



Departamento de Posgrados

Maestría en Gestión de Mantenimiento

“Propuesta de Implantación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad de los Activos Críticos de la Central Hidroeléctrica Ocaña”

Trabajo de graduación previo a la obtención del título de:

Magister en Gestión de Mantenimiento

Autor:

Ing. Rolando Agustín Zambrano Jara

Director:

Ing. Gil Álvarez. Mgt.

Cuenca – Ecuador

2017

DEDICATORIA

El presente proyecto dedico, a mi esposa Verónica e hijos Sofía y Juan Francisco por comprenderme en esta importante etapa de mi vida profesional.

AGRADECIMIENTO

Un especial agradecimiento a todas las autoridades de la Compañía Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A y al personal que labora en la Central Hidroeléctrica Ocaña por el apoyo brindado en el desarrollo del presente proyecto.

De igual manera hago extensivo mi agradecimiento a los Ingenieros Gil Álvarez y Luis Felipe Sexto, Director y Co director respectivamente quienes han sabido guiar el desarrollo de este proyecto, de manera acertada.

RESUMEN

El presente proyecto establece una propuesta de implantación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) en los activos físicos críticos de la Central Hidroeléctrica Ocaña, debido a que el servicio de energía eléctrica demanda altos índices de disponibilidad y confiabilidad, cumplir las exigencias de los entes reguladores del país y además por constituirse en una de las Centrales importantes para el desarrollo de la empresa y la región; siendo necesario contar con un plan de mantenimiento para los activos críticos en base a un estudio de su contexto operacional y estándares de rendimiento.

El proyecto inicia con el análisis de criticidad de los activos; clasificando los activos críticos de acuerdo a los siguientes criterios de evaluación; frecuencia de fallos, impacto operacional, flexibilidad operacional, costo de mantenimiento e impacto en la seguridad y medio ambiente, obteniendo los siguientes activos críticos: sistema de refrigeración, regulador de velocidad y sistema de turbina. El estudio se centra en estos tres sistemas mediante el análisis de las funciones primarias y secundarias, fallas funcionales, modos de fallo y efectos, y en base a la aplicación del diagrama de decisión del RCM; con lo cual se pudo obtener el plan de mantenimiento que contempla: las tareas de mantenimiento, su frecuencia y personal técnico requerido, con la finalidad de incrementar la disponibilidad y confiabilidad de la Central.

PALABRAS CLAVE: Plan de mantenimiento, Contexto operacional, Criticidad, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Confiabilidad, Disponibilidad.

ABSTRACT

This project presents a proposal for the implementation of Reliability-Centered Maintenance (RCM) in the critical physical assets of *Ocaña* Hydroelectric Power Station, due to the fact that electric power service demands high levels of availability and reliability. In addition, it has to meet the requirements of the country regulatory authorities, and also become an important power station for the development of companies and the region. Consequently, it was necessary to have a maintenance plan for the critical assets based on a study of its operational context and performance standards.

The project begins with the criticality analysis of the assets; classifying them according to the following evaluation criteria: frequency of failures, operational impact, operational flexibility, maintenance cost, and impact on safety and environment; obtaining the following critical assets: cooling system, speed controller and turbine system. Based on the application of the RCM decision diagram, the study focuses on these three systems through the analysis of primary and secondary functions, functional failures, failure modes and effects. Hence, it was possible to achieve a maintenance plan to increase the availability and reliability of the power plant through maintenance tasks, their frequency and the required technical staff

KEYWORDS: Maintenance Plan, Operational Context, Criticality, Reliability-Centered Maintenance, Reliability, Availability.


Miguel Piteage
UNIVERSIDAD DEL
AZUAY
Dpto. Idiomas


Translated by,
Lic. Lourdes Crespo

CONTENIDO

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTO	ii
RESUMEN.....	iii
ABSTRACT	iv
CONTENIDO.....	iv
CONTENIDO DE FIGURAS	vii
CONTENIDO DE TABLAS.....	viii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1	3
1. INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD.	3
1.1 Evolución del mantenimiento industrial	3
1.2 Historia del mantenimiento centrado en confiabilidad.....	7
1.3 El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM).	8
1.3.1 Contexto operacional	11
1.3.2. Funciones y estándares de rendimiento.	11
1.3.3. Fallas funcionales.	12
1.3.4. Modos de falla	12
1.3.5. Efectos de la falla.....	13

1.3.6. Consecuencias de falla.	14
1.3.7 Selección de la política de gestión de fallos.	16
1.3.8 Selección de la política de gestión de fallos en tareas programadas.	16
1.4 El grupo de revisión del RCM.	16
1.5 Análisis de criticidad.	17
1.6 Metodología de la investigación.	19
CAPITULO 2	22
2. ANALISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA OCAÑA-	22
2.1 Antecedentes de la central hidroeléctrica Ocaña	22
2.2 Evaluación del mantenimiento en la Central Ocaña.	24
2.2.1 Organización, Personal, Relaciones.	25
2.2.2 Preparación y planificación del trabajo.	28
2.2.3 Ingeniería, inspección y mantenimiento preventivo.....	37
2.2.4 Compras y almacenamiento de materiales.	38
2.2.5 Contratación.	40
2.2.6 Presupuestos de mantenimiento, control de costos.	42
2.2.7 Eficiencia y eficacia.	43
CAPITULO 3	50
3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD.....	50
3.1 Procedimiento para la aplicación de la metodología Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM).	50

3.2 Descripción de la Central Ocaña.....	51
3.2 Análisis de criticidad de los sistemas de la Central Ocaña.	53
3.2.1 Análisis de criticidad de la unidad de generación 1.....	54
3.2.2 Análisis de criticidad de la unidad de generación 2.....	65
3.3 Descripción del contexto operacional y análisis de modos de fallo y efectos... 74	
3.3.1 Descripción del contexto operacional del regulador de velocidad.....	74
3.3.2 Análisis de modos de fallo y efectos del regulador de velocidad	75
3.3.3 Descripción del contexto operacional del sistema de refrigeración.....	79
3.3.4 Análisis de modos de fallo y efectos del sistema de refrigeración	79
3.3.5 Descripción del contexto operacional del sistema turbina	85
3.3.6 Análisis de modos de fallo y efectos del sistema turbina	85
CAPITULO 4	95
4. RESULTADOS	95
4.1 Diagnóstico del proceso de mantenimiento de la Central Ocaña	95
4.2 Plan de mantenimiento de los activos críticos de la Central Ocaña	96
CONCLUSIONES.....	99
BIBLIOGRAFIA	101
ANEXOS	103
DIAGRAMA DE DECISIÓN DEL RCM	104

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1. Crecimiento de las expectativas de mantenimiento	5
Figura 2. Patrones típicos de falla	6
Figura 3. Cambios en las técnicas de mantenimiento.....	7
Figura 4. Secuencia del proceso RCM.....	10
Figura 5. Activo mantenible.....	12
Figura 6. Grupo de revisión de RCM	17
Figura 7. Matriz de evaluación de criticidad.....	19
Figura 8. Captación de agua para la Central Ocaña	23
Figura 9. Casa de máquinas de la Central Ocaña	23
Figura 10. Unidades de generación, Central Ocaña	24
Figura 11. Estructura Orgánica de la Compañía ELECAUSTRO S.A.....	26
Figura 12. Estructura orgánica de la Dirección de Producción de la Compañía ELECAUSTRO S.A.....	27
Figura 13. Menú del programa SisMAC.....	29
Figura 14. Pantalla principal del programa SisMAC.....	30
Figura 15. Flujo de la orden de trabajo directa	31
Figura 16. Flujo de la orden de trabajo de servicio	33
Figura 17. Detalle de una orden de trabajo	35
Figura 18. Detalle de una solicitud de compra.....	39
Figura 19. Diagnóstico de la Gestión del Mantenimiento en la Central Ocaña	47
Figura 20 Equipo de trabajo del RCM de la Central Ocaña	50

Figura 21. Disponibilidad de la unidad 1, periodo 2014	57
Figura 22. Disponibilidad de la unidad 1, periodo 2015	58
Figura 23. Disponibilidad de la unidad 1, periodo 2016	60
Figura 24. Criticidad del alternador de la unidad 1	63
Figura 25. Criticidad de la turbina de la unidad 1	64
Figura 26. Criticidad del regulador de velocidad de la unidad 1	64
Figura 27. Criticidad del sistema de refrigeración de la unidad 1	65
Figura 28. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2014	68
Figura 29. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2015	69
Figura 30. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2016	70
Figura 31. Criticidad del regulador de velocidad de la unidad 2	73
Figura 32. Criticidad del sistema de refrigeración de la unidad 2	73
Figura 33. Diagnóstico del proceso de mantenimiento de la Central Ocaña	96

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1. Hoja de información del RCM.....	14
Tabla 2. Hoja de decisión del RCM.....	15
Tabla 3. Criterios de evaluación de la criticidad	18
Tabla 4. Escala de valoración para el análisis cuantitativo de la Gestión del Mantenimiento en la Central Ocaña.....	25
Tabla 5. Valoración cuantitativa sobre la organización, personal y relaciones	28
Tabla 6. Valoración cuantitativa sobre la preparación y planificación del trabajo	36

Tabla 7. Valoración cuantitativa sobre ingeniería y mantenimiento preventivo	38
Tabla 8. Valoración cuantitativa sobre compras y almacenamiento de materiales	40
Tabla 9. Valoración cuantitativa sobre contratación	41
Tabla 10. Valoración sobre presupuestos de mantenimiento y control de costos	43
Tabla 11. Valoración cuantitativa sobre la eficiencia y eficacia	44
Tabla 12. Nivel de calificación total de la Gestión del mantenimiento en la Central Ocaña.....	45
Tabla 13. Diagnóstico de la gestión del mantenimiento en la Central Ocaña.....	46
Tabla 14. Resumen del diagnóstico de la gestión del mantenimiento	47
Tabla 15. Sistemas que conforman la Central Ocaña	52
Tabla 16. Criterios de evaluación de la Criticidad	54
Tabla 17. Registro de fallas de la unidad 1, periodo 2014 - 2015.....	55
Tabla 18. Disponibilidad de unidad 1, periodo 2014.....	56
Tabla 19. Disponibilidad de la unidad 1, periodo 2015.....	58
Tabla 20. Disponibilidad de la unidad 1, periodo 2016.....	59
Tabla 21. Fallas presentadas en la unidad 1	60
Tabla 22. Análisis de criticidad de la unidad 1	62
Tabla 23. Registro de fallas de la unidad 2, periodo 2014 - 2015.....	66
Tabla 24. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2014.....	67
Tabla 25. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2015.....	68
Tabla 26. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2016.....	70
Tabla 27. Fallas presentadas en la unidad 2	71

Tabla 28. Análisis de criticidad de la unidad 2	72
Tabla 29. Resumen del análisis de criticidad de las unidades 1 y 2	74
Tabla 30. Análisis de modos de fallo y efectos del regulador de velocidad	76
Tabla 31. Hoja de decisión del regulador de velocidad	78
Tabla 32. Análisis de modos de fallo y efectos del sistema de refrigeración	80
Tabla 33. Hoja de decisión del sistema de refrigeración	84
Tabla 34. Análisis de modos de fallo y efectos del rodete.....	86
Tabla 35. Hoja de decisión del sistema turbina, componente rodete.....	87
Tabla 36. Análisis de modos de fallo y efectos de los deflectores	88
Tabla 37. Hoja de decisión del sistema turbina, componente deflector.....	89
Tabla 38. Análisis de modos de fallo y efectos de los inyectores	90
Tabla 39. Hoja de información del sistema turbina, componente inyector.....	92
Tabla 40. Análisis de modos de fallo y efectos del cojinete de turbina.....	93
Tabla 41. Hoja de decisión del sistema turbina, componente cojinete	94
Tabla 42. Plan de mantenimiento para los sistemas críticos de la Central Ocaña.....	97

PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD EN LOS ACTIVOS CRÍTICOS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el mantenimiento ha cambiado, principalmente por el aumento y la variedad de los activos físicos que deben ser mantenidos, por los diseños más complejos, nuevos métodos de mantenimiento, y una óptica cambiante en la organización del mantenimiento y sus responsabilidades.

La generación eléctrica siempre se ha caracterizado por ser una parte importante para el desarrollo del país; ya que la electricidad es un servicio básico y por la creciente demanda de la misma; por esta razón las empresas de generación eléctrica tienen que garantizar la disponibilidad y confiabilidad de sus plantas; para lo cual se requiere implementar estrategias de mantenimiento que garanticen una alta disponibilidad y un bajo índice de paradas forzadas o fallos.

La disminución de la disponibilidad trae como consecuencia, pérdida en la producción, aumento de los costos operativos y una reducción de los ingresos; incluso en algunos casos puede originar un accidente tanto para las personas como el medio ambiente. (Hung, 2009)

La Compañía Electro Generadora del Austro, “ELECAUSTRO S.A” dedicada a la generación de energía eléctrica mediante la producción de las siguientes Centrales; el Complejo hidroeléctrico Machángara con dos Centrales en cascada: Saucay con una potencia instalada de 24 MW y Saymirín con una potencia de 15,4 MW; la Central Hidroeléctrica Ocaña con una potencia de 26 MW, la Central Termoeléctrica el Descanso con una potencia instalada de 19,2 MW, y la Mini Central Gualaceo con una potencia de 970KW, entregando al Sistema Nacional Interconectado una potencia máxima disponible de 85,57 MW.

La Central Hidroeléctrica Ocaña se encuentra ubicada en el recinto Javín, parroquia San Antonio, cantón Cañar, provincia del Cañar a 80 km del cantón Cañar en la vía a la Troncal. La Central inicia su operación comercial en marzo del 2012, y se constituye en la más importante para la compañía ELECAUSTRO debido a su potencia instalada y por tratarse de una Central de generación de energía renovable.

Una característica importante de esta Central es que no posee embalse, ya que de acuerdo a los estudios de diseño realizados no fue necesario y se pudo determinar un factor de planta de 0,9 basados en 30 años de estudios hidrológicos. (Unidad de Supervisión de Ocaña, 2012).

Según (Palencia, 2014) manifiesta que el mantenimiento es la parte esencial que soporta la gestión integral y confiable de los activos físicos de la empresa a lo largo de su ciclo de vida; entiéndase por ciclo de vida las fases: Planeación, Diseño, Fabricación Comisionamiento, Operación, Mantenimiento, Modificación y Descarte.

En estos cuatro años de operación de la Central se han presentado fallos en algunos sistemas importantes para el funcionamiento de las unidades de generación lo que ha ocasionado indisponibilidad de unidad, a causa del alto grado de erosión y corrosión debido a factores ambientales y la calidad del recurso hídrico que se emplea para la generación. Con la finalidad de contar con un plan de mantenimiento actualizado de acuerdo al contexto operacional se realiza el análisis mediante la metodología del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) a los activos críticos de la Central. La importancia estratégica de esta metodología es que impacta sobre tres factores que determinan el desempeño del activo como son: Contexto operacional (¿Cómo será o es utilizado?), Confiabilidad inherente (¿Cómo será o fue diseñado?) y el plan de mantenimiento (¿Cómo será o es mantenido?). (Sexto, 2015)

Por esta razón se plantea la incógnita: ¿Se debe implementar el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad en la Central Hidroeléctrica Ocaña?; a lo cual se responde que se debe aplicar esta metodología en función de optimizar la gestión del activo; mediante el desarrollo la propuesta de implantación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad en los activos críticos de la Central Hidroeléctrica Ocaña, siguiendo los requerimientos de la norma SAE JA – 1011.

Cumpliendo los siguientes objetivos específicos:

1. Analizar la situación actual del mantenimiento y operación de la Central Hidroeléctrica Ocaña.
2. Definir los activos físicos críticos de la Central y realizar el análisis funcional de fallas.
3. Realizar el análisis de modos de fallo y sus efectos, utilizando la técnica AMFE (Análisis de Modos, los Efectos y la Criticidades de las Fallas)

4. Realizar la selección de las tareas de mantenimiento utilizando el Diagrama Lógico de Decisión del RCM

CAPITULO 1

1. INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD.

1.1 Evolución del mantenimiento industrial

En la actualidad el mantenimiento ha sufrido cambios drásticos debido a la gran variedad de activos físicos, a la complejidad de sus diseños, por lo que los mantenedores deben estar ampliamente capacitados, mediante nuevos métodos de mantenimiento y una óptica diferente de la organización del mantenimiento y sus responsabilidades, lo que conlleva a adoptar nuevas maneras de pensar y actuar como ingenieros y como gerentes. El mantenimiento también está respondiendo a expectativas cambiantes que incluye una creciente toma de consciencia para evaluar hasta qué punto afecta las fallas en los equipos tanto en la seguridad como el medio ambiente, la relación entre el mantenimiento y la calidad del producto, así como mantener una alta disponibilidad de las plantas (Moubray, 2000).

En el caso de las empresas de generación eléctrica se han adoptado exigencias, como son: la disponibilidad, los costos variables de producción del Kwh, los volúmenes de producción, calidad en el servicio de entrega de energía y al ser la electricidad un servicio básico tanto para la población como para la industria y centros de atención médica, el incumplimiento de estos aspectos afecta no solo a los usuarios sino que también a la cadena de valor (Hung, 2009), y al ser una Central de energía renovable, constituye un activo de vital importancia tanto para Elecaustro S.A como para el País.

Vamos a ver que el mantenimiento se clasifica en tres generaciones:

Primera Generación.- Esta generación cubre hasta la segunda guerra mundial, en donde la prioridad no era prevenir las fallas de los equipos sino repararlas en el menor tiempo posible, careciendo de un plan de mantenimiento, la producción no estaba totalmente mecanizada por lo que no era importante prevenir los fallos, pues las máquinas eran simples y sobredimensionadas por lo que eran confiables. (Moubray, 2000)

Segunda Generación.- Durante la segunda guerra mundial todo cambio, la demanda de todo tipo de bienes y la reducción de la mano de obra obligó a mecanizar los procesos, lo

que llevó a depender más de las máquinas, así mismo la complejidad y la cantidad de máquinas se había incrementado, llevando a analizar que las fallas se podían prevenir y es así que aparece el término “mantenimiento preventivo”, en la década del setenta se realizaba reparaciones y sustituciones mayores, dando como resultado un incremento en el costo de mantenimiento en relación a otros costos operativos, lo que llevó a implementar sistemas de control y planificación del mantenimiento. (Moubray, 2000)

Tercera Generación.- Desde mediados de la década del setenta los cambios han sido importantes, clasificándose en tres tipos:

Nuevas expectativas.- En la figura 1 podemos ver crecimiento de las expectativas que ha tenido el mantenimiento, ya en los años sesenta y setenta los sectores mineros, manufactureros y de transporte ya conocían que los tiempos de parada de las máquinas afectaban drásticamente a la producción, al reducir la producción, aumentar los costos operativos y afectar el servicio al cliente. En la actualidad el incremento de la mecanización y automatización de procesos han convertido a la confiabilidad y disponibilidad en factores clave en diversos sectores como la salud, telecomunicaciones, etc. (Moubray, 2000)

Una mayor automatización nos refleja que más fallas afectan en la capacidad de mantener parámetros de calidad, así mismo pueden llevar a tener consecuencias tanto en la seguridad como el medio ambiente, en donde cada vez se tiene más requisitos por cumplir para seguir operando, por otro lado vemos que el costo de mantenimiento a aumentado considerablemente en los últimos años ya que pasó de ser un costo despreciable a estar en lo más alto de la prioridad del control de costos. (Moubray, 2000)

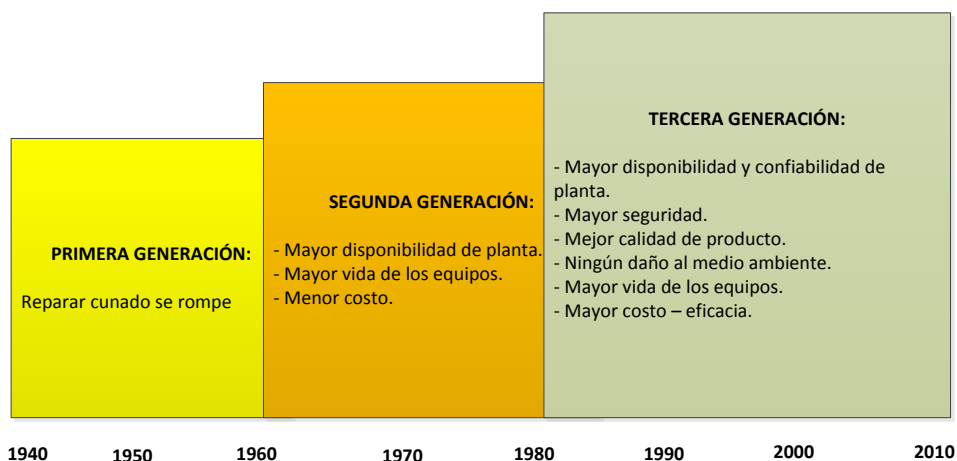


Figura 1. Crecimiento de las expectativas de mantenimiento

Fuente: (Moubray, 2000)

Nuevas investigaciones.- las nuevas investigaciones han cambiado los paradigmas que se tenía como por ejemplo que de acuerdo a la edad del activo físico aparecían las fallas, esto apareció en la primera generación, en la segunda generación apareció una cantidad de fallas en el inicio de la operación lo que llevo a adoptar la curva de la bañera, pero de acuerdo a investigaciones realizadas por Nowlan y Heap existen seis patrones de fallas que se cumplen en la práctica, como se muestra en la figura 2, una de las conclusiones importantes de este estudio es que muchas tareas de mantenimiento que se realizan no dan ningún resultado y otras en cambio pueden ser contraproducentes hasta para la seguridad, esto es debido a que se realizan en nombre del mantenimiento preventivo por lo que solo se controla que se realicen correctamente las tareas pero no se plantean que trabajos deben hacerse. (Moubray, 2000)

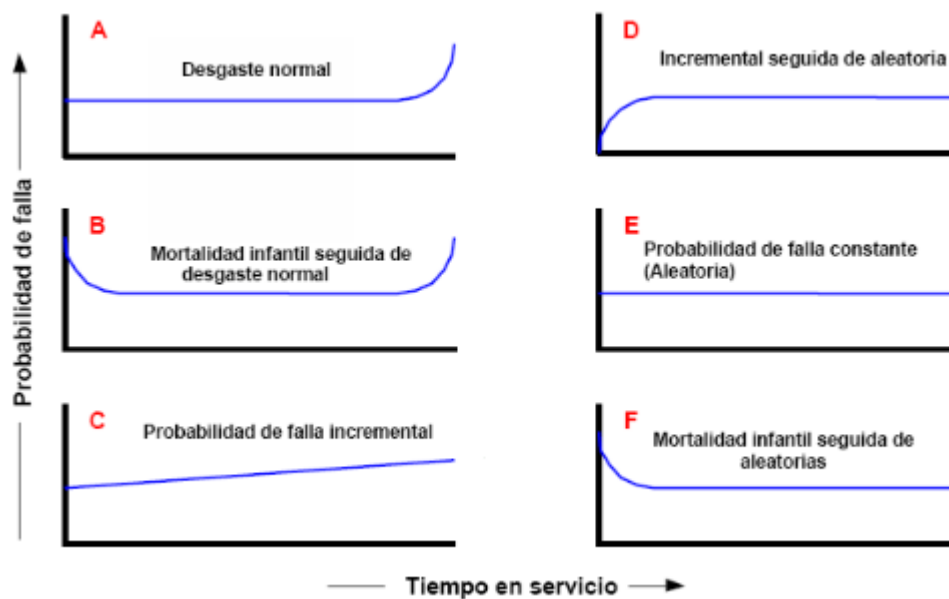


Figura 2. Patrones típicos de falla

Fuente: (Moubray, 2000)

Nuevas técnicas.- En cuanto a nuevas técnicas de mantenimiento el crecimiento ha sido considerable, en la figura 3 se muestra el cambio de las técnicas de mantenimiento, obteniendo nuevos desarrollos como son: (Moubray, 2000)

- Herramientas para la toma de decisiones.- Estudio de riesgo, análisis de modos de falla y sus efectos, y sistemas expertos.
- Nuevos métodos de mantenimiento.-monitoreo de condición.
- Diseño de equipos.- mayor impulso en la confiabilidad y mantenibilidad.
- Cambio en la forma de pensar.- Trabajar en equipo y flexibilidad.

