

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

*Trabajo de titulación previo
a la obtención del título
de Ingeniero Eléctrico*

PROYECTO TÉCNICO CON ENFOQUE GENERAL:

**“PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO
CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM) EN LA UNIDAD
DE GENERACIÓN 2 DE LA CENTRAL SAYMIRÍN”**

AUTORES:

EDYSON FERNANDO CABRERA RAMÓN
JORGE ADRIÁN TAPIA GONZÁLEZ

TUTOR:

ING. HERNÁN PATRICIO GUILLÉN COELLO

CUENCA - ECUADOR

2019

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Edyson Fernando Cabrera Ramón con documento de identificación N° 1150292751 y Jorge Adrián Tapia González con documento de identificación N° 0105689616, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación: **“PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM) EN LA UNIDAD DE GENERACIÓN 2 DE LA CENTRAL SAYMIRÍN”**, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: *Ingeniero Eléctrico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, junio del 2019

Edyson Fernando Cabrera Ramón

C.I. 1150292751

Jorge Adrián Tapia González

C.I. 0105689616

CERTIFICACIÓN

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **“PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM) EN LA UNIDAD DE GENERACIÓN 2 DE LA CENTRAL SAYMIRÍN”**, realizado por Edyson Fernando Cabrera Ramón y Jorge Adrián Tapia González, obteniendo el *Proyecto Técnico con enfoque general*, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, junio del 2019



Ing. Hernán Patricio Guillén Coello

C.I. 0102063120

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, Edyson Fernando Cabrera Ramón con documento de identificación N° 1150292751 y Jorge Adrián Tapia González con documento de identificación N° 0105689616, autores del trabajo de titulación: **“PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM) EN LA UNIDAD DE GENERACIÓN 2 DE LA CENTRAL SAYMIRÍN”** certificamos que el total contenido del *Proyecto Técnico con enfoque general*, es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, junio de 2019



Edyson Fernando Cabrera Ramón

C.I. 1150292751



Jorge Adrián Tapia González

C.I. 0105689616

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia por ese apoyo en todo momento, son tantas maneras que sería más de un simple libro mencionarlas, a mis maestros por su enseñanza y paciencia, a mis amigos y compañeros que hicieron de este tiempo el más emocionante y lleno de grandes recuerdos. Por todo ello es gratificante recordarlos en una etapa tan valiosa de mi vida. Si, también mencionar a la empresa ELECAUSTRO S.A. por su valioso apoyo dentro del desarrollo de este documento. ¡Muchas gracias!

Edyson Fernando Cabrera Ramón

Agradezco primeramente a Dios por haberme permitido culminar una etapa más de mi vida. Agradezco también a mis padres Jorge y Teresa por creer en mí y estar siempre presentes a pesar de todo. A mis hermanos Andrés y Vanessa quienes a pesar de ser menores a mí los considero mis ejemplos de vida. A mis abuelitas Aida y Martha quienes con su cariño y sabios consejos me guiaron a siempre querer ser un triunfador de la vida. Cabe mencionar a mis maestros que día a día me brindaron sus conocimientos, además agradecer de manera especial a la empresa ELECAUSTRO S.A. por haberme permitido desarrollar el presente proyecto de titulación, al igual que a mis compañeros por todas las experiencias vividas a lo largo de la carrera.

Jorge Adrián Tapia González

DEDICATORIAS

Dedicado a mis padres en especial, por todo ese apoyo innumerable realizado para el desarrollo y crecimiento personal, por aceptar y retarme a mí mismo a la conclusión de algo tan memorable. Fui parte de esas emociones vividas: la alegría, el sufrimiento, el dolor y más que ello las ganas de salir adelante; sin importar el frío intenso, la lluvia, sofocantes días en el campo o relajadas tardes en familia escuchando amenas conversaciones. Para mí es grato su recuerdo y como mínimo merecen este pequeño reconocimiento. Tibi gratias ago!

Edyson Fernando Cabrera Ramón

El presente trabajo de titulación está dedicado para mi madre Teresa y mi padre Jorge quienes siempre han sabido estar presentes brindándome su apoyo incondicional y su amor a lo largo de mi carrera universitaria, también se lo dedico a mis hermanos Andrés y Vanessa quienes con sus ocurrencias y su manera de ser siempre estuvieron motivándome a seguir adelante y también va dedicado para mis 2 abuelitas Aida y Martha quienes desde pequeño fueron un ejemplo para mí, enseñándome que en la vida hay que luchar para conseguir nuestros objetivos.

Jorge Adrián Tapia González.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	I
DEDICATORIAS	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE ECUACIONES	VII
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
ABREVIATURAS.....	IX
RESUMEN.....	X
INTRODUCCIÓN	XI
ANTECEDENTES DEL PROBLEMA DE ESTUDIO.....	XII
JUSTIFICACIÓN	XIII
OBJETIVOS	XIV
OBJETIVO GENERAL	XIV
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	XIV
CAPÍTULO 1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA CENTRAL SAYMIRÍN V.	1
1.1 Central Saymirín V.....	1
1.1.1 Información Técnica de la Central Saymirín V.....	2
1.1.2 Software de Mantenimiento de Elecaastro.....	3
CAPÍTULO 2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM).....	5
2.1 RCM (Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad) – Historia y Evolución ..	5
2.1.1 Primera Generación	5
2.1.2 Segunda Generación	6
2.1.3 Tercera Generación.....	6
2.2 Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).....	9
2.2.1 Características del RCM.....	10
2.2.2 Metodología del RCM.....	12
2.2.3 Contexto Operacional.....	14
2.2.4 Funciones y Estándares de Uso.....	14

2.2.5 Modos de Fallo Funcionales (MF)	16
2.2.6 Efectos de la Falla.....	17
2.2.7 Consecuencias de la Falla.....	18
2.2.8 Selección de la Política de Gestión de Fallos en Tareas Programadas.....	20
2.3 Proceso de Selección de Tareas.....	21
2.3.1 Planificación del Proceso RCM.....	21
2.4 Análisis de la Criticidad	23
2.5 Indicadores de Mantenimiento.	24
2.5.1 MTBF (Tiempo Medio Entre Fallos)	25
2.5.2 MTTR (Tiempo Medio de Reparación).....	25
2.5.3 Disponibilidad.....	25
2.5.4 Mantenibilidad.....	26
2.5.5 Tasa de Fallos.	26
2.5.6 Confiabilidad	26
CAPÍTULO 3. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN.....	27
3.1 Investigación de Campo.	27
3.2 Histórico de Fallas.....	29
3.2.1 Hoja de Vida.....	29
3.2.2 Órdenes de Trabajo.....	31
3.2.2.1 Orden de Trabajo Directa.....	31
3.2.2.2 Orden de Trabajo de Servicio.	31
3.3 Disponibilidad de la Unidad 2.....	34
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE CRITICIDAD.	38
4.1 Criterios de Evaluación de Criticidad Personalizados.....	38
4.2 Matriz de Criticidad.....	44
4.3 Selección de equipos Críticos.....	44
CAPÍTULO 5. APLICACIÓN RCM (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD).	46
5.1 Aplicación RCM en el Generador.	47
5.1.1 Contexto Operacional del Generador.	47
5.1.2 Análisis de Modo de Fallos y Efectos del Generador.....	48

5.1.3 Hoja de Decisión del Generador.....	51
5.2 Aplicación RCM en el Cojinete Superior.....	53
5.2.1 Contexto Operacional del Cojinete Superior.....	53
5.2.2 Análisis de Modo de Fallos y Efectos del Cojinete Superior.....	54
5.2.3 Hoja de Decisión del Cojinete Superior.....	56
5.3 Aplicación RCM en los Inyectores.....	57
5.3.1 Contexto Operacional de los Inyectores.....	57
5.3.2 Análisis de Modo de Fallos y Efectos del Inyector.....	58
5.3.3 Hoja de Decisión del Inyector.....	61
CAPÍTULO 6. RESULTADOS.....	62
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	73
7.1 CONCLUSIONES.....	73
7.2 RECOMENDACIONES.....	74
BIBLIOGRAFÍA.....	75
ANEXOS.....	78
Anexo 1. Histórico de Las Ordenes de Trabajo de la Unidad 2 de Generacion.....	78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Logo ELECAUSTRO S.A.....	1
Figura 1.2: Logo Sistema de Mantenimiento Asistido por Computador.	3
Figura 2.1: Crecimiento de las expectativas del mantenimiento.....	7
Figura 2.2: Puntos de vista cambiantes respecto a las fallas de equipos.....	7
Figura 2.3: Cambios en las Técnicas de Mantenimiento.	9
Figura 2.4: Secuencia del proceso RCM.....	13
Figura 2.5: Rangos de rendimiento y condiciones de mantenibilidad.	16
Figura 2.6: Rangos de rendimiento y condiciones de mantenibilidad.	20
Figura 2.7: Formación del grupo de revisión de RCM.	22
Figura 2.8: Estructura Matriz de Criticidad.	24
Figura 3.1: Disponibilidad de la unidad de generación 2 de Saymirín V, años 2017 y 2018.....	36
Figura 4.1: Matriz de Criticidad. Para evaluación de equipos.	44
Figura 5.1: Fotografía del Generador de la Unidad 2 de Generación de la central Saymirín V.	47
Figura 5.2: Fotografía del Cojinete Superior de la Unidad 2 de Generación de la central Saymirín V.	53
Figura 5.3: Esquema del regulador de velocidad de la unidad 2 de la Central Saymirín V.	57
Figura 6.1: Curva de Disponibilidad de la Unidad 2 de Generación de la central Saymirín V.	62
Figura 6.2: Curva de Mantenibilidad de la Unidad 2 de Generación de la central Saymirín V.	63
Figura 6.3: Curva de Confiabilidad de la Unidad 2 de Generación de la central Saymirín V.	64

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación Básica del Riesgo (1).....	23
Ecuación Básica de la Criticidad (2).....	23
Ecuación del Tiempo Medio entre Fallas (3).....	25
Ecuación del Tiempo Medio de Reparación (4).....	25
Ecuación de la Disponibilidad Mediante Horas Operando (5).....	25
Ecuación de la Disponibilidad Mediante Tiempos Medios Entre Falla y Reparación. (6).....	25
Ecuación de la Mantenibilidad (7).....	26
Ecuación de la Tasa de Fallos (8).....	26
Ecuación de la Confiabilidad (9).....	26
Ecuación de la Criticidad Total por Riesgo Personalizado (10).....	38
Ecuación del Impacto (11).....	38

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Hoja de información del RCM.....	17
Tabla 2.2: Hoja de decisión del RCM.....	19
Tabla 3.1: Sistemas de la Unidad de Generación.....	27
Tabla 3.2: Equipos de cada Subsistema de la Unidad 2 de Generación.	28
Tabla 3.3: Encabezado Hoja de Vida Unidad 2 de Generación.	30
Tabla 3.4: Registro de fallas de la unidad de generación Saymirín V.	32
Tabla 3.5: Disponibilidad mensual de la unidad de generación 2 Saymirín V.....	35
Tabla 3.6: Indicadores de confiabilidad unidad de generación 2 periodo 2017-2018.	37
Tabla 4.1: Criterios de evaluación de criticidad personalizados.....	39
Tabla 4.2: Criterios Semicuantitativos de equipos pertenecientes a la Unidad 2 Saymirín V.	41
Tabla 4.3: Análisis de Criticidad en equipos de la Unidad 2 Saymirín V.	45
Tabla 5.1: Análisis de Modo de Fallos y Efectos en el Generador.	48
Tabla 5.2: Hoja de Decisión de Generador.	51
Tabla 5.3: Análisis de Modo de Fallos y Efectos del Cojinete Superior.	54
Tabla 5.4: Hoja de Decisión del Cojinete Superior.....	56
Tabla 5.5: Análisis de Modo de Fallos y Efectos del Inyector.	58
Tabla 5.6: Hoja de Decisión del Inyector.....	61
Tabla 6.1: Mantenimientos propuestos para el Equipo Generador.	66
Tabla 6.2: Mantenimientos propuestos para el Equipo Cojinete Superior.....	68
Tabla 6.3: Mantenimientos propuestos para el Equipo Inyector.....	69
Tabla 6.4: Mantenimientos Sugeridos para Equipos de Criticidad Media.....	70
Tabla 6.5: Mantenimientos Sugeridos para Equipos de Criticidad Baja.	71

ABREVIATURAS

AMFE	ANÁLISIS DE MODOS, LOS EFECTOS Y LAS CRITICIDADES DE LAS FALLAS.
CHM	COMPLEJO HIDROELÉCTRICO MACHÁNGARA.
CTR	CRITICIDAD TOTAL POR RIESGO.
CTRP	CRITICIDAD TOTAL POR RIESGO PERSONALIZADO.
DCG	DEPARTAMENTO DE CONTROL DE GENERACIÓN.
MF	MODOS DE FALLO FUNCIONALES.
MTBF	TIEMPO MEDIO ENTRE FALLOS.
MTTR	TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN.
OT	ORDEN DE TRABAJO.
RCM	MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD.
SAE	SOCIEDAD DE INGENIEROS DE LA INDUSTRIA AUTOMOVILÍSTICA.
SISMAC	SISTEMA DE MANTENIMIENTO ASISTIDO POR COMPUTADOR.
OT	ORDEN DE TRABAJO.

