

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



IMPLEMENTACION DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE LA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CAHUA APLICANDO LA FILOSOFÍA DE
MANTENIMIENTO RCM (RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE)

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

EDGAR GÜÍMAC MONTERO

**PROMOCIÓN
2000 - II**

**LIMA – PERÚ
2007**

**IMPLEMENTACION DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE
LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CAHUA APLICANDO LA
FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO RCM (RELIABILITY
CENTERED MAINTENANCE)**

SUMARIO

El presente informe describe el proceso de implementación de la filosofía de mantenimiento centrado en confiabilidad RCM que se viene llevando a cabo en C.H. Cahua, lo que llevará a garantizar la operatividad y confiabilidad de los equipos de la planta, dicha filosofía de mantenimiento se viene aplicando recientemente en Europa.

Se resume la evolución en las técnicas de mantenimiento y se presentan las bases y fundamentos teóricos en las cuales se basa el Mantenimiento RCM. De manera general se muestran los pasos necesarios para implementar, aplicar y auditar esta nueva filosofía de mantenimiento.

Se muestra como se implemento el mantenimiento RCM en la Central Hidroeléctrica de Cahua, definiendo sus funciones e identificando el sistema, así como identificando las fallas, sus causas y modos para determinar las acciones a tomar antes de la ocurrencia de una falla.

ÍNDICE

CAPITULO I

FUNDAMENTO TEORICO DE LA FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

1.1	Evolución del Mantenimiento	2
1.1.1	La Primera Generación	2
1.1.2	La Segunda Generación	3
1.1.3	La Tercera Generación	3
1.2	El Mantenimiento y el RCM	6
1.3	Siete preguntas para construir un RCM	7
1.3.1	Funciones y Estándares de Rendimiento	7
1.3.2	Fallas Funcionales	8
1.3.3	Modos de Falla	9
1.3.4	Efecto de Falla	9
1.3.5	Consecuencias de Falla	10
1.3.6	El Proceso de Selección de Tareas RCM	15
1.3.7	Aplicando el Proceso RCM	16
1.3.8	Resultados del Análisis RCM	18
1.3.9	Auditoría e Implementación	18
1.3.10	Resultados del RCM	19

CAPITULO II

IMPLEMENTACION DEL ANÁLISIS RCM EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE CAHUA

2.1	Análisis Funcional	22
2.1.1	Funciones Primarias	22
2.1.2	Funciones Secundarias	22
2.2	Definiendo el Sistema	23

2.3	Fallas Funcionales	27
2.4	Análisis Crítico y de Efecto del Modo de Falla: FMECA	27
2.4.1	Modos de Falla	28
2.4.2	Causas de Falla	28
2.4.3	Tiempo Medio entre Fallas – MTBF	30
2.4.4	Tiempo Muerto Promedio – MDT	30
2.4.5	Diferencias entre Downtime / Downtime Cost	30
2.4.6	FMECA: Criticidad	31
2.4.7	Ejemplo de un Análisis FMECA	33
2.4.8	Árbol de Decisión	34
2.5	Descripción de la Implementación del RCM en CH Cahua	34
2.5.1	Detalle de las estrategias RCM elegidas en CH Cahua	38
2.6	Inversiones y gastos realizados en la implementación del RCM en CH Cahua	53
	CONCLUSIONES	57
	ANEXO A	
	Ejemplo de codificación de equipos empleando la clave 414	60
	BIBLIOGRAFÍA	63

PROLOGO

La Central Hidroeléctrica de Cahua ha llevado su programa de mantenimiento de forma rutinaria con tareas periódicas preventivas y en algunos casos ha tenido que afrontar situaciones de emergencia tomando acciones reactivas frente a situaciones que ameritaban actuar de forma inmediata.

La gerencia de operaciones de Cahua S.A. tomó la decisión de implementar una política de gestión de mantenimiento haciendo uso de la filosofía de mantenimiento centrado en confiabilidad RCM (RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE) tomando la experiencia y buenos resultados que esta filosofía a dado a SN Power Invest Company en Noruega.

En el capítulo I se presenta la forma como han evolucionado las técnicas de mantenimiento y las bases teóricas sobre la cual se basa la filosofía del Mantenimiento RCM .En el capítulo II se describe la forma de como se llevo a cabo el análisis RCM en la Central Hidroeléctrica de Cahua. Finalmente se presentan las conclusiones del presente informe.

La filosofía de mantenimiento centrado en confiabilidad RCM se viene aplicando hace pocos años en Europa, en Noruega por SN Power Invest Company y en el caso de la C.H. Cahua se esta en el proceso de implantación de las estrategias de mantenimiento de esta técnica y es esta fase inicial la que se mostrará en el presente informe.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTO TEORICO DE LA FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

Durante los últimos veinte años, el mantenimiento ha cambiado, quizás más que cualquier otra disciplina de gestión. Los cambios son debidos a un aumento grande en el número y variedad de recursos físicos, planes mucho más complejos, nuevas técnicas de mantenimiento, cambios de vista en la organización y responsabilidades de mantenimiento. El mantenimiento también está respondiendo a las expectativas cambiantes. Éstos incluyen un crecimiento rápido del conocimiento de hasta que punto la falla del equipo afecta la seguridad y al ambiente, un conocimiento creciente de la conexión entre el mantenimiento y la calidad del producto y una presión creciente para lograr una alta disponibilidad de la planta y mantener los costos.

1.1 Evolución del Mantenimiento

Ante este alud de cambios, los gerentes están buscando por todas partes un nuevo enfoque al mantenimiento, una estructura estratégica que sintetice los nuevos desarrollos en un modelo coherente, para que puedan evaluarlos sensiblemente y puedan aplicarlos probablemente para que sean el mayor valor de ellos y de sus compañías.

Desde 1930, la evolución del mantenimiento puede remontarse a través de tres generaciones. El RCM (Reliability Centered Maintenance) se está volviendo rápidamente en una piedra angular de la Tercera Generación, pero esta generación sólo puede verse en perspectiva a la luz de la Primera y Segunda Generaciones.

1.1.1 La Primera Generación

La Primera Generación cubre el periodo hasta la Segunda Guerra Mundial. En esos días la industria no estaba altamente mecanizada, por lo que las paradas de servicio no importaban mucho. Esto significó que la prevención de fallas del equipo no tenía una

prioridad muy alta en las mentes de la mayoría de los gerentes. Al mismo tiempo, la mayoría de los equipos eran simples y muchos de ellos estaban sobredimensionados. Esto los hizo fiables y fáciles de reparar. Como resultado, no había necesidad de un mantenimiento sistemático de cualquier clase más allá de una simple limpieza, servicios y rutinas de lubricación.

1.1.2 La Segunda Generación

Debido a la Segunda Guerra Mundial la demanda de bienes de todo tipo en el tiempo más corto y la baja disponibilidad de mano de obra industrial llevó a que la mecanización aumentara, por tanto la industria comenzaba a depender de las maquinas, entonces el tiempo fuera de servicio y el tiempo de falla de las maquinas se tuvieron que prevenir lo que condujo al concepto de mantenimiento preventivo. En los años de 1960, esto consistió principalmente en reparaciones de los equipos hechos a intervalos fijos. El costo de mantenimiento empezó a subir en comparación a los costos operativos, esto llevó al crecimiento de los sistemas de planificación y control del mantenimiento. Esto ha ayudado a tener al mantenimiento bajo control y es ahora una parte establecida de la práctica de mantenimiento.

1.1.3 La Tercera Generación

Desde mediados de los 70's, el proceso de cambio de la industria ha adquirido una mayor velocidad. Los cambios pueden ser clasificados como: nuevas expectativas, nueva investigación y nuevas técnicas.

a) Nuevas Expectativas

En la Fig. 1.1 se muestra cómo han evolucionado las expectativas. El tiempo fuera de servicio siempre ha afectado la capacidad productiva de los recursos físicos reduciendo su rendimiento, aumentando los costos operativos e interfiriendo el servicio al cliente. Por los años de 1960 y 1970, esto era ya una preocupación mayor en la minería, manufactura y el sector de transporte.

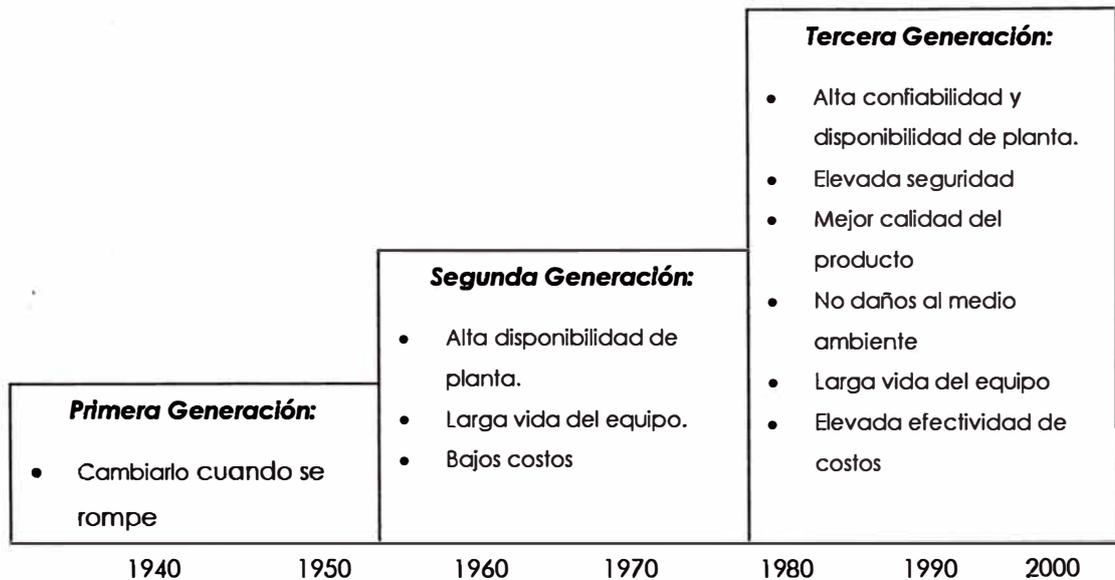


Fig. 1.1 Crecimiento de las expectativas del mantenimiento.

En la manufactura, los efectos de tiempo fuera de servicio se está agravando por el movimiento mundial hacia los sistemas de justo a tiempo, donde la reducción de los stocks del trabajo en progreso significa que las averías bastante pequeñas pueden ahora probablemente detener una planta entera. En tiempos recientes, el crecimiento de la mecanización y la automatización ha significado que la Confiabilidad y la disponibilidad se ha vuelto ahora también problemas importantes en sectores tan diversos como el cuidado de la salud, procesamiento de datos, telecomunicaciones y gestión de la construcción.

Cada vez más las fallas tienen consecuencias serias en la seguridad o en la conservación del medio ambiente, ya que las normas en estas áreas están aumentando rápidamente. En algunas partes del mundo, el punto se está acercando a que las organizaciones o satisfacen la seguridad de la sociedad y las expectativas medioambientales o dejan de operar.

b) Nueva Investigación

Aparte de las mayores expectativas, la nueva investigación está cambiando muchas de nuestras creencias más básicas sobre la edad y la falla. En particular, está claro que cada vez hay menos conexión entre la edad de operación de la mayoría de los recursos y cómo ellos probablemente fallen.

La Fig. 1.2 muestra cómo el antiguo punto de vista de la falla simplemente era que cuando las cosas envejecían, más probablemente fallaban. Un conocimiento creciente de “la mortalidad infantil” llevó a la creencia extendida en la Segunda generación sobre la curva de la “bañera”.

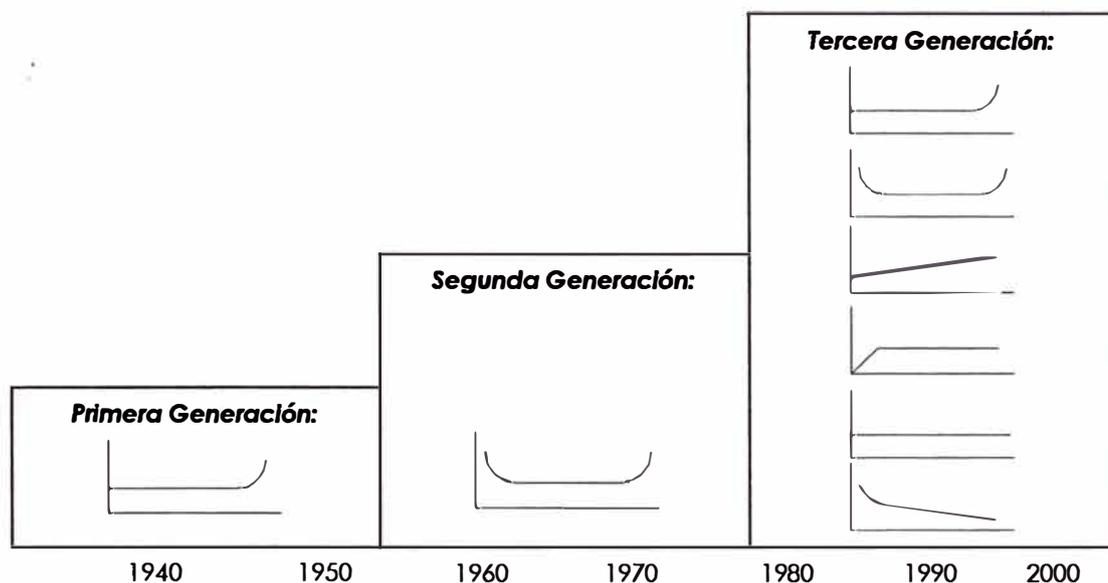


Fig. 1.2 Evolución del concepto sobre la relación *Fallas vs. Vida útil del equipo*. Sin embargo, la investigación de la Tercera Generación ha revelado que no sólo dos sino seis modelos de falla ocurren realmente en la práctica. Esto se discutirá en detalle después, pero está teniendo también un efecto profundo en el mantenimiento.

c) Nuevas Técnicas

Hubo un crecimiento explosivo en los nuevos conceptos y técnicas de mantenimiento en los últimos años. Se han desarrollado centenares durante los últimos quince años. La Fig. 1.3. muestra cómo el énfasis clásico en los sistemas de reparación y administración han crecido, incluyendo muchos nuevos desarrollos en varios campos diferentes. Los nuevos desarrollos incluyen:

- Herramientas de apoyo para la toma de decisión, como estudios de riesgo, modos de falla, análisis de efectos y sistemas expertos.
- Nuevas técnicas de mantenimiento, como el monitoreo de condición.
- Diseño de equipos con un mayor énfasis en la Confiabilidad y Mantenibilidad.
- Un mayor cambio en el pensamiento orgánico hacia la participación, trabajo en equipo y flexibilidad.

Un desafío mayor que enfrenta las personas de mantenimiento hoy en día no solo es aprender lo que son estas técnicas, sino decidir qué vale la pena y qué no es sus propias organizaciones. Si realizamos las opciones correctas, es posible mejorar el rendimiento del recurso y al mismo tiempo mantener e incluso reducir el costo de mantenimiento. Si nosotros realizamos las opciones malas, se crean nuevos problemas mientras los problemas existentes se ponen peor.

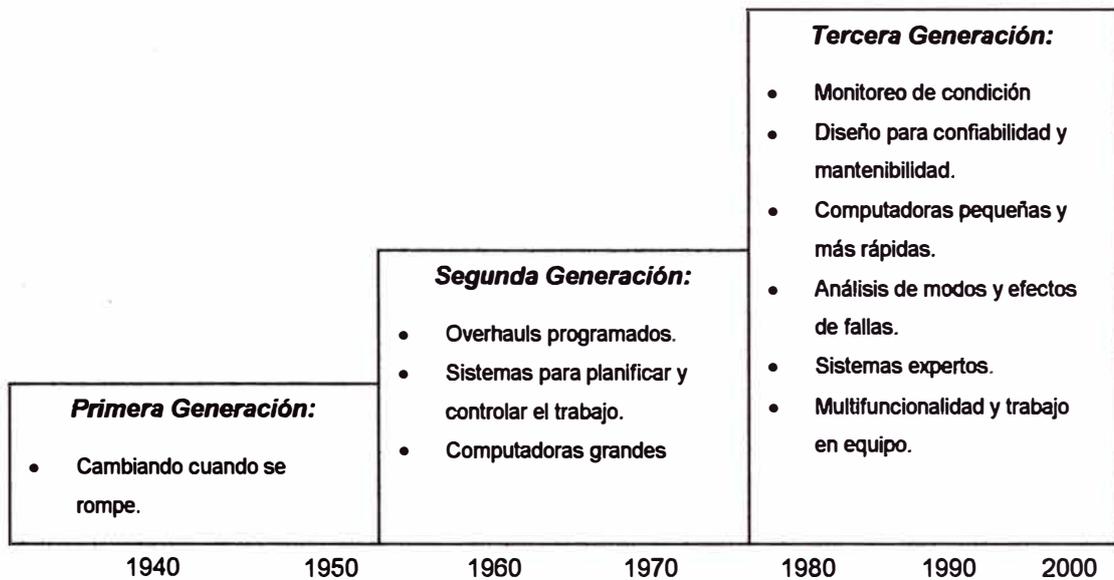


Fig.1.3 Evolución de las técnicas de mantenimiento.

1.2 El Mantenimiento y el RCM

Desde el punto de vista de ingeniería, hay dos elementos para la gestión de cualquier recurso físico. Esto debe mantenerse o también de vez en cuando puede necesitar modificarse.

Cuando partimos por mantener algo, ¿Qué es lo que deseamos causar para que continúe? ¿Cuál es el estado existente que deseamos conservar? La respuesta a estas preguntas puede encontrarse en el hecho que cada recurso físico se pone en servicio porque alguien lo quiere para hacer algo. En otras palabras, ellos esperan completar una función específica. Así que cuando mantenemos un recurso, el estado que deseamos conservar debe ser uno en el que continúa haciendo cualquier cosa que sus usuarios desean hacer.

Mantenimiento : Asegura que los recursos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que ellos hagan.

Lo que los usuarios quieren dependerá exactamente de dónde y cómo se está usando el recurso (el contexto operativo). Esto lleva a la siguiente definición formal del

Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad: *Es un proceso empleado para determinar los requisitos de mantenimiento de cualquier recurso físico en su contexto operativo.*

A la luz de la antigua definición de mantenimiento, una definición más completa de RCM podría ser: “El RCM es un proceso empleado para determinar lo que debe hacerse para asegurar que cualquier recurso físico continúe haciendo cualquier cosa que sus usuarios deseen hacer en su contexto operativo presente”

1.3 Siete preguntas para construir un RCM

El proceso RCM vincula siete preguntas acerca del recurso o sistema bajo revisión:

1. ¿Cuáles son las funciones y los rendimientos estándares asociados al recurso en su actual contexto operativo?
2. ¿De qué manera falla para completar sus funciones?
3. ¿Qué causa cada falla funcional?
4. ¿Qué pasa cuando ocurre cada falla?
5. ¿De que manera ocurre cada falla?
6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir cada falla?
7. ¿Qué debe hacerse si una tarea proactiva conveniente no puede hacerse?

1.3.1 Funciones y Estándares de Rendimiento

Antes que sea posible aplicar un proceso determinado, lo que debe hacerse para asegurar que cualquier recurso físico continúe haciendo cualquier cosa que sus usuarios requieren hacer en su contexto operativo actual, necesitamos hacer dos cosas:

1. Determinar lo que los usuarios requieren hacer.
2. Asegurar que es capaz de hacer lo que sus usuarios requieren.

Esto explica por qué el primer paso en el proceso de RCM es definir las funciones de cada recurso en su contexto operativo, junto con las normas de rendimiento asociadas deseadas. Qué esperan los usuarios de los recursos que puedan hacer, se agrupan en dos categorías:

- Funciones primarias que resumen por qué el recurso fue adquirido en primer lugar. Esta categoría de funciones cubre aspectos tales como velocidad, rendimiento, capacidad de almacenamiento o traslado, calidad del producto y servicio del cliente.
- Funciones secundarias que reconoce que más se espera que haga cada recurso que simplemente completar sus funciones primarias. Los usuarios también tienen

expectativas en áreas como seguridad, control, contención, confort, integridad estructural, economía, protección, eficacia de funcionamiento, cumplimiento con las regulaciones medioambientales e incluso la apariencia del recurso.