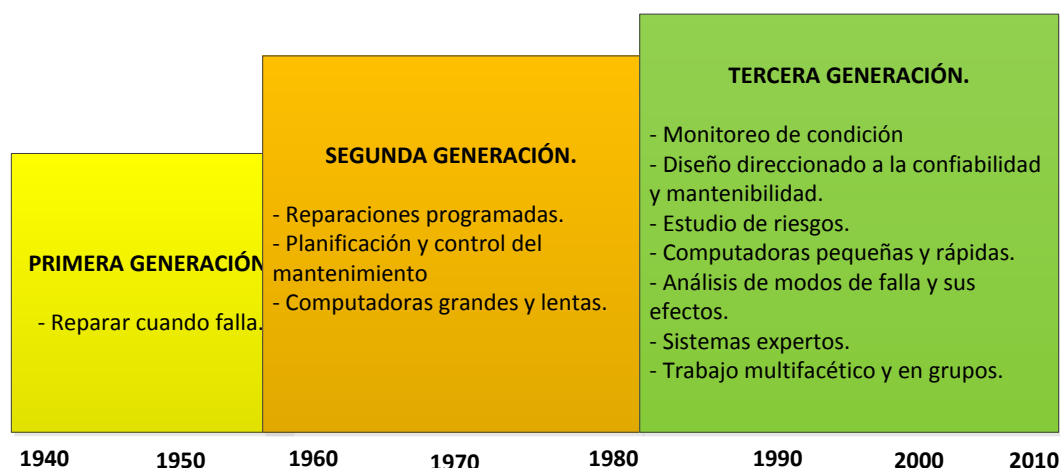


Figura 3. Cambios en las técnicas de mantenimiento

Fuente: (Moubray, 2000)

1.2 Historia del mantenimiento centrado en confiabilidad.

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad tiene sus inicios en 1978, el departamento de defensa de Estados Unidos le asignó a la empresa United Airlines preparar un informe sobre los procesos usados por la industria de aviación civil para elaborar programas de mantenimiento para aviones el informe fue realizado por Stanley Nowlan y Howard Heap el documento fue titulado Mantenimiento Centrado en Confiabilidad o RCM por su siglas Reliability Centered Maintenance. (Moubray, 2000)

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad se desarrolló debido a que en las teorías de mantenimiento de la época siempre había relaciones causa efecto entre mantenimiento programado y la confiabilidad operacional, esta suposición estaba basada en la creencia intuitiva de que las partes mecánicas se desgastaban y que la confiabilidad de cualquier equipo estaba directamente relacionada con la edad operacional. Es así que de acuerdo a las investigaciones realizadas por ellos se obtienen seis patrones de fallas que en la práctica son reales (Figura 2). (Stanley Nowlan & F. Heap, 1978)

En 1986 aparece el documento Reliability Centered Maintenance MIL-STD 2173, a principios de 1990 realizaron variaciones del proceso RCM, algunos como el Comando Aéreo de la Armada con su documento titulado “Principios para el Proceso de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad de la Aviación Naval (NAVAIR 00-25-403)”. En 1992 aparece la

primera edición del libro de John Moubray denominado Reliability Centered Maintenance RCM 2, debido al agregado de la pregunta en el diagrama de decisión respecto al medio ambiente y a la seguridad, en 1999 con el fin de buscar un estándar para los planes de mantenimiento programado aparece el estándar SAE JA-1011 en donde su título es “Criterios de Evaluación para procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad”, es decir este estándar muestra criterios con el cual se puede comparar un proceso, si satisface dichos criterios es un proceso RCM. (Moubray, 2000).

1.3 El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM).

Según Moubray IV (2004) define al RCM “como un proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual”. (pág. 7)

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad se fundamenta en:

1. Evaluación inicial de componentes, estado y sus funciones.
2. Identificación de componentes críticos.
3. Aplicación de técnicas de mantenimiento predictivo y proactivo.
4. Revisión en sitio del estado funcional de los elementos, mediante revisiones permanentes.

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad es una filosofía de gestión de mantenimiento que nos ayuda a identificar las actividades de mantenimiento con sus respectivas frecuencias de los activos críticos en su contexto operacional, es decir desarrolla programas organizados de mantenimiento que se basan en la confiabilidad de los equipos en función de su diseño y su construcción, asegura que la confiabilidad inherente del equipo se mantenga. (Mora Gutiérrez, 2009)

A continuación se detalla los objetivos del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad:

- Eliminar averías de las máquinas
- Obtener información de la capacidad de producción de acuerdo al estado de las máquinas y equipos.
- Minimizar los costos de mano de obra de reparaciones debido a la eliminación de fallas.
- Realizar una adecuada planificación de las necesidades de mantenimiento.

Así mismo podemos enumerar algunas ventajas que se obtiene si el RCM es aplicado correctamente:

- Mayor seguridad e integridad ambiental.
- Optimiza la confiabilidad operacional, maximiza la disponibilidad y mantenibilidad de los activos. (Mora Gutiérrez, 2009)
- Favorable relación costo-efectividad del mantenimiento.
- Incentiva el trabajo en equipo, y mejora la motivación del personal.
- Se alarga la vida útil de los activos. (Sexto Cabrera, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, apuntes y reflexiones, 2015)
- Facilita el proceso de normalización a través del establecimiento de procedimientos de trabajo y registros. (Mora Gutiérrez, 2009)

Las estrategias y tecnologías de mantenimiento ofrecen recursos que contribuyen a lograr determinados niveles de confiabilidad en los activos, por lo tanto la Confiabilidad es la probabilidad de que un activo desempeñe su función, libre de fallos y bajo determinadas condiciones, durante un periodo de tiempo determinado desde el punto de vista de mantenimiento la confiabilidad es una medida de la seguridad y del riesgo. (Sexto Cabrera, La Confiabilidad Integral del Activo, 2008, pág. 49)

El RCM, se desarrolla mediante el análisis de los modos de fallo y consecuencias, los mismo que deben estar bien orientadas ya que puede existir una distorsión de información al tratar de encontrar tareas para modos de fallo cuyas consecuencias o probabilidad de ocurrencia sea remota, así mismo no se debe dejar de lado los modos de fallo de tipo crítico o catastrófico.

El RCM sigue un proceso lógico, coherente y normativo, el mismo que presenta siete preguntas, que según la norma SAE JA1011 deben ser respondidas para ser un proceso RCM, a continuación se muestra la figura 4 las preguntas y la secuencia de pasos lógicos para obtener los requerimiento de mantenimiento, pero según (Sexto Cabrera, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, apuntes y reflexiones, 2015) le asigna una octava pregunta en la que se analiza que hacer si los resultados no son aceptables para el usuario o dueño del activo debido a algunos factores, en donde estoy de acuerdo ya que si los resultados que se obtiene no son buenos pues se debe realizar una revisión de las tareas que fueron seleccionadas mediante el diagrama de evaluación de las tareas.

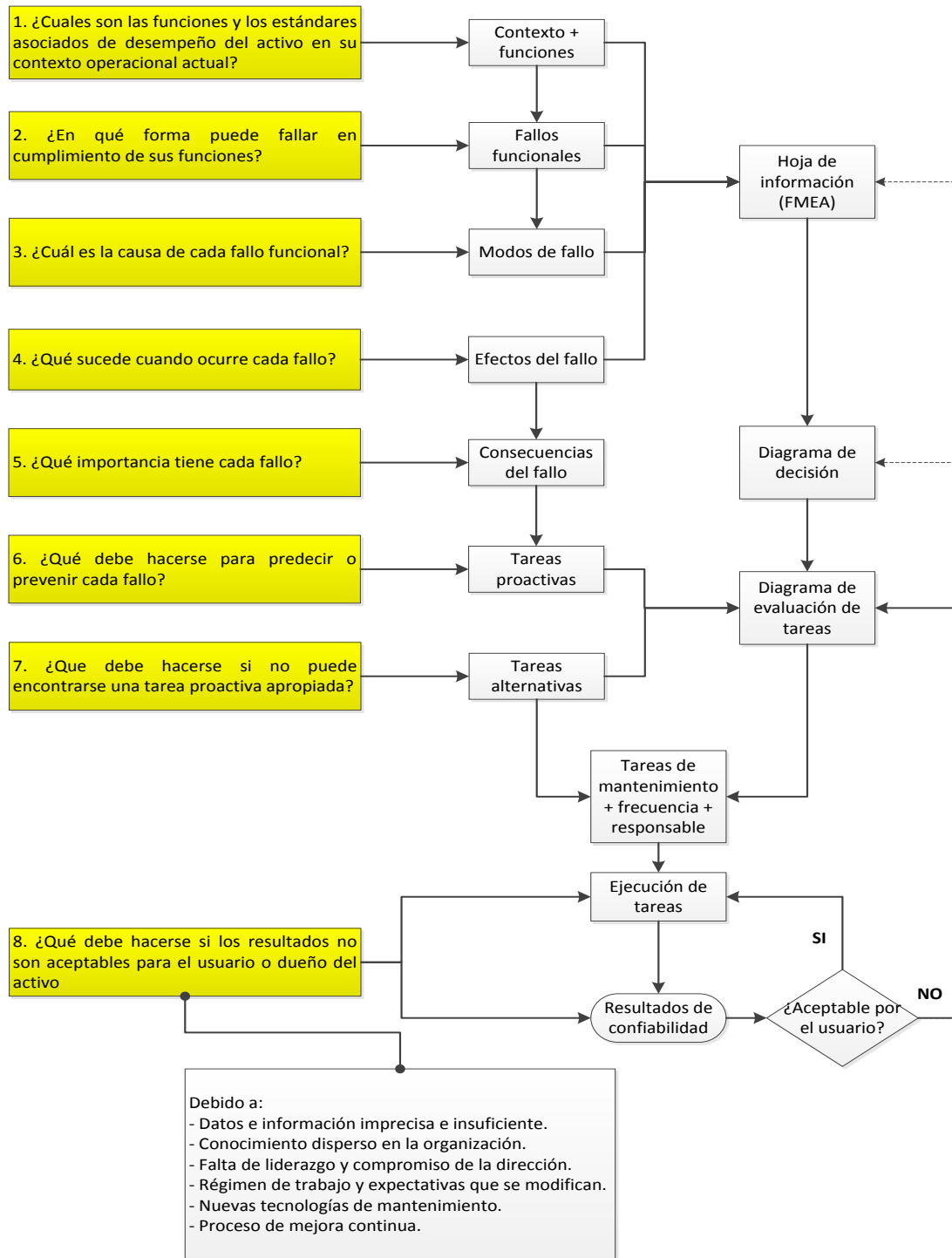


Figura 4. Secuencia del proceso RCM

Fuente: (Sexto Cabrera, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, apuntes y reflexiones, 2015)

1.3.1 Contexto operacional.

Antes de realizar el análisis de las funciones del o los activos se debe tener claro el contexto operacional donde se encuentra el equipo y bajo qué condiciones trabaja, ya que se puede tener equipos idénticos pero su régimen de trabajo es distinto por lo que el plan de mantenimiento no será el mismo. Para desarrollar el contexto operacional se debe tener en cuenta los siguientes aspectos: régimen de operación, disponibilidad de mano de obra y repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo, objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, etc.

Hay que tener en cuenta que el contexto operacional no solo afecta a las funciones o expectativas de funcionamiento sino que también afecta a los modos de falla que puede darse, los efectos y consecuencias, la frecuencia que pueden ocurrir y que hacer para manejarlas. (Moubray, 2000)

1.3.2. Funciones y estándares de rendimiento.

Para desarrollar el proceso RCM, primero se debe definir las funciones de cada activo dentro de su contexto operacional y los estándares de rendimiento. Las funciones se pueden clasificar en dos grupos:

- Funciones Primarias.- Aquí se resume el porqué de la adquisición del activo.
- Funciones Secundarias.- Satisface expectativas adicionales, están relacionadas con las áreas de seguridad, control, confort, contención, economía, integridad estructural, cumplimiento de regulaciones ambientales, eficiencia operacional y hasta de apariencia del activo. (Moubray, 2000)

El funcionamiento puede ser definido de la siguiente manera:

- Funcionamiento deseado: se refiere a lo que el usuario desea lo que haga el activo.
- Capacidad inherente: lo que el activo es capaz de hacer

El objetivo de mantenimiento es asegurar que el activo continúe realizando lo que sus usuarios quieren que haga, y para que se cumpla esto el rendimiento deseado debe estar por debajo de la capacidad inicial, por lo que mantenimiento cumple con sus objetivos si la capacidad del activo se mantiene entre el rendimiento deseado y la capacidad inicial, figura 5.

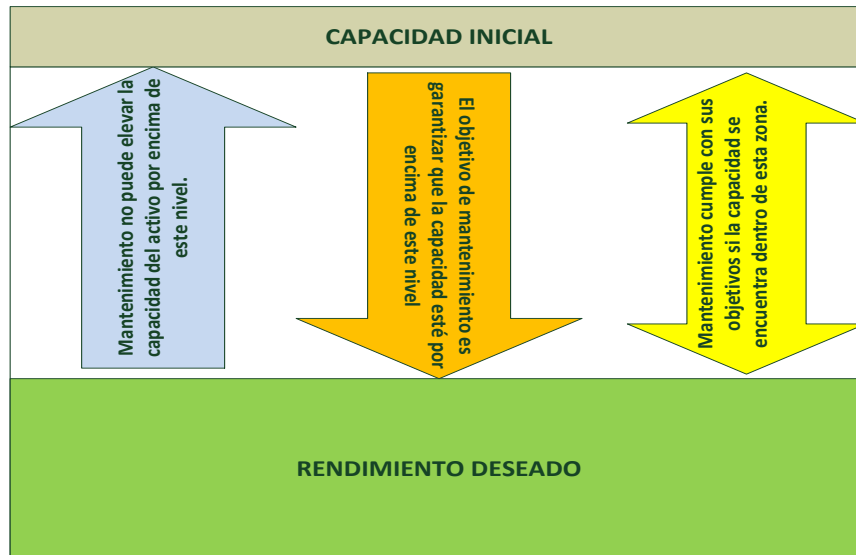


Figura 5. Activo mantenible

Fuente: (Moubray, 2000)

1.3.3. Fallas funcionales.

La falla funcional se define como la incapacidad de un activo físico de cumplir con una función dada a nivel de rendimiento que sea aceptable para el usuario.

Podemos tener los siguientes estados de fallas:

- Falla total y parcial
- Límites superiores e inferiores
- Instrumentos de medición e indicadores
- El contexto operacional

1.3.4. Modos de falla

“Un modo de falla es cualquier evento que causa una falla funcional” (Moubray, 2000, pág. 56)

Se debe tener cuidado de no confundir entre falla funcional y modo de falla, hay que tener claro que la falla funcional es el estado en el que se encuentra el equipo, mientras que el modo de falla es el evento que produce la pérdida de función del activo.

Según la norma (SAE JA1011, 1999), define los siguientes aspectos para identificar y listar los modos de fallo:

- Se identificarán todos los estados de fallos ocasionados por las fallas funcionales.
- El método utilizado para decidir qué es lo que constituye probabilidad razonable de un modo de fallo será aceptable para el propietario o el usuario del activo.
- Se debe identificar los modos de fallo a un nivel que se pueda identificar una política de gestión del fallo.
- En la hoja de información que se indica en la tabla 1.1, debe ser listado los modos de falla que hayan ocurrido anteriormente, los que en la actualidad son contrarrestados mediante el plan de mantenimiento y los que se consideran razonablemente probables de ocurrir en su contexto operacional, incluyendo el deterioro, defectos de diseño y errores humanos.

1.3.5. Efectos de la falla.

“Los efectos de la falla describen qué pasa cuando ocurre un modo de falla” (Moubray, 2000, pág. 76)

Hay que tener en cuenta que los efectos responden a la pregunta ¿Qué sucede? Y las consecuencias responden a la pregunta ¿Qué importancia tiene?, estas preguntas nos ayudarán a encontrar la diferencia entre los dos estados.

El momento de analizar los efectos del fallo se deben considerar los siguientes aspectos como son:

- La evidencia del fallo.
- Los riesgos para seguridad y el medio ambiente.
- Afectaciones a la producción y/o la operación.
- Daños físicos ocasionados.
- Acciones correctivas, también es importante incluir el tiempo de parada necesario.

Toda la información debe ser registrada en la hoja de información de RCM que se muestra en la tabla 1 con sus respectivos códigos.

Tabla 1. Hoja de información del RCM

Fuente: (Moubray, 2000)

Hoja de información RCM		Area		Sistema n°		Facilitador:	Fecha:	Hoja N°
		Subsistema		Subsistema n°		Auditor:	Fecha:	de
Función		Falla funcional	Modo de falla		Efecto de falla			
1		A	1					
			2					
			3					
			n					
		B	1					
			2					
		C	1					
			2					
			3					
			n					
		D	1					
			2					
			3					
			n					

1.3.6. Consecuencias de falla.

Luego de tener la hoja de información en la que constan las funciones, fallas funcionales, modos de fallos y los efectos se procede a analizar las consecuencias, mismas que son definidas de acuerdo a la naturaleza y gravedad de los efectos, por lo que se puede citar que si reducimos la frecuencia y severidad de los efectos de una falla, entonces estaremos reduciendo las consecuencias.

Para clasificar las consecuencias tenemos que definir las funciones como evidentes y ocultas.

Funciones evidentes: Es aquella cuya falla será evidente para el operador en condiciones normales.

Funciones ocultas: Es aquella cuya falla no será evidente para el operario bajo condiciones normales, si se produce por si sola.

Las consecuencias se clasifican en:

1.3.7 Selección de la política de gestión de fallos.

Una vez que se ha registrado las funciones, fallas funcionales, modos de fallo, efectos del fallo y las consecuencias, el siguiente paso es seleccionar la política de gestión de fallos en donde se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos: (SAE JA1011, 1999)

- La probabilidad condicional de que algunos modos de fallo se incrementará con la edad.
- La probabilidad condicional de otros modos de fallo que no cambiará con la edad.
- La probabilidad condicional de otros modos de fallo que disminuirán con la edad.
- Toda tarea programada debe ser técnicamente factible, es decir que sea aplicable al activo en estudio y que sea efectiva.
- Si dos o más tareas son técnicamente factibles y vale la pena aplicarlas, se tomará en cuenta la de mejor relación costo-efectividad.

1.3.8 Selección de la política de gestión de fallos en tareas programadas.

Para la selección de las tareas programadas, la norma (SAE JA1011, 1999) plantea los siguientes criterios que deben cumplirse:

- En los modos de fallo evidente y oculto que tengan consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente, la tarea que se ejecute reducirá dicha consecuencia a un nivel donde sea tolerable para el propietario o usuario del activo.
- En cuanto a los costos directos e indirectos que representen la ejecución de la tarea deben ser menores que los costos del modo de fallo tanto en el caso que sea evidente u oculto.
- Las tareas según la condición, debe aplicarse cuando exista un fallo potencial definido, en el que sea identificado el intervalo P-F, y el tiempo entre el descubrimiento del fallo potencial y el fallo funcional sea lo suficientemente grande para realizar la acción predeterminada y evitar, eliminar o minimizar las consecuencias del modo de fallo.

1.4 El grupo de revisión del RCM.

La conformación del grupo de trabajo del RCM es importante puesto que el proceso RCM se basa en responder de manera satisfactoria las siete preguntas en las cuales se tocan temas en donde no solo están involucrados personal de mantenimiento sino también de

operación como por ejemplo en definir las funciones, efectos de falla, funcionamiento deseado y consecuencias de falla.

Lo importante de las personas que conforman el grupo de trabajo es el profundo conocimiento que deben tener a cerca del activo en estudio, así mismo cada persona debe ser capacitado en RCM, en la figura 6 se muestra una conformación típica del grupo de revisión del RCM.

Según (Moubray, 2000) señala que el uso de estos grupos no sólo permite a los gerentes el acceso sistemático al conocimiento y la experiencia de cada persona del grupo, sino que los mismos del grupo incrementan su entendimiento del activo físico en su contexto operacional.

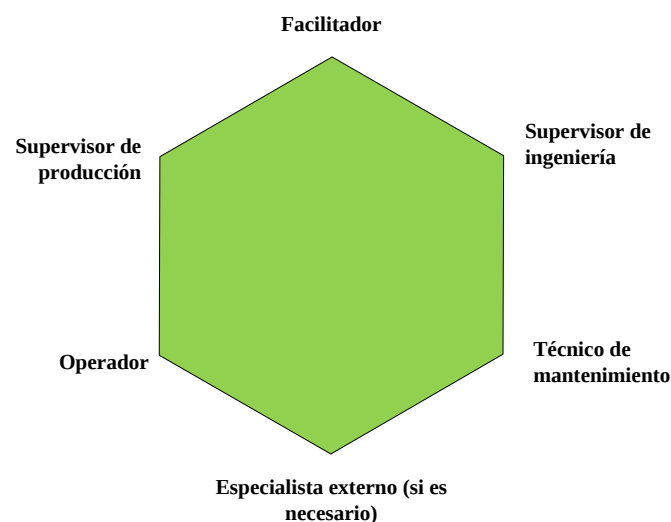


Figura 6. Grupo de revisión de RCM

Fuente: (Moubray, 2000)

1.5 Análisis de criticidad.

Con el fin de realizar una propuesta de implantación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) en los activos físicos críticos de la Central Ocaña, se procede a analizar la criticidad de los sistemas que forman parte de la Central, el análisis de criticidad es una metodología que puede ser cuantitativa y cualitativa que nos permite jerarquizar instalaciones, sistemas, equipos, etc.

La evaluación de la criticidad se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia de fallo} \times \text{Impacto}$$

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia} \times [(\text{impacto operacional} \times \text{flexibilidad operacional}) + \text{Costo de mantenimiento} + \text{Impacto a la seguridad y el medio ambiente}]$$

En donde la frecuencia de fallo se determina mediante el número de fallos en un periodo determinado de tiempo y el impacto o consecuencia se determina mediante el análisis de los criterios de evaluación en las área operativa, económica, de seguridad humana y medio ambiente, el análisis servirá como instrumento para la toma de decisiones y el direccionamiento de esfuerzos y recursos. (Gutierrez, Aguero, Calixto, 2007)

Para el análisis de criticidad del presente proyecto se empleará el método de los puntos, donde la base fundamental es establecer los puntos a valorar para la criticidad y la matriz en donde se expresan la frecuencia y la consecuencia, esta matriz consta de una gama de colores que nos indica el estado en el que se encuentra cada activo a continuación en la tabla 3 se presenta los puntos a evaluar y la matriz que se empleará en el mencionado estudio.

Tabla 3. Criterios de evaluación de la criticidad

Fuente: (Gutierrez, Aguero, Calixto, 2007)

Realizado por: El Autor

CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LA CRITICIDAD	PUNTAJE
FRECUENCIA DE FALLA (N° de fallas/dos años)	
De 1 a 2	1
De 3 a 4	2
entre 5 y 7	3
Mayor a 7	4
IMPACTO OPERACIONAL	
No genera ningún efecto sobre la operación	1
Existe pérdida parcial en la generación	4
Perdida total de la generación	8
FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	
Repuesto disponible en bodega	1
Hay opción de repuesto	4
No hay repuesto	6
COSTO DE MANTENIMIENTO (USD)	
Menor a 1000	1
Entre 1000 y 10000	2
Mayor a 10000	3
IMPACTO EN LA SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	
Sin consecuencias	1
El fallo del equipo es un riesgo para las personas y el medio ambiente	3
El fallo causa graves afectaciones tanto a la seguridad como al medio ambiente	6

F R E C U E N C I A	5					
	4					
	3					
	2					
	1					
		(4-16)	(17-27)	(28-38)	(39-49)	(50-60)
CONSECUENCIA						

Figura 7. Matriz de evaluación de criticidad

Fuente: (Gutierrez, Aguero, Calixto, 2007)

La matriz expresa una gama de colores que significa lo siguiente:

	ALTO
	MEDIO
	BAJO

1.6 Metodología de la investigación.

El desarrollo del presente proyecto es de tipo deductivo, de lo general a lo particular. Este proyecto es de tipo no experimental con un enfoque mixto. El estudio se delimita a los activos físicos críticos de la Central Hidroeléctrica Ocaña.

