



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

EXTENSIÓN LATACUNGA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN ELECTROMECAÁNICA

AUTOR: LLAMBA FARINANGO WILLIAN SANTIAGO

TEMA: ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD (RCM) DE LA CENTRAL HIDRÁULICA ILLUCHI N° 2

DIRECTOR: ING. HERNÁN ITURRALDE

COORDIRECTOR: ING. WASHINGTON FREIRE

LATACUNGA, JUNIO 2014

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE

INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

CERTIFICADO

ING. HERNÁN ITURRALDE e ING. WASHINGTON FREIRE

CERTIFICAN

Que el trabajo titulado “ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) DE LA CENTRAL HIDRÁULICA ILLUCHI N° 2”, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la ESPE, en el Reglamento de Estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE.

El mencionado trabajo consta de un documento empastado y un disco compacto el cual contiene los archivos en formato portátil de Acrobat pdf. Autorizan a WILLIAN SANTIAGO LLAMBA FARINANGO que lo entregue a Ing. WILSON SÁNCHEZ en su calidad de Director de la Carrera.

Latacunga 10 de Junio del 2014

ING. HERNÁN ITURRALDE
DIRECTOR

ING. WASHINGTON FREIRE
CODIRECTOR

UNIVERSIDAD DE LA FUERZAS ARMADAS - ESPE
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

Sr. WILLIAN SANTIAGO LLAMBA FARINANGO

DECLARO QUE:

El proyecto de grado denominado “ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) DE LA CENTRAL HIDRÁULICA ILLUCHI N° 2”, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan el pie de las páginas correspondiente, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de mi autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Latacunga 10 de Junio del 2014

WILLIAN LLAMBA F.

CC: 0502659311

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE

INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, WILLIAN SANTIAGO LLAMBA FARINANGO

Autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del trabajo “ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) DE LA CENTRAL HIDRÁULICA ILLUCHI N° 2”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Latacunga 10 de Junio del 2014

WILLIAN LLAMBA F.

CC: 0502659311

DEDICATORIA

Este trabajo de tesis de grado está dedicado a DIOS, por darme la vida a través de mi querida MADRE MARÍA FARINANGO quien con mucho cariño, amor y ejemplo han hecho de mí una persona con valores para poder desenvolverme para alcanzar mis más apreciados ideales de superación, cual ella fue quien en los momentos más difíciles me dio junto a mi hermana su comprensión para superarme ;a Jessica por darme su amor, amistad, confianza y todo el apoyo tanto en momentos de felicidad y tristeza, siendo el puntal necesario en mi vida dándome fuerzas para nunca decaer. Y a mis amigos que con su amistad, apoyo, ánimo y compañía en las diferentes etapas de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en el corazón. Sin importar en dónde estén todos ustedes o si alguna vez llegan a leer estas dedicatorias quiero darles las gracias por formar parte de mí vida y por todo lo que me han brindado y han compartido con migo.

**WILLIAN LLAMBA
WSL**

AGRADECIMIENTO

A la EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI por brindarme todas las facilidades para la realización de este proyecto de tesis, así también a la empresa de mantenimiento INSERCRUZ por el asesoramiento y apoyo brindado

A el ING. HERNÁN ITURRALDE e ING. WASHINGTON FREIRE por su valiosa colaboración y a todas las personas que de alguna manera contribuyeron para la feliz culminación de este proyecto

**WILLIAN LLAMBA
WSL**

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CONTENIDO	PAGINA.
CARATULA.....	i
CERTIFICADO.....	ii
AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS	vii
ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
RESUMEN	xiii
ABSTRACT.....	xiv

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO RCM

1.1. GENERALIDADES.....	1
1.2. TAREAS PROACTIVAS.....	1
1.2.1. Mantenimiento a condición (Mantenimiento Predictivo)	2
1.2.2. Mantenimiento de sustitución cíclica (Mantenimiento Preventivo)	2
1.2.3. Mantenimiento a la rotura (Mantenimiento Correctivo).....	3
1.2.4. Mantenimiento de búsqueda de fallas (Mantenimiento Detectivo)	3
1.2.5. Selección de tareas proactivas.....	4
1.3. CAUSAS DE FALLAS (MODOS DE FALLAS).....	6
1.3.1. Análisis de modos de falla	6
1.3.2. Categorías de modos de falla	7
1.4. EFECTOS DE FALLA	9
1.4.1. Evidencia de falla	10
1.4.2. Acción correctiva	10
1.4.3. Registro de efecto de falla.....	11
1.5. CONSECUENCIAS DE LA FALLA.....	12
1.5.1. Funciones ocultas y evidentes	12
1.5.2. Categorías de fallas evidentes	15
1.6. TAREAS DE MANTENIMIENTO.....	16
1.6.1. Tareas proactivas.....	16

1.6.2. Edad y deterioro	17
1.7. ACCIONES "A FALTA DE"	21
1.7.1. Acciones "a falta de"	22
1.7.2. Búsqueda de falla.....	23
1.8. EL PROCESO DE DECISIÓN DE RCM.....	24
1.8.1. Vinculación de consecuencias y tareas.....	24
1.8.2. El proceso de decisión de RCM	24
1.8.3. Llenado de la hoja de decisión	30
1.9. ANÁLISIS DE CRITICIDAD	32

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LAS CENTRAL HIDROELÉCTRICA ILLUCHI N° 2

2.1. UBICACIÓN DE LA CASA DE MAQUINAS ILLUCHI N° 2.	36
2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CENTRAL ILLUCHI N° 2	36
2.3 ESQUEMA GENERAL DE LA PLANTA Y DE LA MAQUINARIA.	37
2.4 ANÁLISIS OPERATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	37
2.4.1. Factor de estado	37
2.4.2 Análisis de los equipos	38
2.5. TUBERÍAS	38
2.6 CANAL DE DESCARGA.....	40
2.7 EQUIPOS DE LA CASA DE MÁQUINAS.....	40
2.7.1 Generador.....	41
2.7.3 Tablero de control y medida.....	44
2.7.4 Subestación y línea de transmisión	47
2.8 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA CENTRAL ILLUCHI N° 2 ..	48

CAPÍTULO 3

EL R.C.M

3.1 NORMAS SAE JA 1011 Y 1012.....	49
3.2 LAS SIETE PREGUNTAS BÁSICAS DEL RCM:	49
3.2.1 ¿Cuáles son las funciones?	52
3.2.2. ¿De qué forma puede fallar?	53
3.2.3. ¿Qué causa que falle?	54
3.2.4. ¿Qué sucede cuando falla?	55

3.2.5 ¿Qué ocurre si falla?.....	56
3.2.6. ¿Qué se puede hacer para prevenir el fallo?	58
3.2.7. ¿Qué sucede si no puede prevenirse el fallo?	60

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DEL R.C.M.

4.1 GRUPOS DE ANÁLISIS	64
4.2 DIAGRAMA DE FLUJO RCM	65
4.3 ANÁLISIS DE CRITICIDAD	66
4.4 Funciones y patrones de desempeño de casa de maquinas	69
4.4.1 Contexto operacional de Generadores de casa de maquinas	73
4.4.2 Modos de falla y sus efectos en Generadores de casa de maquinas .	74
4.4.3 Hoja de trabajo de decisión R.C.M.	82
4.5 FUNCIONES Y PATRONES DE DESEMPEÑO DE LA S/E ILLUCHI N°2.	86
4.5.1 Contexto operacional del Transformador de Potencia	87
4.5.2 Modos de falla y sus efectos del Transformador de Potencia	90
4.5.3 Hoja de trabajo de decisión R.C.M.	95
4.6 FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO INTERVALO P-F	98
4.6.1 Disponibilidad de los Generadores	98
4.6.2 Tiempo medio entre fallas (MTBF) o confiabilidad	102
4.6.3 Intervalo de búsqueda de falla (FFI)	103
4.7 LISTA DE ACTIVIDADES EN UN MANTENIMIENTO PREVENTIVO ..	103

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES	111
5.2. RECOMENDACIONES.....	112
BIBLIOGRAFÍA.....	114
NETGRAFÍA	115
ANEXOS.....	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Calificación de Frecuencia de Fallas.....	33
Tabla 1.2 Calificación de tiempo promedio para reparación.....	33
Tabla 1.3. Calificación del Impacto Operacional.....	34
Tabla 1.4. Calificación de la Flexibilidad.....	34
Tabla 1.5. Calificación de los Costos de Mantenimiento.....	34
Tabla 1.6. Calificación de Impacto en satisfacción de la empresa.....	34
Tabla 1.7. Calificación del Impacto en Seguridad, Ambiente e Higiene.....	35
Tabla 2.1. Medidas y longitudes de las tubería de presión.....	39
Tabla 4.1 Personal disponible en la central Illuchi N° 2.....	64
Tabla 4.2. Cuadro de Factores de criticidad de la central Illuchi N° 2.....	67
Tabla 4.3. Estadístico 2005-2013 de energía producida Illuchi N° 2.....	70
Tabla 4.4. Estadístico de energía producida Illuchi N° 2 período 2013.....	70
Tabla 4.5. Variación anual de compra de energía de la E. E. Cotopaxi.....	72
Tabla 4.6. Rango de Confiabilidad de Subestaciones.....	85
Tabla 4.7. Componentes Del Transformador.....	88
Tabla 4.8. Disponibilidad de los generadores de la Central Illuchi N° 2.....	102
Tabla 4.9. Cálculo de MTBF Central Illuchi N° 2 años 2012-213.....	102
Tabla 4.10. Cálculo de FFI de la Central Illuchi N° 2.....	103
Tabla 4.11. Lista de actividades de mantenimiento Preventivo.....	107

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 La perspectiva Tradicional de falla.....	17
Figura 1.2 Patrones de falla.....	19
Figura 1.3 Curva P-F.....	20
Figura 1.4 Acción a falta	23
Figura 1.5 Proceso de decisión búsqueda de falla.....	24
Figura 1.6 Encabezado de La hoja de decisión de RCM.....	25
Figura 1.7 Correlación entre las hojas de información y decisión.....	26
Figura 1.8 Como se registran las consecuencias en la Hoja de Decisión.....	28
Figura 1.9 Consecuencias de falla.....	27
Figura 1.10 Criterios de factibilidad técnica.....	28
Figura 1.11: Las preguntas "a falta de"	29
Figura 1.12: Hoja de decisión RCM con muestras de textos a inscribir.....	31
Figura 1.13. Matriz General de Criticidad.....	35
Figura 2.1: Factor de estado para los equipos de la central Illuchi N° 2.....	37
Figura 2.2: Tuberías de la Central Illuchi N° 2 hacia la Casa de Máquinas.....	39
Figura 2.3: Canal de descarga de la Central Illuchi N° 2.....	40
Figura 2.4: Casa de máquinas de la Central Illuchi N° 2.....	41
Figura 2.5: Principio de funcionamiento de un generador eléctrico.....	41
Figura 2.6: Grupo de Generación G1 de la Central Illuchi N° 2.....	42
Figura 2.7: Partes de una cámara de distribución.....	43
Figura 2.8: Rodete de la Central Illuchi N° 2.....	43
Figura 2.9: Inyector de cámara de distribución.....	44
Figura 2.10: Disposición del tablero de control y medida.....	45
Figura 2.11: Tablero de control para los grupos y S/E central Illuchi N° 2....	45
Figura. 2.12: Disposición del tablero de alarma del Grupo N°1.....	46
Figura 2.13: Disposición del tablero de alarma del Grupo N°2.....	46
Figura 2.14: Disposición del tablero de alarma salida del transformador.....	47
Figura 2.15. Diagrama unifilar de la S/E de la Central Illuchi 2.....	47
Figura 2.16. Subestación de la Central Illuchi 2.....	48
Figura 3.1 Conformación del Grupo Natural de Trabajo de RCM.....	50
Figura 4.1: Sistema de análisis RCM central Illuchi N°2.....	64
Figura 4.2. Relación entre los miembros del grupo de análisis RCM.....	65

Figura 4.3: Diagrama de Flujo para Análisis RCM.....	66
Figura 4.4. Matriz General de Criticidad G1.....	68
Figura 4.5. Matriz General de Criticidad G2.....	68
Figura 4.6. Producción anual de la central Illuchi N° 2 años 2005-2012.....	71
Figura 4.7: Producción anual de la central Illuchi N°2 años 2013.....	71
Figura 4.8: Matriz General de Criticidad S/E Illuchi N° 2.....	84
Figura 4.9. Intervalo P-F.....	98
Figura 4.10. Tiempo fuera de servicio por Generador año 2012.....	100
Figura 4.11. Tiempo fuera de servicio por Generador año 2013.....	111
Figura 4.12. Fotografía de pruebas termografías.....	104
Figura 4.13. Fotografía de pruebas ultrasonido.....	104
Figura 4.14. Fotografía de prueba de análisis de vibraciones.....	105

RESUMEN

El presente proyecto empieza con una recopilación teórica del estudio del mantenimiento basada en la confiabilidad en el Capítulo 1, así como la información necesaria sobre el procedimiento del llenado de las hojas de información y trabajo, con las referencias obtenidas del anterior capítulo se realizó la recopilación de información tanto de los equipos como el funcionamiento de la central hidráulica en el Capítulo 2, en el Capítulo 3 se describe los pasos y la forma del llenado de las hojas de información y trabajo según las normas internacionales que gobiernan el RCM, en capítulo 4 se encuentra el contexto de operación de la central así como un análisis del modo, causa y efectos de las fallas que podría tener la central si fallase, también se registró de las fallas y su costo financiero si saliera fuera de servicio, de la misma manera en este capítulo se llevó a cabo pruebas no destructivas a la central basándonos en las hojas de trabajo realizadas.

Palabras Claves: Centrales Hidráulicas, Fallas de Centrales Hidráulicas, Mantenimiento, de Centrales Hidráulicas, Registro de fallas de la Central Illuchi N° 2

ABSTRACT

This project begins with a theoretical study of the collection of maintenance based on reliability in Chapter 1 as well as the necessary information about the procedure of filling the sheets and work, with the information obtained from the previous Chapter gathering information from both the teams and the operation of the power unit in Chapter 2 was performed, in Chapter 3 the steps and form filling data sheets and working according to international standards that govern the RCM described, in chapter 4 is the context of plant operation as well as an analysis of how causes and effects of faults that might have the system if failed, also log failures and financial cost if it came out of service, just as this chapter was held at the central nondestructive testing based on worksheets performer.

Keywords: Hydro Power, Hydro Power Failures, Maintenance in Hydro Power, failures Registry Central Illuchi No.2

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO RCM

1.1.GENERALIDADES

“Durante los pasados 20 años, el mantenimiento cambió, quizás mucho más que cualquier otra disciplina de gerenciamiento. El cambio se debe a un enorme incremento en el número y variedad de bienes físicos (plantas, equipos, edificios) que deben ser mantenidos alrededor del mundo, diseños mucho más complejos, nuevas técnicas de mantenimiento, y cambiante ideología con respecto a la organización y responsabilidades del mantenimiento. El mantenimiento también responde a expectativas variables.

Estas incluyen el hecho de advertir cada vez más el alto grado en el que las fallas en equipos afectan la seguridad y el medioambiente, una conciencia creciente de la conexión entre mantenimiento y calidad del producto, y una presión cada vez mayor de alcanzar un alto rendimiento de las plantas y controlar los costos. Estos cambios están poniendo a prueba al máximo actitudes y capacidades en todas las ramas de la industria. El personal de mantenimiento se ve obligado a adoptar un nuevo modo de pensar y actuar, como ingenieros y como gerentes. Al mismo tiempo las limitaciones de los sistemas de mantenimiento se están haciendo más evidentes, no importa cuán computarizados estén. Ante la evidencia de esta avalancha de cambios, los jefes de las diversas áreas, están buscando un nuevo método de mantenimiento. Quieren evitar los falsos comienzos y callejones sin salidas que suelen conducir a mayores catástrofes.

En cambio persiguen una estructura estratégica que sintetice los nuevos desarrollos en un patrón coherente, de manera que puedan ser evaluados sensiblemente, permitiendo escoger aquellos que más se adapten a ellos y a sus empresas.” (Moubray, Mantenimiento centrado en la Confiabilidad, 1999)

1.2.TAREAS PROACTIVAS

En Mantenimiento Tradicionalmente, se considera que existen cuatro tipos de mantenimiento distintos Predictivo, Preventivo, Correctivo y Detectivo las

cuales existen muchas definiciones sobre las mismas pero para la aplicación del método RCM se definió las siguientes:

1.2.1. Mantenimiento a condición (Mantenimiento Predictivo)

“En el mantenimiento predictivo o bajo condición, el estado de los componentes mecánicos o eléctricos mediante técnicas de seguimiento y análisis, permitiendo programar las operaciones de mantenimiento "solamente cuando son necesarias". Consiste esencialmente en el estudio de ciertas variables o parámetros relacionados con el estado o condición del medio que se mantiene, como por ejemplo la vibración, temperatura, aceites, aislamientos, etc. El estudio de estos parámetros suministra información del estado de sus componentes y, algo también muy importante, del modo en que está funcionando dicho equipo, permitiendo no sólo detectar problemas de componentes sino también de diseño y de instalación. El objetivo del mantenimiento predictivo es la reducción de los costos de operación y de mantenimiento incrementando la fiabilidad del equipo.

1.2.2. Mantenimiento de sustitución cíclica (Mantenimiento Preventivo)

El mantenimiento preventivo se basa en la sustitución de componentes cuando se supone que se ha agotado la vida de los mismos. El estudio teórico de sus vidas lo suele suministrar el fabricante del equipo, quien normalmente incluye una gama de mantenimiento preventivo, con indicación de sustitución de componentes y cambios en la lubricación. Representa un paso más con respecto al mantenimiento correctivo

Claramente de esta forma se consigue evitar averías, pero se debe tener cuidado con su aplicación, Por otro lado, el mantenimiento preventivo presenta también una serie de inconvenientes

El principal radica en intervenir una máquina que está funcionando correctamente, simplemente porque le toca una revisión. Las máquinas adquieren con su funcionamiento un equilibrio que es difícil de restablecer una vez que interviene en las mismas y con las actuaciones preventivas modificando constantemente este equilibrio de funcionamiento.

1.2.3. Mantenimiento a la rotura (Mantenimiento Correctivo)

Cuando únicamente se realiza un mantenimiento correctivo, el término mantenimiento es sinónimo de "reparación". No quiere ello decir que no pueda existir este tipo de intervenciones, de hecho el fin último de todo tipo de mantenimiento es reparar o sustituir componentes dañados, con la finalidad de alargar la vida útil de la máquina, y para ello son inevitables las intervenciones correctivas. Pero sí es un error centrar todas las actuaciones de mantenimiento con esta única finalidad. Ello sólo presenta una ventaja, el costo de la inversión inicial es prácticamente nulo; no obstante tiene serios inconvenientes:

- Paradas inesperadas que normalmente suelen ocurrir cuando la producción debe ser mayor, es decir, en el peor momento.
- Estas paradas suelen ser catastróficas, ya que suelen producirse roturas importantes. A veces por la pérdida de un rodamiento se puede tener serias roturas en las transmisiones.
- Los costos de reparación de las mismas llegan a ser muy elevados.
- La necesidad de tener piezas de repuesto en almacén se incrementa ante la incertidumbre de qué me puede fallar.
- Los riesgos de accidentes se incrementan.
- Desconocer totalmente el estado de nuestras máquinas.
- Tratar fallos crónicos como habituales sin descubrir el origen del problema, por ejemplo si un rodamiento se deteriora prematuramente y tomar la rutina de sustituirlo, ocultando un posible problema de desalineación o de desequilibrio que puede ser la causa del daño prematuro de este componente.

1.2.4. Mantenimiento de búsqueda de fallas (Mantenimiento Detectivo)

El mantenimiento proactivo o detectivo está basado en los métodos predictivos, pero, para identificar y corregir las causas de los fallos en las máquinas, es necesaria una implicación del personal de mantenimiento.

Estos sistemas sólo son viables si existe detrás una organización adecuada de los recursos disponibles, una planificación de las tareas a realizar durante un período de tiempo, un control exhaustivo del funcionamiento de los equipos que permita acotar sus paradas programadas y el costo a él inherente, y una motivación de los recursos humanos destinados a esta función, acordes al sostenimiento de la actividad industrial actual.

El mantenimiento proactivo puede dar respuesta a cuestiones como la que sigue:

Es posible que aquel rodamiento, cuya vida útil de trabajo es excesivamente corta, esté insuficientemente dimensionado o simplemente no sea el tipo de rodamiento más adecuado para la aplicación que se le está dando.” (SINAIS, 2010)

1.2.5. Selección de tareas proactivas

Habitualmente no es dificultoso decidir si una tarea proactiva es técnicamente realizable o no. Las características de la falla manejan esta decisión, y generalmente son lo adecuadamente claras como para que la decisión sea simplemente cuestión de sí o no, decidir si merece la pena ser realizadas suele requerir más consideraciones. El cual para la seleccionar de tareas proactivas es el siguiente:

a. Tareas a Condición

“Las tareas a condición son consideradas primero en el proceso de selección de tareas, por las siguientes razones:

- Casi siempre pueden ser realizadas sin desplazar el activo físico de su ubicación y normalmente mientras continúa funcionando. Esto implica que raramente interfieren con el proceso de producción. También son fáciles de organizar.
- Identifican condiciones específicas de falla potencial, de modo que se puede definir claramente la acción correctiva antes de que comience el trabajo. Esto reduce la cantidad de trabajos de reparación, y hace posible realizarlos más rápidamente.

- El identificar el punto de falla potencial en los equipos, les permite cumplir con casi toda su vida útil

b. Tareas de sustitución cíclica

La sustitución cíclica normalmente es la menos costo-eficaz de las tres tareas proactivas. Sin embargo cuando es técnicamente factible, posee algunas características deseables. Puede ocurrir que los límites de vida segura sean capaces de prevenir ciertas fallas críticas, mientras que un límite de vida económica puede reducir la frecuencia de fallas funcionales con consecuencias económicas mayores. Sin embargo, estas tareas sufren de las mismas desventajas que las tareas de reacondicionamiento cíclico.

c. Tareas de reacondicionamiento cíclico

Si no puede encontrarse una tarea a condición apropiada para una falla en particular, la opción siguiente es una tarea de reacondicionamiento cíclico. Ésta también debe ser técnicamente factible, por lo que las fallas deben estar concentradas alrededor de una edad promedio. Si lo están, el reacondicionamiento cíclico antes de esta edad puede reducir la incidencia de fallas funcionales. Esto puede ser costo eficaz para fallas con consecuencias económicas mayores, o si el costo de realizar las tareas de reacondicionamiento cíclico es significativamente menor al costo de reparar la falla funcional. Las desventajas del reacondicionamiento cíclico son que:

- Solamente puede realizarse deteniendo el elemento y generalmente enviándolo al taller, por lo que estas tareas casi siempre afectan de alguna manera a la producción.
- El límite de edad se aplica a todos los elementos, entonces muchos elementos o componentes que podrían haber sobrevivido más tiempo serán removidos.
- Las tareas de reacondicionamiento involucran trabajos de taller, por lo que generan una carga mucho mayor que las tareas a condición

No obstante, el reacondicionamiento cíclico es más conservador que la sustitución cíclica porque supone reacondicionar cosas en vez de tirarlas.” (Moubray, Mantenimiento centrado en la Confiabilidad, 1999, pág. 9)

1.3. CAUSAS DE FALLAS (MODOS DE FALLAS)

Al tratar de identificar los modos de falla que poseen más evento de producir la pérdida de una función según Moubray, esto permitirá comprender exactamente qué es lo que se puede localizar al tratar de prevenir la falla con tan solo analizarlo y categorizarlo .

“Cuando se está realizando este pasó, es importante identificar cuál es el origen de cada falla. Esto asegura que no se malgaste el tiempo y el esfuerzo tratando los síntomas en lugar de las causas. Al mismo tiempo, cada modo de falla debe ser considerado en el nivel más apropiado, para asegurar que no se malgasta demasiado tiempo en el análisis de falla en sí mismo.

1.3.1. Análisis de modos de falla

Un modo de falla podría ser definido como cualquier evento que pueda causar la falla de un activo físico (o sistema o proceso). Para entender de mejor manera es necesario distinguir entre "una falla funcional" (un *estado* de falla) y un "modo de falla" (un *evento* que puede causar un estado de falla). *Esta distinción lleva a definir un modo de falla: como cualquier evento que causa una falla funcional.* La mejor manera de mostrar la conexión y la diferencia entre, estados de falla y los eventos que podrían causarlos es, primero, hacer un listado de fallas funcionales, y luego registrar los modos de falla que podrían causar cada falla funcional, la descripción del modo de falla debe consistir de un sustantivo y un verbo. La descripción debe contener los detalles suficientes para poder seleccionar una estrategia de manejo de falla apropiada, pero no demasiados dado que ya se pierden grandes cantidades de tiempo en el proceso de análisis por sí solo por ejemplo:

Las órdenes de trabajo o pedidos de trabajo surgen para cubrir modos de falla específicos.

El planeamiento del mantenimiento día por día trata de hacer planes para abordar modos de falla específicos.

- En la mayoría de las empresas industriales el personal de mantenimiento y operaciones tiene reuniones cada día. Las reuniones

casi siempre consisten en discusiones acerca de lo que ha fallado, qué las causó, quién es responsable, qué se está haciendo para reparar el problema y a veces, qué puede hacerse para prevenir que vuelva a suceder. Entonces casi toda la reunión se destina a hablar acerca de los modos de falla.

- En gran medida, los sistemas de registro del historial técnico registran modos de falla individuales (o al menos qué fue hecho para rectificarlos).

En la mayoría de estos casos, estos modos de falla son discutidos, registrados, y manejados luego de haber ocurrido. Tratar fallas después de que hayan ocurrido es por supuesto la esencia del mantenimiento reactivo. Por otro lado el mantenimiento proactivo significa manejar los eventos antes de que ocurran, o al menos decidir cómo debieran ser manejados si llegaran a ocurrir. Para ello se debe saber por adelantado que eventos tienen posibilidades de ocurrir. Los "eventos" en este contexto son los modos de falla.

1.3.2. Categorías de modos de falla

Si se acepta que el mantenimiento significa asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que haga, entonces un programa de mantenimiento global debe tener en cuenta todos los eventos que tienen posibilidades de amenazar esa funcionalidad. Los modos de falla pueden ser clasificados en tres grupos de la siguiente manera:

- Cuando la capacidad cae por debajo del funcionamiento deseado.
- Cuando el funcionamiento deseado se eleva más allá de la capacidad inicial.
- Cuando desde el comienzo el activo físico no es capaz de hacer lo que se quiere.

Cada una de estas categorías es analizada a continuación:

a. Categoría 1: Capacidad decreciente

La primera categoría de modos de falla cubre las situaciones en las que, al comenzar, la capacidad está por arriba del funcionamiento deseado, pero

luego decae cuando el activo físico es puesto en servicio, quedando por debajo del funcionamiento deseado. Las cinco causas principales de capacidad reducida son:

- Deterioro;
- Fallas de lubricación;
- Polvo o suciedad;
- Errores humanos que reducen la capacidad.

Análisis de las causas principales de Modos de Falla

El deterioro cubre todas las formas de desgaste normal (fatiga, corrosión, abrasión, erosión, evaporación, degradación de aislantes, etc.) Estos modos de falla podrían por cierto ser incluidos en una lista de modos de falla cuando se consideren razonablemente probables.

- Fallas de Lubricación: la lubricación se asocia con dos tipos de modos de falla. La primera tiene relación con la falta de lubricante, y la segunda se relaciona con la falla del lubricante mismo.
- Polvo o Suciedad: la tierra o el polvo es una causa de falla común y generalmente previsible. Por ello las fallas ocasionadas por suciedad deberían estar registradas en el análisis de modos de falla y sus efectos (AMFE) cuando se piense que es probable que causen cualquier falla funcional.
- Desarme: si los componentes se caen o salen de las máquinas, si los conjuntos o máquinas enteras se desarman, las consecuencias son usualmente serias, por lo que estos modos de falla deben ser registrados. Esto incluye la falla de soldaduras, uniones soldadas, remaches, bulones, conexiones eléctricas o accesorios de cañerías.
- Errores humanos que reducen la capacidad: como su nombre lo indica, se refiere a errores que reducen la capacidad del proceso hasta que le es imposible funcionar según los requerimientos del usuario. Si se sabe que ocurren estos modos de falla, deberían ser registrados en el análisis de modos de falla y sus efectos (AMFE), para que más tarde

en el proceso puedan tomarse las de manejo de falla decisiones adecuadas.

b. Categoría 2: Aumento del esfuerzo aplicado

La segunda categoría de modos de falla ocurre cuando el funcionamiento deseado está dentro de la capacidad del activo físico cuando éste es puesto en servicio, pero posteriormente aumenta hasta quedar encima de la capacidad. Esto hace que el activo físico falle de una de éstas dos maneras:

- El funcionamiento deseado aumenta hasta que el activo físico no puede responder a él, o;
- El aumento del esfuerzo causa que se acelere el deterioro hasta el punto en que el activo físico se torna tan poco confiable que deja de ser útil.

