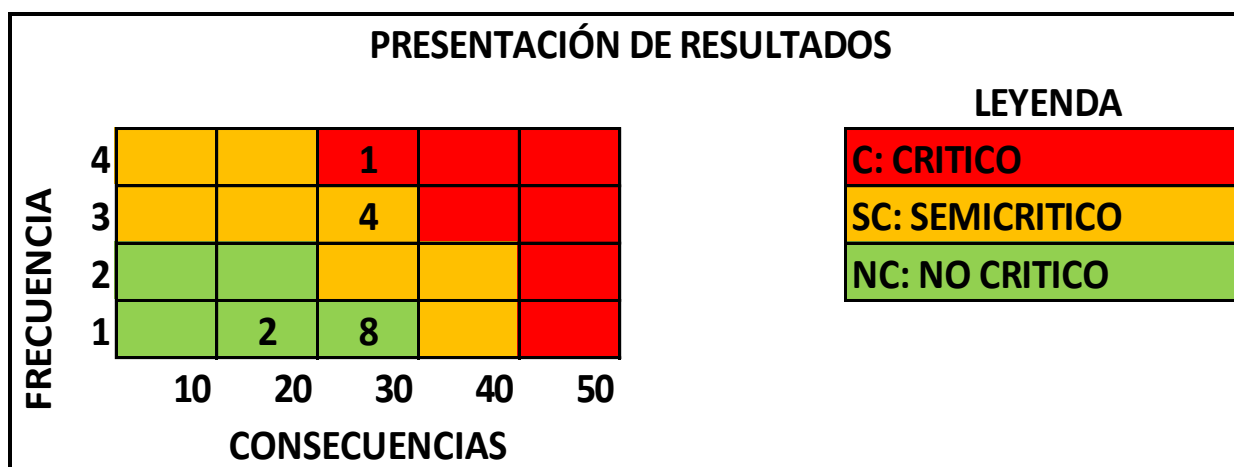
De acuerdo a la valoración tenemos la siguiente:

**Cuadro 26: Evaluación de Criticidad de Equipos**

SUB SISTEMAS DE LA RED PRIMARIA	FRECUENCIA	CONSECUENCIA	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
Rotor	1	26	26	NC: NO CRITICO
Estator	1	26	26	NC: NO CRITICO
Cojinetes	4	26	104	CRITICO
Sistema de Excitación	1	26	26	NC: NO CRITICO
Sistema de Enfriamiento	1	16	16	NC: NO CRITICO
Sistema de lubricación	1	16	16	NC: NO CRITICO
Regulador de voltaje	3	26	78	SC: SEMICRITICO
Turbina	1	26	26	NC: NO CRITICO
Tablero de control G1	3	19	57	SC: SEMICRITICO
Transformador de Potencia	1	29	29	NC: NO CRITICO
Disyuntores de Potencia	1	29	29	NC: NO CRITICO
Transformador de Corriente	1	29	29	NC: NO CRITICO
Transformador de Potencial	1	29	29	NC: NO CRITICO
Pararrayos o Apartarrayos	3	25	75	SC: SEMICRITICO
Puesta a tierra	1	13	13	NC: NO CRITICO
Tablero de salida	3	25	75	SC: SEMICRITICO

Elaboración: Propia.

**Cuadro 27: Matriz de Criticidad**



Elaboración: Propia.

De los datos analizados se ha realizado el análisis de criticidad de los sistemas, lo que se muestra en la tabla a continuación.

**Cuadro 28: Análisis de Criticidad de los Sub Sistemas**

SUB SISTEMAS DE LA RED PRIMARIA	FRECUENCIA	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTOS DE MANTENIMIENTO	IMPACTO DE SEGURIDAD	IMPACTO AMBIENTAL	CONSECUENCIA	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
Rotor	1	10	2	2	2	2	26	26	NC: NO CRITICO
Estator	1	10	2	2	2	2	26	26	NC: NO CRITICO
Cojinetes	4	10	2	2	2	2	26	104	CRITICO
Sistema de Excitación	1	10	2	2	2	2	26	26	NC: NO CRITICO
Sistema de Enfriamiento	1	10	1	2	2	2	16	16	NC: NO CRITICO
Sistema de lubricación	1	10	1	2	2	2	16	16	NC: NO CRITICO
Regulador de voltaje	3	10	2	2	2	2	26	78	SC: SEMICRITICO
Turbina	1	10	2	2	2	2	26	26	NC: NO CRITICO
Tablero de control G1	3	10	1	2	5	2	19	57	SC: SEMICRITICO
Transformador de Potencia	1	10	2	2	5	2	29	29	NC: NO CRITICO
Disyuntores de Potencia	1	10	2	2	5	2	29	29	NC: NO CRITICO
Transformador de Corriente	1	10	2	2	5	2	29	29	NC: NO CRITICO
Transformador de Potencial	1	10	2	2	5	2	29	29	NC: NO CRITICO
Pararrayos o Apartarrayos	3	8	2	2	5	2	25	75	SC: SEMICRITICO
Puesta a tierra	1	4	2	1	2	2	13	13	NC: NO CRITICO
Tablero de salida	3	10	2	1	2	2	25	75	SC: SEMICRITICO

Elaboración: Propia.

#### 4.5 SUB SISTEMAS QUE SE APLICARA EL MANTENIMIENTO

Por mejoras en la gestión de mantenimiento que causen un impacto importante en costos, disponibilidad, producción, calidad de producto, seguridad, conservación del medio ambiente, reducción de trabajos de emergencia, se optimizara el mantenimiento preventivo a los sub sistemas críticos del sistema

de distribución del cuadro anterior tenemos los siguientes activos críticos a los que se les aplicara el mantenimiento preventivo y permitirán un impacto en la mejora de la gestión de mantenimiento.

**Cuadro 29: Criticidad de los Sub Sistemas**

SUB SISTEMAS DE LA RED PRIMARIA	FRECUENCIA	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD	COSTOS DE MANTENIMIENTO	IMPACTO DE SEGURIDAD	IMPACTO AMBIENTAL	CONSECUENCIA	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
Cojinetes	4	10	2	2	2	2	26	104	CRITICO
Regulador de voltaje	3	10	2	2	2	2	26	78	SC: SEMICRITICO
Tablero de control G1	3	10	1	2	5	2	19	57	SC: SEMICRITICO
Pararrayos o Apartarrayos	3	8	2	2	5	2	25	75	SC: SEMICRITICO
Tablero de salida	3	10	2	1	2	2	25	75	SC: SEMICRITICO

Elaboración: Propia.

#### 4.6 DETERMINACIÓN DE LOS INTERVALOS DE INTERVENCIÓN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se determina por el cálculo de la vida estimada que nos entrega el parámetro de Weibull, La distribución de Weibull complementa a la distribución exponencial y a la normal, 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 (al menos 10) y los tiempos correspondientes no se ajustan a una distribución más simple.

La distribución de Weibull nos permite estudiar cuál es la distribución de fallos de un componente clave de seguridad que pretendemos controlar y que a través de nuestro registro de fallos observamos que éstos varían a lo largo del tiempo y dentro de lo que se considera tiempo normal de uso.

Distribución de densidad:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta} \dots\dots\dots (Ec. 16)$$

Distribución acumulada:

$$F(t) = 1 - e^{-\left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta} \dots\dots\dots (Ec. 17)$$

Función de confiabilidad:

$$R(t) = e^{-\left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta} \dots\dots\dots (Ec. 18)$$

Función de riesgo:

$$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} \dots\dots\dots (Ec. 19)$$

Donde  $t \geq \gamma$

Las ecuaciones (16), (17) y (18) sólo se aplican para valores de  $(t - t_0) \geq 0$ . Para valores de  $(t - t_0) < 0$ , las funciones de densidad y la tasa de fallos valen 0. Las constantes que aparecen en las expresiones anteriores tienen una interpretación física:

$t_0$  es el parámetro de posición (unidad de tiempos) o vida mínima y define el punto de partida u origen de la distribución.

$\eta$  es el parámetro de escala, extensión de la distribución a lo largo, del eje de los tiempos. Cuando  $(t - t_0) = \eta$  la fiabilidad viene dada por:



$$R(t) = \exp(-t/MTBF) = \exp(-\lambda t) \quad R(t) = \exp(-t/MTBF) = \exp(-\lambda t)$$

Donde  $\lambda$  es la rata constante de falla y MTBF es el Tiempo Medio Entre Fallas, el MTBF mide el tiempo entre las fallas del sistema.

Para los modos de falla distribuidos exponencialmente, el MTBF es un índice básico de confiabilidad, la rata de falla,  $\lambda$ , es el recíproco del MTBF.