Los usuarios de los recursos normalmente están en la mejor posición por saber exactamente qué contribución hace cada recurso al bienestar físico y financiero de la organización en su conjunto, así que es esencial que ellos estén envueltos en el proceso RCM desde el inicio.

Hecho apropiadamente, este solo paso normalmente alcanza un tercio del tiempo involucrado en un análisis RCM completo. Normalmente también causa que el grupo que hace el análisis aprenda bastante – a menudo una cantidad aterradora – sobre cómo trabaja realmente el equipo.

1.3.2 Fallas Funcionales

Las funciones y las expectativas de rendimiento asociadas al recurso bajo consideración definen los objetivos de mantenimiento. ¿Pero cómo logra mantenimiento estos objetivos? La única ocurrencia probable que detenga cualquier recurso para que rinda de acuerdo a la norma requerida por sus usuarios es algún tipo de falla. Esto sugiere que el mantenimiento logra sus objetivos adoptando un enfoque conveniente de la gestión de la falla. Sin embargo, antes que podamos aplicar una mezcla conveniente de herramientas de gestión de falla, necesitamos identificar qué fallas pueden ocurrir. El proceso RCM hace esto a dos niveles:

- Primeramente, identificando qué circunstancias suman hacia un estado de falla.
- Luego preguntando qué eventos pueden causar que el recurso entre en un estado de falla.

En el mundo del RCM, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales porque ellos ocurren cuando un recurso es incapaz de completar una función a una norma de rendimiento que es aceptable para el usuario. Además de una total incapacidad para funcionar, esta definición abarca fallas parciales, donde el recurso todavía funciona pero a un nivel inaceptable de rendimiento (incluso en situaciones donde el recurso no puede sostener niveles aceptables de calidad o exactitud). Claramente éstos sólo pueden identificarse después que se han definido las funciones y normas de rendimiento del recurso.

1.3.3 Modos de Falla

Como se mencionó en el párrafo anterior, una vez que se ha identificado cada falla funcional, el siguiente paso es identificar todos los eventos que son bastante probables que causen cada uno de los estados de falla. Estos eventos son conocidos como modos de falla. Es “bastante probable” que los modos de falla incluyen aquellos que han ocurrido en el mismo equipo o similar que opera en el mismo contexto, fallas que actualmente son prevenidas por regímenes de mantenimiento existentes y fallas que no se han producido todavía pero que se considera que son posibilidades reales en el contexto en cuestión.

La mayoría de las listas tradicionales de modos de falla incorpora fallas causadas por deterioración o por el desgaste normal. Sin embargo, la lista debe incluir fallas causadas por errores humanos (por parte de operadores y mantenedores) y fallas de diseño tal que todas las causas de falla bastante probables del equipo pueden identificarse y pueden repartirse apropiadamente.

También es importante identificar la causa de cada falla con bastante detalle para asegurar que el tiempo y esfuerzo no se pierda tratando los síntomas en lugar de las causas. Por otro lado, es igualmente importante asegurar que ese tiempo no se pierda en el análisis propio por entrar con demasiado detalle.

1.3.4 Efecto de Falla

El cuarto paso en proceso RCM vincula una lista de los efectos de las fallas que describen lo que pasa cuando ocurre cada modo de falla. Estas descripciones deben incluir toda la información necesaria para apoyar la evaluación de las consecuencias de la falla, tales como:

- Que evidencia hay que la falla ha ocurrido?
- De qué manera representa una amenaza a la seguridad o al medio ambiente?
- De qué manera afecta la producción o la operación?
- Qué daño físico es causado por la falla?
- Qué debe hacerse para reparar la falla?

El proceso de identificar funciones, fallas funcionales, los modos de falla y la falla efectúa rendimientos que sorprenden y a menudo las oportunidades muy excitantes por mejorar rendimiento y seguridad y también por eliminar pérdida.

1.3.5 Consecuencias de Falla

Es probable que un análisis detallado de una industria promedio proporcione entre tres y diez mil posibles modos de falla. Cada una de estas fallas afectan la organización de alguna manera, pero en cada caso, los efectos son diferentes. Pueden afectar la operación. También pueden afectar la calidad del producto, el servicio al cliente, la seguridad o el medio ambiente. Todo ello tomará tiempo y dinero para reparar.

Son estas consecuencias que influyen fuertemente hasta el punto que intentamos prevenir cada falla. En otras palabras, si una falla tiene consecuencias serias, es probable que vayamos a grandes espacios para intentar evitarlo. Por otro lado, si tiene un pequeño o ningún efecto, entonces podemos decidir no hacer ningún mantenimiento rutinario más allá de la limpieza básica y la lubricación.

Una gran fortaleza del RCM es que reconoce que las consecuencias de fallas son más importantes que sus características técnicas. De hecho, reconoce que la única razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo no sólo es evitar fallas, sino evitar o por lo menos reducir las consecuencias de falla. El proceso RCM clasifica estas consecuencias en cuatro grupos, como sigue:

- ***Consecuencia de fallas ocultas:*** las fallas no tienen impacto directo, pero exponen a la organización a las fallas múltiples con consecuencias serias, a menudo catastróficas, la mayoría de estas fallas se asocian con dispositivos de protección que no están asegurados.
- ***Consecuencias de seguridad y medioambientales:*** una falla tiene consecuencias de seguridad si pudiese herir o dar muerte a alguien. Tiene consecuencias medioambientales si pudiese llegar a transgredir cualquier norma de ambiente corporativa, regional, nacional o internacional.
- ***Consecuencias operacionales:*** una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (el rendimiento, la calidad del producto, el servicio al cliente o el costo de operación además del costo directo de reparación).
- ***Consecuencias no operacionales:*** fallas evidentes que entran en esta categoría, no afectan ni la producción, así que sólo involucran el costo directo de reparación.

Veremos después cómo los procesos RCM usan estas categorías como base de una estructura estratégica para la toma de decisiones de mantenimiento. Forzando una revisión estructurada de las consecuencias de cada modo de falla en términos de las categorías anteriores, integra los objetivos operacionales, medioambientales y de

seguridad de la función de mantenimiento. Esto ayuda a llevar a la seguridad y la conservación del ambiente a la corriente principal de la gestión de mantenimiento.

El proceso de evaluación de consecuencias también cambia bastante el énfasis de la idea que todas las fallas son malas y deben prevenirse. Haciéndolo así, se enfoca la atención en las actividades de mantenimiento que tienen el mayor efecto en el rendimiento de la organización y evita gastar energía hacia aquellos, que tiene pequeño o ningún efecto. También esto anima a que pensemos más ampliamente sobre las diferentes maneras de gestión de falla, en lugar de concentrarse sólo en la prevención de falla. Las técnicas de gestión de falla están divididas en dos categorías:

a) Tareas Proactivas : éstas son tareas realizadas antes que ocurra una falla para impedir que el componente entre en un estado de falla. Abarca lo que tradicionalmente se conoce como mantenimiento predictivo y preventivo.

Muchas personas todavía creen que la mejor manera de optimizar la disponibilidad de la planta es hacer algún tipo de mantenimiento Proactivo sobre una base rutinaria. Conocimientos en la Segunda Generación sugirieron que esta debe consistir en Overhauls o reemplazos del componente a intervalos fijos. La Fig. 1.4 ilustra una vista del intervalo fijo de falla. El pensamiento clásico sugiere que los registros extensos sobre la falla nos permitirán que determinemos esta vida .

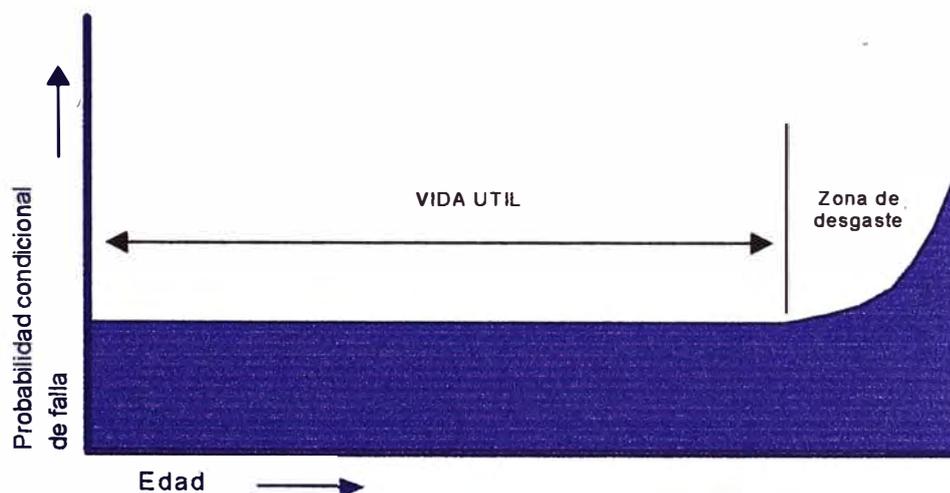


Fig. 1.4 El punto de vista tradicional de las fallas.

Este modelo es verdad para ciertos tipos de equipos simples y para algunos componentes complejos con modos de falla dominantes. En particular las características de desgaste se encuentran a menudo donde el equipo entra en contacto

directo con el producto. También a menudo las fallas relacionadas con la edad se asocian con la fatiga, corrosión, abrasión y evaporación.

Sin embargo, el equipo en general es más complejo de lo que era hace veinte años. Esto ha llevado a cambios sorprendentes en los modelos de falla, en la Fig. 1.5 se muestra la probabilidad condicional de falla versus la edad de operación para una variedad de componentes eléctricos y mecánicos.

El modelo A es la famosa curva de la bañera. Empieza con una incidencia alta de fallas (conocida como mortalidad infantil) seguido por una probabilidad condicional de falla constante o gradualmente creciente y luego por una zona de desgaste. El modelo B muestra un aumento constante o lento de la probabilidad condicional de falla, acabando en una zona de desgaste.

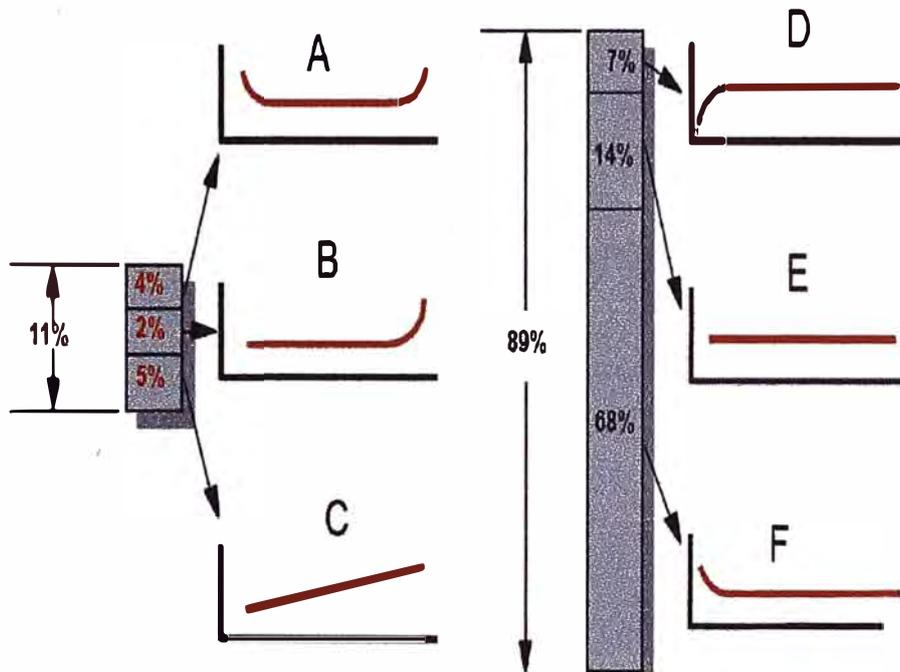


Fig. 1.5 Característica de falla en componentes de aeronáutica.

El modelo C muestra un aumento lento de la probabilidad condicional de falla, pero no hay ningún desgaste identificable por la edad. El modelo D muestra una baja probabilidad condicional de falla cuando el componente es nuevo o justamente al salir de la tienda y luego hay un aumento rápido a una nivel constante, mientras el modelo E muestra una probabilidad condicional constante de falla en todas las edades (falla del azar). El modelo F empieza con una mortalidad infantil alta que cae

en el futuro a una probabilidad condicional de falla constante o con un aumento muy lento.

Estudios hechos en la aviación civil mostraron que el 4% de los componentes conforman el modelo A, 2% al B, 5% al C, 7% al D, 14% al E y no menos del 68% al modelo F. El número de veces que estos modelos ocurren en la aviación no es igual necesariamente en la industria. Pero no hay ninguna duda que cuando los recursos llegan a ser más complejos, vemos cada vez más modelos E y F.

Estos hallazgos contradicen la creencia que hay siempre una conexión entre la Confiabilidad y la edad de operación. Esta creencia llevó a la idea que cuanto más se repara un componente, es menos probable que este falle. Hoy día, esto raramente es verdad. A menos que exista un modo de falla dominante relacionado con la edad, los límites de edad hacen poco o nada para mejorar la Confiabilidad de los componentes complejos. En efecto, las reparaciones programadas realmente pueden aumentar la tasa de fallas global, introduciendo la mortalidad infantil en los sistemas estables.

Un conocimiento de estos hechos ha llevado a algunas organizaciones a abandonar totalmente la idea de mantenimiento Proactivo. De hecho, esto puede ser correcto para fallas con consecuencias menores. Pero cuando las consecuencias de la falla son significativas, debe hacerse algo para prevenir o predecir las fallas o por lo menos para reducir las consecuencias. Esto nos devuelve la pregunta sobre las tareas Proactivas. Como se mencionó antes, el RCM divide a las tareas Proactivas en tres categorías:

- Tareas de restauración programadas.

La restauración programada trae consigo la reconstrucción de un componente o la reparación de un ensamble antes de un límite de edad especificado, sin tener en cuenta su condición en ese momento.

- Tareas del desecho programadas.

Similarmente a la restauración programada, el desecho programado trae consigo el desechado de un componente antes de un límite de vida especificado, sin tener en cuenta su condición en ese momento. Colectivamente, estos dos tipos de tareas se conocen ahora generalmente como mantenimiento preventivo. Eran por mucho tiempo la forma ampliamente usada de mantenimiento Proactivo. Sin embargo por las razones discutidas antes, son menos usadas que lo eran hace veinte años.

- Tareas de condición programadas.

La necesidad continua para prevenir ciertos tipos de falla y la incapacidad creciente de las técnicas clásicas para hacerlo, está detrás del crecimiento de nuevos tipos de gestión de falla. La mayoría de estas técnicas confía en el hecho que la mayoría de las fallas dan alguna advertencia del hecho que está a punto de ocurrir. Estas advertencias son conocidas como fallas potenciales y se definen como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional está a punto de ocurrir o está en el proceso de ocurrir.

Las nuevas técnicas se usan para descubrir fallas potenciales para que pueda tomarse acción y evitar las consecuencias que podrían ocurrir si se degeneran en fallas funcionales. Se llaman tareas de condición porque los componentes quedan en servicio a condición que continúe encontrándose normas de rendimiento deseadas. El mantenimiento de condición incluye el mantenimiento predictivo, el mantenimiento basado en la condición y el monitoreo de condición. Usado apropiadamente, las tareas de condición son una manera muy buena de gestionar las fallas, pero también pueden ser pérdidas de tiempo caras. El RCM habilita decisiones en esta área para ser hecha con una confianza particular.

b) Acciones Predefinidas

Son tareas que tratan con el estado de falla y son escogidas cuando no es posible identificar una Tarea Proactiva eficaz. Las acciones predefinidas incluyen la búsqueda de fallas, rediseños y la operación hasta la falla. El RCM reconoce tres categorías principales de acciones predefinidas:

- ***Búsqueda de fallas:*** las tareas de búsqueda de fallas traen consigo el chequeo periódico de funciones ocultas para determinar si han fallado (considerando que las tareas basadas en la condición verifican si algo está fallando).
- ***Rediseños:*** vinculan las acciones que hace cualquier cambio al definir la capacidad de un sistema. Esto incluye modificaciones al hardware y también cubre los cambios a los procedimientos.
- ***Ningún mantenimiento programado:*** como el nombre lo indica, este valor por defecto trae consigo no hacer ningún esfuerzo por anticiparse o prevenir modos de falla a los que se aplica y así simplemente esas fallas se permiten que ocurran y luego se reparan. Este valor por defecto también se llama operar hasta la falla.

1.3.6 El Proceso de Selección de Tareas RCM

La gran fuerza del RCM es la manera como proporciona un criterio simple, preciso y de fácil entendimiento para decidir cual (si la hay) de las tareas Proactivas es técnicamente factible en cualquier contexto y en ese caso decidir con qué frecuencia deben hacerse y quién debe hacerlo. Si es o no una tarea Proactiva técnicamente factible, es determinado por las características técnicas de la tarea y por la falla que se desea prevenir. Si esto agrega valor es determinado por lo bien que trata las consecuencias de la falla. Si una tarea Proactiva no puede determinarse si es técnicamente factible y que agrega valor, entonces debe tomarse la acción predefinida conveniente. La esencia del proceso de selección de tareas es como sigue:

- Para las fallas ocultas, merece la pena una tarea Proactiva si reduce el riesgo de fallas múltiples asociado con esa función a un nivel aceptable bajo. Si no puede determinarse tal tarea entonces la tarea que debe realizarse es una búsqueda de fallas programada. Si no puede encontrarse una tarea de búsqueda de fallas conveniente, entonces la decisión secundaria por defecto es que el componente puede tener que ser rediseñado (dependiendo de las consecuencias de la falla múltiple).
- Para las fallas con consecuencias sobre la seguridad o la conservación medioambiental, merece la pena una tarea Proactiva si reduce el riesgo de esa falla en sí mismo de hecho a un nivel muy bajo, si no lo elimina totalmente. Si no puede encontrarse una tarea que reduzca el riesgo de la falla a un nivel aceptablemente bajo, el componente debe rediseñarse o debe cambiarse el proceso.
- Si la falla tiene consecuencias operacionales, merece la pena una tarea Proactiva si el costo total de hacerlo en un periodo de tiempo es menor que el costo de las consecuencias operacionales y el costo de reparación en el mismo periodo. En otras palabras, la tarea debe justificarse en el campo económico. Si no se justifica, la decisión inicial por defecto es ningún mantenimiento programado. Si esto ocurre y las consecuencias operacionales son todavía inaceptables, la decisión por defecto secundaria es de nuevo el rediseño.
- Si una falla tiene consecuencias no-operacionales merece la pena una tarea Proactiva si el costo de la tarea en un periodo de tiempo es menor que el costo de reparación en el mismo periodo. Así que estas tareas también deben justificarse en el campo económico. Si no se justifica, la decisión por defecto inicial de nuevo es ningún

mantenimiento programado y si los costos de la reparación son demasiado altos, la decisión por defecto secundaria es una vez más el rediseño.