Esto ocurre debido a cuatro razones, tres de las cuales implican algún tipo de error humano:

Una sobrecarga deliberada prolongada;

- Una sobrecarga no intencional prolongada;
- Una sobrecarga no intencional repentina;
- Material del proceso o de empaque incorrecto.

c. Categoría 3: Capacidad inicial

A menudo surgen situaciones en las que el funcionamiento deseado está fuera del rango de capacidad inicial desde el comienzo. Este problema de incapacidad rara vez afecta al activo físico en su totalidad. Usualmente afecta sólo una o dos funciones o uno o dos componentes, pero estos puntos débiles perjudican la operación de toda la cadena. El primer paso hacia la rectificación de un problema de diseño de esta naturaleza es registrarlos como modos de falla en un AMFE.” (Moubray, Introducción al RCM, 2003, pág. 10)

1.4. EFECTOS DE FALLA

Al identificar los modos de falla, los efectos de las fallas igualmente deben registrarse ya que esto permitirá decidir la importancia de cada falla, y por lo

tanto qué nivel de mantenimiento será necesario. Un efecto de fallo expresa qué sucedería de ocurrir el fallo.

Dentro de los efectos se incluye: la evidencia de que se ha producido el fallo, de qué forma puede afectar a la seguridad o al medio ambiente, si afecta la producción/servicio y que debe hacerse para corregir el fallo y el tiempo necesario.

“El proceso de contestar sólo a las cuatro primeras preguntas produce oportunidades sorprendentes y a menudo muy importantes de mejorar el funcionamiento y la seguridad, y también de eliminar errores. También mejora enormemente los niveles generales de comprensión acerca del funcionamiento de los equipos

1.4.1. Evidencia de falla

Los efectos de las fallas deben describirse de tal forma que permita a los analistas RCM decidir si la falla será evidente a los operarios en el desempeño de sus tareas normales. Por ejemplo, la descripción debe indicar si la falla hace que se enciendan alarmas luminosas o sonoras (o ambas), y si el aviso se produce en el panel local o en la sala de control (o en ambos). Asimismo la descripción debe indicar si la falla va acompañada o precedida por efectos físicos obvios, tales como ruidos fuertes, incendio, humo, fugas de vapor, olores extraños o manchas de líquido en el suelo. También debe indicar si la máquina deja de funcionar como consecuencia de la falla. Al tratarse de dispositivos protectores, la descripción debe indicar brevemente qué pasaría si fallase el dispositivo protegido mientras el dispositivo de seguridad (protector) se encontrase inutilizado.

1.4.2. Acción correctiva

Los efectos de falla también deben indicar qué debe hacerse para reparar la falla.

Fuentes de Información acerca de Modos y Efectos

Al considerar de dónde obtener la información necesaria para armar un AMFE (Failure Mode and Effect Analysis) completo, se debe recordar la necesidad de ser proactivos. Esto significa que debe darse tanto énfasis a lo que podría ocurrir como a lo que ha ocurrido. Las fuentes de información más comunes se describen a continuación:

- El fabricante o proveedor del equipo: deben participar con técnicos experimentados en el campo para trabajar a la par de las personas que eventualmente operarán y mantendrán el activo físico, para desarrollar un AMFE que sea satisfactorio para ambas partes.
- Listas genéricas de modos de falla: las listas de modos de falla "genéricas" son listas de modos de falla, o a veces AMFE completos, preparados por otras personas. Pueden cubrir sistemas enteros, pero frecuentemente cubren sólo un activo físico, o un solo componente. Estas listas genéricas a veces son consideradas como una manera de acelerar esta parte del proceso de RCM.

Deben ser abordadas con precaución debido a los siguientes motivos:

- El nivel de análisis puede ser inapropiado;
- El contexto operacional puede ser diferente;
- Los parámetros de funcionamiento pueden cambiar.

Estos tres puntos significan que, de utilizarse una lista genérica de modos de falla, sólo debe ser usada para reforzar un AMFE de contexto específico, y nunca utilizado por sí solo como una lista definitiva.

1.4.3. Registro de efecto de falla

Los efectos de falla se registran en la última columna de la Hoja de Información, junto al modo de falla correspondiente." (ALADON, Reliability Centred Maintenance, 1999, págs. 6-11)

1.5. CONSECUENCIAS DE LA FALLA

Determinado las funciones, las fallas funcionales, los modos de falla y los efectos de los mismos en cada elemento significativo, el siguiente paso en el RCM es examinar la jerarquía de cada falla ya que es necesario tratar de prevenirlas y evitar esto detectando las fallas no evidentes y ocultas promoviendo rutinas y disponibilidad del equipo, Una función evidente es aquella cuya falla finalmente e inevitablemente será evidente por sí sola a los operadores en circunstancias normales. No obstante, algunas fallas ocurren de tal forma que nadie sabe que el elemento se ha averiado a menos que se produzca alguna otra falla. Esto significa que una función oculta es aquella cuya falla no se hará evidente a los operarios bajo circunstancias normales, si se produce por sí sola.

1.5.1. Funciones ocultas y evidentes

“Los equipos suelen tener dispositivos de protección, es decir, dispositivos cuya función principal es la de reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles, detectores de humo, dispositivos de detención por sobre velocidad / temperatura / presión, etc.).

Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nadie ni nada ponga en evidencia que la falla ha ocurrido. (Por ejemplo, un extintor contra incendios puede ser hoy incapaz de apagar un incendio, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre el incendio).

Una válvula de alivio de presión en una caldera puede fallar de tal forma que no es capaz de aliviar la presión si esta excede la presión máxima, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre la falla que hace que la presión supere la presión máxima.) Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse a la falla ó para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo de protección esta para aliviar.

a. Consecuencias de fallas ocultas

Las fallas ocultas no tienen un impacto directo, pero exponen a la organización a fallas múltiples con consecuencias serias y hasta catastróficas, la mayoría están asociadas a sistemas de protección inherente.

b. Fallas ocultas y dispositivos de seguridad

Se debe iniciar por indicar que los dispositivos de seguridad o de protección funcionan en una de cinco maneras:

Alertar a los operadores ante condiciones anormales;

- Parar el equipo en caso de falla;
- Eliminar o aliviar las condiciones anormales originadas por una falla y que de otra manera podrían causar daños más serios;
- Asumir control de una función que ha fallado;
- Prevenir que surjan situaciones peligrosas.

La función esencial de estos dispositivos es la de garantizar que las consecuencias de la falla de la función protegida sean mucho menos graves de lo que serían si no hubiera protección. Entonces cualquier dispositivo de seguridad es de hecho parte de un sistema con al menos dos componentes:

- La función protectora (el dispositivo de seguridad)
- La función protegida

La existencia de tales sistemas crea dos tipos de posibilidades de falla, dependiendo de si el dispositivo de seguridad tiene seguridad inherente o no.

c. La disponibilidad que requieren las funciones ocultas

Una de las conclusiones más importantes a la que se ha llegado hasta ahora es que la única consecuencia directa de una falla oculta es un incremento en la exposición al riesgo de una falla múltiple. Y ya que es esta última la que más se desea evitar, un elemento clave del desempeño requerido de una función oculta debe estar vinculado con la falla múltiple asociada. Se ha visto que cuando un sistema está protegido por un dispositivo

sin seguridad inherente, sólo ocurre una falla múltiple si el dispositivo protegido falla mientras el dispositivo de seguridad se encuentra fallando.

Un elemento crucial del funcionamiento requerido de cualquier función oculta es la disponibilidad requerida para reducir la probabilidad de la falla múltiple asociada a un nivel aceptable. La discusión anterior sugiere que esta disponibilidad puede determinarse en las tres etapas siguientes:

Primero establecer qué probabilidad de falla múltiple está preparada a tolerar la organización;

Luego determinar la probabilidad de que falle la función protegida en el período en cuestión (esto también se conoce como índice de demanda);

Finalmente, determinar qué disponibilidad debe lograr la función oculta para reducir la probabilidad de la falla múltiple al nivel requerido.

d. Mantenimiento de rutina y funciones ocultas

En un sistema que incorpora un dispositivo de seguridad con seguridad inherente, la probabilidad de una falla múltiple puede ser reducida de la siguiente manera:

Reducir la frecuencia de falla de la función protegida:

- Haciendo algún tipo de mantenimiento proactivo.
- Cambiando la manera en que se opera la función protegida
- Cambiando el diseño de la función protegida.

Incrementar la disponibilidad del dispositivo de protección:

- Haciendo algún tipo de mantenimiento proactivo.
- Verificando periódicamente si el dispositivo de protección ha fallado.
- Modificando el dispositivo de protección.

e. Prevenir la falla de la función protegida

Se ha visto que la probabilidad de una falla múltiple está en parte basada en la frecuencia de falla de la función protegida. Esto, casi con certeza, puede ser reducido mejorando el mantenimiento o la operación del dispositivo

protegido o, como último recurso, cambiando el diseño, prevenir la falla oculta para prevenir una falla múltiple, se debe tratar de asegurar que la función oculta no se encuentre en estado de falla si y cuando falla la función protegida.

Si pudiera encontrarse una tarea proactiva que fuera lo suficientemente buena como para asegurar un 100% de disponibilidad del dispositivo protector, entonces una falla múltiple es teóricamente imposible. En la práctica, es poco probable que alguna tarea proactiva pudiera lograr que una función alcanzara una disponibilidad de 100% indefinidamente, entonces; para fallas ocultas, merece la pena realizar una tarea proactiva si asegura la disponibilidad necesaria para reducir la probabilidad de una falla múltiple a un nivel tolerable.

f. Detectar la falla oculta

Si no se logra encontrar de una manera adecuada de prevenir una falla oculta, todavía es posible reducir el riesgo de una falla múltiple revisando la función oculta periódicamente para saber si sigue funcionando. Si ésta revisión (llamada tarea de “búsqueda de falla”) es llevada a cabo a intervalos adecuados y si la función es restaurada en cuanto se descubre que está defectuosa, todavía es posible asegurar altos niveles de disponibilidad.” (Cruz, 2011, págs. 36-40)

1.5.2. Categorías de fallas evidentes

Las fallas evidentes se clasifican en tres grupos tales como consecuencias para la seguridad y el medio ambiente, consecuencias operacionales y consecuencias no operacionales ya que el RCM debe asegurar la seguridad tanto del personal como para el medio ambiente.

a. Consecuencias en la seguridad y el medio ambiente:

“Una falla tiene consecuencias sobre la seguridad si puede afectar físicamente a alguien. Tiene consecuencias sobre el medioambiente si infringe las normas gubernamentales relacionadas con el medio ambiente. RCM considera las repercusiones que cada falla tiene sobre la seguridad y el medio ambiente, y lo paseantes de considerar la cuestión del funcionamiento. Pone a las personas por encima de la problemática de la producción

b. Consecuencias operacionales

Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (capacidad, calidad del producto, servicio al cliente o costos industriales en adición al costo directo de la reparación). Estas consecuencias cuestan dinero, y lo que cuesten, Sugiere cuanto se necesita gastar en tratar de prevenirlas.

c. Consecuencias que no son operacionales

Las fallas evidentes que caen dentro de esta categoría no afectan ni a la seguridad ni la producción, por lo que el único gasto directo es el de la reparación. Si una falla tiene consecuencias significativas en los términos de cualquiera de estas categorías, es importante tratar de prevenirlas. Por otro lado, si las consecuencias no son significativas, entonces no merece la pena hacer cualquier tipo de mantenimiento sistemático que no sea el de las rutinas básicas de lubricación y servicio. Por eso en este punto del proceso del RCM, es necesario preguntar si cada falla tiene consecuencias significativas. Si no es así, la decisión normal a falta de ellas es un mantenimiento que no sea sistemático. Si por el contrario fuera así, el paso siguiente sería preguntar qué tareas sistemáticas (si las hubiera) se deben de realizar. Sin embargo, el proceso de selección de la tarea no puede ser revisado significativamente sin considerar primero el modo de la falla y su efecto sobre la selección de los diferentes métodos de prevención.” (Moubray, Introducción al RCM, 2003)

1.6.TAREAS DE MANTENIMIENTO

1.6.1. Tareas proactivas

La mejor manera de optimizar la disponibilidad de la planta es realizar mantenimiento proactivo de rutina según su vida útil con un debido seguimiento de los activos como se aprecia y se justifica a continuación.

“El pensamiento de la segunda generación sugiere grandes reparaciones o reposiciones de componentes a intervalos fijos. La Figura N° 1.1. Muestra la perspectiva de la falla a intervalos regulares.

Se basa en la presunción de que la mayoría de los equipos operan confiablemente por un período “x” y luego se desgastan. El pensamiento

clásico sugiere que los registros extensivos acerca de las fallas nos permiten determinar y planear acciones preventivas un tiempo antes de que ellas ocurran.

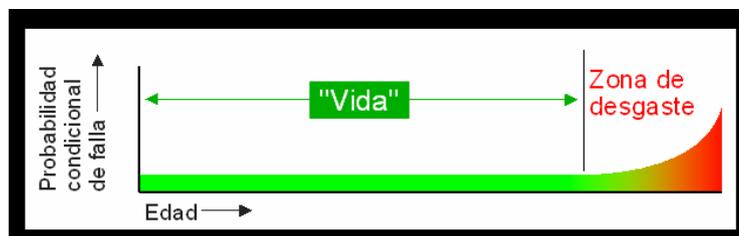


Figura 1.1: La perspectiva Tradicional de falla

Este patrón es cierto para algunos tiempos de equipos simples y para algunos ítems complejos con modos de fallas dominantes. En particular, las características de desgastes se encuentran a menudo en casos en los equipos tiene contactos directo con el producto. Las fallas relacionadas con la edad frecuentemente van asociadas a la fatiga, corrosión, abrasión y evaporación.” (Industrial, 2007, pág. 4)

1.6.2. Edad y deterioro

Un activo físico que cumple una función que lo pone en contacto con el mundo real estará sujeto a una variedad de esfuerzos los mismos que pueden ser medidos de varias maneras como la cantidad producida, distancia recorrida, ciclos operacionales cumplidos, tiempo calendario o tiempo de funcionamiento por lo que se hace necesario designar patrones de falla y vida útil según la confiabilidad especificada a continuación

a. Patrones de falla

“Las gráficas relacionan la edad con la probabilidad condicional de falla, no es una gráfica de supervivencia, ni de frecuencia de fallas, lo que muestra es la probabilidad de que la causa de falla que no haya ocurrido hasta el período de análisis vaya a ocurrir.

A continuación se muestran con la estrategia recomendada tal como lo exponen Nowlan & Heap.

PATRONES DE FALLA	
<p>A  Patrón A</p>	<p>El modelo A es conocido “curva de bañera”. Comienza con una probabilidad de falla alta (conocida como mortalidad infantil) seguida por una frecuencia de falla que aumenta gradualmente o que es constante, y luego por una zona de desgaste</p>
<p>B  Patrón B</p>	<p>El modelo B muestra una probabilidad de falla constante o ligeramente ascendente, y termina en una zona de desgaste. Es conocido como “el punto de vista tradicional”; pocas fallas aleatorias terminando en una zona de desgaste.</p>
<p>C  Patrón C</p>	<p>El modelo C muestra una probabilidad de falla ligeramente ascendente, pero no hay una edad de desgaste definida que sea identificable, en orden de trabajos, hay un incremento constante incremento en la probabilidad de falla.</p>
<p>D  Patrón D</p>	<p>El modelo D muestra una probabilidad de falla baja cuando el componente es nuevo o se acaba de instalar, seguido de aumento rápido a un nivel constante</p>
<p>E  Patrón E</p>	<p>El modelo E muestra una probabilidad constante de falla en todas las edades (falla aleatoria), es decir, no existe ninguna relación entre la edad de los equipos y la probabilidad de que fallen.</p>
<p>F  Patrón F</p>	<p>El modelo F comienza con una mortalidad infantil muy alta, que desciende finalmente hasta un comportamiento aleatorio de la probabilidad de fallas.</p>

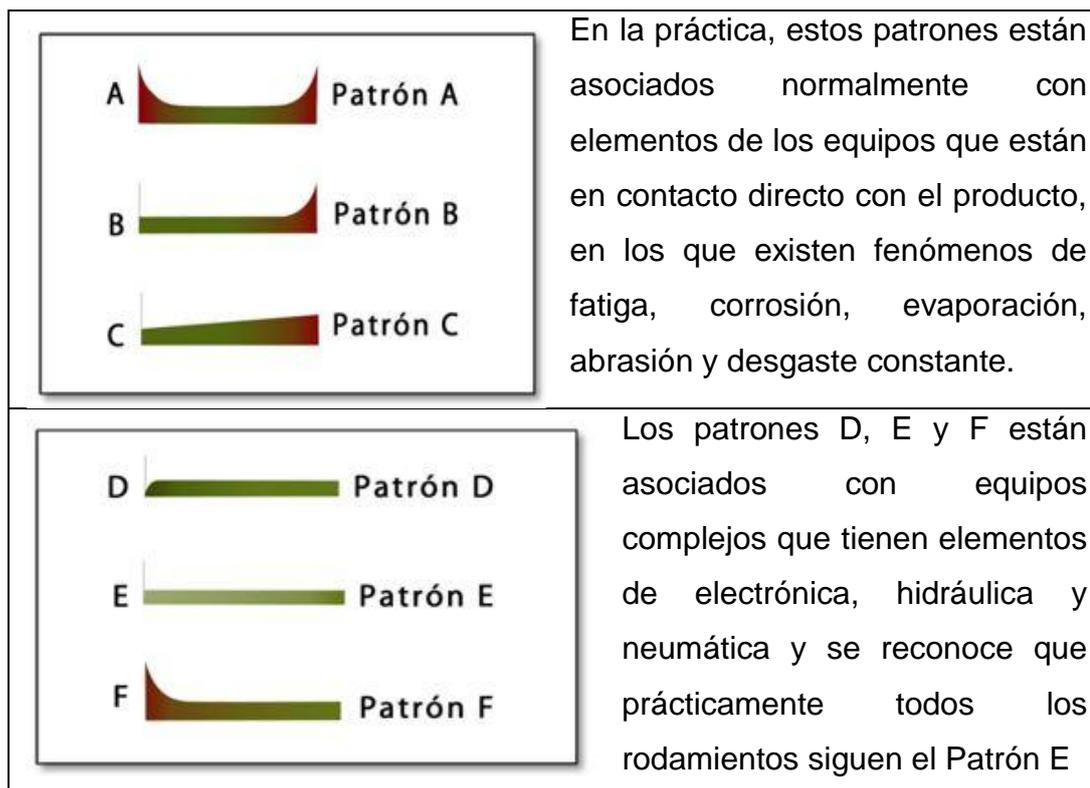


Figura 1.2: Patrones de falla

Este caso real de aplicación sensata de la información demostró que los distintos elementos fallan de diferente manera y que aún un elemento particular puede fallar de diversas maneras. De un modo más simple; no es lo mismo cambiar un elemento porque “va a fallar” o cambiarlo “porque falló”, que cambiarlo, porque se cumplió una frecuencia “antes de que fallara”; no es lo mismo un elemento que falló por desgaste, a uno que falló por mala instalación o uno dañado por un accidente.” (Pérez, 2013)

b. Procesos de fallas potenciales

“Aunque muchos modos de falla no se relacionan con la edad, la mayoría de ellos da algún tipo de advertencia de que están en el proceso de ocurrir, o de que están por ocurrir. Si puede encontrarse evidencia de que algo está en las últimas instancias de la falla, podría ser posible actuar para prevenir que falle completamente y/o evitar las consecuencias. Para ilustrar lo que sucede en las etapas finales de la falla se construye la curva P-F la cual muestra como comienza la falla, cómo se deteriora al punto en que puede ser detectada (punto “P”) y luego, si no es detectada y corregida, continúa deteriorándose,

generalmente a una tasa acelerada hasta que llega al punto de falla funcional ("F") como se observa en la Figura 1.3.

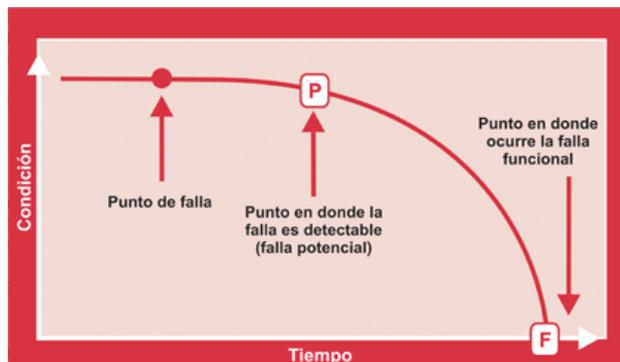


Figura 1.3: Curva P-F

El punto del proceso de la falla en el que es posible detectar si la falla está ocurriendo o si está a punto de ocurrir se conoce como falla potencial.

Si se detecta una falla potencial, entre el punto P y el punto F, es posible que pueda actuarse para prevenir o evitar las consecuencias de la falla funcional, las tareas asociadas con dicha acción se conocen como tareas a condición consistentes en chequear si hay fallas potenciales, para que se pueda actuar para prevenir la falla funcional o evitar las consecuencias de la falla funcional.

Se llaman tareas a condición porque los elementos que se inspeccionan se dejan en servicio

A condición de que continúen cumpliendo con los parámetros de funcionamiento especificados.

- **Tiempo medio entre fallas (MTBF) o confiabilidad**

Este indicador permite medir la frecuencia entre fallas promedio transformándose en una medida de la confiabilidad de los equipos o dispositivos.

$$MTBF = \frac{\#Equipos \times \text{Tiempo operativo}}{\#De fallas} \quad (1.1)$$

- **Disponibilidad (DISP)**

La disponibilidad de un equipo o activo se define como el porcentaje de tiempo en que está operativo, o disponible a funcionar en cualquier instante. Las unidades de medida pueden ser horas, días, etc.

$$\text{DISP} = \frac{\text{Tiempo de Operación} - \text{Tiempo de Parada}}{\text{Tiempo de Operación}} \quad (1.2)$$

- **Intervalos de búsqueda de falla (FFI)**

En inglés Failure Finding Interval y está dado por la expresión:

$$\text{FFI} = 2 \times (100\% - \text{Disp}\%) \times \text{MTBF} \quad (1.3)$$

d. El Proceso de selección de tareas

El proceso de selección de tareas proactivas se lo encuentra en el diagrama de decisión de RCM anexo No. 7. En él se describe el orden de preferencia de las tareas, éste orden de preferencia básico es válido para la gran mayoría de los modos de falla, pero no es aplicable para todos los casos. Si una tarea de orden inferior resulta claramente más costo-eficaz para manejar la falla que una tarea de orden superior, entonces debe ser seleccionada la tarea de orden inferior. (ALADON, Reliability Centred Maintenance, 1999, págs. 9-10)

1.7. ACCIONES “A FALTA DE”

Si las tareas metodológicas son técnicamente realizables el procedimiento de RCM nos pregunta si vale la pena hacerlas, la respuesta dependerá de las consecuencias de las fallas que se desea prevenir y esto se lograra con la búsqueda de la falla y una tarea que evite que esto suceda como Moubray nos indica.

“Al hacer esta pregunta, el RCM combina la evaluación de la consecuencia con la selección de la tarea en un proceso único de decisión, basado en los principios siguientes:

- Una acción que signifique prevenir la falla de una función no evidente sólo valdrá la pena hacerla si reduce el riesgo de una falla múltiple asociado con esa función a un nivel bajo aceptable. Si no se puede encontrar una acción sistemática apropiada, se debe llevar a cabo la tarea de búsqueda de fallas.
- Una acción que signifique el prevenir una falla que tiene consecuencias en la seguridad o el medio ambiente merecerá la pena hacerla si reduce el riesgo de falla en sí mismo a un nivel realmente bajo, o si lo suprime por completo. Si no se puede encontrar una tarea que reduzca el riesgo de falla a un nivel bajo aceptable, el componente debe rediseñarse. Si la falla tiene consecuencias operacionales, sólo vale la pena realizar una tarea sistemática si el costo total de hacerla durante cierto tiempo es menor que el costo de las consecuencias operacionales y el costo de la reparación durante el mismo período de tiempo. Si no es justificable, la decisión “a falta de” será el no mantenimiento sistemático. (Si esto ocurre y las consecuencias operacionales no son aceptables todavía, entonces la decisión “a falta de” secundaria sería rediseñar de nuevo).
- De forma similar, si una falla no tiene consecuencias operacionales sólo vale la pena realizar la tarea sistemática si el costo de la misma durante un período de tiempo es menor que el de la reparación durante el mismo período. Si no son justificables, la decisión inicial “a falta de” sería de nuevo el no mantenimiento sistemático, y si el costo de reparación es demasiado alto, la decisión “a falta de” secundaria sería volver a diseñar de nuevo.

Después analizar los modos de falla a través de la lógica mencionada anteriormente, los expertos deben luego consolidar las labores en un plan de mantenimiento para el sistema. Este es el "producto final" del RCM. Cuando esto ha sido producido, el encargado del mantenimiento y el operador deben continuamente esforzarse por optimizar el producto.

1.7.1. Acciones "a falta de"

“La última pregunta del proceso RCM cuestiona sobre ¿Qué debería hacerse si no puede encontrarse una tarea proactiva adecuada? Las acciones a falta de se clasifican como se muestra en la Figura 1.4



Figura 1.4: Acción a falta de

Una vez no ha sido posible encontrar una tarea proactiva, “las acciones a falta de” entran a desempeñar su rol dentro del proceso RCM, y su elección dependerá de si el modo de falla es evidente o no, y de las consecuencias del mismo como se muestra en el diagrama de decisión del RCM.

1.7.2. Búsqueda de falla

Existe una familia de tareas de mantenimiento que no forman parte de ninguna de las categorías conocidas correctivo, preventivo y predictivo. Por ejemplo, cuando se activa la alarma de incendio periódicamente, no se está revisando si está fallando, no se está reacondicionando o reemplazando, ni tampoco se está reparando, simplemente se está chequeando si todavía funciona.

Las tareas diseñadas para chequear si algo todavía funciona se conocen como tareas de búsqueda de falla o chequeos funcionales – tareas defectivas.

La búsqueda de fallas se aplica sólo a fallas ocultas o no reveladas, y estas solo afectan a los dispositivos de protección.

El objetivo de la búsqueda de falla es dar la tranquilidad de que un dispositivo de seguridad proveerá la protección requerida si fuese necesario. No se está verificando si el dispositivo se ve bien, se está chequeando si todavía funciona. La búsqueda de fallas es técnicamente factible si:

- Es posible realizar la tarea
- La tarea no incrementa el riesgo de una falla múltiple
- Es práctico realizar la tarea al intervalo requerido

El objetivo de una tarea de búsqueda de falla es reducir la probabilidad de la falla múltiple asociada con la función oculta a un nivel tolerable. Solo merece la pena realizarla si se logra este objetivo como se presenta en la Figura 1.5.
 “ (Moubray, Introducción al RCM, 2003, págs. 14-17)

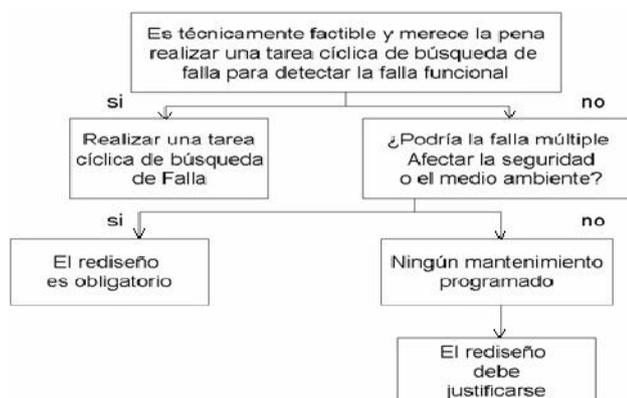


Figura 1.5: Proceso de decisión búsqueda de falla

1.8. 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.

1.8.1. Vinculación de consecuencias y tareas

1.8.2. El proceso de decisión de RCM

“La Hoja de Decisión de RCM se observa en el Figura N° 1.6. Se muestra cómo la Hoja de Decisión permite registrar las respuestas a las preguntas formuladas en el Diagrama de Decisión:

Qué mantenimiento de rutina (si lo hay) será realizado, con qué frecuencia será realizado y quién lo hará.

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.