#### 4.7 DISTRIBUCIÓN WEIBULL PARA LOS COJINETES

En el cuadro se muestran los resultados del análisis para la distribución Weibull para los rodamientos, el cual nos indica que el mantenimiento preventivo se de realizar cada 1800 Horas de operación, con una confiabilidad del 96%.

MTBF son las siglas de "Mean Time Between Faillure" o "Tiempo Medio de Vida entre Fallas". El MTBF se expresa en horas y para cada equipo o dispositivo se puede determinar un MTBF teórico o calculado y un MTBF práctico o medido.

El MTBF se interpreta como el tiempo de operación esperado o más probable al cual ocurrirá una falla, una vez obtenida la función de confiabilidad  $R(t)$  se determina el MTBF.

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t) dt = \sum_1^N R(t)(t_j - t_{j-1}) \dots\dots\dots (Ec. 20)$$

El número de fallas que ocurre en un periodo fijo siguen una distribución uniforme por lo que el tiempo entre fallas (confiabilidad) responde a una distribución exponencial. La ocurrencia de fallas se expresa con la inversa del MTBF.

Cuando se realiza el cálculo teórico del MTBF de un dispositivo, se obtiene un valor en horas que representa el tiempo que éste permanecerá sin fallar si lo ponemos a trabajar en las condiciones de temperatura, presión y del ambiente especificadas para el dispositivo.

**Cuadro 30: Calculo MTBF**

<b>t</b>	<b>302</b>
<b>R(t)</b>	<b>96.09%</b>
<b>MTTF</b>	<b>1800.63</b>

Elaboración: Propia.

Teniendo un total de 15 eventos de fallas (15 datos de fallas, 1 datos suspendidos), el registro de fallas se muestra a continuación.

**Cuadro 31: Registro de Fallas**

<b>Item</b>	<b>Fecha de falla</b>	<b>Horometro</b>	<b>Modo</b>
1	23/11/2015	3175	√
2	28/12/2015	4177	√
3	20/01/2015	4828	√
4	28/03/2015	6773	√
5	20/05/2015	8373	√
6	22/06/2015	9396	√
7	13/08/2015	11050	√
8	08/10/2015	12451	√
9	26/11/2015	14166	√
10	22/01/2016	15468	√
11	07/03/2016	16173	√
12	31/03/2016	17929	√
13	28/04/2016	18830	√
14	27/05/2016	19331	√
15	13/06/2016	20852	√
16	03/08/2016	21154	√

Elaboración: Propia.

Para la definición de los parámetros del método Weibull, calculamos el rango medio (ri) y de la mediana (ji) mediante las siguientes fórmulas:

$$j_i = j_{i-1} + \frac{N+1-j_{i-1}}{1+(N-S_i)} \dots\dots\dots (Ec. 21)$$

j<sub>0</sub>=0 Rango de la media

Rango de la mediana

$$r_i = \frac{j_i - 0.3}{N + 0.4} \dots\dots\dots (Ec. 22)$$

Con los valores del rango medio y la mediana pasamos de la escala normal a la escala Weibull calculando los valores de X e Y. Al final obtenemos los siguientes valores expuestos en el cuadro siguiente.

**Cuadro 32: Valores Obtenidos Weibull Rodamientos**

DATO	TIPO	Rang. Medio		$F(t) = \frac{i - 0.3}{N + 0.4}$	ln(t)	Ln(Ln(1/(1-F(t))))	R(t)
	FALLA	j	T (hrs)	F^(t)	X	Y	
1	1	1.00	302	4.27%	5.71042702	-3.132225248	95.73%
2	2	2.00	501	10.37%	6.2166061	-2.212435104	89.63%
3	3	3.00	651	16.46%	6.47850964	-1.715434731	83.54%
4	4	4.00	705	22.56%	6.5581978	-1.363831192	77.44%
5	5	5.00	901	28.66%	6.80350526	-1.085619582	71.34%
6	6	6.00	1002	34.76%	6.90975328	-0.850883229	65.24%
7	7	7.00	1023	40.85%	6.93049477	-0.644060966	59.15%
8	8	8.00	1302	46.95%	7.17165682	-0.455772085	53.05%
9	9	9.00	1401	53.05%	7.24494155	-0.27963321	46.95%
10	10	10.00	1521	59.15%	7.32712329	-0.11073738	40.85%
11	11	11.00	1600	65.24%	7.37775891	0.055259819	34.76%
12	12	12.00	1654	71.34%	7.41095188	0.222918587	28.66%
13	13	13.00	1715	77.44%	7.44716836	0.398070176	22.56%
14	14	14.00	1756	83.54%	7.47079377	0.590022808	16.46%
15	15	15.00	1945	89.63%	7.57301726	0.818304331	10.37%

Elaboración: Propia.

Con los valores de X e Y, podemos calcular los parámetros de la función Weibull:

**Cuadro 33: Parámetros de Tiempo Weibull**

t <sub>1</sub>	302.00
t <sub>2</sub>	330.30
t <sub>3</sub>	1945.00
Y	301

Elaboración: Propia.

Para la distribución Weibull tenemos:

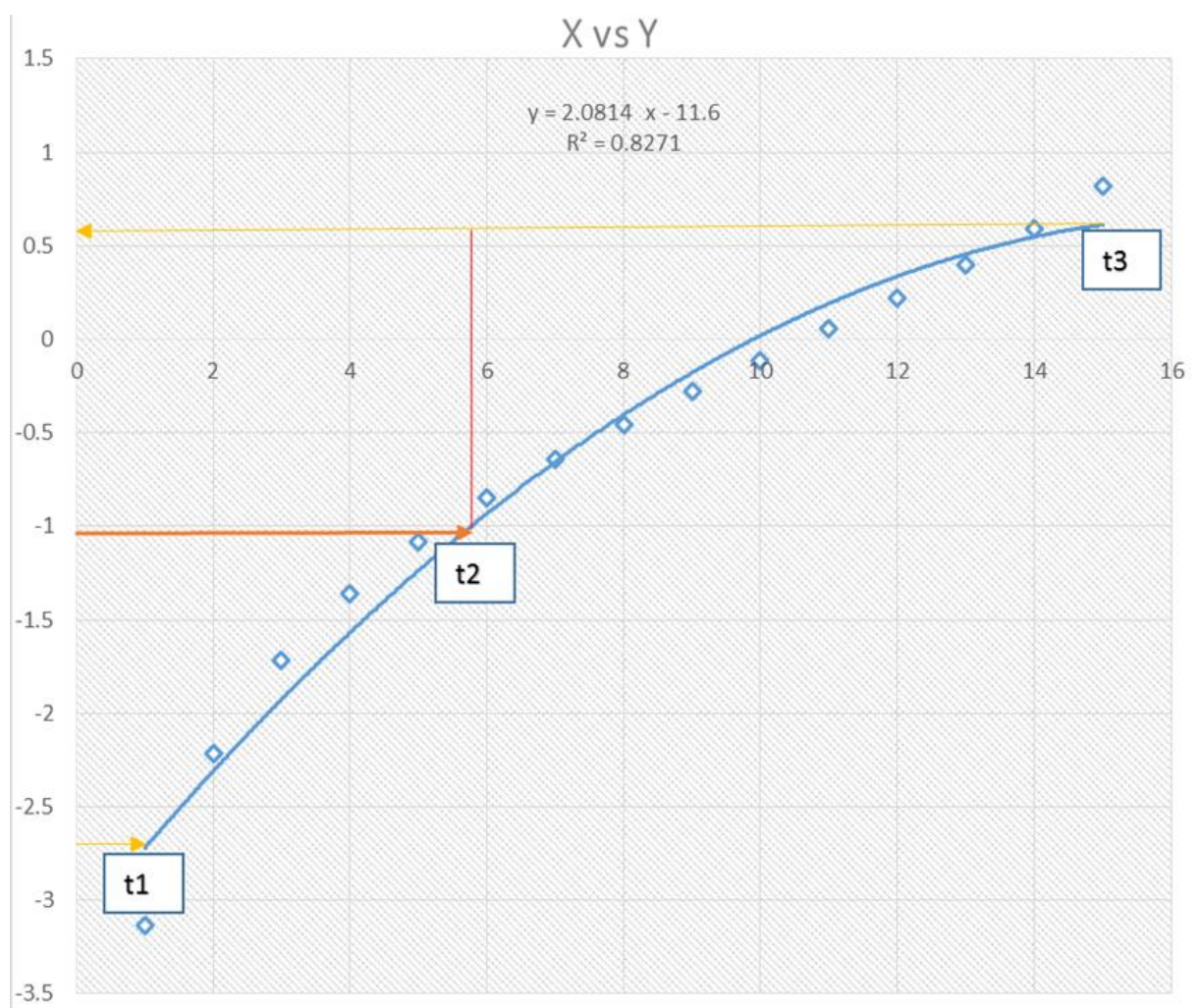
$t_1$  302 horas que significa es la vida mínima del elemento en el periodo de estudio.