Para el desarrollo del presente proyecto se realizaran las siguientes técnicas de investigación:

- Para el análisis de la situación actual de la gestión del mantenimiento se iniciará con la recolección de datos para lo cual se empleará la técnica documental y la observación científica.

Los temas a estudiar son:

- Organización, personal, relaciones.
 - Preparación y planificación del trabajo.
 - Ingeniería, inspección, mantenimiento preventivo.
 - Compras y almacenes de mantenimiento.
 - Contratación.
 - Presupuestos de mantenimiento.
 - Eficiencia y eficacia
- Análisis de la información obtenida de acuerdo a datos históricos de fallas presentadas en los activos físicos de la Central en el período 2014-2015, mediante el registro de bitácoras y hojas de vida de las unidades.
 - Análisis de criticidad de los activos físicos de la Central para ello se procede de la siguiente manera:
 - Cálculo de la frecuencia de fallos para lo cual se recurrirá a los registros de fallas contemplado en las hojas de vida de las unidades y bitácora de operación lo que permitirá realizar el cálculo para el periodo 2014 – 2015.
 - Clasificación de los activos físicos de la Central mediante los criterios de evaluación de la criticidad, lo que nos permitirá seleccionar los activos críticos en los que se centrará nuestro estudio.
 - Aplicación de la metodología Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) a los activos críticos de la Central Ocaña, mediante los criterios de la norma SAE JA 1011 y SAE JA 1012.
 - Conformación del equipo natural del RCM, será mediante la participación del personal que labora en la Central Ocaña con conocimientos en el mantenimiento y operación de dicha Central, una vez conformado el equipo de trabajo, se realizará la respectiva capacitación en RCM, esto nos ayudará a definir los siguientes aspectos:
 - Contexto operacional
 - Funciones primarias y secundarias del activo
 - Fallas funcionales
 - Modos de falla
 - Efectos de falla
 - Consecuencias del fallo

Todos estos puntos serán registrados en la hoja de información del RCM con sus respectivos códigos.

- Una vez que se tiene la información se procede a llenar la hoja de decisión del RCM, mediante la aplicación del diagrama de decisión,
- Elaboración del plan de mantenimiento en base a la información registrada en la hoja de decisión del RCM, en donde se establecen las actividades de mantenimiento, sus frecuencias y personal técnico requerido.

CAPITULO 2

2. ANALISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA OCAÑA-

2.1 Antecedentes de la central hidroeléctrica Ocaña

La construcción de la Central Hidroeléctrica Ocaña inicia en marzo del 2009 mediante la firma de seis contratos, los mismos que fueron: Obras Civiles, Tubería de Presión y Equipo Hidromecánico a cargo de la empresa Sevilla & Martínez Ingenieros C.A., SEMAICA; Diseño, Fabricación y Provisión de Turbinas, Generadores y Equipo Electromecánico a cargo de la compañía ALSTOM HYDRO ESPAÑA. El Diseño, Fabricación, Provisión y Montaje de Transformadores – Subestaciones y Sistema de Control SCADA, fue realizado por la empresa SIEMENS ECUADOR S.A. Las Obras Civiles, Suministro y Montaje de la Línea de Transmisión, se suscribió contrato con la compañía Comercial Industrial Técnica COINTEC S.A. Finalmente el Montaje de Turbinas, Generadores y Equipos Complementarios, lo realizó la empresa Sevilla & Martínez Ingenieros C.A., SEMAICA. La Gerencia y Fiscalización fue realizada por la empresa Caminos y Canales CAMINOSCA S.A. (Ocaña, 2012)

En enero del 2012 comienza las respectivas pruebas y puesta a punto de las unidades de generación, sistemas de protección y sistemas auxiliares. En marzo del 2012 se inicia la operación comercial de la Central.

El proceso de la operación de la Central empieza con la captación del agua del río Cañar que lo realiza a 10 km antes de la casa de máquinas en la parroquia San Antonio de Paguancay que se encuentra a 70 km del cantón Cañar. El agua es conducida a través de los desarenadores (figura 8) al reservorio, y mediante el paso por un sistema de compuertas y rejillas el agua ingresa a la tubería de baja presión en un tramo de 157 m, para luego pasar al túnel de una longitud de 6390 m, y al final ser transportada a los dos turbo generadores por medio de una tubería de presión de una longitud de 1085 m; obteniendo una caída neta de 373 m.



Figura 8. Captación de agua para la Central Ocaña

En la casa de máquinas (figuras 9 y 10) se encuentra instalado dos unidades de generación de eje vertical con una potencia de 13 MW por cada una, conectada a la subestación la misma que está compuesta por dos transformadores de 15MVA cada uno dando un nivel de transformación de 13,8 KV a 69 KV.



Figura 9. Casa de máquinas de la Central Ocaña



Figura 10. Unidades de generación, Central Ocaña

2.2 Evaluación del mantenimiento en la Central Ocaña.

Para la evaluación del proceso de mantenimiento en la Central Ocaña se utiliza dos métodos que son la técnica documental que consta del levantamiento de información con la ayuda de la documentación disponible como son:

- Hojas de vida de las unidades
- Bitácoras
- Cronogramas de mantenimiento
- Cartilla de generación
- Informes de mantenimiento
- Órdenes de trabajo
- Manuales del fabricante

Y en segundo lugar la valoración cuantitativa lo que nos permite evaluar el grado de calidad con el que presta el servicio el proceso de mantenimiento, realizando el análisis en las siguientes áreas:

- Organización, personal, relaciones.

- Preparación y Planificación del Trabajo.
- Ingeniería, Inspección y mantenimiento Preventivo.
- Compras y Almacenamiento de Materiales,
- Contratación.
- Presupuestos de Mantenimiento, Control de costos.
- Eficiencia y eficacia

La selección del mantenimiento en la Central Ocaña consta de mantenimiento electromecánico que es ejecutado por personal técnico que depende de la Jefatura de Centrales Hidroeléctricas, y en cuanto al mantenimiento del sistema SCADA, lo realiza personal técnico de la Jefatura de Control de Generación, en gran parte de los mantenimientos que se ejecutan existe una coordinación directa entre las dos Jefaturas, ya que para los mantenimientos programados que representan parada de unidad se ejecuta mantenimiento electromecánico y del sistema SCADA.

Para realizar el análisis cuantitativo de la Gestión del Mantenimiento es importante definir la escala de valoración, la misma que es:

Tabla 4. *Escala de valoración para el análisis cuantitativo de la Gestión del Mantenimiento en la Central Ocaña*

Realizado por: El Autor

ESCALA DE VALORACIÓN DE LA GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO	
-	$0 \leq \text{valoración} \leq 2$: No Se Cumple
-	$3 \leq \text{valoración} \leq 4$: Se Cumple Ocasionalmente
-	$5 \leq \text{valoración} \leq 7$: Se Cumple Frecuentemente
-	$8 \leq \text{valoración} \leq 10$: Se Cumple Satisfactoriamente

2.2.1 Organización, Personal, Relaciones.

- **Estructura Orgánica de la Compañía ELECAUSTRO S. A.**

En la figura 11 se muestra la estructura orgánica de la compañía Elecaustro S.A; la cual está conformada por la Junta de accionistas, a nivel de Gobierno; el Directorio, a nivel de Administración; la Gerencia; Los Directores, a nivel Ejecutivo; los Jefes Departamentales; y las Jefaturas, a nivel de Apoyo.

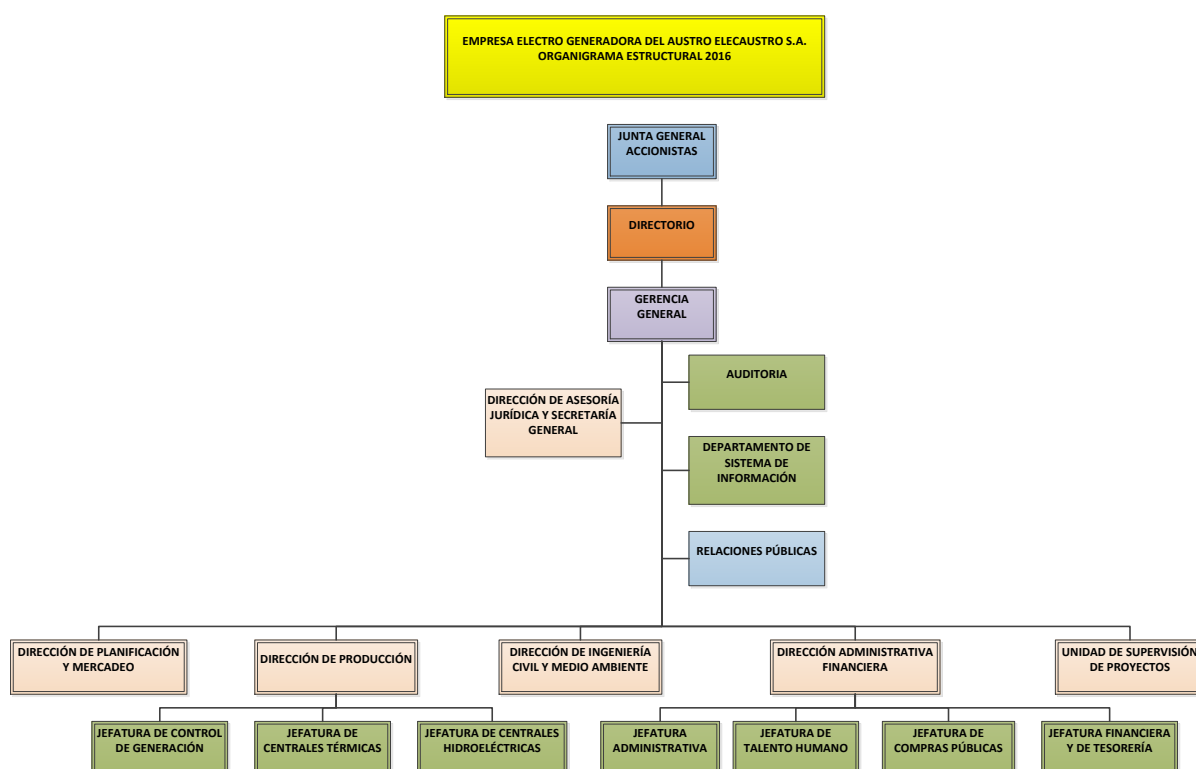


Figura 11. Estructura Orgánica de la Compañía ELECAUSTRO S.A

Fuente: (ELECAUSTRO S.A., 2016)

- **Estructura Orgánica de la Dirección de Producción de la Compañía ELECAUSTRO S.A.**

De acuerdo a la estructura orgánica de la Dirección de Producción, que se indica en la figura 12 podemos ver qué tanto el proceso de mantenimiento como el de operación son gestionados por esta Dirección, constituyéndose en un proceso clave para el desarrollo de la empresa.

La directriz de mantenimiento está directamente relacionada con el objetivo 1 del Plan Estratégico de la empresa en el que se manifiesta “Garantizar el suministro de energía eléctrica

con criterios de eficiencia y continuidad”, para ello se establece el cumplimiento del plan de mantenimiento de manera eficaz para obtener valores óptimos de disponibilidad de las Centrales. Actualmente la empresa Elecaustro se encuentra en el proceso de implementación de la ISO 9001 2015, con lo cual se ha identificado los diferentes procesos que lleva la Empresa. En lo que se refiere al proceso de mantenimiento; que tiene como propósito “Mantener la disponibilidad y funcionamiento óptimo durante el ciclo de vida de los activos físicos de la organización”, para ello se ha definido los indicadores de disponibilidad de las diferentes Centrales de generación que son calculados mensualmente.

En cuanto al número de personas que labora en mantenimiento podemos ver que la plantilla es reducida; ya que se cuenta con el Supervisor de la Central y dos Auxiliares de Ingeniería; es importante señalar que para la mayoría de las intervenciones de mantenimiento ya sea en captación o casa de máquinas, se cuenta con el apoyo del personal de mantenimiento del Complejo Hidroeléctrico Machángara y en algunas ocasiones también existe el apoyo del personal de mantenimiento de la Jefatura de Control de Generación.

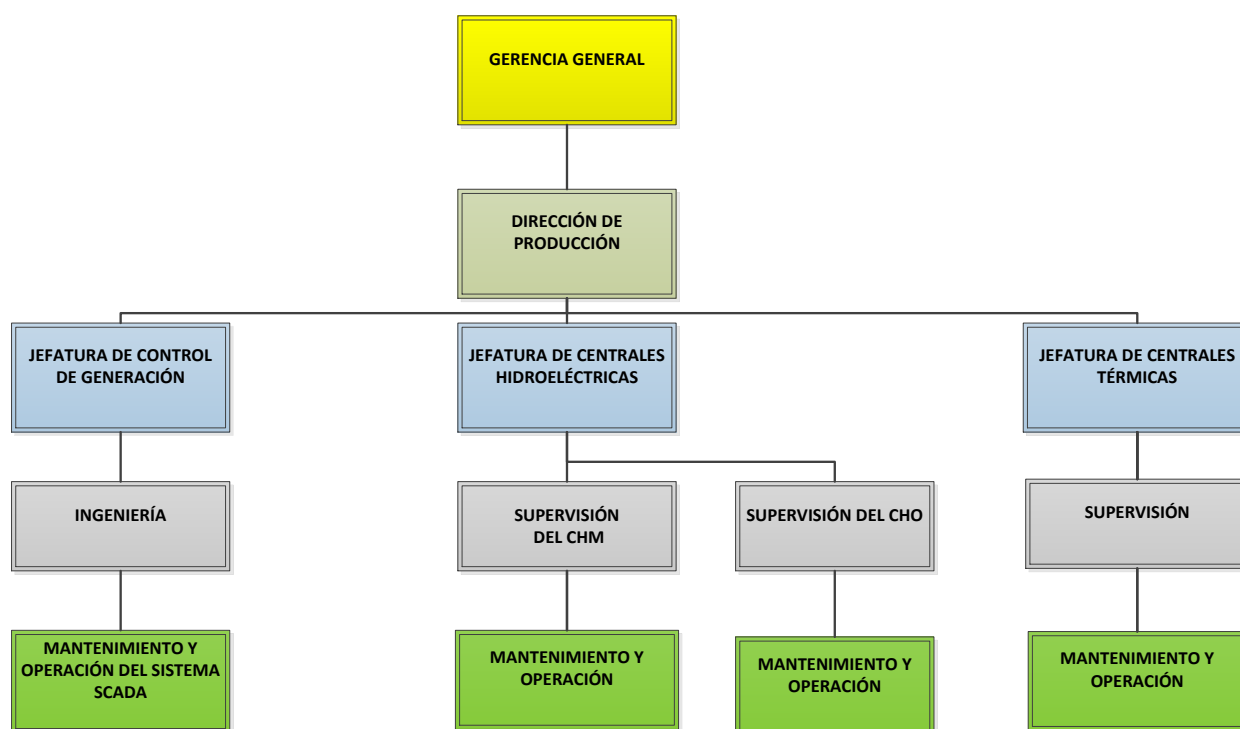


Figura 12. Estructura orgánica de la Dirección de Producción de la Compañía ELECAUSTRO S.A.

Fuente: (ELECAUSTRO S.A., 2016)

- **Formación y cualificación del personal**

Para la programación de la capacitación del personal; cada año se realiza una encuesta a todo el personal de la Empresa, con el fin de receptar necesidades, interés o sugerencias en temas de capacitación. De acuerdo a la información obtenida el departamento de Recursos Humanos ejecuta un plan de capacitación anual, misma que recibe sugerencias del área técnica que buscan mejorar e incluir temas de su interés.

- **Planes de formación.**

Se debe mencionar que el personal técnico con el que cuenta la Central Ocaña y el Complejo Hidroeléctrico Machángara tiene una formación académica sólida; y en cuanto a la experiencia se debe indicar que se ubica en un nivel medio, ya que la mayoría de la plantilla tiene entre 2 y 5 años de experiencia en Centrales Hidroeléctricas.

En la tabla 5 se muestra la valoración de los diferentes aspectos que integran la organización, personal y relaciones de acuerdo a la escala definida en la tabla 4.

Tabla 5. Valoración cuantitativa sobre la organización, personal y relaciones

Realizado por: El Autor

ASPECTO DE EVALUACIÓN	VALORACIÓN
Adecuación y balance del organigrama.	7
Directrices de mantenimiento.	8
Formación y cualificación del personal.	6
Planes de formación.	5

2.2.2 Preparación y planificación del trabajo.

Con la finalidad de tener una herramienta que ayude a optimizar la gestión del mantenimiento en las diferentes áreas mediante la planificación y control de las actividades de mantenimiento, la compañía Elecaustro S.A; adquiere el software denominado SisMAC en el año 2005. A continuación se realiza una breve explicación sobre el software SisMAC.

- **Software SisMAC.** Este software está en la capacidad de administrar toda la gestión de mantenimiento de una empresa y llegar a constituirse en una herramienta de trabajo para la Gerencia, Jefaturas y Usuarios claves de mantenimiento. Este sistema usa como base de datos Access o cualquier otra base de datos que permita utilizar conectividad ODBC como son: SQL Server, Oracle, Informix, DB2, SQL Base, entre otras y su lenguaje de programación es Visual Basic, SisMAC significa Sistema de Mantenimiento Asistido por Computador” (C&V Ingeniería Cia. Ltda, versión 2013)

El sistema es de fácil acceso ya que en la vista inicial se tiene distribuido los diferentes iconos como son vista global, infraestructuras, fichas técnicas, mantenimiento, etc. Como se muestra en las figuras 13 y 14.



Figura 13. Menú del programa SisMAC

Fuente: (C&V Ingeniería Cia. Ltda, versión 2013)

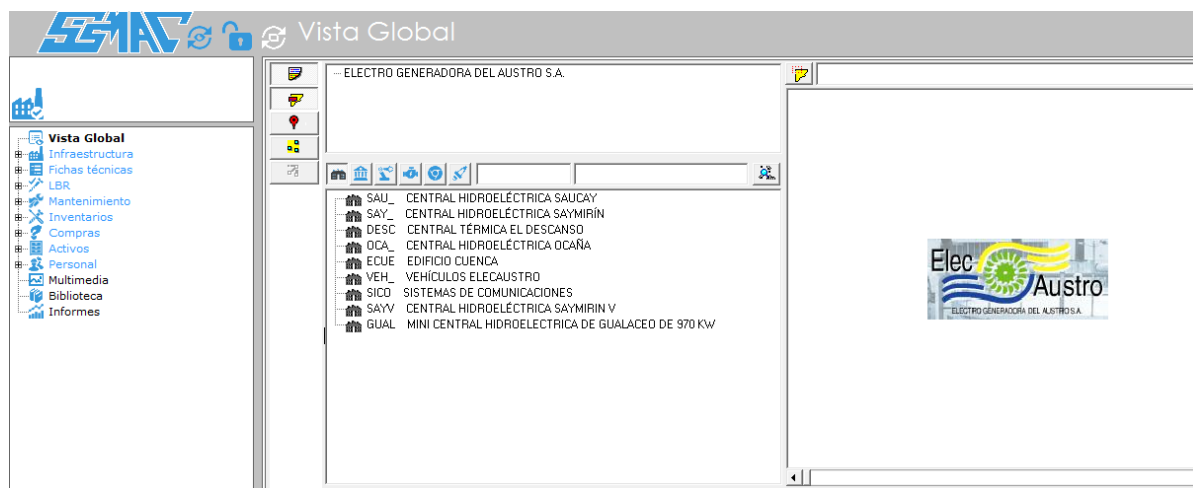


Figura 14. Pantalla principal del programa SisMAC

Fuente: (C&V Ingeniería Cia. Ltda, versión 2013)

- **Gestión de las órdenes de trabajo.**

Actualmente el uso del programa SisMAC en las diferentes Centrales de generación de Elecaustro ha sido de un 50%, en donde se han emitido novedades, solicitudes de trabajo, órdenes de trabajo de tipo directa y servicio. También se puede realizar consultas de documentación técnica, cronogramas de mantenimiento, número de órdenes de tipo correctivas.

En el proceso de mantenimiento se han emitido dos tipos de órdenes de trabajo que son:

- La orden de trabajo directa, puede ser emitida para los mantenimientos correctivos, mejoras o proyectos. Para la emisión de la orden de trabajo de tipo correctiva, puede iniciar a partir de una novedad o solicitud de trabajo que es emitida por el operador de la Central o personal de mantenimiento. En la figura 15 se muestra el flujo que representa todo el proceso desde la emisión hasta el cierre de la orden de trabajo.

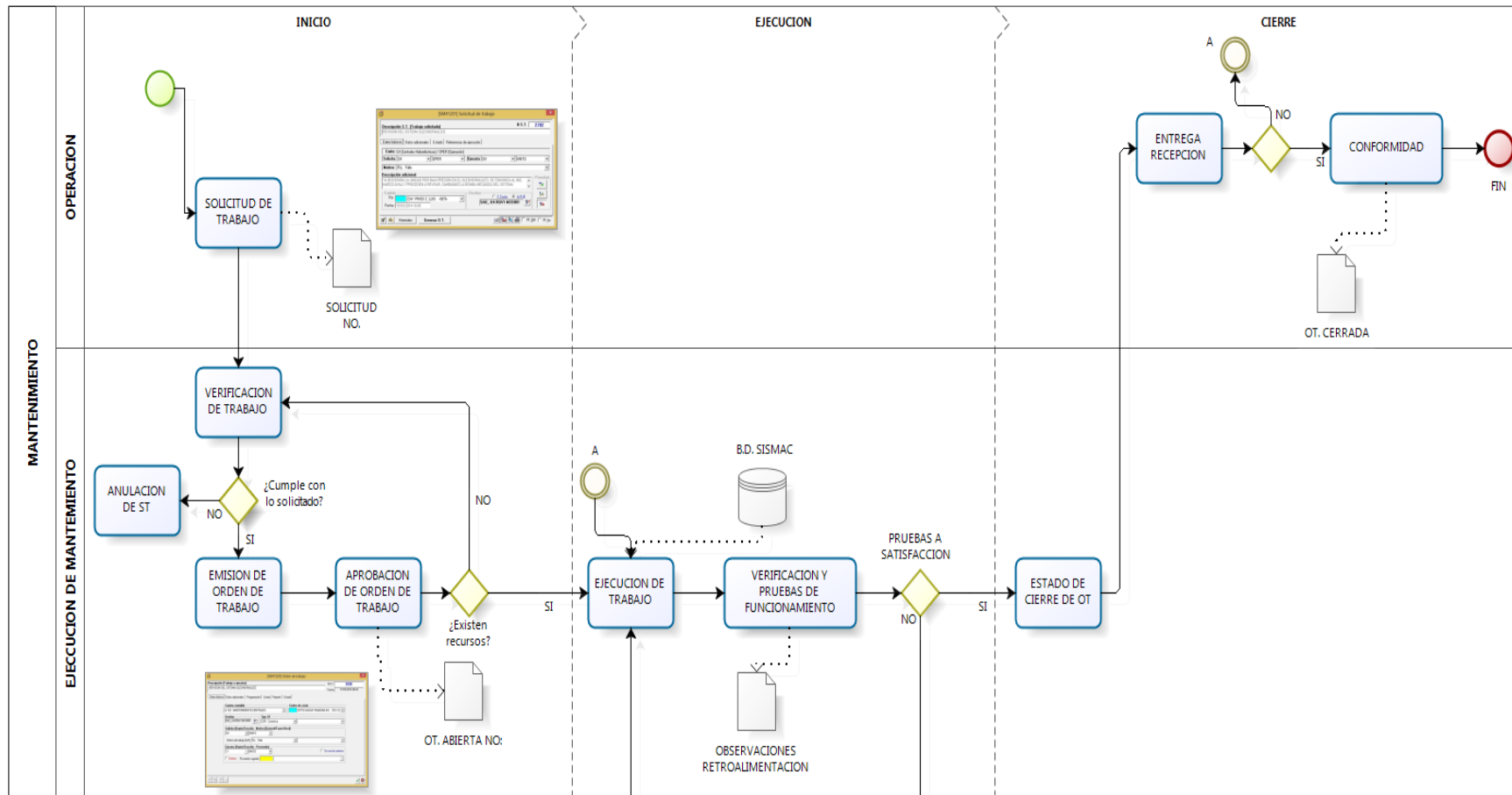


Figura 15. Flujo de la orden de trabajo directa

Fuente: (C&V Ingeniería Cia. Ltda, versión 2013)

- La orden de trabajo de servicio se emite de acuerdo al cronograma de rutinas o tareas que están asignadas a cada equipo o sistema de la Central, se realizan de acuerdo a una determinada frecuencia, esta orden es empleada para los mantenimientos preventivos. En la figura 16 se muestra el diagrama de flujo de la orden de trabajo de servicio desde su emisión hasta el cierre.