Central Hidroeléctrica Paute		ELEMENTO										Nº	Realizado por	Fecha:	Hoja: 1			
HOJA DE DECISION RCM II		COMPONENTE										Ref:	Revisado por:	Fecha:	día:			
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tareas "a falta de"			Tareas Propuestas			Frecuencia	Inicial	A realizar por
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3	H4	H5	S4			

Figura 1.6: Encabezado de La hoja de decisión de RCM

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. Se utilizan para correlacionar las referencias entre las Hojas de Información y las Hojas de Decisión, como lo muestra la Figura N° 1.7

Central Hidroeléctrica Paute		ELEMENTO													
HOJA DE INFORMACIÓN RCM II		Sistema de bombeo de agua de refrigeración													
COMPONENTE															
FUNCIÓN					FALLA FUNCIONAL (Pérdida de función)					MODO DE FALLA (Causa de falla)					
1	Transferir agua del tanque X al tanque Y a no menos de 800 litros por minuto				A	Incapaz de transferir agua en absoluto				1	Se agarrota el cojinete por el uso y desgaste normal				

Central Hidroeléctrica Paute		ELEMENTO																
HOJA DE DECISION RCM II		Sistema de bombeo																
COMPONENTE																		
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tareas "a falta de"								
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3	H4	H5	S4			
1	A	1																

Figura 1.7: Correlación entre las hojas de información y decisión.

Los encabezamientos de las próximas diez columnas se refieren a las preguntas del diagrama de decisión de RCM del ANEXO N° 8, como sigue:

- Las columnas tituladas H, S, E, O, (y N) son utilizadas para registrar las respuestas a preguntas concernientes a las consecuencias de cada modo de falla.

- Las tres columnas siguientes (tituladas H1, H2, H3, etc.) registran si ha sido seleccionada una tarea proactiva, y si es así, qué tipo de tarea.
- Si se hace necesario responder cualquiera de las preguntas "a falta de" las columnas encabezadas con H4 y H5, o la S4, permiten registrar esas respuestas.

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.

a. Consecuencias de falla

Los significados precisos de las preguntas H, S, E, y O del Diagrama de Decisión, se vieron en el capítulo de tareas proactivas. Estas preguntas se hacen para cada modo de falla, y las respuestas son registradas en la Hoja de decisión, basándose en lo que muestra la Figura N° 1.8.

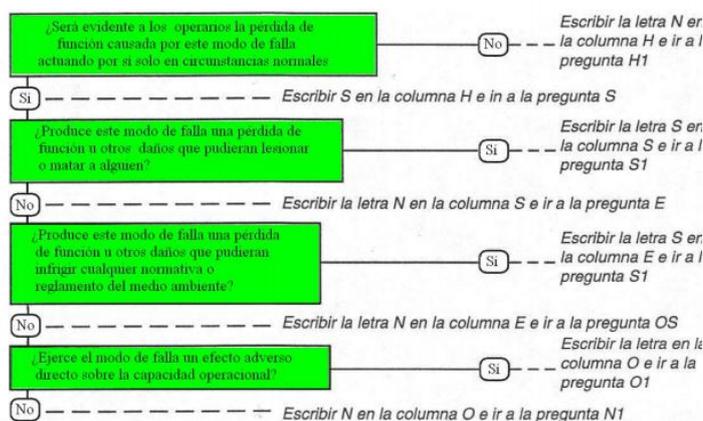


Figura 1.8: Como se registran las consecuencias en la Hoja de Decisión.

En la Figura 1.9. Muestra cómo se registran las respuestas a estas preguntas en la Hoja de Decisión. Se debe notar que:

Cada modo de falla es ubicado en una sola categoría de consecuencias. Entonces si es clasificado como que tiene consecuencias ambientales, no se evalúa también sus consecuencias operacionales (al menos cuando se realiza

el primer análisis de un activo físico cualquiera). Esto significa que, por ejemplo, si se registra una "S" en la columna E, no se registra nada en la columna O. una vez que las consecuencias del modo de falla han sido categorizadas, el próximo paso es buscar una tarea proactiva adecuada. En el diagrama de decisión también se resume el criterio utilizado para decidir si merece la pena realizar tales tareas.

Referencia de información			Evaluación de consecuencias					
F	FF	FM	H	S	E	O		
3	A	1	N	-	-	-	-	Una falla oculta: Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva (predictiva o preventiva) debe reducir a un nivel tolerable el riesgo de una falla múltiple
5	B	2	S	S	-	-	-	Consecuencias para la seguridad: Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe reducir a un nivel tolerable el riesgo de esta falla por sí sola
2	C	4	S	N	S	-	-	Consecuencias para el medio ambiente: Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe reducir el riesgo a un nivel tolerable de esta falla por sí sola
1	A	5	S	N	N	S	-	Consecuencias operacionales: Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe costar menos que el costo total de las consecuencias operacionales más el costo de la reparación que pretende prevenir a través de un período de tiempo
1	B	3	S	N	N	N	-	Consecuencias no operacionales: Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe costar menos que el costo de reparación que pretende prevenir a través de un período de tiempo

Figura 1.9: Consecuencias de falla

b. Tareas proactivas

De la octava columna a la décima son utilizadas para registrar si ha sido seleccionada una tarea proactiva, de la siguiente manera:

- La columna titulada H1/S1/O1/N1 es utilizada para registrar si se pudo encontrar una tarea a condición apropiada para anticipar el modo de falla a tiempo como para evitar las consecuencias.
- La columna titulada H2/S2/O2/N2 es utilizada para registrar si se pudo encontrar una tarea de reacondicionamiento cíclico apropiada para prevenir las fallas.

- La columna titulada H3/ S3/ O3/ N3 es utilizada para registrar si se pudo encontrar una tarea de sustitución cíclica para prevenir las fallas.

En cada caso, una tarea sólo es apropiada si merece la pena realizarla y si es técnicamente factible. Estos criterios se resumen en el Figura 1.10. En esencia, para que una tarea sea técnicamente factible y que merezca la pena realizarla, debe ser posible dar una respuesta positiva a todas las preguntas que muestra la Figura 1.10

H1	H2	H3	
S1	S2	S3	
O1	O2	O3	
N1	N2	N3	
S			<p>¿Es técnicamente factible realizar una tarea a condición para reducir la frecuencia de la falla? ¿Hay alguna clara condición de falla potencial? ¿Cuál es? ¿Cuál es el intervalo P-F? ¿Es suficientemente largo como para ser de utilidad? ¿Es razonablemente consistente? ¿Es posible hacer la tarea a intervalos menores al intervalo P - F?</p>
N	S		<p>¿Es técnicamente factible una tarea de reacondicionamiento cíclico para reducir la frecuencia de la falla (evitar toda falla en el caso en que afecta a la seguridad)? ¿Hay una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de falla? ¿Cuál es? ¿Ocurren la mayoría de las fallas después de esta edad (todos en el caso de consecuencias para la seguridad o el medio ambiente)? ¿Restituirá la tarea la resistencia original a la falla?</p>
N	N	S	<p>¿Es técnicamente factible una tarea de sustitución cíclica para reducir la frecuencia de la falla (evitar todas las fallas en el caso de que afecte a la seguridad)? ¿Hay una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de falla? ¿Cuál es? ¿Ocurren la mayoría de las fallas después de esta edad (todos en el caso de consecuencias para la seguridad o el medio ambiente)?</p>

Figura 1.10: Criterios de factibilidad técnica

Si se selecciona una tarea, se registra una descripción de la tarea y la frecuencia con la que debe ser realizada, y los analistas avanzan al próximo modo de falla. Sin embargo, se debe tener en cuenta que sí parece que una tarea de orden más bajo pudiera ser más

c. Las preguntas "a falta de"

Las columnas tituladas H4, H5 y S4 en la Hoja de Decisión son utilizadas para registrar las respuestas a las tres preguntas "a falta de". Cómo se responde a estas preguntas se resume en el Figura N° 1.11. (Nótese que las

registrar cada intervalo de tarea de acuerdo con sus propios méritos en otras palabras, sin referencia a otras tareas. Esto es porque la razón para realizar una tarea a una frecuencia en particular puede cambiar con el tiempo y en realidad la razón para realizarla hasta podría desaparecer. Nótese también que los intervalos de tareas pueden ser basados en cualquier medida apropiada de exposición al esfuerzo. Esto incluye tiempo calendario, tiempo de funcionamiento, distancia recorrida, ciclos de comienzo finalización, producción o flujo de producción, o cualquier otra variable medible que tenga una relación directa con el mecanismo de la falla. Sin embargo, el tiempo calendario tiende a ser utilizado siempre que es posible porque es el más simple y el más económico de administrar.

f. "Puede ser realizado por"

La última columna en la Hoja de Decisión se utiliza para anotar quién debe hacer cada tarea. El proceso de RCM considera a este tema para un modo de falla por vez. En otras palabras, no aborda el tema con ninguna idea preconcebida acerca de quién debe (o no debe) hacer el trabajo de mantenimiento. Simplemente pregunta quién es competente y confiable como para realizar correctamente esta tarea.

La respuesta puede ser absolutamente cualquiera. Las tareas pueden ser adjudicadas a mantenimiento, operadores, inspectores de seguros, personal de calidad, técnicos especializados, proveedores, inspectores de estructuras, técnicos de laboratorio, contratistas, etc. En cada caso la persona idónea y costo-eficaz para esa tarea.

1.8.3. Llenado de la hoja de decisión

Para ilustrar cómo debe ser llenada la Hoja de Decisión, se debe considerar tres Modos de Falla a manera de ejemplos:

- El rodamiento que se agarrota, en la bomba que no tiene reserva.
- El rodamiento que se agarrota, en una bomba idéntica que tiene una bomba de reserva.
- La falla de la bomba de reserva contemplada como un todo.

Las decisiones correspondientes, se registran en la Hoja de Decisión mostrada en la Figura 1.12. Se debe observar tres puntos importantes en este ejemplo:

RCM HOJA DE DECISIÓN © 1999 ALADON LTD		ACTIVO	N°	Realizado por	Fecha	Hoja				
COMPONENTE		Ref.	Revisado por	Fecha	de					
Referencia de información	Descripción de las consecuencias	H1 S1 N1	H2 S2 N2	H3 S3 N3	Tareas "a falta de"	Frecuencia Inicial	A realizar por			
F	FF	FM	H	S	E	D	Tareas Propuestas	Frecuencia Inicial	A realizar por	
BOMBA UNICA										
1	A	1	S	N	N	S	S	Verificar si el rodamiento principal de la bomba hace ruido	Semanal	Mecánico
1	A	2	etc.							
BOMBA DE SERVICIO CON RESERVA										
1	A	1	S	N	N	N	N	Ningún Mantenimiento Programado		
1	A	2	etc.							
BOMBA DE RESERVA										
2	A	1	N			N	N	Arrancar la bomba de reserva en vez de la bomba de servicio y asegurar que la bomba de reserva sea capaz de llenar el tanque. Completada la prueba, volver a la bomba de servicio.	Cada 4 semanas	Operador

Figura 1.12: Hoja de decisión RCM con muestras de textos a inscribir.

- Las primeras dos bombas pueden sufrir de muchos más modos de falla que el modo de falla considerado. Cada uno de estos otros modos de falla también serían listados y cada uno es analizado por sus características propias.
- Pudieron haberse elegido otras tareas preventivas para anticipar la falla del rodamiento. Las decisiones del ejemplo son solamente a título ilustrativo.
- La bomba de reserva es tratada como "caja negra". En la práctica, si se sabe que tal bomba sufre de uno o más modos de falla dominantes, cada uno de esos modos de falla se analizarían individualmente.

En definitiva, la Hoja de Decisión muestra no solo qué acción se ha seleccionado para tratar cada Modo de Falla. También muestra por qué se ha seleccionado. Esta información es valiosa si en cualquier momento se presenta alguna duda u objeción acerca de una tarea de mantenimiento específica que debe ser realizada.

La posibilidad de rastrear cada tarea correlacionándola con la función y parámetros deseados del activo, también facilita la tarea de mantener

actualizado el programa de mantenimiento. Los usuarios pueden identificar fácilmente las tareas que son afectadas por un cambio en el contexto operacional del activo (como sería un cambio en los turnos de trabajo o una modificación al reglamento de seguridad).

Paralelamente se evitan pérdidas de tiempo re-analizando tareas que difícilmente sean afectadas por el cambio.” (ALADON, Realiability Centred Maintenance, 1999, págs. 14-17)

1.9. ANÁLISIS DE CRITICIDAD

El análisis de criticidad permite identificar y jerarquizar por su importancia los elementos de una instalación sobre los que vale la pena dirigir recursos (humanos, económicos).

“Para el caso del análisis del generador y la subestación se propone seguir la metodología desarrollada por la Consultoría inglesa “The Woodhouse Partnership Limited”, llamada el modelo de criticidad “Factores ponderados basados en el riesgo”.

“Este modelo está basado en el concepto del riesgo así:

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

O mejor, definiendo criticidad:

$$\text{Criticidad Total} = \text{Frecuencia} * \text{consecuencia} \quad (1.4)$$

Es importante anotar que la frecuencia se define como el rango de fallas en un tiempo determinado, en el mismo equipo bajo estudio; y las consecuencias se analizan en grupos bajo consenso.

Tanto la frecuencia como las consecuencias se evalúan en tablas que la metodología sugiere, pero pueden ser revaluadas de acuerdo a la realidad de la Central y el activo que se está examinando.

Al final de toda la evaluación es más crítico el equipo que tenga más puntaje y menos crítico el que menos califique, para la frecuencia el método contempla cuatro puntajes que se muestran en la Tabla 1.1

Tabla 1.1. Calificación de Frecuencia de Fallas

FRECUENCIA PUNTAJE	PUNTAJE
Pobre: mayor a 2 fallas / año	4
Promedio: 1-2 fallas / año	3
Buena: 0.5-1 fallas / año	2
Excelente: Menos 0.5 fallas / año	1

El tiempo promedio de reparación se especifica en la Tabla 1.2 , las consecuencia se mide en términos del impacto operacional asociado a la flexibilidad en la operación del equipo, los costos de mantenimiento y el impacto en seguridad, ambiente e higiene.

La fórmula que relaciona los apartes de consecuencia es la siguiente:

$$C = [Tpr + (IO \times F) + Cr + lsp + lsc + la] \quad (1.5)$$

C= Consecuencias

Tpr=Tiempo Promedio Para Reparación

IO=Impacto Operacional F= Flexibilidad

Cr=Costo de reparación

lsp=Impacto y seguridad personal

lsc=Impacto en La Satisfacción Del Cliente

la=Impacto ambiental

Tabla 1.2 Calificación de tiempo promedio para reparación

TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR (MTTR)	PUNTAJE
Más de 48 horas	5
Entre 24 y 48 horas	4
Entre 8 y 24 horas	3
Entre 4 y 8 horas	2
Menos de 4 horas	1

Cada uno de estos se califica en una tabla, los criterios para el impacto operacional y flexibilidad se muestran en la Tabla 1.3 y Tabla 1.4

Tabla 1.3. Calificación del Impacto Operacional

IMPACTO SOBRE EL SERVICIO	PUNTAJE
La Impacta Totalmente la generación	10
75% de Impacto	7
50% de Impacto	5
25% de Impacto	3
No afecta al servicio de generación	1

Tabla 1.4. Calificación de la Flexibilidad

FLEXIBILIDAD	PUNTAJE
No hay repuesto	4
Hay opción de repuesto	2
Repuesto disponible en bodega	1

Aunque para evaluar los costos de mantenimiento se debe revisar con detenimiento el tamaño de la central y el valor del activo analizado, en la Tabla 1.5 se muestra la valoración de los costos de mantenimiento para el caso de los equipos de la Central, así como su impacto a la satisfacción a la empresa Tabla 1.6. Y por último, la clasificación del impacto en seguridad, ambiente e higiene que se muestra en la Tabla 1.7.

Tabla 1.5. Calificación de los Costos de Mantenimiento

COSTOS DE MANTENIMIENTO	PUNTAJE
Más de \$ 1 000,00	2
Menos de \$ 1000,00	1

Tabla 1.6. Calificación de Impacto en satisfacción de la empresa

IMPACTO EN SATISFACCIÓN AL CLIENTE	PUNTAJE
Puede ocasionar pérdidas económicas mayores de \$ 5000,00	3
Puede ocasionar pérdidas económicas de ente 1000,00 y 5000,00	2
Puede ocasionar pérdidas económicas hasta de \$ 1000,00	1
No ocasiona pérdidas económicas en otras áreas de la empresa	0

Tabla 1.7. Calificación del Impacto en Seguridad, Ambiente e Higiene.

IMPACTO EN SEGURIDAD, AMBIENTE E HIGIENE	PUNTAJE
Afecta a la seguridad humana y requiere notificación a entes externos	25
Afecta el ambiente / instalaciones si existe fallo	20
Afecta a instalaciones causando daños severos a operadores si hay falla,	10
Provoca daños menores	5
No provoca daños a personas a instalaciones o al ambiente	0

$$CT = FF \times C \quad (1.6)$$

CT=Criticidad Total

C= Consecuencias

FF=frecuencia de falla

Para lograr una visión global y rápida del resultado, los equipos se clasificaran dentro de una matriz general de criticidad Figura 1.13 “ (Parra, 2010, págs. 60-64)

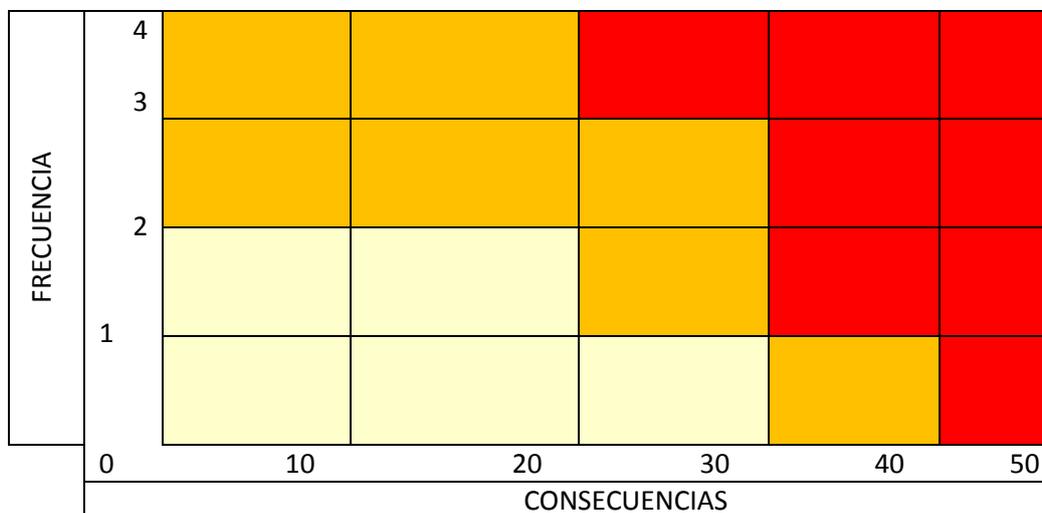


Figura 1.13. Matriz General de Criticidad

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LAS CENTRAL HIDROELÉCTRICA ILLUCHI N° 2

El presente proyecto tiene como finalidad realizar un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) esto permitirá optimizar las labores de mantenimiento de la central, así como también facilitar sus procesos , ya que se dispondrá de información real y actual del sistema para alargar la vida útil de la central..

2.1. UBICACIÓN DE LA CASA DE MAQUINAS ILLUCHI N° 2.

Las central hidráulica Illuchi N° 2 está ubicada en la provincia de Cotopaxi, Parroquia Juan Montalvo en el sector Pusuchisí a unos 9 Km en la ciudad de Latacunga, las coordenadas geográficas de la casa de máquina son Este: 772916,60 Norte: 9896516,29

2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CENTRAL ILLUCHI N° 2

Es una central hidroeléctrica de paso que fue construida en el año 1984 por lo que sus equipos tienen mayor vida útil con respecto a Illuchi N° 1, y esta se encuentran funcionando de una manera adecuada.

Esta central utiliza el agua turbinada que sale de la Central Illuchi N° 1 para producir energía eléctrica; esto con el fin de aprovechar la energía potencial del agua

La central hidroeléctrica Illuchi N° 2 está compuesta de dos turbinas marca Bell, tipo Pelton, que accionan dos generadores marca BBC que funcionan a un voltaje de 2400 voltios. La potencia total instalada es de 7 MW distribuida en dos grupos de 3250 kVA a 720 rpm

La subestación de elevación está formada por un transformador de 6.5 MVA con un voltaje de 2.4/13.8 kV, y que se enlazan al sistema nacional interconectado, mediante una línea trifásica de 13.8 kV desde esta subestación hasta la S/E (01CV) El Calvario

2.3 ESQUEMA GENERAL DE LA PLANTA Y DE LA MAQUINARIA.

En el **Anexo 1** se muestra la ubicación física de los elementos constitutivos de la central con su respectiva simbología especificada.

2.4 ANÁLISIS OPERATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Para conocer el estado de los equipos e identificarlos a fin de realizar un análisis de los mismos se ha considerado utilizar el método de factor de estado, que permite determinar la vida útil remanente de los mismos y que tan a menudo están operando. Este método proporcionara un indicador claro del estado actual de los equipos.

2.4.1. Factor de estado

Al hacer un análisis de los equipo 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:

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

Figura 2.1: Factor de estado para los equipos de la central Illuchi N° 2

La información técnica y la valoración de cada uno de estos componentes utilizando el factor de estado se halla en el **Anexo 2**.

2.4.2 Análisis de los equipos

- a) La tubería como la válvula de compuerta se encuentran en buen estado, su edad de operación es de 30 años por tal manera (F.E.=1)
- b) Los generadores y Turbinas se encuentran en buen estado, su edad de operación es de 30 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).
- c) Los Transformadores tanto de la S/E como la de servicios auxiliares se encuentra en buen estado su período de operación es de 30 años y no se requiere que exista un cambio de este por tal forma (F.E=2),
- d) Los Tablero de control de la central se encuentra en óptimas condiciones su tiempo de operación es de 30 años por tal manera (F.E=2).
- e) Puente grúa tiene 30 años de operación se encuentra en buenas condiciones y no requiere cambio (F.E=1).
- f) Interruptor, equipo de maniobra, estructuras, conductores y aisladores de la subestación tiene 30 años de operación y se encuentran en buen estado (F.E=1).
- g) Las líneas de transmisión hacia la subestación el Calvario se encuentra en buen estado tiene 30 años de operación y no requiere ningún tipo de modificación (F.E=1).

2.5. TUBERÍAS

En las instalaciones hidroeléctricas, las tuberías de presión tienen por objetivo conducir el agua desde la cámara de presión hacia la casa de máquinas donde se encuentra la cámara de distribución, ya que por la ayuda de esta tubería se puede transformar la energía del agua en energía potencial por causa de la altura

Las tuberías de la Central Illuchi N° 2 son de hierro tienen una longitud aproximada de 1723 metros, se encuentran unidas longitudinalmente una con otra por medio de bridas.

Tanto las uniones longitudinales como las transversales están unidas por pernos y en otros tramos se encuentran soldadas, en el tramo donde se localiza la válvula tipo compuerta se encuentra acoplada con tubos tipo brida y unidas por pernos

La tubería se encuentra montada al aire y apoyada sobre bloques de hormigón en masa, los puntos de cambio de alineación se establecen apoyos fijos denominados anclajes y constituidos por un bloque de hormigón reforzado interiormente por una estructura metálica.



Figura 2.2: Tuberías de la Central Illuchi N° 2 hacia la Casa de Máquinas

Las tuberías de presión de la Central Illuchi N° 2 tienen las siguientes longitudes diámetros y espesores promedios:

Tabla 2.1: Medidas y longitudes de las tubería de presión

LÍNEA PRINCIPAL DE ENTRADA	Longitud: 1723 m Diámetro Promedio: 558 mm	
	ESPEORES PROMEDIO	
Línea :	G1 11,38 – 11,97 mm	G2 8,05 – 8,23 mm
Entrada casa de máquinas:	12,0 mm	12,00 mm
Bifurcación:	14,9 mm	codo: 12,00 mm

2.6 CANAL DE DESCARGA.

El canal de descarga, recoge el agua a la salida de la turbina para devolverla nuevamente al río, esta agua todavía posee una velocidad considerable la cual causa erosión en las paredes del canal de descarga.



Figura 2.3: Canal de descarga de la Central Illuchi N° 2

2.7 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 los cuales sus respectivas características se encuentran especificadas en el **Anexo 2**

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

- Puente grúa



Figura 2.4: Casa de máquinas de la Central Illuchi N° 2

2.7.1 Generador

“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.

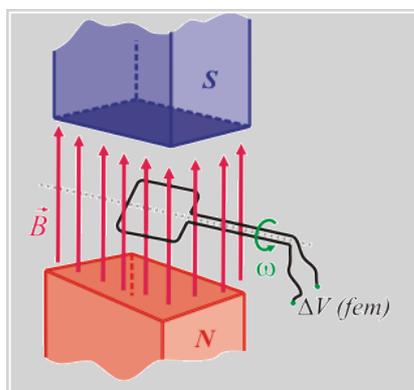


Figura 2.5: Principio de funcionamiento de un generador eléctrico

En la Figura 2.5 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 ΔV (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

a. 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 2.6: Grupo de Generación G1 de la Central Illuchi N° 2

b. 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 2.7

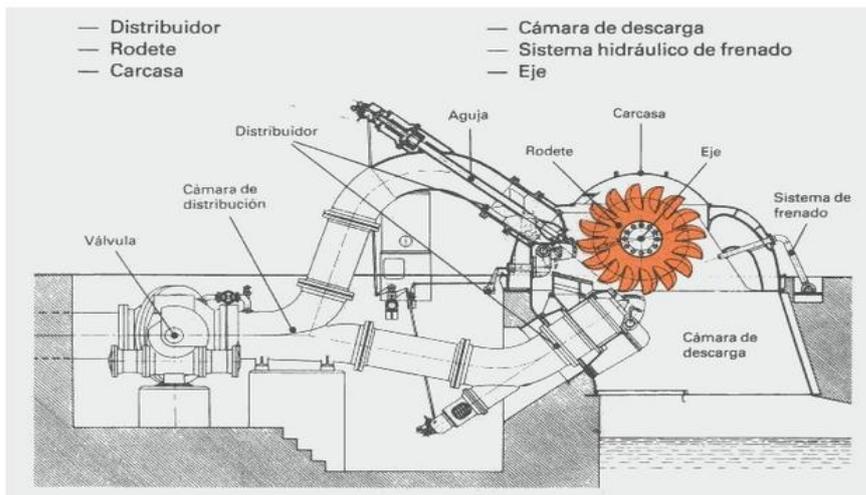


Figura 2.7: Partes de una cámara de distribución

- 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 2.8 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 2.8: Rodete de la Central Illuchi Nº 2

- **INYECTOR**

Es el elemento mecánico destinado a dirigir y regular el chorro de agua y se puede observar en la Figura N° 2.9, 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° 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)

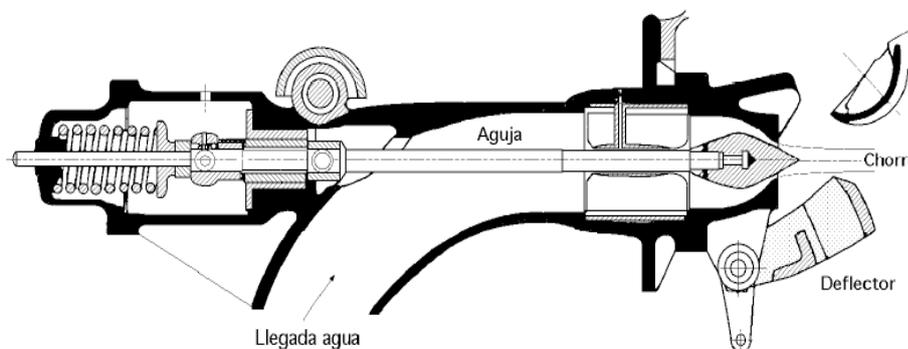


Figura 2.9: Inyector de cámara de distribución

2.7.3 Tablero de control y medida.

En la Figura 2.10 se muestra el tablero de control local que existe en la casa de máquinas, desde el cual se puede realizar la operación de cada uno de los grupos generadores. Cada uno de los elementos que conforman estos tableros es descrito respectivamente con sus leyendas y significado en el **Anexo 3**.