RESUMEN

Una Central Hidroeléctrica utiliza la energía hidráulica para la generación de energía eléctrica la misma que es distribuida a los usuarios finales para satisfacer la demanda. Las empresas generadoras de energía eléctrica siempre buscan que la energía eléctrica generada sea confiable y esté disponible el mayor tiempo posible. Es por este motivo que se debe mantener a todos los sistemas que forman parte de la unidad de generación en condiciones óptimas para su correcto funcionamiento. Para lograr que la operación de la unidad de generación sea la adecuada, es de vital importancia el aplicar un mantenimiento en todos los sistemas que forman parte de la unidad de generación.

Recordemos que el servicio de energía eléctrica debe satisfacer una demanda, manteniendo altos índices de confiabilidad y disponibilidad, la aplicación de un RCM (Mantenimiento Basado en Confiabilidad) en las unidades de generación de una hidroeléctrica logrará que la energía eléctrica en su etapa de generación cumpla dichos índices.

En la actualidad todas las centrales que forman parte del Complejo Hidroeléctrico Machángara cuentan con planes de mantenimiento, estos mantenimientos son basados en las recomendaciones del fabricante y la experiencia del personal que labora actualmente en la Central, pero, es evidente que con el pasar de los años el mantenimiento tiene que ir evolucionando para conservar el funcionamiento óptimo de la central de Saymirín.

En el presente proyecto de titulación se proporciona a la Empresa Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A., una propuesta de implementación de mantenimiento centrado en la confiabilidad para la Unidad de Generación 2 que forma parte de la Central Hidroeléctrica Sr. Arturo Salazar Orrego (Saymirín V).

El estudio comienza realizando un análisis de criticidad a los sistemas que forman parte de la unidad de generación 2 de la central “Saymirín”, luego, con los resultados obtenidos, se escogen los 3 sistemas más críticos de la unidad y con la ayuda del diagrama de decisión del RCM se obtiene un plan de mantenimiento que consta de las diferentes actividades, la frecuencia de las mismas y también el personal técnico que se requiere para ejecutar cada una de las maniobras de mantenimiento de los sistemas más críticos.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día la generación de energía eléctrica dentro del país tiene que satisfacer varios requerimientos para lograr que la misma logre estar siempre disponible de una manera continua y confiable para el usuario final.

La “Central Hidroeléctrica Sr. Arturo Salazar Orrego” (Saymirín V) forma parte de la Empresa Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A., se dedica a la generación de energía eléctrica aportando al Sistema Nacional Interconectado una potencia de 15,4 MW. La central Saymirín V se encuentra ubicada en la provincia del Azuay dentro de la parroquia de Chiquintad.

La Central Hidroeléctrica Saymirín V empezó su operación en el año 2014, es decir es considerada una central relativamente nueva por lo que hasta el momento no ha sufrido fallas que puedan ser representativas ocasionando daños y deteniendo el proceso de generación de energía eléctrica.

En el presente trabajo de titulación se estudian los criterios de mantenibilidad y confiabilidad de la unidad de generación 2, que con el pasar de los años podrían ir variando afectando directamente a su disponibilidad.

Teniendo en cuenta que la unidad de generación está compuesta por varios equipos, se realiza un análisis de criticidad a cada uno de ellos, analizando varios parámetros con el objetivo de encontrar los equipos de alta criticidad y proceder a evaluarlos además de determinar las tareas de mantenimiento para cada uno de ellos.

Luego de haber realizado el análisis de criticidad, se propone implementar un RCM (Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad) con la finalidad de optimizar la gestión de los equipos de alta criticidad pertenecientes a la central Saymirín V cumpliendo con los requerimientos expuesto en la norma SAE JA – 1011.

Para finalizar el contenido del documento se presentan las tareas obtenidas luego de realizar el RCM en cada uno de los equipos de alta criticidad además se expone el equipo de trabajo necesario dentro de ELECAUSTRO S.A. para lograr ejecutar las tareas de mantenimientos propuestas en el documento.

ANTECEDENTES DEL PROBLEMA DE ESTUDIO

En la actualidad la demanda de energía eléctrica es muy alta y se necesita garantizar el continuo servicio de generación, es decir, se debe garantizar la disponibilidad y la confiabilidad de sus centrales generadoras.

La Compañía Electro Generadora del Austro, “ELECAUSTRO S.A” se dedica a la generación de energía eléctrica aportando al Sistema Nacional Interconectado con una potencia total instalada de 85.5 MW. Esta potencia instalada proviene de: la Mini-Central Gualaceo con 970KW instalados, la termoeléctrica El Descanso con 19.2 MW, también la hidroeléctrica Ocaña con 26 MW instalados y finalmente el Complejo Hidroeléctrico Machángara que consta con 2 Centrales en cascada Saucay y Saymirín con una potencia instalada de 24MW y 15.4MW respectivamente.

Hoy en día todas las centrales cuentan con planes de mantenimiento, los mismos que están basados en las recomendaciones del fabricante y la experiencia del personal que labora actualmente en la central, pero, es evidente que con el pasar de los años el mantenimiento tiene que ir evolucionando para satisfacer el funcionamiento óptimo de la central de Saymirín.

La Central Saymirín comenzó su operación en el año 2014, han pasado ya 4 años de operación en los cuales dentro de la central han surgido ciertas fallas, ocasionando algunas interrupciones en el proceso de generación. De dichas fallas se tiene un registro, además de órdenes de trabajo realizadas a toda la unidad de generación con todos sus sistemas auxiliares, se puede aprovechar los datos antes mencionados para desarrollar la propuesta de mantenimiento centrado en la confiabilidad en los equipos más críticos de toda la unidad de generación.

JUSTIFICACIÓN

Evidenciando las problemáticas expuestas en los antecedentes, donde las fallas o paros en el sistema de generación se pueden dar en momentos inesperados, también teniendo en cuenta que actualmente se cuenta con un plan de mantenimiento realizado en base a las recomendaciones del fabricante y a la experiencia que se tiene del resto de las Centrales de generación, así como la experiencia del personal de mantenimiento y en base a las fallas que se han ido dando se ha creado una ruta de inspecciones de dichos equipos. Por medio de un estudio análisis de criticidad de los diferentes sistemas que conforman la unidad de generación se pretende seleccionar los activos críticos para así poder aplicar un RCM en ellos y obtener un plan de mantenimiento de acuerdo a su contexto operacional.

Con la finalidad de reducir el tiempo de parada de las unidades de generación y obtener un plan de mantenimiento para los activos críticos que conforman la unidad de generación se plantea una “Propuesta de Implantación de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) en la unidad de generación 2 de la Central Saymirín V”.

La propuesta de mantenimiento está delimitada para los sistemas más críticos de la unidad de generación de la central de Saymirín V, para cual se determinará cuáles son los equipos más críticos de la Unidad para luego proceder a aplicar un RCM a estos equipos. La propuesta de implementación planteará que los sistemas más críticos presenten el mínimo número de fallas de operación, y si por algún motivo las fallas se presentan, se pueda solucionar rápidamente el problema evitando así detener la generación de energía, lo cual podría llevar a sanciones o pérdidas de gran magnitud. También para evitar el sobre mantenimiento que implican costos por mano de obra, repuestos y tiempos de parada.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Diseñar la “PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM) EN LA UNIDAD DE GENERACIÓN 2 DE LA CENTRAL SAYMIRÍN”.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el estudio de la situación actual del mantenimiento y operación en la Unidad de generación de la Central Saymirín V.
- Realizar una introducción acerca del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).
- Realizar un levantamiento de la información de los sistemas que forman parte de la unidad de generación 2.
- Realizar un análisis de criticidad a toda la unidad de generación 2 con todos sus sistemas (turbina, alternador, regulador de velocidad, servicios auxiliares, válvula principal, sistema de refrigeración, tableros de control).
- Realizar el análisis de los efectos generados por las fallas mediante AMFE (Análisis de Modos, los Efectos y las Criticidades de las Fallas)
- Seleccionar las tareas de mantenimiento idóneas basándose en el Diagrama Lógico de Decisión del RCM que se encuentran en la norma SAE-JA1011.

CAPÍTULO 1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA CENTRAL SAYMIRÍN V.

1.1 CENTRAL SAYMIRÍN V.

La Central Hidroeléctrica Sr. Arturo Salazar Orrego (Saymirín) está ubicada en la parroquia de Chiquintad que forma parte de la Provincia del Azuay perteneciente al Cantón Cuenca. La Central de Generación Hidroeléctrica Saymirín en conjunto con las represas de “El Labrado”, “Chanlud” y la Hidroeléctrica de “Saucay” forman parte del Complejo Hidroeléctrico Machángara perteneciente a la Empresa Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO SA.



Figura 1.1: Logo ELECAUSTRO S.A.

Fuente: (ELECAUSTRO S.A, n.d.)

Las aguas turbinadas que salen de la Central de Saucay son almacenadas en el reservorio “Dutasay” para luego ser dirigidas a la Central de Saymirín, es decir se utiliza el mismo líquido en 2 centrales para la generación de energía eléctrica. Cuando las aguas turbinadas han cumplido su función dentro de las 2 centrales, las mismas son dirigidas a la planta de tratamiento de Agua Potable de Tixán que es propiedad de ETAPA y también es conducida hacia los sistemas de riego de las comunidades de Chiquintad y Ochoa León.

La Central Saymirín fue construida en 3 etapas, la primera etapa conocida como “Saymirín I” cuenta con 2 unidades de generación de tipo Pelton para una potencia de 2,5 MW e inicio su operación en el año 1957, la segunda etapa o “Saymirín II” también cuenta con 2 unidades tipo Pelton para brindar una potencia de 3,7 MW y comenzó su operación en el año de 1964, finalmente la tercera etapa o “Saymirín III y

IV” cuenta con 2 unidades tipo Francis, para brindar una potencia de 8 MW, esta etapa comenzó su operación en el año de 1995.

La Central Hidroeléctrica Saymirín V nace con la idea de modernizar la Central Hidroeléctrica Saymirín, las 4 unidades de generación de la primera etapa ya cumplieron su vida útil por lo que fueron sustituidas por 2 unidades tipo Pelton de 7,5 MW efectivos que fueron ubicados dentro de una nueva casa de máquinas, además se instaló una nueva tubería de presión y un nuevo tanque de carga.

El proyecto Saymirín V brinda varios beneficios tales como:

- Al reemplazar las unidades producción energética de las etapas I y II por generadores de mayor capacidad se aumentó la eficiencia energética produciendo un 25 % más de energía con respecto a las unidades antiguas.
- El nivel de producción de la energía aumento sin la necesidad de aumentar el caudal de agua, además de evitar la producción de energía con centrales térmicas ayudando así al medio ambiente ya que la operación de una central térmica produce un alto grado de contaminación en relación a una central hidroeléctrica.
- Contribuye a la generación de fuentes de trabajo en la zona de Chiquintad y Ochoa León, por ende, favorece el desarrollo industrial del país.

1.1.1 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CENTRAL SAYMIRÍN V.

La Central cuenta con un edificio de control, la subestación eléctrica, un tanque de carga, la tubería de presión, la casa de máquinas y un canal de descarga que al trabajar en conjunto generan energía eléctrica de manera continua y confiable.

El edificio de control cuenta con 3 plantas con una altura total de 10,80 m, ocupando 14,75m x 15,10 m. Este es el lugar donde se encuentran los equipos encargados de la verificación y control de la generación de energía eléctrica.

La subestación eléctrica de la Central cuenta con unas dimensiones de 24,15 x 28,90m. El aislamiento de la subestación es al aire libre con un voltaje nominal de 69kV utilizando un sistema de barra simple. El transformador principal cuenta con una potencia nominal de 8,61 MVA con una relación de transformación de 6,3/69 kV.

El tanque de carga cuenta con un volumen aproximado de 530m³, la central también cuenta con la tubería de presión la cual se encarga de transportar el agua desde el tanque de carga hacia la casa de máquinas. La tubería de presión tiene una longitud total de 329,44m con un diámetro de 1,10 m. (ELECAUSTRO S.A, 2013)

La casa de máquinas tiene unas dimensiones de 13,30m x 23,40 m. Dentro de la misma podemos encontrar: 2 turbinas de tipo Pelton que trabajan a 600rpm brindando una potencia nominal de 3,7 MW cada una; 2 generadores síncronos sin escobillas que tienen 4,1 MVA de potencia nominal continua y 6,3 kV, trabajan a una frecuencia nominal de 60Hz y contando con un factor de potencia de 0,9; 1 puente grúa para tareas de mantenimiento con luz de 11,70 m con capacidad de levantar 35t. (Jakeline & Esteban, 2014)

La Central cuenta con 2 canales de descarga para cada unidad de generación. Para la unidad 1 el canal de descarga cuenta con un ancho de 1,40 m, una altura de 2m, una longitud de 27,50m y una pendiente del 0,29%. El canal de descarga para la unidad de generación 2 tiene características idénticas a la de la unidad 1, solo que su longitud es de 18,70m.