La emisión de las novedades y solicitudes de trabajo lo realiza el personal de operación y mantenimiento, y la recepción lo realiza el Auxiliar de Ingeniería o el Supervisor de la Central, que son los encargados de revisar y emitir la respectiva orden de trabajo, luego el Jefe de Central es el encargado de aprobar la orden de trabajo, para que el Auxiliar de Ingeniería pueda asignar los recursos. Actualmente solo se asigna personal, no se asigna materiales ni herramientas, esta orden es entregada al personal de mantenimiento. Una vez realizado el trabajo el Supervisor de la Central o el Auxiliar de Ingeniería son los encargados de verificar el cumplimiento de la orden de trabajo y posteriormente realizar el cierre.

De acuerdo a la recopilación de información del período 2014 – 2015 se puede ver que la ejecución del programa ha sido deficiente, existen órdenes de trabajo que no han sido aprobadas, ni cerradas, en cuanto al detalle de las tareas a realizarse se puede observar que en la mayoría de órdenes de trabajo no se indica este particular, también podemos ver que no se incluye el tiempo programado, no se incluye materiales ni herramientas por lo que no se puede obtener reportes confiables.

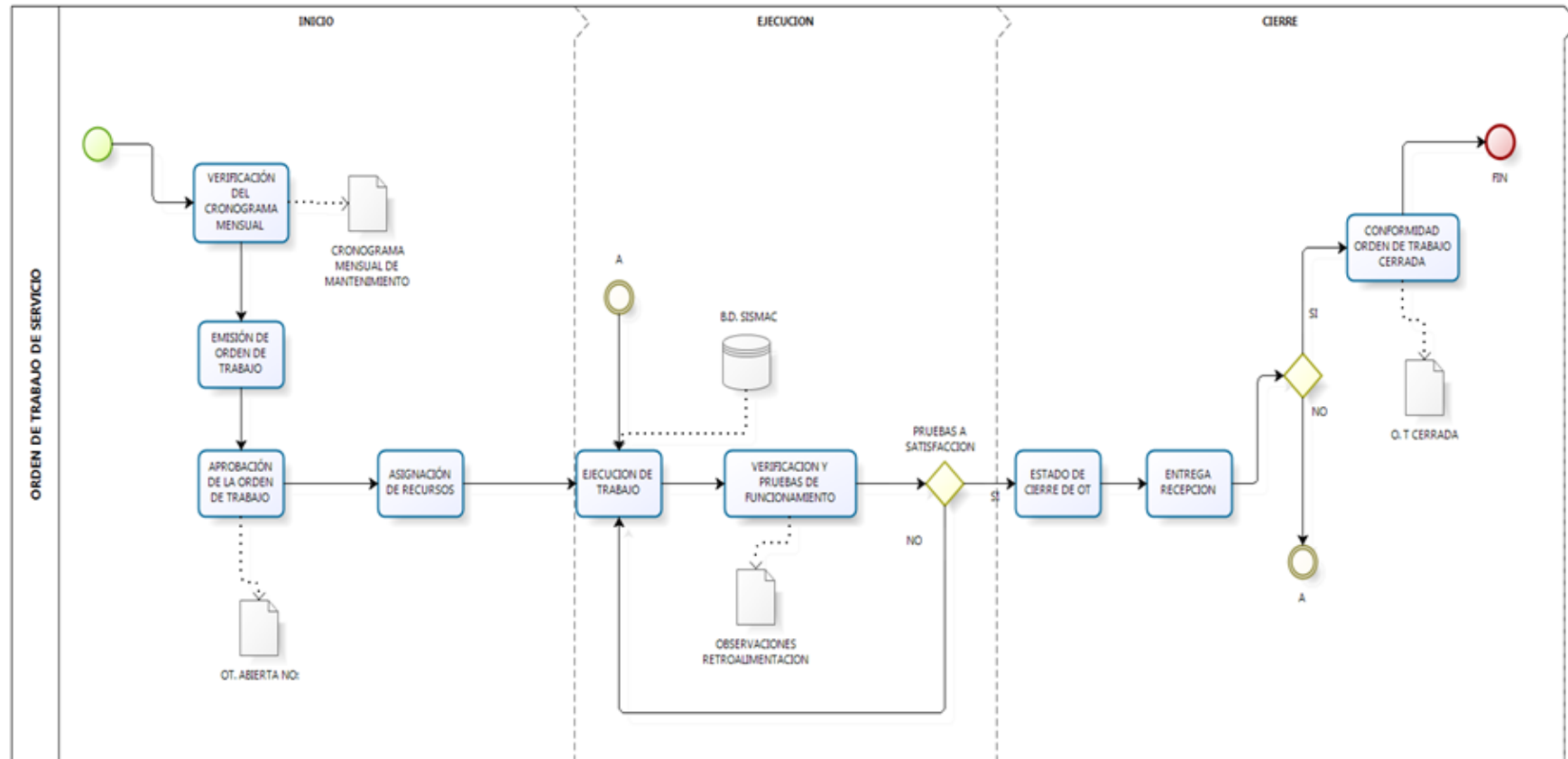


Figura 16. Flujo de la orden de trabajo de servicio

Fuente: (C&V Ingeniería Cia. Ltda, versión 2013)

- ***Coordinación con otras áreas.***

Para la ejecución de algunas tareas de mantenimiento en las que es necesario la intervención del personal técnico de la Jefatura de Control de Generación o de la Dirección de obra civil y medio ambiente, se realiza reuniones de coordinación.

Las reuniones de coordinación entre personal de mantenimiento y operación se realizan cuando se va a ejecutar algún mantenimiento que represente parada de unidad, pero no se formaliza mediante un acta lo que dificulta hacer un seguimiento de las actividades planificadas, y al finalizar las actividades no se acostumbra a realizar reuniones de coordinación.

- ***Establecimiento de programas.***

Para la planificación del mantenimiento se cuenta con cronogramas anuales y de actividades mensuales, los cuales son elaborados de acuerdo a la cartilla de generación, que a su vez ha sido realizada mediante las recomendaciones del fabricante y la experiencia del personal de mantenimiento. Para la ejecución de las actividades mensuales se dispone del personal de la Central Ocaña y cuando existe alguna actividad que requiere un mayor número de personal para su ejecución existe el apoyo del personal técnico del Complejo Hidroeléctrico Machángara,

En cuanto a la ejecución de los mantenimientos estos se realizan de acuerdo a la experiencia del personal, no existen instructivos o procedimientos, únicamente se cuenta con los manuales del fabricante.

- ***Definición de materiales.***

Para la ejecución del mantenimiento preventivo se dispone de un stock limitado de repuestos, por citar un ejemplo en la Central Ocaña se disponía de un rodete de repuesto el mismo que fue utilizado en la unidad 2 y para la unidad 1 no se cuenta con éste repuesto.

La empresa actualmente gestionó un proceso de compra de dos rodets, mismos que se esperan sean entregados en el tercer trimestre del 2017.

En la gestión de repuestos; cada año se realiza una revisión de las existencias y de acuerdo al historial de los cambios de elementos que se han realizado en las unidades y en

- El equipo o sistema que va a ser intervenido
- El número de personal con el que se cuenta para la ejecución del mantenimiento.
- La experiencia del personal que va a intervenir.

En la mayoría de tareas de mantenimiento que se han realizado se cumple satisfactoriamente con las fechas de entrega.

- ***Recepción de trabajos terminados.***

Para la recepción de los trabajos terminados no existe un procedimiento definido, lo que se realiza es lo siguiente:

- Personal de mantenimiento termina el trabajo y reporta al supervisor de Central o Jefe de Central.
- El supervisor o el Jefe de Central revisa el trabajo realizado.
- Se realizan las respectivas pruebas conjuntamente con personal de operación, y si no hay ninguna novedad la unidad de generación queda disponible.
- El Auxiliar de Ingeniería realiza el cierre de la orden de trabajo.

En la tabla 6 se expone la valoración de cada aspecto del área de Preparación y Planificación del Trabajo, de acuerdo a la escala definida en la tabla 4.

Tabla 6. Valoración cuantitativa sobre la preparación y planificación del trabajo

Realizado por: El Autor

ASPECTO DE EVALUACIÓN	VALORACIÓN
Gestión de las ordenes de trabajo (OT)	4
Coordinación con otras áreas	5
Establecimiento de programas	5
Definición de materiales	3
Estimación de tiempos	8
Recepción de los trabajos terminados	6

2.2.3 Ingeniería, inspección y mantenimiento preventivo.

- ***Documentación técnica disponible.***

Se cuenta con documentación física y digital, pero hace falta mejorar el espacio físico en donde se pueda establecer un lugar en el que este codificado los planos, manuales y procedimientos para consultas tanto del personal de mantenimiento como de operación ya que actualmente la búsqueda de información técnica es lenta, también se debe incluir la documentación más importante en el programa SisMAC, donde puede ser consultado con mayor facilidad, actualmente existe alguna información pero hace falta mejorar.

- ***Investigación sistemática de averías.***

En lo que se refiere a las averías que se presentan en los diferentes equipos no se tiene sistematizado realizar un Análisis Causa Raíz. Cuando se presentan averías repetitivas se hace un análisis con el personal de mantenimiento y en algunos casos participa el operador mediante algunas sugerencias, no se formaliza mediante un documento que ayude a registrar o almacenar la información obtenida en la reunión.

- ***Gamas de mantenimiento preventivo.***

En la Central Ocaña se cuenta con un cronograma anual de actividades de mantenimiento, en el que se contempla una serie de inspecciones y mantenimientos preventivos, dentro de los cuales también están incluidos los mantenimientos predictivos como es el caso de medición de vibraciones, termografía, análisis de aceites y mediciones del índice de polarización y resistencia de aislamiento de los generadores. Para todas estas inspecciones predictivas, excepto el análisis del aceite, se dispone de los equipos, pero el inconveniente es que el personal que realiza estas mediciones no cuenta con la capacitación y certificación. Por citar un ejemplo la persona encargada de realizar la medición y el análisis de las vibraciones de la unidad no es calificada como analista nivel 1 o 2, en cuanto a los datos que se obtiene pocas veces son analizados, depende mucho del criterio de la persona que lo realiza.

En el plan de mantenimiento se incluyen las actividades recomendadas por el fabricante; personal que realizó el montaje de las unidades y por la experiencia que tiene el

personal en los mantenimientos que se realizan en las otras Centrales que forma parte de Elecaustro.

En el presente trabajo además se basa en actualizar el plan de mantenimiento por medio del análisis de las tareas de mantenimiento mediante el estudio del contexto operacional y sus estándares de rendimiento.

En cuanto a las rutas de inspecciones, se detectó que el personal de operación realiza inspecciones diarias de las unidades de generación y sistemas auxiliares, también realizan la respectiva limpieza y en algunas ocasiones tareas sencillas de mantenimiento, lo que indica que se está aplicando parte de la metodología del mantenimiento autónomo.

En la tabla 7 se muestra la valoración establecida para cada aspecto con respecto al área de Ingeniería, Inspección y Mantenimiento Preventivo, utilizando la escala definida en la tabla 4.

Tabla 7. Valoración cuantitativa sobre ingeniería y mantenimiento preventivo

Realizado por: El Autor

ASPECTO DE EVALUACIÓN	VALORACIÓN
Documentación técnica disponible	8
Investigación sistemática de averías	5
Gamas de mantenimiento preventivo	6

2.2.4 Compras y almacenamiento de materiales.

- ***Sistemática de la gestión de compras.***

Para la gestión de compras la empresa Elecaustro dispone de un sistema de inventarios (software) para realizar compras que no superen el monto de 5967 dólares, el sistema permite realizar la solicitud de compra (figura 17) con las respectivas especificaciones técnicas, esta solicitud lo realiza el Supervisor de la Central y en el caso del Departamento de Control de Generación el personal de ingeniería. El Departamento de Compras gestiona la solicitud una vez que ha sido aprobada en algunos casos por la Dirección de Producción dependiendo del monto y en otros casos por la Dirección Administrativa Financiera. Se puede observar que se

dispone de una base de datos de proveedores se ha ido desarrollando de acuerdo a la experiencia. En el caso de algunas solicitudes de compra en la que no se dispone del proveedor en la base de datos mencionada se coordina con otras áreas para receptar sugerencias de proveedores.

Emisión de Solicitud de Compra

Solicitud #: 8709 Estado: CANCELADA

Bodega: BODEGA EL DESCANSO

Solicitado por: 30059 MARLON CONTRERAS 25/04/2016

Jefe Inmediato: 30055 JEFE CENTRAL OCAÑA 25/04/2016

Apr. Director: 30007 HERNAN CARRILLO TORRES 29/04/2016

Aprobado por: 30028 JUANA FLORES ZAMORA 10/05/2016

Aprb. Gerencia: / /

Departamento: 010306 Central Ocaña

Información del PAC - Certificación de Presupuesto

Certificado PAC

Certificado de Presupuesto

Ocultar

Detalle de la Solicitud

Código	Descripción.	Unid	Cantidad	Costo Estim.	Total
1.3.2.1.02.01.05.31.004	ARRANCADOR SUAVE	UND.	2	2.600,00	5.200,00
1.3.2.1.02.01.05.05.032	BREAKER C/M 125 AMP	UND.	3	180,00	540,00
Total -->				\$740,00	

Nuevo Item

Observaciones Generales:

Arrancadores suaves Siemens para motores de 40hp del sistema de enfriamiento de las unidades.
Modelo: Siemens 3RW4435-6BC44
Breaker: Siemens 3VT11 de 125A

Obs. Fecha Elaboración:

Obs. Fecha Autorización:

Figura 18. Detalle de una solicitud de compra

Fuente: (Elecaastro S.A, 2016)

El Departamento de Compras posee un instructivo que indica los montos y las respectivas aprobaciones que deben cumplir para realizar la adquisición de algún equipo o material.

Para la compra de repuestos que superen los 5967 dólares se tiene que gestionar a través del Servicio Nacional de Contratación Pública (SERCOP), en donde se establece una serie de pasos que se deben seguir uno de ellos es la elaboración de pliegos en el cual participa el Supervisor de la Central y el Jefe Departamental, para incluir las especificaciones técnicas, este proceso toma algún tiempo, la selección del proveedor se realiza en base a las especificaciones establecidas y la contratación también tiende a definirse de acuerdo a las propuestas económicas.

- **Recepción de materiales.**

Para la recepción de los materiales se realiza mediante la inspección de la respectiva solicitud de compra y la constatación física de los materiales para verificar que cumplan con las especificaciones establecidas; como se mencionó anteriormente se debe mejorar en cuanto a las especificaciones que se detallan en la solicitud ya que en algunos casos la información con la que se cuenta es muy general y el momento de hacer la entrega, no satisface el requerimiento del usuario lo que ocasiona una pérdida de tiempo en tener que realizar cambios.

- **Valoración del espacio físico y estandarización de la bodega de repuestos**

La Central Ocaña cuenta con una bodega de repuestos y materiales, el espacio físico de esta bodega es pequeño lo que no permite tener un stock de repuestos de gran tamaño, existe la respectiva codificación que consta en el sistema de inventarios de bodega. En cuanto al cumplimiento de orden y limpieza se cumple lo que se pudo observar es que no existe rotulación en cada sección de estantería, por ejemplo en una sección solo repuesto de turbina en otra solo del generador, etc., lo que facilitaría identificar en menor tiempo el repuesto.

A continuación en la tabla 8 se muestra la valoración con respecto a Compras y Almacenamiento de Materiales, en base a la escala definida en la tabla 4.

Tabla 8. Valoración cuantitativa sobre compras y almacenamiento de materiales

Realizado por: El Autor

ASPECTOS DE EVALUACIÓN	VALORACIÓN
Sistemática de la gestión de compras.	6
Recepción de materiales.	7
Valoración del espacio físico de la bodega de repuestos y materiales.	6
Codificación, estandarización de recambios	7

2.2.5 Contratación.

En el tema de contratación al igual que en la compra de materiales o repuestos, depende de la política dictada por el SERCOP dependiendo de los montos, en donde se desarrolla todo

un proceso de contratación, se elaboran los pliegos y se suben al Portal de compras públicas, en donde todo el trámite es lento, “cuando son contrataciones por ínfima cuantía en donde cuya cuantía sea inferior o igual a multiplicar el coeficiente de 0,0000002 del presupuesto inicial del Estado se realiza de forma directa con el proveedor” (<http://karlasilvatapia.blogspot.com/2012/01/infima-cuantia.html>, 2012), se realiza mediante la política interna, en donde se elabora la orden de trabajo, la puede ser para mejoras, proyectos nuevos, mantenimientos correctivos y mantenimientos preventivos.

Las especificaciones técnicas son realizadas por el departamento requiriente, estas especificaciones deben ser detalladas muy detalladas para evitar errores, y en el caso de repuestos es necesario buscar características específicas para evitar que existan errores en diseños o materiales de los mismos. Una vez que se califica técnicamente se realiza el análisis económico, en donde no necesariamente prevalece el costo, sino se analiza también la calidad del repuesto; todo el proceso es subido al Portal de Compras Públicas.

En cuanto a la fiscalización; en los contratos de montos altos el SERCOP incluye como requisito la fiscalización, pero en contrataciones que son de montos pequeños la fiscalización es opcional, actualmente el administrador del contrato es el encargado de verificar que se cumpla lo estipulado en dicho contrato.

De acuerdo a lo expuesto, en la tabla 9 se establece la valoración cuantitativa al área de Contratación, en base a la escala definida en la tabla 4.

Tabla 9. Valoración cuantitativa sobre contratación

Realizado por: El Autor

ASPECTOS DE EVALUACIÓN	VALORACIÓN
Política de contratación de trabajos.	6
Especificaciones técnicas de los trabajos a contratar.	8
Selección de contratistas.	6
Supervisión de contratistas.	5

2.2.6 Presupuestos de mantenimiento, control de costos.

- ***Preparación del presupuesto anual de mantenimiento.***

La preparación anual del presupuesto de mantenimiento lo realiza la Dirección de Producción con la participación del personal que pertenece a la Jefatura de Centrales Hidroeléctricas, el método utilizado consta en tomar como base el presupuesto destinado para gasto del año anterior y realizar la proyección para el nuevo año; incluyendo los listados de repuestos en función del programa de mantenimiento para el nuevo año. Este presupuesto está desglosado en costo de mano de obra, materiales y repuestos, mantenimientos mayores y mantenimientos menores, también otro monto se destina al presupuesto para inversiones; toda esta información se realiza en un documento denominado cartilla de generación que luego es enviado a la Dirección Administrativa Financiera (DAF) de la empresa; para que se incluya en el presupuesto global y sea aprobado por la alta Dirección; y por último sea enviado a los entes reguladores del sector eléctrico.

La evaluación de los costos lo realiza la Dirección Administrativa Financiera (DAF) de acuerdo a los informes mensuales que son presentados tanto de la disponibilidad de las unidades; del mantenimiento ejecutado y de la energía producida.

Actualmente se tiene establecido un proyecto que es: incluir los costos de materiales, repuestos y trabajos realizados en talleres externos; en las diferentes órdenes de trabajo, lo que ayudaría a obtener reportes de costos de mantenimiento de manera más detallada, mediante el programa SisMAC.

De acuerdo a lo expuesto en la tabla 10 se muestra la valoración designada al área de Control de Costos, utilizando la escala de la tabla 4.

Tabla 10. Valoración sobre presupuestos de mantenimiento y control de costos**Realizado por:** El Autor

ASPECTOS DE EVALUACIÓN	VALORACIÓN
Preparación del presupuesto anual de mantenimiento.	6
Definición de tipos de mantenimiento, tratamiento contable.	6
Seguimiento y control de costes.	4
Existencia y evolución de índices económicos.	4

2.2.7 Eficiencia y eficacia.

- **Cumplimiento de plazos.**

De acuerdo a los datos obtenidos de los registros de mantenimientos preventivos que generan parada de unidad por medio de consignación del CENACE, la mayoría de los mantenimientos se cumple con la fecha de entrega e incluso son entregados antes de la fecha límite, por citar un ejemplo en octubre del 2014 se realizó el cambio del rodete, reparación de bocareles y otros trabajos adicionales en la unidad # 2 de la Central Ocaña, cuya consignación estaba por 10 días, pero se logró terminar los trabajos en 8 días; con lo cual se tiene que siempre en cada trabajo que se realiza el personal de mantenimiento está comprometido en cumplir los plazos establecidos para evitar penalizaciones e incluso una disminución en la disponibilidad.

- **Calidad de los trabajos realizados.**

Para la ejecución de los mantenimientos preventivos y correctivos se cuenta con el apoyo del personal de mantenimiento del Complejo Hidroeléctrico Machángara, y con la experiencia del personal de mantenimiento de la Central Ocaña. La mayoría de trabajos que se han realizado son de calidad, existe un número muy bajo de trabajos que se han repetido, ya sea por la presión de cumplir con el tiempo límite de entrega, o por la falta de repuestos en los

cuales se tiene que utilizar repuestos reparados que no tienen la vida útil igual que un repuesto original.

- ***Estado de las instalaciones-averías.***

De acuerdo a los informes y registros de mantenimientos se pudo observar que en el período 2015-2016 se ha realizado algunas modificaciones y reemplazos de elementos que han mejorado sustancialmente el funcionamiento de las unidades y en general el de la Central teniendo sistemas más confiables, un ejemplo es el sistema de refrigeración que fue reemplazado por completo los tableros de control de las bombas y, en el sistema de protección de los conectores de los sensores de posición tanto de la aguja como del deflector. En lo que se refiere a los trabajos que se ejecutaron en Captación, se puede mencionar la construcción de rejillas, el reemplazo del eje de la compuerta principal del reservorio, la elaboración y ejecución de un plan de mantenimiento de los motores y reductores de las compuertas, la limpieza periódica que se realiza del reservorio. El mantenimiento de mayor importancia el que se han realizado en el sistema turbina constituido en el cambio de rodets y; la reparación de los bocareles; todos estos trabajos se han realizado con el fin de alargar la vida útil de los componentes y cumplir con la meta establecida de disponibilidad de la Central.

A continuación, en la tabla 11 se expone la valoración a cerca del análisis de la eficiencia y eficacia, en base a la escala de evaluación definida en la tabla 4.

Tabla 11. Valoración cuantitativa sobre la eficiencia y eficacia

Realizado por: El Autor

ASPECTO DE EVALUACIÓN	VALORACIÓN
Cumplimiento de plazos	9
Calidad de los trabajos realizados	8
Estados de las instalaciones-averías	7

Para obtener la valoración total de la Gestión de mantenimiento a continuación se describe los niveles de calificación:

Tabla 12. Nivel de calificación total de la Gestión del mantenimiento en la Central Ocaña

Realizado por: El Autor

NIVELES DE CALIFICACIÓN	
-	$\leq 35\%$: es una <u>No Conformidad Mayor.</u>
-	Entre 36% y 60 %: es una <u>No Conformidad Menor</u>
-	Entre 61% y 80% es una <u>Conformidad con Recomendaciones</u>
-	Entre 81% y 100%: <u>Es Óptimo.</u>

Una vez obtenido la información de cada área, se procede a realizar el diagnóstico de la gestión del mantenimiento mediante el formato que se muestra en la tabla 13 se incluye la ponderación a cada área de estudio lo que nos dará el valor de la meta de cada área. También podemos ver el gráfico de radar que se muestra en la figura 19 donde se puede identificar los resultados obtenidos en cada área analizada con respecto a la meta propuesta.