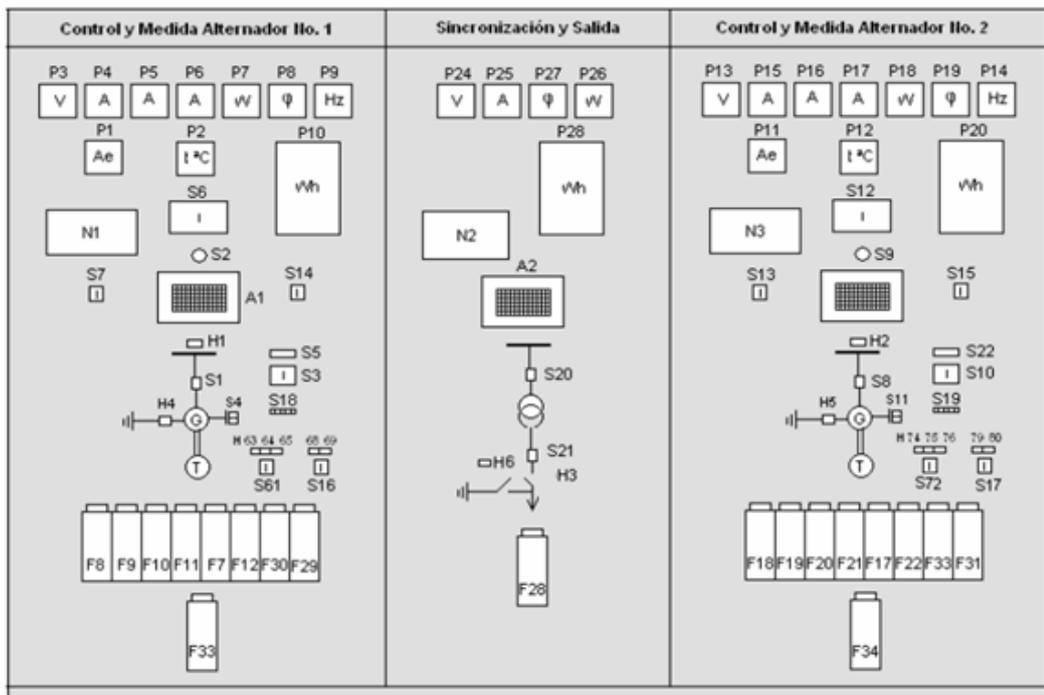


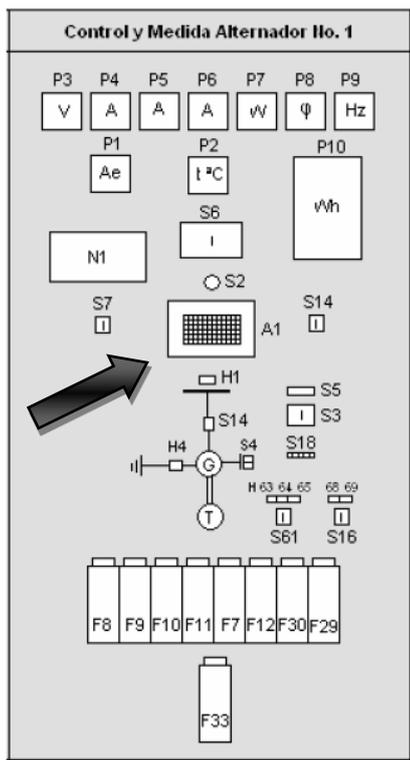
Figura 2.10: Disposición del tablero de control y medida.



Figura 2.11: Tablero de control para los grupos y S/E central Illuchi N° 2

a. ALARMAS

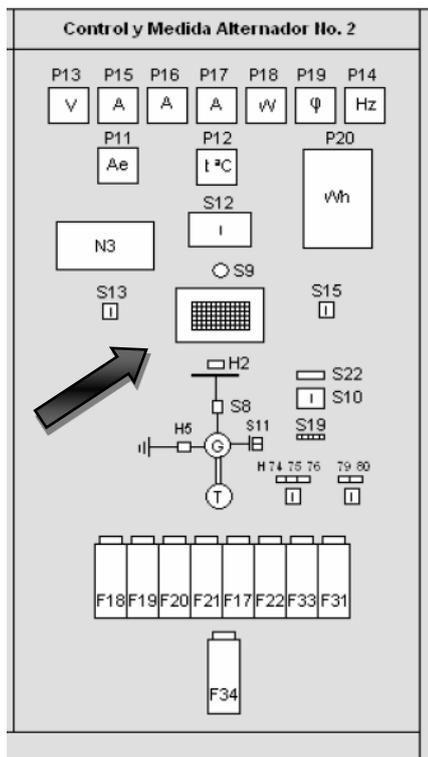
La simbología de las alarmas de cada uno de los generadores se lo indica a continuación en la Figura 2.12 para el generador 1, en la Figura 2.13 para el generador 2 y para el transformador en la Figura 2.14, la nomenclatura para alarmas se encuentran en el **ANEXO 4** y **ANEXO 5**



H201	H202	H203	H204	H205	H206	H207	H208
H209	H210	H211	H212	H213	H214		H216
H217	H218	H219	H220				H224
	H225	H226			H228		



Figura. 2.12: Disposición del tablero de alarma del Grupo N° 1.



H401	H402	H403	H404	H405	H406	H407	H408
H409	H410	H411	H412	H413	H414		H416
H417	H418	H419	H420				H424
	H425	H426			H428		



Figura 2.13: Disposición del tablero de alarma del Grupo N° 2.

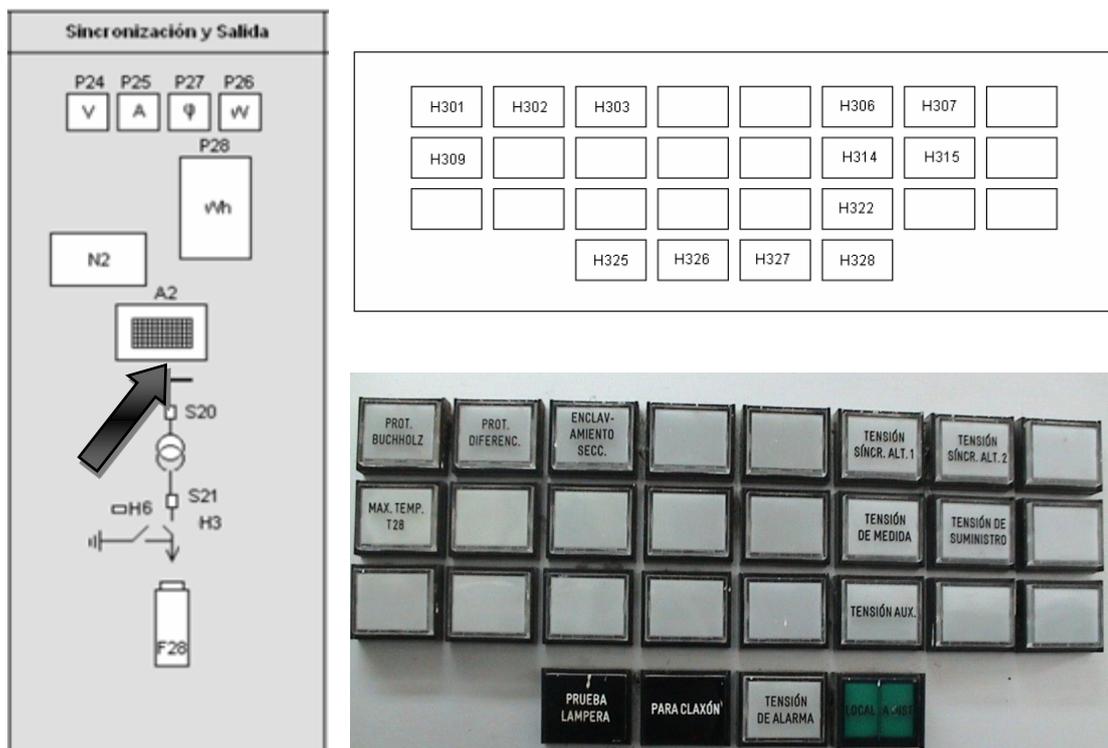


Figura 2.14: Disposición del tablero de alarma salida del transformador.

2.7.4 Subestación y línea de transmisión

La subestación presenta un esquema de barra simple, en el que se tiene un transformador trifásico elevador de 6500 KVA sumergido en aceite de 2,4/13,8 kV, disyuntores, TP's y TC's para las señales de medición y protección, el diagrama unifilar se encuentra representado en la Figura 2.15.

La línea de transmisión es de 13.8 KV se lo considera como línea de transmisión a pesar de su nivel de voltaje ya que la línea es proveniente de una central que transmite energía al sistema directamente.

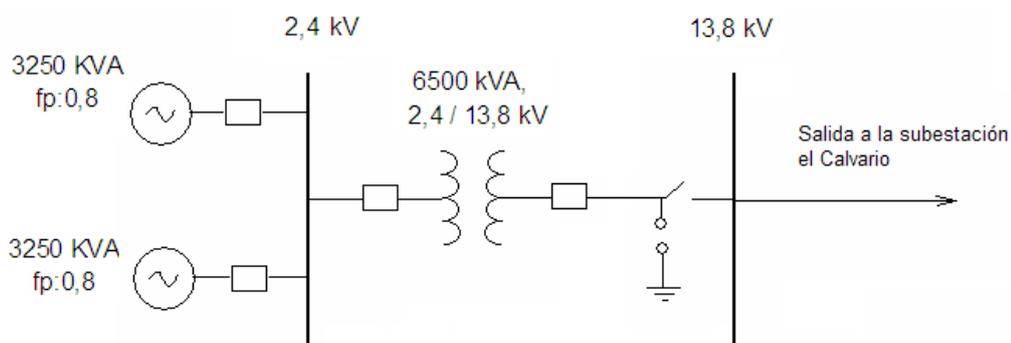


Figura 2.15. Diagrama unifilar de la S/E de la Central Illuchi 2

La subestación Illuchi N° 2 se conecta a la subestación el calvario a través de una línea de transmisión y este al sistema nacional interconectado, la línea de transmisión se encuentra funcionando en óptima condiciones:



Figura 2.16. Subestación de la Central Illuchi 2

2.8 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA CENTRAL ILLUCHI N° 2

El agua turbinada de la central Illuchi N° 1 es dirigida por medio un canal recubierto aproximadamente 3.000 m hacia el tanque de presión de la central Illuchi N° 2 y luego conducida por una tubería de presión a una distancia 1.723 m, hacia la casa de máquinas de Central Illuchi N° 2 la cual aprovecha el agua y la transforma en energía mecánica de rotación mediante dos inyectores y una turbina hidráulica tipo Pelton que se encuentra en disposición horizontal , esta energía mecánica de rotación es emplea para generar la energía eléctrica a través de sus 2 grupos de generadores que operan a un voltaje de 2.4 KV y 3.250 kVA cada una de estas , la velocidad de estos generadores es controlado por el regulador de velocidad (RV 1 - RV 2) respectivamente que mantiene a una velocidad constante entre 720/1274 rpm y con esto mantener el voltaje requerido de cada generador, la producción de esta energía es visualizada por los tableros de control y medida ,donde se encuentran las protecciones alarmas y medidores de energía tanto para G1 como para G2, luego es dirigida al tablero de salida donde se sincroniza secuencia ,frecuencia y voltaje, este mismo tablero posee alarmas y protecciones para la subestación , la energía generada es transmitida al transformador de la subestación donde se eleva el voltaje de 2.4 a 13.8 KV y es transportada 10 Km aproximadamente en postes de hormigón a la subestación el Calvario,

CAPÍTULO 3

EL R.C.M

3.1 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.

3.2 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.

- **EL GRUPO NATURAL DE TRABAJO**

En la práctica el personal de mantenimiento no puede contestar a las siete preguntas por sí solos. Esto es porque muchas de las respuestas sólo pueden proporcionarlas el personal operativo o el de producción.

Por esta razón la revisión de los requerimientos del mantenimiento de cualquier equipo debería de hacerse por equipos de trabajo reducidos que incluyan al menos una persona de mantenimiento y otra de la función de producción. La antigüedad de los miembros del grupo es menos importante que el hecho de que deben de tener un amplio conocimiento de los equipos que se están estudiando. Cada miembro del grupo deberá también haber sido entrenado en RCM. El uso de estos grupos no sólo permite que los directivos obtengan acceso de forma sistemática al conocimiento y experiencia de cada miembro del grupo, sino que además reparte de forma extraordinaria los problemas del mantenimiento y sus soluciones. La conformación típica de un grupo de revisión RCM se muestra en la Figura 3.1.

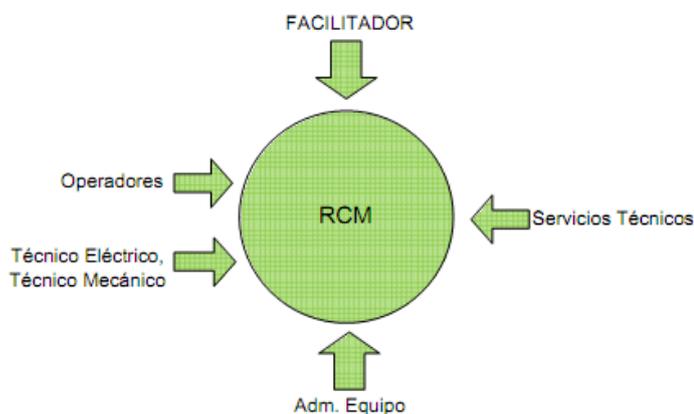


Figura 3.1: Conformación del Grupo Natural de Trabajo de RCM.

- **EL PERSONAL IMPLICADO**

Como se dijo anteriormente para contestar a las siete preguntas del R.C.M. hace falta la implicación de varios grupos de profesionales. En la práctica el personal de mantenimiento no puede contestar por sí mismo a todas las preguntas. Esto es porque muchas de las contestaciones las tiene que proporcionar el personal operativo o el de producción. Por eso es necesario que representantes de todos estos grupos, junto con especialistas en el R.C.M., formen los llamados Grupos de Revisión para poder contestar a las siete preguntas

- **EL REGISTRO DE LA CENTRAL**

La gran cantidad y variedad de elementos dificulta la selección del tipo de mantenimiento para cada uno de los equipos a la hora de empezar con el R.C.M. lo primero a desarrollar es una lista de todos los elementos con un sistema lógico de simbología lo cual constituirá los cimientos de los sistemas de información de gestión utilizados para evaluar el rendimiento de los elementos y los costos de mantenimiento. Esta lista es el llamado Registro de Planta la cual abarcará todos los equipos.” (Moubray, Introducción al RCM, 2003, págs. 14-17)

Como base para el registro de planta se suelen usar el registro de bienes de equipo, cuyo responsable es el departamento administrativo en este caso el departamento de generación de la empresa eléctrica ELEPCO S. A será el proveedor de este registro.

Por todo esto, lo ideal es que el departamento de mantenimiento elabore su propio registro corrigiendo y modificando los anteriores como se lo puede apreciar en el **Anexo 2**, de manera que se obtendrá un registro pensado para nuestros intereses. Por último, este registro debe mantenerse al día, comunicando siempre al departamento de planificación todas las nuevas instalaciones, los movimientos de maquinaria, las modificaciones y las sustituciones que se realicen.

3.2.1 ¿Cuáles son las funciones?

“El primer paso del R.C.M. es identificar las funciones de los elementos de la central Illuchi N° 2, cuando se mantiene un equipo, el estado que se desea conservar es el que el activo físico continúe desempeñando las funciones deseadas.

Para determinar los requisitos de mantenimiento de un sistema, lo primero es comprender claramente cuáles son sus funciones y así poder registrarlas de manera correcta en el R.C.M.

Las funciones se pueden dividir en cuatro categorías:

- **Funciones Primarias:** Las funciones primarias de un elemento son las razones por las que existe. A menudo se identifica la función primaria de un elemento por el nombre del mismo. Por ejemplo, la función primaria de un filtro es filtrar algo.
- **Funciones Secundarias:** Suelen ser menos obvias que las funciones primarias, pero su fallo puede traer graves consecuencias, a veces más graves que las del fallo de una función primaria. Por ejemplo, la función principal del freno de un coche es pararlo, pero una función secundaria del freno sería la capacidad modulada de parar el coche. Entre las funciones secundarias más típicas está la contención, el soporte, aspecto, etc. En general, cuanto más complejo sea un elemento más funciones tendrá.
- **Dispositivos de Seguridad:** Para intentar eliminar o reducir las consecuencias de los fallos se recurre al uso de los dispositivos de seguridad automáticos. A veces su función es evidente (dispositivos dotados de seguridad inherente) y a veces oculta. La presencia de un dispositivo de seguridad suele significar que los requisitos de mantenimiento de la función protegida son menos exigentes de lo que serían en su ausencia. Pero, por esto mismo, a menudo los dispositivos de seguridad necesitan más atención de mantenimiento que los mecanismos que protegen en este caso serían los relés de protección

que se encuentran en los tableros de control de la central Illuchi N° 2. Y esta funcionan de cinco maneras:

- **Funciones Superfluas:** A veces se encuentran elementos o componentes que son totalmente superfluos. Esto puede ser debido a modificaciones del equipo a lo largo del tiempo. Se supone que como estos elementos no hace ningún daño y cuesta dinero desmontarlos es mejor dejarlos ahí, pero esto no es así, ya que pueden fallar y mermar la fiabilidad global del sistema. Por tanto, hay que gastar dinero y tiempo manteniéndolos y ejercen una influencia negativa.

Como se dijo en la definición de mantenimiento se pretende conseguir que el elemento siga desempeñando la función deseada, pero hay que tener cuidado al registrar las funciones en el R.C.M. porque cada una tiene asociada dos criterios de funcionamiento. El primero es la prestación deseada, lo que se desea que el elemento haga. El segundo es la fiabilidad inherente, lo que es capaz de conseguir y que viene determinada por su diseño y su fabricación.

El R.C.M. reconoce que ningún mantenimiento puede dar una fiabilidad superior a la inherente a su diseño. En el R.C.M. se debe registrar la prestación deseada, ya que si la fiabilidad inherente del elemento es menor que la prestación deseada el propio R.C.M. se encargará de indicarlo.

También hay que tener en cuenta el contexto operacional de los elementos a la hora de estudiar las funciones. Máquinas idénticas pueden tener funciones primarias diferentes trabajando en distintos contextos. E incluso máquinas con la misma función principal pueden tener criterios de funcionamiento distintos debido al contexto.

Una vez tenido en cuenta todo lo anterior se pasará a registrar las funciones necesarias en la **primera columna** llamada **Función**, En La Hoja de Trabajo de Información R.C.M. **Anexo 6**.

3.2.2. ¿De qué forma puede fallar?

Una vez que las funciones y los criterios de funcionamiento de cada equipo se hayan definido, el paso siguiente es identificar cómo puede fallar cada elemento en la realización de sus funciones. Esto lleva al concepto de un fallo

funcional, que se define como la incapacidad de un elemento o componente de un equipo para satisfacer un estándar de funcionamiento deseado. Al igual que las funciones, los fallos también dependen del contexto operacional. El estado de un elemento puede no considerarse como fallo en una situación dada pero si en otra. Por ejemplo, una pequeña fuga de aceite de un coche puede no dar problemas en un viaje corto pero podría consumir todo el aceite en un viaje largo.

A la hora de definir los fallos hay que tener muy claramente definidos los criterios de funcionamiento, ya que los fallos se pueden considerar desde varios puntos de vista. El personal de mantenimiento puede considerar como fallo algo que el personal de productividad no lo considere y viceversa. Por eso es necesario que los criterios dentro del contexto operacional estén claros para que todo el mundo actúe en función a ellos. Igual que se explicó anteriormente que un elemento puede tener múltiples funciones también una función puede tener múltiples fallos. En el R.C.M. deben registrarse todos los fallos funcionales asociados con cada función. Este registro se hará en la **segunda columna**, llamada **Fallo Funcional, Anexo 6** Hoja de Trabajo de Información R.C.M.

3.2.3. ¿Qué causa que falle?

Las maneras en que puede producirse un fallo se llaman “Modos de Fallo” el paso siguiente en el R.C.M. sería tratar de identificar los modos de fallo que tienen más posibilidad de causar la pérdida de una función. Esto permite comprender exactamente qué es lo que puede que se esté tratando de prevenir.

De la enorme lista de modos de fallo posibles de una función sólo deben registrarse aquellos que tengan posibilidades de ocurrir. Estos suelen estar entre los modos que ya se hayan producido antes en el mismo equipo, modos que ya sean objeto de mantenimiento cíclico preventivo y que se producirían de no tenerlo y modos que, aunque no se han producido, se consideran posibles. De todas maneras la decisión de incluir o no un modo de fallo debe tomarse con mucho cuidado ya que, por ejemplo, un modo de fallo puede no

ser demasiado probable, pero sus consecuencias tan graves que habría que tenerlo en cuenta. Como en las funciones y los fallos, los modos de fallo también dependen de manera importante del contexto operacional del elemento.

Para obtener información acerca de los modos de fallos se deben consultar las siguientes fuentes: operarios, especialistas y encargados que trabajen con la maquinaria; el fabricante o vendedor de la misma; otros usuarios de la misma maquinaria y los antecedentes técnicos y bancos de datos sobre la máquina. Cuando se está realizando este paso, es importante identificar cuál es la causa origen de cada fallo. Esto asegura que no se malgaste el tiempo y el esfuerzo tratando los síntomas en lugar de las causas. Al mismo tiempo, cada modo de fallo debe ser considerado en el nivel más apropiado, para asegurar que no se malgaste demasiado tiempo en el análisis del fallo en sí mismo.

Los modos de fallo que producen cada fallo funcional están enumerados en la **tercera columna** llamada **Modo de Fallo, Anexo 6** Hoja de Trabajo de Información R.C.M.

3.2.4. ¿Qué sucede cuando falla?

Cuando se identifica cada modo de fallo, los efectos de los fallos también deben registrarse (en otras palabras, lo que pasaría si ocurrieran). Este paso permite decidir la importancia de cada fallo, y por lo tanto qué nivel de mantenimiento (si lo hubiera) sería necesario. Al describir los efectos de los fallos no se debe prejuzgar la evaluación de las consecuencias del fallo. Simplemente hay que indicar lo que sucede y dejar la evaluación de las consecuencias hasta la etapa siguiente del proceso R.C.M. Los efectos de los fallos se registran en la **cuarta columna**, llamada **Efecto de los Fallos, Anexo 6** Hoja de Trabajo de Información R.C.M, al lado del modo de fallo correspondiente.

El proceso de contestar sólo a las cuatro primeras preguntas produce oportunidades sorprendentes y a menudo muy importantes de mejorar el

funcionamiento y la seguridad, y también de eliminar errores. También mejora enormemente los niveles generales de comprensión acerca del funcionamiento de los equipos.

3.2.5 ¿Qué ocurre si falla?

Una vez que se hayan determinado las funciones, los fallos funcionales, los modos de fallo y los efectos de los mismos en cada elemento significativo, el próximo paso en el proceso del R.C.M. es preguntar cómo y cuánto importa cada fallo. La razón de esto es porque las consecuencias de cada fallo dicen si se necesita tratar de prevenirlos. Si la respuesta es positiva, también sugieren con qué esfuerzo se debe tratar de encontrar los fallos.

Merecerá la pena realizar una tarea preventiva si resuelve adecuadamente las consecuencias del fallo que se pretende evitar. Si resulta imposible prevenir los fallos, la naturaleza de las consecuencias de los mismos también indicarán cuál es la acción “a falta de” que haya de tomarse.

R.C.M. clasifica las consecuencias de los fallos en cuatro grupos:

- Consecuencias de los fallos ocultos: Los fallos ocultos no ejercen ningún efecto directo, pero sí exponen a la planta a otros fallos cuyas consecuencias serían más graves (fallo múltiple), a menudo catastróficas. Suelen estar asociados con dispositivos de seguridad que carecen de seguridad inherente en caso de fallo y pueden ser el motivo de hasta la mitad de los modos de fallo de los equipos complejos modernos. Un punto fuerte del R.C.M. es la forma en que trata los fallos que no son evidentes, primero, reconociéndolos como tales, en segundo lugar otorgándoles una prioridad muy alta y finalmente adoptando un acceso simple, práctico y coherente con relación a su mantenimiento. Para los fallos ocultos, se debe realizar una **Tarea Preventiva**.
- Consecuencias para la seguridad y el medio ambiente: Un fallo tiene consecuencias sobre la seguridad si puede afectar físicamente a alguien. Tiene consecuencias sobre el medio ambiente si infringe las

normas gubernamentales relacionadas con el medio ambiente. R.C.M. considera las repercusiones que cada fallo tiene sobre la seguridad y el medio ambiente, y lo hace antes de considerar la cuestión del funcionamiento. Pone a las personas por encima de la problemática de la producción. Para los modos de fallo que traen consecuencias para la seguridad o el medio ambiente, una tarea preventiva sólo es eficaz si reduce a un nivel aceptable el riesgo de fallo.

- Consecuencias operacionales: Un fallo tiene consecuencias operacionales si afecta a la producción (capacidad, calidad del producto, servicio al cliente o costos industriales en adición al costo directo de la reparación). Estas consecuencias cuestan dinero, y lo que cuesten sugiere cuanto se necesita gastar en tratar de prevenirlas. Para los modos de fallo con consecuencias operacionales, una tarea preventiva es eficaz si, a través de un período de tiempo, cuesta menos que el coste de las consecuencias operacionales más el coste de reparar los fallos que tiene como misión evitar.
- Consecuencias no operacionales: Los fallos evidentes que caen dentro de esta categoría no afectan ni a la seguridad ni a la producción, por lo que el único gasto directo es el de la reparación. Para los modos de fallo con consecuencias no operacionales, merece la pena realizar una tarea preventiva si, a través de un período de tiempo, cuesta menos que el coste de reparar los fallos que tiene como misión evitar.

Si un fallo tiene consecuencias significativas en los términos de cualquiera de estas categorías, es importante tratar de prevenirlas. Por otro lado, si las consecuencias no son significativas, entonces no merece la pena hacer cualquier tipo de mantenimiento sistemático que no sea el de las rutinas básicas de lubricación y servicio. Por eso en este punto del proceso del R.C.M., es necesario preguntar si cada fallo tiene consecuencias significativas. Si no es así, la decisión normal a falta de ellas es un mantenimiento que no sea sistemático. Si por el contrario fuera así, el paso siguiente sería preguntar qué tareas sistemáticas (si las hubiera) se deben de realizar. Sin embargo, el proceso de selección de la tarea no puede ser

revisado significativamente sin considerar primero el modo del fallo y su efecto sobre la selección de los diferentes métodos de prevención.

Para la clasificación de las consecuencias de los fallos el R.C.M. utiliza un Diagrama de Decisión como el que se muestra en el **Anexo 7**.

En este diagrama el R.C.M. comienza por distinguir entre fallos ocultos y evidentes, y luego coloca en orden descendente de importancia los fallos evidentes. Las respuestas que se recogen de este diagrama se registran una tabla, llamada Tabla de Trabajo de Decisión R.C.M, como la del **Anexo 8** para tener clasificadas de forma clara y precisa las tareas a aplicar para cada fallo.

3.2.6. ¿Qué se puede hacer para prevenir el fallo?

La mayoría de la gente cree que el mejor modo de mejorar al máximo la disponibilidad del sistema es hacer algún tipo de mantenimiento de forma rutinaria. El conocimiento de la Segunda Generación del mantenimiento sugiere que esta acción preventiva debe de consistir en una reparación del equipo o cambio de componentes a intervalos fijos.

Supone que la mayoría de los elementos funcionan con precisión para un período y luego se deterioran rápidamente. El pensamiento tradicional sugiere que un histórico extenso acerca de los fallos anteriores permitirá determinar la duración de los elementos, de forma que se podrían hacer planes para llevar a cabo una acción preventiva un poco antes de que fueran a fallar. Esto es verdad todavía para cierto tipo de equipos sencillos, y para algunos elementos complejos con modos de fallo dominantes. En particular, las características de desgaste se encuentran a menudo donde los equipos entran en contacto directo con el producto.

El reconocimiento de estos hechos ha persuadido a algunas organizaciones a abandonar por completo la idea del mantenimiento sistemático. De hecho, esto puede ser lo mejor que hacer para fallos que tengan consecuencias sin importancia. Pero cuando las consecuencias son significativas, se debe de hacer algo para prevenir los fallos, o por lo menos reducir las consecuencias.

- Tareas de reacondicionamiento cíclico: En estas tareas los equipos son revisados o sus componentes reparados a frecuencias determinadas independientemente de su estado en ese momento. La frecuencia de una tarea de reacondicionamiento cíclico está determinada por la edad a que el elemento o pieza componente exhibe un incremento rápido de la probabilidad de fallo condicional. Las tareas de reacondicionamiento cíclico son técnicamente factibles si hay una edad a partir de la cual se produce un rápido incremento de la probabilidad condicional de los fallos; si la mayoría de los elementos sobreviven a esta edad (a menos que los fallos tengan consecuencias para la seguridad o el entorno, en cuyo caso, todos los elementos deben superar esta edad); y si es posible conseguir devolver al elemento a su estado inicial realizando la tarea. A pesar de todo esto, que una tarea de reacondicionamiento cíclico sea factible no quiere decir que merezca la pena hacerla ya que puede haber otras tareas más eficaces. Por tanto hay que estudiar detenidamente la selección de tareas.
- Tareas de sustitución cíclica: Las tareas de sustitución cíclicas consisten en reemplazar un equipo o sus componentes a frecuencias determinadas independientemente de su estado en ese momento. La frecuencia de una tarea de sustitución cíclica está gobernada por la “vida” de los elementos (en otras palabras, la edad para la cual hay un rápido incremento en la probabilidad de fallo). Las tareas de sustitución cíclica serán técnicamente factibles si hay una edad a partir de la cual se produce un rápido incremento de la probabilidad condicional de los fallos y si la mayoría de los elementos sobreviven a esta edad (a menos que los fallos tengan consecuencias para la seguridad o el entorno, en cuyo caso, todos los elementos deben superar esta edad). No es necesario preguntar si la tarea restituirá el estado inicial porque se sustituye el elemento por uno nuevo.
- Tareas “a condición” cíclicas: El mantenimiento “a condición” está basado en el hecho de que un gran número de fallos no ocurren instantáneamente, sino que se desarrollan a través de un período de tiempo. Si se puede encontrar la evidencia de que el proceso de fallo

ha comenzado (fallo potencial) se dispone de la posibilidad de tomar medidas para prevenir el fallo y/o evitar las consecuencias. Las tareas “a condición” son técnicamente factibles si hay una clara condición de fallo potencial (es decir, si hay una clara señal de que el fallo está ocurriendo o está próximo a ocurrir); si el intervalo entre el fallo potencial y el fallo funcional (intervalo P-F) es razonablemente consistente; si el intervalo P-F es suficientemente largo para realizar alguna acción; y si es práctico chequear el sistema a intervalos menores que el intervalo P-F.