Este enfoque significa que sólo se especifican tareas Proactivas para fallas que realmente los necesitan, qué a su vez lleva a las reducciones sustanciales en sobrecargas de trabajo rutinarias. Menor trabajo rutinario también significa que las tareas restantes serán más probablemente hechas apropiadamente. Esto junto con la eliminación de tareas de corte de producción nos guía hacia un mantenimiento más eficaz. Compare esto con el enfoque tradicional de desarrollo de políticas de mantenimiento. Tradicionalmente, se evalúan los requisitos de mantenimiento de cada recurso en términos de sus características técnicas reales o supuestas, sin considerar las consecuencias de falla. Los programas resultantes se usan para todos los recursos similares, de nuevo sin considerar las diferentes consecuencias aplicadas en contextos de operación diferentes. Esto produce un gran número de programas que se desperdician, no porque sean “malos” en el sentido técnico, sino porque no logran nada. También note que el proceso de RCM considera los requisitos de mantenimiento de cada recurso antes de preguntar si es necesario revisar el plan. Esto es simplemente porque el ingeniero de mantenimiento que esta de servicio hoy tiene que mantener el equipo como esta hoy, no lo que debería ser o lo que podría ser en alguna fase en el futuro.

1.3.7 Aplicando el Proceso RCM

Antes de partir para analizar los requisitos de mantenimiento de los recursos en cualquier organización, necesitamos saber lo que son estos recursos y decidir cuales de ellos estarán sujetos al proceso de revisión RCM. Esto significa que debe prepararse un registro de la planta sin no existe uno ya. De hecho, la inmensa mayoría de organizaciones industriales hoy día ya posee registros de la planta que son adecuados para este propósito, así que sólo se mencionarán los atributos más deseables de estos registros.

a) Planificación

Si se aplica correctamente, el RCM lleva a mejoras notables en la efectividad del mantenimiento y a menudo lo hace sorprendentemente rápido. Sin embargo, la aplicación exitosa del RCM depende de la planificación y preparación meticulosa. Los elementos importantes del proceso de la planificación son como sigue:

- Decida qué recursos probablemente se beneficiarán del proceso de RCM y en ese caso, exactamente cómo se beneficiarán.
- Evalúe las fuentes exigidas para aplicar el proceso a los recursos seleccionados.
- En casos donde los beneficios probables justifiquen la inversión, decida en detalle quién la realizará y quién auditará cada análisis, cuando y donde y arregle todo para que ellos reciban entrenamiento apropiado.
- Asegure que el contexto operativo del recurso se entienda claramente.

b) Grupos de Revisión

El proceso de RCM incluye siete preguntas básicas. En la práctica, las personas de mantenimiento no pueden contestar todas estas preguntas por sí mismos. Esto es porque muchas de las respuestas sólo pueden ser proporcionadas por los operadores.

Esto es válido sobre todo a las preguntas acerca de las funciones, rendimiento deseado, efectos de falla y consecuencias de falla. Por esta razón, una revisión de los requisitos de mantenimiento de cualquier recurso debe ser hecha por grupos pequeños que incluyan a una persona por lo menos de la función de mantenimiento y una de la función de operación. La antigüedad de los miembros del grupo es menos importante que el hecho que ellos deban tener un conocimiento completo del recurso bajo revisión. Cada miembro del grupo también debe de haber sido entrenado en RCM. El esquema de un grupo de revisión de RCM Típico se muestra en la Fig. 1.6.

El uso de estos grupos permite a la gestión ganar acceso al conocimiento y especialización de cada miembro del grupo en una base sistemática.

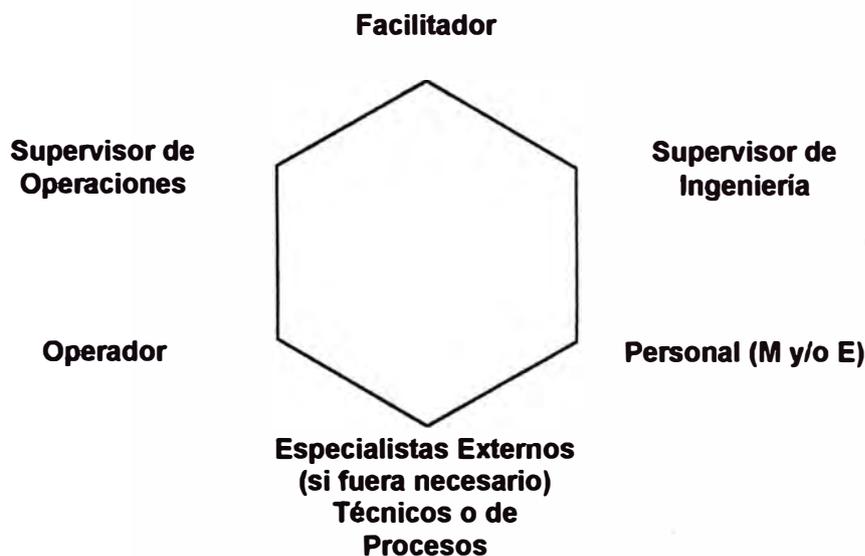


Fig. 1.6 Grupo de revisión RCM típico.

Los grupos de revisión del RCM trabajan bajo la guía de especialistas en RCM, conocidos como *facilitadores*. Los facilitadores son las personas más importantes en el proceso de revisión del RCM. Su papel es asegurar que:

- El análisis de RCM se lleva a cabo al nivel correcto, que los límites del sistema se definan claramente, que ningún componente importante se pase por alto y que se registren propiamente los resultados del análisis.
- El RCM se entienda correctamente y sea aplicado por los miembros del grupo.
- El grupo alcance un acuerdo general de una forma rápida y ordenada, mientras se retenga el entusiasmo y compromiso de los miembros individuales.
- El análisis progrese rápidamente y termine a tiempo.

Los facilitadores también trabajan con los gerentes proyectistas o patrocinadores del RCM para asegurar que cada análisis se plantea apropiadamente y reciba apropiado apoyo directivo y logístico.

1.3.8 Resultados del Análisis RCM

Si se aplica de la manera sugerida, el análisis RCM produce tres resultados tangibles, como sigue:

- Un programa de mantenimiento ha ejecutarse por la sección de mantenimiento.
- Procedimientos de operación revisados por los operadores del recurso.
- Una lista de áreas donde deben hacerse los cambios al plan del recurso o la manera en la cual se opera, para tratar con situaciones donde el recurso no puede entregar el rendimiento deseado con su configuración actual.

Dos resultados menos tangibles son que los participantes en el proceso aprenden bastante sobre cómo trabaja el recurso y también tiende a trabajar mejor como grupo que trabaja sinérgicamente (trabajo en equipo).

1.3.9 Auditoría e Implementación

Inmediatamente después que la revisión para cada recurso se ha completado, los gerentes con responsabilidad global sobre el equipo están satisfechos ya que las decisiones tomadas por el grupo son sensatas y defendibles.

Después que cada revisión es aceptada, las recomendaciones son llevadas a cabo incorporando tareas de mantenimiento en el sistema de planificación y control de mantenimiento, incorporando cambios en los procedimientos estándares de operación

del recurso y dando recomendaciones para los cambios de diseño a la autoridad de diseño apropiada.

1.3.10 Resultados del RCM

Los resultados listados anteriormente sólo deben verse como un medio a un fin. Específicamente, la función de mantenimiento debe habilitar completar todas las expectativas listadas en el gráfico II.1. Como lo hacen se resume en los párrafos siguientes:

- Mayor seguridad e integridad medioambiental: el RCM considera la seguridad y las implicaciones medioambientales de cada modo de falla antes de considerar su efecto en la operación. Esto significa que se toman pasos para minimizar todos los riesgos identificables sobre seguridad y medio ambiente relacionados con el equipo, si no los elimina totalmente. Integrandolo la seguridad en la corriente principal de toma de decisión de mantenimiento, el RCM mejora también las actitudes sobre la seguridad.
- Mejora el rendimiento operativo (productividad, calidad del producto y servicio del cliente): el RCM reconoce que todos los tipos de mantenimiento tienen algún valor y mantiene reglas para decidir qué es más conveniente en cada situación. Haciéndolo así, ayuda a asegurar que sólo las formas más eficaces de mantenimiento son escogidas para cada recurso y esa acción conveniente se toma en casos donde el mantenimiento no puede ayudar. Se enfocó mucho más en el esfuerzo que mantenimiento lleva a los saltos garantizados en el rendimiento de los recursos existentes donde éstos se buscan. El RCM fue desarrollado para ayudar a las aerolíneas a realizar programas de mantenimiento para los nuevos tipos de avión antes que ellos entren en servicio. Como resultado, es una manera ideal de desarrollar tales programas para los nuevos recursos, especialmente para equipos complejos para los cuales no hay ninguna información histórica disponible. Esto ahorra mucho a los ensayos de prueba y error que son a menudo parte del desarrollo de los nuevos programas de mantenimiento, ensayo que frustra y consume tiempo y produce errores que pueden ser muy costosos.
- Mayor rentabilidad de mantenimiento: el RCM continuamente enfoca su atención en las actividades de mantenimiento que tienen el mayor efecto en el rendimiento de la planta. Esto ayuda a asegurar que todo gasto en mantenimiento se haga donde será más beneficioso. Además, si se aplica correctamente el RCM a los sistemas de mantenimiento existentes, reduce la cantidad de trabajo rutinario (en otras palabras,

las tareas de mantenimiento que son emprendidas en una base cíclica) emitidas en cada periodo, que normalmente son de 40% a 70%. Por otro lado, si el RCM es empleado para desarrollar un nuevo programa de mantenimiento, la sobrecarga de trabajo programado resultante es mucho más baja que si el programa es desarrollado por métodos tradicionales.

- Vida útil más larga de componentes caros: debido a un énfasis cuidadosamente enfocado en el uso de técnicas de mantenimiento de condición.
- Un banco de datos comprensivo: una revisión RCM finaliza con un registro comprensivo totalmente documentado de los requisitos de mantenimiento de todos los recursos significativos usados por la organización. Esto hace posible adaptarse a las circunstancias cambiantes (como modelos de cambio cambiantes o a la nueva tecnología) sin tener que revistar todas las políticas de mantenimiento desde el principio. También permite a los usuarios del equipo que demuestren que sus programas de mantenimiento se construyen sobre bases racionales (el camino requerido de la auditoría por cada vez más reguladores). Finalmente, la información guardada en las hojas de trabajo del RCM reduce los efectos de la rotación del personal con la pérdida correspondiente de experiencia y especialización. Una revisión de RCM de los requisitos de mantenimiento de cada recurso también proporciona una vista más clara de las habilidades exigidas para mantener un recurso y para decidir qué repuestos deben mantenerse en stock. Un valioso producto derivado es también que se mejoran los planos y manuales.
- Una mayor motivación de los individuos, sobre todo las personas que están envueltas en el proceso de revisión. Esto lleva a una gran mejora del entendimiento general del equipo en su contexto operativo, junto con una más amplia “propiedad” de los problemas de mantenimiento y sus soluciones. Esto también significa que las soluciones son más probables de soportar.
- Mejor trabajo en equipo: el RCM mantiene un idioma técnico común, fácilmente entendido por todos los que tenemos algo que ver con mantenimiento. Esto da un mejor entendimiento a las personas de mantenimiento y de operación que puede (y no puede) lograr mantenimiento y lo que debe hacerse para lograrlo.

Todos estos problemas son parte de la corriente principal de gestión del mantenimiento y muchos ya son el objetivo de los programas de mejora. Un rasgo mayor del RCM es

que provee una estructura gradual eficaz para seguirla por todos enseguida y para involucrar a todos los que tenemos algo que ver con el equipo en el proceso.

El RCM rinde resultados muy rápidamente. De hecho, si ellos se enfocan y se aplican correctamente, las revisiones del RCM pueden pagarse por sí mismo en materia de meses y a veces incluso en materia de semanas. Las revisiones transforman los requisitos de mantenimiento percibidos de los recursos físicos usados por la organización y la manera en las que la función de mantenimiento se percibe en su conjunto. El resultado es un mantenimiento más rentable, más armonioso y mucho más exitoso.

CAPITULO II

IMPLEMENTACION DEL ANÁLISIS RCM EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE CAHUA

En este capítulo describiremos la forma como llevar a cabo el análisis RCM en la Central Hidroeléctrica de Cahua.

2.1 Análisis Funcional

El objetivo del mantenimiento es asegurar que el equipo pueda continuar cumpliendo sus funciones, estas funciones deben ser identificadas junto con sus estándares de rendimiento deseados.

Se realiza el análisis funcional cuyo propósito es la identificación de una jerarquía de funciones de la planta. Las funciones primarias y secundarias serán identificadas dentro de la jerarquía funcional, los equipos estarán conectados al nivel funcional más bajo. Asimismo se identificarán las fallas funcionales en el nivel más bajo dentro de esta jerarquía funcional y se determinará si una función es escondida o no.

2.1.1 Funciones Primarias

Las funciones primarias son normalmente bastante fáciles de reconocer. De hecho los nombres de la mayoría de los recursos industriales son basados en sus funciones primarias. Por ejemplo la función primaria de un transformador de potencia es transformar los niveles de tensión y corriente, la de un seccionador es aislar físicamente un circuito eléctrico.

2.1.2 Funciones Secundarias

Por ejemplo, la función primaria del motor de un automóvil podría ser descrita como sigue: “para transportar hasta 5 personas a velocidad de hasta 90 mph a lo largo de las carreteras”.

mayoría de los dueños espera más de sus vehículos, desde la habilidad de llevar equipaje a la habilidad de indicar cuanto combustible está en el tanque de combustible.

Para ayudar a asegurar que ninguna de estas funciones se pase por alto, estas se dividen en siete categorías como sigue:

- Integridad medioambiental.
- Integridad estructural / seguridad.
- Control / contaminación / confort.
- Apariencia.
- Protección.
- Economía / eficiencia.
- Funciones superfluas.

Aunque las funciones secundarias normalmente son menos obvias que las funciones primarias, la pérdida de una función secundaria todavía puede tener consecuencias serias, a veces más serias que la pérdida de una función primaria. Como resultado las funciones secundarias necesitan a menudo tanto o más mantenimiento que las funciones primarias, así que ellas también deben identificarse claramente.

2.2 Definiendo el Sistema

Para definir el sistema necesitamos:

- Una descripción física: para tal fin se elaboraran carpetas o files por cada equipo que intervienen en el análisis de la planta, estos files contendrán la siguiente información:
 1. Especificaciones y características.
 2. Diagramas PID.
 3. Instrucciones de operación y mantenimiento.
 4. Registros de operación y mantenimiento.
 5. Registros de planos, cantidad y tamaños.
- Definir los límites: que es lo que esta incluido y lo que no esta incluido dentro de nuestro sistema.
- Definir las entradas y salidas de interfase: que entradas externas afectan nuestro sistema y que salidas son creadas por este.
- Una codificación estructurada será usada para designar a cada uno de los equipos que intervienen en esta definición del sistema, así mismo se usarán estos códigos para

asociar los equipos a sus respectivos análisis RCM y serán manejados en una base de datos.

En el cuadro III.2. se describe los grupos principales en los que se ha dividido el sistema para establecer los límites internos de los subsistemas y sus interacciones según sus entradas y salidas de interfase. Los números establecidos para estos grupos son los prefijos de la codificación de los equipos que se encuentran dentro de estos grupos.

En el anexo A se muestra un ejemplo de codificación tomando la clave o prefijo principal 414.

TABLA N° 2.1 Índice General de codificación de equipos del sistema (Continuación) .

LISTADO DE CLAVES - INDICE GENERAL

300	SERIE PRINCIPAL: FUENTE DE ENERGIA General	400	SERIE PRINCIPAL: UNIDADES, TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y EQUIPOS AUXILIARES	500	Serie Principal: Plantas electricas, General (Energia)	600	Sistemas Transmision y de compensacion	700	SERIE PRINCIPAL: TELECOM, COMPUTADOR Y EQUIPO DE CONTROL REMOTO	800	EDIFICACIONES, EQUIPOS & MATERIAL,	900	General
369	Diverso	480	Sistemas auxiliares, general	540	System HVDC	649	Diverso	769	Diverso	853	Cabinas		
370	Fuente de energia combinada	481	Unidad de alojamiento	541	Filtros AC	650	Lineas de transmision en baja y cables	790	Diverso	855	Casa flotante		
371	Acéite / Electricidad	483	Unidad Motor	542	Polos	651	Lineas de transmision			856	Garages		
372	Gas / electricidad	484	Sistema central para lubricacion	543	Energia auxiliar	653	Sistema de cableado de transmision en bala			859	Diverso		
373	Acéite / Gas	485	Sistema de presion para aire	550	Energia Auxiliar, general	659	Diverso			870	Instalacion exterior, general		
380	Todas las fuentes de energia alterna	486	Planta de refrigeracion	551	Sistema de transmision en bala (AC)	660	Lineas de poca corriente y Cables			871	Pistas y puentes, general		
381	Energia Solar (Foto celdas)	487	Equipo de drenaje	552	Transformadoras de estacion, general	661	Lineas de poca corriente			873	Puertos		
382	No apropiado	489	Diverso	553	Reactor	662	Cables de fibra optica			874	Sistema de apertura para embarcacion		
383	Energia eolica	490	Diverso	555	Sistema equivalente de corriente (DC)	663	Cables de poca corriente			875	Equipo de alimentacion de peces, general		
384	Energia Nuclear			556	Sistema de bateria	664	Gabinete de abrazadera de cruzeta			876	Areas verdes - parques - lugares, general		
385	Combustion en campo abierto			557	Sistema UPS	669	Diverso			877	Hoyo de grava, morrillo, cabo y sitio de deposito de basura		
390	Diverso			560	Sistema de aterramiento, general	670	Sistema de compensacion, 1200 kV - 1.0 kV			878	Plantas para Alimentacion de agua		
				590	Diverso	671-685	Sistema de compensacion, 1200 kV - 1.0 kV			879	Diverso		
						671	Compensacion 1200 kV			880	Transporte e Izamiento de material, general		
						672	Compensacion 800 kV			881	Vehiculos y botes		
						673	Compensacion 420 kV			884	No apropiado		
						674	Compensacion 300 kV			885	Equipo de izamiento y elevacion		
						675	Compensacion 170 kV			886	Equipo de izaje, general		
						678	Compensacion 145 kV			889	Diverso		
						677	Compensacion 123 kV			890	Diversos materiales & Equipos, general		
						678	Compensacion 72.5 kV			891	Equipo de proteccion y seguridad (portatil)		
						679	Compensacion 52 kV			892	Herramientas, general		
						880	Compensacion 36 kV			893	Herramientas de oficina & Accesorios, General		
						881	Compensacion 24 kV			894	Instrumentos de medicion #1 (portatiles)		
						682	Compensacion 12 kV			895	Equipo para trabajo en sistema SF6		
						883	Compensacion 7.2 kV			896	Sistema de equipo para transporte		
						884	Compensacion 3.8 kV			890	Diverso		
						885	Compensacion 1.0 kV						
						889	Diverso						
						889	Diverso						

TABLA N° 2.1 Índice General de codificación de equipos del sistema.