$t_2$  330 horas es la intersección el cual nos sirve para hallar el parámetro  $Y$

$t_3$  1945 horas es la vida máxima del elemento en el periodo de estudio.

$Y$  es el parámetro de localización es decir que hasta las 301 horas tenemos una confiabilidad del 100%.

**Figura 20: Grafica Weibull Rodamientos**



Elaboración: Propia.

Para la distribución de Weibull tenemos los parámetros característicos que se obtuvieron de los cálculos:

**Cuadro 34: Parámetros de Weibull**

B	2.032
$\eta$	1474

Elaboración: Propia.

$\beta > 1$  : Nos indica que lo recomendable es realizar el mantenimiento preventivo al elemento crítico que en este caso es el rodamiento.

$\eta$  es la vida característica que en este caso es 1474 horas.

También se ha encontrado el tiempo medio entre fallas:

**Cuadro 35: Confiabilidad y Tiempo Medio Entre Fallas**

R(t)	96.09%
MTTF	1800.63

Elaboración: Propia.

MTTF : Es el tiempo medio entre fallas, que nos indica que 1800 horas.

R(t) : Es la confiabilidad para el tiempo promedio entre fallas que es del 96.09%.

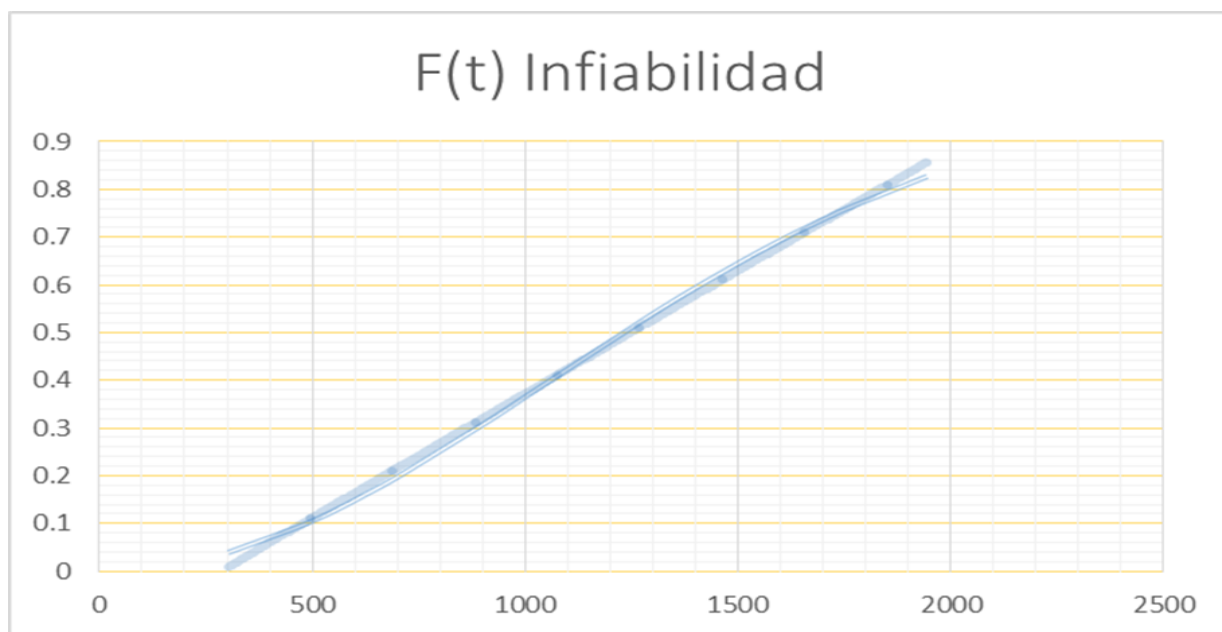
Con los datos de fallas procedemos a calcular y graficar las diferentes curvas.

**Cuadro 36: Valores Obtenidos Confiabilidad Rodamientos**

TIEMPO DE FALLA	$F(t)$	$R(t)$	$F^{\wedge}(t)$	$F(t)$	$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta}}$	$h(t)$
302	0.03910798	0.960892024	0.042682927	0.039107976	0.00025793	0.000268428
501	0.10558487	0.894415131	0.103658537	0.105584869	0.000404802	0.000452589
651	0.1730356	0.8269644	0.164634146	0.1730356	0.000490433	0.000593052
705	0.20019748	0.799802522	0.225609756	0.200197478	0.000514983	0.000643888
901	0.30770854	0.69229146	0.286585366	0.30770854	0.000574182	0.000829393
1002	0.36641952	0.63358048	0.347560976	0.36641952	0.000586387	0.000925513
1023	0.37874538	0.621254621	0.408536585	0.378745379	0.00058742	0.000945538
1302	0.5402386	0.459761395	0.469512195	0.540238605	0.000557576	0.001212751
1401	0.59417148	0.40582852	0.530487805	0.59417148	0.000530837	0.001308033
1521	0.65552455	0.34447545	0.591463415	0.65552455	0.00049047	0.001423816
1600	0.69309907	0.306900928	0.652439024	0.693099072	0.000460413	0.001500201
1654	0.71738014	0.282619865	0.713414634	0.717380135	0.000438763	0.001552483
1715	0.74337951	0.256620486	0.774390244	0.743379514	0.000413572	0.001611609
1756	0.75998367	0.240016329	0.835365854	0.759983671	0.00039636	0.001651387
1945	0.82735448	0.172645518	0.896341463	0.827354482	0.000316827	0.001835131

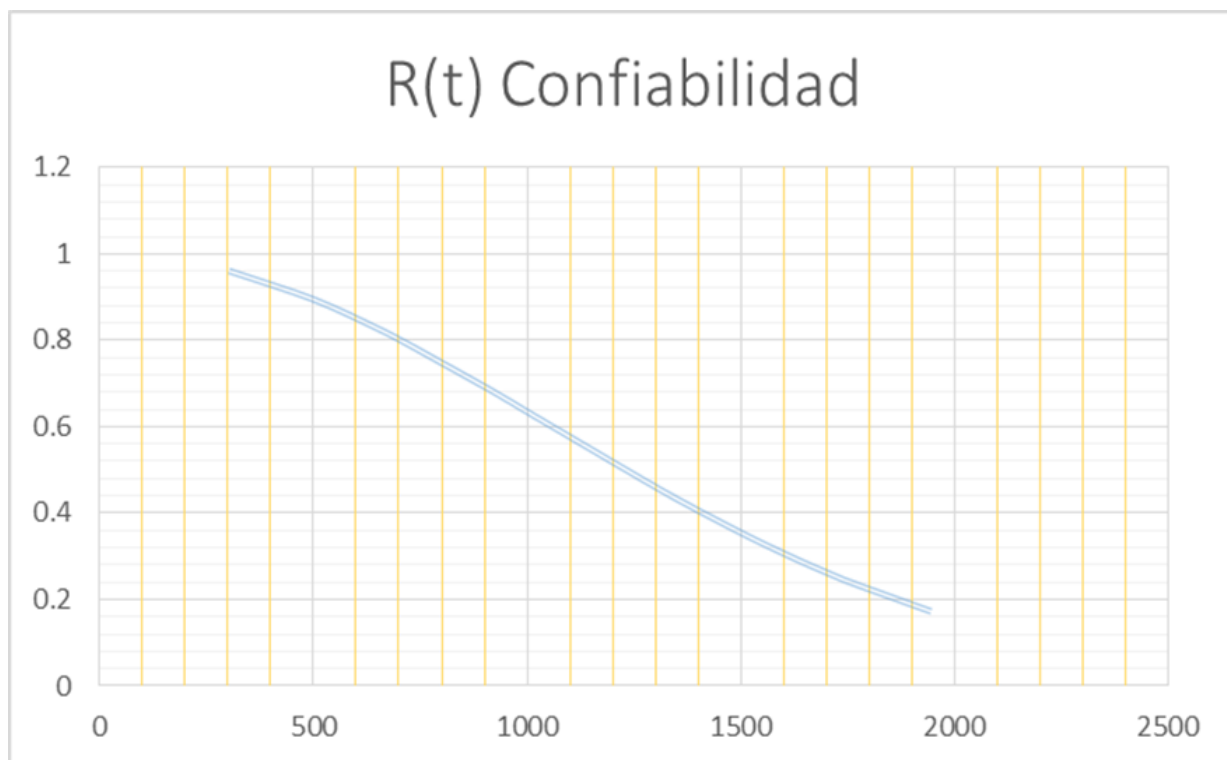
Elaboración: Propia.