1.1.2 SOFTWARE DE MANTENIMIENTO DE ELECAUSTRO.

Actualmente dentro de la Empresa Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A., se cuenta con un software denominado Sistema de Mantenimiento Asistido por computador (SisMAC). Este software fue diseñado para ser utilizado por el operario, por el personal de mantenimiento y por el personal administrativo de ELECAUSTRO S.A.



Figura 1.2: Logo Sistema de Mantenimiento Asistido por Computador.

Fuente: (ELECAUSTRO S.A, n.d.)

El SisMAC es una herramienta que ayuda a reducir costos de mantenimiento y maximiza la disponibilidad de los bienes de una empresa, este software utiliza como lenguaje de programación Visual Basic por lo que brinda al usuario la posibilidad de vincular información gráfica en listados de bienes, procesos de mantenimiento, etc. (C&V_Ingeniería, 2011)

El SisMAC cuenta con algunas características tales como:

- Este software es totalmente paramétrico por lo que permite elegir cualquier activo de la empresa para su mantenimiento. Para ubicar un activo de la empresa dentro del software se procede a realizar la búsqueda del mismo siguiendo una secuencia lógica de niveles de información brindada por el SisMAC (localizaciones, áreas, sistemas, equipos y componentes).
- Vincula el área técnica y el área financiera facilitando así análisis entre estas 2 áreas y un mejor trabajo conjunto de las mismas.
- Trabaja con códigos para cada equipo o elemento, permitiendo desglosar cada uno de los elementos facilitando los pedidos de compra.
- Permite vincular repuestos existentes en bodega con los equipos en donde puedan ser utilizados para tareas de mantenimiento.
- Permite asignar gráficos de los elementos como planos diseñados en CAD o cualquier otro programa de diseño.

CAPÍTULO 2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM).

2.1 RCM (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD) – HISTORIA Y EVOLUCIÓN

El mantenimiento es la base del correcto funcionamiento de los distintos activos que corresponde a sistemas y equipos; determina el tiempo que se encuentra operando, las tareas a realizar, el listado de materiales, herramientas y equipos a utilizar, además proporciona la extensión de la vida útil del activo. Con la evolución de los distintos activos, también lo ha hecho el mantenimiento, cuyo objetivo es el de evitar el paro no planificado y con ello un profundo análisis de sus causas y consecuencias respectivas. Dichas consecuencias están relacionadas con la seguridad, el medio ambiente, la capacidad operacional y costos. (Zambrano Jara, 2017)

Ahora esto debe ser aplicado hacia el sistema de generación eléctrico cuyo fin es medir la eficiencia de las actividades desarrolladas, así como la calidad del producto entregado (energía suministrada). Los indicadores están dados mediante: disponibilidad, costos variables de producción de energía (USD/kWh), volumen de producción y calidad del servicio. La electricidad se ha convertido en un servicio básico estratégico que sirve a los distintos hogares, para desarrollo y crecimiento del país mediante las distintas industrias a las cuales suministra, y crítica para múltiples servicios como lo es el área de la salud entre otros no mencionados. El incumplimiento resulta reflejado en los índices de confiabilidad, así mismo por costos (sanciones, impedimentos, fin de acuerdos, etc.) (Gonzalo, 2018)

La evolución del mantenimiento se presenta en tres periodos o generaciones:

2.1.1 PRIMERA GENERACIÓN

Inicia aproximadamente en 1930 y culmina en la segunda guerra mundial, no se disponían de industrias mecanizadas en su totalidad, es decir el trabajo era realizado a mano. No requería de abundante personal para realizar las distintas actividades (transporte de materia prima, manufactura, ensamblado), esto siendo aplicado hacia la

industria. Entonces se suponía que los tiempos de parada no estaban relacionados con las fallas de los equipos, más bien del personal y no era necesario prevenir las fallas de los equipos, sino repararlas. No se disponía de un plan de mantenimiento, puesto que las maquinas o equipos eran simples y sobredimensionados, por lo que se podría decir que sus índices de confiabilidad eran altos. (Moubray, 2004)

2.1.2 SEGUNDA GENERACIÓN

Debido a la segunda guerra mundial se dio un cambio drástico, pues se redujo la cantidad de mano de obra y surge la necesidad de fabricar rápidamente todo tipo de bienes y en gran cantidad lo que obliga a mecanizar todos los procesos generando una mayor dependencia de las máquinas y con ello sus fallas. Creciendo la cantidad de máquinas y su complejidad de modo de operación se buscaba analizar que fallas se pueden prevenir. En este lapso aparece el término “mantenimiento preventivo” y consiste básicamente en revisiones periódicas de los equipos para constatar su estado en intervalos de tiempo fijos. (Moubray, 2004)

El costo por mantenimiento se incrementa con respecto a otros costos operativos, obligando a implementar la planificación y control de las tareas de mantenimiento.

2.1.3 TERCERA GENERACIÓN

Inicia a mediados de los años 70 cuando se incrementa los requerimientos industriales y con ellos mayor equipamiento y sistemas complejos para realizar distintas tareas. El tiempo de parada se vuelve una componente crítica, ya que afecta la capacidad de producción de los activos físicos, puesto que se reduce la cantidad de producción, los costos por operación aumentan, y afectan al cliente. El incremento de sistemas mecanizados y automatizados ha hecho que la confiabilidad y disponibilidad sean indicadores necesarios, donde el riesgo incrementa por aparición de fallas que puedan afectar a tales indicadores. Los cambios importantes han sido clasificados en tres tipos: (Moubray, 2004)

Nuevas expectativas: La gran sistematización que aparece implica un mayor número de fallos que puedan afectar a las condiciones como la calidad de producto y servicio. Los costos son prioritarios para controlar. Como lo indica la *Figura 2.1* los

cambios en las técnicas de mantenimiento presentados a través de las tres generaciones, notándose un incremento en la tercera, en su desarrollo.

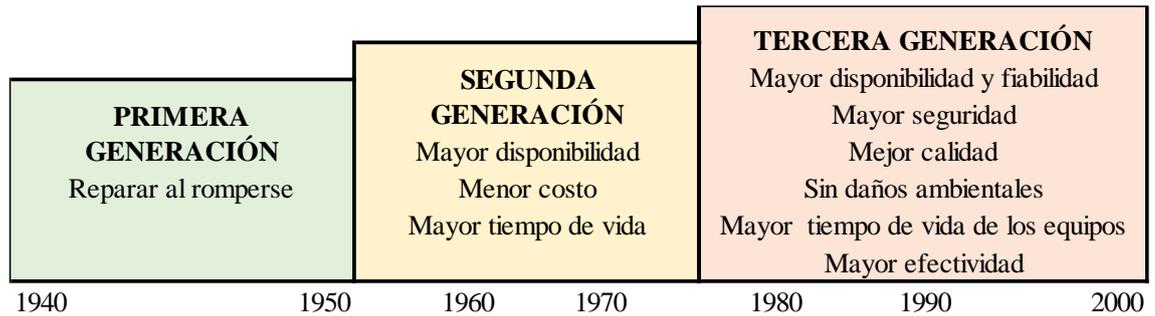


Figura 2.1: Crecimiento de las expectativas del mantenimiento.

Fuente: (Moubray, 2004)

Realizado por: El Autor.

Nuevas investigaciones: Las investigaciones actualizan información y cambian prejuicios de muchas consideraciones en materia de mantenimiento referido a fallas y vejez de los activos físicos, a través del análisis en las generaciones anteriores aparece una cierta cantidad de fallas operacionales iniciales. Se utiliza la curva de bañera en la segunda generación haciendo una analogía a la vida de las personas y denominada como “mortalidad infantil” a las fallas iniciales o tempranas, mientras que continua la alta probabilidad de falla al final de la vida útil.

Las investigaciones de la tercera generación realizadas por Nowlan y Heap revelan seis patrones de falla que ocurren en la práctica. Como lo indica la **Figura 2.2** representa las distintas probabilidades de fallo en cada una de las etapas de la vida de un activo físico.

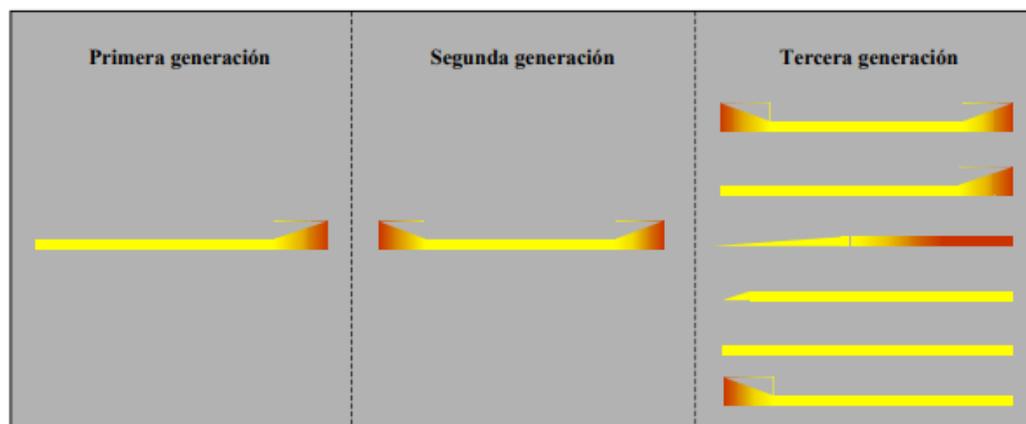


Figura 2.2: Puntos de vista cambiantes respecto a las fallas de equipos.

Fuente: (Moubray, 2004)

Explicadas las curvas o patrones de la tercera generación tenemos que:

El primer patrón se lo conoce como curva de bañera e inicia con una alta tasa de fallas (mortalidad infantil), a continuación, la probabilidad de falla permanece constante y por último una zona de desgaste.

El segundo patrón muestra que no presenta fallas iniciales, sin embargo, la probabilidad de falla permanece constante y la zona de desgaste al final se mantiene.

El tercer patrón muestra una probabilidad de fallas inicial muy baja, que incrementa lentamente con el tiempo, por el hecho de que esta es baja no se puede determinar un tiempo concreto en el cual el riesgo supone el desgaste.

El cuarto patrón muestra una probabilidad de falla muy baja para un nuevo equipo, luego un rápido incremento hasta llegar a una probabilidad de fallas constante.

El quinto patrón muestra una probabilidad de falla constante a lo largo de su vida útil (fallas aleatorias).

El sexto patrón inicia con una alta tasa de fallas tempranas (mortalidad infantil), y decae rápidamente hasta llegar a una probabilidad de fallas constante, aunque también puede incrementarse lentamente.

Estas curvas indican que el mantenimiento en unos casos no resuelve los problemas, en otros casos son contraproducentes, es decir incrementan la probabilidad de fallas siendo un riesgo para la seguridad e integridad del equipo. Con lo que el mantenimiento debe cambiar de ejecutarse completamente y por periodos fijos a realizar planes adecuados, correctos e indicados para cada modo de fallo en el caso de mantenimiento preventivo.

Nuevas técnicas: Existe una gran variedad de conceptos y técnicas de mantenimiento a lo largo de la historia y desarrollo del mismo. *La Figura 2. 3* muestra cómo se han dado los cambios en los sistemas para el desarrollo en las distintas áreas de aplicación.

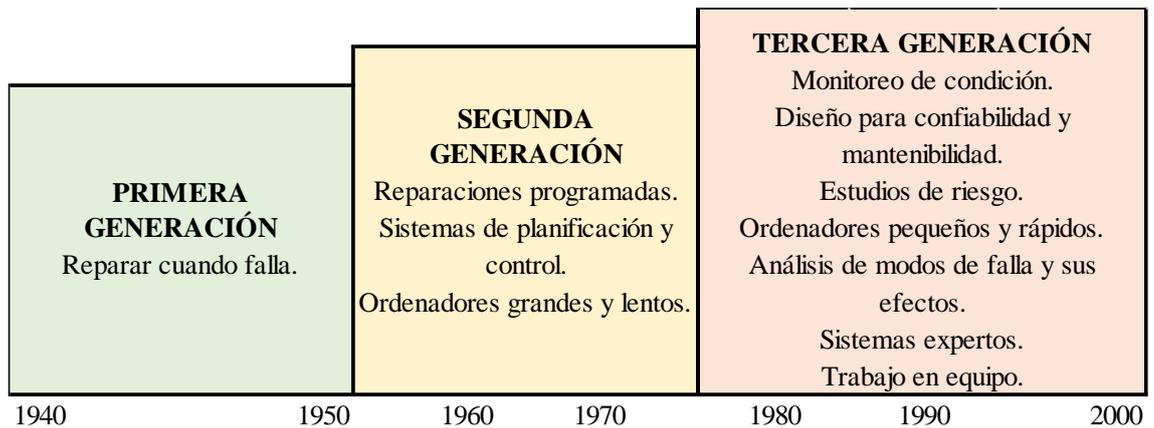


Figura 2.3: Cambios en las Técnicas de Mantenimiento.