Una gran ventaja del R.C.M. es el modo en que provee criterios simples, precisos y fáciles de comprender para decidir qué tarea sistemática es técnicamente posible en cualquier contexto, y si fuera así para decidir la frecuencia en que se hace y quien debe de hacerlo. Estos criterios forman la mayor parte de los programas de entrenamiento del R.C.M.

El R.C.M. también ordena las tareas en un orden descendiente de prioridad esto se puede ver en el Diagrama de Decisión del **Anexo 7**. A pesar de este orden, si una tarea de menor prioridad es claramente más eficaz que otra aunque ambas sean factibles se escogerá la tarea más eficaz. Las tareas se registrarán en la columna Tareas Propuestas de la Hoja de Trabajo de Decisión R.C.M. del **Anexo 8**. Finalmente, si las tareas no son técnicamente factibles, entonces se debe tomar una acción apropiada, como se describe a continuación.

3.2.7. ¿Qué sucede si no puede prevenirse el fallo?

Además de preguntar si las tareas sistemáticas son técnicamente factibles, el R.C.M. se pregunta si vale la pena hacerlas. La respuesta depende de cómo reaccione a las consecuencias de los fallos que pretende prevenir. Si la respuesta es negativa el R.C.M. aconseja la realización de las tareas “a falta de”, que serían las tareas a emplear en última instancia para prevenir el fallo.

Al hacer esta pregunta, el R.C.M. combina la evaluación de la consecuencia con la selección de la tarea en un proceso único de decisión, basado en los principios siguientes:

- Una acción que signifique prevenir el fallo de una función oculta sólo valdrá la pena hacerla si reduce el riesgo de un fallo múltiple asociado con esa función a un nivel bajo aceptable. En el caso de modos de fallo ocultos que son comunes en materia de seguridad o sistemas protectores no puede ser posible monitorear en busca de deterioro porque el sistema está normalmente inactivo. Si el modo de fallo es fortuito puede no tener sentido el reemplazo de componentes con base en el tiempo porque se podría estar reemplazando con otro componente similar que falle inmediatamente después de ser instalado. En estos casos la lógica R.C.M. pide explorar con pruebas para hallar el fallo funcional. Estas son pruebas que pueden causar que el dispositivo se active, demostrando la presencia o ausencia de una funcionalidad correcta.

Estas pruebas se conocen como tareas de búsqueda de fallos. Las tareas de búsqueda de fallos consisten en comprobar las funciones no evidentes de forma periódica para determinar si ya han fallado. Si no se puede encontrar una tarea de búsqueda de fallos que reduzca el riesgo de fallo a un nivel bajo aceptable, entonces la acción “a falta de” secundaria sería que la pieza debe rediseñarse.

- Una acción que signifique el prevenir una falla que tiene consecuencias en la seguridad o el medio ambiente merecerá la pena hacerla si reduce el riesgo de ese fallo en sí mismo a un nivel realmente bajo, o si lo suprime por completo. Si no se puede encontrar una tarea que reduzca el riesgo de fallo a un nivel bajo aceptable, la decisión “a **falta de**” inicial será que el componente debe rediseñarse.
- Si el fallo tiene consecuencias operacionales, sólo vale la pena realizar una tarea sistemática si el costo total de hacerla durante cierto tiempo es menor que el costo de las consecuencias operacionales y el costo de la reparación durante el mismo período de tiempo. Si no

es justificable, la decisión “a falta de” será el no mantenimiento sistemático. Si esto ocurre y las consecuencias operacionales no son aceptables todavía, entonces la decisión “a falta de” secundaria sería rediseñar de nuevo.

- Si el fallo tiene consecuencias no operacionales pero hay costos de mantenimiento, sólo vale la pena realizar una tarea sistemática si el costo total de hacerla durante cierto tiempo es menor que el costo de las consecuencias no operacionales y el costo de la reparación durante el mismo período de tiempo. Si no es justificable, la decisión “a falta de” será el no mantenimiento sistemático. Si esto ocurre y las consecuencias no son aceptables todavía, entonces la decisión “a falta de” secundaria sería rediseñar de nuevo.

Este paso queda reflejado en el Diagrama de Decisión del **Anexo 7**, y sus resultados recogidos en la Tabla de Trabajo de Decisión R.C.M. del **Anexo 8.**” (SAE, 1999)

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DEL R.C.M.

La necesidad de un análisis de confiabilidad en el mantenimiento no se basa desde el punto de vista de un elemento como son los clásicos estudios de confiabilidad, si no desde el punto de vista del sistema el mismo que debe cumplir ciertos requerimientos o estándares de ejecución determinados conjuntamente con la distribuidora (ELEPCO S. A), y el ente regulador (CENACE).

Tomado este nuevo enfoque para empezar a desarrollar el plan de mantenimiento de la central en base a la metodología del RCM, estableciendo primeramente cual va a ser el sistema a analizar.

Los generadores y el transformador de la S/E de la central hidráulica se tratara como temas independiente de todos los elementos que se encuentran a su alrededor, debido a que todos ellos afectan de una u otra manera la confiabilidad de toda la central, lo que se propone es ampliar la selección tomando en cuenta los equipos primarios de la central hidráulica.

Entonces el sistema propuesto debe estar enfocado en cumplir con el principal requerimiento: Generar energía eléctrica por medio de los generadores y suministra esta energía por la subestación Illuchi N° 2 al sistema nacional interconectado de una forma confiable y segura como se muestra en la Figura 4.1.

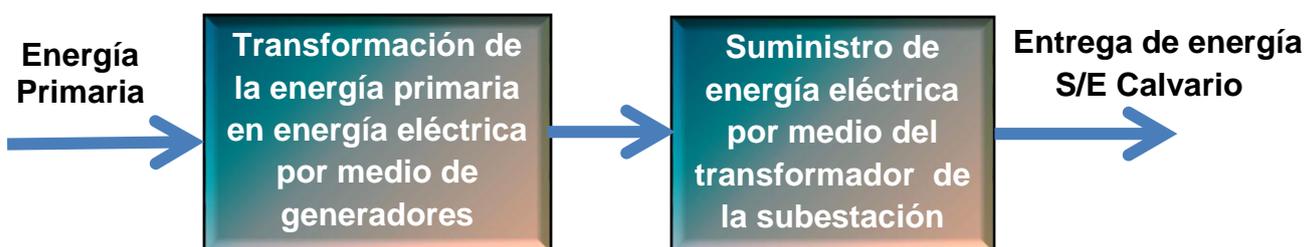


Figura 4.1: Sistema de análisis RCM central Illuchi N° 2.

4.1 GRUPOS DE ANÁLISIS

El análisis RCM y su programa de mantenimiento, tiene una alta probabilidad de éxito si se definen adecuadamente los grupos de análisis y sus objetivos como se indica las normas en el capítulo 3.

El grupo de análisis RCM propuesto debe estar conformado básicamente por el siguiente personal Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Personal disponible en la central Illuchi N° 2

NORMA RCM	PERSONAL DISPONIBLE EN LA CENTRAL
Jefe de la Central	✓
Ingeniero de Operación	✗
Técnico de Operación	✓
Técnicos con experiencia en mantenimiento	✓
Ingenieros de Mantenimiento	✗
Supervisores de Mantenimiento	✗
Un Facilitador	✓
Expertos	✗

El jefe de la central es el director de generación de ELEPCO S. A, en la central no existe un ingeniero de operación ni mantenimiento ni supervisores del mismo pero si se encuentra disponible 6 técnicos de operación con mucha experiencia con turnos rotativos que se alternan cada 8 horas los cuales también son encargados del mantenimiento.

La central no dispone de equipos para la realización del mantenimiento preventivo para poder detectar fallas ocultas por esta razón se cubrió este aspecto con equipos ajenos a la empresa eléctrica

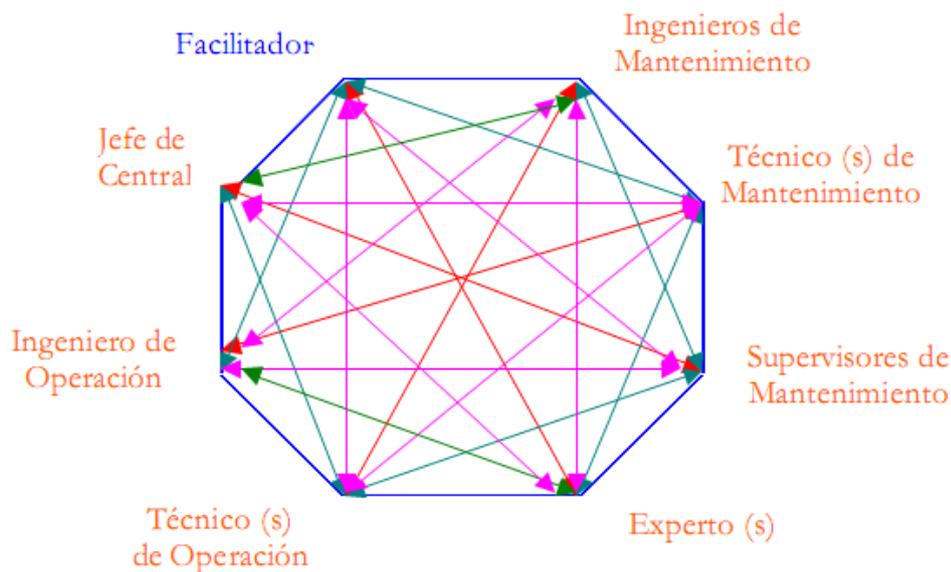


Figura 4.2. Relación entre los miembros del grupo de análisis RCM

4.2 DIAGRAMA DE FLUJO RCM

Para seguir una estructura organizada y lógica en el desarrollo de los análisis RCM, en la Figura 4.2 se muestra un diagrama de flujo de las actividades programadas con objeto del estudio.

Al revisar el diagrama se observa que el análisis inicia con la definición del equipo de estudio, para el caso nuestro son los generadores el transformador de potencia de la S/E de la Central Illuchi N° 2, la cual se priorizaran para el análisis sus sub equipos por medio del examen de criticidad, pasando a definir el contexto operacional, las funciones tanto primarias como secundarias, las posibles fallas funcionales y las causas de estas fallas o modos de fallo.

En sucesión se examinará la estrategia a seguir según los lineamientos de RCM expuestos en el anexo 7, se indaga la real eficacia de las medidas en cuanto si elimina o minimiza la falla, para así poder revisar las tareas y regularidad con que se ejecutará, obteniendo al final unas tácticas de mantenimiento tanto correctivas, predictivas o sugerida de rediseño. Se ejecutan las tácticas y se mide su eficacia a través del análisis de confiabilidad, dependiendo de estos valores se tomarán medidas de revisión o se continuará la estrategia de siempre con las posibilidades de mejoramiento continuo.

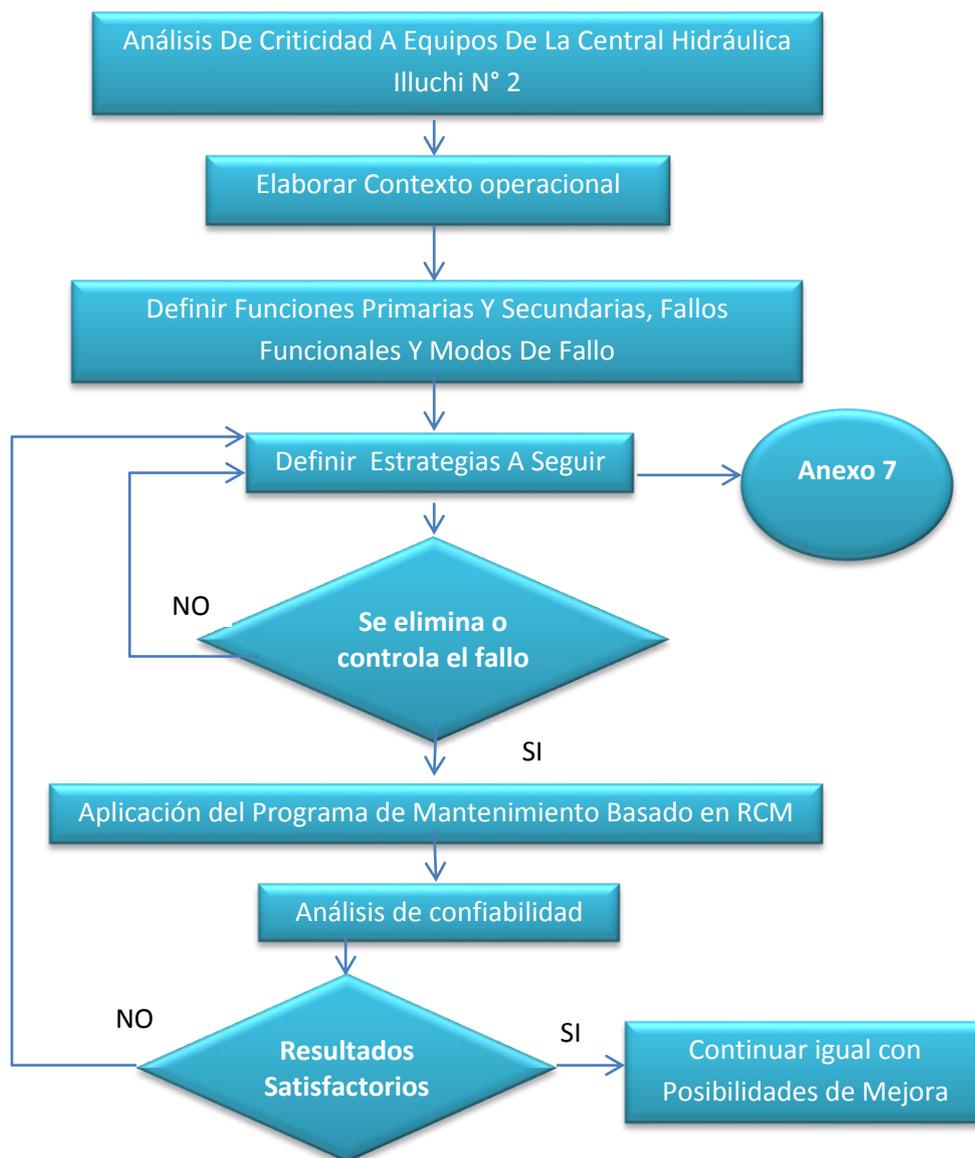


Figura 4.3: Diagrama de Flujo para Análisis RCM

4.3 ANÁLISIS DE CRITICIDAD

Para poder tomar la decisión de que equipos aplicar el proceso RCM y dentro del análisis de los subsistemas que surjan dentro de estos equipos decidir también a cuales dar prioridad, se aplicó la metodología de criticidad Tabla 4.2 que permita enfocar el estudio hacia los equipos que realmente son importantes y aportan valor con su disponibilidad y confiabilidad al progreso de la Central hidráulica

Los resultados del nivel de criticidad de casa de máquinas se lo representa en la Figura 4.4 Figura 4.5

Tabla 4.2 Cuadro de Factores de criticidad de la central Illuchi N° 2

CÓD.	EQUIPO	Frecuencia de Fallas	Tiempo promedio para reparación	Impacto operacional	Flexibilidad	Costo De Mtto	Impacto a en la Satisfacción Del Cliente	Impacto ambiental	Consecuencia Total	CRITICIDAD TOTAL	
G1	Rotor	1	5	10	3	2	1	2	40	40	
	Estator	1	5	10	3	2	1	2	40	40	
	Cojinetes	2	1	1	3	2	1	1	8	16	
	Sistema de Excitación	1	5	1	3	2	1	1	12	12	
	Sistema de Enfriamiento	1	5	1	3	1	1	1	11	11	
	Sistema de lubricación	1	1	1	3	1	1	1	7	7	
	Regulador de voltaje	1	5	1	3	1	1	1	11	11	
	Turbina	1	5	1	3	1	1	1	11	11	
	Tablero de control G1	1	5	1	3	1	1	1	11	11	
G2	Rotor	1	5	10	3	2	1	1	40	40	
	Estator	1	5	10	3	2	1	1	40	40	
	Cojinetes	1	1	1	3	2	1	1	8	8	
	Sistema de Excitación	1	5	1	3	2	1	1	12	12	
	Sistema de enfriamiento	1	5	1	3	1	1	1	11	11	
	Sistema de lubricación	1	1	1	3	1	1	1	7	7	
	Regulador de voltaje	1	5	1	3	1	1	1	11	11	
	Turbina	1	5	1	3	1	1	1	11	11	
	Tablero de control G2	1	5	1	3	1	1	1	11	11	
BB	Transformador del Banco de Baterías	1	1	3	3	1	1	1	13	13	
S/E	Transformador de Potencia	1	1	10	3	1	1	1	34	34	
	Disyuntores de Potencia	1	1	1	3	1	1	1	7	7	
	Transformador de Corriente	1	5	1	3	2	1	1	12	12	
	Transformador de Potencial	1	5	1	3	2	1	1	12	12	
	Pararrayos o Apartarrayos	1	1	1	3	1	1	1	7	7	
	Puesta a tierra	1	1	1	3	1	1	1	7	7	
	Tablero de salida	1	5	1	3	1	1	1	11	11	
Protecciones	G1	Protección de frecuencia	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección de sobre corriente del Rotor	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección de sobre corriente del Estator	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección de sobrecarga	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección tierra a estator	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección de Máxima Tensión	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección Mínima Tensión	1	1	1	3	1	1	1	7	7
	G2	Protección diferencial	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección de frecuencia	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección de sobre corriente del Rotor	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección de sobre corriente del Estator	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección de sobrecarga	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección tierra estator	1	1	1	3	1	1	1	7	7
		Protección de Máxima Tensión	1	1	1	3	1	1	1	7	7
S/E	Protección buchholz	1	1	1	3	1	1	1	7	7	
	Protección diferencial	1	1	1	3	1	1	1	7	7	

FUENTE: Director del Departamento de Generación ELEPCO S. A

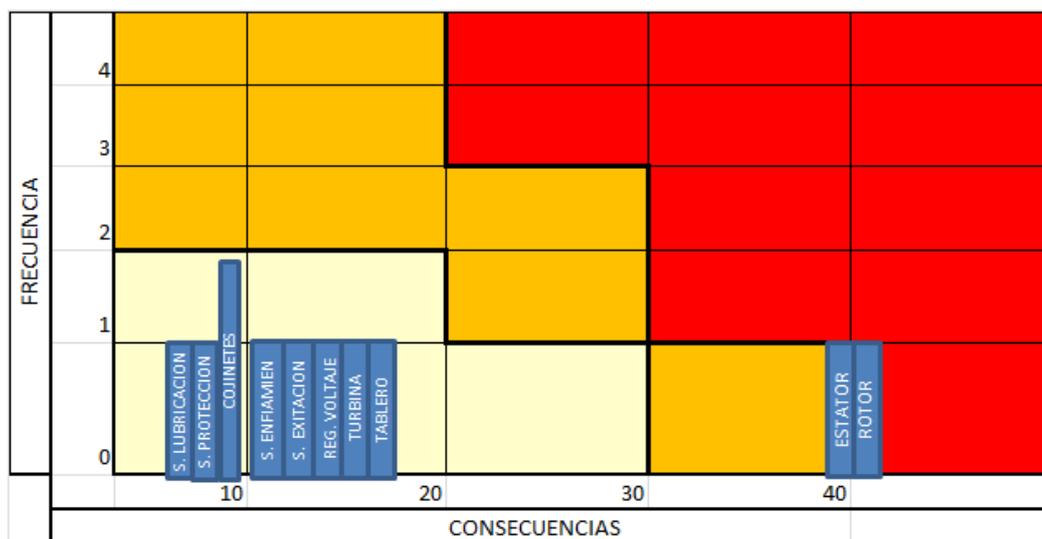


Figura 4.4. Matriz General de Criticidad G1

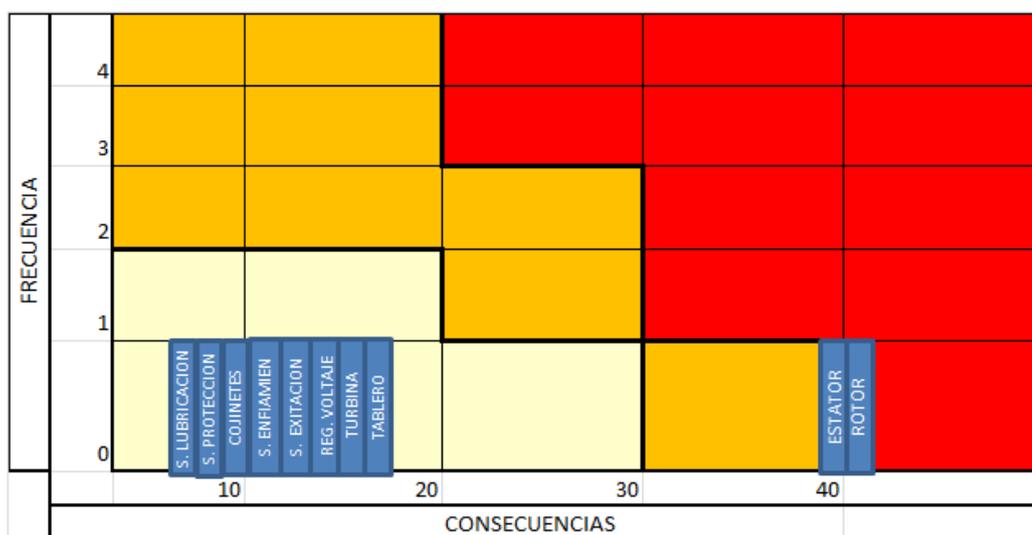


Figura 4.5. Matriz General de Criticidad G2



En las matrices de criticidad de la Figura 4.4 y Figura 4.5 se observa que el activo más crítico de la casa de máquinas tanto para G1 y G2 es el estator y el rotor pero para la aplicación correcta del RCM se cubrirá posibles fallas ocultas por lo que se tomara el sistema de protección ya que el mismo está ligado íntimamente a detectar fallas del rotor y el estator,

Se observa también que medianamente crítico se encuentra los cojinetes de G1 para la aplicación del RCM se tomará el sistemas enfriamiento y

lubricación ya que estos sistemas afectan directamente la vida útil de los cojinetes y por esta razón el RCM se enfocara en estos activo.

- Rotor, estator.
- Sistema de lubricación.
- Sistema de enfriamiento y ;
- Sistema de protecciones.

4.4 FUNCIONES Y PATRONES DE DESEMPEÑO DE CASA DE MAQUINAS

Como se observó en el capítulo 3, para responder las 5 primeras preguntas del RCM se utilizará como herramienta la Figura 4.3 y el anexo 7 para el análisis de funciones, modos, causas y efectos de falla, y estos se los separa en 2 grupos de análisis, La casa de máquinas y la subestación de la central, para ello se calculó el nivel de criticidad Tabla 4.2 con el encargado del departamento de generación de ELEPCO S. A, a estos activos se los tratara como temas independiente de todos los elementos que se encuentran a su alrededor para poder satisfacer el requerimiento del sistema que es generar energía eléctrica y suministrarla a la S/E el Calvario.

Los Generadores de la central Illuchi N° 2 tienen la obligación de operar sus unidades, según el programa de generación horaria establecida por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que va entre 2.6 MW de potencia por unidad y un total 5.2 MW este despacho puede ser variado hora a hora involucrando la posibilidad de varios arranques y paradas durante el día, pero también se debe tomar en cuenta que la compra y la venta de esta energía al Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano (MEM) está reglamentada por el CENACE la cual dispone las etapas de generación, oferta y demanda de energía lo cual afecta las fluctuaciones de generación en la central Illuchi N° 2 y se puede observar en la Tabla 4.3 y Figura 4.6 , y fluctuación del perfil de producción mensual con sus respectivos picos máximos y mínimos Tabla 4.4 Figura 4.7

Tabla 4.3. Estadístico 2005-2013 de energía producida Illuchi N° 2

AÑOS	Energía Bruta (GWh)			Factor de planta (%)		
	G1	G2	TOTAL	G1	G2	TOTAL
2005	11,74	11,97	24,12	55,32	56,264	55,79
2006	11,67	11,94	23,61	51,24	52,42	51,83
2007	12,18	12,97	25,15	53,49	56,93	55,21
2008	12,56	12,38	24,95	68,31	67,35	67,83
2009	11,143	11,76	22,91	48,93	51,63	50,30
2010	11,57	9,27	20,84	50,82	40,69	45,75
2011	13,35	13,75	27,1	58,64	60,35	59,49
2012	11,97	12,82	24,79	52,55	56,3	54,43
2013	13,14	13,036	24,18	54,91	55,24	55,08
PROMEDIO	12,02	12,11	24,18	54,91	55,24	55,08

Tabla 4.4. Estadístico de energía producida Illuchi N° 2 período 2013

	CENTRAL ILLUCHI N° 2 (KWh)	
	G1	G2
ENERO	1151,4	780
FEBRERO	1115,1	1107,2
MARZO	1140,9	1152,3
ABRIL	879,6	843,2
MAYO	1239,1	1225
JUNIO	1272,2	1285,9
JULIO	1146,3	1161,7
AGOSTO	1330,4	1341,4
SEPTIEMBRE	1155,5	1112,2
OCTUBRE	1024,4	1105,4
NOVIEMBRE	943,7	1187
DICIEMBRE	743,4	734,3
TOTAL	13142	13035,6

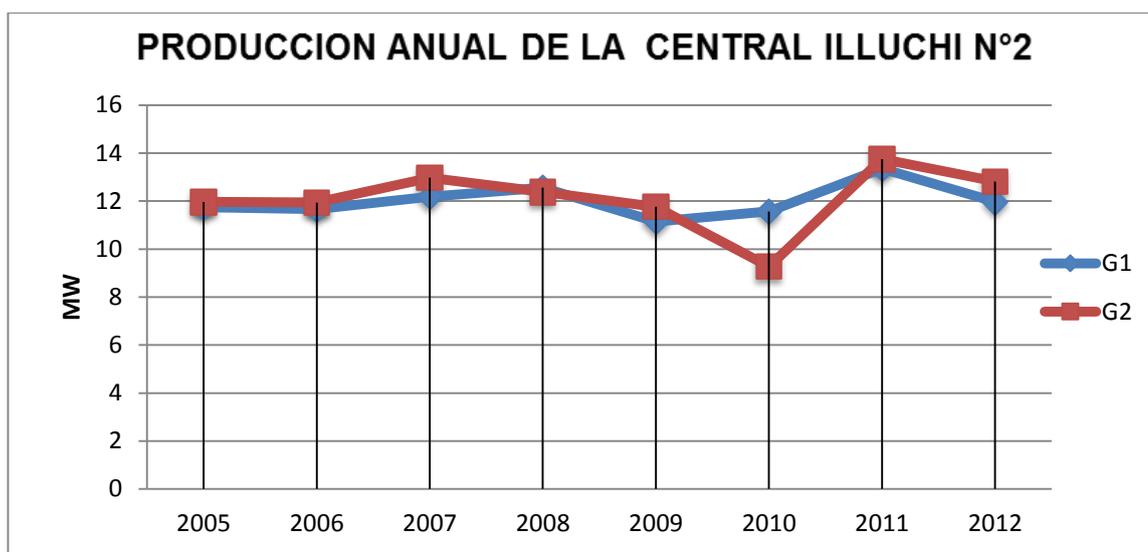


Figura 4.6: Producción anual de la central Illuchi N° 2 años 2005-2012

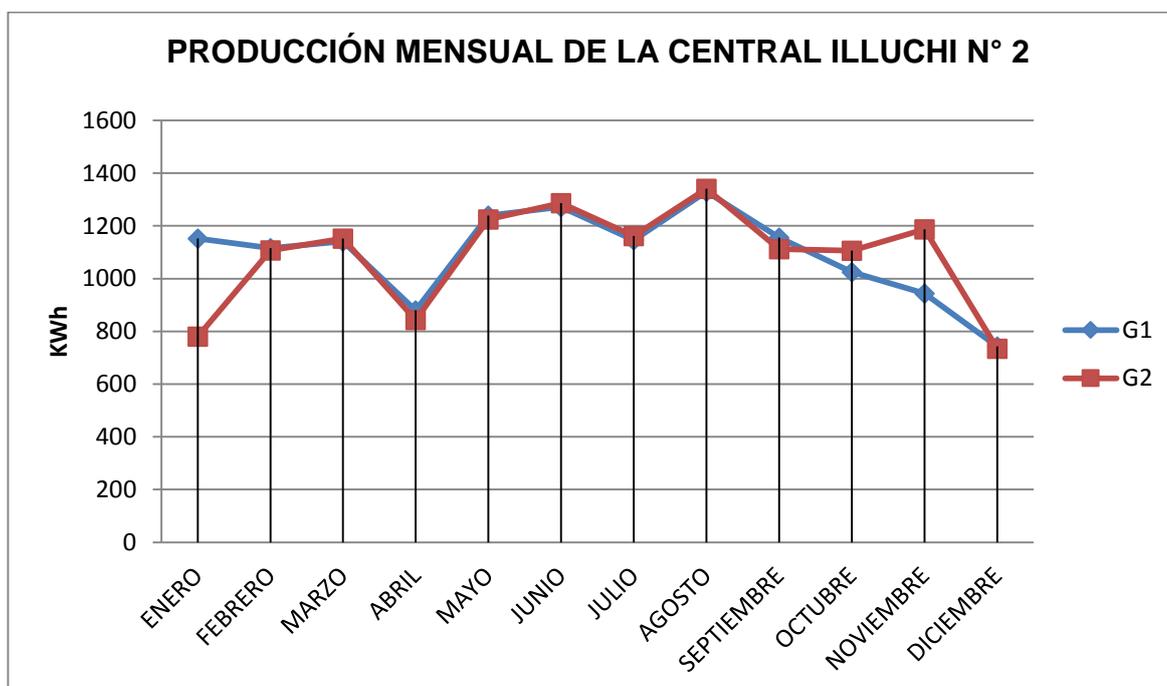


Figura 4.7: Producción mensual de la central Illuchi N° 2 año 2013

Tabla 4.5. Variación anual de compra de energía de la E. E. Cotopaxi

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	58,98	129,47	0,00	0,21	188,66		8,73		4,63
2004	35,34	158,48	0,00	0,28	194,10	2,88	7,51	-14,04	3,87
2005	12,35	229,43	0,00	0,00	241,77	24,56	8,46	12,74	3,50
2006	2,43	280,22	0,00	0,00	282,65	16,91	9,14	7,97	3,23
2007	43,18	247,98	0,00	0,00	291,15	3,01	10,25	12,21	3,52
2008	94,07	162,61	0,00	0,00	256,68	-11,84	9,94	-3,10	3,87
2009	58,45	177,42	0,00	1,04	236,91	-7,70	10,66	7,29	4,50
2010	36,22	273,52	0,00	3,19	312,92	32,08	14,26	33,79	4,56
2011	40,52	322,83	0,00	3,51	366,85	17,24	13,48	-5,49	3,67
2012	19,20	367,65	0,00	3,58	390,42	6,42	13,97	3,63	3,58
Total	400,72	2.349,61	0,00	11,79	2.762,12	106,94	106,40	59,94	3,85

Fuente: Conelec, Estadístico del sector ecuatoriano 2003-2012, Pg 110

Según las Tablas 4.4 y Tabla 4.5 y la disponibilidad de los generadores Anexo 10 la generación hidroeléctrica de la central Illuchi N° 2 produce un promedio de 24,18 GWh anuales con un factor de planta o carga de 55,08%, la disponibilidad de las unidad de generación G1 y G2 se encuentran 99,915% 99,919 % días del año respectivamente y en el evento de una falla de una unidad en servicio representaría pérdidas económicas en la venta de energía.