En la tabla 14 se indica el resumen de cada área con su respectiva valoración cuantitativa.

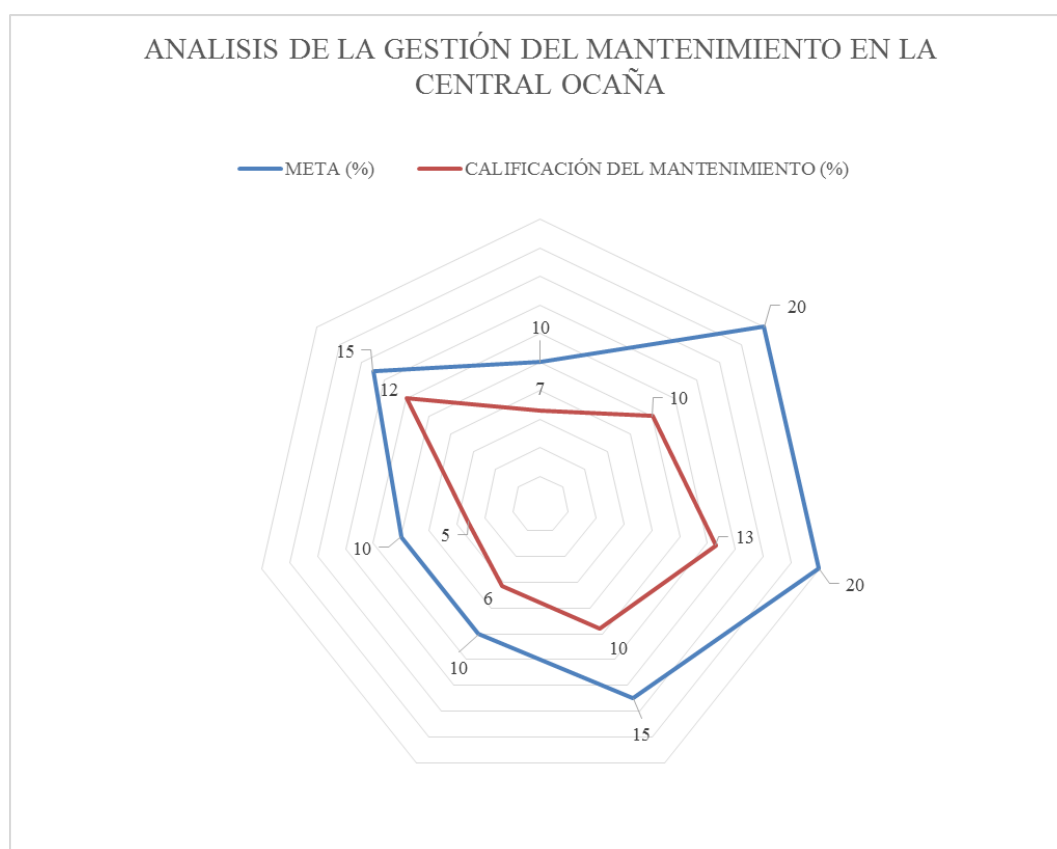
Tabla 13. Diagnóstico de la gestión del mantenimiento en la Central Ocaña

Realizador por: El Autor

DIAGNOSTICO DE LA GESTION DE MANTENIMIENTO EN LA CENTRAL OCAÑA												
% DE PONDERACION DE AREAS (A)	AREAS FUNCIONALES	% PONDERACION FUNCIONALES (B)	C = CALIFICACION AREA/FUNCION (10 PERFECTO)									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	1. ORGANIZACIÓN, PERSONAL, RELACIONES	100										
	1.1 ADECUACION Y BALANCE DEL ORGANIGRAMA	30							7			
	1.2 DIRECTRICES DE MANTENIMIENTO	25								8		
	1.3 FORMACION Y CUALIFICACION DEL PERSONAL	25						6				
	1.4 PLANES DE FORMACION	20					5					
20	2. PREPARACION Y PLANIFICACION DEL TRABAJO	100										
	2.1 GESTIÓN DE LAS ORDENES DE TRABAJO	20				4						
	2.2 COORDINACIÓN CON OTRAS AREAS	15					5					
	2.3 ESTABLECIMIENTO DE PROGRAMAS	15					5					
	2.4 DEFINICIÓN DE MATERIALES	20			3							
	2.5 ESTIMACION DE TIEMPOS	15							8			
	2.6 RECEPCIÓN DE TRABAJOS TERMINADOS	15						6				
20	3. INGENIERIA INSPECCION Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO	100										
	3.1 DOCUMENTACIÓN TECNICA DISPONIBLE	30							8			
	3.2 INVESTIGACION SISTEMATICA DE AVERIAS	30					5					
	3.3 GAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	40						6				
15	4. COMPRAS Y BODEGAS DE MATERIALES	100										
	4.1 SISTEMATICA DE GESTION DE COMPRAS	40						6				
	4.2 RECEPCION DE MATERIALES	20							7			
	4.3 VALORACIÓN DEL ESPACIO FÍSICO DE LA BODEGA DE REPUESTOS Y MATERIALES	20						6				
	4.4 CODIFICACION. ESTANDARIZACIÓN DE RECAMBIOS	20							7			
10	5. CONTRATACION.	100										
	5.1 POLITICA DE CONTRATACION DE TRABAJOS	25						6				
	5.2 ESPECIFICACIÓN TECNICA DE LOS TRABAJOS A CONTRATAR	25								8		
	5.3 SELECCIÓN DE CONTRATISTAS	25						6				
	5.4 SUPERVISIÓN DE CONTRATISTAS.	25					5					
10	6. PRESUPUESTOS DE MANTENIMIENTO. CONTROL DE COSTOS	100										
	6.1 PREPARACION DE PRESUPUESTO ANUAL DE MANTENIMIENTO	35						6				
	6.2 DEFINICIÓN DE TIPOS DE MANTENIMIENTO. TRATAMIENTO CONTABLE	25						6				
	6.3 SEGUIMIENTO Y CONTROL DE COSTES	20				4						
	6.4 EXISTENCIA Y EVOLUCION DE INDICES ECONOMICOS	20				4						
15	7. EFICIENCIA	100										
	7.2 CUMPLIMIENTO DE PLAZOS	40								9		
	7.3 CALIDAD DE LOS TRABAJOS REALIZADOS	30								8		
	7.5 ESTADO DE LAS INSTALACIONES - AVERIAS	30							7			

Tabla 14. Resumen del diagnóstico de la gestión del mantenimiento**Realizado por:** El Autor

AREA FUNCIONAL	META (%)	CALIFICACIÓN DEL MANTENIMIENTO (%)	CALIFICACIÓN POR AREA (%)
ORGANIZACIÓN, PERSONAL, RELACIONES	10	7	66
PREPARACIÓN Y PLANIFICACIÓN DEL TRABAJO	20	10	50
INGENIERÍA, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20	13	63
COMPRAS Y BODEGAS DE MATERIALES	15	10	64
CONTRATACIÓN	10	6	63
PRESUPUESTOS DE MANTENIMIENTO, CONTROL DE COSTOS	10	5	52
EFICIENCIA	15	12	81
TOTAL	100	62	

**Figura 19.** Diagnóstico de la Gestión del Mantenimiento en la Central Ocaña**Realizado por:** El Autor

A continuación, se detalla los hallazgos del análisis de la situación actual del mantenimiento en la Central Ocaña.

1. En la organización, personal, relaciones se obtuvo una calificación del 66% sobre la meta planteada dando como resultado una **Conformidad con Recomendaciones**, es decir que es un área en desarrollo, se recomienda hacer hincapié en el desarrollo de programas de capacitación en temas que sean sugeridos por el personal, esto ayudaría al desarrollo personal y motivación.
2. En la preparación y planificación del trabajo se obtuvo una calificación del 50 % que es una **No Conformidad Menor**, esto se debe a que no existe una adecuada gestión de las órdenes de trabajo sobre todo en incluir los materiales, para ello debe existir una integración del inventario de repuestos y materiales que se tiene en la bodega con el programa SisMAC, esto nos ayudará a obtener un historial de materiales críticos y en base a esto adquirir un stock de repuestos cuando lo amerité ya que actualmente no se sabe con certeza el stock de repuestos que se tiene en bodega. De igual manera se debe agilizar el proceso de aprobación de las órdenes de trabajo con el fin de poder continuar con la respectiva secuencia de la orden de trabajo en el tiempo establecido, esto nos ayudará en el caso del mantenimiento preventivo a obtener cronogramas de mantenimiento actualizados. En lo que respecta a la coordinación con otras áreas se debe mejorar la comunicación, se debe planificar reuniones periódicas de coordinación en donde se haga conocer al personal que se encuentra directamente involucrado como es operación, y personal de mantenimiento de la Central.
3. De acuerdo a la valoración cuantitativa del área de Ingeniería, Inspección y Mantenimiento Preventivo se observa que tiene un valor de 63 % con respecto a la meta, obteniendo un nivel de **Conformidad con Recomendaciones**, podemos ver que el subproceso de análisis de averías y las gamas de mantenimiento preventivo alcanza un valor bajo, como se mencionó anteriormente esto se debe a que no se acostumbra realizar un análisis causa raíz de las diferentes fallas que se presentan, siendo importante implementar esta metodología para detectar las posibles causas de las diferentes fallas que se presenten, también se recomienda capacitar al personal que realiza las diferentes

tareas predictivas, ya que de la veracidad de los datos y del análisis que se realice se puede detectar la evolución y la prevención de una falla potencial.

4. En cuanto al área de Compras y Bodegas de Materiales y Contratación tiene una calificación del 64 y 63 % respectivamente lo que les ubica dentro de una **Conformidad con Recomendaciones**, son procesos que se encuentran en desarrollo que necesitan ser mejorados; por ejemplo en el caso del área de compras el tiempo que tarda en realizarse las respectivas autorizaciones y la compra ya sea de materiales o equipos en montos que superan los 2000 dólares toma mucho tiempo, lo que en algunas ocasiones perjudica la planificación de algunos trabajos de mantenimiento. En el caso de la Contratación se debería designar personal ya sea interno o externo para que fiscalice los trabajos de contratación por ínfima cuantía.
5. En el área de Presupuesto de Mantenimiento y Control de Costos, se obtuvo un valor de 52% ubicándolo en un nivel de **No Conformidad Menor**, por lo que se debe dar impulso al proyecto de incluir en el programa SisMAC los costos de materiales y repuestos de los diferentes mantenimientos que se realicen, esto ayudaría a que el proceso de mantenimiento pueda llevar un sistema de control de costos con opción de mejora, actualmente se lleva de manera global por Central.
6. En cuanto a la Eficiencia se observa que tiene un valor de 81% lo que le ubica como un **Proceso Óptimo**, esto debido al compromiso que existe de todo el personal de la Dirección de Producción y Jefatura de las Centrales Hidroeléctricas en cumplir con el propósito del proceso de mantenimiento, a cerca de la disponibilidad y funcionamiento óptimo de las unidades de generación.

CAPITULO 3

3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD.

3.1 Procedimiento para la aplicación de la metodología Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM).

1. La aplicación del RCM; inicia con la conformación del equipo de trabajo como se muestra en la figura 20; el mismo que está conformado por las siguientes personas: Supervisor de Central, Auxiliar de Ingeniería Mecánico, Auxiliar de Ingeniería Eléctrico, Operador del sistema SCADA, Ingeniero 1 del Departamento de Control de Generación

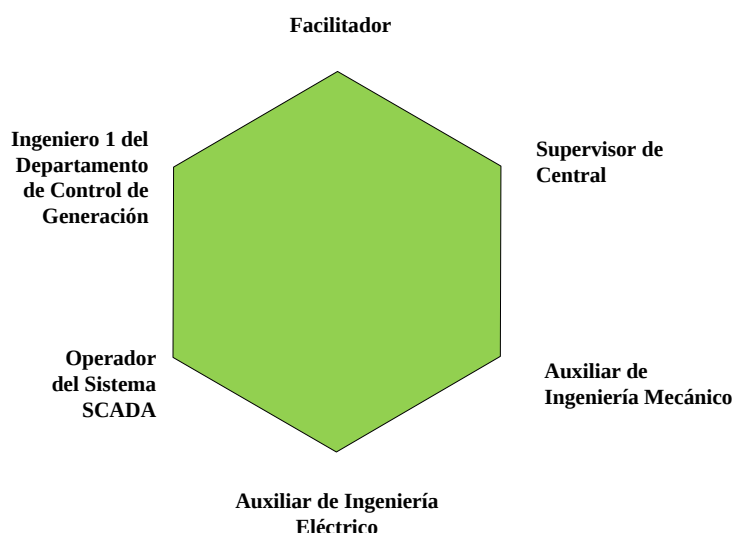


Figura 20 Equipo de trabajo del RCM de la Central Ocaña

Fuente: El Autor

2. Se establece el contexto operacional de los activos críticos seleccionados, y se procede a llenar la hoja de información del RCM a través del análisis de las funciones primarias y secundarias, fallas funcionales, modos de fallo y efectos; con esta información se completa la hoja de decisión del RCM mediante la aplicación del diagrama de decisión del RCM; incluido en el anexo del presente trabajo.

3.2 Descripción de la Central Ocaña.

En la tabla 15 se describe los activos físicos de las Central Ocaña; clasificando en Localización (nivel 1), Sistema (nivel 2) y Subsistema o Equipo (nivel 3).

La Central Ocaña está conformada por 3 localizaciones que son: captación de agua del río Cañar, conducción del agua y casa de máquinas; cada localización está formada por sistemas y estos a su vez están conformados por subsistemas y equipos.

Tabla 15. *Sistemas que conforman la Central Ocaña***Realizado por:** El Autor

LOCALIZACIÓN	SISTEMA	EQUIPO
CASA DE MÁQUINAS	TURBINA	Rodete
		Inyectores
		Deflectores
		Cojinete de turbina
	ALTERNADOR	Excitatriz
		Generador
		Cojinete superior
		Sistema de elevación y frenado
		Cojinete inferior
	REGULADOR DE VELOCIDAD	Válvulas solenoides
		Acumuladores
		Motor bomba
		Tarjetas de comunicación
	SERVICIOS AUXILIARES	Transformador de servicios auxiliares
		Sistema de corriente continua
		Generador de emergencia
		Planta de tratamiento de agua
	VALVULA PRINCIPAL	Válvula bypass
		Instrumentos de medición
		cañerías y válvulas
	SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	Motor-bomba
		Instrumentos de medición
		Tablero de control
		Tuberías, válvulas
		Intercambiadores de calor
	TABLEROS DE CONTROL	Transformadores de potencial
		Transformadores de corriente
		Seccionador neutro
		Interruptor de grupo
	SUBESTACIÓN 69 KV	Transformadores de potencia de 13 MVA
		Disyuntores
		Seccionadores
		Transformadores de corriente
		Transformadores de potencial
	SISTEMA SCADA	
CONDUCCIÓN DE AGUA	TUBERIA DE BAJA PRESION	
	TUNEL	
	CHIMENEA DE EQUILIBRIO	
	TUBERIA DE PRESIÓN	
CAPTACIÓN	SISTEMA DE COMPUERTAS RADIALES	Grupo oleohidráulico
		Tablero de control
	SISTEMA DE COMPUERTAS PLANAS	Actuadores
		Tablero de control
	BYPASS RESERVORIO DESARENADORES	

3.2 Análisis de criticidad de los sistemas de la Central Ocaña.

Para el análisis de criticidad se aplicará la metodología cualitativa de puntos, que nos permite analizar la frecuencia de fallos y la consecuencia de acuerdo a los criterios de evaluación que han sido ajustados al caso en estudio, tomando en cuenta la consecuencia operativa, flexibilidad operacional, costos de mantenimiento, y los efectos en la seguridad y medio ambiente.

Para el análisis se ha tomado en cuenta el periodo de funcionamiento de las unidades de generación de enero de 2014 a diciembre de 2015. Para obtener la criticidad total se empleará las siguientes ecuaciones:

Ecuación 1

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

$$\text{Criticidad Total} = \text{Frecuencia de fallas} \times [(\text{Impacto operacional} \times \text{Flexibilidad operacional}) + \text{Costo de mantenimiento} + \text{Impacto en la seguridad y medio ambiente}]$$

Para realizar el análisis de criticidad se debe contar con información que nos ayude a cualificar cada punto contenido en los criterios de evaluación.

En la Central Ocaña existe un registro de fallos y tiempos de reparación del periodo en estudio que consta en la bitácora de operación y en las hojas de vida de cada unidad.

En la tabla 16 se muestra los criterios de evaluación de criticidad, los mismos que fueron seleccionados y evaluados para que sean aplicables al presente proyecto.

Tabla 16. Criterios de evaluación de la Criticidad**Fuente:** (Gutierrez, Agüero, Calixto, 2007)**Realizado por:** El Autor

CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LA CRITICIDAD	PUNTAJE
FRECUENCIA DE FALLA (N° de fallas/dos años)	
De 1 a 2	1
De 3 a 4	2
entre 5 y 7	3
Mayor a 7	4
IMPACTO OPERACIONAL	
No genera ningún efecto sobre la operación	1
Existe pérdida parcial en la generación	4
Pérdida total de la generación	8
FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	
Repuesto disponible en bodega	1
Hay opción de repuesto	4
No hay repuesto	6
COSTO DE MANTENIMIENTO (USD)	
Menor a 1000	1
Entre 1000 y 10000	2
Mayor a 10000	3
IMPACTO EN LA SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	
Sin consecuencias	1
El fallo del equipo es un riesgo para las personas y el medio ambiente	3
El fallo causa graves afectaciones tanto a la seguridad como al medio ambiente	6

3.2.1 Análisis de criticidad de la unidad de generación 1.

En el periodo de análisis de enero de 2014 a diciembre de 2015 se han registrado diferentes fallas en algunos sistemas de la unidad de generación 1 en la tabla 17, se enumeran con sus respectivos tiempos de parada.

Tabla 17. Registro de fallas de la unidad 1, periodo 2014 - 2015**Fuente:** (Operación Scada Central Ocaña, 2014 - 2015)**Realizado por:** El Autor

FECHA	SISTEMA	DESCRIPCIÓN DE LA FALLA	SALIDA	INGRESO	TOTAL
12/05/2014	Alternador	Fuga de aceite por el cojinete guía inferior	8:19	0:00	15:41
19/05/2014	Regulador de velocidad	Falla deflector 4	1:54	2:37	0:43
24/05/2014	Regulador de velocidad	Falla deflector 4	23:38	0:00	0:22
25/05/2014	Regulador de velocidad	Falla deflector 4	0:00	0:10	0:10
29/05/2014	Alternador	Fuga de aceite por el cojinete guía inferior	7:51	16:23	8:32
04/06/2014	Turbina	Fuga de aceite deflector 2	8:32	12:16	3:44
12/06/2014	Sistema de refrigeración	Falla sistema de refrigeración	8:08	8:49	0:41
26/08/2014	Sistema de refrigeración	Falla en la bomba	10:35	12:00	1:25
03/12/2014	Sistema de refrigeración	Falla en la bomba	18:08	18:46	0:38
06/02/2015	Sistema de refrigeración	Disparo del breaker general del sistema del control de bombas	12:08	13:01	0:53
22/02/2015	Sistema de refrigeración	Disparo falla del sistema de refrigeración	20:55	22:07	1:12
23/02/2015	Sistema de refrigeración	Disparo falla del sistema de refrigeración	11:08	12:35	1:27
27/03/2015	Regulador de velocidad	falla SPC6 defector 2	22:14	23:12	0:58
02/05/2015	Regulador de velocidad	falla mayor SPC6 regulador de velocidad	8:25	9:03	0:38
11/05/2015	Regulador de velocidad	falla mayor SPC6 regulador de velocidad	10:07	10:50	0:43
27/05/2015	Regulador de velocidad	falla mayor SPC6 regulador de velocidad	14:14	14:46	0:32
05/08/2015	Sistema de refrigeración	Fuga de agua por el cojinete guía superior	14:39	22:36	7:57
14/10/2015	Regulador de velocidad	Disparo por sobre frecuencia (regulador de velocidad)	7:21	7:59	0:38

En las tablas 18, 19 y 20 se muestran los datos de disponibilidad obtenidos de la unidad 1 de los años 2014, 2015 y 2016 respectivamente. Se incluyen los datos del 2016 ya que al momento se dispone de esta información, lo que nos ayuda a realizar una comparación entre los tres periodos. Es necesario indicar que el valor mínimo de disponibilidad para la Central Ocaña es del 95%, según dato obtenido de los indicadores corporativos de la empresa.

Tabla 18. Disponibilidad de unidad 1, periodo 2014

Fuente: (Dirección de Planificación, Elecaastro S.A, 2014)

Realizado por: El Autor

MES	DISPONIBILIDAD DE LA UNIDAD 1	VALOR MÍNIMO DE DISPONIBILIDAD
Enero	100	95
Febrero	99,25	95
Marzo	100	95
Abril	100	95
Mayo	84,17	95
Junio	99,38	95
Julio	100	95
Agosto	98,17	95
Septiembre	100	95
Octubre	100	95
Noviembre	100	95
Diciembre	99,9	95

En la figura 21 se observa que en el mes de mayo se tiene un valor de 84,17 % de disponibilidad ubicándose por debajo del valor mínimo. Al revisar el registro de fallas de la tabla 15 se determina que la causa es la falla presentada en el cojinete inferior lo que representa un tiempo de indisponibilidad de la unidad de 23,73 horas y la falla presentada en el sensor de posición del deflector # 4 con un tiempo de indisponibilidad de la unidad de 1,15 horas.