Fuente: (Moubray, 2004)

Realizado por: El Autor.

Las nuevas técnicas incluyen desarrollos como: (Alvarez Zeas, 2017)

- Herramientas de ayuda en la toma de decisiones. - Estudio de riesgo, análisis de modo de falla y sus efectos, y sistemas expertos.
- Nuevas técnicas de mantenimiento. - Monitoreo de condición.
- Diseño de equipos. - Mayor impulso en la confiabilidad y mantenibilidad.
- Cambio en la forma de pensar. – Trabajo en equipo y flexibilidad.

2.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM)

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad o RCM (Reliability Centered Maintenance) es un método mediante el cual se determina cuáles son las actividades a implementarse de tal manera que el activo físico continúe operando de manera eficiente o cercana a su máximo desempeño. (Flores Reyes, 2010)

Este tiene su origen por los años 60's y 70's, a pedido del departamento de defensa de los Estados Unidos quien asigna a la empresa United Airlines preparar un informe, escrito por F.S. Nowlan y H.F. Heap y publicado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos en el año de 1978. Este artículo llamado "Reliability Centered Maintenance" trata acerca de programas de mantenimiento para aviones en la industria de aviación civil, cuya característica es la reducción de horas de mantenimiento, también la disminución de accidentes aéreos. (Alvarez Zeas, 2017)

Este ha sido utilizado a lo largo del tiempo en diferentes áreas con la finalidad de formular planes de mantenimiento de activos físicos haciendo el respectivo cambio intergeneracional es decir del paso de que los equipos incrementan las fallas con la edad y con ello su confiabilidad disminuye hacia los patrones de fallas identificables en la *Figura 2. 2*.

En 1986 aparece el documento “Reliability Centered Maintenance MIL-STD 2173”, y ante la variedad de metodologías que aparecen denominadas RCM a partir de 1990 como por ejemplo el Comando Aéreo de la Armada publica el artículo “Principios para el Proceso de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad de la Aviación Naval (NAVAIR 00-25-403)”. En 1992 John Moubray publica el libro “Reliability Centered Maintenance RCM 2” adicionando al diagrama de decisiones consideraciones medioambientales y seguridad. (Sexto, 2015)

En 1999 se postula el estándar SAE JA-1011 cuyo título es “Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)” es decir evalúa las propuestas de mantenimiento, si estas satisfacen los criterios y ayuda a determinar que procesos son RCM y cuáles no. La norma SAE JA-1011 es directa e indica que no pretende imponer nada en específico, más bien se trata de una ayuda o guía en el proceso de establecer un plan de mantenimiento.

2.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL RCM

La aplicación de RCM intenta resolver el problema costo-confiabilidad con una estructura lógico-estratégica que permite evaluar y seleccionar metodologías y procesos para poner en marcha los planes de manera rápida y segura. Esta técnica es especial y conduce a obtener grandes resultados en cuanto a mejoras y rendimiento del equipo de mantenimiento sin importar el campo de aplicación. Entre sus características están: (SAE JA1011, 1999)

- Considera las fallas operacionales con aspectos de seguridad y riesgos medio ambientales. Es decir, estos dos factores se vuelven necesarios a considerar para cualquier toma de decisiones.
- Enfoca cada una de las actividades de mantenimiento en función de cómo afecta en el desempeño o funcionamiento de los activos físicos.

- Garantiza que la inversión en mantenimiento se realiza en las áreas donde más beneficio se genera.

Mediante RCM se busca identificar una metodología para disminuir el riesgo de averías o fallas en relación a las consecuencias que estas traen consigo denominadas políticas de manejo de fallas. El mantenimiento centrado en confiabilidad se fundamenta en: (SAE JA1011, 1999)

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

La aplicación de un plan de mantenimiento basado en RCM abarca ciertos aspectos como: (Moubray, 2004; SAE JA1011, 1999)

- Conocer posibles fallos o averías, definido como el no cumplimiento de ciertas funciones con unos parámetros identificados.
- Conocer las causas que la producen.
- Establecer las consecuencias que se pueden llegar a producir catalogadas en impacto en la seguridad, medio ambiente, capacidad operacional y costos.
- Conocer los métodos para detectarlos anticipadamente con la finalidad de evitarlos y adaptarlos a las necesidades del mantenimiento.
- Estimar cualitativamente la consecuencia del fallo, mediante criticidad y probabilidad de ocurrencia.

Donde la correcta aplicación del RCM produce grandes ventajas como: (Moubray, 2004)

- Mejora de la seguridad ocupacional y el cumplimiento de las regulaciones del medio ambiente (incluyendo conservación de energía).
- Optimiza la confiabilidad operacional, maximiza la disponibilidad y mantenibilidad de los activos.
- Mejora la relación costo-efectiva del mantenimiento.

- Incentiva el trabajo en equipo y motiva al personal.
- Aumento del aprovechamiento de la vida útil de los activos.
- Cumplimiento pleno de los procesos mediante procedimientos de trabajo, registros, y rutinas de mantenimiento.

El RCM trabaja con la aplicación de modos de fallo y consecuencias, se trabaja con datos históricos registrados, con probabilidad de que algunos datos se encuentren erróneos o distorsionados y con ello el análisis. Por lo tanto, se debe considerar los modos de fallo críticos que corresponden riesgos para el equipo como para las personas, además de fallos cuya probabilidad de ocurrencia sea muy baja, pero implican graves daños, los conocidos “modos de falla ocultos”.

2.2.2 METODOLOGÍA DEL RCM.

Todo procedimiento que desea catalogarse como RCM debe responder a siete preguntas definidas en el estándar SAE JA-1011, mediante la guía hacia los requerimientos y especificaciones del desarrollo de una metodología RCM. Según la norma SAE JA-1011 es indispensable seguir el orden planteado en que las preguntas son planteadas, tanto para responder, como para las acciones a ejecutar. Las preguntas son: (Moubray, 2004)

1. ¿Cuáles son las funciones y los estándares de funcionamiento en cada sistema?
2. ¿Cómo falla cada equipo?
3. ¿Qué ocasiona cada fallo funcional?
4. ¿Qué consecuencias tiene cada fallo?
5. ¿De qué modo afecta cada falla?
6. ¿Cómo puede evitarse o prevenir cada fallo?
7. ¿Qué debe hacerse si no es posible evitar un fallo?

Hay un ítem adicional según (Sexto Cabrera, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, apuntes y reflexiones, 2015) quien considera una pregunta adicional acerca de qué sucede si los resultados no son aceptables o no satisfacen considerablemente las expectativas propuestas y una curiosa propuesta en la que estos resultados obligan a una revisión de las tareas tanto seleccionadas como rechazadas

mediante la evaluación de tareas. En la **Figura 2.4** se observa el flujograma de preguntas y su secuencia para obtener los requerimientos del mantenimiento.

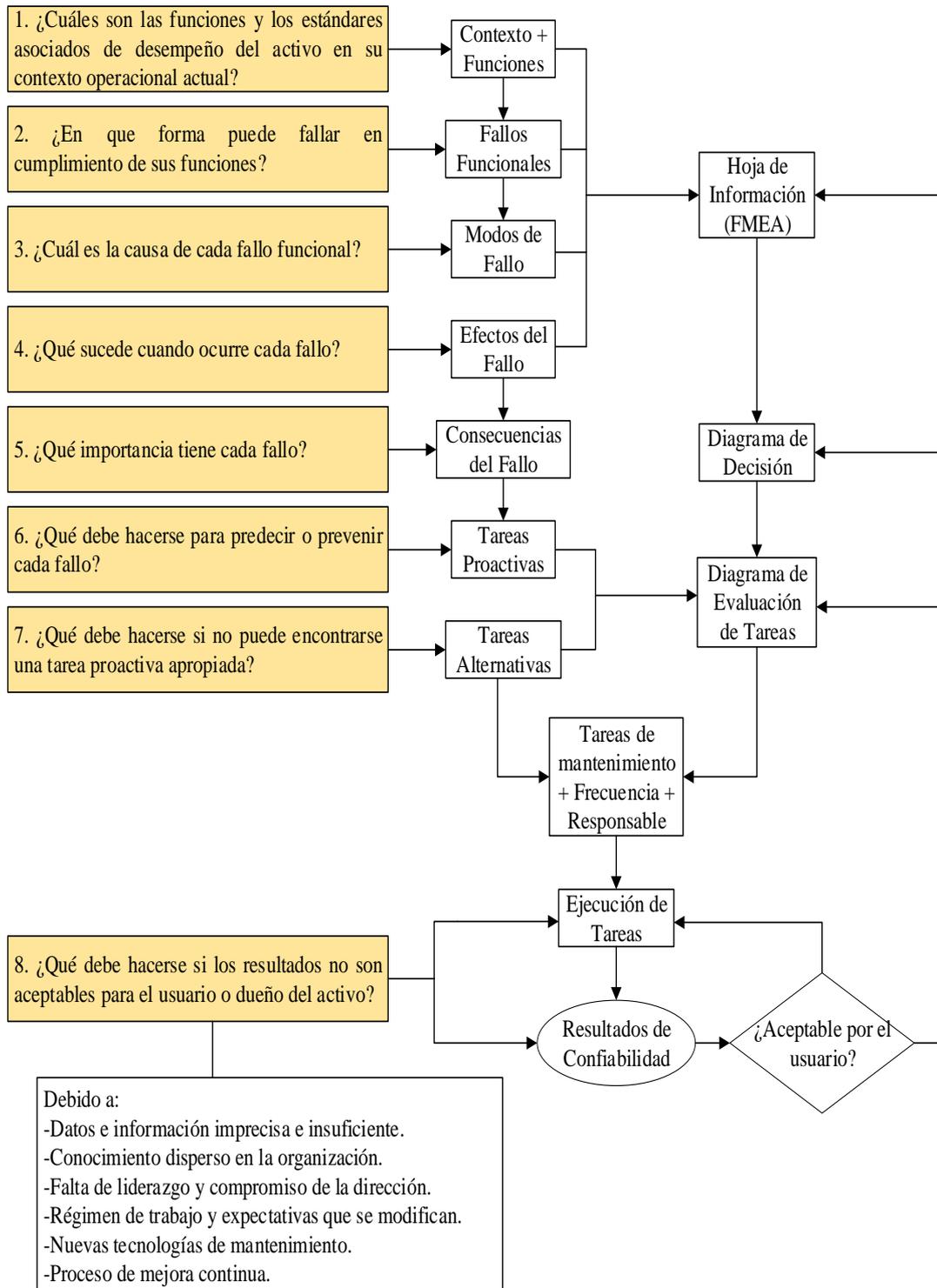


Figura 2.4: Secuencia del proceso RCM.

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

Realizado por: El Autor.

2.2.3 CONTEXTO OPERACIONAL.

Inicialmente se debe tener en cuenta bajo qué circunstancias opera el equipo y su ubicación, debido a que distintos factores afectan a equipos de similares condiciones de fabricación, en consecuencia, el plan de mantenimiento debe adaptarse para satisfacer el régimen de trabajo. 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 de equipos, objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, etc. (Zambrano Jara, 2017)

Considerar que el contexto operacional no afecta únicamente las operaciones, funciones o como se espera que funcione, sino que afecta a los modos de fallo que ocurren, causas consecuencias y frecuencia de apariciones; y lo más importante es tomar una decisión al respecto para limitarlas.

2.2.4 FUNCIONES Y ESTÁNDARES DE USO.

Pasa realizar un proceso denominado RCM que determine qué operaciones se deben realizar se lo hace bajo dos criterios:

1. Determinar que se desea que realice el equipo.
2. Asegurarse que el equipo sea capaz de realizarlo.

Entonces surge la necesidad de catalogar las distintas funciones de cada activo en su contexto operacional junto a los estándares de uso deseados. Se puede clasificar en cuatro funciones que son: (Llamba Farinango, 2014; Orellana Maldonado & Porras Reyes, 2014)

Funciones primarias: Son las funciones principales que posee el activo, por las cuales ha sido fabricado y adquirido.

Funciones secundarias: La mayoría de activos poseen otras funciones menos visibles que también deben considerarse, es decir se encarga de complementar la utilidad de la función principal y se relacionan con la seguridad, control, confort contención, economía, integridad estructural, cumplimiento de regulaciones ambientales, eficiencia operacional e incluso apariencia del activo. (Moubray, 2004)

Funciones de protección: Esta dirigida hacia la mitigación de las fallas y sus consecuencias, es muy necesario para mantener un activo y cada uno de sus componentes, hay cinco modalidades de trabajo:

- Llamado de atención de los operadores (luces, alarmas, indicadores, etc.)
- Parada de la máquina.
- Eliminando o disminuyendo condiciones anormales como antesala al fallo de graves consecuencias (equipo médico de emergencia, equipo de seguridad, contra incendios, etc.)
- Asumir que una o varias funciones han fallado.
- Prevenir situaciones peligrosas.

Funciones superfluas: Son por parte de componentes adicionales es decir son innecesarios, ocurre cuando hay modificaciones al activo, o en casos de haber sido sobredimensionado.