**Figura 21: Curva De Infiabilidad**



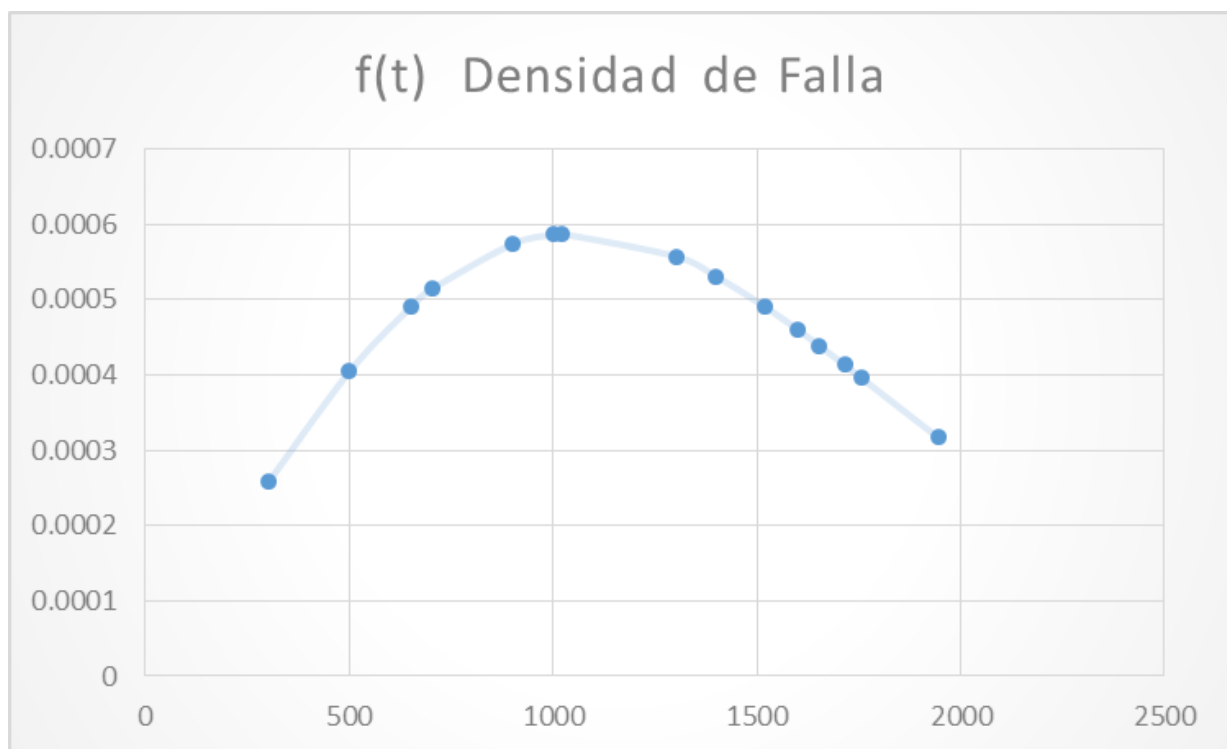
Elaboración: Propia.

**Figura 22: Curva de Confiabilidad**



Elaboración: Propia.

**Figura 23: Curva de Densidad de Fallas**



Elaboración: Propia.

Del análisis de la distribución de Weibull y de las gráficas obtenidas se concluye que un mantenimiento óptimo para este equipo es el **mantenimiento preventivo**.

Se realizara el mantenimiento preventivo cada 1800 Horas de operación, para una confiabilidad del 96.09%.

El mantenimiento preventivo a realizar es principalmente el mantenimiento de los cojinetes del sistema Grupo turbina-generador.

Para los demás elementos se toma en cuenta el mantenimiento preventivo de acuerdo al cuadro del Anexo 2



## CONCLUSIONES

**PRIMERO:** Se ha realizado el Diseño de un plan de mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad para los Equipos críticos de la Mini central Hidroeléctrica Lurini Cuyo Cuyo Sandia logrando identificar y realizar las frecuencias de mantenimiento preventivo lo que mejorara así su disponibilidad y confiabilidad.

**SEGUNDO:** Se ha realizado el diagnóstico de la situación actual de los sistemas, sub sistemas y componentes de la planta con lo cual se ha podido determinar sus funciones, fallas funcionales y modos de falla, lo que a la vez me permitió realizar el análisis de criticidad de los diferentes componentes de la mini central.

**TERCERO:** Se Identificó los componentes más críticos, para determinar la criticidad de los equipos la herramienta que se utilizó fue la aplicación de la matriz de criticidad, la cual por medio de un análisis que comienza por la identificación de los elementos y su frecuencia de, un alto grado de impacto operacional, poca flexibilidad operacional, altos costos de mantenimiento y un alto impacto en la seguridad ambiental y humana, este análisis dio como resultado que el elemento más crítico son los rodamientos.

**CUARTO:** Se pudo Determinar la confiabilidad mediante los parámetros característicos de la distribución Weibull haciendo uso del historial de fallas, este historial es de aproximadamente 02 años, dio como resultado que el mantenimiento a aplicar es el mantenimiento preventivo el cual se debe realizar a los rodamientos cada 1800 horas con una confiabilidad del 96%, para los demás elementos tomamos como recomendaciones de mantenimiento lo recomendado por el fabricante y el que se considera en el anexo 2.

## RECOMENDACIONES

**PRIMERO:** Aplicar el plan de mantenimiento propuesto en el desarrollo del presente trabajo de investigación así mismo Instruir al personal en la aplicación de RCM con la finalidad de mejorar la cultura de mantenimiento dentro del desarrollo de la operación de las mini centrales de generación Eléctrica. Implementar programas de evaluación de criticidad en estudios posteriores para las unidades, aplicar periódicamente indicadores de gestión del mantenimiento como disponibilidad, confiabilidad, mantenibilidad, y el cumplimiento del programa de mantenimiento, para evaluar la gestión de mantenimiento.

**SEGUNDO:** Continuar con la línea de investigación referente al mantenimiento de las mini centrales de energía eléctrica como por ejemplo en la evaluación de los costos que implica implementar la gestión de mantenimiento.

**TERCERO:** Se debe considerar por parte de la gerencia del departamento, brindar capacitaciones al personal técnico actual, especialmente a los técnicos de, para que de esta manera puedan especializarse y puedan efectuar los mantenimientos programados.

## REFERENCIAS

- Aguilar, P. R. (2006). *Curso de Confinabilidad*. Mexico.
- Álvarez, G. A. (2004). *Programa de Mantenimiento Preventivo Para la Empresa Metal Mecanica Industrias AVM S.A*. Bucaramanga: UIS.
- Amaguaya, E. S. (2009). *DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PICO CENTRAL HIDROELÉCTRICA*. Riobamba Ecuador: ESPC.
- Chinchay, A. P. (2010). *Texto de tecnicas de Mantenimiento Predictivo*. Callao-Peru: UNC.
- Farinango, L. (2014). *ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) DE LA CENTRAL HIDRÁULICA ILLUCHI N° 2*. Latagunca: ESPE.
- Garrido, S. G. (2009). *Mantenimiento Correctivo Organizaciôn y Gestión de la Reparaciôn de Averías*. Madrid España : RENOVETEC.
- Garrido, S. G. (2009). *Tècnicas Avanzadas de Gestión de Mantenimiento en la Industria* . Madrid España: RENOVETEC.
- Gutierrez, A. M. (2005). *Mantenimiento Estrategico para empresas de Servicios y/o Industriales* . Mexico : AMG.
- León, J. V. (2007). *MICRO-HIDROELÉCTRICA TIPO MICHELL BANKI,*. Guatemala: USCG.

Lizarazo, E. M. (2010). *La recolección de datos*. México: McGRAW-HILL.

Moubray, J. (2004). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (Reability centred Maintenance)*. Buenos Aires- Argentina: Aladon LLC.

Nachlas, J. A. (1995). *Fiabilidad*. Madrid España: Isdefe.


Parra, C. (1998). *Course of Reliability Centered Maintenance*. Mérida Venezuela:  
UA.

Reyes, I. (2005). *Método de Recolección de Datos*. Carabao Venezuela: UC.

SAMPIERI, R. (2014). *Metodología de la Investigacion* . Mexico, D.F.: McGRAW-  
HILL.