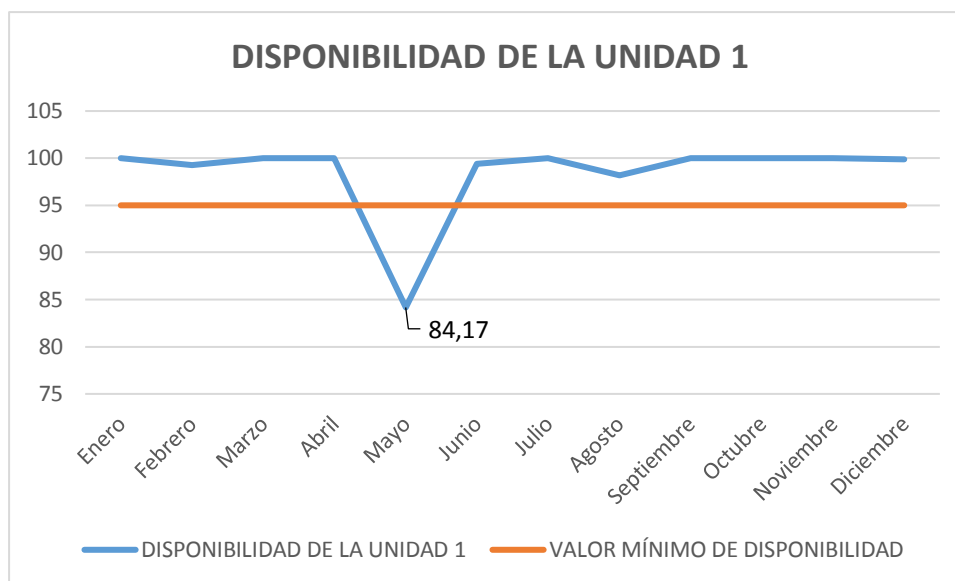


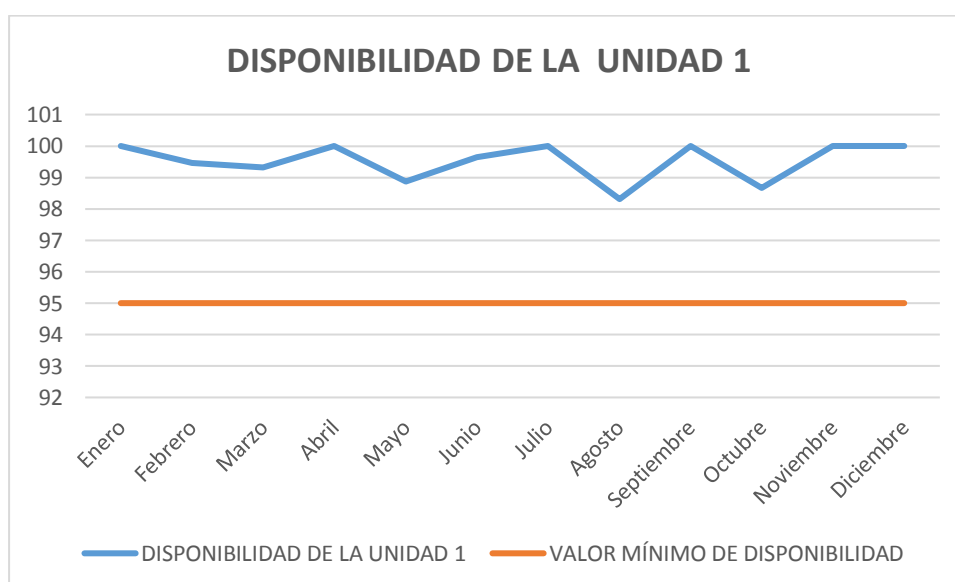
Figura 21. Disponibilidad de la unidad 1, periodo 2014

Realizado por: El Autor

En el registro de disponibilidad expuesto en la tabla 19 del año 2015; se observa que la mayor parte del año se mantiene por encima del valor mínimo de disponibilidad (95%), existe pequeñas variaciones en los meses mayo, agosto y octubre, debido a las fallas presentadas en los sistemas de refrigeración y regulador de velocidad.

Tabla 19. Disponibilidad de la unidad 1, periodo 2015**Fuente:** (Dirección de Planificación, Elecaastro, 2015)**Realizado por:** El Autor

MES	DISPONIBILIDAD DE LA UNIDAD 1	VALOR MÍNIMO DE DISPONIBILIDAD
Enero	100	95
Febrero	99,47	95
Marzo	99,32	95
Abril	100	95
Mayo	98,87	95
Junio	99,64	95
Julio	100	95
Agosto	98,31	95
Septiembre	100	95
Octubre	98,67	95
Noviembre	100	95
Diciembre	100	95

**Figura 22.** Disponibilidad de la unidad 1, periodo 2015**Realizado por:** El Autor

Considerando que se dispone de datos de disponibilidad de la unidad 1 del año 2016 se incluye en el análisis para evaluar el comportamiento de los sistemas que han presentado fallas en los dos años anteriores. En la tabla 20 se muestra los registros de disponibilidad de cada mes.

Tabla 20. Disponibilidad de la unidad 1, periodo 2016

Fuente: (Dirección de Planificación, Elecaastro S.A, 2016)

Realizado por: El Autor

MES	DISPONIBILIDAD DE LA UNIDAD 1	VALOR MÍNIMO DE DISPONIBILIDAD
Enero	63,49	95
Febrero	99,09	95
Marzo	95,77	95
Abril	93,22	95
Mayo	93,14	95
Junio	95,15	95
Julio	100	95
Agosto	100	95
Septiembre	97,87	95
Octubre	99,45	95
Noviembre	99,56	95
Diciembre	100	95

En la figura 23 se puede ver que en el mes de enero la disponibilidad cae a 63,49%, debido al mantenimiento correctivo del sistema de turbina en donde se realizaron algunos trabajos de reparación que incluye: cambio de eje del inyector 1, cambio de rodete, reparación de bocareles y protecciones de los inyectores, estando fuera de operación por un lapso de 304, 46 horas.

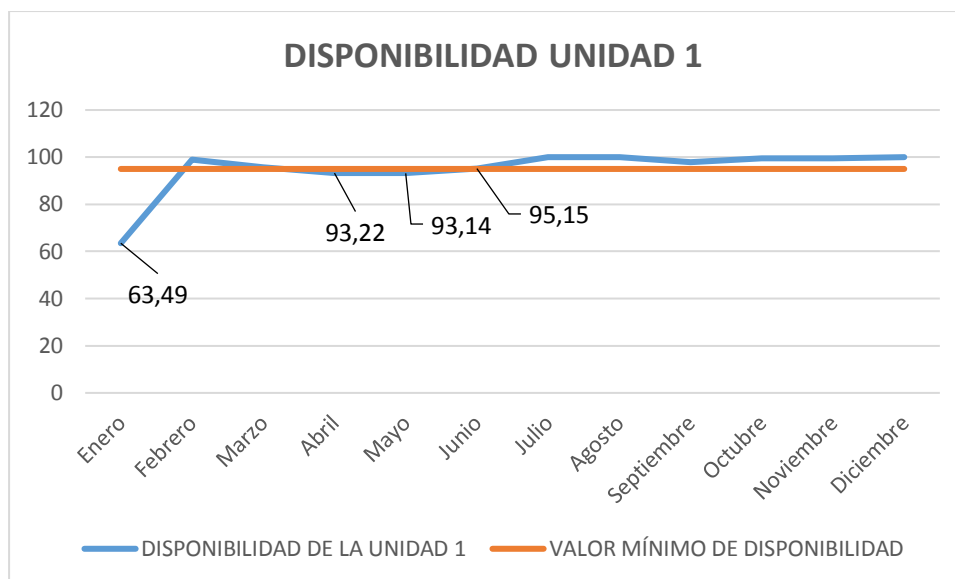


Figura 23. Disponibilidad de la unidad 1, periodo 2016

Realizado por: El Autor

- **Resumen de las fallas presentadas en la unidad 1 en el periodo 2014 – 2015.**

En la tabla 21 se muestra el resumen de las fallas presentadas en la unidad 1 en el periodo 2014 – 2015; en donde se observa que los sistemas que más fallas han presentado son: Regulador de velocidad y Sistema de refrigeración.

Tabla 21. Fallas presentadas en la unidad 1

Realizado por: El Autor

SISTEMA	Nº FALLOS
Regulador de velocidad	7
Sistema de refrigeración	7
Alternador	1
Turbina	1

Es importante señalar que en cuanto a la turbina tenemos registrado un fallo, que fue en el deflector N°2, lo que ocasionó indisponibilidad de la unidad. Pero además de esta falla se presenta un problema grave en algunos componentes del sistema turbina, como son:

- Rodete
- Inyectores

- Deflectores
- Carcaza

Estos componentes han presentado erosión de la superficie, lo que ha ocasionado paradas de unidad para realizar las inspecciones del caso y la necesidad de realizar el cambio de rodete, agujas, asientos y las respectivas reparaciones de los bocareles como se indicó anteriormente, de igual manera se ha visto la necesidad de adquirir nuevos rodets ya que en la actualidad se cuenta solo con un rodete de repuesto, siendo este elemento primordial para el funcionamiento de la unidad de generación, es por eso que mediante el análisis cualitativo se va a incluir el sistema de turbina en el análisis del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. En la tabla 22 se establece el análisis de criticidad de la unidad 1, tomando en cuenta la valoración establecida en la tabla 16.

Tabla 22. *Análisis de criticidad de la unidad 1***Realizador por:** El Autor

Sistema	Frecuencia de falla	Impacto operacional	Flexibilidad operacional	Costo de mantenimiento	Impacto en seguridad humana y medio ambiente	Consecuencia	Criticidad total
Alternador	1	8	4	1	3	36	36
Turbina	1	8	4	3	6	41	41
Regulador de velocidad	3	8	4	1	1	34	102
Sistema de refrigeración	3	8	4	1	3	36	108

De acuerdo a los datos obtenidos en la tabla 22 sobre el análisis de criticidad de la unidad 1; a continuación se determina la ubicación del sistema analizado en la matriz de criticidad.

- *Análisis de criticidad del alternador de la unidad 1*

CT= (Frecuencia de falla) * (Consecuencia)

$$CT = (1)*(36)= 36$$

F R E C U E N C I A	5					
	4					
	3					
	2					
	1			Alternador		
		(4-16)	(17-27)	(28-38)	(39-49)	(50-60)
CONSECUENCIA						

Figura 24. Criticidad del alternador de la unidad 1

- *Análisis de criticidad de la turbina de la unidad 1*

$$CT = (1)*(41) = 41$$

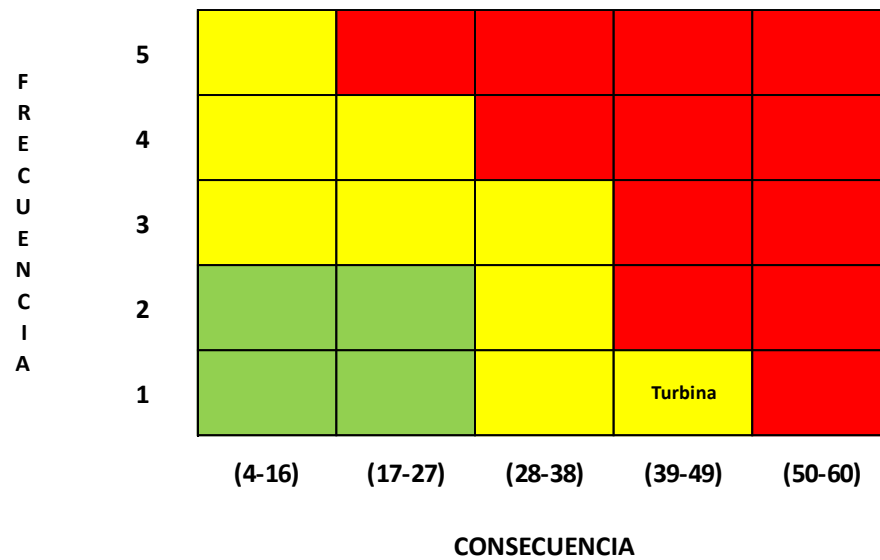


Figura 25. Criticidad de la turbina de la unidad 1

- *Análisis de criticidad del regulador de velocidad de la unidad 1*

$$CT = (3) \cdot (34) = 102$$

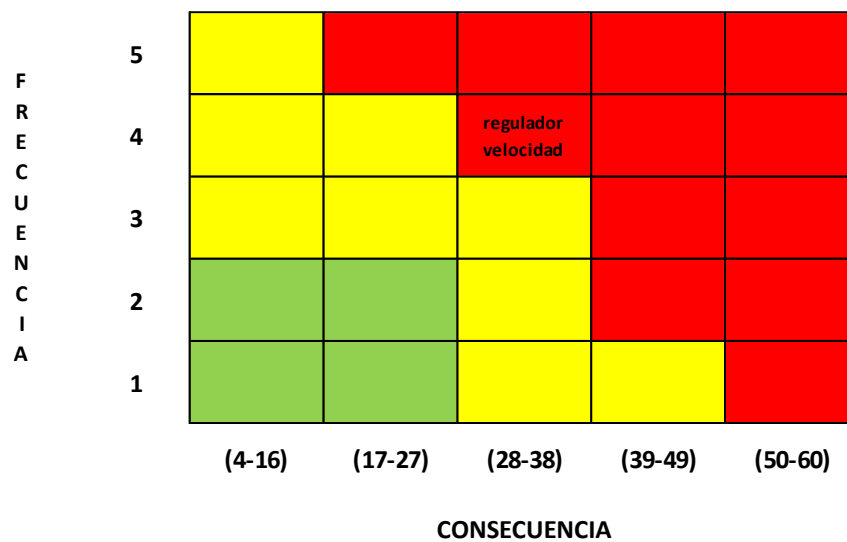


Figura 26. Criticidad del regulador de velocidad de la unidad 1

- *Análisis de criticidad del sistema de refrigeración de la unidad 1*

$$CT = (3) \cdot (36) = 108$$

F R E C U E N C I A	5					
	4			sist. Refrigeración		
	3					
	2					
	1					
		(4-16)	(17-27)	(28-38)	(39-49)	(50-60)
		CONSECUENCIA				

Figura 27. Criticidad del sistema de refrigeración de la unidad 1

3.2.2 Análisis de criticidad de la unidad de generación 2.

Partiendo de los registros de fallas que se obtuvieron de la bitácora del operador Scada y de las hojas de vida de la unidad, se elaboró la tabla 23 en donde se registra la falla y el número de horas de parada de la unidad.

Tabla 23. Registro de fallas de la unidad 2, periodo 2014 - 2015**Fuente:** (Operación Scada Central Ocaña, 2014 - 2015)**Realizado por:** El Autor

FECHA	SISTEMA	DESCRIPCIÓN DE LA FALLA	SALIDA	INGRESO	TOTAL
18/07/2014	Regulador de velocidad	Falla deflector 1, falsa lectura de la posición del deflector	8:23	9:03	0:40
26/08/2014	Sistema de refrigeración	Falla en el tablero de control de las bombas (disparo del breaker principal)	10:38	12:08	1:30
17/11/2014	Regulador de velocidad	Falla mayor de la tarjeta (SPC 7) del deflector 3	21:52	22:19	0:27
06/12/2014	Regulador de velocidad	Falla mayor del sensor de posición (SPC 7) del deflector 3	9:15	9:43	0:28
07/12/2014	Regulador de velocidad	Falla mayor del sensor de posición (SPC 7) del deflector 3	2:49	3:18	0:29
09/01/2015	Sistema de refrigeración	Disparo falla del sistema de refrigeración	14:33	16:54	2:21
13/02/2015	Sistema de refrigeración	Falla en el sistema de refrigeración	7:50	8:52	1:02
26/06/2015	Sistema de refrigeración	Falla en la válvula check y guardamotor	1:08	1:58	0:50
26/06/2015	Sistema de refrigeración	Falla en el sistema de refrigeración	2:02	2:45	0:43
31/10/2015	Regulador de velocidad	Falla en el sensor de posición del inyector 2	11:51	14:09	2:18
31/10/2015	Regulador de velocidad	Falla en el sensor de posición del inyector 2	17:03	17:36	0:33
31/10/2015	Regulador de velocidad	Falla en el sensor de posición del inyector 2	18:29	20:01	1:32
31/10/2015	Regulador de velocidad	Falla en el sensor de posición del inyector 2	20:39	0:00	3:21
01/11/2015	Regulador de velocidad	Falla en el sensor de posición del inyector 2	0:00	13:07	13:07
01/11/2015	Regulador de velocidad	Falla en el sensor de posición del inyector 2	17:08	24:00:00	6:52
02/11/2015	Regulador de velocidad	Falla en el sensor de posición del inyector 2	0:00	10:06	10:06
02/11/2015	Regulador de velocidad	Falla en el sensor de posición del inyector 2	10:21	14:58	4:37
21/11/2015	Sistema de refrigeración	Falla del sistema de refrigeración	6:40	8:38	1:58

En las tablas 24, 25 y 26 se muestran los datos de disponibilidad obtenidos de la unidad 2 de los años 2014, 2015 y 2016 respectivamente. Se incluyen los datos del 2016 ya que al momento se dispone de esta información, lo que nos ayuda a realizar una comparación entre los tres periodos. Es necesario indicar que el valor mínimo de disponibilidad para la Central Ocaña es del 95%, según dato obtenido de los indicadores corporativos de la empresa.

En la tabla 24 y figura 28 se presenta el registro de disponibilidad de la unidad 2 del año 2014, se puede observar que el valor más bajo de disponibilidad es en el mes de octubre con 71,27%, debido al mantenimiento correctivo del sistema de turbina, donde se realizó el cambio de rodete, cambio de ejes de los inyectores, reemplazo de los asientos y reparaciones de los deflectores. En el mes de agosto también existe una disminución de la disponibilidad obteniendo un valor de 98,28%, debido a la falla presentada en el tablero de control de las bombas del sistema de refrigeración lo que representó una indisponibilidad de 1,30 horas de la unidad 2,

Tabla 24. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2014

Fuente: (Dirección de Planificación, Elecaastro S.A, 2014)

Realizado por: El Autor

MES	DISPONIBILIDAD DE LA UNIDAD 2	VALOR MÍNIMO DE DISPONIBILIDAD
Enero	100	95
Febrero	99,24	95
Marzo	99,79	95
Abril	100	95
Mayo	100	95
Junio	99,33	95
Julio	100	95
Agosto	98,28	95
Septiembre	100	95
Octubre	71,27	95
Noviembre	99,9	95
Diciembre	99,61	95

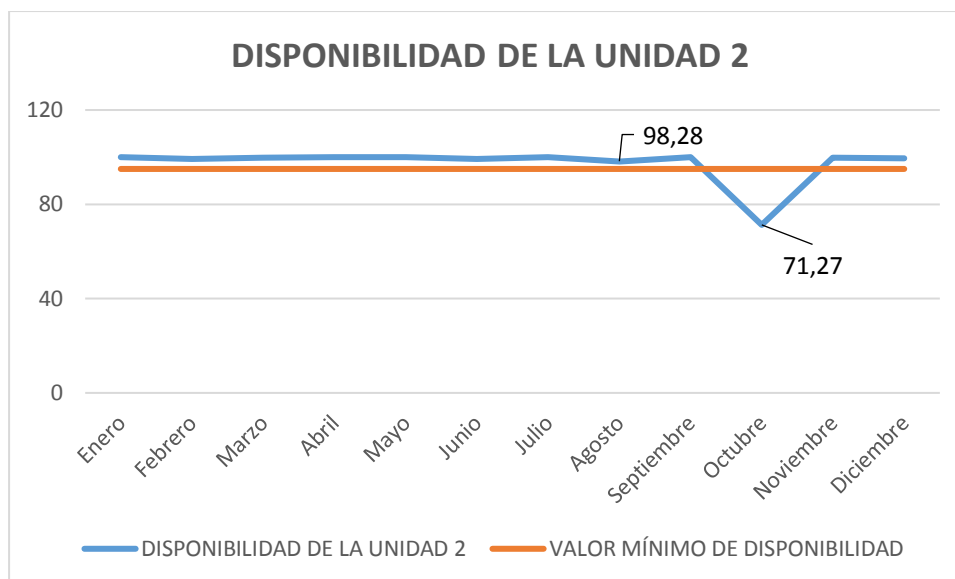


Figura 28. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2014

Realizado por: El Autor

Los valores expuestos en la tabla 25 y la figura 29 representan la disponibilidad de la unidad 2 en el año 2015, se puede ver que el valor más bajo fue en el mes de noviembre con 92,87%, debido a la falla del sensor de posición de inyector # 2.

Tabla 25. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2015

Fuente: (Dirección de Planificación, Elecaastro, 2015)

Realizado por: El Autor

MES	DISPONIBILIDAD DE LA UNIDAD 2	VALOR MÍNIMO DE DISPONIBILIDAD
Enero	99,46	95
Febrero	99,84	95
Marzo	99,78	95
Abril	100	95
Mayo	99,16	95
Junio	99,45	95
Julio	100	95
Agosto	100	95
Septiembre	100	95

Octubre	95,91	95
Noviembre	92,87	95
Diciembre	98,18	95

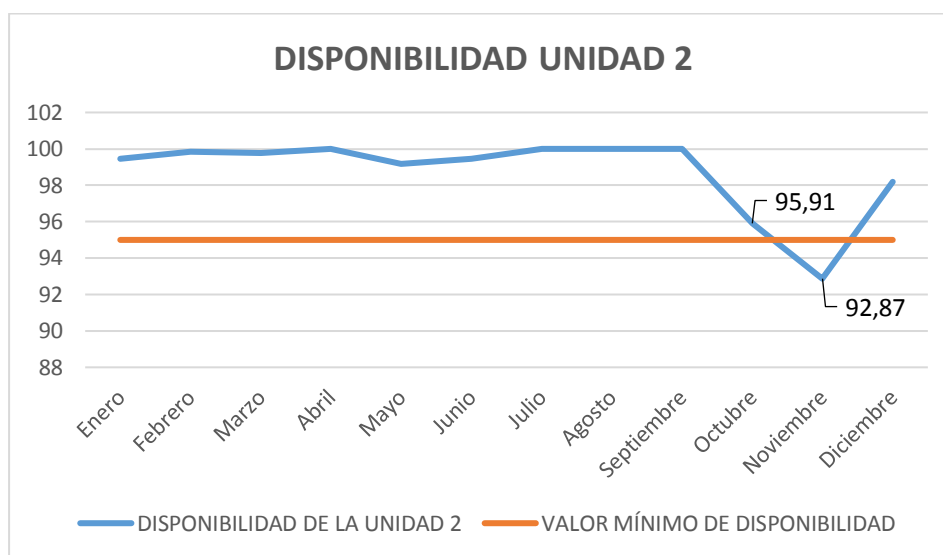


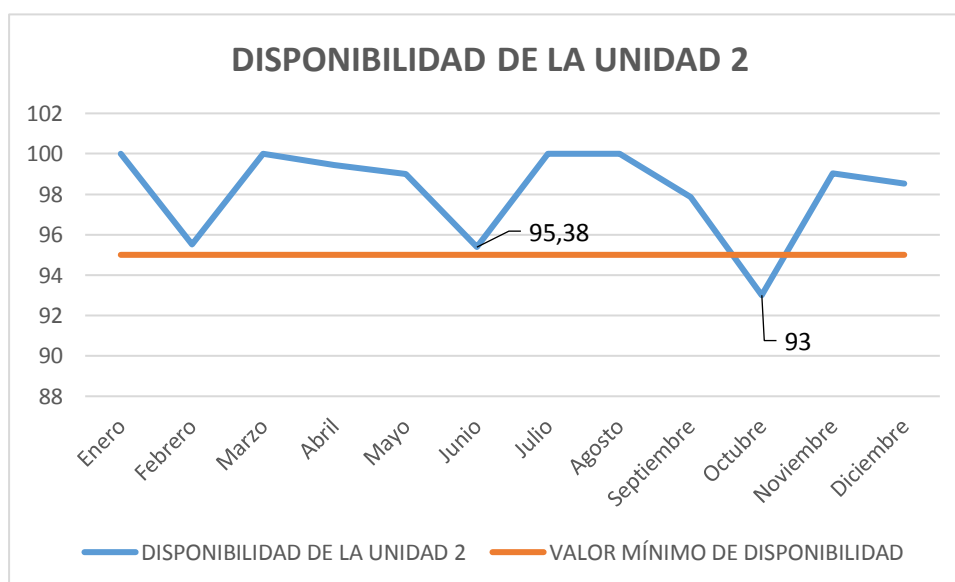
Figura 29. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2015

Realizado por: El Autor

En la tabla 26 y figura 30 se muestra los valores de disponibilidad de la unidad 2 del año 2016 ya que se cuenta con esta información. El valor más bajo de disponibilidad es en el mes de noviembre con 92,87 debido a fallas de comunicación entre el tablero de control de servicios auxiliares de la unidad y el sistema SCADA, lo que representó una indisponibilidad de la unidad de 30 horas. Mientras que en el mes de octubre se obtiene un valor de 95,91%. En este mes aparece la falla de comunicación entre el tablero de control de servicios auxiliares y el sistema SCADA lo que causa repetidas salidas forzadas de la unidad.

Tabla 26. Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2016**Fuente:** (Dirección de Planificación, Elecaastro S.A, 2016)**Realizado por:** El Autor

MES	DISPONIBILIDAD DE LA UNIDAD 2	VALOR MÍNIMO DE DISPONIBILIDAD
Enero	99,46	95
Febrero	99,84	95
Marzo	99,78	95
Abril	100	95
Mayo	99,16	95
Junio	99,45	95
Julio	100	95
Agosto	100	95
Septiembre	100	95
Octubre	95,91	95
Noviembre	92,87	95
Diciembre	98,18	95

**Figura 30.** Disponibilidad de la unidad 2, periodo 2016**Realizado por:** EL Autor

- **Resumen de las fallas presentadas en la unidad 2 en el periodo 2014 – 2015.**

En la tabla 27 se muestra el resumen de las fallas presentadas en la unidad 2 en el periodo 2014 – 2015; en donde se observa que los sistemas que más fallas han presentado son: Regulador de velocidad y Sistema de refrigeración.