La definición de mantenimiento es “*Preservar y asegurar que el activo continúe realizando las funciones designadas*” (Alvarez Zeas, 2017), para ello se trabaja con el rendimiento. Con el pasar del tiempo y otros factores hacen que el rendimiento tienda a disminuir, el objetivo del mantenimiento es mantener el rendimiento en un rango de aceptación. **La Figura 2.5** muestra el rango en el cual debe mantenerse y cuáles son las acciones del mantenimiento para tal efecto, así como las características de aceptabilidad del rendimiento.

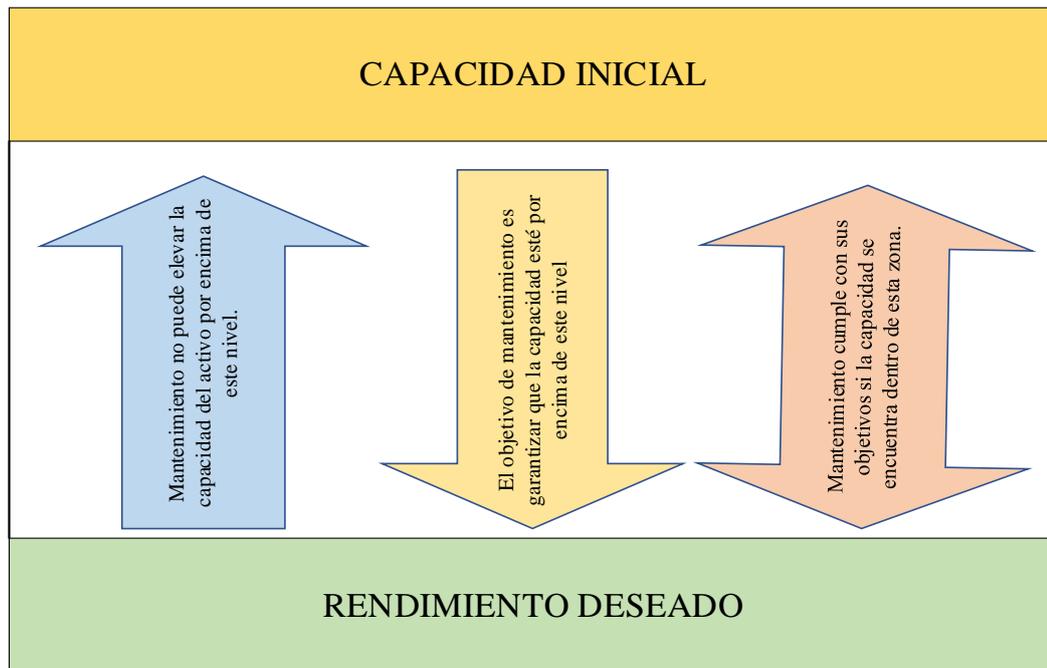


Figura 2.5: Rangos de rendimiento y condiciones de mantenibilidad.

Fuente: (Moubray, 2004)

Realizado por: El Autor.

2.2.5 MODOS DE FALLO FUNCIONALES (MF)

El modo de falla es el evento que produce la pérdida de la capacidad del estado del equipo para producir, se pierde la función del activo físico.

Cuando se identifican los fallos funcionales se debe ser capaz de determinar bajo qué circunstancias ocurren dichos fallos funcionales. El modo de fallo es el fallo funcional más la circunstancia por la que ocurre. Según la norma (SAE JA-1011, 1999) se tiene unos pasos para determinar los modos de fallo:

- Identificar todos los estados de fallo ocasionado por las fallas funcionales.
- El método utilizado para determinar las causas más probables de un modo de fallo será aceptado por el propietario o usuario.
- Identificar los modos de fallo, identificar y establecer políticas de manejo de fallos.
- Listar los modos de falla anteriores, que pueden o no aparecer en función del plan de mantenimiento actual, también los que puedan ser

probables de ocurrir, incluye deterioro, defectos de diseño y errores humanos.

Se registra todo en una hoja de información como la que se muestra en la **Tabla 2.1**, que contiene la información necesaria para análisis además de un registro y datos de a que activo o equipo pertenece.

Tabla 2.1: Hoja de información del RCM.

Fuente: (Moubray, 2004)

Realizado por: El Autor.

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				

2.2.6 EFECTOS DE LA FALLA.

Conocida la causa de falla se procede a realizar una lista de cada modo de fallo, una descripción de lo que sucede al ocurrir una falla. Son cinco indicadores de los efectos: (Alvarez Zeas, 2017)

- Evidencias verídicas de aparición de fallas.
- Cuáles son los impactos respecto a la seguridad y/o medio ambiente.
- Cuáles son los impactos referentes a operación, producción y calidad.
- Cuáles son los daños producidos al activo físico o adyacentes.
- Qué decisiones tomar para tratar el fallo, minimizarlo y evitarlo.

Toda la información debe estar registrada en la hoja de información de RCM propuesta en la **Tabla 2.1**.

2.2.7 CONSECUENCIAS DE LA FALLA.

Una vez con la hoja de información completa con los datos de funciones, fallas funcionales, modos de falla, y efectos se debe analizar las consecuencias. Las consecuencias de modo de fallo determinan el tipo de mantenimiento a efectuar, de acuerdo a la naturaleza y gravedad de los efectos. Son estos factores los cuales determinan el tipo de mantenimiento y su procedimiento (frecuencia, prioridad, costos, etc.) (Zambrano Jara, 2017)

Para ello primeramente clasificamos las funciones las cuales son: (Campos Barrientos, 2010)

Funciones evidentes: Son aquellas funciones que al ocurrir una falla será fácil de notar la condición de anormalidad del equipo bajo un contexto operacional.

Funciones ocultas: Son aquellas funciones que al ocurrir una falla no son fáciles de notar, incluso pueden llegar a ser imperceptibles en el equipo ante un operario.

EL propósito del RCM va más allá de simplemente evitar los fallos, también trata de evitar o mitigar las consecuencias que estos puedan provocar. Las consecuencias están clasificadas en cinco grupos:

Consecuencias de fallo ocultas: No tienen un impacto directo, pero incrementan el riesgo de una falla potencial que puede ser catastrófico.

Consecuencias de fallo evidentes: Son las que pueden observarse fácilmente, pueden ir desde leves hasta alto riesgo.

Consecuencias sobre seguridad y medio ambiente: En el espacio de trabajo supone la muerte o lesiones, para el ambiente si ocasiona el incumplimiento de alguna regulación ambiental, nacional o internacional.

Consecuencias operacionales: Afectan a la producción o calidad del producto o servicio.

Consecuencias no operacionales: No afecta a la producción, pero implica costos de reparación y tiempos.

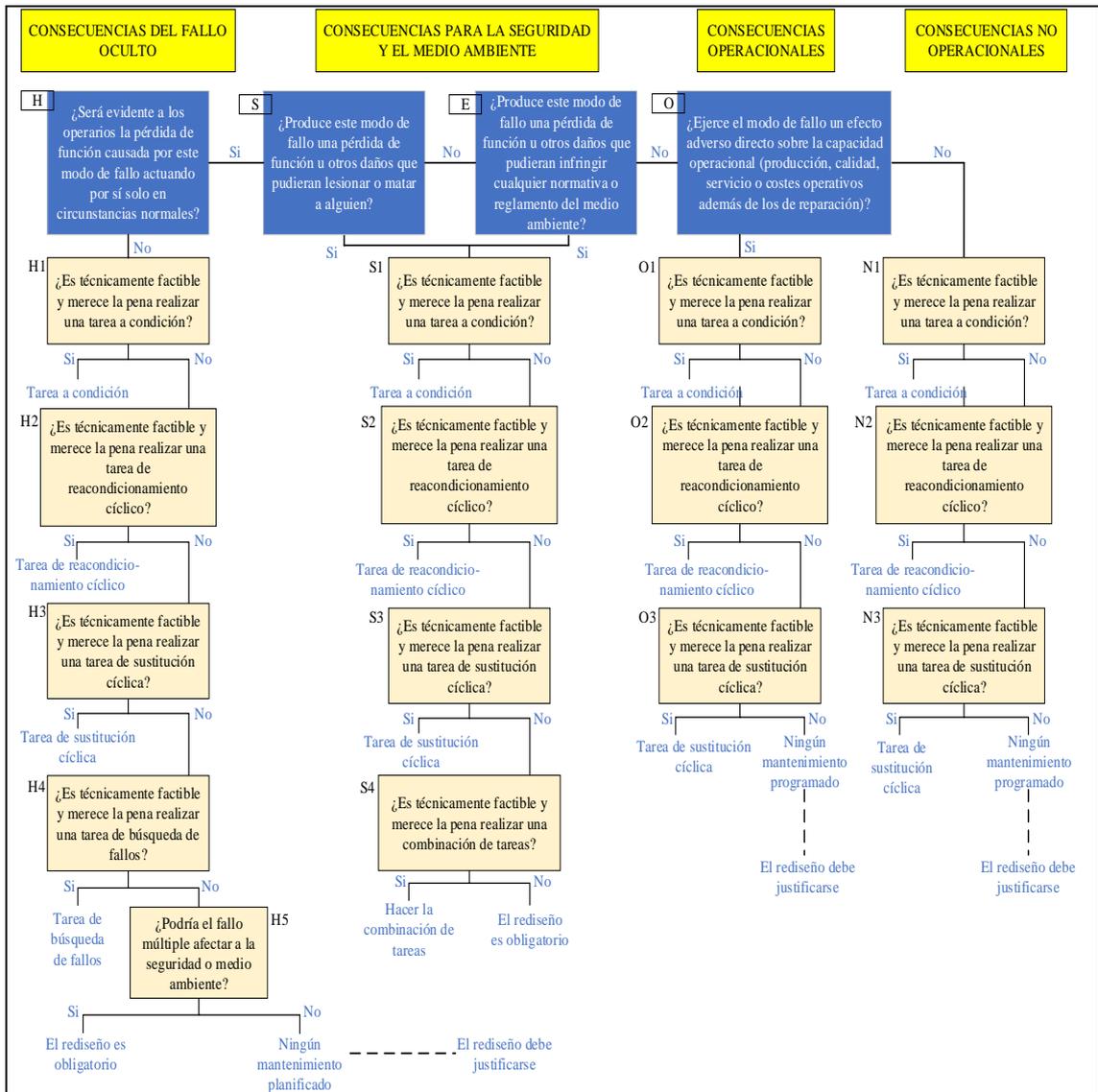


Figura 2.6: Rangos de rendimiento y condiciones de mantenibilidad.

Fuente: (Moubray, 2004; Sexto, 2015)

Realizado por: El Autor.

2.2.8 SELECCIÓN DE LA POLÍTICA DE GESTIÓN DE FALLOS EN TAREAS PROGRAMADAS.

La norma (SAE JA-1011) presenta los siguientes indicadores que deben cumplirse:

Para modos de fallo evidentes y ocultos que implican consecuencias sobre la seguridad o medio ambiente, la tarea a ejecutarse no eliminará en su totalidad la consecuencia, más bien reducirá hasta unos rangos tolerables.

Los costos directos e indirectos para ejecutar la tarea de mantenimiento deben ser menores a los costos del modo de fallo que se atiende (evidente u oculto).

Las tareas según la condición se aplican cuando exista un fallo potencial y este haya sido identificado dentro del intervalo P-F (Periodo de ocurrencia de fallas – Frecuencia de mantenimiento).

2.3 PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS

Más allá de ser una guía RCM presenta las facilidades de ser algo sencillo de implementar y tiene como características precisión, fiabilidad y es una poderosa herramienta que ayuda en la decisión que técnicas son factibles de aplicar, la frecuencia y selección del personal. Para la selección toma en cuenta índices como: (Jaramillo Astudillo & Matailo Quituisaca, 2016)

- Fallos ocultos.
- Fallos para la seguridad y medio ambiente.
- Fallos con consecuencias operacionales.

La aplicación de RCM reduce la cantidad de tareas a las necesarias reduciendo la carga de trabajo rutinaria. Mejorando y optimizando los trabajos realizados y su tiempo de empleo (tiempo que la máquina se encuentra indisponible parcial o completamente), y a su vez eliminando tareas innecesarias e incluso contraproducentes. (Flores Reyes, 2010)

2.3.1 PLANIFICACIÓN DEL PROCESO RCM.

Como toda metodología, al aplicar RCM se requiere ir ejecutando una serie de pasos para ello inicialmente se toma la decisión de qué equipos se realizará el análisis además establecer un plan y una preparación. La planificación consta de: (Moubray, 2004; Zambrano Jara, 2017)

- Decidir qué sistemas obtienen mayores ventajas del RCM y cuáles son los beneficios.
- Estimar recursos, herramientas y repuestos para aplicar el proceso al sistema de interés.
- Asignar personal para la ejecución y las auditorías, además proporcionar capacitaciones como preparación para ejecutar las tareas.

- Asegurarse que el contexto operacional está definido y es entendible.