## ANEXOS

Anexo 1: Criterio de Evaluación Para los Procesos de RCM

 <p><b>SAE</b> The Engineering Society For Advancing Mobility Land Sea Air and Space® <b>INTERNATIONAL</b></p> <p>400 Commonwealth Drive, Warrendale, PA 15096-0001</p>	<p><b>NORMA PARA VEHÍCULOS AEROSPAZIALES Y DE SUPERFICIE</b></p>	<p><b>SAE</b> JA1011</p>	<p>EMITIDA AGO1999</p>
<p>Emitida 1999-08</p>			
<p><b>Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad</b></p>			
<p><b>Prólogo</b>— El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) fue desarrollado inicialmente por la industria comercial de aviación para mejorar la seguridad y la confiabilidad de sus equipos. Fue documentado por primera vez en un reporte escrito por F.S. Nowlan y H.F. Heap y publicado por el Departamento de Defensa de U.S. en 1978. Desde entonces, MCC ha sido utilizado para ayudar a formular estrategias de mantenimiento de activos físicos en casi todas las áreas de trabajo humano organizado, y en casi todos los países industrializados del mundo. El proceso definido por Nowlan and Heap ha servido de base a varios documentos de aplicación en los cuales el proceso MCC ha sido desarrollado y perfeccionado a través de los años. La mayoría de estos documentos conservan los elementos claves del proceso original. Sin embargo, el uso extendido del término "MCC" ha llevado a enaltecer un número de procesos que difieren significativamente del original, pero que sus defensores los llaman también "MCC". Muchos de estos otros procesos fallan en el logro de las metas de Nowlan and Heap, y algunos son activamente contraproducentes.</p> <p>Como resultado, ha habido un crecimiento de la demanda internacional por una norma que imponga los criterios que cualquier proceso deba cumplir para ser llamado "MCC". Este documento contempla esa necesidad. Los criterios en esta norma SAE están basados en los procesos MCC y los conceptos de tres documentos sobre MCC: (1) Libro de 1978 de Nowlan and Heap, "Reliability-Centered Maintenance," (2) MIL-STD-2173(AS) de la Aviación Naval de U.S. (Reliability-Centered Maintenance Requirements of Naval Aircraft, Weapons Systems and Support Equipment) y su sucesor, U.S. Naval Air Systems Command Management Manual 00-25-403 (Guidelines for the Naval Aviation Reliability-Centered Maintenance Process), y (3) "Reliability-Centered Maintenance (RCM 2)," por John Moubray. Estos documentos son considerados como los documentos sobre MCC disponibles más ampliamente usados y aceptados.</p> <p>Este documento describe los criterios mínimos que cualquier proceso debe cumplir para ser llamado "MCC". No intenta definir un proceso específico de "MCC".</p> <p>Este documento está concebido para cualquier persona que desee determinar si cualquier proceso que pretenda ser MCC es de hecho MCC. Es específicamente útil para personas que deseen contratar servicios de MCC (entrenamiento, análisis, facilidades, consultoría, o cualquier combinación de estos).</p>			

Traducción al español de la norma SAE JA1011 "Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes" emitida en Agosto de 1.999.

SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)

TABLA DE CONTENIDO

1.	Alcance.....	2
1.1	Propósito .....	2
2.	Referencias .....	2
2.1	Publicaciones Relacionadas .....	2
2.1.1	Publicaciones SAE .....	2
2.1.2	Publicaciones del Departamento de Comercio de U.S.....	3
2.1.3	Publicaciones del Departamento de Defensa de U.S.....	3
2.1.4	Publicaciones de la Prensa Industrial .....	3
2.1.5	Publicaciones del Ministerio de Defensa de U.K.....	3
2.2	Otras Publicaciones .....	3
3.	Definiciones.....	4
4.	Siglas.....	6
5.	Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC).....	6
5.1	Funciones.....	6
5.2	Fallas Funcionales .....	6
5.3	Modos de Falla.....	7
5.4	Efectos de Falla.....	7
5.5	Categorías de Consecuencias de Falla.....	7
5.6	Selección de las Políticas de Manejo de Fallas.....	7
5.7	Políticas de Manejo de Fallas— Tareas Programadas.....	8
5.8	Políticas de Manejo de Fallas— Cambio de Especificaciones y Operar hasta Fallar .....	9
5.9	Un Programa de Vida.....	10
5.10	Formulación Estadística y Matemática.....	10
6.	Notas .....	10
6.1	Palabras Claves .....	10

1. **Alcance**— Esta norma SAE para Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) está concebida para ser utilizada por cualquier organización que tiene o haga uso de activos físicos o sistemas que desee manejar responsablemente.

1.1 **Propósito**— Este documento está concebido para ser utilizado en la evaluación de cualquier proceso que pretende ser un proceso MCC, con la finalidad de determinar si es un verdadero proceso MCC. El mismo apoya tal evaluación especificando los criterios mínimos que un proceso debe tener para ser un proceso MCC.

2. **Referencias**

2.1 **Publicaciones Relacionadas**— Las siguientes publicaciones se dan sólo con propósitos informativos y no son parte requerida de este documento.

2.1.1 PUBLICACIONES SAE — Disponible en SAE, 400 Commonwealth Drive, Warrendale, PA 15096-0001.

SAE JA1012— A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard

## SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)

- 2.1.2 PUBLICACIONES DEL DEPARTAMENTO DE COMERCIO DE U.S.— Disponible en NTIS, Port Royal Road, Springfield, VA 22161
- Nowlan, F. Stanley, and Howard F. Heap, "Reliability-Centered Maintenance," Departamento de Defensa, Washington, D.C. 1978. Número de Reporte AD-A066579.
- 2.1.3 PUBLICACIONES DEL DEPARTAMENTO DE DEFENSA DE U.S.— Disponible en DODSSP, Subscription Services Desk, Building 4/Section D, 700 Robbins Avenue, Philadelphia, PA 19111-5098
- MIL-STD 2173(AS)— "Reliability-Centered Maintenance Requirements for Naval Aircraft, Weapons Systems and Support Equipment" (U.S. Naval Air Systems Command)
- NAVAIR 00-25-403— "Guidelines for the Naval Aviation Reliability Centered Maintenance Process" (U.S. Naval Air System Command)
- MIL-P-24534— "Planned Maintenance System: Development of Maintenance Requirement Cards, Maintenance Index Pages, and Associated Documentation" (U.S. Naval Sea Systems Command)
- S9081-AB-GIB-010/MAINT— "Reliability-Centered Maintenance Handbook" (U.S. Naval Sea Systems Command)
- 2.1.4 PUBLICACIONES DE LA PRENSA INDUSTRIAL— Disponible en Industrial Press, Inc., 200 Madison Avenue, New York City, New York, 10016 (también disponible en Butterworth-Heinemann, Linacre House, Jordan Hill, Oxford, Great Britain OX2 8DP).
- Moubray, John, "Reliability-Centered Maintenance," 1997
- 2.1.5 PUBLICACIONES DEL MINISTERIO DE DEFENSA DE U.K— Disponible en Reliability-centred Maintenance Implementation Team, Ships Support Agency, Ministry of Defence (Navy), Room 22, Block K, Foxhill, Bath, BA1 5AB United Kingdom.
- NES 45— Naval Engineering Standard 45, "Requirements for the Application of Reliability-Centred Maintenance Techniques to HM Ships, Royal Fleet Auxiliaries and other Naval Auxiliary Vessels"(Restricted-Commercial)
- 2.2 **Otras Publicaciones**— Las siguientes publicaciones fueron consultadas durante el desarrollo de esta SAE y no son una parte requerida de este documento.
- Anderson, Ronald T. and Neri, Lewis, "Reliability-Centered Maintenance: Management and Engineering Methods," Elsevier Applied Science, London and New York, 1990
- Blanchard, B.S., Verma, D., and Peterson, E.L., "Maintainability: A Key to Effective Serviceability and Maintenance Management," John Wiley and Sons, New York, 1995
- "Dependability Management— Part 3-11: Application Guide— Reliability Centred Maintenance," International Electrotechnical Commission, Geneva, Document No. 56/651/FDIS.
- Jones, Richard B., "Risk-Based Management: A Reliability-Centered Approach," Gulf Publishing Company, Houston, TX, 1995
- MSG-3, "Maintenance Program Development Document," Air transport Association, Washington DC, Revision 2 1993
- "Procedures for Performing a Failure Mode, Effects and Criticality Analysis," Department of Defense, Washington, DC, Military Standard MIL-DTD. 1629A, Notice 2, 1984
- "Reliability Centered Maintenance for Aircraft, Engines, and Equipment," United States Air Force, MIL-STD-1843 (NOTA: Cancelado sin reemplazo en Agosto de 1995)
- Smith, Anthony M., "Reliability Centered Maintenance," McGraw-Hill, New York, 1993
- Zwengelstein, G., "Reliability Centered Maintenance, A Practical Guide for Implementation," Hermés, Paris, 1996



## SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)

**3. Definiciones**

- 3.1 Cambio de Especificaciones**— Cualquier acción tomada para cambiar la configuración física de un activo o sistema (rediseño o modificación), cambiar el método utilizado por un operador o mantenedor para el desarrollo de una tarea específica, cambiar el contexto operacional del sistema, o cambiar la capacidad de un operador o mantenedor (entrenamiento).
- 3.2 Capacidad Inicial**— El nivel de operación que el activo físico o sistema es capaz de lograr en el momento que entra en servicio.
- 3.3 Consecuencias Ambientales**— Un modo de falla o falla múltiple tiene consecuencias ambientales si puede violar cualquier norma ambiental corporativa, municipal, regional, nacional o internacional, o la regulación que aplica para el activo físico o sistema en consideración.
- 3.4 Consecuencias de Falla**— Los efectos que puede provocar un modo de falla o una falla múltiple (evidencia de falla, impacto en la seguridad, en el ambiente, en la capacidad operacional, en los costos de reparación directos o indirectos).
- 3.5 Consecuencias en la Seguridad**— Un modo de falla o falla múltiple tiene consecuencias en la seguridad si puede dañar o matar a un ser humano.
- 3.6 Consecuencias No Operacionales**— Una categoría de consecuencias de falla que no afecta adversamente la seguridad, el ambiente, o las operaciones, y que sólo requiere reparación o reemplazo de cualquier componente (s) que podría ser afectado por la falla.
- 3.7 Consecuencias Operacionales**— Una categoría de consecuencias de falla que afecta adversamente la capacidad operacional de un activo físico o sistema (producción, calidad del producto, servicio al consumidor, capacidad militar, o costos operacionales en adición al costo de reparación).
- 3.8 Contexto Operacional**— Las circunstancias bajo las cuales se espera que opere el activo físico o sistema.
- 3.9 Desempeño deseado**— El nivel de desempeño deseado por el dueño o usuario de un activo físico o sistema.
- 3.10 Desincorporación Programada**— Una tarea programada que trae consigo la desincorporación de un ítem en o antes de un límite de longevidad específico sin tener en cuenta su condición en el momento.
- 3.11 Dispositivo Protector o Sistema Protector**— Un dispositivo o sistema que pretende evitar, eliminar, o minimizar las consecuencias de falla de cualquier otro sistema.
- 3.12 Dueño**— Una persona u organización que puede sufrir o acarrear la responsabilidad por las consecuencias de un modo de falla en virtud de la propiedad del activo o sistema.
- 3.13 Efecto de Falla**— Lo que pasa cuando ocurre un modo de falla.
- 3.14 Falla Evidente**— Un modo de falla cuyos efectos se toman evidentes para el personal de operaciones bajo circunstancias normales, si el modo de falla ocurre aislado.
- 3.15 Falla Funcional**— Un estado en el que un activo físico o sistema no se encuentra disponible para ejercer una función específica a un nivel de desempeño deseado.
- 3.16 Falla Múltiple**— Un evento que ocurre si una función protegida falla mientras su dispositivo o sistema protector se encuentra en estado de falla.

## SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)

- 3.17 Falla Oculta**— Un modo de falla cuyo efecto no es evidente para el personal de operaciones bajo circunstancias normales, si el modo de falla ocurre aislado.
- 3.18 Falla Potencial**— Una condición identificable que indica que una falla funcional está a punto de ocurrir o está en proceso de ocurrir.
- 3.19 Función**— Lo que el dueño o usuario desea que realice un activo físico o sistema.
- 3.20 Función Evidente**— Una función cuya falla aislada se vuelve evidente al personal de operaciones bajo circunstancias normales.
- 3.21 Función Oculta**— Una función cuya falla aislada no se vuelve evidente para el personal de operaciones bajo circunstancias normales.
- 3.22 Función(es) Primaria(s)**— La(s) función(es) que constituyen la(s) razón(es) principal(es) por las que el activo físico o sistema es adquirido por su dueño o usuario.
- 3.23 Funciones Secundarias**— Las funciones que un activo físico o sistema tiene que cumplir a parte de su(s) función(es) primaria(s), tales como aquellas que se necesitan para cumplir con los requerimientos regulatorios y aquellas a las cuales conciernen los problemas de protección, control, contención, confort, apariencia, eficiencia de energía e integridad estructural.
- 3.24 Intervalo P-F**— El intervalo entre el punto en que el potencial de falla se hace detectable y el punto en que este se degrada hasta una falla funcional (también conocido como "período para el desarrollo de falla" o "tiempo esperado para la falla".)
- 3.25 Longevidad**— Una medida de exposición al esfuerzo, calculada desde el momento en el cual un elemento o componente entra en servicio cuando nuevo o vuelve a entrar en servicio después de una tarea designada para restaurar su capacidad inicial, y puede ser medida en términos de tiempo calendario, tiempo de operación, distancia recorrida, ciclos de durabilidad o unidades de producción o rendimiento.
- 3.26 Modo de Falla**— Un evento único, que causa una falla funcional.
- 3.27 Operar hasta Fallar**— Una política de manejo de fallas que permite que un modo de falla específico ocurra sin ningún esfuerzo para anticiparla o prevenirla.
- 3.28 Política de Manejo de Fallas**— Un término genérico que abarca tareas basadas en condición, restauración programada, desincorporación programada, detección de falla, operar hasta fallar y cambios una vez.
- 3.29 Probabilidad Condicional de Falla**— La probabilidad de que una falla ocurra en un período específico, dado que el ítem involucrado ha sobrevivido al comienzo de ese período.
- 3.30 Programado**— Se establece como fijo, a intervalos predeterminados, incluye el "monitoreo continuo" (donde el intervalo es efectivamente cero).
- 3.31 Restauración Programada**— Una tarea programada que restaura la capacidad de un elemento en o antes de un intervalo especificado (límite de longevidad), sin tener en cuenta su condición en el momento, a un nivel que proporciona una probabilidad tolerable de supervivencia hasta el final de otro intervalo especificado.
- 3.32 Tarea Apropiada**— Una tarea que es técnicamente factible y al mismo tiempo vale la pena realizar (aplicable y efectiva).

## SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)

- 3.33 Tarea Basada en Condición**— Una tarea programada usada para detectar un potencial de falla.
- 3.34 Tarea para Detectar Fallas**— Una tarea programada utilizada para determinar si ha ocurrido una falla oculta específica.
- 3.35 Usuario**— Una persona u organización que opera un activo o sistema y podría sufrir o acarrear la responsabilidad por las consecuencias de un modo de falla de ese sistema.

**4. Siglas**

- 4.1 MCC**— Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

- 5. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC)**— Cualquier proceso MCC debe asegurarse de responder satisfactoriamente las siguientes siete preguntas y además, ser respondidas en la secuencia que se muestra:

- a. ¿Cuáles son las funciones deseadas y los estándares de desempeño asociados del activo en su contexto operacional presente (funciones)?
- b. ¿De qué maneras puede fallar al cumplir sus funciones (fallas funcionales)?
- c. ¿Qué causa cada falla funcional (modos de falla)?
- d. ¿Qué pasa cuando ocurre cada falla funcional (efectos de falla)?
- e. ¿De qué manera afecta cada falla (consecuencias de falla)?
- f. ¿Qué se debe hacer para predecir o prevenir cada falla (tareas proactivas e intervalos de tareas)?
- g. ¿Qué se debe hacer si una tarea proactiva que conviene no está disponible (acciones predeterminadas)?

Para responder cada una de las preguntas anteriores "satisfactoriamente", se debe recolectar la siguiente información, y se deben tomar las siguientes decisiones. Toda la información y decisiones deben ser documentadas de manera que estén totalmente disponibles para el dueño o usuario y sean aceptables para los mismos.

**5.1 Funciones**

- 5.1.1** Se debe definir el contexto operacional del activo.
- 5.1.2** Se deben identificar todas las funciones del activo/sistema (todas las funciones primarias y secundarias, incluyendo las funciones de todos los dispositivos de protección).
- 5.1.3** Todos los enunciados de una función deben contener un verbo, un objeto, y un estándar de desempeño (cuantificado en cada caso que se pueda hacer).
- 5.1.4** Los estándares de desempeño incorporados en los enunciados de una función deben tener el nivel de desempeño deseado por el dueño o usuario del activo/sistema en su contexto operacional.