LISTADO DE CLAVES - INDICE GENERAL

300	SERIE PRINCIPAL: FUENTE DE ENERGIA General	400	SERIE PRINCIPAL: UNIDADES, TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y EQUIPOS AUXILIARES	500	Serie Principal: Plantas eléctricas, General (Energía)	600	Sistemas Transmisión y de compensación	700	SERIE PRINCIPAL: TELECOM, COMPUTADOR Y EQUIPO DE CONTROL REMOTO	800	EDIFICACIONES, EQUIPOS & MATERIAL,	900	General
301	Sistema de control	401	Sistema de control	501	Sistemas de control	601	Sistemas de control	710	Control remoto	801	Sistema de Control	901	Documento principal / Vision general
310	Rio y Reservorio	410	Turbinas y bombas, general	510	Dispositivo de distribución en Alta tensión 1200 kV - 1 kV, General	610	Lineas de transmisión entre 1200 - 1.0 kV	711	Centrales	810	Propiedad (terreno) y bienes	920	Monitoreo - seguridad
311	Rio	411	Turbinas, general	511-525	Dispositivo de distribución en Alta tensión 1200 kV - 1 kV, General	611-625	Lineas de transmisión entre 1200 - 1.0 kV	712	Subestaciones	811	Documento de título concerniente a propiedades	921	Control de admisión y monitoreo
312	Reservorio	412	Bombas	511	Dispositivo de distribución en Alta tensión 1200 kV	630	Cables de transmisión / campo entre 1200 kV -1.0 kV	720	Sistema Telefonía	819	Diverso	922	Sistema de detección de fuego y sistema contra incendios
314	Represas	413	Turbinas-Bombas	512	Dispositivo de distribución en Alta tensión 800 kV	629	Diverso	721	Sistemas Telefonicos	830	Edificaciones administrativas - de bienestar, general	923	Urgencia
315	Bocatoma	414	Gobernador de turbina, general	513	Dispositivo de distribución en Alta tensión 420 kV	631- 645	Cables de energía 1200 kV - 1.0 kV general	730	Sistema administrativo de datos SAD	831	Edificaciones de administración,	930	Sistema de control
316	Vertedero	415	Sistemas de Valvulas	514	Dispositivo de distribución en Alta tensión 320 kV	631	Cables de energía 1200 kV , general	731	Equipos de datos	833	Cantinas		
319	Diverso	416	Sistema auxiliar para turbina	515	Dispositivo de distribución en Alta tensión 170 kV	632	Cables de energía 800 kV , general	732	Equipo periférico	835	Edificaciones de deporte y placer,		
320	Tuneles y Tuberías forzadas, General	417	Mecanismo de engranaje	516	Dispositivo de distribución en Alta tensión 145 kV	633	Cables de energía 420 kV , general	739	Diverso	839	Diverso		
321	Tuneles	418	Turbinas de viento (eólica)	517	Dispositivo de distribución en Alta tensión 123 kV	634	Cables de energía 300 kV , general	740	Sistema de procesos	840	Edificaciones técnicas, general		
322	Camaras de carga	419	Diverso	518	Dispositivo de distribución en Alta tensión 72.5 kV	635	Cables de energía 170 kV , general	741	Sistemas de centro de control	841	Casa de fuerza subterráneo (montaña)		
323	Tuberías de presión, Tuberías forzadas (o rejillas de tubería)	420	Generadores / Motores	519	Dispositivo de distribución en Alta tensión 52 kV	636	Cables de energía 145 kV , general	742	Sistemas de control	842	Portal (Entrada)		
324	Bocatoma de quebrada	421	Generadores, general	520	Dispositivo de distribución en Alta tensión 36 kV	637	Cables de energía 123 kV , general	749	Diverso	843	Construcción de Casa de fuerza		
326	Camara de valvulas	422	Motores	521	Dispositivo de distribución en Alta tensión 24 kV	638	Cables de energía 72.5 kV , general	750	Estacion de comunicación	844	Cabinas para equipo de comunicación / Estaciones de medición / Estaciones limnigrafías / Estaciones de comunicación		
327	Canales	423	Maquinas reversibles	522	Dispositivo de distribución en Alta tensión 12 kV	639	Cables de energía 52 kV , general	751	Estacion de enlace	845	Edificacion de Casa de fuerza		
329	Diverso	424	Equipo de Excitación y Des- Excitación	523	Dispositivo de distribución en Alta tensión 7.2 kV	640	Cables de energía 36 kV , general	752	Transmisión	846	Cuarto de montaña / tuneles de acercamiento		
350	No apropiado	429	Diverso	524	Dispositivo de distribución en Alta tensión 3.6 kV	641	Cables de energía 24 kV , general	753	Net work access	847	Construcción para control de compuerta		
360	Combustibles fosiles	460	Transformadores de Potencia, general	525	Dispositivo de distribución en Alta tensión 170 kV	642	Cables de energía 12 kV , general	759	Diverso	848	No apropiado		
361	Fuentes de gas	461	Generador-Transformador (Energía)	529	Diverso	643	Cables de energía 7.2 kV , general	760	Procesamiento de data técnica	849	Diverso		
362	Acete	462	Transformadores auxiliares	530		644	Cables de energía 3.6 kV , general	761	Grabación de registros	850	Residencia, cabina, casa flotante & garage, general		
363	Carbon	469	Diverso	531	Sistema liberador de corriente	645	Cables de energía 1.0 kV , general	762	Estacion al interperie	851	Casas residenciales		

2.3 Fallas Funcionales

Cada pieza del equipo esta diseñada ejecutar una o más funciones. La pérdida de una o más de estas funciones es llamada falla funcional, la cual puede presentarse de las siguientes formas:

- Pérdida total de la función
- Función reducida
- Mala función

Las consecuencias que se deben considerar ante las fallas funcionales son de seguridad, operacionales, no operacionales (solo el costo de reparación) y las consecuencias de falla escondida.

2.4 Análisis Crítico y de Efecto del Modo de Falla: FMECA

EFMECA por sus siglas en ingles: Failure Mode Effect and Critical Análisis, tiene como propósito principal encontrar y separar equipo crítico y no-crítico. Se identifica la falla de un equipo (modo de falla) la cual puede conducir a una falla funcional, tener consecuencias y ser crítico (riesgo).

El FMECA es un procedimiento que fue desarrollado y usado dentro de la ingeniería aeronáutica en los años 60's y desarrollado para lograr más seguridad, recomendado para ser usado en plantas de energía nuclear por el gobierno norteamericano luego del accidente Tree Mile Island.

Para analizar el efecto del modo de falla y realizar el análisis crítico en los equipos que intervienen en nuestro análisis debemos:

- Identificar los modos de falla y causas de falla. Un modo de falla es el estado observado después de que la falla ha ocurrido. Por consiguiente, múltiples causas de falla pueden ser relacionadas a un similar modo de falla.
- Cada parte del equipo será analizado considerando la falla y el efecto de la falla (sistemáticamente).
- El efecto de falla será evaluado en el equipo (localmente), en el sistema y en toda la planta (forma global).
- El análisis crítico se basará en las tasas de falla y en el efecto de la falla.

2.4.1 Modos de Falla

El modo de falla es el estado observado el cual conduce al equipo a una mal funcionamiento. Muchos modos de falla en el equipo pueden conducir a una falla funcional. Cuando se analice, use los modos de falla dominantes.

Los modos de falla se pueden manifestar como deformación, pérdidas, trabamientos, desgastes, vibraciones, corrosión, etc., la Tabla 2.2 muestra algunos ejemplos de los modos de falla más frecuentes a ser considerados.

TABLA N° 2.2 MODOS DE FALLA

• Roturas/quebramientos (cables, tubos, aislamiento)	• Fuga (gas/aire, aceite, agua)
• Deformación	• Material deficiente
• Explosión (gas, aceite)	• Error de medición (cantidad, voltaje, corriente eléctrica, temperatura, presión, frecuencia)
• Error funcional en equipos (eléctrico, hidráulico, mecánico)	• Desgaste y goteo (eléctrico, mecánico)
• Error funcional en alrededores	• Rajaduras (acero, aislamiento)
• Pérdida de aislamiento	• Sobre calentamiento (cables, conexiones, ejes)
• Falla a tierra o de la puesta a tierra	• Vibración (equipo giratorio)
• Cortocircuito	• Desajuste

2.4.2 Causas de Falla

Como causas de falla serán considerados todos los procesos físicos, químicos o de otra naturaleza que conduzcan a un modo de falla. Las causas de falla se pueden ser la erosión, corrosión, humedad, etc. incluidos los errores humanos que también son considerados, La tabla 2.2 nos muestra algunos ejemplos de las causas de falla más frecuentes.

TABLA N° 2.3 Algunos ejemplos de causas de falla.

• Erosión	• Corrosión
• Error de circuito de presión/voltaje	• Descarga atmosférica
• Polución (oil, agua, gas, partículas)	• Sobrecarga (tensión mecánica, voltaje, térmica, corriente eléctrica)
• Humedad	• Error de empaquetadura
• Desgaste y goteo	• Disminución de niveles
• Descarga parcial	• Desbalance
• Cavitación	• Fatiga
• Reacción química	• Errores humanos
• Condensación	

En la Fig. 2.1 se muestra cual es la secuencia seguida de los modos de falla, causas y efectos de falla en el análisis FMECA de las funciones del equipo a ser analizado.

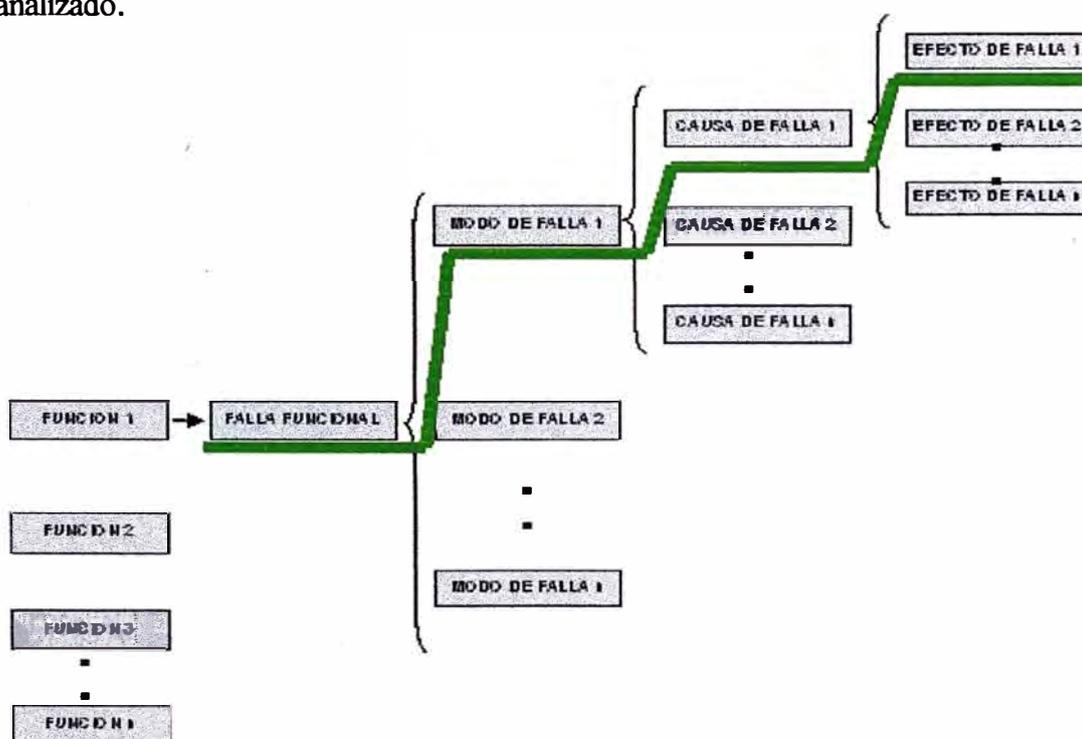


Fig. 2.1 Secuencia del análisis de una falla funcional.

El análisis FMECA se deberá realizar para cada binomio causa de falla – efecto, entonces para cada línea resaltada del árbol del gráfico III.1. se hará el análisis utilizando la matriz de consecuencia y la matriz de riesgo.

2.4.3 Tiempo Medio entre Fallas – MTBF

Por sus siglas en inglés Mean Time Between Failure, expresa la disposición que tiene un equipo o un componente a fallar en un tiempo determinado (edad).

$$MTBF = \frac{T}{n_{FALLA}} \quad (2.1)$$

Donde:

T : horas de trabajo del componente

n_{FALLA} : número de fallas observadas en el tiempo T .

La estimación del tiempo medio entre fallas se basa en la expectativa del tiempo para fallar sin que ningún mantenimiento preventivo haya sido aplicado.

2.4.4 Tiempo Muerto Promedio – MDT

Por sus siglas en inglés Mean Down Time, es una expresión que se usará para evaluar el riesgo del tiempo muerto (down time) ocasionado por la falla. Si las causas de falla llegan a causar daños, el tiempo muerto promedio debería reflejar esto.

$$MDT = MTTR + \text{Tiempo.de.viaje} + \text{Tiempo.de.requisición} \quad (2.2)$$

Donde:

$MTTR$: Mean Time To Repair, es el tiempo medio de reparación del equipo.

2.4.5 Diferencias entre Downtime / Downtime Cost

Los términos Downtime y Downtime Cost son definidos como sigue:

- *Downtime*: es el tiempo durante el cual se detiene la producción especialmente durante una configuración de operación o cuando se hace reparaciones.
- *Downtime Cost*: significa el costo de pérdida de producción como consecuencia de una falla intempestiva. También significa la pérdida de confianza, costos de equipo de trabajo, costo de repuestos, etc.

2.4.6 FMECA: Criticidad

Consideramos cuantificar el riesgo mediante el producto de la consecuencia de la falla y la probabilidad de falla, lo que se ilustra en la Fig. 2.2

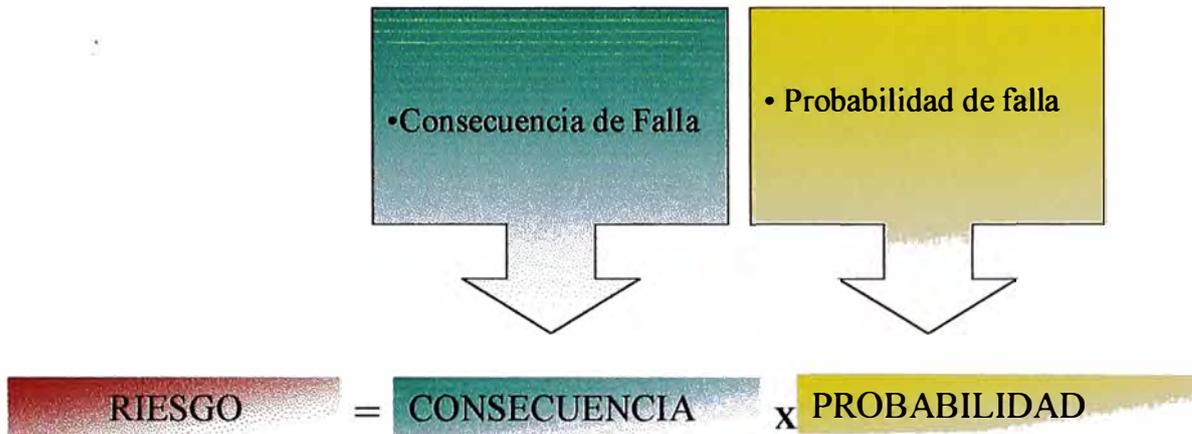


Fig. 2.2 Factores del riesgo.

Tendremos las siguientes consideraciones para la determinación de los parámetros de riesgo:

- El cálculo del costo del tiempo muerto (downtime cost) para la planta, el cual está supeditado al valor del costo marginal del sistema interconectado nacional, con esto determinaremos el costo de cada MWh no producido.
- Teniendo establecido los parámetros de la matriz de riesgo que se muestra en el cuadro III.5., todos los parámetros de esta matriz deben reflejar las metas de la compañía.
- Los objetivos de la compañía para la planta deben ser definidos y reflejados en los resultados del análisis RCM.

TABLA N° 2.4 Matriz de Riesgos

PROBABILITY FOR CHOSEN CONSEQUENCE	CONSEQUENCE		
	A Minor/insignificant	B Average/serious	C Large/Catastrophic
VERY LIKELY	 3 *	 4	 5
PROBABLY(Have occurred on actual plant)	 2	 3	 4
NOT LIKELY(But there are known incidences)	 1	 2 **	 3
UNLIKELY	 0	 1	 2

* Risk for safety, cost and efficiency is reduced to 2

** Risk is increased to 3

 Preventive maintenance is evaluated

 Planned correctiv maintenance

TABLA N° 2.5 Matriz de consecuencias.

CONSEQUENCE-PARAMETER		CONSEQUENCE		
		A (Small/insignificant)	B (Medium/seriouse)	C (Large/catastrophic)
S	SAFETY	No health effect/injury	Health effect/injury	casualty or disability
O	Official requirement	No violations	NA	violations
	Flooding	Nuciance for local environment	Reduced utilization of property	Damages on property/infrastructure
	Oil pollution/leakage	Oil recovered before reaching water, no pollution	Pollution. Spill does not reach water system or water supply	Pollution, spill reaches water system or drinking water supply
	Regulation of Concession	No violations	NA	violations
C	Cost / Disp. Total	C < 10 kUSD or DT>24hrs	10 kUSD<C<30 kUSD or 24<DT<72 hrs	C > 30 kUSD or DT>72hrs
E	Efficiency	Minor significance on efficiency	Medium significance on efficiency	Large significance on efficiency

En la matriz de consecuencia que se aprecia en el cuadro III.6. se consideran como los parámetros de consecuencia a la seguridad, los daños al medio ambiente, el cumplimiento de las normas, los marcos regulatorios de concesión, los costos de tiempo muerto y el tiempo muerto y el significado sobre la eficiencia de la planta.

2.4.7 Ejemplo de un Análisis FMECA

Seguidamente trataremos el análisis FMECA para un seccionador:

1. Función: Apertura para seccionamiento de un circuito eléctrico.
2. Falla Funcional: Que no apertura.
3. Modo de Falla: Falla en el mando del mecanismo de apertura.
4. Causa de la Falla: Suciedad del mecanismo
5. MTBF: 10 años
6. MDT: 12 hrs.
7. Resultados del los análisis de riesgos y consecuencias de acuerdo a lo establecido en las matrices que se presentan en las Tablas N° 3 y N° 4

TABLA N° 2.6 Resultados del análisis de riesgo y consecuencias.

		Resultados de la Matriz de Consecuencias	Resultados de la Matriz de Riesgo
S	SAFETY	A	2
O	Official requirement	A	2
	Flooding	A	2
	Oil pollution/leakage	A	2
	Regulation of Concession	A	2
C	Cost / Disp. Total	B / A	3 / 2
E	Efficiency	N.A.	N.A.

En el caso de la consecuencia C: Cost / Disp. Total, tenemos una consecuencia B lo que nos lleva en al matriz de riesgo a un valor rojo de 3 ya que la probabilidad para la consecuencia escogida la hemos considerado como “probable (ha ocurrido en la planta)”.

Los resultados en la matriz de riesgo serán menores siempre que las consecuencias obtenidas (A, B y C) en la matriz de consecuencias sean menores. Si el análisis nos lleva a una posición de mayor probabilidad de riesgo, entonces, debemos disminuir la consecuencia.

2.4.8 Árbol de Decisión

Para determinar el tipo de mantenimiento a aplicar usaremos el árbol de decisión que se aprecia en la Fig. 2.3. Iniciando en la parte superior izquierda contestaremos las preguntas de cada caja de diálogo con un sí o no, haciendo esto el árbol nos guiará hasta la mejor estrategia.

La Fig. 2.3 pertenece a la base de datos usada para el análisis RCM.