Debido a que se debe contestar a las siete preguntas del RCM y en vista que todas las respuestas no pueden ser proporcionadas por una sola persona. Es necesario establecer un grupo de trabajo denominado grupo de revisión. En estos grupos se incluye por lo menos personal encargados de las áreas de producción, de mantenimiento, y demás. (Zambrano Jara, 2017). La **Figura 2.7** muestra la asociación más común para integrar el grupo de revisión.

El grupo de trabajo es una gran medida para atender al activo al cual se pretende implementar el RCM, puesto que se obtiene un mayor campo de conocimiento abarcando por completo el contexto operacional, también adquiriendo conocimiento en base a los demás. La experiencia se comparte.



Figura 2.7: Formación del grupo de revisión de RCM.

Fuente: (Moubray, 2004)

Realizado por: El Autor.

En este grupo la persona de mayor importancia es el líder, puesto que tiene como tareas:

- Asegurarse que el análisis se realiza correctamente.
- RCM es entendido y aplicado correctamente por los miembros del grupo.
- El análisis progresa y se cumplen los tiempos establecidos.

2.4 ANÁLISIS DE LA CRITICIDAD

La criticidad es una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global sobre la producción o costos, facilita la toma de decisiones y enfoca los esfuerzos de mantenimiento sobre áreas de mayor relevancia y donde es necesario mejorar la confiabilidad operacional. (Gutiérrez, Aguero, & Calixto, 2007)

El análisis del peso que se le da a la criticidad está dado por la fórmula:

$$Riesgo = Consecuencia \times Probabilidad \text{ de ocurrencia} \quad (1)$$

$$Criticidad = Frecuencia \text{ de falla} \times Impacto \quad (2)$$

Donde el impacto puede desglosarse en sus diferentes componentes (Factores por costos, Factor de impacto operacional, Factor de impacto de seguridad y medio ambiente, otros).

La frecuencia de fallo se determina mediante el número de fallos existentes en un periodo de tiempo. El impacto también puede considerarse como consecuencia y se da por los factores mencionados con anterioridad, aunque dependiendo del grupo de trabajo se pueden adicionar otros criterios de elección. (Romero Carranza, 2013)

Para determinar la criticidad de una unidad de evaluación se trabaja en una matriz de falla por consecuencia de la falla. En un eje se representa la frecuencia de fallas, mientras que en el otro los impactos o consecuencias en los cuales decae este si llegase a presentarse una falla. Tal como se representa en la **Figura 2.8** en la que se tiene una matriz determinada por tres rangos o consideraciones acerca de la criticidad de cada uno de los activos físicos de análisis.

Categoría de Frecuencia	5	M	M	A	A	A	<table border="1"> <tr> <td>A</td> <td>Criticidad Alta</td> </tr> <tr> <td>M</td> <td>Criticidad Media</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>Criticidad Baja</td> </tr> </table>	A	Criticidad Alta	M	Criticidad Media	B	Criticidad Baja
	A	Criticidad Alta											
	M	Criticidad Media											
	B	Criticidad Baja											
	4	M	M	A	A	A							
3	B	M	M	A	A								
2	B	B	M	M	A								
1	B	B	B	M	A								
Categoría de consecuencias	1	2	3	4	5								

Figura 2.8: Estructura Matriz de Criticidad.

Fuente: (Romero Carranza, 2013)

Realizado por: El Autor.

Para cada equipo existen distintos modos de fallo, para ello se escoge el más representativo, mientras que la frecuencia se determina por el número de eventos ocurridos en un año. Utilizando el Tiempo Promedio Entre Fallas (TPEF).

2.5 INDICADORES DE MANTENIMIENTO.

“Permiten valorar de una manera cuantitativa y objetiva la gestión que realiza el mantenimiento desde diferentes aspectos.” (Alvarez Zeas, 2017)

Estos indicadores numéricos nos permiten determinar la confiabilidad a los distintos sistemas antes y después de aplicar el RCM para lo cual basándose en datos históricos se puede realizar dicho trabajo. Los indicadores están dados por: (Mesa, Ortiz, & Pinzon, 2006)

- Disponibilidad.
- Fiabilidad.
- La vida útil del activo físico.
- El costo.

Para un completo estudio es indispensable el cálculo y así determinar, evaluar o comparar la gestión del mantenimiento, si esta es correcta o a su vez puede ser mejorada, los indicadores de mantenimiento sirven para: (Zambrano Jara, 2017)

- Conocer la situación de un determinado plan de mantenimiento.

- Elaborar informes para tomar decisiones.
- Elaborar auditorías cuantitativas.

La normativa UNE-EN 15341 cataloga tres tipos de indicadores que son:

- Indicadores económicos.
- Indicadores técnicos.
- Indicadores organizacionales.

Para el análisis se basa en los indicadores de mantenimiento necesarios como:

2.5.1 MTBF (TIEMPO MEDIO ENTRE FALLOS)

Permite conocer con qué frecuencia aparecen las fallas.

$$MTBF = \frac{\text{Horas totales}}{\text{Numero de fallas}} \quad (3)$$

2.5.2 MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN)

Permite evaluar el impacto de las fallas considerando el tiempo que tarda en repararse.

$$MTTR = \frac{\text{Horas de paro por falla}}{\text{Numero de fallas}} \quad (4)$$

2.5.3 DISPONIBILIDAD

En uno de los indicadores más importantes puesto que indica que el sistema continúe funcionando de manera nominal en un periodo de tiempo y se expresa de dos maneras, la primera el cociente entre las horas que un equipo ha estado disponible (8760- tiempo sin funcionar) (Mora Gutiérrez, 2012). El tiempo de análisis como se la presenta en la ecuación (3).

En el segundo caso se trabaja con los tiempos medios entre fallas y los tiempos medios de reparación MTBF y MTTR respectivamente, tal como lo plantea la ecuación (6).

$$\text{Disponibilidad} = \frac{8760 - \text{horas de parada}}{8760} \quad (5)$$

$$\text{Disponibilidad} = \frac{MTBF - MTTR}{MTBF} \quad (6)$$

2.5.4 MANTENIBILIDAD

Expresa la posibilidad de un equipo que presenta un fallo pueda recuperarse a su nivel funcional es decir con un rendimiento entre los rangos de aceptación en un periodo de tiempo establecido. (Mesa et al., 2006)

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t} \quad (7)$$

Donde:

$$\mu = \text{Tasa de reparaciones} \approx \frac{1}{MTTR}$$

2.5.5 TASA DE FALLOS.

Todos los equipos en algún (o varios) momentos de su vida tiende a fallar, el fallo se lo comprende como el cese de la capacidad de un elemento para realizar una función requerida. El número de fallos se cuantifica mediante un indicador que relaciona el número de fallos en periodo de operación del equipo. (Reyes, 2006)

$$\lambda = \frac{F}{Tp} \quad (8)$$

Donde:

λ = Tasa de fallos.

F = Numero de fallos que se producen en un periodo de análisis.

Tp = Periodo de análisis.

2.5.6 CONFIABILIDAD

La confiabilidad dentro del mantenimiento es la probabilidad de que un activo físico o producto funcione la mayor cantidad de tiempo posible dentro de un intervalo. (Reyes, 2006)

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (9)$$

CAPÍTULO 3. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN.

Para poder realizar el levantamiento de información de la Unidad 2 de la central Saymirín V se realizó la recolección de datos para lo que se emplea la técnica documental dentro de la central (ELECAUSTRO S.A.). Además de esto, se analizará el histórico de fallas registradas desde que la central Saymirín V empezó a generar (2014), basándose en hojas de vida y ordenes de trabajo de cada sistema de la central.

3.1 INVESTIGACIÓN DE CAMPO.

Las visitas a la central Saymirín V, permitieron tener un contacto directo con la unidad 2 de generación, logrando así obtener información real de la unidad además de que se logró identificar a todos los sistemas que forman parte de la unidad 2 de generación.

En la **Tabla 3.1** se presentan los sistemas que forman parte de la unidad 2.

Tabla 3.1: Sistemas de la Unidad de Generación.

Fuente: (Departamento de Mantenimiento ELECAUSTRO, 2019)

Realizado por: El Autor.

SISTEMAS DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN 2
ALTERNADOR
CELDA DE MEDIA TENSIÓN A02
UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL GENERADOR
PANEL DE CONTROL PLC G2
PANEL DE PROTECCIONES G2
TUBERÍA DE ENTRADA
TURBINA
VÁLVULA PRINCIPAL
SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

En la **Tabla 3.2** se observa los equipos que conforman cada sistema de la unidad 2 de generación.

Tabla 3.2: Equipos de cada Subsistema de la Unidad 2 de Generación.

Realizado por: El Autor.

ALTERNADOR
GENERADOR
EXCITATRIZ
COJINETE SUPERIOR (NDE)
CELDA DE MEDIA TENSIÓN A02
DISYUNTOR DE GRUPO
PARARRAYOS
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
TRANSFORMADORES DE SECUENCIA CERO
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL
UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
MOTOR ELÉCTRICO DE LA BOMBA #1
TABLERO DE CONTROL DE BOMBAS
TABLERO DE ARRANQUE DE MOTORES
CONJUNTO DE VÁLVULAS MAGNÉTICAS
ACUMULADORES DE PRESIÓN
BOMBA #1
FRENO DEL GENERADOR
SERVOMOTOR DE POSICIONAMIENTO DE LOS DEFLECTORES
UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL GENERADOR
MOTOR ELÉCTRICO #1 DEL SISTEMA DE LUBRICACIÓN DE COJINETES
MOTOR ELÉCTRICO #4 DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (JOS)
BOMBA #1 DEL SISTEMA DE LUBRICACIÓN DE COJINETES (LOS)
BOMBA #4 DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (JOS)
INTERCAMBIADOR DE CALOR TIPO PLATO
TRANSMISIÓN BOMBA - MOTOR ELECTRICO #1 (LOS)
PANEL DE CONTROL PLC G2
PANEL DE PROTECCIONES G2
TURBINA
COJINETE INFERIOR (DE)
CARCAZA
SISTEMA DE DESVIADORES DE LOS CHORROS
INYECTOR #1
RODETE
JUNTA DE DESMONTAJE
VÁLVULA PRINCIPAL
VÁLVULA MARIPOSA
VÁLVULA BY PASS
SISTEMA DE REFRIGERACIÓN
MOTOR BOMBA 1
TABLERO DE CONTROL DE BOMBA
SERPENTÍN DE REFRIGERACIÓN

Mediante la técnica de observación se pudo determinar que la Unidad de generación 2 perteneciente a la Central Saymirín V, al ser una central relativamente nueva (comenzó su operación año 2014) los sistemas y los equipos pertenecientes a los mismos no han sufrido fallas o daños relativamente severos, por lo que la aplicación de un análisis de criticidad y posteriormente un RCM serán de gran ayuda para lograr que la Unidad funcione de manera continua y confiable el mayor tiempo posible.

3.2 HISTÓRICO DE FALLAS.

Hasta la fecha ELECAUSTRO S.A., desarrolla sus actividades de mantenimiento mediante SISMAC el cual nos entrega una hoja de vida, así como las órdenes de trabajo pertenecientes a todos los equipos, sistemas y máquinas de la empresa.

Para realizar el levantamiento de información acerca de la Unidad 2 de generación de la central Saymirín 5, se procede a revisar la hoja de vida y sus órdenes de trabajo que se han emitido hasta la fecha.

3.2.1 HOJA DE VIDA.

Es un documento que nos permite identificar un equipo. Este documento nos brinda las características principales del equipo, también se puede visualizar en el mismo el historial de mantenimientos preventivos y correctivos que se han realizado durante el funcionamiento del equipo. (Arboleda Guerrero, 2013)

Con toda la información antes mencionada que nos brinda una hoja de vida se facilita la operación a futuro del equipo, así como los mantenimientos que se pueden programar para la misma, es decir este documento es de gran importancia para programar y ejecutar un correcto mantenimiento del equipo.

A continuación, en la **Tabla 3.3** se presenta el formato de la hoja de vida de la Unidad de Generación 2 de la Central Saymirín V utilizada por ELECAUSTRO S.A.

Tabla 3.3: Encabezado Hoja de Vida Unidad 2 de Generación.

Fuente: (ELECAUSTRO S.A, 2013)

Realizado por: El Autor.

HOJA DE VIDA DE LA UNIDAD U2 SAYMIRIN V				
				
DATOS DE LA UNIDAD:				
TURBINA			GENERADOR	
FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN:	26/08/2014		POTENCIA NOMINAL CONTINUA:	4,1 MVA
TIPO:	Pelton (Eje vertical)		TENSIÓN NOMINAL:	6,30 KV
CAUDAL NOMINAL:	2,05 m ³ /s		VELOCIDAD SINRÓNICA:	600 rpm
SALTO NOMINAL:	211,65 m		FRECUENCIA NOMINAL:	60 Hz
CAUDAL MÍNIMO DE OPERACIÓN:	0,41 m ³ /s		FACTOR DE POTENCIA:	0,9
POTENCIA NOMINAL:	3,76 MW		TIPO DE EXCITACIÓN:	Sin escobillas
VELOCIDAD:	600 RPM			
ELEVACIÓN DEL EJE DEL RODET:	2724 msnm			
FECHA	HORA	FALLA REPORTE	MODO DE FALLA	OBSERVACIONES
08/01/19	12:19:25		INSPECCIÓN	INSPECCIÓN Y LUBRICACIÓN DE COJINETES DEL SISTEMA DE VARILLAJE DE MANDO DE LOS DEFLECTORES
11/10/2018	12:18:57	Mantenimiento programado	Inspección	Inspección del dispositivo de sobre velocidad y escobillas del rotor
11/10/2018	12:17:52	Mantenimiento Programado		Cambio de aceite de HPUS de cojinetes Rando 46, limpieza de filtros, inspección de acoples de motor bomba, apriete de acoples de cañerías

3.2.2 ÓRDENES DE TRABAJO.