- 5.2 Fallas Funcionales**— Se deben definir todos los estados de falla asociados con cada función.

**5.3 Modos de Falla**

- 5.3.1** Se deben identificar los modos de falla "probables" que puedan causar cada falla funcional.
- 5.3.2** El método utilizado para decidir que constituye un modo de falla "probable" debe ser aceptado por el dueño o usuario del activo.

## SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)

- 5.3.3 Se deben identificar los modos de falla en un nivel de causalidad que haga posible identificar una política de manejo de fallas apropiada.
- 5.3.4 Las listas de los modos de falla deben incluir los modos de falla que han ocurrido antes, los modos de falla que están siendo prevenidos actualmente por la existencia de programas de mantenimiento, y los modos de falla que no han ocurrido aún pero que se piensan probables (creíbles) en el contexto operacional.
- 5.3.5 Las listas de los modos de falla deben incluir cualquier evento o proceso que probablemente pueda causar una falla funcional, incluyendo deterioro, defectos de diseño, y errores humanos que pueden ser causados por operadores o mantenedores (a menos que el error humano esté siendo activamente dirigido por un proceso analítico aparte del MCC).

**5.4 Efectos de Falla**

- 5.4.1 Los efectos de falla deben describir lo que puede pasar si no se realiza ninguna tarea específica para anticipar, prevenir o detectar la falla.
- 5.4.2 Los efectos de falla deben incluir toda la información necesaria para soportar la evaluación de las consecuencias de la falla, tales como:
- ¿Qué evidencia (si existe alguna) que la falla ha ocurrido (en el caso de funciones ocultas, que podría pasar si ocurre una falla múltiple)?
  - ¿Qué hace (si ocurre algo) para matar o dañar a alguien, o para tener efectos adversos en el ambiente?
  - ¿Qué hace (si hace algo) para tener un efecto adverso en la producción o en las operaciones?
  - ¿Qué daño físico (si existe alguno) causa la falla?
  - ¿Qué (si existe algo) debe ser hecho para restaurar la función del sistema después de la falla?

**5.5 Categorías de Consecuencias de Falla**

- 5.5.1 Las consecuencias de cada modo de falla deben ser formalmente categorizadas como sigue:
- 5.5.1.1 El proceso de categorización de consecuencias debe separar los modos de falla ocultos de los modos de falla evidentes.
- 5.5.1.2 El proceso de categorización de consecuencias debe distinguir claramente los eventos (modos de falla y fallas múltiples) que tengan consecuencias en la seguridad y/o el ambiente de los que sólo tengan consecuencias económicas (consecuencias operacionales y no operacionales).
- 5.5.2 La valoración de las consecuencias de falla se debe llevar a cabo como si ninguna tarea específica se esté llevando a cabo actualmente para anticipar, prevenir o detectar la falla.

**5.6 Selección de las Políticas de Manejo de Fallas**

- 5.6.1 El proceso de selección de manejo de fallas debe tomar en cuenta el hecho de que la probabilidad condicional de algunos modos de falla se incrementará con el tiempo (o con la exposición al esfuerzo), que la probabilidad condicional de otros no cambiará con el tiempo y que la probabilidad condicional de otros tampoco decrecerá con el tiempo.
- 5.6.2 Todas las tareas programadas deben ser técnicamente factibles y que valgan la pena hacerlas (aplicables y efectivas), y los medios por los cuales este requerimiento deberá ser satisfecho están fijados en 5.7.

## SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)

- 5.6.3 Si dos o más políticas de manejo de fallas propuestas son técnicamente factibles y valen la pena hacerlas (aplicables y efectivas), se debe seleccionar la política que sea mejor costo-efectiva.
- 5.6.4 La selección de las políticas de manejo de fallas debe ser llevada a cabo como si ninguna tarea específica estuviese siendo realizada actualmente para anticipar, prevenir o detectar la falla.
- 5.7 Políticas de Manejo de Fallas— Tareas Programadas**
- 5.7.1 Todas las tareas programadas deben cumplir con los siguientes criterios:
- 5.7.1.1 En el caso de que un modo de falla evidente tenga consecuencias en la seguridad o en el ambiente, la tarea debe reducir la probabilidad del modo de falla a un nivel que sea tolerable para el dueño o usuario del activo.
- 5.7.1.2 En el caso de un modo de falla oculta en el que la falla múltiple asociada tenga consecuencias en la seguridad o en el ambiente, la tarea debe reducir la probabilidad del modo de falla oculta a una magnitud que disminuya la probabilidad de la falla múltiple asociada a un nivel tolerable para el dueño o usuario del activo.
- 5.7.1.3 En el caso de un modo de falla evidente que no tenga consecuencias en la seguridad o en el ambiente, los costos directos o indirectos de la tarea deben ser menores que los costos directos o indirectos del modo de falla cuando se calculan en períodos de tiempo comparables.
- 5.7.1.4 En el caso de un modo de falla oculta en el que la falla múltiple asociada no tenga consecuencias en la seguridad o en el ambiente, los costos directos o indirectos de la tarea deben ser menores que los costos directos o indirectos de una falla múltiple más el costo de reparación del modo de falla oculta cuando se calculen en períodos de tiempo comparables.
- 5.7.2 Tareas Basadas en Condición— Cualquier tarea basada en condición que se seleccione (o predictiva, o basada en condición, o tarea de monitoreo de condición) debe satisfacer los siguientes criterios adicionales:
- 5.7.2.1 Debe existir un potencial de falla claramente definido.
- 5.7.2.2 Debe existir un intervalo P-F identificable (o período para el desarrollo de falla).
- 5.7.2.3 El intervalo de la tarea debe ser menor que el intervalo P-F probable más corto.
- 5.7.2.4 Debe ser físicamente posible realizar la tarea en intervalos menores que el intervalo P-F.
- 5.7.2.5 El tiempo más corto entre la detección de un potencial de falla y la ocurrencia de una falla funcional (el intervalo P-F menos el intervalo de la tarea) debe ser suficientemente largo para predeterminar la acción a ser tomada para evitar, eliminar o minimizar las consecuencias del modo de falla.
- 5.7.3 Tareas de Desincorporación Programada— Cualquier tarea de desincorporación programada seleccionada debe satisfacer los siguientes criterios adicionales:
- 5.7.3.1 Debe estar claramente definida (preferiblemente demostrable) la longevidad en la cual hay un incremento en la probabilidad condicional del modo de falla en consideración.
- 5.7.3.2 Debe existir una proporción suficientemente grande de las ocurrencias de este modo de falla después de esta longevidad para reducir la probabilidad de una falla prematura a un nivel que sea tolerable para el dueño o usuario del activo.

## SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)

5.7.4 Tareas de Restauración Programada— Cualquier tarea de restauración programada seleccionada debe satisfacer los siguientes criterios adicionales:

5.7.4.1 Debe estar claramente definida (preferiblemente demostrable) la longevidad a la cual hay un incremento en la probabilidad condicional del modo de falla en consideración.

5.7.4.2 Debe existir una proporción suficientemente grande de las ocurrencias de este modo de falla después de esta longevidad para reducir la probabilidad de una falla prematura a un nivel que sea tolerable para el dueño o usuario del activo.

5.7.4.3 La tarea debe restaurar la resistencia a fallar (condición) del componente a un nivel que sea tolerable para el dueño o usuario del activo.

5.7.5 Tareas de Detección de Fallas— Cualquier tarea de detección de fallas seleccionada debe satisfacer los siguientes criterios adicionales (detección de fallas no aplica para modos de falla evidentes):

5.7.5.1 La base sobre la cual se selecciona el intervalo de tarea debe tomar en cuenta la necesidad de reducir la probabilidad de una falla múltiple del sistema protector asociado a un nivel que sea tolerable para el dueño o usuario del activo.

5.7.5.2 La tarea debe confirmar que todos los componentes cubiertos por la descripción del modo de falla estén funcionales.

5.7.5.3 La tarea de detección de falla y el proceso de selección del intervalo asociado deben tomar en cuenta cualquier probabilidad de que la tarea por sí misma pueda dejar la función oculta en un estado de falla.

5.7.5.4 Debe ser físicamente probable hacer la tarea en los intervalos especificados.

## 5.8 Políticas de Manejo de Fallas— Cambios Una Vez y Operar hasta Fallar

### 5.8.1 Cambios una vez

5.8.1.1 El proceso MCC se esfuerza por obtener el desempeño deseado del sistema considerando como está configurado y operado actualmente, a través de la aplicación de tareas programadas apropiadas.