En caso de una falla la producción que se pierda será suplida por otra Central, esta decisión es competencia de CENACE de acuerdo con los méritos de las Centrales

Para el 2014 una salida de servicio de un generador por un día presenta una pérdida económica para ELEPCO S. A de aproximadamente \$1201,2 dólares americanos

$$PI = \text{Potencia del generador(MW)} * \text{tiempo(h)} * Fc * PM \quad (4.4)$$

PI = pérdida de ingresos

Fc = Factor de carga

$$PM = \text{Precio medio} \left(\frac{\text{USD}\cancel{\$}}{\text{KWh}} \right)$$

$$\text{Pérdida de ingresos} = (2.6\text{MW}) * (24 \text{ h}) * 0,5 * 3,85 \frac{\text{USD}\cancel{\$}}{\text{KWh}}$$

$$\text{Pérdida de ingresos} = 1201,2 \$$$

4.4.1 Contexto operacional de Generadores de casa de maquinas

El contexto operacional del equipo debe definirse de manera clara y concisa, con el fin de que este sea el marco de referencia para todo el proceso de análisis y en él se expresen si no todos, la mayoría de elementos que sirvan como punto de juzgamiento para la toma de decisiones estratégicas de mantenimiento en búsqueda de la preservación de la función para la cual el activo se adquirió, para el generador de la Central el contexto operacional se muestra de la siguiente manera:

Los generadores está constituido por los siguientes componentes: rotor, estator, cojinetes, sistema de enfriamiento, sistema de protecciones, regulador de velocidad. Instrumentación y barras de salida.

Los generadores son trifásicos de 2,4 kV con una corriente nominal en el rotor de 345 A y una potencia aparente de 3250 kVA, gira a 720-1274 rpm, 60 HZ, factor de potencia 0.8. El sistema de excitación opera a un voltaje de 85/100 Vc con una potencia de 32-45 KW, El estator genera en sus terminales un voltaje de 2,4 kV \pm 5% con una corriente de 781.8 A

El generador está diseñado con un sistema de ventiladores soldados al eje del rotor, que provocan un ciclo de aire cerrado para un trabajo en régimen continuo a una temperatura ambiente de 40 °C, permitiendo un aumento en la temperatura del estator y rotor de 60 °C y 80 °C, ya que el aislamiento del estator es de clase B del rotor clase F respectivamente

En operación normal, de un generador de la central debe producir entre 2.6-5.2 MW en períodos de tiempo desde 1 hora hasta 24 horas al día los 365 días del año, con un voltaje de salida de 2,4 KV y 60 Hz, durante el proceso de producción de energía eléctrica, el generador no debe sobrepasar una temperatura en rotor y estator de 100 °C.

“La temperatura del sistema de enfriamiento no debe superar los 75 °C ya que el punto de fusión del metal es relativamente bajo que va entre 90 °C y 100 °C, La temperatura del sistema de lubricación presenta una diferencia aproximada de 10 °C entre la temperatura del metal y la del aceite, por lo que

se cuidará que la temperatura no sea inferior a 50 °C, ya que debido a la disminución de la viscosidad del aceite puede manifestarse problemas de lubricación.” (IEEE, 1999, pág. 65)

Las salas de máquinas pueden ser extremadamente ruidosas y dañar los oídos, se debe usar protección auditiva, por esta razón el generador está protegido con una carcasa para formar un recinto de aire y está aislada con poliuretano para reducir el ruido, la operación del generador no debe provocar un ruido de más de 70 dB medidos a 5 m de distancia, el conjunto se encuentra montado sobre bases rígidas de concreto para garantizar total soporte de sus elementos rodantes.

Como se observa en este contexto se detallan, el ente de regulación que rige su operación, el mercado de comercialización, los elementos técnicos y de construcción del equipo, su entorno y su forma de operar, las posibles y consecuencias ante fallas, la empresa dueña del activo, y otros detalles que enfocan el ambiente de operación y mantenimiento del activo con el fin de poder tener elementos de juicio certeros a la hora de tomar las mejores decisiones estratégicas de mantenimiento.

4.4.2 Modos de falla y sus efectos en Generadores de casa de maquinas

La obtención de modos de falla se lo hace a partir de un análisis de criticidad, esta metodología es utilizada para establecer los elementos más críticos o que más influyen en la confiabilidad de la casa de máquinas y del sistema mencionado. A continuación se presenta todos los modos de falla encontrados y sus efectos ubicados en la plantilla del análisis de Modos de Falla y sus Efectos:

HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M		Elemento: GENERADOR	
		Componente: ESTATOR	
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	EFECTO DE 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.	1A1. Estator a tierra por falla en aislamiento de bobinas	El generador sale de servicio por operación de la protección 64G falla estator a tierra (equipo F30 alarma H220 para G1, equipo F32 alarma H420 para G2, del tablero del control y medida), desencadena la secuencia de operación de alarmas y protecciones del generador. Tiempo de parada 30 días , tiempo de reparación 25 días, se requiere bobinas disponibles en bodega
		1A2. Estator a tierra o en cortocircuito por falla en soporte de la barra	Falla tipo 1A1, Tiempo de parada 4 días , tiempo de reparación 3 días , Requiere soportes de barra nuevos en bodega
		1A3. Estator a tierra o en cortocircuito por daño en su bobinado por golpe con elementos constitutivos (cubiertas, tornillos) sueltos	Falla tipo 1A1
		1A4. Estator a tierra o en cortocircuito por daño en el enchapado por golpe con elementos constitutivos(cubiertas, deflectores, tornillo) sueltos desde el interior del estator	Si son abolladuras superficiales se repara en el sitio. Si las abolladuras son profundas se requerirá chapas nuevas, si fuera una falla grande puede provocar una limitación en la producción de reactivos del generador después de la reparación se requerirá personas capacitadas Tiempo fuera de servicio 3 meses. Tiempo de reparación 2,5 meses.
		1A5. Estator a tierra por entrada de agua	Por rotura en la tubería del sistema de refrigeración del estator opera las secuencias falla tipo 1A1. Se analizan aparte el sistema de refrigeración.
		1A6. Estator a tierra por humedad	Mientras un generador se encuentre detenido o apagado, el aislamiento recoge humedad que puede afectar el equipo en funcionamiento ocasionando una falla tipo 1A1.
		1A7. 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 tipo 1A1.
		1A8. Estator a tierra por desajuste en unión pernada del punto del neutro	Un desajuste en uno o más tornillos en el empalme del punto neutro provoca un punto caliente y posteriormente una explosión. Sucede una secuencia de protecciones similar a falla tipo 1A1, esta falla afecta equipos como TC's, cable de puesta a tierra y barras. Tiempo fuera de servicio 4 horas Tiempo de reparación 4 horas
		1A9. Estator a tierra o en cortocircuito por herramienta u objeto dejado olvidado después de un mantenimiento	Falla tipo 1A1
		1A10. Estator a tierra por señal de protección falsa por falla del relé	Falla tipo 1A1. Se realizará una inspección y pruebas del generador para determinar que no existe falla. Se procede a realizar pruebas de protecciones y verificar su funcionamiento. Es posible que se deba reemplazar uno o más elementos de protección, Se requerirá contar con relés de repuestos tiempo de reparación 8 horas.

CONTINUA 

HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M		Elemento: GENERADOR	
		Componente: ESTATOR	
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	EFECTO DE FALLA
		1A11. Estator a tierra por falla en resistencias de puesta a tierra	Por suciedad o deterioro en los puntos de contacto puede variar el valor de la resistencia desencadenando una señal falsa con sus respectivas consecuencias falla tipo 1A1 , Tiempo de reparación 8 horas
		1A12. Estator a tierra por falla en el transformador en puesta a tierra	Cuando el transformador se aterriza a tierra y existe una falla, en el mismo es detectada por el relé de protección de estator a tierra. La secuencia de protecciones es similar a 1A1. El tiempo de reparación del transformador se estima en 15 días
		1A13. Estator a tierra por falla en seccionador puesta a tierra	Cuando el seccionador se aterriza a tierra provoca una falla que es detectada por el relé de protección de estator a tierra. La secuencia de protecciones es similar a la falla tipo 1A1, tiempo de reparación se estima en 2 días
		1A14. Estator a tierra por falla en cable y/o soportes de conexión entre punto de neutro	Cuando falla el aislamiento del cable se aterriza y provoca una falla que es detectada por el relé de protección de estator a tierra. La secuencia de protecciones es similar a 1A1. El tiempo de reparación se estima en 2 días
		1A15. Estator a tierra o en cortocircuito por elementos extraños, tierras portátiles o conexiones provisionales conectadas en la barra de salida del generador después de una operación	Se presenta falla a tierra en la barra de salida del generador con operación de la protección diferencial de grupo 87G (equipo F17 alarma H203 para G1, equipo F28 alarma H403 para G2, del tablero del control y medida). Tiempo de reparación 4 días.
		1A16. Falla en el aislamiento por reparación deficiente	Falla tipo 1A1. El tiempo de máquina parada aumenta. Se puede incurrir en la posibilidad de un nuevo mantenimientos y aumentar sobrecosto por materiales
		1A17. Estator a tierra por deterioro de aislamiento	Falla tipo 1A1
		1A18. Estator a tierra por suciedad o contaminación	
		1A19. Estator a tierra por falla a tierra en equipos y barra	
		1A20. Estator a tierra por falla en aislamiento en capa semiconductor por envejecimiento.	Por el envejecimiento, la capa semiconductor va perdiendo sus propiedades quedando la bobina expuesta a descargas parciales deteriorando su aislamiento con posibles fallas a tierra falla tipo 1A1.
		1A21. Estator a tierra por falla en aislamiento por aflojamiento de cuñas	Por desajuste del acuña miento se produce vibración en la bobina que ocasiona rompimiento de su aislamiento al entrar en contacto con la chapa. Se produce una falla tipo 1A1.
		1A22. No hay voltaje en las barras por falla en sistema de excitación	Se acciona el relé 27 de mínima tensión (equipo F29 alarma H203 para G1, equipo F31 alarma H403 para G2 de los tableros de control y medida), o el relé 58 de Protección de diodos (equipo F8 alarma H204 para G1, equipo F18 alarma H404 para G2 de los tableros de control y medida), al fallar el sistema de excitación ya que no existe campo magnético para inducir tensión en el estator. Se requiere revisar el panel del sistema de excitación para verificar la falla y dependiendo de la misma se puede tener una indisponibilidad y pérdida de producción. Para esta revisión se requiere un ingeniero y un técnico electrónico.

CONTINUA 

HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M		Elemento: GENERADOR	
		Componente: ESTATOR	
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	EFFECTO DE FALLA
		1A23. No hay voltaje por falla en el sistema de auxiliares de corriente continua	No hay tensión inicial para iniciar el proceso de excitación (revisar Amperímetro de excitación equipo P10 para G1 y equipo P11 para G2 delos tableros de control y medida) sin existir campo magnético para inducir tensión en el estator. Se requiere hacer revisión del sistema de corriente continua (banco de baterías, transformador T2 , diodos de rectificación) y dependiendo de la falla se tiene indisponibilidad y pérdida de generación 1 y 8 horas. Se requiere un ingeniero y un técnico electrónico.
		1A24. No hay voltaje por falla en la entrega de potencia al sistema	Durante la consignación del equipo se omiten pasos del protocolo causando demoras en la puesta en servicio del generador y pérdidas de generación aproximadamente de 2 horas. La revisión debe ser realizada por un ingeniero y un operador.,Tiempo de reparación 2 horas
		1A25. 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 aproximadamente de 8 horas. Tiempo de reparación 8 horas
		1A26. Falla por mal mantenimiento o mala operación	Procedimientos de mantenimiento y operación inadecuados por el personal de mantenimiento y operación

HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M		Elemento: GENERADOR	
		Componente: SISTEMA DE LUBRICACIÓN	
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	EFFECTO DE FALLA
1. Lubricar las partes móviles del generador	A. Reducción de la presión del lubricante	1A1. Aceite diluido	El aceite diluido no tiene las mismas propiedades que el aceite normal por lo que no circula por el generador con la presión correcta produciendo rozamiento y desgaste de las piezas del generador. Tiempo de reparación 2 horas
		1A2. Pérdida de la eficiencia del sistema de refrigeración, con el calentamiento excesivo del aceite	El calentamiento del aceite hace que pierda sus propiedades por lo que no circula por el generador con la presión correcta produciendo rozamiento y desgaste de las piezas del generador. Tiempo de reparación 2 horas
		1A3. Desgaste crítico de los cojinetes lubricados a presión	El desgaste de los cojinetes hace que el aceite que circula por ellos no salga con la presión necesaria al generador produciendo rozamiento y desgaste de las piezas del generador. Tiempo estimado de reparación 30 días , se requiere cojinetes disponible en bodega
		1A4. 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 Tiempo estimado de reparación 2 horas, se requiere filtros disponible en bodega.
		1A5. 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, Tiempo estimado de reparación 1 días , se requiere bomba de aceite disponible en bodega
		1A6. Falta de lubricante	Si faltase aceite lubricante, éste no circula por el generador con la presión necesaria lo cual produce rozamiento y desgaste en las piezas del generador Tiempo estimado de reparación 3 horas , se requiere aceite lubricante en bodega
	B. Consumo anormal de lubricante	1B1. 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 Tiempo estimado de reparación 12 horas , se requiere guías de aceite en bodega
		1B2. 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. Si no se solucionan pueden causar problemas graves por falta de lubricante en el generador produciendo sobrecalentamiento en el mismo Tiempo estimado de reparación 1 día , se requiere sellos en bodega

HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M	Elemento: GENERADOR		
	Componente: SISTEMA DE ENFRIAMIENTO		
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	EFFECTO DE 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.	1A1 Fugas excesivas por sellos	Presencia de humo blanco y disminución de viscosidad en aceite lubricante en cojinetes es necesario el reemplazamiento de los sellos del termostato, Tiempo estimado de reparación 1 día, se requiere sellos en bodega.
	B. No mantiene una temperatura adecuada de funcionamiento, la cual está sobre los 75 °C.	1B1. 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 Tiempo estimado de reparación 1 hora , se requiere mangueras en bodega
		1B2. Transferencia de calor insuficiente, debido a formación de escamas en el circuito de refrigeración.	Alta temperatura de refrigerante, las escamas y depósitos pueden ocasionar fallas en el sistema de enfriamiento se aísla el refrigerante de los componentes que requieren ser enfriados. La transferencia de calor reducida al refrigerante ocasiona sobrecalentamiento del generador y puede ocasionar que se pandeen los componentes en los cojinetes, pérdida de potencia. Tiempo estimado de reparación 8 días, se requiere sellos y mangueras en bodega.
2. Bombear el líquido refrigerante por los enfriadores de aceite, y el intercambiador de calor.	A Incapaz de bombear el líquido refrigerante	2A1. Impulsor de la bomba de agua suelto o dañado.	Poca circulación de refrigerante por cojinetes lo cual esto provocará un sobrecalentamiento del mismo por causa de impulsor flojo o deteriorado. Tiempo estimado de reparación 1 día
		2A2. Cavitación debido a aire atrapado en el sistema.	La cavitación es ocasionada por burbujas de aire que colapsan en el interior de las paredes del impulsor. Estas burbujas de aire explotan repetidamente en contra del costado del impulsor y puede ocasionar erosión de la misma. Tiempo estimado de reparación 1 días
	B No mantiene un bombeo de líquido refrigerante adecuado lo cual está por debajo de 20 m/seg.	2B1. Impulsor de la bomba de agua desgatado	Elevación de la temperatura del refrigerante la cual inducirá calor en los cojinetes causando pérdida de propiedades en el lubricante Tiempo estimado de reparación 1 día
3. Regular el flujo del refrigerante y recircularlo por el generador según la temperatura.	A. Incapaz de regular el flujo de refrigerante o lo hace de manera incorrecta.	3A1. No funciona correctamente el Termostato	Es necesario remover, inspeccionar y comprobar el termostato e Instalar un nuevo su fuese necesario. Tiempo estimado de reparación 6 horas, se requiere termostato en bodega.
4. Contener el líquido refrigerante.	A. Incapaz de contener el líquido refrigerante.	1A1. Fuga de refrigerante por sellos en eje de la bomba.	Baja de nivel del refrigerante lo que produce un aumento de temperatura por despresurización del sistema. Tiempo estimado de reparación 3 horas, se requiere sellos en bodega.

HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M	Elemento: GENERADOR		
	Componente: SISTEMA DE PROTECCIÓN		
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	EFECTO DE FALLA
1. Activar una alarma cuando la temperatura del refrigerante suba a los 105 °C 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. Conexiones eléctricas flojas del sensor. 2. Sensor en falla, des calibrado o dañado	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, se requerirá reparar o reemplace cableado eléctrico o cambio por un nuevo sensor Tiempo estimado de reparación 8 horas, se requiere sensores en bodega.
2. Activar una alarma y el mecanismo de detención del generador cuando éste alcance una frecuencia (relé 81 Equipo F19) no aceptable para el sistema.	A. Incapaz de activar la alarma sonora ni activar el mecanismo de detención del generador.	1 Conexiones eléctricas flojas del sensor. 2. Sensor en falla, des calibrado o dañado	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 en las muchas etapas de los álabes de la turbina, ocasionando esto vibraciones no tolerables por las partes del generador las cuales se deterioran o pueden romper en caso de un funcionamiento continuo o prolongado. Se requerirá reparar o reemplace cableado eléctrico o cambio de un nuevo sensor Tiempo estimado de reparación 8 horas, se requiere sensores en bodega.
3. Activar una alarma y el mecanismo de detención del generador cuando este se sobrecarga (relé de sobrecarga relé 50/51 Equipo F12 Y F22) el generador	A. Incapaz de activar la alarma sonora ni activar el mecanismo de detención del generador.	1 Conexiones eléctricas flojas del sensor. 2. Sensor en falla, des calibrado o dañado	Si un generador funciona durante mucho tiempo en condiciones de sobrecarga (es decir, a un régimen por encima del régimen máximo del generador) y no activarse esta protección existirá : recalentamiento del sistema de refrigeración , de los bobinados del generador y disminución de la viscosidad del aceite resultando pérdida de presión del aceite Se requerirá reparar o reemplace cableado eléctrico o cambio de un nuevo sensor Tiempo estimado de reparación 8 horas, se requiere sensores en bodega.
4. Activar una alarma y el mecanismo de detención del generador cuando la corriente sobrepase la establecida , relé de sobre corriente (Relé 50, Equipo F10 F11 para G1, Equipo F20 F21 para G2)	A. Incapaz de activar la alarma , ni activar el mecanismo de detención del generador	1 Conexiones eléctricas flojas del sensor. 2. Sensor en falla, des calibrado o dañado	Corrientes excesiva provocan cortocircuitos las cuales se caracterizan por valores de corrientes múltiples a la corriente nominal, grandes caídas de tensión y desfasaje importante entre la tensión y la corriente las cuales estas producen problemas de tipo térmico sobre los equipos, se requerirá reparar o reemplace cableado eléctrico o cambio por un nuevo sensor. Tiempo estimado de reparación 8 horas, se requiere sensores en bodega.



HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M	Elemento: GENERADOR		
	Componente: SISTEMA DE PROTECCIÓN		
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	EFECTO DE FALLA
5. Activar una alarma y el mecanismo de detención del generador cuando falle los diodos del sistema de excitación del generador (relé 58 Equipo F8 para G1, Equipo F18 para G2)	A. Incapaz de activar la alarma , ni activar el mecanismo de detención del generador	1. Conexiones eléctricas flojas del sensor. 2. Sensor en falla, des calibrado o dañado	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, se requerirá reparar o reemplace cableado eléctrico o cambio por un nuevo sensor. Tiempo estimado de reparación 8 horas, se requiere sensores en bodega.
6. Activar una alarma y el mecanismo de detención del generador cuando exista una falla de estator a tierra en el generador (relé 64 Equipo F30 para G1, Equipo F32 para G2)	A. Incapaz de activar la alarma , ni activar el mecanismo de detención del generador	1. Conexiones eléctricas flojas del sensor. 2. Sensor en falla, des calibrado o dañado	Al existir una falla de estator a tierra y al no activarse esta protección se produce un incremento altamente peligroso de las tensiones entre fase-fase, por consecuencia esto ocasionar problema de mayor magnitud en los aislamientos del generador, se requerirá reparar o reemplace cableado eléctrico o cambio por un nuevo sensor. Tiempo estimado de reparación 8 horas, se requiere sensores en bodega.
7. Activar una alarma y el mecanismo de detención del generador cuando se active el relé de Protección diferencial (relé 87 Equipo F7 para G1 , Equipo F17 Para G2 y Equipo F28 Para tablero de salida)	A. Incapaz de activar la alarma , ni activar el mecanismo de detención del generador	1. Conexiones eléctricas flojas del sensor. 2. Sensor en falla, des calibrado o dañado	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 que afectara gravemente a los aislamientos del estator y del rotor del generador, se requerirá reparar o reemplace cableado eléctrico o cambio por un nuevo sensor. Tiempo estimado de reparación 8 horas, se requiere sensores en bodega.
9. Activar una alarma y el mecanismo de detención del generador cuando exista un voltaje mayor o mínimo al establecido en el generador (relé 27)	A. Incapaz de activar la alarma , ni activar el mecanismo de detención del generador	1. Conexiones eléctricas flojas del sensor. 2. Sensor en falla, des calibrado o dañado	Al no poder activarse esta protección el generador está expuesto a sobre voltajes causadas por sobre velocidades o pérdida de carga, provocando sobrecalentamientos y pérdida de aislamiento en el generador se requerirá reparar o reemplace cableado eléctrico o cambio por un nuevo sensor. Tiempo estimado de reparación 8 horas, se requiere sensores en bodega.

4.4.3 Hoja de trabajo de decisión R.C.M.

HOJA DE TRABAJO DE TRABAJO DE DECISIÓN R.C.M							Elemento: GENERADOR												
							Componente: ESTATOR												
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tarea "a falta de "				Tarea Propuesta	Frecuencia inicial	A realizar por			
F	FF	MF	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3	H4				H5	S4	
1	A	1	S	N	N	S	N	N	S										
1	A	2	S	N	N	S	N	S									Verificar estado de soportes y en caso de necesidad sustituir.	Anual	Técnico
1	A	3	S	N	N	S	N	S									Verificar ajuste de tornillos mediante martilleo en su cabeza. En caso de presentar un sonido no sólido aflojar, ajustar el tornillo y aflojar nuevamente y ajustar finalmente	Anual	Mecánico
1	A	4	S	N	N	S	N	S									Ítem 1A3.	Anual	Mecánico
1	A	5															Se analiza aparte el sistema de refrigeración.	Anual	
1	A	6	N				S										Cuando la unidad se encuentre detenida verificar que el valor de la temperatura del aire frío no se encuentre por debajo de 30 °C , realizar pruebas de termografía	Cada hora mientras la máquina se encuentre detenida	Operador
1	A	7	S	N	N	S	S										Inspeccionar filtros de las tapas de cojinetes	Semestral	Operador
1	A	8	S	N	N	S	S										Tomar termografía en puesta de tierra y en caso de existir una temperatura mayor de 5 ° C programar el ajuste de la unión pernada.	Anual	Ingeniero/ Tecnólogo
1	A	9	S	N	N	S	S										Debe rediseñarse el sistema de protocolo de entrega del equipo para operación con la implementación de una lista de chequeo de entrada y salida de herramienta al generador.	10 meses	Mecánico
1	A	10	S	N	N	S	N	N	N								Realizar pruebas al equipo de protección y comprobar su funcionamiento existe la potencial opción de sustituir uno o más elementos de protección	Después de cada mantenimiento	Ingeniero/ Tecnólogo
1	A	11	S	N	N	S	S										Revisar el sistema de puesta a tierra	Anual	Técnico
1	A	12	S	N	N	S	S										Revisar el sistema de puesta a tierra	Anual	Técnico
1	A	13	S	N	N	S	S										Revisar el sistema de puesta a tierra	Anual	Técnico
1	A	14	S	N	N	S	S										Revisar el sistema de puesta a tierra	Anual	Técnico
1	A	15															Debe rediseñarse el sistema de protocolo de entrega del equipo para operación con la implementación de una lista de chequeo para el retiro de tierras portátiles y/o elementos extraños.	Después de cada mantenimiento	Técnico
1	A	16	S	N	N	S	N	S									Realizar el procedimiento para reparaciones en sitio además procedimiento de operación y entrenamiento para la persona que realice la tarea.	Después de cada reparación	Ingeniero/ Tecnólogo
1	A	17	N	N	N	S	S										Efectuar pruebas de aislamiento al generador	25 años	
1	A	18	S	N	N	S	S										Realizar limpieza de ductos de ventilación del generador, chapas de ajuste, y barras.	Anual	Ingeniero/ Tecnólogo
1	A	19	S	N	N	S	S										Verificar estado de soportes y puestas a tierra	Anual	
1	A	20	S	N	N	S	S										Efectuar pruebas de medida de resistencia óhmica de la capa semiconductor en cada bobina	Anual	
1	A	21	S	N	N	S	S										Comprobar acuña miento por medio de un martillo. Reemplazar cuñas que se encuentren sueltas	Anual	Mecánico
1	A	22															Revisar y analizar el sistema de excitación.	Anual	Técnico
1	A	23															Revisar y analizar el sistema de excitación.	Anual	Técnico

CONTINUA

1	A	24	S	N	N	S	N	S					Revisar procedimientos de entrega de equipos, capacitar y evaluar el personal de operación y mantenimiento.	Anual	Técnico
1	A	25	S	N	N	S	N	S					Efectuar limpieza y ajuste de conexiones tanto a la entrada como a la salida de los generadores.	Anual	Técnico
1	A	26	S	N	N	S	N	S					Rediseñar el sistema de entrega y recepción del equipo por parte de mantenimiento y operación. Realizar una capacitación continuada del personal.	La capacitación deberá realizarse cada vez que exista un cambio en el sistema de entrega y recepción.	