Las órdenes de trabajo (OT) son fichas destinadas a indicar cuales son las actividades de mantenimiento a realizar en los distintos componentes y equipos dentro de la central de generación. Las órdenes de trabajo son complementarias al plan de mantenimiento, y proporciona información útil para describir los materiales, equipos, herramientas y repuestos a utilizar, además del procedimiento para realizarlo de manera segura y adecuada.(Gómez Muñoz & Méndez Peñaloza, 2011)

Para la modificación o implementación de una orden de trabajo se requiere de una serie de análisis en los que se evalúa el actual plan de mantenimiento tanto de manera cualitativa como cuantitativa, es por ello que es necesario un experto ajeno a los intereses de la empresa, así como parte del personal de mantenimiento para analizar las deficiencias en los planes de mantenimiento actuales. (Arboleda Guerrero, 2013)

3.2.2.1 ORDEN DE TRABAJO DIRECTA.

Esta va dirigida hacia el mantenimiento correctivo, mantenimiento modificativo, o para proyectos. Inicia al observar anomalías o fallos por parte del personal de mantenimiento, o por el operador de la central, mediante la asignación de tareas y en función de un cronograma se redacta la orden de mantenimiento, la cual será ejecutada hasta poner en servicio, o disponible el activo físico, para lo cual se verifica que el mantenimiento este de acuerdo a las indicaciones establecidas. (Zambrano Jara, 2017)

3.2.2.2 ORDEN DE TRABAJO DE SERVICIO.

Esta orden es emitida a partir del cronograma de rutinas o tareas y contienen principalmente los mantenimientos preventivos y predictivos (inspección visual, condición anormal, termografía, limpieza y lubricación, etc.), esto con la finalidad de disminuir la aparición de fallos y con ellos sus consecuencias, además pretende extender los tiempos de disponibilidad del activo físico. (Alvarez Zeas, 2017)

La unidad de generación entra en funcionamiento en el 2014, sin embargo, se tiene un registro mediante las órdenes de trabajo almacenadas en el software de mantenimiento SisMAC que datan desde el 2016 en adelante, en ellas constan los mantenimientos correctivos. A continuación, en la **Tabla 3.4** se presenta el registro de mantenimientos correctivos de la unidad 2:

Tabla 3.4: Registro de fallas de la unidad de generación Saymirín V.

Fuente: (SisMAC Central Saymirín, 2019).

Realizado por: El Autor.

#OT	Tipo	Fecha Prg.Ini.	Fecha Prg. Fin.	Trabajo a realizar	Ubicación/Equipo
3376	COR	22/2/2016	22/2/2016	Cambio de rodamientos en dispositivo de sobre velocidad mecánica.	SENSORES
3378	COR	2/3/2016	2/3/2016	Limpieza de filtros del sistema de lubricación.	UNIDAD DE GENERACION 2
3381	COR	2/3/2016	2/3/2016	Limpieza de filtros del sistema JOS.	UNIDAD DE GENERACION 2
3387	COR	23/3/2016	23/3/2016	Cambio de aceite del HPU del generador	UNIDAD DE GENERACION 2
3407	COR	11/4/2016	11/4/2016	Regulación de la presión del sistema LOS	UNIDAD DE GENERACION 2
3412	COR	13/4/2016	13/4/2016	Revisar sensor temperatura del núcleo del estator.	SENSORES
3436	COR	9/5/2016	9/5/2016	Revisión del motor - bomba del regulador de velocidad	UNIDAD DE GENERACION 2
3535	COR	20/6/2016	20/6/2016	Revisión del regulador de velocidad.	UNIDAD DE GENERACION 2
4797	COR	22/3/2016	24/3/2016	Revisión del sistema de levantamiento (JOS)	UNIDAD DE GENERACION 2
5025	COR	10/4/2017	4/11/2017	Cambio del acople flexible bomba - motor #2	TRANSMISIÓN BOMBA-MOTOR ELÉCTRICO # 2
5129	COR	8/5/2017	5/6/2018	Limpieza de pernos de acople de la junta de desmontajes, unidad 2	JUNTA DE DESMONTAJE
5232	COR	23/5/2017	23/5/2017	Limpieza y revisión de HPU y vasos testigos	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
5311	COR	1/6/2017	1/6/2017	Limpieza de filtros del sistema de lubricación (LOS) y sistema de empuje (JOS)	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL GENERADOR
5569	COR	2/8/2017	2/8/2017	Cambio de acople flexible de la bomba # 2 (LOS) del HPU del generador	TRANSMISIÓN BOMBA -MOTOR ELÉCTRICO # 2
6350	COR	13/10/2017	13/10/2017	Limpieza e inspección de unidad	UNIDAD DE GENERACION 2
6403	COR	27/10/2017	27/10/2017	Limpieza e inspección de la unidad de generación	UNIDAD DE GENERACION 2
6450	COR	6/11/2017	6/11/2017	Limpieza e inspección de la unidad y HPUs	UNIDAD DE GENERACION 2
6725	COR	11/1/2018	11/1/2018	Revisión del inyector # 2 y prueba arranque de unidad	UNIDAD DE GENERACION 2
6980	COR	2/3/2018	2/3/2018	Revisión de falla y prueba de funcionamiento de la unidad	UNIDAD DE GENERACION 2

#OT	Tipo	Fecha Prg.Ini.	Fecha Prg. Fin.	Trabajo a realizar	Ubicación/Equipo
7071	COR	2/3/2018	2/3/2018	Limpieza de mallas de protección del generador.	ALTERNADOR
7094	COR	21/3/2018	21/3/2018	Inspección de la unidad	UNIDAD DE GENERACION 2
7097	COR	23/3/2018	23/3/2018	Revisión de la unidad	ALTERNADOR
7100	COR	26/3/2018	26/3/2018	Inspección de TCs y TPs y prueba de resistencia del centro estrella en generador	GENERADOR
7113	COR	28/3/2018	28/3/2018	Limpieza de mallas de protección del generador y excitatriz	ALTERNADOR
7315	COR	8/5/2018	8/5/2018	Revisión de la cañería de drenaje del sello posterior del inyector 1	DRENAJE DE INYECTORES
7406	COR	7/5/2018	7/5/2018	Limpieza de fosa	TURBINA
7485	COR	28/5/2018	28/5/2018	Limpieza de unidad y HPUs	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL GENERADOR
8497	COR	9/8/2018	9/8/2018	Revisión del motor eléctrico de la bomba # 2 del sistema LOS	MOTOR ELÉCTRICO #2 DEL SISTEMA DE LUBRICACIÓN DE COJINETES (LOS)
8527	COR	11/9/2018	11/9/2018	Revisión y arranque de la unidad de generación	UNIDAD DE GENERACIÓN 2
8827	COR	31/10/2018	31/10/2018	Revisión y calibración de caudal de aceite del cojinete inferior	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL GENERADOR
8829	COR	9/10/2018	9/10/2018	Limpieza de la unidad de generación	UNIDAD DE GENERACIÓN 2
8833	COR	19/10/2018	19/10/2018	Revisión de caja de conexión de los sensores de temperatura de los cojinetes, y prueba funcionamiento de unidad	UNIDAD DE GENERACIÓN 2
8835	COR	11/10/2018	11/10/2018	Revisión, prueba de apertura y cierre de inyector # 1 y arranque de unidad	UNIDAD DE GENERACIÓN 2
9136	COR	2/1/2019	2/1/2019	Revisión de soportes de la estructura para mantenimiento de la unidad	ALTERNADOR

3.3 DISPONIBILIDAD DE LA UNIDAD 2.

Teniendo como datos las horas de parada y el número de fallas de la unidad 2 de generación, se puede calcular los indicadores de confiabilidad para la unidad de generación en un periodo de funcionamiento, comprendido entre los años 2017 y 2018. La evaluación se la realiza mensualmente con lo que se requiere de un solo análisis por cada indicador.

Iniciamos con el cálculo de la disponibilidad para lo cual se requieren de las horas en las cuales la unidad se ha encontrado fuera de servicio por cuestiones de fallas, es decir donde se requiere de mantenimiento correctivo. Para lo cual se calcula la disponibilidad inherente que se presenta en la ecuación 6 sección 2.5.3, vale indicar que la disponibilidad operativa proporciona el valor de disponibilidad que más se aproxima a lo real del activo, sin embargo, por falta de datos esta proporciona incongruencias en sus resultados. Entonces la disponibilidad inherente es el método indicado ya que su aproximación es cercana, aunque no considera tiempos de mantenimientos programados. (Mora Gutiérrez, 2012)

En la **Tabla 3.5** se presenta el cálculo de tiempo medio entre fallas (MTBF) y tiempo medio de reparación (MTTR) para lo cual nos basamos en las horas denominadas CORRECTIVAS, sin embargo estas están combinadas del tiempo de falla del activo, tiempos administrativos para atención a la falla, tiempos de reparación y tiempos de puesta en servicio del activo, es decir el total está comprendido desde el instante en que se produce la falla hasta el momento en el cual la unidad se pone nuevamente en servicio los cuales son los que se registran en el software de mantenimiento SisMAC.

Tabla 3.5: Disponibilidad mensual de la unidad de generación 2 Saymirín V.

Fuente: (SisMAC Central Saymirín, 2019).

Realizado por: El Autor.

	Mes	COR	PRO	Horas Mes	Horas Disp.	N fallas	N Mant.	MTBF	MTTR	Disp.
2017	Enero	9,00	0,00	744	735,00	2	0	367,50	4,50	98,79%
	Febrero	0,00	0,00	672	672,00	0	0	-	-	100%
	Marzo	0,00	0,00	744	744,00	0	0	-	-	100%
	Abril	14,72	0,00	720	705,28	1	0	705,28	14,72	97,96%
	Mayo	13,97	4,00	744	726,03	1	2	726,03	13,97	98,11%
	Junio	0,00	2,00	720	718,00	0	1	-	-	100%
	Julio	0,00	8,00	744	736,00	0	1	-	-	100%
	Agosto	1,00	0,00	744	743,00	1	0	743,00	1,00	99,87%
	Septiembre	0,00	0,00	720	720,00	0	0	-	-	100%
	Octubre	3,50	11,20	744	729,30	2	2	364,65	1,75	99,52%
	Noviembre	2,50	0,00	720	717,50	2	0	358,75	1,25	99,65%
	Diciembre	0,00	0,00	744	744,00	0	0	-	-	100%
2018	Enero	1,18	5,00	744	737,82	1	2	737,82	1,18	99,84%
	Febrero	0,00	0,00	672	672,00	0	0	-	-	100%
	Marzo	24,00	0,00	744	720,00	6	0	120,00	4,00	96,77%
	Abril	0,00	1,00	720	719,00	0	1	-	-	100%
	Mayo	9,00	9,00	744	726,00	3	5	242,00	3,00	98,78%
	Junio	0,00	10,00	720	710,00	0	5	-	-	100%
	Julio	0,00	6,00	744	738,00	0	5	-	-	100%
	Agosto	1,00	23,40	744	719,60	1	9	719,60	1,00	99,86%
	Septiembre	3,00	17,08	720	699,92	1	4	699,92	3,00	99,57%
	Octubre	9,00	19,00	744	716,00	4	7	179,00	2,25	98,76%
	Noviembre	0,00	6,00	720	714,00	0	4	-	-	100%
	Diciembre	0,00	7,00	744	737,00	0	4	-	-	100%
	TOTAL	91,87	128,68	17520,00	17299,45	25	52	691,98	3,67	99,47%

Como se observa la disponibilidad del equipo se encuentra sobre el límite de disponibilidad crítica que es del 95% aproximadamente según los criterios establecidos por los entes reguladores. Dado que este se encuentra de una manera aceptable, tenemos otros indicadores relevantes en el mantenimiento en los cuales se debe dar un enfoque y análisis para observar si la unidad lo es del todo confiable.

Además de esto una gráfica que indica la disponibilidad es importante, ya que mediante esta se puede estimar el comportamiento de la Unidad de generación 2 de la Central Saymirín V.