Tabla 27. Fallas presentadas en la unidad 2

Realizado por: El Autor

SISTEMA	Nº FALLOS
Regulador de velocidad	3
Sistema de refrigeración	5

Al igual que en la unidad 1 se registra el desgaste del rodete, agujas de los inyectores y deflectores, siendo la primera unidad en la que se realizó el cambio del rodete, agujas, asientos y las respectivas reparaciones de los bocareles, ya que se contaba con los repuestos.

En la tabla 28 se muestra el análisis de criticidad de los sistemas que han presentado falla en el periodo indicado 2014 – 2015

Tabla 28. *Análisis de criticidad de la unidad 2***Realizado por:** El Autor

Sistema	Frecuencia de falla	Impacto operacional	Flexibilidad operacional	Costo de mantenimiento	Impacto en seguridad humana y medio ambiente	Consecuencia	Criticidad total
Regulador de velocidad	2	8	4	1	1	34	68
Sistema de refrigeración	3	8	4	1	3	36	108

En las figuras 31, y 32 se ubican los sistemas analizados de la unidad 2 de acuerdo a los resultados obtenidos de la criticidad total que se expresa en la tabla 28.

- *Análisis de criticidad del regulador de velocidad de la unidad 2*

$$CT = (2)*(34) = 68$$

F R E C U E N C I A	5					
	4					
	3					
	2			Regulador velocidad		
	1					
		(4-16)	(17-27)	(28-38)	(39-49)	(50-60)
		CONSECUENCIA				

Figura 31. Criticidad del regulador de velocidad de la unidad 2

- *Análisis de criticidad del sistema de refrigeración de la unidad 2*

$$CT = (3)*(36) = 108$$

F R E C U E N C I A	5					
	4					
	3			Sistema de refrigeración		
	2					
	1					
		(4-16)	(17-27)	(28-38)	(39-49)	(50-60)
		CONSECUENCIA				

Figura 32. Criticidad del sistema de refrigeración de la unidad 2

Una vez que se ha realizado el análisis de criticidad de las dos unidades de generación en la tabla 29 se presenta el resumen del análisis de criticidad, donde se observa que en la

unidad 1 el sistema de refrigeración y regulador de velocidad son los sistemas más críticos, mientras que en la unidad 2 estos dos sistemas se ubican en rango medio.

Tabla 29. Resumen del análisis de criticidad de las unidades 1 y 2

Realizado por: El Autor

UNIDAD	SISTEMA	NIVEL DE CRITICIDAD
1	Refrigeración	Alto 
	Regulador de velocidad	Alto 
	Alternador	Medio 
2	Regulador de velocidad	Medio 
	Refrigeración	Medio 

Una vez obtenido los resultados del análisis de criticidad de las dos unidades y mediante el análisis cualitativo del sistema de turbina; se concluye que:

Los sistemas que serán analizados mediante la aplicación de la metodología del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) son:

- Sistema de refrigeración
- Regulador de velocidad
- Turbina

3.3 Descripción del contexto operacional y análisis de modos de fallo y efectos.

3.3.1 Descripción del contexto operacional del regulador de velocidad

El regulador de velocidad está compuesto por los siguientes equipos:

- Motor- bomba.
- Válvulas solenoides
- Acumuladores de presión de nitrógeno.
- Servomotores para cada deflector.
- Tablero de control.
- Motor hidráulico.
- Intercambiador de calor.

El regulador de velocidad es el sistema encargado de iniciar la secuencia de arranque de la unidad, el sistema Scada manda la consigna para el arranque de las bombas del grupo óleo, para alcanzar una presión de trabajo de 80 bares, el regulador es el encargado de accionar la válvula distribuidora del sello de servicio, realizar la apertura de la válvula bypass y posteriormente la válvula esférica.

Posee 8 válvulas solenoides encargadas de controlar el porcentaje de apertura y cierre de los inyectores y deflectores dependiendo de la potencia a generar, y mediante sensores de posición se puede visualizar en la pantalla del HMI el porcentaje de apertura tanto del deflector como del inyector.

También está dispuesto de un sistema de filtros dúplex para el filtrado del aceite los cuales tienen un dispositivo que indica el estado de los filtros, como el funcionamiento de la bomba es continuo se mantiene la temperatura del aceite a 34 °C mediante la circulación del mismo por un intercambiador de calor

3.3.2 Análisis de modos de fallo y efectos del regulador de velocidad

Tabla 30. Análisis de modos de fallo y efectos del regulador de velocidad

Realizador por: El Autor

Hoja de información RCM		Sistema: Generador - Turbina		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano		Fecha: 05/10/2016	Hoja N° 1
		Subsistema: Regulador de velocidad		Auditor:		Fecha:	de 2
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
1	Regular la velocidad de la unidad a 600 rpm	A	La unidad alcanza velocidades por debajo de las 600 rpm	1	Cortocircuito de la bobina de la válvula proporcional	Arranca la unidad pero en el momento de subir las revoluciones el inyector de arranque no abre y pasa el tiempo establecido para continuar con la secuencia de arranque, conmuta la parada de la unidad por exceso de tiempo.	
				2	Pérdida de aceite del grupo oleo hidráulico	En la sala de control aparece una alarma de bajo nivel de aceite, y paso siguiente conmuta parada de emergencia de la unidad, se cierra la válvula principal y se detiene la unidad, se contamina el agua turbinada con aceite, tiempo estimado para el reemplazo de cañerías 4 horas.	
2	Regular la Potencia activa de la unidad de 0 a 13 MW	A	Incapaz de regular la potencia activa	1	Daño del módulo de control de la válvula proporcional del inyector	En el centro de control aparece una alarma de falla mayor (que puede ser en cualquiera de los siguientes módulos SPC1, SPC2, SPC3, SPC4, SPC5, SPC6, SPC7, SPC8) y se produce el disparo de la unidad (parada de emergencia), tiempo estimado para el reemplazo del módulo 8 horas	
3	Activar el mando de apertura de la válvula principal	A	No activa el mando de apertura de la válvula principal	1	No actúa el motor hidráulico que cambia la posición de la válvula de mando del anillo de servicio	Al iniciar el arranque de la unidad, uno de los pasos iniciales es desaplicar el anillo de servicio, al no funcionar el motor hidráulico, este no realiza el cambio de posición de la válvula de mando del anillo, el cual no se desaplica, aborta la secuencia de arranque por lo tanto el sistema Scada no permite la apertura de la válvula principal. Tiempo estimado para la revisión del motor hidráulico 3 horas.	
				2	Contactos del sensor de presión aguas abajo sulfatado	Al no existir una señal de equilibrio de presiones antes y después de la válvula principal, el grupo oleo hidráulico no activa la apertura de la válvula principal y aborta la secuencia de arranque. Tiempo estimado para la limpieza de contactos 1 hora.	
4	Descargar la presión del sistema cuando el rotor alcance un giro de 720 rpm	A	No actúa el dispositivo de sobre velocidad mecánica	1	Válvula distribuidora de sobre velocidad mecánica no actúa	Debido a una falla de la línea la unidad pierde carga tiende a incrementarse las revoluciones alcanzando valores superiores a la nominal (600 rpm), teniendo que actuar el dispositivo de sobre velocidad mecánica, al no actuar actúa la protección de sobre velocidad eléctrica y se para la unidad.	

Tabla 28. Continúa.....

Hoja de información RCM		Sistema: Generador - Turbina		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano		Fecha: 05/10/2016	Hoja N° 2
		Subsistema: Regulador de velocidad		Auditor:		Fecha:	de 2
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
5	Bombear aceite a los servomotores de los inyectores, deflectores, válvula principal y bypass a una presión de 80 bares	A	No bombea aceite a los diferentes servomotores.	1	Rodamientos del motor de la bomba principal atascados	Dispara el térmico del motor, automáticamente funciona la bomba de respaldo manteniendo la presión de 80 bares y el funcionamiento normal de la unidad de generación. Tiempo estimado para el cambio de rodamientos 24 horas.	
		B	Bombea aceite a los diferentes servomotores a una presión por debajo de los 80	1	Filtros de la succión tapados	La presión del sistema no alcanza la presión nominal, en la sala de control aparece una alarma de baja presión, se realiza el cambio de bomba a la auxiliar pero la presión no se recupera, a continuación conmuta parada de emergencia y para la unidad. Tiempo estimado para la limpieza de los filtros de succión 2 horas.	
6	Ser capaz de emitir una señal de posición del deflector	A	No emite una señal de posición del deflector	1	Cable del sensor roto	En el centro de control aparece una alarma de falla mayor y se produce el cierre de la válvula principal y la unidad se detiene. (tiempo estimado para el reemplazo del cable del sensor 3 horas).	
				2	Sensor dañado	Si la unidad está en línea, aparece en el centro de control una alarma de falla mayor y disparo de emergencia de la unidad, o si esta en la secuencia de arranque de la unidad no tienen condiciones iniciales y no se puede arrancar la unidad (tiempo estimado para el reemplazo del sensor (3 horas)	
7	Ser capaz de emitir una señal de posición de la aguja del inyector	A	No emite una señal de posición de la aguja del inyector	1	Sensor dañado	Al no tener la señal de posición de la aguja, si esta la unidad en proceso de arranque no se realizara esta, debido que los valores de posición de la aguja es parte de la secuencia de arranque, y si esta operando la unidad y se pierde la señal de posición de la aguja, aparece una alarma de fallo mayor que puede ser de los inyectores (SPC 1, SPC2, SPC3, SPC4), e inmediatamente la unidad conmuta parada de emergencia. Tiempo estimado para el cambio del sensor 48 horas.	

Tabla 31. Hoja de decisión del regulador de velocidad

Realizado por: El Autor

HOJA DE DECISIÓN RCM			Sistema: Generador - Turbina						Facilitador: Ing. Rolando Zambrano			Fecha: 11/10/2016			Hoja N° 1	
			Subsistema: Regulador de velocidad						Auditor:			Fecha			de 1	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción a falta de			Tarea propuesta		Intervalo inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4				
1	A	1	S	N	N	S	S						Tarea a condición, Termografía y medición de corrientes de las bobinas		mensual	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
1	A	2	S	N	S	N	N						Inspección del estado de las cañerías y apriete de neplos		En cada paro de la unidad	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
2	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar el módulo cuando falle		Sin frecuencia	Ingeniero de la DCG
3	A	1	S	N	N	S	S						Limpieza y revisión del estado de los elementos int		bianual	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
3	A	2	S	N	N	S	S						Limpieza de contactares de los sensores de presión		semestral	Auxiliar de Ingeniería Eléctrico
4	A	1	N				N	N	N	S			Tarea de búsqueda de fallo. Actuar el dispositivo de sobre velocidad mecánica de forma manual		anual	Auxiliar de Ingeniería Eléctrico
5	A	1	S	N	N	N	S						Medición de vibraciones y ultrasonido		semestral	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
5	B	1	S	N	N	S	S						Limpieza de filtros		semestral	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
6	A	1	S	N	N	S	N						Inspección de la cañería de protección del cable		En cada paro de la unidad	Auxiliar de Ingeniería Eléctrico
6	A	2	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar el sensor cuando falle		Sin frecuencia	Auxiliares de ingeniería e Ingeniero de la DCG
7	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar el sensor cuando falle		Sin frecuencia	Auxiliares de ingeniería e Ingeniero de la DCG

3.3.3 Descripción del contexto operacional del sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración de las dos unidades de generación está compuesto por los siguientes elementos:

- Reservorio
- Motor-bomba 1 y motor-bomba 2
- Válvulas check
- Válvulas reguladoras de presión
- Intercambiadores de calor
- Equipos de medición como son sensores de temperatura, sensores de presión y sensores de caudal, manómetros.
- Tableros del sistema de arranque de los motores de las bombas.
- Tubería de conducción.

El funcionamiento del sistema de refrigeración es el mismo para las dos unidades, ambas unidades comparten un reservorio que es alimentado por agua blanda, manteniendo un nivel de 2,5 a 3 m.

En el momento del arranque de la unidad el sistema Scada arranca la bomba principal la misma que bombea agua a los diferentes intercambiadores de calor como son: Intercambiador de calor del cojinete de turbina, cojinete inferior, cojinete superior, intercambiador de calor del generador e intercambiador de calor del regulador de velocidad con una presión de trabajo de 5,95 bares y un caudal de 19,51 m³/h al cojinete de turbina y para el intercambiador de calor del generador bombea a una presión de 2,68 bares y un caudal de 48,12m³/h, luego el agua es conducida por un serpentín de refrigeración que está ubicado en la descarga de agua de turbina, y retorna al tanque del sistema. El funcionamiento del sistema de refrigeración es paralelo al funcionamiento de la unidad de generación, el sistema está compuesto por una bomba redundante la misma que está configurada para que en caso de que falle la bomba principal entre en operación, manteniendo la temperatura de los cojinetes en valores normales de trabajo, en el caso del cojinete de turbina de 66 a 67°C, cojinete inferior entre 69 y 70 °C, y el cojinete superior entre 80 y 82 °C.

3.3.4 Análisis de modos de fallo y efectos del sistema de refrigeración

Tabla 32. Análisis de modos de fallo y efectos del sistema de refrigeración

Realizado por: El Autor

Hoja de información RCM		Sistema: Generador		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano		Fecha: 03/10/2016	Hoja N° 1
		Subsistema: Refrigeración		Auditor:		Fecha:	de 2
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
1	Suministrar agua a los intercambiadores de calor de los cojinetes, regulador de velocidad y generador a una presión nominal de 6 bares (mínimo 5 bares)	A	La presión del agua suministrada a los diferentes intercambiadores de calor baja de 5 bares.	1	Desgaste del impeler de la bomba principal	Al existir desgaste en el impeler de la bomba principal la presión cae por debajo de 5 bares, se registra una señal de alarma en el Centro de Control, y automáticamente el sistema realiza el cambio de bomba a la auxiliar. Tiempo estimado para el cambio de bomba 2 días.	
				2	Fuga de agua por los sellos mecánicos de la bomba principal	La excesiva fuga de agua por los sellos mecánicos, producen que la presión caiga por debajo de 5 bares, aparece una señal de alarma en el Centro de Control, y automáticamente se realiza el cambio de bomba a la auxiliar. Tiempo estimado para el cambio de sellos, 4 horas	
				3	Válvula reguladora de presión y purga del sistema se encuentran des calibradas	Al estar en posición abierta las válvulas de purga y la reguladora la presión del sistema disminuye hasta el punto en que aparece una alarma de baja presión en el Centro de Control, el sistema de control de bombas trata de realizar el cambio de bomba a la auxiliar pero censa baja presión del sistema y se produce el disparo de los arrancadores suaves de ambas bombas por la variación de las corriente de los motores eléctricos, se queda sin refrigeración la unidad y dispara por alta temperatura de los cojinetes. Tiempo estimado para la calibración de la presión del sistema 2 horas.	
				4	Acople de la bomba principal con el motor se encuentra roto	Baja la presión del sistema porque la rotación del motor no se trasmite a la bomba, se presenta la alarma de baja presión en el Centro de Control, y el sistema de control de bombas realiza el cambio de bomba a la auxiliar y se recupera la presión. tiempo estimado para el reemplazo del acople 2 horas.	

Tabla 30. Continúa....

Hoja de información RCM		Sistema: Generador		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano		Fecha: 03/10/2016	Hoja N° 1
		Subsistema: Refrigeración		Auditor:		Fecha:	de 2
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
1	Suministrar agua a los intercambiadores de calor de los cojinetes, regulador de velocidad y generador a una presión nominal de 6 bares (mínimo 5 bares)	B	No suministra agua a los intercambiadores de calor	1	Válvula check de la bomba auxiliar desgastada.	La presión generada por la bomba principal pasa a la bomba auxiliar debido al desgaste de la válvula check, la bomba auxiliar tiende a girar, y se produce una variación de la presión y corrientes del motor de la bomba principal dispara los arrancadores suaves, y se queda sin refrigeración la unidad, se registra una alarma de baja presión del sistema de refrigeración y para la unidad por alta temperatura de los cojinetes. tiempo estimado para restablecer la bomba principal 10 minutos, se cierra la válvula mariposa de salida de la bomba auxiliar y se arranca la bomba principal. tiempo estimado para el cambio de la válvula check 3 horas.	
				2	Rodamiento atascado de la bomba auxiliar	Se realiza el cambio de bomba a la bomba auxiliar, la cual no gira, sube las corrientes del motor y dispara los arrancadores suaves, no bombea agua a los diferentes intercambiadores, se visualiza una alarma en el Centro de Control de baja presión y caudal en el sistema y para la unidad, se resetea el arrancador suave de la bomba principal y se arranca la unidad, tiempo estimado para el cambio de rodamientos de la bomba 6 horas.	

Tabla 30. Continúa....

Hoja de información RCM		Sistema: Generador		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano		Fecha: 03/10/2016	Hoja N° 2
		Subsistema: Refrigeración		Auditor:		Fecha:	de 2
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
1	Suministrar agua a los intercambiadores de calor de los cojinetes, regulador de velocidad y generador a una presión nominal de 6 bares (mínimo 5 bares)	C	La presión del agua suministrada supera los 6 bares.	1	Obstrucción de la válvula reguladora de presión	Se incrementa la presión del sistema lo que ocasiona que las corrientes del motor de la bomba principal se incremente y se produce el disparo del arrancador suave, se realiza el cambio a la bomba auxiliar pero la presión supera la nominal y dispara el arrancador suave, se para la unidad debido a la falta de refrigeración lo que provoca que suba la temperatura de los cojinetes. Tiempo estimado para el reemplazo de la válvula reguladora de presión 12 horas, no se dispone de repuesto.	
2	Mantener el nivel de agua de reservorio en 3 metros (mínimo 2,5 metros).	A	El nivel de agua en el reservorio es inferior a 2,5 metros.	1	Serpentín de enfriamiento del agua del reservorio se encuentra perforado.	El agua que recircula por las diferentes tuberías no retorna completamente al reservorio debido a la fuga que existe en el serpentín, por lo que el nivel de agua del reservorio disminuye, teniendo en la sala de control una alarma por bajo nivel, se requiere parar la unidad para realizar la reparación respectiva del serpentín, tiempo utilizado para realizar el trabajo 2 días.	
3	Enfriar el aceite de los diferentes cojinetes.	A	No enfría el aceite de los cojinetes.	1	Intercambiador de calor obstruido	La temperatura del cojinete comienza a incrementarse, en centro de control se aparece una alarma de alta temperatura del cojinete y se observa que el caudal del líquido refrigerante disminuye. Para realizar el mantenimiento de los intercambiadores de calor se para la unidad, tiempo estimado para la limpieza de intercambiadores es de 2 días.	
				2	Cañerías de ingreso de agua al intercambiador obstruido.	La acumulación de sedimento y formación de escamas en el sistema de refrigeración puede ocasionar un obstrucción de las cañerías de entrada al intercambiador de calor, lo que ocasiona una deficiente circulación del agua y la temperatura de los cojinetes tiende a elevarse, se para la unidad, tiempo estimado para el reemplazo de cañerías es de 4 días.	
				3	Fuga de agua por la cañería de ingreso al intercambiador de calor.	El agua que es suministrado a los intercambiadores sale por la cañería y contamina el aceite del cojinete, se para la unidad de generación, se reemplaza las mangueras y acoples, se cambia el aceite del cojinete tiempo estimado para realizar los diferentes trabajos es de 6 horas.	

Tabla 30. Continúa....

Hoja de información RCM		Sistema: Generador		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano		Fecha: 03/10/2016	Hoja N° 2
		Subsistema: Refrigeración		Auditor:		Fecha:	de 2
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
4	Enfriar el aire que refrigera el bobinado del generador a 34 °C	A	No enfría el aire que refrigera el bobinado del generador.	1	Válvula mariposa de ingreso de agua al intercambiador de calor cerrada.	El agua no ingresa al intercambiador de calor se produce un golpe de ariete en la tubería, y las corrientes del motor superan el valor nominal, lo que hace que actúe la protección del arrancador suave, intenta cambiar a la bomba de respaldo pero de igual forma dispara el arrancador suave y se queda sin refrigeración la unidad y se incrementa la temperatura de cojinetes y para la unidad. Tiempo para la inspección de las válvulas 2 horas.	

Tabla 33. Hoja de decisión del sistema de refrigeración**Realizado por:** El Autor

HOJA DE DECISIÓN RCM			Sistema: Generador						Facilitador: Ing. Rolando Zambrano			Fecha: 05/10/2016		Hoja N° 1	
			Subsistema: Refrigeración						Auditor:			Fecha		de 1	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acción a falta de			Tarea propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O				H4	H5	S4			
1	A	1	S	N	N	N	N	N	N				Reemplazo del impeler cuando falle	Sin frecuencia	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
1	A	2	S	N	N	N	N	N	S				Sustitución cíclica, reemplazo de los sellos mecánicos	bianual	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
1	A	3	S	N	N	S	S						Inspección visual de la posición del vástago de la válvula reguladora	anual	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
1	A	4	S	N	N	N	S						Inspección visual del estado del acople	semestral	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
1	B	1	S	N	N	S	N	S					Reacondicionamiento cíclico, de la válvula check	anual	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
1	B	2	N				N	N	N	S			Tarea de búsqueda de fallas, Alternar el funcionamiento de las bombas	mensual	Auxiliar de Ingeniería y Operador
1	C	1	S	N	N	S	N	N	N				Ningún mantenimiento programado	Sin frecuencia	
2	A	1	S	N	N	S	N	N	N	S			Tarea de búsqueda de fallos, Prender la bomba del sistema de refrigeración y observar si hay fugas en el serpentín	En cada parada de la unidad	Auxiliar de Ingeniería y Operador
3	A	1	S	N	N	S	N	S					Reacondicionamiento cíclico, Limpieza de intercambiadores	anual	Personal de mantenimiento
3	A	2	S	N	N	S	N	S					Reacondicionamiento cíclico, Limpieza de cañerías	anual	Personal de mantenimiento
3	A	3	S	N	S		N						Inspección de fugas de agua en acoples y cañerías	mensual	Auxiliar de Ingeniería y Operador
4	A	1	S	N	N	S	N						Inspección visual de la posición de las válvulas de ingreso a los intercambiadores de calor del generador	En cada turno	Operador

3.3.5 Descripción del contexto operacional del sistema turbina

El sistema turbina está conformado por los siguientes elementos:

- Inyectores
- Deflectores
- Cojinete de turbina
- Rodete
- Distribuidor

El sistema turbina es la parte esencial de la unidad de generación puesto que es aquí donde se produce el giro del rotor, la apertura y cierre de los inyectores y deflectores lo realiza el regulador de velocidad.

El sistema de turbina tiene un régimen de trabajo de acuerdo al nivel de agua en el reservorio que debe ser superior a 6,5 m en donde el agua es conducida por tubería y túnel, la misma que es inyectada por cuatro inyectores que impactan el rodete a una presión de 38 bares y un caudal de 4 m³/s en plena carga para producir el giro del rotor a una velocidad de 600 rpm y una potencia de generación de 13 MW

3.3.6 Análisis de modos de fallo y efectos del sistema turbina

Tabla 34. *Análisis de modos de fallo y efectos del rodete***Realizador por:** El Autor

Hoja de información RCM		Sistema: Turbina		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano		Fecha: 08/11/2016	Hoja N° 1
		Subsistema: Rodete		Auditor:		Fecha:	de 4
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
1	Transformar la energía hidráulica del agua en energía mecánica de rotación del eje del generador a una velocidad nominal de 600 rpm.	A	El rotor no alcanza la velocidad nominal	1	Rotura de cangilones	Alta vibración de los cojinetes, afectación de los demás componentes del sistema turbina como pueden ser: inyectores, deflectores, carcaza, cañerías de aceite, al existir la afectación de este último se produce una contaminación del agua turbinada con aceite, la unidad se para de emergencia, el tiempo que puede tomar la reparación dependiendo del nivel de afectación puede ser de 30 días.	
		B	No gira el rotor	1	Falta de aceite en los patines de empuje	En el proceso de arranque de la unidad se obtiene la señal de que el rotor se levantó pero no gira el rotor, se revisa la apertura del inyector y se verifica que este realiza la apertura correcta, no continua la secuencia de arranque y cierra la válvula principal, se revisa el sistema de levantamiento, ya que no distribuye la presión de aceite a todos los patines de empuje. Tiempo estimado para la inspección 48 horas.	