HOJA DE TRABAJO DE TRABAJO DE DECISIÓN R.C.M										Elemento: GENERADOR												
										Componente: SISTEMA DE PROTECCIÓN												
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tarea "a falta de "				Tarea Propuesta	Frecuencia inicial	A realizar por						
F	FF	MF	H	S	E	O	S1	S2	S3	Tarea "a falta de "												
							O1	O2	O3	H4	H5	S4										
1	A	1	N				S							Revisar estado de conexiones eléctricas y cables	10 meses	Técnico						
1	A	2	N				N	N	S					Realizar tarea de búsqueda de falla.	10 meses	Técnico						
2	A	1	N				S							Revisar estado de conexiones eléctricas y cables	10 meses	Técnico						
2	A	2	N				N	N	S					Realizar tarea de búsqueda de falla.	10 meses	Técnico						
3	A	1	N				S							Revisar estado de conexiones eléctricas y cables	10 meses	Técnico						
3	A	2	N				N	N	S					Realizar tarea de búsqueda de falla.	10 meses	Técnico						
4	A	1	N				S							Revisar estado de conexiones eléctricas y cables	10 meses	Técnico						
4	A	2	N				N	N	S					Realizar tarea de búsqueda de falla.	10 meses	Técnico						
5	A	1	N				S							Revisar estado de conexiones eléctricas y cables	10 meses	Técnico						
5	A	2	N				N	N	S					Realizar tarea de búsqueda de falla.	10 meses	Técnico						
6	A	1	N				S							Revisar estado de conexiones eléctricas y cables	10 meses	Técnico						
6	A	2	N				N	N	S					Realizar tarea de búsqueda de falla.	10 meses	Técnico						
7	A	1	N				S							Revisar estado de conexiones eléctricas y cables	10 meses	Técnico						
7	A	2	N				N	N	S					Realizar tarea de búsqueda de falla.	10 meses	Técnico						

HOJA DE TRABAJO DE TRABAJO DE DECISIÓN R.C.M							Elemento: GENERADOR												
							Componente: SISTEMA DE LUBRICACIÓN												
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tarea "a falta de "				Tarea Propuesta	Frecuencia inicial	A realizar por			
F	FF	MF	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3	H4				H5	S4	
N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11	N12	N13	N14				N15	N16	
1	A	1	S	N	N	S	N	S								Revisar el sistema de refrigeración y aceite lubricante	Anual	Técnico	
1	A	2	S	N	N	S	N	S								Comprobación del nivel de aceite	Diario	Operador	
1	A	3	S	N	N	S	N	S								Revisión del sistema de lubricación	Anual	Técnico	
1	A	4	S	N	N	S	N	S								Limpiar el filtro de aceite	Anual	Técnico	
1	A	5	S	N	N	S	N	S								Revisar del sistema de lubricación	Anual	Técnico	
1	A	6	S	N	N	S	N	S								Comprobación del nivel de aceite y la presión	Diario	Técnico	
1	B	1	S	N	N	S	N	S								Comprobación del nivel de aceite	Diario	Operador	
1	B	2	S	N	N	S	N	S								Revisión del sistema de lubricación	Anual	Técnico	

HOJA DE TRABAJO DE TRABAJO DE DECISIÓN R.C.M							Elemento: GENERADOR												
							Componente: SISTEMA DE ENFRIAMIENTO												
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tarea "a falta de "				Tarea Propuesta	Frecuencia inicial	A realizar por			
F	FF	MF	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3	H4				H5	S4	
N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11	N12	N13	N14				N15	N16	
1	A	1	S	N	N	S	N	N	N							Ningún mantenimiento programado			
1	B	1	S	N	N	S	S									Verificar el nivel del refrigerante ,.Inspeccionar las mangueras para ver si están aplastadas o deterioradas, reemplazar las mangueras deterioradas	Diario	Operario	
1	B	2	S	N	N	S	S									Limpiar el sistema con un limpiador de sistemas de enfriamiento e inunde el sistema para remover los depósitos escamosos.	Anual	Técnico	
2	A	1	S	N	N	S	N	N	N							Ningún mantenimiento programado			
2	A	2	S	N	N	S	N	N	S							Drene el sistema de enfriamiento y mantener limpio.	Anual	Técnico	
2	B	1	S	N	N	S	N	N	N							Ningún mantenimiento programado			
3	A	1	S	N	N	S	S									Haga la inspección del termostato según manual del generador.	Anual	Técnico	
4	A	1	S	N	N	S	S									Chequear el hermetismo del sistema de refrigeración	Anual	Técnico	

4.5 FUNCIONES Y PATRONES DE DESEMPEÑO DE LA S/E ILLUCHI N° 2

El nivel de criticidad de la S/E Illuchi N° 2 de la central se consigna el resultado en la Figura 4.8 en el que se muestra el análisis efectuado a los componentes de la central Illuchi N° 2

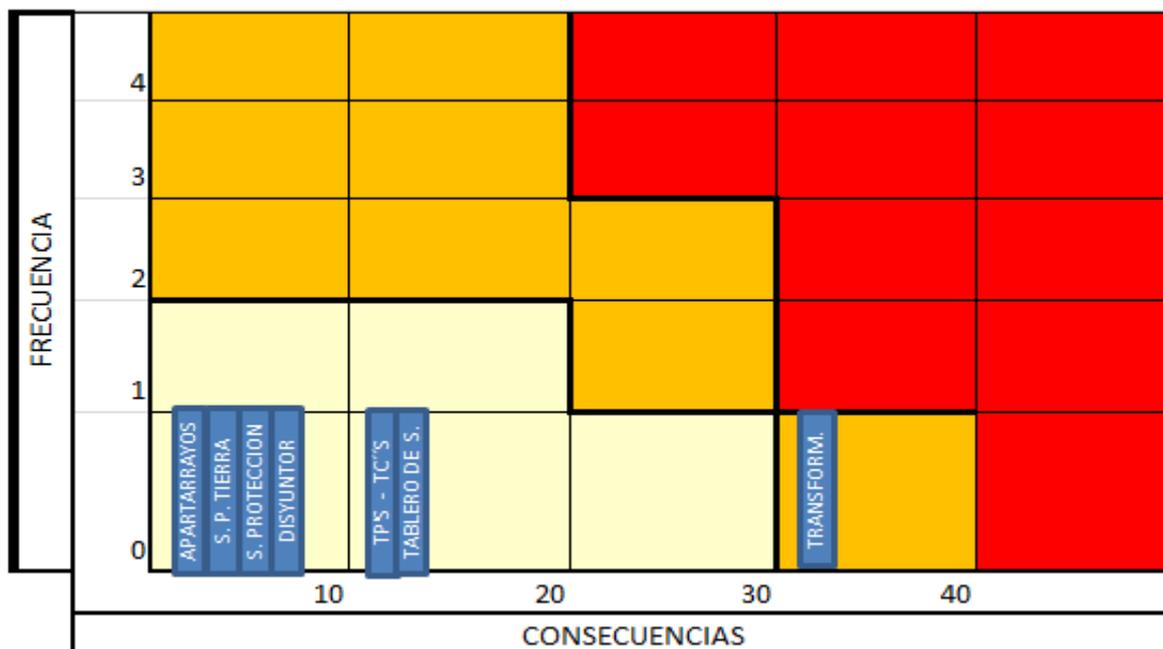


Figura 4.8 .Matriz General de Criticidad S/E Illuchi N° 2



En la matriz de criticidad se observa que el activo más crítico de la S/E es el transformador de potencia y el RCM se enfocara en este activo

La S/E de la central Illuchi N° 2 también tienen la obligación de operar su unidad de transformación “Según la Regulación No. **CONELEC – 002/06** “**Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI**”, la cual se calcula el índice de confiabilidad o disponibilidad del sistema de estudio de acuerdo a lo que expresa esta Norma:

DISPONIBILIDAD DE UNA INSTALACIÓN.

El porcentaje de disponibilidad de una instalación se calcula sobre la base de las horas de indisponibilidad, de acuerdo a la relación siguiente:

$$\text{Disponibilidad} = \left(1 - \frac{\text{horas de Indisponibilidad}}{8760}\right) * 100\% \quad (4.1)$$

Se trabajará de acuerdo a ésta fórmula según la regulación de CONELEC para calcular la disponibilidad de las instalaciones de éste estudio Tabla 4.6. Se considera los límites anuales de tiempo de indisponibilidad y número de desconexiones que establece el CONELEC de acuerdo al tipo de instalación, en base a estos límites se designa el nivel de criticidad de la subestación.” (Conelec, www.conelec.gob, 2010)

Tabla 4.6. Rango de Confiabilidad de Subestaciones

RANGO	DISPONIBILIDAD
Menor a 99,90 %	Bajo
Entre 99,90 y 99,97	Normal
Mayor a 99,97	Alto

La confiabilidad de la subestación es de disponibilidad alta ya que la S/E no ha presentado fallas por causa de algún componente de la misma según se puede apreciar en el anexo 9 resumen de las estadísticas de interrupciones de servicio en el sistema nacional interconectado del Ecuador

4.5.1 Contexto operacional del Transformador de Potencia

Para el personal de mantenimiento de la central Illuchi N° 2 la subestación no puede ser tratado como algo desconocido, por lo que se hace necesario conocer cuáles son sus importantes componentes sus funciones principales y secundarias, y como interactúa con el sistema

En este punto hay que tomar en cuenta que en los transformadores el equipo más importante de toda la subestación no solo por la gran cantidad de componentes internos y externos si no por el costo significativo que involucra

Algunos componentes tienen un nivel mayor de importancia que otros, son elementos que generalmente determinan la capacidad para soportar esfuerzos

mecánicos y eléctricos, así como la probable vida útil del transformador estos componentes principalmente son: el papel aislante, los bobinados y el núcleo.

Debido a la gran cantidad de elementos presentes en el transformador se hace necesaria poder agruparlos de acuerdo a la función que cumplen.

A continuación se muestra en la Tabla 4.7 los subsistemas encontrados con sus respectivos elementos tanto como su función principal y sus funciones secundarias.

Tabla 4.7. Componentes Del Transformador

SUBSISTEMA	ELEMENTOS	FUNCIÓN PRINCIPAL	FUNCIONES SECUNDARIAS
Parte activa	Devanados	Producir flujo magnético	<ul style="list-style-type: none"> Resistir cargas estáticas permanentes y sobretensiones transitorias. Mantener la temperatura de los bobinados menor a 115 °C Mantener un nivel mínimo de pérdidas en el cobre
	Núcleo	Acoplamiento magnético entre devanados	<ul style="list-style-type: none"> Mantener un nivel de ruido menor a los 87 decibeles. Evitar la presencia de tensiones capacitivas. Sostener los bobinados. Mantener un nivel mínimo de pérdidas en el núcleo
Sistema de soporte	Tanque	Contener el aceite aislante	<ul style="list-style-type: none"> Mantener la hermeticidad. Mantener libres de voltajes inducidos o estáticos en la carcasa Soportar presiones hasta 4 psi. Mantener el aceite aislante en buenas condiciones Mantener libre de oxidación y corrosión
	Tanque de expansión	Compensar las variaciones de volumen de aceite debido a las variaciones de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> Mantener la hermeticidad. Soportar presiones hasta 4 psi. Mantener la bolsa de goma en buen estado y libre de humedad. Libre de oxidación y corrosión
Sistema de refrigeración	Radiador	Disipar el calor	<ul style="list-style-type: none"> Mantener hermeticidad. Soportar presiones hasta 4 psi sin sufrir deformación Permitir el flujo normal de aceite. Libre de oxidación y corrosión.
Sistema de aislamiento	Aceite	<ul style="list-style-type: none"> Aislarlos los bobinados Disipar el calor 	<ul style="list-style-type: none"> Mantener libre de PCB's Eliminar pequeños arcos eléctricos Registrar la máxima temperatura al día Mantener en buenas condiciones las propiedades químicas y físicas. Mantener una vida útil de 20 a 30 años. Mantener la temperatura del aceite menor a 80 °C
	Papel aislante	Aislar bobinados y conductores Internos	<ul style="list-style-type: none"> Soportar la máxima temperatura en el punto más caliente de los devanados. Mantener en buen estado las propiedades mecánicas y dieléctricas Nivel de temperatura normal de operación entre 70-100 C
	Bushings AT/BT	Aislar el conductor de A.T de la carcasa	<ul style="list-style-type: none"> Mantener hermeticidad. Mantener una buena conductividad de la parte interna del bushings.
Sistemas de protección mecánica y monitoreo	Relé Buchholz (Elemento de T1) (Alarma H301) (Relé 49)	Desenergizar el transformador en caso de cortocircuitos interno	<ul style="list-style-type: none"> Mantener hermeticidad Purgar el gas en el aceite. Mantener en buen estado los contactos principales. Activar la alarma H301 del tablero de salida
	Dispositivo de alivio de presión	Aliviar rápidamente la sobrepresión interna en caso de falla severa	<ul style="list-style-type: none"> Evitar la explosión del transformador
	Indicador nivel del aceite (Elemento de T1)	Monitorear el nivel del aceite	<ul style="list-style-type: none"> Facilitar la inspección del nivel de aceite al operador. Tener una medición confiable Desconectar si el nivel de aceite es mínimo.
Sistema de protección eléctricas	Relé Diferencia (Elemento F28) (Alarma H302) (Relé 87)	Proteger al transformador de cortocircuitos interno	<ul style="list-style-type: none"> Registrar alarmas y disparos de forma local y remota alarmas H302 y H328 del tablero de alarma de la salida del transformador. Desconectar el transformador lo más rápido posible en caso de falla Discriminar las zonas de protección, así como corrientes transitorias.
	Pararrayo	Limitar los sobre voltaje de impulso y maniobra a valores tolerables.	<ul style="list-style-type: none"> Registro del número de operaciones Mantener una buena conductividad de la puesta a tierra
Equipo primario	TC'S	Disminuir la corriente a valores medibles	<ul style="list-style-type: none"> Exactitud en la medición.
	TP'S	Disminuir el voltaje a valores medibles	<ul style="list-style-type: none"> Exactitud en la medición.
	Disyuntor Lámpara S20 S21	Abrir y cerrar un sistema eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> Poder maniobrar de forma local y remota. Ser capaz de bloquear cualquier maniobra en caso de bajo nivel de SF6. Mantener una buena conductividad.
	Seccionador (Lámpara H3) (Relé 89)	Seccionar el sistema	<ul style="list-style-type: none"> Bloquear la apertura mientras el interruptor este energizado. Poder maniobrar de forma local y remota. Mantener una buena conductividad

Estos componentes influyen de acuerdo a su importancia dentro de la confiabilidad total del transformador, entonces si se logra garantizar que los componentes sigan realizando sus funciones: principal y secundarias, se estará garantizando que el transformador cumpla su función principal dentro de un sistema más grande.

4.5.2 Modos de falla y sus efectos del Transformador de Potencia

Los elementos más críticos o que más influyen en la confiabilidad de la S/E de Illuchi N° 2 y del sistema mencionado se presenta todos los modos de falla encontrados y sus efectos ubicados en la plantilla del análisis de Modos de Falla y sus Efectos:

HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M		Elemento: SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA		
		Componente: TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	PROBABLES CAUSAS	EFECTO DE FALLA
1. Permitir el flujo máximo de potencia con pérdidas no mayores a las de plena carga	A. Perdidas mayores a las de plena carga	1A1. Fugas a tierra	1. Aflojamiento de las chapas del núcleo	Pérdida del rendimiento del transformador por consiguiente Aumento de la energía consumida por servicios auxiliares Deterioro acelerado de la vida útil Elevación de la temperatura en el medio aislante del transformador , activación de la alarma de máxima temperatura (Lámpara H309) En caso extremo desconexión de los acoplamientos por lo tanto pérdida de una de las fases y salida de servicio del transformador por operación del relé diferencial (Alarma H302 en Tablero de salida)
			2. Puntos calientes por alta resistencia de contactos en los conectores del Tap sin carga , bushings , circuitos de control dentro del tablero del transformador , debido a la excesiva vibración	
2. Transformar la tensión primaria a tensión secundaria(3 fases, 60 Hz balanceada) y mantener dentro del rango aceptable	A. Tensión secundaria fuera del rango tolerable en régimen nominal	2A1. Desperfecto en los terminales del cambiador de Tap's sin tensión	1. Aflojamiento de las conexiones del cambiador de tap's sin carga	Cortocircuito entre distintos pasos de los tap's, resultando en pequeños arcos, pérdida del material de contactos y altas temperaturas provocando la evaporación del aceite y generación de gases , se activara la alarma del relé Buchholz (Alarma H301 en Tablero de salida)
	B. Voltaje secundario desbalanceado	2B1. Falla de la conexión del neutro a tierra	1. Aflojamiento de la conexión del neutro debido a corrosión / oxidación	
3. Permitir la continuidad del servicio del transformador	A. Potencia de salida nula o(voltaje de salida nulo)	3A1. Falla eléctrica interna en devanados por factores eléctricos	1. Exposición a sobre voltajes debido a rayos o maniobras incorrectas	Se detecta la falla y se activa los sistemas de protección la cual ordena la desconexión mediante el relé (52L) (52H) (Lámpara S21 S22) y bloqueo de la misma que se podrá observara en el tablero de alarmas de salida (Alarma H303 en Tablero de salida), Las fallas son catastróficas y requieren reparaciones mayores , tiempo fuera de servicio para este tipo de modo falla e muy alto
			2. Descargas parciales las cuales pueden ser causadas por un pobre diseño de aislamiento o por defecto de fabricación	
			3. Ingreso de humedad al transformador	
			4. Descarga estática generadas cuando se presenta una carga estática entre el aceite y las partes metálicas del transformador	
			5. Conexiones flojas en cambiadores de tap's, los bushings , aflojamiento y excesiva ración del núcleo magnético , arcos internos entre espiras	



HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M		Elemento: SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA		
		Componente: TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	PROBABLES CAUSAS	EFFECTO DE FALLA
		3A2. Falla eléctrica interna en devanados por factores mecánicos : Transporte o algún movimiento fuerte del transformador	1. Defectos en la instalación	Se presenta una deformación de los bobinados cuando se expone a una excesiva fuerza auxiliar y radial , sus efectos pueden ser: <ul style="list-style-type: none"> • Deformación de los conductores próximos al núcleo ocasionan deformación de aislantes del núcleo • Los conductor deformados producen el deterioro del papel aislante resquebrándolo y exponiendo al conductor energizado • Falla en el sistema de sujeción de las espiras resultando en la disminución de la capacidad de diseño causando daños eléctricos , es difícil predecir el tiempo de vida útil del transformador ya que este depende de la severidad de la falla , y si se produce esta falla eléctrica la consecuencia es la misma que el modo de falla 3A1
		3A3. Falla eléctrica interna en devanados por factores Térmicos	1. Sobrecarga del transformador por períodos grandes 2. Falla en el monitor de la temperatura del transformador 3. Operación del transformador en condiciones de sobreexcitación (sobre voltajes o baja frecuencia), este puede causar aislamiento del flujo magnético a un calentamiento severo del aislante o a estructuras cercanas 4. Operación del transformador bajo excesivas condiciones de temperatura ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • La degradación térmica resulta en las pérdidas de las propiedades físicas del aislamiento que debilitara el papel a un punto donde no pueda soportar los esfuerzos mecánicos producidos por la vibración o el movimiento interno del transformador • Se detecta una sobre temperatura en el aceite o en el bobinado por medio del monitor de temperatura que envía una señal a la (Alarma H309) y si no se corrige , envía una señal de disparo a los interruptores asociados (Lámpara S20 y S21), por medio del relé (52L) (52H) y bloqueo del mismo (Alarma H303),
		3A4. Falla en los bushings	1.Humedad o contaminación en la superficie y/o terminales de los cables 2. Empaques en mal estado o fisuras en la porcelana de los bushings debidos a defectos de fabricación o por excesivos esfuerzos producidos por el peso de los cables	La ubicación de la avería es fuera de los devanados tiempo de reparación 4 horas La falla puede dañar uno o más bushings Tiempo de reparación 12 horas , se requiere empaques para bushings en bodega



HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M		Elemento: SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA		
		Componente: TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	PROBABLES CAUSAS	EFECTO DE FALLA
		<p>3A5. Fugas de aceite dieléctrico atreves del tanque de expansión, rotura de tuberías o tanque de reservorio de aceite</p>	<p>1. Deterioro de los empaques debido a sobrepresiones internas o deterioro natural</p> <p>2. Aflojamiento de tornillos en juntas o uniones</p> <p>3. Corrosión u oxidación de los componentes</p>	<p>Si la fuga es incontrolable puede obligar a des energizar el transformador</p> <p>Riesgo de daño del equipo si la parte activa queda al descubierto (arco a tierra) lo que activara las protecciones (Lámpara H6) y se desconectara el transformador (Lámparas S20 (52L) Y S21(52H))</p> <p>Deterioro de la pintura además riesgo ambiental si la fuga no es contenida</p> <p>Tiempo de reparación 1 día se requiere empaques en bodega</p>
		<p>3A6. Desperfecto u operación incorrecta de dispositivos de protección mecánica del transformador : Elementos ubicados en el Trasformador :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dispositivo de alivio de presión • Relé Buchholz (Lámpara de alarmas en Tablero de salida H301) • Nivel de aceite , • Monitor de temperatura , • Conexión de cables de control flojas u oxidadas /sulfatadas 	<p>1. Contactos de alarmas y/o disparo sulfatados (alta resistencia de contactos) por humedad y contaminación que penetran debido a empaques a mal estado</p> <p>2. Conexión de cables de control flojas u oxidadas /sulfatadas</p> <p>3. Des calibración de los dispositivos de protección</p>	<p>Un dispositivo de protección mecánica se activa y ordena el disparo y desconexión del transformador (Lámparas S20(52L) Y S21(52H)) , Tiempo de reparación 3 día</p>
		<p>3A7. Desperfecto u operación incorrecta de dispositivos de protección eléctrica del transformador ubicada en casa de máquinas sección PC : Equipos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relé diferencial (Relé 87) (Tablero de Salida Elemento F28) • Disyuntores Relés (89) (Tableros de disyuntores) Código de Equipos (8004)2000516 (8004)2000523 <p>Lámpara H3 H6 en Tablero de salida)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relé 51L <p>Código de Equipo (8004)2000530 Lámpara S21 S22 en Tablero de salida)</p>	<p>1. Defecto en la comunicación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conexión de cables de control flojas u oxidas , • falta de alimentación para los relés • Falla en el sistema de monitoreo (TC's) <p>2. Des calibración del relé</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Un dispositivo de protección eléctrica se activa erróneamente y ordena el disparo de los interruptores asociados • El transformador se desorganiza



HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN R.C.M		Elemento: SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA		
		Componente: TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
FUNCIÓN	FALLO DE FUNCIÓN	MODO DE FALLA	PROBABLES CAUSAS	EFECTO DE FALLA
		3A8. Apertura del interruptor principal	1. Maniobra errada 2. Baja presión de SF6 3. Defecto en el circuito de control por conexiones de control oxidadas/sulfatadas	<ul style="list-style-type: none"> Se desenergiza el transformador Tiempo de reparación 1 día
		3A9. Desperfecto de los transformadores de medición TC's TP's	1. Circuito secundario de TC's abierto ; o circuitado por falla ;o con conexiones flojas 2. Aflojamiento de las conexiones de alta	<ul style="list-style-type: none"> El relé de sobre corriente se activa y ordena el disparo del interruptor Se desenergiza el transformador El tiempo fuera de servicio depende de la capacidad de conseguir un repuesto , trasladarlo y montarlo en la subestación
		3A10. Falla en línea no despejada por el sistema de protección (52L)	1. Desperfecto en el interruptor de línea 2. Defecto en el ajuste en el sistema de protecciones de línea 3. Defecto en el circuito de control por conexiones de control oxidadas/sulfatadas	<ul style="list-style-type: none"> El relé de protección falla y los disyuntores se activan desconectando la barra de generación El transformador se desenergiza. El procedimiento ante esta contingencia establece aislar eléctricamente la falla y restituir la continuidad de servicio
4. Operar en un enfoque seguro para el personal y para el resto de las instalaciones cercanas	A. Condiciones de infraestructura que afectan a la seguridad personal o del equipo	4A1. Tablero de salida sin candado o enclavamiento ,letrero de seguridad o advertencia deteriorados , charco de aceite en el patio de la S/E , alumbrado insuficiente	1 Insuficiente mantenimiento e inspecciones 2. Falta de procedimiento de seguridad industrial	<ul style="list-style-type: none"> Posibles riesgo para el operador que realiza las inspecciones , resultando en choques eléctricos o lesiones varias

4.5.3 Hoja de trabajo de decisión R.C.M.

HOJA DE TRABAJO DE TRABAJO DE DECISIÓN R.C.M								Elemento: SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA												
								Componente: TRANSFORMADOR DE POTENCIA												
Referencia de información				Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tarea "a falta de "				Tarea Propuesta	Frecuencia inicial	A realizar por			
F	FF	MF	C	H	S	E	O	S1	S2	S3	H4	H5	S4							
								O1	O2	O3	N1	N2	N3							
								N1	N2	N3	N4	N5	N6							
1	A	1	1	N				N	N	N	N	N	S	Ningún mantenimiento programado						
1	A	1	2	N				S						Realizar termografía al gabinete , conexiones juntas ,grapas de conexión de alta del transformador ,Verificar que no exista puntos calientes o diferencia e temperatura mayores a los 10 °C entre componentes	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo				
2	A	1	1	N				S						Realizar prueba de reactancia de dispersión para todos los pasos de tap	Anual	Ingeniero/ Tecnólogo				
2	A	1	2	N				S						Chequeo del bloqueo mecánico del cambiador de tap cuando el transformador esta con carga	Anual	Técnico				
2	B	1	1	S	N	N	S	S						Medir la corriente residual de neutro a tierra y analizar los resultados , Realizar una inspección de termografía para detectar puntos calientes	Anual	Ingeniero/ Tecnólogo				
3	A	1	1	S	S			S						Inspeccionar visualmente los componentes accesibles de los pararrayos , así como registrar el número de descargas y notificar cualquier anomalía, Realizar pruebas de resistencia de aislamiento y corriente de fuga en pararrayos	10 meses	Operador				
3	A	1	2	S	S			S						Realizar pruebas físico químicas al aceite dieléctrico	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo				
3	A	1	3	S	S			S						Reemplazar silicagel del deshidratador del aire del tanque contenedor del aceite	5 años	Técnico				
3	A	1	4	S	S			N	S					Reajustar y limpiar todas las conexiones a tierra del transformador	Anual	Técnico				
3	A	1	5	S	S			S						Realizar pruebas eléctricas a los bushings a los TC's y TP's	Anual	Ingeniero/ Tecnólogo				
3	A	2	1	S	S			S						Realizar pruebas de respuesta de frecuencia	5 años	Ingeniero/ Tecnólogo				
3	A	3	1	S	S			S						Imagen térmica de los TC's	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo				
3	A	3	2	S	S			S						Realizar pruebas de termografía a radiadores verificar diferencial de temperatura Inspeccionar las alarmas de bajo voltaje H327 del Tablero De Salida Realizar pruebas de físico químicas al aceite dieléctrico	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo				
3	A	3	3	S	S			S						Realizar pruebas de físico químicas al aceite dieléctrico Inspeccionar el tanque conservador	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo				
3	A	3	4	S	S			S						Registrar la temperatura de los devanados , aceite y temperatura ambiental , verificar que la temperatura observada corresponda a la corriente o potencia registrada	10 meses	Operador				
3	A	4	1	S	N	N	S	N	S					Limpieza de la porcelana	Anual	Técnico				
3	A	4	2	S	N	N	S	S						Inspeccionar detalladamente la porcelana y el nivel del aceite de los bushings Realizar pruebas de factor de potencia ,capacitancia ,resistencia de aislamiento ,corriente de fuga ,Realizar pruebas de termografía a los bushings	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo				
3	A	5	1	S	N	S		N						Inspeccionar el nivel de aceite del tanque conservador así como la hermeticidad del tanque ,relé buchholz y uniones en tuberías	Anual	Operador				