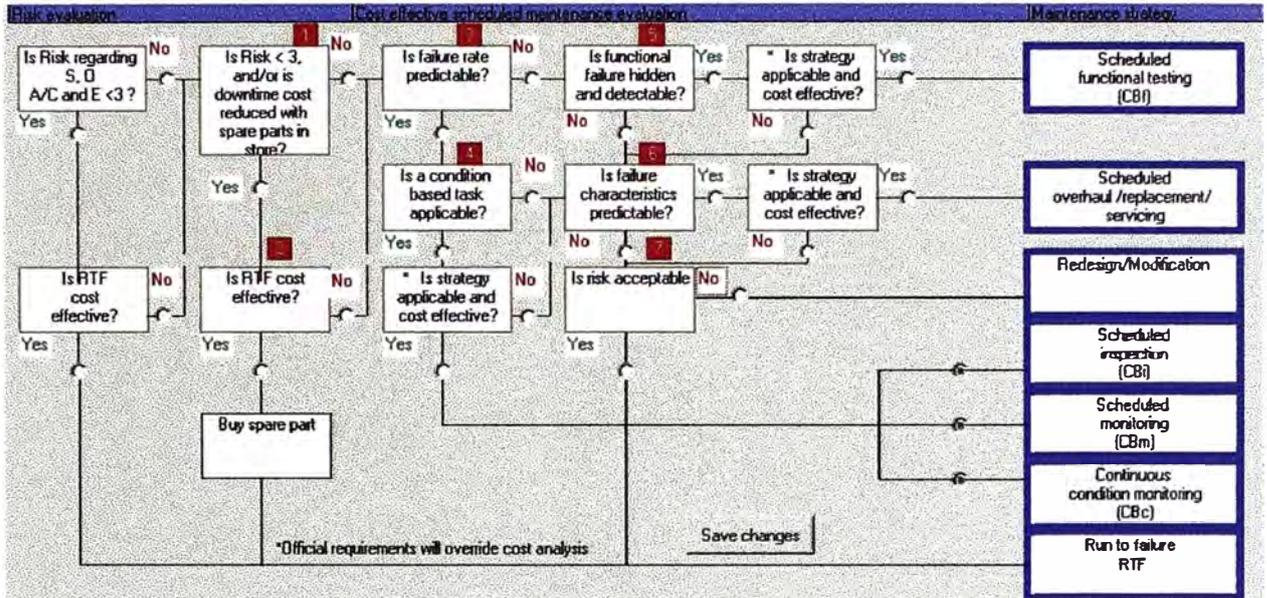


Fig. 2.3 Árbol de decisión.

2.5 Descripción de la Implementación del RCM en CH Cahua

Para la aplicación del análisis RCM es necesario conocer el funcionamiento de los equipos de forma tal que esto facilite analizar los modos de falla y proponer la mejor estrategia de mantenimiento para los equipos analizados, por lo tanto, el uso del RCM como técnica de mantenimiento nos obliga a documentar los equipos que intervienen en el proceso de productivo, para esto se concibió el concepto de “file” por equipo en el que se levanto, agrupo y elaboró la siguiente información:

- Especificaciones Técnicas del equipo según datos de manuales (si existiesen) o en su defecto tomar, si fuera posible, los datos nominales de placa en el mismo sitio de ubicación del equipo.
- Diagramas P&ID que son diagramas de procesos, instrumentación y datos que nos dan una visión general de los sistemas y subsistemas que se quieren analizar, para la

elaboración de los P&ID es necesario definir las áreas que conforman nuestro sistema de generación a estudiar. En Cahua definimos cuatro sistemas:

- Sistema Agua: **WCAPAT**
- Sistema Planta: **PCACAH**
- Sistema Transmisión: **TCACAH**
- Sistema Subestación: **SCASEP**

Por ejemplo nos podemos preguntar: ¿donde empieza y donde termina nuestro sistema agua?, en la Cahua definimos que el “sistema agua” empieza en nuestro embase estacional Viconga que es una laguna de 30 MMC ubicada en la sierra de Cajatambo a 4,600 m.s.n.m. y termina en el río Pativilca justo antes de ingresar a la Bocatoma y esta estaría dentro del sistema planta.

Para ilustrar lo expuesto líneas arriba mostramos el siguiente P&ID del sistema total Cahua en la Fig. 2.4

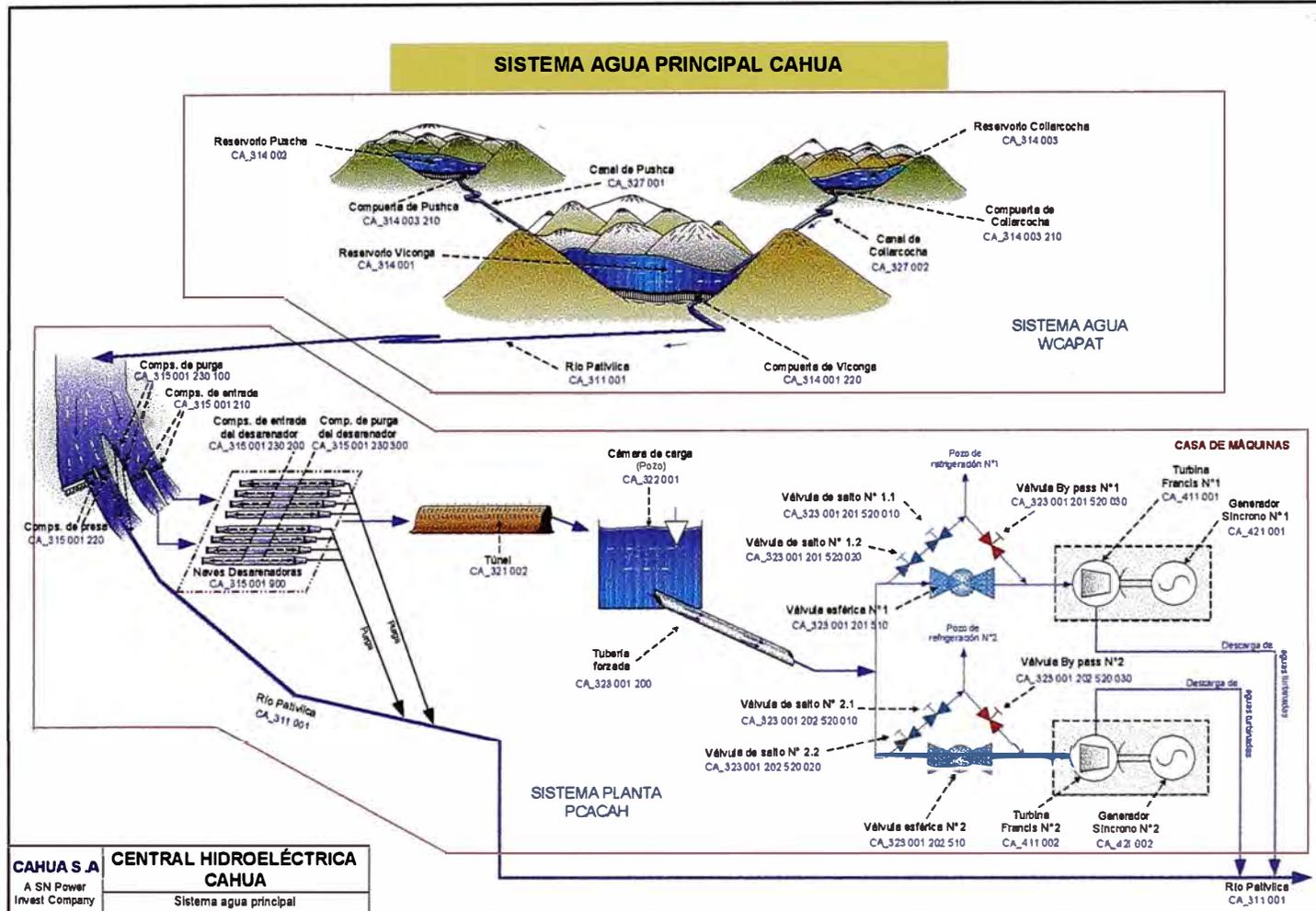


Fig. 2.4 Sistema de Agua Principal

3. Operación y Mantenimiento que abarca una descripción de la operación del equipo o sistema al que hace referencia el file, así como también se hace una descripción de las tareas de mantenimiento aplicadas a dicho equipo.
4. Repuestos, a los que se les hizo un inventario físico de los ítems con la ayuda del área de logística.
5. Planos, los que se ubicaron y clasificaron para su mejor ubicación de acuerdo a un listado general.
6. Registros de operación y mantenimiento, que se basan en la información histórica existente en el centro de producción.

El proceso de elaboración de files de los equipos se ilustra en el diagrama de flujo mostrado en la Fig. 2.5

ETAPA DE EJECUCION

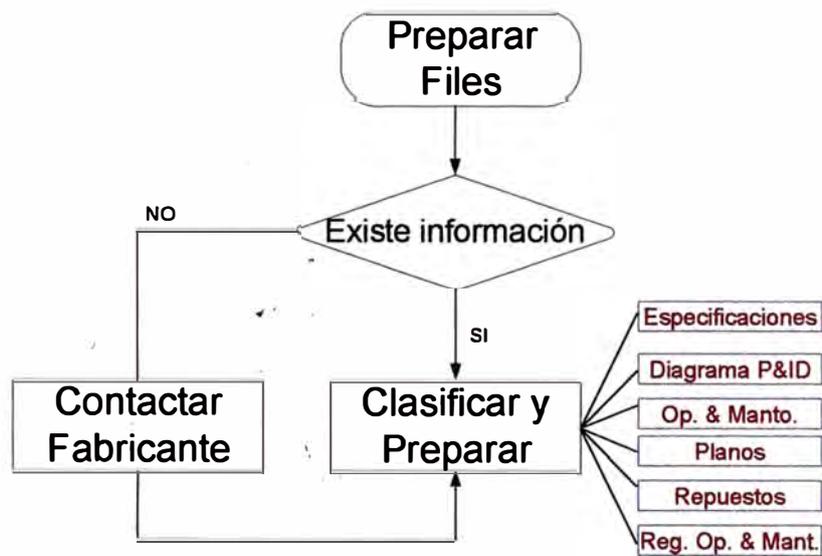


Fig. 2.5 Proceso de elaboración de files

Durante la aplicación del análisis RCM se usó la herramienta Vepro, proporcionada por la empresa consultora Vepro AS, que nos ayudó a llevar a cabo la secuencia de elección de la estrategia de mantenimiento, seguidamente la Fig. 2.6 nos muestra la secuencia seguida en proceso del análisis RCM:

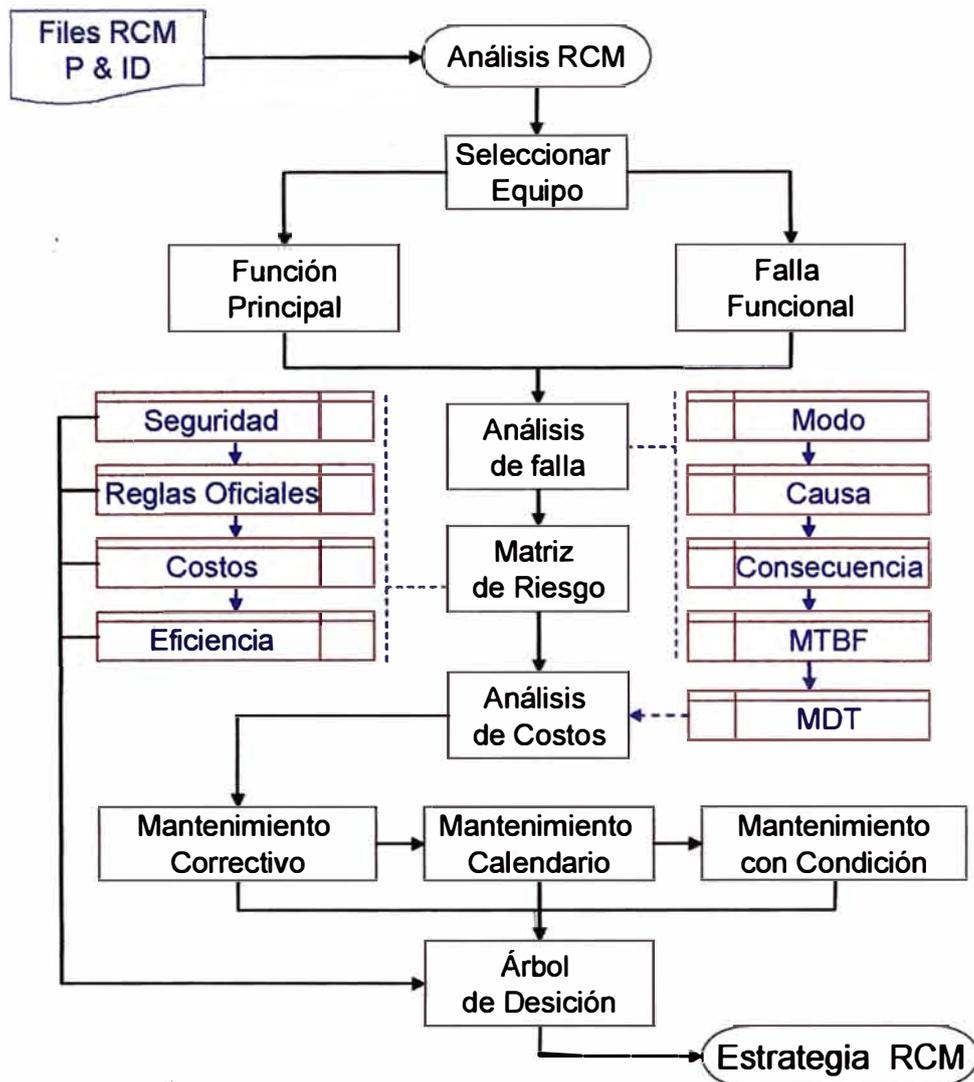


Fig. 2.6 Proceso de Análisis RCM

Lo anterior es parte del detalle del uso del RCM en el plan de mantenimiento de CH Cahua, las estrategias de mantenimiento que resultan del RCM se han adicionado al plan de mantenimiento actual, así como en algunos casos se ha mejorado el enfoque del mantenimiento normalmente realizado.

2.5.1 Detalle de las estrategias RCM elegidas en CH Cahua

Los tipos de estrategias de mantenimiento consideradas en el RCM son:

1. **CB:** Condition Based maintenance – mantenimiento basado en condición
 - a. **CBf:** Condition Based functional testing – test funcional basado en condición

- b. **CBi:** Condition Based inspection – inspección basada en condición
 - c. **CBm:** Condition Based monitoring – monitoreo basado en condición
 - d. **CBc:** Continuous Condition monitoring – monitoreo de condición continuo
2. **RTF:** Run To Failure – funciona hasta fallar
 3. **CM:** Corrective Maintenance – mantenimiento correctivo
 4. **SO:** Scheduled Overhaul/ repair – reparación u acondicionamiento general programado
 5. Redesign/ Modification – Rediseño/ Modificación
 6. Calendar based overhaul/ replacement/ servicing – reacondicionamiento general/ reemplazo/ servicio basado en calendario

Los costos calculados de las estrategias de mantenimiento se expresan en miles de dólares americanos (kUSD).

En algunos casos Se ha elegido la estrategia de mantenimiento preventiva directamente sin analizar el caso del mantenimiento correctivo debido a que las consecuencias en el caso de un mantenimiento correctivo son catastróficas, consecuencia C, según la tabla 2.5 matriz de consecuencias que volvemos a mostrar a continuación traducida al español:

TABLA N° 2.7 Matriz de consecuencias.

PARAMETROS DE CONSECUENCIA		CONSECUENCIA		
		A	B	C
		Insignificante	Mediana	Catastrófica
S	Seguridad	Sin daños a la salud	Daños a la salud	Muerte o inhabilitación
O	Requerimientos oficiales	Sin violaciones	NA	Violaciones
	Inundaciones	Afectación local	Disminución de utilización de la propiedad	Daños a la propiedad / infraestructura
	Contaminación / derrame de aceites	Aceite recuperado antes de contaminar el agua	Contaminación, el derrame no alcanzó el sistema agua o de agua potable	Contaminación, el derrame alcanzó el sistema agua o de agua potable
	Regulaciones de concesión	Sin violaciones	NA	Violaciones
C	Costo / tiempo muerto total	C < 10 kUSD o DT > 24 hrs	10 kUSD < C < 30 kUSD o 24 < DT < 72 hrs	C > 30 kUSD o DT > 72 hrs
E	Eficiencia	Menor significancia	Media significancia	Gran significancia

TURBINA

Entre las estrategias determinadas para el generador síncrono tenemos:

Equipo: Eje Turbina**Código de Equipo:** PCACAH 411.001.201**Falla Funcional :** Corrosion**Modo de Falla:** Wear / tear (electriacI, Mechanical)**Estrategia de CBF - Scheduled functional testing:** Se realizará un test funcional cada 6 meses para ver
Mantenimiento: el alineamiento del eje y test de vibración.**Observaciones:** Esta falla se considera como desgaste del eje las rayaduras que se presentan en la zona del cojinete. Se considera que se rectifica el eje y a su vez se embabita y tornea un cojinete (5 días) que se ajuste a la nueva medida del eje.**Costo de estrategia en** 14.86**kUSD:****Costo de mantto.** 94.74**correctivo en kUSD:****Equipo: Rodete****Código de Equipo:** PCACAH 411.001.210**Falla Funcional :** Erosion**Modo de Falla:** Wear / tear (electriacI, Mechanical)**Estrategia de CBi - Scheduled inspection:** se considera una secuencia de inspecciones mensuales
Mantenimiento: entre los meses de diciembre a marzo, en la inspección se hará la medición de las luces y grado de desgaste.**Observaciones:** La falla del rodete por desgaste se presenta casi al final del periodo de avenidas, para lo cual se considera solo este periodo del año para realizar las inspecciones.**Costo de estrategia en** 54.41**kUSD:****Costo de mantto.** 761.25**correctivo en kUSD:**

Equipo: Cojinete Guia de Turbina**Código de Equipo:** PCACAH 411.001.710**Falla Funcional :** Leak (gas/air, oil, water)**Modo de Falla:** Overheat (cables, connections, bearings, oil)

Estrategia de SO - Scheduled overhaul/replacement: Se realizará permanentemente una inspección, **Mantenimiento:** se registrarán las temperaturas y los niveles de aceite, y se programara un overhaul una vez al año para revisar y medir los diámetros interiores del cojinete.

Observaciones: La reparación dura 12 hrs. 4 hombres. Se estan rectificando todos los ejes y cojinetes. Para abril 2006 se cambiaran 2 grupos con ejes y cojinetes rectificadas a una medida estandar. Los ejes y cojinetes desmontados deberan rectificarse igual para asi contar con los repuestos de cojinetes que se considerarían en un análisis posterior. Mientras no se tengan cojinetes rectificadas a la nueva medida seguiremos considerando como MDT 5 días, de lo contrario el MDT sería de 12 hrs.

Costo de estrategia en 6.28
kUSD:

Costo de mantto. 92.81
correctivo en kUSD:

Equipo: Dispositivo de sobrevelocidad**Código de Equipo:** PCACAH 411.001.900**Falla Funcional :** Humidity**Modo de Falla:** Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)

Estrategia de MOD - Redesign/modification
Mantenimiento:

Observaciones: En el caso que falle este dispositivo las consecuencias pueden ser graves para la unidad, es por eso que se considera la consecuencia C. **MANTENIMIENTO:** El dispositivo hidráulico-eléctrico y el dispositivo centrífugo de sobrevelocidad serán revisados por una persona en 4 hrs. en el mismo tiempo en que se efectúe el cambio de turbina. La Central Cahua esta expuesta a salidas intempestivas de las líneas de transmisión (quema de caña en faja de servidumbre), lo que originaría embalamientos en los generadores por la descarga repentina.

Costo de estrategia en 1.23
kUSD:

Costo de mantto. 3.49
correctivo en kUSD:

GENERADOR SINCRONO

Entre las estrategias determinadas para el generador síncrono tenemos:

Equipo: Protección mínima impedancia

Código de Equipo: PCACAH 421.001.060-010

Falla Funcional : Accionamiento trabado

Modo de Falla: Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)

Estrategia de CBf - Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles

Mantenimiento: cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales (se cuenta ya con un relé electrónico que protege esta función en paralelo).

Observaciones: La falla funcional del relé BBC CSM2cd o del BBC ZA dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de falla, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis.