5.8.1.2 En los casos donde tales tareas no estén disponibles, pueden ser necesarios cambios una vez del activo o sistema, sujeto a los siguientes criterios:

5.8.1.2.1 En los casos donde la falla es oculta, y la falla múltiple asociada tiene consecuencias en la seguridad y en el ambiente, es mandatorio cambios una vez que reduzcan la probabilidad de una falla múltiple a un nivel tolerable para el dueño o usuario del activo.

5.8.1.2.2 En los casos donde el modo de falla es evidente y tiene consecuencias en la seguridad y en el ambiente, es mandatorio cambios una vez que reduzcan la probabilidad de una falla múltiple a un nivel tolerable para el dueño o usuario del activo.

5.8.1.2.3 En casos donde el modo de falla es oculto y la falla múltiple asociada no tiene consecuencias en la seguridad ni en el ambiente, cualquier cambio una vez debe ser costo-efectivo en opinión del dueño o usuario del activo.

5.8.1.2.4 En casos donde el modo de falla es evidente y no tiene consecuencias en la seguridad ni en el ambiente, cualquier cambio una vez debe ser costo-efectivo en opinión del dueño o usuario del activo.

## SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)

5.8.2 Operar hasta Fallar— Cualquier política de operar hasta fallar seleccionada debe satisfacer los criterios apropiados como sigue:

5.8.2.1 En casos donde la falla es oculta y no hay ninguna tarea programada apropiada, la falla múltiple asociada no debe tener consecuencias en la seguridad ni el ambiente.

5.8.2.2 En casos donde la falla es evidente y no hay ninguna tarea programada apropiada, el modo de falla asociado no debe tener consecuencias en la seguridad ni en el ambiente.

### 5.9 Un Programa de Vida

5.9.1 Este documento reconoce que (a) Muchos de los datos usados en el análisis inicial son inherentemente imprecisos, y que los datos más precisos estarán disponibles en el tiempo, (b) La manera en la cual el activo es utilizado, junto a las expectativas de desempeño asociadas, también cambiarán con el tiempo, y (c) La tecnología de mantenimiento continúa evolucionando. De modo que, una revisión periódica es necesaria si el programa de manejo de activos del MCC derivado es asegurar que los activos continúen cumpliendo las expectativas funcionales actuales de sus dueños y usuarios.

5.9.2 Por consiguiente cualquier proceso MCC debe proveer una revisión periódica de las decisiones y al mismo tiempo de la información usada para soportar dichas decisiones. El proceso suele conducir de tal manera, que una revisión deba asegurar que todas las siete preguntas de la sección 5 continúen siendo respondidas satisfactoriamente y en una manera consistente con el criterio que parte desde 5.1 hasta 5.8.

### 5.10 Formulación Estadística y Matemática

5.10.1 Cualquier formulación estadística y matemática que se pueda utilizar en la aplicación del proceso (especialmente aquellos usados para computar los intervalos de algunas tareas) debe ser lógicamente robusta, y debe estar disponible y ser aprobada por el dueño o usuario del activo.

## 6. Notas

6.1 **Palabras Claves**— Mantenimiento basado en condición, mantenimiento predictivo, mantenimiento preventivo, mantenimiento proactivo, MCC, mantenimiento centrado en confiabilidad, mantenimiento programado.

PREPARADO POR EL SUBCOMITÉ MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD SAE G-11 DEL  
COMITÉ DE SOPORTABILIDAD SAE G-11

## SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)

**Razón**— No aplicable.

**Relación de la Norma SAE a la Norma ISO**— No aplicable.

**Aplicación**— Esta Norma SAE para Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) está concebida para ser utilizada por cualquier organización que tenga o haga uso de activos físicos o sistemas los cuales desee manejar responsablemente.

**Sección de Referencias**

SAE JA1012— A Guide to Reliability-Centered Maintenance (RCM)

Nowlan, F. Stanley, and Howard F. Heap, "Reliability-Centered Maintenance," Department of Defense, Washington, D.C. 1978. Report Number AD-A066579.

MIL-STD 2173(AS)— "Reliability-Centered Maintenance Requirements for Naval Aircraft, Weapons Systems and Support Equipment" (U.S. Naval Air Systems Command)

NAVAIR 00-25-403— "Guidelines for the Naval Aviation Reliability Centered Maintenance Process" (U.S. Naval Air Systems Command)

MIL-P-24534— "Planned Maintenance System: Development of Maintenance Requirement Cards, Maintenance Index Pages, and Associated Documentation" (U.S. Naval Sea Systems Command)

S9081-AB-GIB-010/MAINT— "Reliability-Centered Maintenance Handbook" (U.S. Naval Sea Systems Command)

Moubray, John, "Reliability-Centered Maintenance," 1997

NES 45— Naval Engineering Standard 45, "Requirements for the Application of Reliability-Centred Maintenance Techniques to HM Ships, Royal Fleet Auxiliaries and other Naval Auxiliary Vessels" (Restricted-Commercial)

Anderson, Ronald T. and Neri, Lewis, "Reliability-Centered Maintenance: Management and Engineering Methods," Elsevier Applied Science, London and New York, 1990

Blanchard, B.S., Verma, D., and Peterson, E.L., "Maintainability: A Key to Effective Serviceability and Maintenance Management," John Wiley and Sons, New York, 1995

"Dependability Management— Part 3-11: Application Guide— Reliability Centred Maintenance," International Electrotechnical Commission, Geneva, Document No. 56/651/FDIS.

Jones, Richard B., "Risk-Based Management: A Reliability-Centered Approach," Gulf Publishing Company, Houston, TX, 1995

MSG-3, "Maintenance Program Development Document," Air transport Association, Washington DC, Revision 2 1993

"Procedures for Performing a Failure Mode, Effects and Criticality Analysis," Department of Defense, Washington, DC, Military Standard MIL-DTD. 1629A, Notice 2, 1984

"Reliability Centered Maintenance for Aircraft, Engines, and Equipment, United States Air Force," MIL-STD-1843 (NOTE: Cancelled without Replacement, August 1995)

Smith, Anthony M., "Reliability Centered Maintenance," McGraw-Hill, New York, 1993



**SAE JA1011 Issued AUG1999 (Traducción)**

Zwingelstein, G., "Reliability Centered Maintenance, A Practical Guide for Implementation,"  
Hermés, Paris, 1996

**Desarrollado por el Subcomité Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) SAE G11**

**Patrocinado por el Comité de Soportabilidad SAE G11**

**Anexo 2: Frecuencia de Mantenimiento de los Demás Elementos**

HOJA DE DECISIÓN EPI ME UNA			ACTIVO	SISTEMA	RECOPIADO POR: JSC		FECHA	HOJA	
			COMPONENTE	REF	REVISADO POR: JSC		FECHA	DE	
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				Tareas Propuestas	Frecuencia inicial	A realizar por
F	FF	FM	H	S	E	O			
1	A	1	S	N	N	S	Realizar las verificaciones del estado del aislamiento de las bobinas mediante las pruebas de resistencia de aislamiento, índice de polarización, prueba de escalón e inspección visual.	25 años	Ingeniero/Técnico
1	A	2	S	N	N	S	Verificar estado de soportes y en caso de necesidad sustituir.	Anual	Técnico
1	A	3	S	N	N	S	Inspeccionar filtros de las tapas de cojinetes	Mensual	Técnico
1	A	4	S	N	N	S	Realizar pruebas al equipo de protección y comprobar su funcionamiento existe la potencial opción de sustituir uno o más elementos de protección	Cada mantenimiento	Ingeniero/Técnico
1	A	5	S	N	N	S	Revisar el sistema de puesta a tierra	Anual	Técnico
1	A	6	S	N	N	S	Efectuar pruebas de aislamiento al generador	25 años	Ingeniero/Técnico
1	A	7	S	N	N	S	Realizar limpieza de ductos de ventilación del generador, chapas de ajuste, y barras.	Anual	Técnico
1	A	8	S	N	N	S	Revisar y analizar el sistema de excitación.	Anual	Técnico
1	A	9	S	N	N	S	Efectuar limpieza y ajuste de conexiones tanto a la entrada como a la salida de los generadores.	Anual	Técnico
1	A	10	S	N	N	S	Revisar estado de conexiones eléctricas y cables	6 meses	Técnico
1	A	11	S	N	N	S	Realizar tarea de búsqueda de falla.	7 meses	Técnico
	A	12	S	N	N	S	Comprobación del nivel de aceite	Diario	Operador
	A	13	S	N	N	S	Revisión del sistema de lubricación	3 meses	Técnico

Elaboración: Propia.