HOJA DE TRABAJO DE TRABAJO DE DECISIÓN R.C.M								Elemento: SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA												
								Componente: TRANSFORMADOR DE POTENCIA												
Referencia de información				Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tarea "a falta de "				Tarea Propuesta	Frecuencia inicial	A realizar por			
F	FF	MF	C	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3	H4				H5	S4	
3	A	5	2	S	N	S	N	N	S								Reajuste total de la estructura del transformador	5 años	Mecánico	
3	A	5	3	S	N	S		S									Remover oxido y pintar elementos metálicos afectados	5 años	Técnico	
3	A	6	1	S	N	N	S	S									Inspeccionar detalladamente todos los dispositivos de protección, borneras, contactos y accesorios. Limpiar contactos borneros, verificar la hermeticidad. Apretar conexiones de cables de control. Efectuar pruebas de funcionales de todos los circuitos de protección y alarma	Anual	Técnico	
3	A	6	2	S	N	N	S	N	N	N	S						Inspeccionar detalladamente todos los dispositivos de protección, borneras, contactos y accesorios. Limpiar contactos borneros, verificar la hermeticidad. Apretar conexiones de cables de control. Efectuar pruebas de funcionales de todos los circuitos de protección y alarma	Anual	Técnico	
3	A	6	3	S	N	N	S	N	S								Calibrar y realizar pruebas funcionales de las protección mecánicas (se aplica) como : indicadores de nivel de aceite ,sondas de temperatura , relé de gas buchholz , dispositivo de alivio de presión	Anual	Ingeniero/ Tecnólogo	
3	A	7	1	S	N	N	S	S									Inspeccionar detalladamente los dispositivos de protección, comunicación ,borneras ,contactos y accesorios .Reajuste de conexionado de puesta a tierra .Verificar la hermeticidad y calefacción del gabinete de salida , Apretar las conexiones de cables de control	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo	
3	A	7	2	S	N	N	S	N	S								Calibrar y realizar pruebas funcionales de las protecciones eléctricas como: relé diferencial , relé de sobre corriente , relé de falla a tierra y circuitos de protección y alarmas	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo	
3	A	8	1	S	N	N	S	N	N	N	N	N	S				Auditoria de proceso y revisión de proceso para la realización de rediseño	10 meses		
3	A	8	2	S	S		S										Inspeccionar el nivel del SF6 de los disyuntores asociados	10 meses	Operador	
3	A	8	3	S	N	N	S	N	S								Prueba de contacto de cierre y apertura de los seccionadores Termografía al tablero de salida y conexiones de alta tensión	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo	
3	A	9	1	S	N	N	S	N	S								Registro de corriente de saturación de los TC's y analizar los resultados	10 mees	Ingeniero/ Tecnólogo	
3	A	9	2	S	N	N	S	S									Realizar pruebas termografías en el conexionado de AT de los TC's	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo	
3	A	10	1	S	N	N	S										Revisión del estado de los contactos de los interruptores conectados a las barra de salida	10 meses	Técnico	
3	A	10	2	S	N	N	S										Realizar estudios periódicos de ajuste de protección asociadas a la línea	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo	
3	A	10	3	S	N	N	S										Chequeo del sistema de control de interruptores	10 meses		
4	A	1	1	N				N	S								Inspección y corrección del estado de la infraestructura asociada al transformador extremos del conducto de cables ,canaletas, letrero de advertencia de peligro ,área de contención de agua y aceite derramado ,iluminación	10 meses	Ingeniero/ Tecnólogo	

4.6 FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO INTERVALO P-F

El intervalo P-F es el intervalo entre el momento que ocurre una falla potencial y su decaimiento hasta convertirse en falla funcional como se muestra en la Figura 4.9

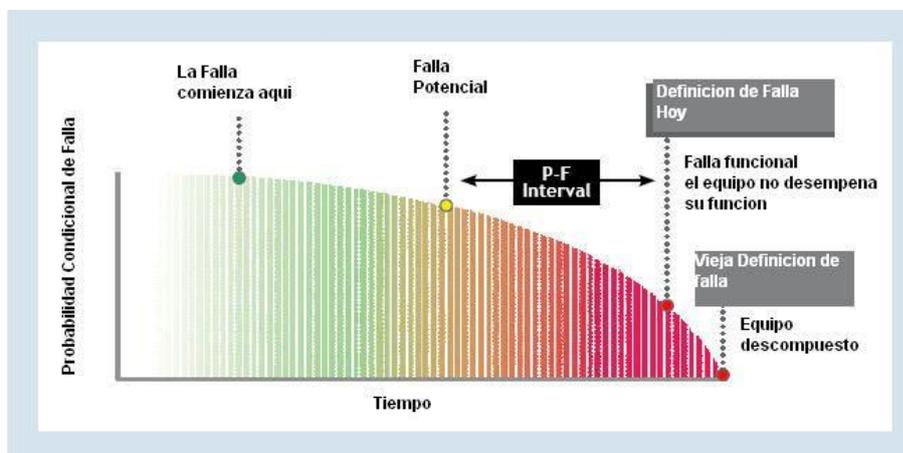


Figura 4.9. Intervalo P-F

El intervalo P-F indica con qué frecuencia deben realizarse las tareas a condición si lo que se requiere es detectar la falla potencial antes de que se convierta en falla funcional, de esta manera las tareas a condición deben ser realizadas a intervalos menores al intervalo P-F.

El intervalo P-F también es conocido como el período de advertencia, el tiempo que lleva hasta falla, o el período de desarrollo de la falla. Por razones prácticas generalmente es medido en términos de tiempo transcurrido.

Las cuales estas tareas de mantenimiento predictivo y preventivo están basados sólo en el intervalo P-F. Para establecer los intervalos de búsqueda de falla, se deben tomarse en cuenta la disponibilidad y confiabilidad del sistema utilizando los parámetros y formulas vistas en el capítulo 1.

4.6.1 Disponibilidad de los Generadores

Para la obtención de los Índices mencionados se requerirá los índices de disponibilidad e indisponibilidad disponibles por Conelec (Anexo 10)

A continuación se detalla el tiempo que estuvo el equipo fuera de servicio entre los años 2012 y 2013 en la Figura 4.10 y Figura 4.11 para lo cual se

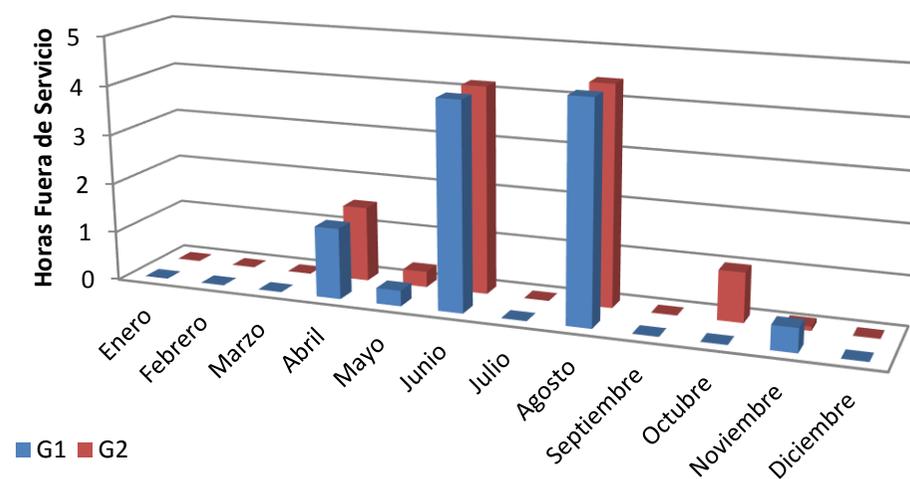
utilizara la fórmula de disponibilidad de Conelec según la Regulación N°. CONELEC – 002/06

$$\text{Disponibilidad} = \left(1 - \frac{\text{horas de Indisponibilidad}}{8760}\right) * 100 \quad (4.1)$$

Figura 4.10. Tiempo fuera de servicio por Generador año 2012.

2012	GENERADOR 1		GENERADOR 1	
	Horas Indisponibilidad	TOTAL FALLAS	Horas Indisponibilidad	TOTAL FALLAS
ILLUCHI N° 2				
Enero	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0
Abril	1,4333	2	1,5167	2
Mayo	0,3167	1	0,3167	1
Junio	4,1833	1	4,1833	1
Julio	0	0	0	0
Agosto	4,4166	2	4,4166	2
Septiembre	0	0	0	0
Octubre	0	0	1	1
Noviembre	0,4833	1	0,0833	1
Diciembre	0	0	0	0
TOTAL	10,8332	7	11,5166	8
DISPONIBILIDAD	99,8763		99,8685	

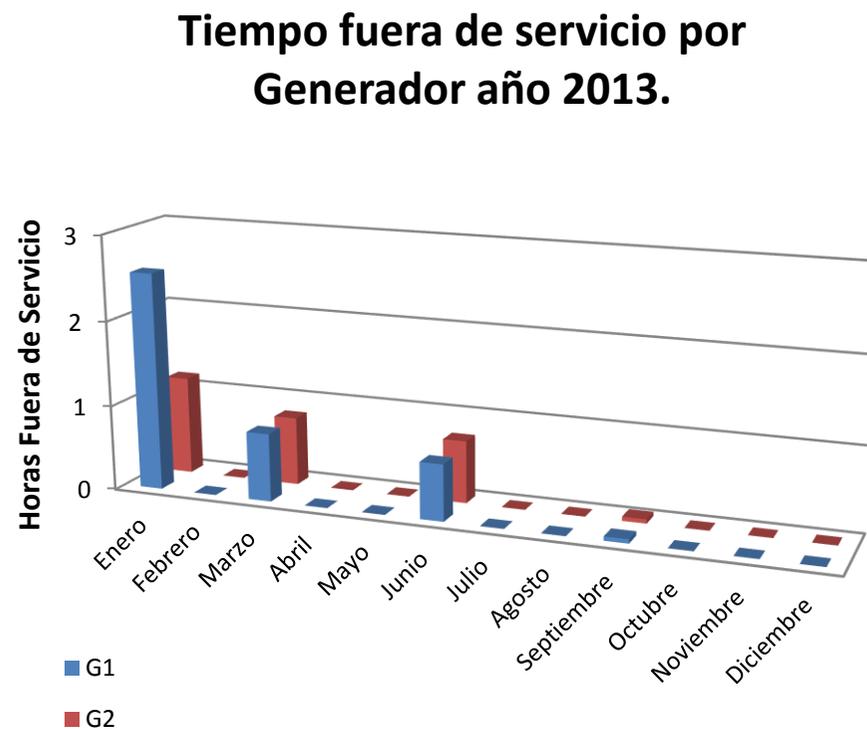
Tiempo fuera de servicio por Generador año 2012.



FUENTE: Conelec

Figura 4.11. Tiempo fuera de servicio por Generador año 2013.

2013 ILLUCHI N° 2	GENERADOR 1		GENERADOR 2	
	Horas Indisponibilidad	TOTAL FALLAS	Horas Indisponibilidad	TOTAL FALLAS
Enero	2,55	2	1,15	2
Febrero	0	0	0	0
Marzo	0,8	2	0,8	2
Abril	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0
Junio	0,6667	1	0,7333	1
Julio	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0
Septiembre	0,05	0	0,05	1
Octubre	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0
TOTAL	4,0667	5	2,7333	6
DISPONIBILIDAD	99,9536		99,9688	



FUENTE: Conelec

Con los datos anteriores se calculara la disponibilidad de cada generador durante los años mencionados Tabla 4.8.

Tabla 4.8 Disponibilidad de los generadores de la Central Illuchi N° 2

	G1	G2
2012	99,876 %	99,869 %
2013	99,954 %	99,969 %

4.6.2 Tiempo medio entre fallas (MTBF) o confiabilidad

El tiempo medio entre fallas de la Central Illuchi N° 2, responde a una probabilidad de fallas estable en el tiempo según el patrón de falla tipo A

El MTBF mide el tiempo que transcurre entre una falla y otra en un mismo equipo en un lapso de tiempo establecido, en la Central Illuchi N° 2 estas estadísticas no se han realizado en toda el funcionamiento de la central, se considera que se deben tomar las siguientes medidas:

- Toma de tiempos de servicio y tiempos fuera de servicio.
- Toma de tiempos de salida de servicio por fallas en el generador.
- Toma de tiempos de reparación
- Cálculo de MTBF de manera mensual, tomando puntos de seguimiento cada seis meses y después cada año.
- Retroalimentar el sistema RCM en los puntos que ofrezcan la menor confiabilidad medida después de un buen período de tiempo

Por falta de datos estadísticos específicos necesario el MTBF se calculó de manera global para la central con los datos los disponibles como se representa en la Tabla 4.9

Tabla 4.9 Cálculo de MTBF Central Illuchi N° 2 años 2012-213

EQUIPO	HORAS DE DISPONIBILIDAD		FALLAS		MTBF(horas/falla)	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
G1	8755,2001	8758,883	3	3	2918,400	2919,627
G2	8754,600	8757,916	3	4	2918,2	2189,479

Se utilizara el MTBF de G1 del año 2012 y MTBF de G2 del año 2013, ya que así resultara un valor menor entre los intervalos de búsqueda de falla.

4.6.3 Intervalo de búsqueda de falla (FFI)

Este parámetro nos dará la frecuencia de las tareas de búsqueda de falla en los equipos. Se calculó en base al tiempo medio entre fallas (MTBF), y la disponibilidad. Tabla 4.10

Tabla 4.10 Cálculo de FFI de la Central Illuchi N° 2

EQUIPÓ	DISPONIBILIDAD DESEADA	MTBF	FFI (%)	FFI(meses)
G1	99,00	2918,40	58,368	14,008
G2	99,00	2189,479175	43,7896	10,509

Para efectos prácticos el intervalo de búsqueda de falla en la central se lo realizará cada 10 meses.

4.7 LISTA DE ACTIVIDADES EN UN MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo realizado a la central Illuchi N° 2 se efectuaron pruebas no destructivas tales como pruebas de termografía Figura 4.12, ultrasonido Figura 4.13 y análisis de vibraciones Figura 4.14 a los elementos críticos de la central y los datos arrojados de estas pruebas se encuentran en los Anexos 12-13 y 14



Figura 4.12 Fotografía de pruebas termografías



Figura 4.13 Fotografía de pruebas ultrasonido



Figura 4.14 Fotografía de prueba de análisis de vibraciones

Las tácticas de mantenimiento y presupuestales de la Central Illuchi N° 2 involucra también la posibilidad de programar la adquisición de repuestos de acuerdo con las necesidades de los años siguientes y para poder cumplir el mantenimiento de la central se deben regir según el artículo 12 de la Ley de Régimen del sector Eléctrico que dice:

“Artículo 12. De los mantenimientos. Los Generadores, sujetos al despacho central del CENACE, ejecutarán los mantenimientos en sus unidades de acuerdo con el programa coordinado y emitido por el CENACE. En los Procedimientos de Despacho y Operación se definirán los mecanismos para la elaboración de ese programa de mantenimiento.

Los generadores deberán entregar su plan de mantenimiento de unidades, para el año siguiente, antes del 31 de octubre. El CENACE coordinará los planes de las empresas y producirá el Programa Anual de Mantenimiento, el cual será entregado a los integrantes del MEM antes del 30 de noviembre.

Al comienzo de cada mes se revisará la programación correspondiente a dicho mes, la cual podrá ser modificada por variaciones en la disponibilidad de las unidades o condiciones de embalses.

Las Empresas, con un plazo de siete días de anticipación deberán solicitar al CENACE el correspondiente permiso para retirar de servicio cada unidad de acuerdo al programa de mantenimiento en caso de mantenimiento.” (Conelec, www.conelec.gob.ec, 2010)

Por tal motivo las actividades de mantenimiento preventivas RCM propuestas se deberán ajustar a los cronogramas del CENACE Tabla 4.11

Tabla 4.11 Lista de actividades de mantenimiento Preventivo

Rutina cada 25 años	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. Cuando esté el rotor retirado realizar prueba de alta tensión DC. Realizar un análisis estadístico.
	Reemplazar silicagel del deshidratador del aire del tanque contenedor del aceite del transformador de la S/E
	Reajuste total de la estructura del transformador
	Remover oxido y pintar elementos metálicos afectados

RUTINA ANUALES	Verificar estado de soportes de los generadores y en caso de necesidad sustituir.
	Realizar limpieza de ductos de ventilación del generador, chapas de ajuste, y barras.
	Verificar estado de soportes y puestas a tierra de generadores
	Verificar ajuste de tornillos mediante martilleo en su cabeza. En caso de presentar un sonido no sólido aflojar, ajustar el tornillo y aflojar nuevamente y ajustar finalmente
	Tomar termografía en puesta de tierra y en caso de existir una temperatura mayor de 5°C programar el ajuste de la unión pernada.
	Revisar el sistema de puesta a tierra
	Verificar acuña miento por medio de un martillo. Cambiar cuñas que se encuentren sueltas
	Realizar medidas de resistencia óhmica de la capa semiconductora longitudinalmente en cada bobina del generador
	Realizar limpieza y ajuste de conexiones tanto a la entrada como a la salida de los generadores.
	Revisar la alimentación del sistema de refrigeración y aceite lubricante
	Limpiar el sistema de enfriamiento e inundar el sistema de refrigeración para remover los depósitos escamosos.
	Chequear el hermetismo del sistema de refrigeración de los cojinetes
	Realizar prueba de reactancia de dispersión para todos los pasos de tap del transformador de la S/E
	Chequeo del bloqueo mecánico del cambiador de tap cuando el transformador de la S/E esta con carga
	Medir la corriente residual del neutro a tierra en transformador de la S/E y analizar los resultados , Realizar una inspección de termografía para detectar puntos calientes
	Reajustar y limpiar todas las conexiones a tierra en el transformador de la de la S/E
	Realizar pruebas eléctricas a los bushings a los TC's y TP's
	Limpieza de las porcelanas de la S/E
Inspeccionar el nivel de aceite del tanque conservador así como la hermeticidad del tanque y uniones en tuberías	
Inspeccionar detalladamente todos los dispositivos de protección, alarmas, borneras, contactos y accesorios. Limpiar contactos de borneras, Apretar conexiones de cables de control. Efectuar pruebas de funcionales de todos los circuitos de proteccion	
Calibrar y realizar pruebas funcionales de las protección como : indicadores de nivel de aceite ,sondas de temperatura , relé de gas buchholz , dispositivo de alivio de presión	

RUTINA CADA 10 MESES

Revisar estado de conexiones eléctricas y cables en el sistemas de protecciones de los generadores
Realizar termografía al gabinete , conexiones juntas ,grapas de conexión de alta del transformador de la S/E ,Verificar que no exista puntos calientes o diferencia e temperatura mayores a los 10 °C entre componentes
Inspeccionar visualmente los componentes accesibles de los pararrayos , así como registrar el número de descargas y notificar cualquier anomalía, Realizar pruebas de resistencia de aislamiento y corriente de fuga en pararrayos
Realizar pruebas físico químicas al aceite dieléctrico en transformador de la de la S/E
Realizar pruebas de Imágenes térmica : <ul style="list-style-type: none">• Al conectionado de AT de los TC's• a radiadores del transformador de potencial• bushings del transformador de potencia
Inspeccionar las alarmas de bajo voltaje
Registrar la temperatura de los devanados , aceite y temperatura ambiental , verificar que la temperatura observada corresponda a la corriente o potencia registrada
Inspeccionar detalladamente la porcelana y el nivel del aceite de los bushings del transformador de potencia
Realizar pruebas de factor de potencia ,capacitancia ,resistencia de aislamiento y corriente de fuga al transformador
Inspeccionar detalladamente los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios .Reajuste de conectionado de puesta a tierra , cables de control. Verificar la hermeticidad y calefacción del gabinete de salida.
Calibrar y realizar pruebas funcionales de las protecciones eléctricas como: relé diferencial , relé de sobre corriente , relé de falla a tierra y circuitos de protección y alarmas
Prueba de contacto de cierre y apertura de los seccionadores
Registro de corriente de saturación de los TC's y analizar los resultados
Revisión del estado de los contactos de los interruptores conectados a las barra de salida
Realizar estudios periódicos de ajuste de protección asociadas a la línea
Chequeo del sistema de control de interruptores
Inspeccionar el estado de la infraestructura asociada al transformador extremos del conducto de cables ,canaletas, letrero de advertencia de peligro ,área de contención de agua y aceite derramado e iluminación

RUTINA DIARIA	Inspeccionar filtros de las tapas de cojinetes
	Comprobación del nivel de aceite y la presión del sistema de lubricación
	Verificar el nivel del refrigerante
	Inspeccionar las mangueras para ver si están aplastadas o deterioradas, reemplazar las mangueras deterioradas

Cada hora mientras la máquina se encuentre detenida	Cuando la unidad se encuentre detenida verificar que el valor de la temperatura del aire frío no se encuentre por debajo de 30 °C ya que puede acumular humedad por causa del medio ambiente, realizar pruebas de termografía
Después de cada mantenimiento	Realizar pruebas al equipo de protección y comprobar su funcionamiento Ejecutar protocolo de entrega de equipos y de herramientas.
Después de cada reparación	Realizar el procedimiento para reparaciones en sitio además procedimiento de operación y entrenamiento para quien realice la tarea

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

La falta de datos estadísticos para establecer la frecuencia de las inspecciones en base de intervalo P-F, se los tuvo que realizar con datos generales y no específicos ya que la central no se ha realizado ningún seguimiento en aspecto de mantenimiento de todo la central. La inspección se deberá realizar en un periodo no mayor a 10 meses lo que representará que el nivel de riesgo para el sistema en aspecto de modo de falla sea menor que tolerable en lo que concierne a pruebas no destructivas para la central, y 25 años en pruebas de resistencia de aislamiento como recomienda el fabricante ya que estas son pruebas destructivas.

Éste estudio entrega una metodología para reducir el número de fallas, y permite que el sistema continúe brindado servicio a pesar de los diferentes eventos que puedan ocurrir a lo largo de su operación.

Se ha visto que el plan de mantenimiento propuesto en este trabajo tiene su principal enfoque en buscar los estados de falla posibles en los equipos y minimizar esta búsqueda con el método de análisis de criticidad de activos lo cual resulto que el equipo con más criticidad en la casa de máquinas son los generadores y el transformador de potencia en la S/E y al disminuir esta criticidad se podrá cumplir la función de generar y suministrar energía y así garantizar una alta confiabilidad simplemente previniendo las posibles fallas que se puedan presentar en la central.

Al realizar las actividades de mantenimiento RCM propuestas a la central para descubrir posibles causa que pueden provocar falla se descubrió fallas ocultas que a futuro pueden causar pérdida de la función a los generadores G1 y G2 ya que el contactor K69 Y K75 respectivamente se encuentran deteriorados en tablero de salida de cada uno de estos, y esto causará la no detección y disparo del sistema de protecciones en los generadores en caso de no

realizarse el cambio del contactor se deberá realizar el seguimiento respectivo con la hoja de información en los sistema de protección.

Se detectó una futura posible falla en una línea a la salida de la subestación lo cual podría causar la no entrega de energía a la S/E calvario ya que no está haciendo un buen contacto al transformador de potencia ya que el terminal de dicha línea se encuentra floja y oxidada

Las metodologías de gestión de mantenimiento como el RCM, basados en las normas internacionales SAE 1011, entregan una solución integral al manejo de buenas prácticas y procedimientos de mantenimiento que conduzcan hacia la operación óptima, cumpliendo metas y objetivos planteados por la empresa en un ciclo de mejora continua. Las cuales estas alternativas proponen disminuir posibles causas modos y efectos de falla gracias a las hojas decisión realizadas en el presente trabajo pero hay que tener en cuenta que para realizar estas tareas deberán estar basadas por diversos procesos o normas internacionales estandarizadas

Al realizar este análisis se generó una base de datos con información actual y detallada de todas las fallas que han sucedido y que posiblemente sucedan a los equipos de la central y que se encuentran registradas en el documento RCM, cabe destacar que la idea de un análisis RCM es su retroalimentación ya que no basta con quedarse con el análisis en sí, a medida que vayan sucediendo fallas no consideradas, éstas deben ser incluidas en el análisis junto con su tarea proactiva asociada.

Al realizar el documento presente se verifico que no se puede tener un sistema con cero fallas ya que siempre existen condiciones ajenas a la metodología de mantenimiento como se pudo comprobar en los estadísticos de la central ya que por malas condiciones ambientales y operacionales se puede suspender la función de los activos.

5.2. RECOMENDACIONES

Se debe brindar cursos de capacitación técnica al personal implicado en el mantenimiento como mínimo cada dos meses para evitar operaciones

erróneas en sus maniobras; así también se debe capacitar al personal en lo que se refiere a seguridad personal para que utilicen el equipo de protección adecuado evitando daños operacionales y principalmente personales ya que se debe reducir al mínimo, accidentes sobre el personal.

Se deben realizar seguimiento del proceso aplicado por lo menos cada tres meses, con el fin de dar control a las acciones recomendadas por el Grupo de Trabajo y así garantizar el cumplimiento de las tareas de mantenimiento propuestas

Para las posteriores actividades de mantenimiento se deberán realizar con equipos calibrados y con personal certificado para el manejo de dichos equipos para garantizar lecturas eficientes y un seguimiento adecuado de los activos.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALADON. (1999). Realiability Centred Maintenance. In Realiability Centred Maintenance. New York: 2 ED.
2. ALADON. (1999). Realiability Centred Maintenance. In ALADON, Realiability Centred Maintenance. New York: 2 ED.
3. C, C. (2011). Análisis del Sistema Electrohidráulico de regulación de velocidad de La Central Hidroeléctrica Paute. Cuenca, Ecuador, Azuay: 1 ED.
4. C, P. (s.f.). Ingeniería de Mantenimiento. En P. C, Fiabilidad aplicada a la Gestión de Activos (págs. 60-64). Sevilla: 1 ED.
5. Cruz, C. (2011). Análisis del Sistema Electrohidráulico de regulación de velocidad de La Central Hidroeléctrica Paute. Cuenca, Ecuador, Azuay: 1 ED.
6. IEEE. (1999). Guide for the operation and maintenance of hydro generators. In IEEE. New York: 1 ED.
7. Moubray, J. (1999). Mantenimiento centrado en la Confiabilidad. In Mantenimiento centrado en la Confiabilidad (p. 6). New York.
8. Moubray, J. (2003). Introducción al RCM. In J. Moubray, Introducción al RCM (p. 12). Colombia: 2 ED.
9. Parra, C. (2010). Ingeniería de Mantenimiento. In Parra, Fiabilidad aplicada a la Gestión de Activos (pp. 60-64). Sevilla: 1 ED.
10. SAE. (1999). SAE-JA1011. In E. S. Automotive, EVALUATION CRITERIA FOR RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE. Pennsylvania: 1 ED.

NETGRAFÍA

1. Conelec. (17 de 08 de 2010). de Regulación N° 002/06: www.conelec.gob, Citado el 30 de 01 de 2014
2. Conelec. (15 de 08 de 2010). de Ley de Régimen del Sector Eléctrico Obligaciones de las Empresas de Generación: www.conelec.gob.ec, Citado el 10 de 11 de 2013
3. Fernández, P. (12 de 11 de 2007). [www.pttrenenergy.upc.](http://www.pttrenenergy.upc.edu), de Turbina Pelton: <http://www.pttrenenergy.upc.edu>, Citado el 20 de 05 de 2013
4. Forestale. (13 de 12 de 2010).de <http://acer.forestales.upm.es>, Citado el 30 de 05 de 2013
5. Forestale. (13 de 12 de 2010). www.forestales.upm.ec, de <http://acer.forestales.upm.es/basicas/udfisica/asignaturas/fisica/magnet/generador>, Citado el 30 de 05 de 2013
6. Industrial, T. (19 de 05 de 2007). www.industrialtijuana.com, de <http://www.industrialtijuana.com>, Citado el 15 de 04 de 2013
7. M, P. (12 de 01 de 2013). Confiabilidad.net., de Definición de las Frecuencias para un Plan de Mantenimiento: <http://confiabilidad.net/articulos> , Citado el 17 de 04 de 2013
8. P, F. (12 de 11 de 2007). [www.pttrenenergy.upc.](http://www.pttrenenergy.upc.edu) de Turbina Pelton: <http://www.pttrenenergy.upc.edu>, Citado el 20 de 05 de 2013,
9. Pérez, M. (12 de 01 de 2013). Confiabilidad.net. de Definición de las Frecuencias para un Plan de Mantenimiento: <http://confiabilidad.net/articulos>, Citado el 17 de 04 de 2013
10. SINAIS. (17 de 04 de 2010). SINAIS. de SINAIS: http://www.sinais.es/intro/mantenimiento_preventivo.html, Citado el 15 de 03 de 2013,