Costo de estrategia en 0.50
kUSD:

Costo de mantto. No analizado
correctivo en kUSD:

Equipo: Protección diferencial

Código de Equipo: PCACAH 421.001.060-020

Falla Funcional : Accionamiento trabado

Modo de Falla: Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)

Estrategia de CBf - Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles

Mantenimiento: cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales (se cuenta ya con un relé electrónico que protege esta función en paralelo).

Observaciones: La falla funcional del relé dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de falla, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis.

Costo de estrategia en 3.62
kUSD:

Costo de mantto. 124.86
correctivo en kUSD:

Equipo: Estator**Código de Equipo:** PCACAH 421.001.100**Falla Funcional :** Pollution (oil, water, gas, particles)**Modo de Falla:** Insulation breakdown

Estrategia de CBf - Scheduled functional testing: Se programará mediciones de aislamiento una vez al año, cada 2 años se programa una limpieza total con solvente dieléctrico y aire comprimido. Además se realizarán pruebas de control.

Observaciones: Se cuenta con 54 barras de bobinas en stock, esto es suficiente para una fase (la tercera parte de 162 ranuras). Esta es una falla a tierra de una de las fases del estator como consecuencia de la pérdida del aislamiento, donde actuarán los reles de protección, sacando fuera de servicio la unidad. Este bobinado tendría que cambiarse con la ayuda de un tercero especialista en este tipo de generadores BBC, para hacer el desmontaje y montaje total del generador que requiere de precisión en sus ajustes. Se considera un MTBF de 5 años y un MDT de 8 semanas. Las pruebas de control cada 2 años son: medición de aislamiento, medidas del factor de potencia de aislamiento (tangente delta) y medida de descargas parciales.

Costo de estrategia en 33.15
kUSD:

Costo de mantto. 1014.92
correctivo en kUSD:

Equipo: Intercambiador aire / agua no. 1**Código de Equipo:** PCACAH 421.001.631-001**Falla Funcional :** Corrosion**Modo de Falla:** Wear / tear (electrical, Mechanical)

Estrategia de SO - Scheduled overhaul/replacement: Se realizará un cambio de intercambiador cada 3 años y los que salgan se repararán.

Observaciones: En este análisis se considera el desgaste y rotura del intercambiador de calor causada por la corrosión, como consecuencia hay una reducción del enfriamiento del alternador. Se considera cambiar el intercambiador por uno reparado cada 3 años.

Costo de estrategia en 3.05
kUSD:

Costo de mantto. 7.56
correctivo en kUSD:

Equipo: Cojinete de Apoyo**Código de Equipo:** PCACAH 421.001.720**Falla Funcional :** Wear and tear (electrical, Mechanical)**Modo de Falla:** Overheat (cables, connections, bearings, oil)**Estrategia de SO - Scheduled overhaul/replacement:** Se cambiará el cojinete cada 20 años.**Mantenimiento:****Observaciones:** Contrastar esta reparación con el mntto. al rotor y estator. Se considera el sobrecalentamiento por desgaste de los segmentos del cojinete de apoyo. G. Alfaro: los desenganches del cojinete de apoyo estan deshabilitados en el grupo, se deben reponer.**Costo de estrategia en 3.61
kUSD:****Costo de mantto. 90.44
correctivo en kUSD:****Equipo: Cojinete Guia Inferior****Código de Equipo:** PCACAH 421.001.730**Falla Funcional :** Wear and tear (electrical, Mechanical)**Modo de Falla:** Overheat (cables, connections, bearings, oil)**Estrategia de SO - Scheduled overhaul/replacement:** Cada 20 años se cambiará el cojinete guía**Mantenimiento:** inferior.**Observaciones:** Contrastar esta reparación con el mntto. al rotor y estator. Se considera el sobrecalentamiento por desgaste. G. Alfaro: confirmar si el desenganches del cojinete guía inferior esta deshabilitado en el grupo, de ser negativo se deben reponer. Se cuenta co**Costo de estrategia en 2.72
kUSD:****Costo de mantto. 54.88
correctivo en kUSD:**

En las siguientes tablas se muestran más detalles de los análisis para los equipos turbina y generador, adicionalmente se presentan también los resultados de estrategias de mantenimiento para el regulador velocidad de turbina (gobernador), equipo de excitación y el transformador de potencia considerados en el plan de mantenimiento de la CH Cahua.

System	Equipment N°	Description	Function failure	Failure mode	Note	Maintenance strategy	Maintenance action	Note	Corrective Maintenance total kUSD	Scheduled Overhaul total kUSD	Condition Based total kUSD
Turbinas											
PCACAH	411.001.201	Eje Turbina	Corrosion	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Stop, due to mechanical damage	CBF	Scheduled functional testing: Se realizará un test funcional cada 6 meses para ver el alineamiento del eje y test de vibración.	Esta falla se considera como desgaste del eje las rayaduras que se presentan en la zona del cojinete. Se considera que se rectifica el eje y a su vez se embabita y torne a un cojinete (5 días) que se ajuste a la nueva medida del eje.	94.74	0.00	14.86
PCACAH	411.001.210	Rodete	Erosion	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Reduced production capacity	CBI	Scheduled inspection: se considera una secuencia de inspecciones mensuales entre los meses de diciembre a marzo, en la inspección se hará la medición de las luces y grado de desgaste.	La falla del rodete por desgaste se presente casi al final del período de averías, para lo cual se considera solo este período del año para realizar las inspecciones.	761.25	0.00	54.41
PCACAH	411.001.310	Paletas guías	Erosion	Wear / tear (electrical, Mechanical)		CBI	Scheduled inspection: Se programan una inspección cada dos semanas entre los meses de Dic a Abr.	En este mantenimiento no se ha considerado un minuto correctivo por ser el cambio de turbina una tarea programada con varios meses de anticipación por lo tanto no se ha considerado tiempo muerto con pérdida de producción. Sabemos que cuanto más desgastada	0.00	1.05	1.35
PCACAH	411.001.611	Tapa superior	Erosion	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Flood	CBI	Scheduled inspection: Se programa una inspección a la semana para observar el estado de las tuberías de descarga de la tapa superior.	Se esta considerando la falla en las tuberías de descarga (cachos) de la tapa superior que pueden causar inundación en el recinto de turbinas; luego de cambiar la turbina consideramos que al sado mes se iniciará una inspección a la semana de la tapa supe	6.54	0.00	2.20
PCACAH	411.001.710	Cojinete Guía de Turbina	Leak (gas/air, oil, water)	Overheat (cables, connections, bearings, oil)	Stop, due to mechanical damage	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se realizará permanentemente una inspección, se registrarán las temperaturas y los niveles de aceite, y se programara un overhaul una vez al año para revisar y medir los diámetros interiores del cojinete.	La reparación dura 12 hrs. 4 hombres. Se estan rectificando todos los ejes y cojinetes. Para abril 2006 se cambiaran 2 grupos con ejes y cojinetes rectificados a una medida estándar. Los ejes y cojinetes desmontados deberan rectificarse igual para así co	92.81	0.00	6.28
PCACAH	411.001.710	Cojinete Guía de Turbina	Wear and tear (electrical, Mechanical)	Overheat (cables, connections, bearings, oil)	Stop, due to mechanical damage	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se hará un análisis de vibración 2 veces al año y un overhaul una vez año durante el cambio de turbina.	Esta falla se considera el desgaste excesivo del cojinete (Incluso el desgaste de la turbina, en este caso el cambio de turbina es inminente) que ocasiona vibración por no guiar al eje de la turbina. luego se produce el calentamiento del cojinete. Como el	92.86	0.00	6.24
PCACAH	411.001.719	Monitoreo del cojinete	Unbalance	Measuring error(quantity, voltage, electric current, temperature, pressure, frequency)	Stop, due to mechanical damage	CBF	Scheduled functional testing: Se programa hacer una contrastación una vez al año de este medidor de temperatura.	En esta falla se considera solamente la avería del reloj que marca la temperatura. La falla de la sonda no se considera porque se encuentra sumergida en una cavidad del cojinete llena de aceite. En caso de que falle medidor de temperatura se cambiará sin	0.26	0.04	0.00
PCACAH	411.001.800	Dispositivo de sobrevelocidad	Humidity	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Damaged critical production equipment	MOD	Redesign/modification	En el caso que falle este dispositivo las consecuencias pueden ser graves para la unidad, es por eso que se considera la consecuencia C. MANTENIMIENTO: El dispositivo hidráulico-eléctrico y el dispositivo centrífugo de sobrevelocidad serán revisados por una persona en 4 hrs. en el mismo tiempo en que se efectúe el cambio de turbina. La Central Cahua esta expuesta a salidas intempestivas de las líneas de transmisión (quema de caña en faja de servidumbre), lo que originaría embalamientos en los generadores por la descarga repentina.	3.49	0.00	1.23

System	Equipment N°	Description	Function failure	Failure mode	Note	Maintenance strategy	Maintenance action	Note	Corrective Maintenance total kUSD	Scheduled Overhaul total kUSD	Condition Based total kUSD
Gobernador de turbina											
PCACAH	414.001.101	Servomotor no. 1	Gasket error	Leak (gas/air, oil, water)	Absence/reduction of oil pressure	SO	Scheduled overhaul/replacement: Cada 02 años se cambiará las empaquetaduras.		4.64	0.26	0.00
PCACAH	414.001.101	Servomotor no. 1	Corrosion	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Absence/reduction of oil pressure	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se cambia el pistón del servomotor cada 10 años.	El pistón se cambia en debido a rayaduras en su superficie lo que ocasiona fugas de aceite a través de su superficie.	8.03	2.30	2.34
PCACAH	414.001.102	Servomotor no. 2	Gasket error	Leak (gas/air, oil, water)	Absence/reduction of oil pressure	SO	Scheduled overhaul/replacement: Cada 02 años se cambiará las empaquetaduras.		4.64	0.26	0.00
PCACAH	414.001.102	Servomotor no. 2	Corrosion	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Absence/reduction of oil pressure	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se cambia el pistón del servomotor cada 10 años.	El pistón se cambia en debido a rayaduras en su superficie lo que ocasiona fugas de aceite a través de su superficie.	8.03	2.30	2.34
PCACAH	414.001.210-100	Válvula principal de distribución	Pollution (oil, water, gas, particles)	Obstruction	Aggregate not ready for operation	RTF			0.00	0.00	0.00
PCACAH	414.001.213-220	Turbinita auxiliar	Jamming	Obstruction	Reduced reliability	RTF	Run to failure (Reactive)	FALLA: Se atora el filtro de la tubería de alimentación de agua de los inyectores de la turbinita auxiliar.	0.00	0.00	0.43
PCACAH	414.001.213-220	Turbinita auxiliar	Erosion	Deformation	Reduced reliability	RTF	Run to failure (Reactive)	FALLA: Desgaste de la tobera y de la aguja del eyector. Se hace la reparación sin tener que parar la máquina. Reparación en 4 hrs. por 2 personas.	0.26	0.52	0.00
PCACAH	414.001.213-220	Turbinita auxiliar	Erosion	Deformation	Stop, due to mechanical damage	RTF	Run to failure (Reactive)	FALLA: Desgaste de rodete de turbinita auxiliar. Reparación se hace en 8 hrs. por 2 personas. REPUESTO: Contamos con un rodete de repuesto.	0.08	0.09	0.00
PCACAH	414.001.216-120	Compresor	Wear and tear (electrical, Mechanical)	Deformation	Stop, due to mechanical damage	RTF	Run to failure (Reactive)	FALLA: Desgaste del pistón o anillos de compresión. Se debe tener en cuenta que los compresores trabajan por intervalos cortos para mantener la presión del aire. OBSERVACION: Los compresores de emergencia de ambos grupos, el 15-04-08, se encuentran avería	0.81	0.00	0.00
PCACAH	414.001.300	Monitoreo del sistema de regulación hidráulico / mecánico	Gasket error	Break/burst (cables, tubes, insulation)	Reduced reliability	RTF	Run to failure (Reactive): Maquinista debe dar la alerta en cuanto empieza a gotear aceite en el presostato.	FALLA: Ha ocurrido que se ha roto el diafragma de uno de los presostatos (63AQ, 63Q1, 63Q2, 63Q3, 63Q4), cualquiera de estos si deja de funcionar manda bloqueo de la unidad, si se detecta a tiempo la falla y se puentea en la sala de relés se puede hacer!	0.02	0.00	0.02
PCACAH	414.001.330	Alternador piloto para el control de frecuencia	Pollution (oil, water, gas, particles)	Insulation breakdown	Aggregate not ready for operation	CBf	Scheduled functional testing: Cada año se hará mediciones del aislamiento en el alternador piloto. Cada 3 años de hará un overhaul en el sitio, limpieza total y aplicación de solvente dieléctrico. INICIO: FEBRERO 2007	El alternador piloto genera energía para la regulación frecuencia-potencia. – FALLA: El alternador piloto tuvo una falla de aislamiento y se quemó su devanado. – CB task: Se mide el aislamiento en 0.5 hrs por 2 personas.	273.10	0.00	28.04
PCACAH	414.001.340	Control y monitoreo de unidad de potencia no. 1	Pollution (oil, water, gas, particles)	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Aggregate not ready for operation	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se programa limpieza del filtro magnético y de malla todos los meses. Y una puesta a cero cada tres meses.		3.02	0.09	0.14
PCACAH	414.001.370	Electroválvulas	False contact	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Disconnection	CBf	Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento eléctrico y mecánico una vez al año. INICIO: AGOSTO 2008.	FALLA: Se considera cuando la electroválvula falla en plena operación y esto ocasiona la salida del grupo de servicio.	4.08	0.00	0.55
PCACAH	414.001.600	Regulador eléctrico EM 68	Wear and tear (electrical, Mechanical)	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Reduced production capacity	CBc	Continuous condition monitoring: El operador monitorará continuamente el regulador en la operación diaria. Cada 3 años se hará un overhaul al pupitre del regulador.	FALLA: Desgaste mecánico en el limitador de apertura y el variador de velocidad, que ocasionaría una reducción en la generación de potencia.	9.48	5.24	0.00

System	Equipment N°	Description	Function failure	Failure mode	Note	Maintenance strategy	Maintenance action	Note	Corrective Maintenance total kUSD	Scheduled Overhaul total kUSD	Condition Based total kUSD
Generadores											
PCACAH	421.001.080-010	Protección mínima Impedancia	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales.	La falla funcional del relé BBC CSM2cd o del BBC ZA dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de falla, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis. Las pruebas de funcionamiento se real	0.07	0.00	0.50
PCACAH	421.001.080-020	Protección diferencial	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales.	La falla funcional del relé dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de falla, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis. Las pruebas de accionamiento del relé se realizarán cada 3 me	124.86	0.00	3.62
PCACAH	421.001.080-060	Protección tierra estator	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales.	La falla funcional del relé BBC CUEd (máx. tensión) dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de falla, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis. Los pruebas de funcionamiento se real	3.78	0.00	0.59
PCACAH	421.001.080-070	Protección tierra rotor	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales.	La falla funcional del relé BBC RBV dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de falla, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis. Los pruebas de funcionamiento se realizarán cada 3 me	3.78	0.00	0.59
PCACAH	421.001.080-160	Protección sobrecarga	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales.	La falla funcional del relé BBC STY dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de falla, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis. Los pruebas de funcionamiento se realizarán cada 3 me	3.78	0.00	0.59
PCACAH	421.001.080-410	Protección tensión máxima	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales.	La falla funcional del relé dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de falla, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis. Las pruebas de accionamiento del relé se realizarán cada 3 me	124.86	0.00	3.62
PCACAH	421.001.080-420	Protección corriente máxima	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales.	La falla funcional del relé BBC Tipo SI dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de falla, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis. Los pruebas de funcionamiento se realizarán cada	3.78	0.00	0.59
PCACAH	421.001.080-430	Protección contacto a tierra	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales.	La falla funcional del relé BBC VE dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de falla, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis. Los pruebas de funcionamiento se realizarán cada 3 mes	3.78	0.00	0.59

System	Equipment N°	Description	Function failure	Failure mode	Note	Maintenance strategy	Maintenance action	Note	Corrective Maintenance total kUSD	Scheduled Overhaul total kUSD	Condition Based total kUSD
PCACAH	421.001.060-440	Protección corto circuito entre espiras	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se harán pruebas de accionamiento de los reles cada 3 meses, al cabo de 2 años se realizarán pruebas funcionales.	La falla funcional del relé BBC CUW dejaría al generador desprotegido, en consecuencia el generador estaría en un alto riesgo de fallar, por lo que se ha considerado una consecuencia C en este análisis. Los pruebas de funcionamiento se realizarán cada 3 me	3.78	0.00	0.59
PCACAH	421.001.078-120	Monitoreo del estator	Failure of the equipment monitoring	Measuring error quantity, voltage, electric current, temperature, pressure, frequency)	reduced reliability	CBf	Scheduled functional testing: se programa una recalibración de los instrumentos indicadores cada 2 años.	En este mntto. se esta considerando un error de medición de los relojes indicadores en sala de mando. Se considera en el mantenimiento la revisión del convertidor estabilizador que alimenta a los equipos de monitoreo (ver esquema A15, andamios: 105.1.18 -	0.13	0.04	0.00
PCACAH	421.001.100	Estator	Pollution (oil, water, gas, particles)	Insulation breakdown	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se programará mediciones de aislamiento una vez al año, cada 2 años se programa una limpieza total con solvente dieléctrico y aire comprimido. Además se realizarán pruebas de control.	Se cuenta con 54 barras de bobinas en stock, esto es suficiente para una fase (la tercera parte de 162 ranuras). Esta es una falla a tierra de una de las fases del estator como consecuencia de la pérdida del aislamiento, donde actuarán los reles de protección	1,014.92	0.00	33.15
PCACAH	421.001.100	Estator	Insulation breakdown	Short circuit	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se programará mediciones de aislamiento una vez al año, cada 2 años se programa una limpieza total con solvente dieléctrico y aire comprimido.	Esta falla es el cortocircuito entre espiras o entre espiras y tierra, provocando la actuación de los reles de protección que desconectan al generador. Este trabajo lo realizará personal especializado (tercero). Considerando un MTBF de 5 años y un MDT de 8	1,014.92	0.00	33.15
PCACAH	421.001.200	Rotor	Pollution (oil, water, gas, particles)	Insulation breakdown	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se programará mediciones de aislamiento una vez al año, cada 2 años se programa una limpieza total con solvente dieléctrico y aire comprimido. Además se realizarán pruebas de control.	Se cuenta en stock con una bobina completa, esto es suficiente para un polo del rotor. Se considera esta falla como una falla a tierra de uno de los polos del rotor como consecuencia de la pérdida del aislamiento, actuarán los reles de protección, sacando fu	888.44	0.00	28.99
PCACAH	421.001.200	Rotor	Insulation breakdown	Short circuit	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se programará mediciones de aislamiento una vez al año, cada 2 años se programa una limpieza total con solvente dieléctrico y aire comprimido. Además se realizarán pruebas de control.	Se cuenta en stock con una bobina completa, esto es suficiente para un polo del rotor. Se considera esta falla como una falla entre espiras del rotor como consecuencia de la pérdida del aislamiento, actuarán los reles de protección, sacando fuera de servicio	888.44	0.00	28.99
PCACAH	421.001.260	Carbones	Wear and tear (electrical, Mechanical)	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Reduced production capacity	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se planea realizar cambios en los carbones en forma intercalada cada dos meses.	Consideramos que esta falla ocurre cuando tenemos el caso crítico en el que la mayor parte de carbones estan gastados lo que implica regular la potencia reactiva. Para realizar el trabajo de cambio de carbones se considera las paradas de grupos por operaci	124.88	4.04	4.10
PCACAH	421.001.412	Gatos de freno	Gasket error	Leak (gas/air, oil, water)	Damaged critical production equipment	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se harán inspecciones cada 6 meses a los gatos del freno (con zapatas). Al cabo de 18 años se hará un remplazo de las empaquetaduras de freno.	Se considera la falla en las empaquetaduras retén del gato hidráulico. La reparación se haga en 8 hrs. por 2 personas. La inspección se hará en 4 hrs. por 2 personas. En el caso de detectarse la falla, consideramos que el grupo puede seguir en operación	6.14	0.00	3.37