Tabla 35. Hoja de decisión del sistema turbina, componente rodete**Realizado por:** El Autor

HOJA DE DECISIÓN RCM			Sistema: Turbina						Facilitador: Ing. Rolando Zambrano			Fecha: 09/11/2016			Hoja N° 1	
			Componente: Rodete						Auditor:			Fecha			de 4	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción a falta de			Tarea propuesta		Intervalo inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4				
1	A	1	S	N	S		S						Inspección de perfil hidráulico, y análisis no destructivos con tintes penetrantes de los cangilones		anual	Auxiliares de Ingeniería
1	B	1	S	N	N	S	S						Verificar el valor de levantamiento del rotor del generador		horas de funcionamiento	Auxiliares de Ingeniería

Tabla 36. *Análisis de modos de fallo y efectos de los deflectores***Realizado por:** El Autor

Hoja de información RCM		Sistema: Turbina		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano		Fecha: 08/11/2016	Hoja N° 2
		Componente: Deflectores		Auditor:		Fecha:	de 4
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
1	Ser capaz de desviar el chorro de agua del inyector.	A	Incapaz de desviar el chorro de agua del inyector	1	Vástago del servo se encuentra bloqueado	No actúa el servo del deflector, el mismo que se queda en una sola posición, se procede a parar la unidad para realizar la inspección. Tiempo estimado para la reparación 8 horas.	
				2	Fuga de aceite por las cañerías de ingreso al servo	El servo no actúa por la pérdida de presión que existe por las cañerías, se visualiza en el centro de control una alarma de bajo nivel del grupo oleo hidráulico y conmuta parada de emergencia de la unidad, cabe señalar que se contamina el agua turbinada con aceite. Tiempo estimado para el arreglo de la fuga de aceite 6 horas.	
				3	Desgaste excesivo del deflector	Al existir un desgaste excesivo de la superficie que desvía el chorro, parte del agua choca directamente con el rodete, lo que provoca un ruido en el recinto de la turbina, se para la unidad para realizar una inspección de los deflectores.	

Tabla 37. Hoja de decisión del sistema turbina, componente deflector

Realizado por: El Autor

HOJA DE DECISIÓN RCM			Sistema: Turbina						Facilitador: Ing. Rolando Zambrano			Fecha: 09/11/2016		Hoja N° 2	
			Componente: Deflectores						Auditor:			Fecha		de 4	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción a falta de			Intervalo inicial	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4			
1	A	1	S	N	N	S	S						Inspección visual del funcionamiento de los deflectores	anual	Auxiliares de Ingeniería
1	A	2	S	N	S		S						Inspección visual del estado de las cañerías y apriete de acoples.	anual	Auxiliares de Ingeniería
1	A	3	S	N	N	S	N	S					Reacondicionamiento cíclico del deflector	bianual	Auxiliares de Ingeniería

Tabla 38. Análisis de modos de fallo y efectos de los inyectores**Realizado por:** El Autor

Hoja de información RCM		Sistema: Turbina		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano		Fecha: 08/11/2016	Hoja N° 3
		Subsistema: Inyector		Auditor:		Fecha:	de 4
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
1	Direccionar el chorro y regular la cantidad de agua sobre el rodete	A	No regula la cantidad de agua.	1	Pérdida de aceite por acoples del inyector	No responde el servo del inyector a las consignas del regulador de velocidad, se observa una alarma de bajo nivel de aceite, se para la unidad de emergencia, personal técnico revisa el sistema de cañerías de alta presión de los servos y se contamina el agua turbinada con aceite, se necesita reemplazar los "orings" de los acoples de las cañerías tiempo estimado (4 horas).	
				2	Cañerías de alimentación del servo del inyector se encuentran obstruidas	No se produce la actuación del servo del inyector, el sistema Scada manda la consigna pero no responde el inyector, se para de emergencia la unidad, técnicos de mantenimiento realizan la inspección del sistema oleo hidráulico y cañerías de alimentación del servo del inyector. (tiempo estimado 5 horas).	
				3	Pérdida de presión del grupo oleo hidráulico	Se registra una alarma de baja presión del oleo hidráulico en el centro de control, y en seguida la válvula principal se cierra produciendo la parada de emergencia de la unidad, se puede tener una contaminación del agua turbinada con aceite, personal técnico de mantenimiento revisa el sistema oleo hidráulico. (tiempo estimado 3 horas)	
				4	Eje del inyector roto	El momento del arranque de la unidad se realiza la apertura de los inyectores al 20% para romper la inercia del rotor y producir el giro del mismo, los inyectores 2, 3 y 4 se quedan con ese valor de apertura y actúa solo el inyector 1 se visualiza en la pantalla del sistema Scada que el porcentaje de apertura del inyector 1 aumenta pero no así las revoluciones del rotor, en un tiempo de 2 minutos al no alcanzar la velocidad nominal el sistema Scada manda a parada normal. El personal de mantenimiento realiza la inspección del inyector y el respectivo cambio de eje tiempo de estimado para el mantenimiento (48 horas). (Los ejes de los inyectores fueron cambiados por otros de diferente diseños actualmente no se a dado esta falla)	

Tabla 36. Continúa....

Hoja de información RCM		Sistema: Turbina		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano		Fecha: 08/11/2016	Hoja N° 3
		Subsistema: Inyector		Auditor:		Fecha:	de 4
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
1		B	No direcciona el chorro de agua sobre el rodete.	1	Desgaste irregular de la aguja.	Se presenta un ruido en el recinto de la turbina, e incremento de los parámetros de vibración de los cojinetes. Se realiza la parada de unidad, técnicos de mantenimiento revisan las agujas de los inyectores y su respectivo reemplazo tiempo estimado 120 horas.	
2	Se capaz de interrumpir el paso de agua en la etapa de reposo de la unidad de generación.	A	No interrumpe el paso de agua	1	Desgaste de la aguja y asiento.	Se produce un ruido en el recinto de la turbina, debido a la pérdida de agua por la aguja del inyector, y se observa que la presión del distribuidor cae a cero. tiempo estimado para el cambio de agujas y asientos 120 horas	

Tabla 39. Hoja de información del sistema turbina, componente inyector**Realizado por:** El Autor

HOJA DE DECISIÓN RCM			Sistema: Turbina						Facilitador: Ing. Rolando Zambrano			Fecha: 09/11/2016			Hoja N° 3	
			Componente: Inyectores						Auditor:			Fecha			de 4	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción a falta de			Tarea propuesta		Intervalo inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4				
1	A	1	S	N	S		N	N	S				Sustición cíclica, reemplazo de orings de los acoples del servo del inyector		anual	Auxiliares de Ingeniería
1	A	2	S	N	N	S	N	N	N				Ningun mantenimiento preventivo			
1	A	3	S	N	N	S	S						Inspección visual de los parámetros de funcionamiento del grupo oleo hidráulico		En cada turno	Operador 1
1	A	4	S	N	N	S	N	N	N				Ningun mantenimiento preventivo, reemplazo del eje cuando falle		Sin frecuencia	Auxiliares de Ingeniería
1	B	1	S	N	N	S	N	N	S				Sustición cíclica, reemplazo de agujas		bianual	Auxiliares de Ingeniería y personal de mantenimiento del CHM
2	A	1	S	N	N	S	N	N	S				Sustición cíclica, reemplazo de agujas y asientos		bianual	Auxiliares de Ingeniería y personal de mantenimiento del CHM

Tabla 40. *Análisis de modos de fallo y efectos del cojinete de turbina***Realizado por:** El Autor

Hoja de información RCM		Sistema: Turbina				Facilitador: Ing. Rolando Zambrano	Fecha: 08/11/2016	Hoja N° 4
		Componente: Cojinete				Auditor:	Fecha:	de 4
Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla		
1	Absorber los esfuerzos radiales del rotor	A	Incapaz de absorber los esfuerzos radiales	1	Pernos de acople del cojinete flojos	Incremento de vibración y temperatura del cojinete, puede existir desprendimiento de material del cojinete. Tiempo estimado para el apriete de pernos 8 horas.		
2	Contener el aceite de lubricación.	A	No contiene el aceite	1	Fuga de aceite por empaquetadura	En el centro de control aparece una alarma de bajo nivel de aceite y conmuta parada de emergencia de la unidad, el aceite contaminación el agua turbinada. Tiempo estimado para el cambio de empaquetadura 6 horas.		
3	Emitir una señal de nivel del aceite lubricante	A	No emite una señal de nivel del aceite lubricante	1	Sensor dañado	En el centro de control aparece una alarma de nivel de aceite del cojinete de turbina, conmuta parada de emergencia de la unidad. Tiempo estimado para el cambio del sensor 2 horas.		
4	Emitir una señal de temperatura del metal	A	No emite una señal de temperatura del cojinete	1	Sensor dañado	En el centro de control aparece una alarma de variación de la temperatura del cojinete que va de negativo a positivo, conmuta parada de emergencia de la unidad. Tiempo para realizar el cambio del sensor 2 horas.		
				2	Conexiones eléctricas del sensor flojas	Se visualiza en el centro de control variaciones de temperatura del cojinete que no son reales, se para la unidad. Tiempo para revisar las conexiones 1 hora		

Tabla 41. Hoja de decisión del sistema turbina, componente cojinete

Realizado por: El Autor

HOJA DE DECISIÓN RCM			Sistema: Turbina						Facilitador: Ing. Rolando Zambrano			Fecha: 09/11/2016			Hoja N° 4	
			Componente: Cojinete						Auditor:			Fecha			de 4	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción a falta de			Tarea propuesta		Intervalo inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4				
1	A	1	S	N	N	S	S						Tarea a condición. Revisión del torque de los pernos de acoplamiento del cojinete.		12000 horas de funcionamiento	Auxiliares de ingeniería
2	A	1	S	N	S		N	N	S				Tarea de sustición cíclica. Reemplazo de empaquetadura		40000 horas de funcionamiento	Auxiliares de ingeniería
3	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Mantenimiento correctivo, reemplazo del sensor		Sin frecuencia	Personal de mantenimiento de la DCG y Auxiliares de Ingeniería
4	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Mantenimiento correctivo, reemplazo del sensor		Sin frecuencia	Personal de mantenimiento de la DCG y Auxiliares de Ingeniería
4	A	2	S	N	N	S	S						Tarea a condición. Revisión y apriete conexiones eléctricas de los sensores		anual	Personal de mantenimiento de la DCG y Auxiliares de Ingeniería

CAPITULO 4

4. RESULTADOS

4.1 Diagnóstico del proceso de mantenimiento de la Central Ocaña

De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis del mantenimiento en la Central Ocaña a continuación se expone un resumen de los hallazgos obtenidos en el capítulo 2.

En la tabla 14 extraída del capítulo 2 se indica el resumen del diagnóstico realizado a cada área funcional del proceso de mantenimiento.

Tabla 14. *Resumen del diagnóstico del proceso de mantenimiento de la Central Ocaña*

AREA FUNCIONAL	META (%)	CALIFICACIÓN DEL MANTENIMIENTO (%)	CALIFICACIÓN POR AREA (%)
ORGANIZACIÓN, PERSONAL, RELACIONES	10	7	66
PREPARACIÓN Y PLANIFICACIÓN DEL TRABAJO	20	10	50
INGENIERÍA, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20	13	63
COMPRAS Y BODEGAS DE MATERIALES	15	10	64
CONTRATACIÓN	10	6	63
PRESUPUESTOS DE MANTENIMIENTO, CONTROL DE COSTOS	10	5	52
EFICIENCIA	15	12	81
TOTAL	100	62	

De los datos expuestos en la tabal 14 se realiza la presentación de la figura 33, en donde podemos visualizar de manera gráfica los resultados obtenidos del diagnóstico del proceso de mantenimiento.

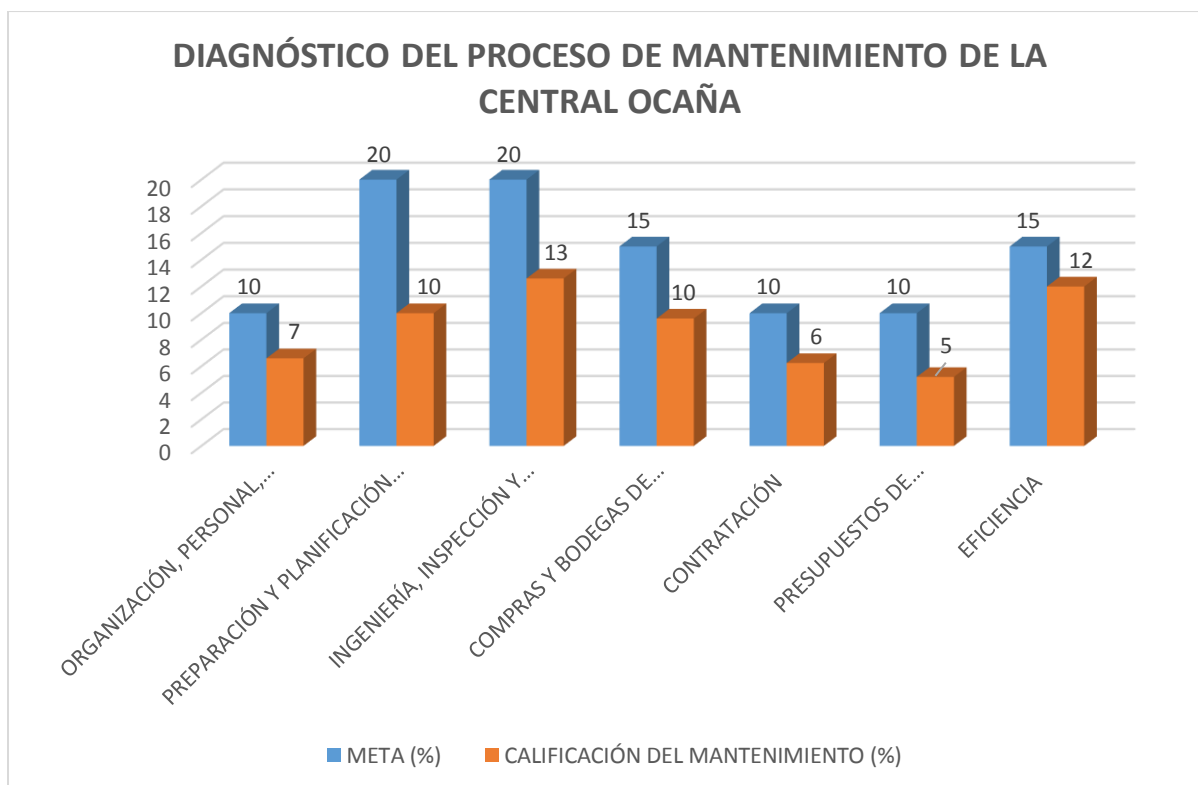


Figura 33. Diagnóstico del proceso de mantenimiento de la Central Ocaña

4.2 Plan de mantenimiento de los activos críticos de la Central Ocaña

Una vez obtenido los resultados de la aplicación de la metodología Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) de los activos críticos, se procede a realizar el plan de mantenimiento, con la participación del personal de mantenimiento y operación de la Central Ocaña y personal de mantenimiento del Complejo Hidroeléctrico Machángara, que participan en gran parte del mantenimiento que se realizan en la Central Ocaña.

En la tabla 42 se muestra el plan de mantenimiento obtenido a partir de la aplicación de la metodología RCM.

Tabla 42. Plan de mantenimiento para los sistemas críticos de la Central Ocaña**Realizado por:** El Autor

Sistema: Unidad de generación		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano	Fecha: 07/12/2016	Hoja N° 1
		Auditor:	Fecha:	de 2
Componente	Tarea de mantenimiento	Frecuencia	Departamento responsable	
Sistema de refrigeración	Reemplazo de los sellos mecánicos	bianual	Mantenimiento Central Ocaña	
	Inspección del acople motor-bomba	anual	Mantenimiento Central Ocaña	
	Reemplazo de la válvula check	anual	Mantenimiento Central Ocaña	
	Inspección del serpentín de refrigeración	anual	Mantenimiento Central Ocaña	
	Limpieza de intercambiadores	anual	Mantenimiento Central Ocaña y Mantenimiento CHM	
Regulador de velocidad	Medición Termo gráfica de las bobinas de las válvulas solenoides	mensual	Mantenimiento Central Ocaña	
	Limpieza de contactos de los sensores de presión de la tubería	semestral	Mantenimiento Central Ocaña	
	Medición de vibraciones y ultrasonido	semestral	Mantenimiento Central Ocaña	
	Limpieza de filtros de succión de las bombas del oleo hidráulico	semestral	Mantenimiento Central Ocaña	
Sistema turbina	Métodos no destructivos de inspección como son: tintes penetrantes, partículas magnéticas y verificación del perfil hidráulico del rodete	anual	Mantenimiento Central Ocaña y Mantenimiento CHM	
	Verificar el sistema de levantamiento del rotor	10000 horas de funcionamiento	Mantenimiento Central Ocaña	

Tabla 42. Continúa....

Sistema: Unidad de generación		Facilitador: Ing. Rolando Zambrano	Fecha: 07/12/2016	Hoja N° 2
		Auditor:	Fecha:	de 2
Componente	Tarea de mantenimiento	Frecuencia	Departamento responsable	
Sistema turbina	Inspección de cañerías y acoples de alimentación del servo de los deflectores	anual	Mantenimiento Central Ocaña	
	Reacondicionamiento cíclico de los deflectores	bianual	Mantenimiento Central Ocaña y Mantenimiento CHM	
	Reemplazo de "o"rings de los acoples del servo del inyector	anual	Mantenimiento Central Ocaña	
	Reemplazo de agujas y asientos de los inyectores	bianual	Mantenimiento Central Ocaña y Mantenimiento CHM	
	Revisión del torque de apriete de los pernos de sujeción del cojinete radial de turbina	Cada 12000 horas de funcionamiento	Mantenimiento Central Ocaña	
	Reemplazo de empaquetadura del cojinete de turbina	Cada 40000 horas de funcionamiento	Mantenimiento Central Ocaña y Mantenimiento CHM	
	Limpieza y revisión de conexiones eléctricas de los sensores de nivel y temperatura del cojinete de turbina	anual	Mantenimiento Central Ocaña	

CONCLUSIONES

- En la evaluación realizada a la gestión del mantenimiento en la Central Ocaña se observa que las áreas funcionales de preparación y planificación del trabajo y en presupuestos de mantenimiento y control de costos se obtuvo valores del 50% y 52% respectivamente, siendo estas dos áreas las que más se alejan de la meta establecida, mientras que en el área de eficiencia se obtuvo un valor de 81%, que es el valor más alto con respecto a las otras áreas. Todo el análisis fue realizado mediante la recopilación de información, las entrevistas realizadas a personal de mantenimiento y Jefatura, donde se pudo establecer una lista de hallazgos que presentan oportunidades de mejora, que nos ayudará a optimizar la gestión del mantenimiento no solo en la Central Ocaña sino en el resto de Centrales y áreas de la Empresa.
- En base a la metodología de criticidad de los puntos se pudo evaluar los activos de la Central y obtener los que presentaban mayor criticidad en donde se centró el estudio obteniendo que los sistemas críticos debido a la frecuencia de fallos y al análisis de otros aspectos son: sistema de refrigeración, regulador de velocidad y turbina.
- La aplicación de la metodología Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, se inició con la conformación del equipo de trabajo el mismo que estaba integrado por personal técnico de mantenimiento y operación, en donde se pudo evaluar y definir las funciones, fallas funcionales, modos de fallo y efectos de los diferentes componentes que conforman los sistemas en estudio.
- La obtención de un plan de mantenimiento partiendo de la evaluación del diagrama de decisión del RCM, nos da las pautas para incluir actividades preventivas en los sistemas que más fallas se han reportado, buscando reducir la tasa de fallos, incrementar la disponibilidad y la confiabilidad de la Central Ocaña.

RECOMENDACIONES

- Capacitar e integrar al resto de áreas de la empresa al empleo del programa SisMAC puesto que es una herramienta que nos ayudará a la planificación y control del mantenimiento, también ha obtener información con respecto a índices de mantenimiento, cronogramas, disponibilidad de unidades e indicadores de cumplimiento de la gestión de órdenes de trabajo para la evaluación mensual de la remuneración variable del personal de mantenimiento y operación.
- Capacitar al personal de mantenimiento con el fin de realizar el análisis de criticidad de los diferentes activos de las Centrales para que en base a los resultados se pueda destinar los recursos económicos y técnicos para incrementar la confiabilidad y disponibilidad de dichos activos.
- De acuerdo a las tareas obtenidas en el plan de mantenimiento de los sistemas refrigeración, turbina y regulador de velocidad, capacitar al personal de mantenimiento en las tareas predictivas para que la información recopilada sea lo más confiable.
- Capacitar al personal de mantenimiento y operación en la implementación de la metodología RCM, debido a que se requiere la participación directa de ellos e indicar la importancia que se tiene en obtener planes de mantenimiento actualizados que estén de acuerdo al contexto operacional de cada equipo, con la finalidad de que se pueda aplicar en el resto de las Centrales de Generación de la empresa Elecaastro, teniendo en cuenta que el RCM actúa sobre tres factores que son: el Contexto Operacional, la Confiabilidad Inherente y el Plan de Mantenimiento.

BIBLIOGRAFIA

- C&V Ingeniería Cia. Ltda. (versión 2013). Manual del usuario SisMAC.
- Dirección de Planificación, Elecaustro. (2015). *Indices de Disponibilidad*. Cuenca.
- Dirección de Planificación, Elecaustro S.A. (2014). *Informe de Disponibilidad*. Cuenca.
- Dirección de Planificación, Elecaustro S.A. (2016). *Informe de Disponibilidad*. Cuenca.
- Elecaustro S.A. (2016). Sistema de Inventarios.
- ELECAUSTRO S.A. (2016). <http://www.elecaustro.com.ec/>.
- Gutierrez, Agüero, Calixto. (Mayo de 2007). Análisis de Criticidad Integral de Activos.
- <http://karlasilvatapia.blogspot.com/2012/01/infima-cuantia.html>. (2012). Contratación Pública.
- Hung, A. (2009). Mantenimiento Centrado en Confiabilidad como estrategia para apoyar los indicadores de disponibilidad y paradas forzadas en la Planta Oscar A. Machado EDC. *Ingeniería Energética*, However.
- Mora Gutiérrez, L. A. (2009). *Mantenimiento, Planeación, ejecución y control*. México: Alfaomega.
- Moubray, J. M. (2000). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. North Carolina: Aladon LLC.
- Ocaña, U. d. (Marzo de 2012). Folleto Central Hidroeléctrica Ocaña.
- Operación Scada Central Ocaña. (2014 - 2015). Bitácora de operación.
- Palencia, O. G. (Octubre de 2014). Módulo N°8 Fundamentos de la Gestión de Activos.
- SAE JA1011. (Agosto de 1999). Norma SAE JA1011.
- Sexto Cabrera, L. F. (2008). La Confiabilidad Integral del Activo. *Ingeniería Mecánica 1*, 49-56.

Sexto Cabrera, L. F. (2015). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, apuntes y reflexiones*.
Lissone: Radical Management.

Sexto, L. F. (2015). Modulo - Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM).

Stanley Nowlan, F., & F. Heap, H. (1978). *Reliability - Centered Maintenance*. San Francisco:
Dolby Access Press.

Unidad de Supervisión de Ocaña. (marzo de 2012). Boletín informativo final .

ANEXOS

DIAGRAMA DE DECISIÓN DEL RCM