System	Equipment N°	Description	Function failure	Failure mode	Note	Maintenance strategy	Maintenance action	Note	Corrective Maintenance total kUSD	Scheduled Overhaul total kUSD	Condition Based total kUSD
PCACAH	421.001.412-011	Tubería de frenos	Wear and tear (electrical, Mechanical)	Leak (gas/air, oil, water)	Damaged critical production equipment	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se harán Inspecciones cada 6 meses de todo el sistema de tuberías. Al cabo de 15 años se hará un remplazo de las tuberías más afectadas del sistema.	La falla de goteo de aceite en la tubería de frenos ocasionarían que el grupo se envale cuando ocurra un desenganche 3 (o cuando el freno sea activado directamente por el operador en alguna situación crítica). Se considera un MDT de 8 hrs. para hacer el c	6.08	0.00	2.14
PCACAH	421.001.618-051	Válvula manual	Corrosion	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Stop, due to mechanical damage	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se programa el cambio de esta válvula cada 10 años.	Se considera como falla el desprendimiento de la lenteja de la válvula y la erosión en el asiento de hermeticidad entre válvula y lenteja. En el caso del desprendimiento de la lenteja, esto sobrecalentaría el generador lo que origina una parada inmediata	4.02	1.16	1.19
PCACAH	421.001.618-052	Electroválvula	Corrosion	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Stop, due to mechanical damage	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se programa el cambio de esta válvula cada 10 años.	Se considera como falla el desprendimiento de la lenteja de la válvula y la erosión en el asiento de hermeticidad entre válvula y lenteja. En el caso del desprendimiento de la lenteja, esto sobrecalentaría el generador lo que origina una parada inmediata	4.02	1.16	1.19
PCACAH	421.001.631-001	Intercambiador aire / agua no. 1	Corrosion	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Absence/reduction of cooling	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se realizará un cambio de Intercambiador cada 3 años y los que salgan se repararán.	En este análisis se considera el desgaste y rotura del Intercambiador de calor causada por la corrosión, como consecuencia hay una reducción del enfriamiento del alternador. Se considera cambiar el Intercambiador por uno reparado cada 3 años.	7.56	3.05	0.00
PCACAH	421.001.631-001	Intercambiador aire / agua no. 1	Sedimentación	Obstruction	Absence/reduction of cooling	CBi	Scheduled Inspection: Una vez a la semana se realizará una Inspección de los Intercambiadores de calor para controlar la temperatura del aire.	En este análisis se considera la obstrucción de los acas de tubos de los Intercambiadores de calor con sedimentos. Una vez al año se realizará la limpieza de sondeo de los Intercambiadores. Se registrarán las temperaturas de aire frío y caliente del altar	2.33	0.00	0.26
PCACAH	421.001.710	Cojinete Guía Superior	Wear and tear (electrical, Mechanical)	Overheat (cables, connections, bearings, oil)	Stop, due to mechanical damage	SO	Scheduled overhaul/replacement	Contrastar esta reparación con el mntto. al rotor y estator. Se considera el sobrecalentamiento por desgaste. G. Alfaro: confirmar si el desenganches del cojinete guía superior esta deshabilitado en el grupo, de ser negativo se deben reponer. Se cuenta co	90.44	3.61	9.14
PCACAH	421.001.720	Cojinete de Apoyo	Wear and tear (electrical, Mechanical)	Overheat (cables, connections, bearings, oil)	Stop, due to mechanical damage	SO	Scheduled overhaul/replacement: Se cambiará el cojinete cada 20 años.	Contrastar esta reparación con el mntto. al rotor y estator. Se considera el sobrecalentamiento por desgaste de los segmentos del cojinete de apoyo. G. Alfaro: los desenganches del cojinete de apoyo están deshabilitados en el grupo, se deben reponer.	90.44	3.61	9.14
PCACAH	421.001.720-110	Serpentín de cojinete	Erosion	Leak (gas/air, oil, water)	Stop, due to mechanical damage	CBm	Scheduled monitoring: Cada 3 meses se hará un análisis de aceite de la cuba del cojinete de apoyo y guía superior. El serpentín de refrigeración se cambiará a los 10 años. Continuarmente el maquinista deberá Inspeccionar los niveles de aceite como tarea rutinaria.	Se considera como falla a una picadura en el serpentín del cojinete de apoyo.	52.07	0.00	5.57

System	Equipment N°	Description	Function failure	Failure mode	Note	Maintenance strategy.	Maintenance action	Note	Corrective Maintenance total kUSD	Scheduled Overhaul total kUSD	Condition Based total kUSD
PCACAH	421.001.730	Cojinete Guía Inferior	Wear and tear (electrical, Mechanical)	Overheat (cables, connections, bearings, oil)	Stop, due to mechanical damage	SO	Scheduled overhaul/replacement: Cada 20 años se cambiará el cojinete guía inferior.	Contrastar esta reparación con el mntto. al rotor y estator. Se considera el sobrecalentamiento por desgaste. G. Alfaro: confirmar si el desenganches del cojinete guía inferior esta deshabilitado en el grupo, de ser negativo se deben reponer. Se cuenta co	54.88	2.72	8.25
Equipo de Excitación y Des-Excitación											
PCACAH	424.001.060-810	Protección autoexcitación	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: cada 3 meses prueba de accionamiento y cada 2 años prueba funcional.	REPUESTOS: Se cuenta con dos relés de frecuencia BBC tipo Cfg, nos falta un repuesto para el relé de vigilancia tipo CHO. – Costo da prueba funcional = US\$ 170. RECOMENDACIÓN: Comprar repuesto para protección contra autoexcitación.	2.07	0.00	5.69
PCACAH	424.001.060-820	Protección pérdida de excitación	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: hacemos una prueba de operación cada tres meses, y un test funcional a cada dos años (al 13-4-6: estos relés serán un relés de respaldo porque ya se va a instalar el relé numérico).	REPUESTOS: Se cuenta con un ítem de los relés: NUHC, RBGmin, CSM2cd y NM. – EL RELE "NM" NO OPERA CORRECTAMENTE, SE HA DESCONECTADO POR OCASIONAR FALSOS DISPAROS, POR CONSIGUIENTE TODA LA PROTECCIÓN DE PERDIDA DE EXCITACIÓN NO TRABAJA por que se ha desha	3.78	0.00	0.55
PCACAH	424.001.110	Excitatriz principal	Pollution (oil, water, gas, particles)	Insulation breakdown	Damaged critical production equipment	CBf	Scheduled functional testing: Se hara las mediciones de aislamiento al mismo tiempo que el alternador piloto.	Falla: pérdida de aislamiento causado por polución y calentamiento. REPUESTO: Contamos con repuesto de bobinado del generador rotativo (completo) ubicado en el depos. de la sala de turbinas y el repuesto de debanados del inductor se ubican en el almacen.	44.24	1.25	1.25
PCACAH	424.001.110	Excitatriz principal	Friction	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Reduced production capacity	CBf	Scheduled inspection: Una inspección a la semana nos indicará el estado de los carbones de la excitatriz principal. Cada tres meses se hará el cambio de los carbones desgastados.	FALLA: Desgaste de carbones causado por la rotación del inductor. La excitatriz en total tiene 30 carbones. En prom. estan cambiando 10 cada dos meses.	1.53	0.00	0.09
PCACAH	424.001.120	Excitatriz auxiliar	Pollution (oil, water, gas, particles)	Insulation breakdown	Damaged critical production equipment	CBf	Scheduled functional testing: Se hara las mediciones de aislamiento al mismo tiempo que el alternador piloto.	Falla: pérdida de aislamiento causado por polución y calentamiento. REPUESTO: Por definir con G. Alfaro	44.24	1.25	1.25
PCACAH	424.001.120	Excitatriz auxiliar	Friction	Wear / tear (electrical, Mechanical)	Reduced production capacity	CBf	Scheduled inspection: Una inspección a la semana nos indicará el estado de los carbones de la excitatriz principal. Cada tres meses se hará el cambio de los carbones desgastados.	FALLA: Desgaste de carbones causado por la rotación del inductor.	1.53	0.00	0.09
Transformador (Energía)											
PCACAH	461.001.060-020	Protección diferencial	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: hacemos una prueba de operación cada tres meses, y un test funcional a cada dos años (al 13-4-6: estos relés serán relés de respaldo porque ya se va a instalar el relé numérico).	REPUESTOS: No se cuenta con repuesto. – La consecuencia de la falla de estos relés se ha considerado C (catastrófica) debido a que una falla que no sea despajada dañaría el trafío lo que llevaría a su reparación y pérdida de producción. RECOMENDACIÓN: Con	2.07	0.00	5.69

System	Equipment N°	Description	Function failure	Failure mode	Note	Maintenance strategy.	Maintenance action	Note	Corrective Maintenance total kUSD	Scheduled Overhaul total kUSD	Condition Based total kUSD
PCACAH	481.001.060-160	Protección sobrecarga	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: cada 3 meses se hará una prueba de accionamiento y cada 2 años (al 13-4-06: este relé sera secundario por la instalación del relé Siemens) se hará una prueba funcional.	REPUESTOS: Se cuenta con repuestos. – La consecuencia de la falla de estos relés (que solo tienen señal de alarma más no de disparo).	5.78	0.00	0.80
PCACAH	481.001.060-420	Protección corriente máxima	Accionamiento trabado	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: hacemos una prueba de operación cada tres meses, y un test funcional a cada dos años (al 13-4-8: estos relés serán relés de respaldo porque ya se va a instalar el relé numérico).	REPUESTOS: Se cuenta con repuestos. – La consecuencia de la falla de estos relés se ha considerado C (catastrófica) debido a que una falla que no sea despejada dañaría el generador lo que llevaría a su reparación y pérdida de producción.	3.78	0.00	0.55
PCACAH	481.001.060-810	Protección Buchholtz	False contact	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Cada año se hará una prueba de accionamiento mecánico y eléctrico.	REPUESTO: Contamos con repuesto. – Se considera la falla del relé y esto afectaría al transformador. Este trafo no. 1 se cambiará por el reparado en ABB. OBSERVACION: En este momento el sello de la válvula de cierre que aísla el relé Bucholtz del tanque	168.43	0.00	14.77
PCACAH	481.001.200	Sistema de enfriamiento	Erosion	Break/burst (cables, tubes, insulation)	Aggregate not ready for operation	SO	Scheduled overhaul/replacement: A los 6 meses habriremos el intercambiador de calor y verificaremos que no haya rastros de aceite y dentro de un año se hará una limpieza del intercambiador.	FALLA: El intercambiador de calor del trafo BBC (grupo 2) se perforó, el aceite se desplazo por este hacia el agua, produciendose gran desplazamiento de aceite lo que ocasionó el disparo del relé Buchholtz. – En caso de falla el manfio. correctivo sería	15.67	3.46	4.16
PCACAH	481.001.220	Válvula de refrigeración	False contact	Insulation breakdown	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se hace una medición de corrientes de fases, medición de aislamiento y revisión del fin de carrera, una vez al año.	FALLA: Anteriormente la falla del fin de carrera ocasionó el trabamiento del motor lo que ocasionó su falla de aislamiento y se quemó. En gnral. Debemos revisar el accionamiento mecánico y hacer pruebas eléctricas a esta válvula.	5.03	0.00	1.03
PCACAH	481.001.230-100	Bomba de aceite no. 1	Wear and tear (electrical, Mechanical)	Insulation breakdown	Reduced production capacity	CBf	Scheduled functional testing: Hacemos medición de aislamiento y de corrientes de fase dos veces al año durante los días de parada por sólidos, bajo caudal o cambio de turbina.	FALLA: Se ha quemado en una ocasión el motor de la bomba, lo que ocasiono sacar de servicio a la unidad para hacer la reparación. En caso de fallar se reduce la generación en la unidad para evitar el sobrecalentamiento en el trafo, esto no es confiable, p	5.56	0.00	0.47
PCACAH	481.001.800	Sistema de control y monitoreo	Failure of the equipment monitoring	Measuring error(quantity, voltage, electric current, temperature, pressure, frequency)	Stop, due to electrical damage	CBc	Continuous condition monitoring: El maquinista tomará lecturas de la temperatura todos los días y las compará con las medidas de los otros termómetros de el agua de refrigeración.	TERMOMETROS: El termostato es el que sensa la temperatura del aceite en el tanque principal y que puede dar señal de alarma y disparo. En caso falle el termostato de temperatura de aceite, corrimos con las mediciones de la temperatura de nucleo, devanado	2.77	0.00	1.68
PCACAH	481.002.060-610	Protección Buchholtz	False contact	Functional error on equipment (electric, hydraulic, mechanic)	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Cada año se hará una prueba de accionamiento mecánico y eléctrico.	REPUESTO: NO TENEMOS REPUESTO. – Se considera la falla del relé y esto afectaría al transformador. – NOTA: Averiguar si las bridas al costado de las bridas del relé Buchholz son válvulas, si es así, entonces se puede hacer la prueba al relé Buchholz.	168.43	0.00	14.77

System	Equipment N°	Description	Function failure	Failure mode	Note	Maintenance strategy.	Maintenance action	Note	Corrective Maintenance total kUSD	Scheduled Overhaul total kUSD	Condition Based total kUSD
PCACAH	481.002.200	Sistema de enfriamiento	Erosion	Break/burst (cables, tubes, insulation)	Aggregate not ready for operation	SO	Scheduled overhaul/replacement: A los 6 meses abriremos el intercambiador de calor y verificaremos que no haya rastros de aceite y dentro de un año se hará una limpieza del intercambiador.	FALLA: El intercambiador de calor del trazo BBC (grupo 2) se perforó, el aceite se desplazó por este hacia el agua, produciéndose gran desplazamiento de aceite lo que ocasionó el disparo del relé Buchholtz. – En caso de falla el maníto, correctivo sería	127.56	6.26	6.96
PCACAH	481.002.220	Válvula de refrigeración	False contact	Insulation breakdown	Stop, due to electrical damage	CBf	Scheduled functional testing: Se hace una medición de corrientes de fases, medición de aislamiento y revisión del fin de carrera, una vez al año.	FALLA: Anteriormente la falla del fin de carrera ocasionó el trabamiento del motor lo que ocasionó su falla de aislamiento y se quemó. En gnral. Debemos revisar el accionamiento mecánico y hacer pruebas eléctricas a esta válvula.	5.03	0.00	1.03
PCACAH	481.002.230-100	Bomba de aceite no. 1	Wear and tear (electrical, Mechanical)	insulation breakdown	Reduced production capacity	CBf	Scheduled functional testing: Hacemos medición de aislamiento y de corrientes de fase dos veces al año durante los días de parada por sólidos, bajo caudal o cambio de turbina.	FALLA: Por ser un equipo que opera todo el tiempo es más susceptible a fallar.	5.56	0.00	0.47
PCACAH	481.002.800	Sistema de control y monitoreo	Failure of the equipment monitoring	Measuring error(quantity, voltage, electric current, temperature, pressure, frequency)	Stop, due to electrical damage	CBc	Continuous condition monitoring: El maquinista tomará lecturas de la temperatura en ambos termostatos todos los días y las comparará entre ellas, esto nos indicaría la existencia de algún defecto.	TERMOMETROS: En este caso tenemos dos termostatos, uno indica y da señal de disparo por temperatura de aceite y el otro por temperatura de bobinado juntamente con la señal de arranque (80 grados) y parada (50 grados) de la bomba de aceite. OBSERVACION: La	2.77	0.00	1.66

2.6 Inversiones y gastos realizados en la implementación del RCM en CH Cahua

Se inicia el proceso de implementación del programa de mantenimiento RCM en el mes de febrero del 2005 con una capacitación en dicha filosofía de mantenimiento dada por la empresa VEPRO AS, lo que significó un gasto para ese año de S/. 156,647 según se muestra en el cuadro de ejecución presupuestal siguiente:

TABLA N° 2.7

2005		
10103: GASTOS GENERALES DE ADMINISTRACION (SEDE LIMA)		
MES / DESCRIPCION	PROVEEDOR	IMPORTE
2005		
ASESORAMIENTO Y CAPACITACION RCM	VEPRO AS	S/. 156,647.32
	TOTAL	S/. 156,647.32

Vepro AS es una empresa consultora extranjera que fue la encargada de brindar el asesoramiento y capacitación en RCM a Cahua S.A., dicha empresa cuenta con experiencia en análisis RCM en industrias como:

- Scandinavian Airline System, durante los años 1989 – 1994
- Norwegian Railway System, durante los años 1995 – 2005
- Hydroelectric power plant, durante los años 2003 – 2004

En el mismo año 2005 se adquirió equipo especializado para ejecutar actividades de mantenimiento predictivo, lo que significó una inversión de alrededor de S/. 197,780 tal como se describe en el cuadro de ejecución siguiente:

TABLA N° 2.12

2005		
92113: ANALIZADOR DE VIBRACIONES		
MES / DESCRIPCION	PROVEEDOR	IMPORTE
2005		
EQUIPO ANALIZADOR DE VIBRACIONES	SKF DEL PERU	S/. 115,500.00
	TOTAL	S/. 115,500.00

92113: CAMARA TERMOGRAFICA		
MES / DESCRIPCION	PROVEEDOR	IMPORTE
DICIEMBRE 2005		
CAMARA TERMOGRÁFICA DIGITAL-LONDS	LAND INSTRUMENTS INTERNATIONAL	S/. 73,490.52
CURSO TERMOGRAFIA NIVEL 1 INGS WATERS Y VEGA	PRED & ASOCIADOS SAC	S/. 8,788.00
	TOTAL	S/. 82,278.52

	TOTAL	S/. 197,778.52
--	--------------	-----------------------

En julio 2006 se da inicio de la aplicación de la técnica de mantenimiento RCM en CH Cahua, para este primer año se previó la compra de equipos para contrastación de instrumentos de medición y control, los equipos comprados se detallan en el cuadro siguiente:

TABLA N° 2.8

2006		
92403: EQUIPOS PATRON CONTRASTACION INSTRUM.		
MES / DESCRIPCION	PROVEEDOR	IMPORTE
ENERO		
SISTEMA CALIBRACION PRESION WIKA CC 200150	LOGINDUSTRIAS SRL	17,653.57
ABRIL		
CALIBRADOR TEMPERATURA MARCA TECHNE	MARVITECH REPRESENTACIONES SAC	14,774.00
JUNIO		
TRANSFORMADOR MONOFASICO CON VARIADOR TENSION:	PROMOTORES ELECTRICOS S.A.	
VARIADOR/VOL MONOF-ARC4A2P		SI. 1,947.73
TRANSFORMADOR MONO-SECO 500VA 220/12V		SI. 201.60
	TOTAL	SI. 32,427.57

92416: EQUIPO MEDICION TENSION TOQUE-PASO		
MES / DESCRIPCION	PROVEEDOR	IMPORTE
ABRIL		
MEDIDOR TENSION MARCA TRANSLITE	TRANSVOLTEC SRL	29,210.00
	TOTAL	SI. 29,210.00

TOTAL CODIGOS 92403 Y 9216:		SI. 61,637.57
------------------------------------	--	---------------

El análisis RCM para CH Cahua ha dado como resultado programar en el presupuesto para el año 2007 la compra de repuestos necesarios para minimizar duración de tiempos muertos que podrían ser excesivos por causa de tiempos de viaje y de logística, estos tiempos son parte del proceso normal de consecución de dichas actividades que se tornan tiempos significativos cuando se trata de reponer la operación de los equipos durante una situación de falla. La siguiente tabla muestra los elementos presupuestados necesarios para garantizar la confiabilidad de la operación de las unidades de producción en CH Cahua:

TABLA N° 2.9**Equipos de protección presupuestados para el año 2007**

92113: EQUIPOS DE PROTECCION	
Transformadores de potencia Sepaex	
Reles de Protección Transformadores 138/13.8 kV, 1 Y 2 - Sepaex	USD 28,024
Lineas 1101-1102-1033	
Tarjetas de comunicación - Protocolo IEC Ethernet	USD 5,334
Generador 1y 2	
Indicadores diferenciales de presión de agua - Regulador de velocidad	USD 2,000
Sensores de temperatura cojinetes de apoyo- Generador 1 y 2	USD 3,000
Sensores de temperatura temperatura aire frio y caliente - Generador 1 y 2	USD 1,000
Indicadores de flujo de agua intercambiadores - Generador 1 y 2	USD 3,000
Cojinete guía turbina	
Presostatos de agua potable de los carbones - Generador 1 y 2	USD 1,000
Indicador de flujo de agua de refrigeración del cojinete de apoyo y guía inferior	USD 3,000
TOTAL	USD 46,358
	S/. 152,981

TABLA N° 2.10**Equipos y herramientas presupuestadas para el 2007**

92101: COMPRA DE UN INTERRUPTORES 138KV	S/. 564,960
92102: COMPRA DE PARARRAYOS 138KV	S/. 159,360
92104: TRANSMISOR DE PRESION PATRON 0-400 BAR	S/. 3,234
92107: INTERCAMBIADORES CALOR TRAFOS. SEPAEX	S/. 204,120
92110: HERRAMIENTAS (TALLER MECANICO)	S/. 10,000
92111: HERRAMIENTAS (TALLER ELECTRICO)	S/. 20,000
92117: CAMBIO DE TABLERO ELECTRICO RASTRILLO BOCATOMA	S/. 35,000
TOTAL	S/. 996,674

TABLA N° 2.11

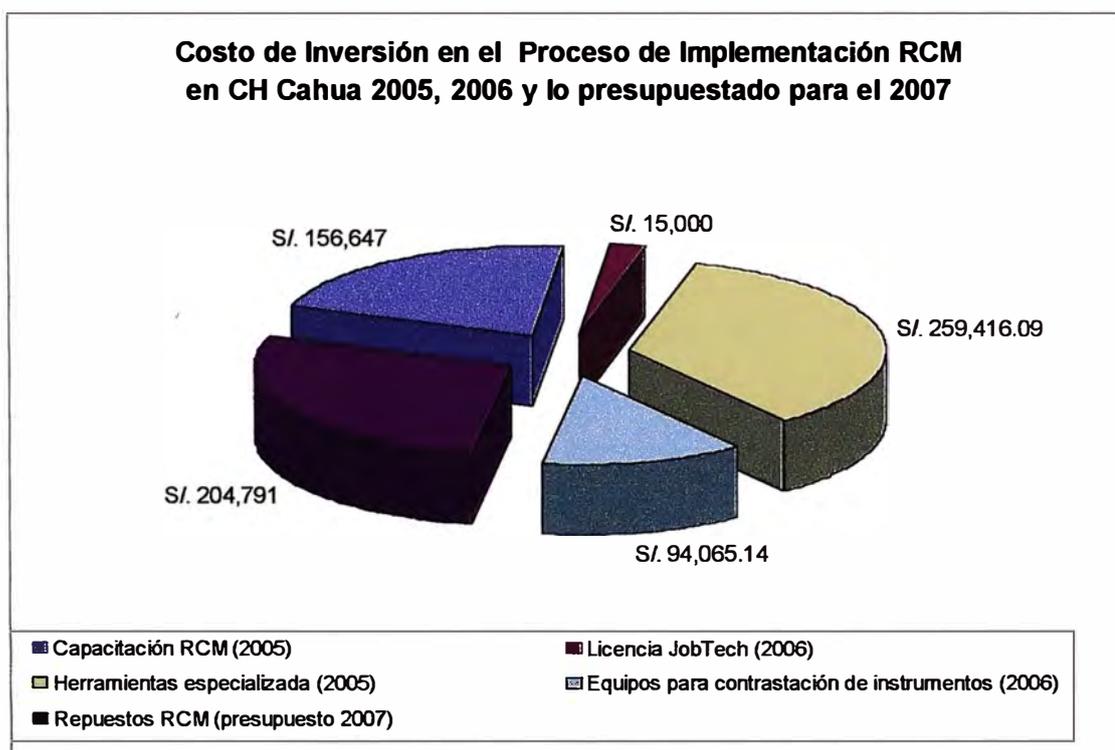
Repuestos eléctricos presupuestados para el año 2007

92112: REPUESTOS ELECTRICOS			
Descripción	cantidad	precio unitario USD \$	total USD \$
Protección en LL.TT. en 10 kV			
Relés de protección digital para Línea Toma y Línea a Cahua	2	USD 1,400	USD 2,800
Transformador de corriente toroidal para falla a tierra (relacionado a ítem 2)	2	USD 800	USD 1,600
Servicio de ingeniería e instalación de relés (relacionado a ítem 2)	gbl.	USD 3,000	USD 3,000
Transformadores			
Transformador de tensión Cf 521 - Barra C Trafo en aceite: cl 0.5, 90 VA, 10:√3 / 0.2:√3 kV	2	USD 800	USD 1,600
Transformador de tensión Bf 121 - Grupo 1 Trafo encapsulado: cl 1, 110 VA, 10:√3 / 0.2 kV	2	USD 800	USD 1,600
Transformador de tensión Bf 122 - Grupo 1 Trafo encapsulado: cl 3, 180 VA, 10 / 0.1 kV	2	USD 800	USD 1,600
Transformador de tensión Bf 124 - Grupo 1 Trafo encapsulado dos núcleos: cl 0.5, 60 VA, 10:√3 / 0.2:√3 kV cl 0.5, 60 VA, 10:√3 / 0.2:3 kV	2	USD 800	USD 1,600
Transformador de corriente Bf 111 - Grupo 1 Trafo encapsulado dos núcleos: 1500/1 A cl 1, n≥20, 30 VA cl 1, n≥10, 60 VA	2	USD 800	USD 1,600
Seccionador - fusible - Capacidad continua del cortocircuito: 200 A - Capacidad de interrupción del cortocircuito asimétrico (5 disparos): 10000 A - Capacidad de voltaje del cortacircuito kV Nom: 14.4 kV - Capacidad de voltaje del cortacircuito kV max	3	USD 100	USD 300
		TOTAL	USD 15,700 S/. 51,810

En Cahua S.A. se ha hecho la inversión de adquirir un software gestor de mantenimiento para realizar la planificación y seguimiento de las actividades de mantenimiento. El software llamado Job Tech adquirido en la modalidad outsourcing es una base de datos en Oracle a la que se accede a través del Internet, en este se han programado las tareas de mantenimiento según los intervalos determinados por el RCM.

CONCLUSIONES

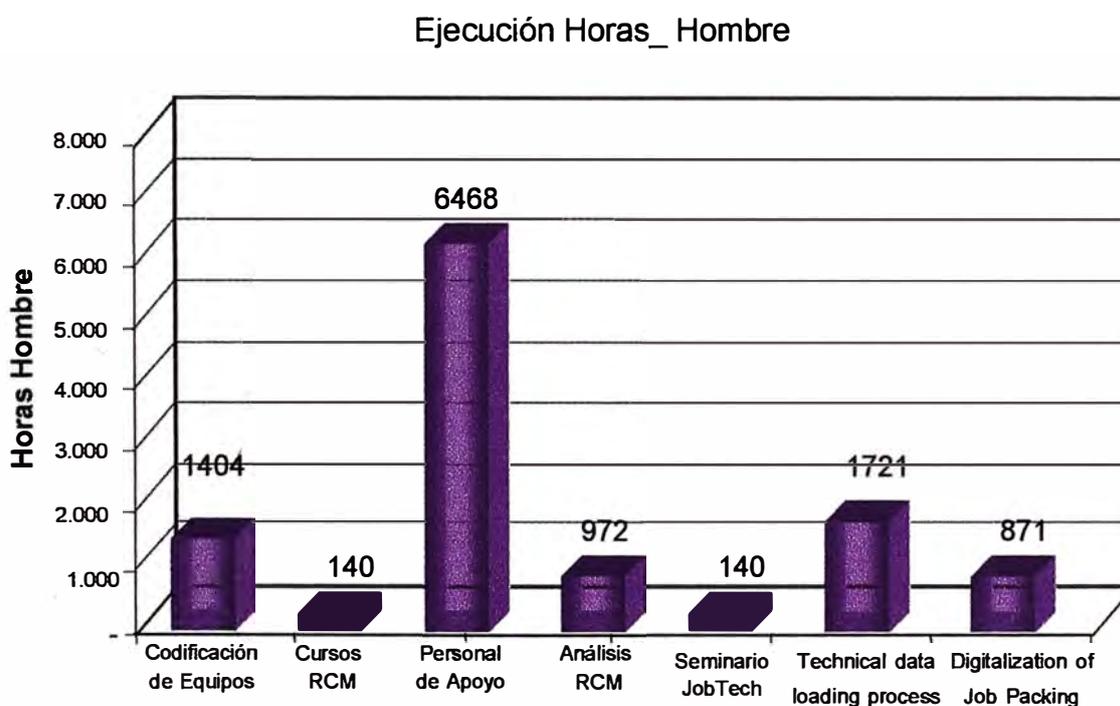
1. Se concluye que el costo de implementación de esta técnica de mantenimiento centrado en confiabilidad RCM significa un gran costo de inversión para la organización. Tenemos que descontando los equipos que se han presupuestado para cambio o reparación debido a su antigüedad podemos decir que la inversión de implementación del RCM según los costos de inversión ejecutados entre el periodo 2005 - 2006 y lo que se va a invertir para el 2007 se puede distribuir de la siguiente forma:



2. La técnica de mantenimiento RCM genera gran cantidad de actividades de mantenimiento, solo en CH Cahua planta y bocatoma se han contabilizado 759 actividades entre tareas preventivas y overhauls programados, antes del RCM, de esta cifra podemos decir que se ejecutaban menos de la mitad de actividades las que

solo eran tareas rutinarias y reactivas. Ha sido notoria en CH Cahua la cantidad de tareas que han resultado del RCM frente a lo que se solía hacer con los programas de mantenimiento anteriores.

- El proceso de implementación de las estrategias del mantenimiento basado en confiabilidad RCM necesita inversión en capacitación y entrenamiento del grupo de trabajo que se dedicará a analizar los casos de estudio, así mismo se debe contratar personal en calidad de colaboradores para realizar las tareas de levantamiento de información para la elaboración de los files o expedientes de los equipos de planta. La siguiente gráfica muestra los tiempos utilizados en la implementación del RCM en CH Cahua incluyendo la carga de datos al software de mantenimiento:



CAHUA S.A. Actividades en el Proceso de Implementación RCM – JobTech
an SN Power Company

- Es necesaria la adquisición de herramientas de computo para poder manejar el gran volumen de información generada tanto para la ejecución de los análisis así como para almacenar la información histórica que se irá generando tras la ejecución de las tareas de mantenimiento, de tal forma que esto permita en el futuro una exploración rápida y sencilla de la información histórica generada por cada

actividad de mantenimiento asociada a un equipo, la herramienta debería poder crear reportes que sirvan para el análisis de la gestión del mantenimiento.

En Cahua ha adquirido el software VEPRO, el que facilitó la tarea de los análisis RCM y el software JobTech para la gestión del programa de mantenimiento generado.

5. La filosofía RCM implementada vela por la seguridad y el medio ambiente al aplicar dentro de sus estrategias de mantenimiento de equipos los parámetros preestablecidos que evalúan las implicancias de los modos de falla antes de considerar su efecto en la operación.
En Cahua S.A. la alta gerencia definió los parámetros a ser considerados en riesgos y consecuencias relacionados con la seguridad, el medio ambiente, la normativa vigente y los costos de operación, entre otros, en los análisis estudiados (ver tablas 2.4 y 2.5).
6. El análisis RCM nos dejará registros comprensivos totalmente documentado de los requisitos de mantenimiento de todos los recursos significativos usados en planta. La información guardada en las hojas de trabajo del RCM reducirá los efectos del cambio del personal y por consiguiente la pérdida correspondiente de experiencia y especialización.

ANEXO A
EJEMPLO DE CODIFICACION DE EQUIPOS EMPLEANDO
LA CLAVE 414

Area	CCC	DDD	EEE	FFF	GGG	FILE	Equipment/Components name	Nombre de Equipos/Componentes
PCACAH	414						Turbine governor	Gobernador de turbina
PCACAH	414	000					General	General
PCACAH	414	001					Turbine governor nr 1	Gobernador de turbina no. 1
PCACAH	414	001	100			F_P414001100	Servo motors	Servomotores
PCACAH	414	001	101			F_P414001100	Servomotor nr. 1	Servomotor no. 1
PCACAH	414	001	102			F_P414001100	Servomotor nr. 2	Servomotor no. 2
PCACAH	414	001	210			F_P414001210	Hydraulic / mechanical regulation system turbine nr. 1	Sistema de regulación hidráulica / mecánica Turbina no. 1
PCACAH	414	001	210	100		F_P414001210	Distribution main valve	Válvula principal de distribución
PCACAH	414	001	211			F_P414001215200	Tank of pressure (Accumulator)	Tanque de acumulación de presión
PCACAH	414	001	212			F_P414001210	Tank of oil (box of oil)	Cárter
PCACAH	414	001	213				Aggregates of pumping	Unidades de bombeo
PCACAH	414	001	213	100		F_P414001213100	Aggregate of pumping nr. 1	Electrobomba
PCACAH	414	001	213	110		F_P414001213100	Pump	Bomba
PCACAH	414	001	213	120		F_P414001213100	Motor	Motor
PCACAH	414	001	213	200		F_P414001213200	Aggregate of pumping nr. 2	Bomba Turbinita auxiliar
PCACAH	414	001	213	210		F_P414001213200	Bomba	Bomba de la turbinita auxiliar
PCACAH	414	001	213	220		F_P414001213200	Auxiliary little turbine	Turbinita auxiliar
PCACAH	414	001	215			F_P414001215	Compressor aggregate	Unidades compresoras
PCACAH	414	001	215	100		F_P414001215	Main compressor	Compresor de servicio
PCACAH	414	001	215	110		F_P414001215	Motor of main compressor	Motor del compresor de servicio
PCACAH	414	001	215	120		F_P414001215	Compressor	Compresor
PCACAH	414	001	215	200		F_P414001215	Emergency compressor	Compresor de emergencia
PCACAH	414	001	215	210		F_P414001215	Motor of emergency compressor	Motor del compresor de emergencia
PCACAH	414	001	215	220		F_P414001215	Compressor	Compresor
PCACAH	414	001	216			F_P414001210	Filters	Filtros
PCACAH	414	001	216	110		F_P414001210	Magnetic filter	Filtro magnético
PCACAH	414	001	216	120		F_P414001210	Net filter	Filtro de malta
PCACAH	414	001	300			F_P414001300	Monitoring of hydr. / mech. regul. system	Monitoreo del sistema de regulación hidráulico / mecánico
PCACAH	414	001	330			F_P414001300	Control by frequency	Alternador piloto para el control de frecuencia
PCACAH	414	001	340			F_P414001300	Control and monitoring of hydraulic power unit nr. 1	Control y monitoreo de unidad de potencia no. 1
PCACAH	414	001	370			F_P414001300	Electric valves	Electroválvulas
PCACAH	414	001	500			F_P414001500	Electric governor	Regulador eléctrico EM 58
PCACAH	414	002					Turbine governor nr 2	Gobernador de turbina no. 2
PCACAH	414	002	100			F_P414001100	Servo motors	Servomotores
PCACAH	414	002	101			F_P414001100	Servomotor nr. 1	Servomotor no. 1
PCACAH	414	002	102			F_P414001100	Servomotor nr. 2	Servomotor no. 2
PCACAH	414	002	210			F_P414001210	Hydraulic / mechanical regulation system turbine nr. 1	Sistema de regulación hidráulica / mecánica Turbina no. 2

Area	CCC	DDD	EEE	FFF	GGG	FILE	Equipment/Components name	Nombre de Equipos/Componentes
PCACAH	414	002	210	100		F_P414001210	Distribution main valve	Válvula principal de distribución
PCACAH	414	002	211			F_P414001215200	Tank of pressure (Accumulator)	Tanque de acumulación
PCACAH	414	002	212			F_P414001210	Tank of oil (box of oil)	Cárter
PCACAH	414	002	213				Aggregates of pumping	Unidades de bombeo
PCACAH	414	002	213	100		F_P414001213100	Aggregate of pumping nr. 1	Unidad de bombeo nr. 1
PCACAH	414	002	213	110		F_P414001213100	Pump	Bomba
PCACAH	414	002	213	120		F_P414001213100	Motor	Motor
PCACAH	414	002	213	200		F_P414001213200	Aggregate of pumping nr. 2	Unidad de bombeo nr. 2
PCACAH	414	002	213	210		F_P414001213100	Bomba	Bomba de la turbinita auxiliar
PCACAH	414	002	213	220		F_P414001213100	Auxiliary little turbine	Turbinita auxiliar
PCACAH	414	002	215			F_P414001215	Compressor aggregate	Unidades compresoras
PCACAH	414	002	215	100		F_P414001215	Main compressor	Compresor de servicio
PCACAH	414	002	215	110		F_P414001215	Motor of main compressor	Motor del compresor de servicio
PCACAH	414	002	215	120		F_P414001215	Compressor	Compresor
PCACAH	414	002	215	200		F_P414001215	Emergency compressor	Compresor de emergencia
PCACAH	414	002	215	210		F_P414001215	Motor of emergency compressor	Motor del compresor de emergencia
PCACAH	414	002	215	220		F_P414001215	Compressor	Compresor
PCACAH	414	002	216			F_P414001210	Filters	Filtros
PCACAH	414	002	216	110		F_P414001210	Magnetic filter	Filtro magnético
PCACAH	414	002	216	120		F_P414001210	Net filter	Filtro de malla
PCACAH	414	002	300			F_P414001300	Monitoring of hydr. / mech. regul. system	Monitoreo del sistema de regulación hidráulico / mecánico
PCACAH	414	002	330			F_P414001300	Speed monitoring system	Sistema de monitoreo de velocidad
PCACAH	414	002	340			F_P414001300	Control and monitoring of hydraulic power unit nr. 1	Control y monitoreo de unidad de potencia no. 1
PCACAH	414	002	370			F_P414001300	Electric valves	Electroválvulas
PCACAH	414	002	500			F_P414001500	Electric governor	Regulador eléctrico E.M. 58

La codificación de quipos ha sido realizada en base al estándar EBL proporcionado por SN Power Company, la codificación según las claves mostradas en el cuadro III.2. se ha realizado por sistemas, es decir cada sistema puede emplear todas las claves que necesita para describir sus equipos, siendo el primer campo del código de equipo, el campo que describe el sistema correspondiente al equipo codificado tal como se muestra en el ejemplo líneas arriba.

BIBLIOGRAFÍA

1. Siw Ovland, Curso RCM dictado por Vepro AS – Lima, 2005
2. TECSUP, Curso Mantenimiento Basado en Confiabilidad – Lima , 2004.
3. Salih O. Duffuaa / A. Raouf / John Dixon Cambell , “Sistemas de mantenimiento, Planeación y control” - 2001