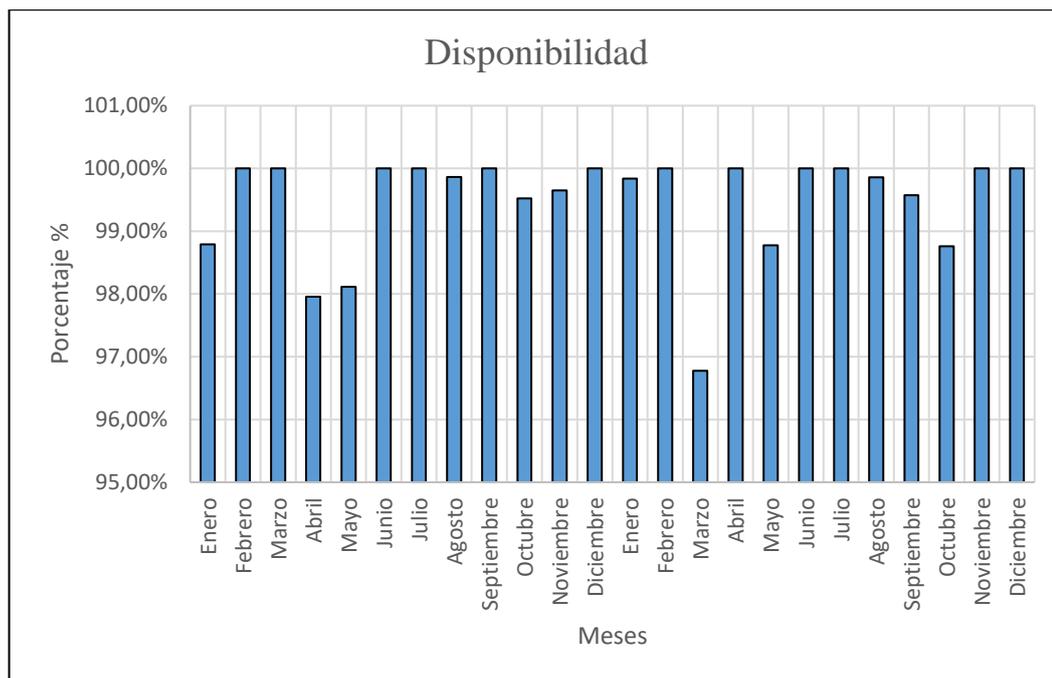


Figura 3.1: Disponibilidad de la unidad de generación 2 de Saymirín V, años 2017 y 2018.

Fuente: (SisMAC Central Saymirín, 2019).

Realizado por: El Autor.

En la **Tabla 3.6** se presenta un resumen acerca de los valores relevantes en la unidad de generación 2 para lo cual se realiza un cálculo general para los dos años presentes, estos dos años son seleccionados debido a que los años anteriores sus fallas son escasas y no son fallas significantes para consideración de la curva de probabilidad de fallas a estimar. La tasa de fallas a pesar de ser baja su orden de magnitud aun representa inconvenientes puesto que se requiere de un tiempo medio para mantenimientos que incrementa el tiempo de parada de la unidad. También se requieren demasiados mantenimientos que consumen personal, esfuerzos, tiempo y costos. (Mesa et al., 2006; Reyes, 2006)

Tabla 3.6: Indicadores de confiabilidad unidad de generación 2 periodo 2017-2018.

Fuente: (SisMAC Central Saymirín, 2019).

Realizado por: El Autor.

Periodo de evaluación	2	años
Número de fallas	25	fallas
Número de mantenimientos	52	mantenimientos
Horas de parada	91,87	horas
Horas Mant. programado	12,68	horas
Horas disponibles	17428,13	horas
MTBF	697,13	horas/fallas
MTTR	3,6748	horas/fallas
Disponibilidad	0,99472864	pu
Tasa de Reparaciones	0,27212365	fallas/horas
Tasa de Fallas	0,00142694	fallas/horas

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE CRITICIDAD.

La criticidad es un método de jerarquización, consta de una selección adecuada de distintos parámetros para evaluar, tanto de manera cuantitativa como cualitativa. Surge como una metodología de análisis de priorización de los activos físicos en un sistema, dependiendo de la categoría a evaluar (sistemas, equipos, componentes, elementos, etc.) (Del Castillo-Serpa, Brito-Ballina, & Fraga-Guerra, 2009)

Para ello es indispensable el asesoramiento del personal, ya que al conocer su función principal y cuáles son sus consecuencias de fallo es una forma introductoria al RCM. Dado que el método utilizado denominado “Criticidad Total por Riesgo (CTR)” es un proceso de análisis semicuantitativo el cual se basa en el riesgo existente de la aparición de las fallas y cuales pueden llegar a ser sus consecuencias (Jaramillo Astudillo & Matailo Quituisaca, 2016). En el capítulo 2 sección 2.4 se presenta la fórmula general de la representación de la criticidad.

Debido a las exigencias y retos presentados se ha propuesto en conjunto con el consenso de ELECAUSTRO S.A. el desarrollo de la Criticidad Total Por Riesgo Personalizado (CTRP) en la cual se introducen nuevos indicadores, mientras que la formulación tiene un cambio, así como sus rangos de tolerancia. La formulación es la siguiente:

$$CTRP = Frecuencia de Falla \times Impacto \quad (10)$$

$$\begin{aligned} Impacto = & (Impacto Operacional + Contexto Operacional \quad (11) \\ & + Disponibilidad de Repuestos) * Flexibilidad Operacional \\ & + Tiempo de Restablecimiento + Costo de Mantenimiento \\ & + Impacto en la Seguridad y MedioAmbiente \end{aligned}$$

4.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE CRITICIDAD PERSONALIZADOS.

En la **Tabla 4.1** se presenta los indicadores considerados, y sus pesos cuantitativos, cada indicador se obtiene en base a los principales criterios, adicionando ítems de impacto, cada valoración está en función de cómo el impacto influye en el activo analizado y en conjunto con los jefes de mantenimiento y trabajadores se ha establecido los siguientes criterios y valoraciones cuantitativas.

Tabla 4.1: Criterios de evaluación de criticidad personalizados.

Fuente: (Jaramillo Astudillo & Matailo Quituisaca, 2016).

Realizado por: El Autor.

Frecuencia de Fallas	
Excelente, Menos de 1 falla por cada 4 años.	1
Baja, de 1 a 2 fallas por cada 4 años.	2
Promedio, entre 2 y 4 fallas por cada 4 años.	3
Alta, más de 5 fallas por cada 4 años.	4
Impacto Operacional.	
No genera ningún efecto.	1
Afecta en costos operativos adicionales referentes a la disponibilidad del equipo.	2
Impacto en los niveles de capacidad y calidad.	4
Parada de un sector de la generación.	6
Parada inmediata de toda la generación.	10
Contexto Operacional	
Polvo y Contaminación.	1
Altas Temperaturas.	2
Humedad.	3
Estrés Mecánico – Eléctrico.	4
Disponibilidad de Repuestos	
Los repuestos se pueden adquirir en el país en un corto tiempo.	1
Los repuestos se adquieren en un tiempo considerable, en stock.	2
Los repuestos se importan en un tiempo extenso.	3
Los repuestos son de difícil adquisición.	4
Flexibilidad Operacional.	
Existe opción de respaldo.	1
Existe opción de respaldo compartido.	2
No existe opción de respaldo en la generación.	3
Tiempo de restablecimiento	
El restablecimiento del funcionamiento del equipo se tarda menos de 5 horas.	1
El restablecimiento del funcionamiento del equipo se tarda entre 5 y 24 horas.	2
El restablecimiento del funcionamiento del equipo se tarda más de 24 horas.	3
Costo del Mantenimiento.	
Equivalente del 1 al 10% del costo del sistema.	1
Equivalente del 11 al 35% del costo del sistema.	3
Equivalente del 36 al 60% del costo del sistema.	7
Equivalente al superior del 60% del costo del sistema.	10
Impacto de Seguridad y Medio Ambiente.	
No provoca daños al personal ni al medio ambiente.	1
Provoca un efecto ambiental sin infringir normas.	4
Provoca accidentes menores al personal interno.	8
Afecta a las instalaciones con daños severos.	12
Afecta al medio Ambiente con daños severos.	16
Afecta a la seguridad humana interna o externa a la planta.	20

Mediante todos los criterios se elige aquel que esté abarcado y sea el más alto por categoría, este método está sometido a la subjetividad debido a su valoración semicuantitativa, se encuentra bajo la influencia o preferencia por parte de aquel que se encuentra realizando la evaluación (Gutiérrez et al., 2007). Es por ello que desde ya se requiere la participación del grupo de trabajo, ya que al tratarse de todos los sistemas que conforman la unidad de generación 2 Saymirín V son varios sistemas, y equipos que en nuestro caso son los que se analizan.

Debido a que son varios los equipos que se analizan, y en algunos casos no se conoce a plenitud cada uno de estos equipos, es indispensable que el equipo de trabajo de mantenimiento ayude a solventar dudas y a tomar decisiones en la selección de los equipos más críticos. (Romero Carranza, 2013)

Cabe recalcar que para llenar la información de cada uno de los equipos pertenecientes a la unidad 2 de generación, se cuenta con la base de datos presente en el SisMAC al cual se tiene acceso gracias al jefe de Mantenimiento de la Central Saymirín, además de que los datos obtenidos se tuvieron que verificar directamente con los datos que posee la bodega de la central.

A continuación, en la **Tabla 4.2** se muestran los criterios semicuantitativos pertenecientes de cada uno de los equipos analizados, para luego proceder a evaluar en la matriz de criticidad todos ellos:

Tabla 4.2: Criterios Semicuantitativos de equipos pertenecientes a la Unidad 2 Saymirín V.

Fuente: (SisMAC Central Saymirín, 2019).

Realizado por: El Autor.

EQUIPO	Frec. Fallas	Impacto Operacional	Contexto Operacional	Disponibilidad de Repuestos	Flexibilidad Operacional	Tiempo Restablecimiento	Costo de Mantenimiento	Seguridad y Medio Ambiente
Generador	4	10	4	2	3	3	3	12
Excitatriz	2	6	4	2	1	2	1	8
Cojinete superior	2	10	4	2	3	3	3	16
Disyuntor de grupo	1	10	4	1	2	1	1	20
Pararrayos	1	2	4	1	3	1	1	12
Transformadores de corriente	1	2	4	1	3	1	1	8
Transformadores de secuencia cero	1	2	4	1	3	1	1	8
Transformadores de potencial	1	2	4	1	3	1	1	8
Motor eléctrico de la bomba #1	1	4	4	1	1	3	3	4
Tablero de control de bombas	1	4	4	2	3	2	3	8
Tablero de arranque de motores	1	4	4	2	3	2	1	8
Conjunto de válvulas magnéticas	1	2	4	1	3	1	1	1
Acumuladores de presión	1	2	3	2	2	1	1	20
Bomba #1	1	4	4	1	1	2	1	4
Freno del generador	2	4	4	2	3	2	3	12

EQUIPO	Frec. Fallas	Impacto Operacional	Contexto Operacional	Disponibilidad de Repuestos	Flexibilidad Operacional	Tiempo Restablecimiento	Costo de Mantenimiento	Seguridad y Medio Ambiente
Servomotor posicionamiento de deflector.	1	6	3	3	3	2	3	12
Motor eléctrico #1 del sistema de lubricación de cojinetes	3	6	4	1	1	1	1	8
Motor eléctrico #4 del sistema de levantamiento	2	4	4	1	1	1	1	8
Bomba #1 del sistema de lubricación de cojinetes	2	6	4	1	1	1	1	4
Bomba #4 del sistema de levantamiento	2	6	4	1	1	2	1	8
Intercambiador de calor tipo plato	1	4	2	1	3	1	1	1
Transmisión bomba - motor eléctrico #1	1	4	4	1	2	1	3	8
Cojinete inferior	2	10	4	1	3	2	3	16
Carcaza	1	2	1	3	3	3	7	8
Sistema de desviadores de los chorros	3	4	4	2	3	2	3	8
Inyector #1	3	6	4	2	3	2	3	16
Rodete	1	6	4	3	3	3	7	1
Junta de desmontaje	2	4	4	2	3	2	3	1
Válvula mariposa	1	4	4	2	3	2	3	1
Válvula by pass	1	6	4	1	3	2	1	1

EQUIPO	Frec. Fallas	Impacto Operacional	Contexto Operacional	Disponibilidad de Repuestos	Flexibilidad Operacional	Tiempo Restablecimiento	Costo de Mantenimiento	Seguridad y Medio Ambiente
Motor bomba 1	1	4	4	1	1	1	1	8
Tablero de control de bomba	1	4	4	2	3	1	3	8
Serpentín de refrigeración	1	4	3	1	3	1	1	16

4.2 MATRIZ DE CRITICIDAD.

Una vez evaluados todos los parámetros críticos (**Tabla 4.1**) a todos los equipos de la unidad 2 de Generación (**Tabla 3.2**), procedemos a tomar los datos de “Impacto” y “frecuencia de fallas” para ubicar estos datos dentro de nuestra matriz de criticidad, la cual nos indica el grado de criticidad de cada uno de los equipos evaluados.

Categoría de Frecuencia	4	M	M	A	A	A	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>Criticidad Alta</td> </tr> <tr> <td>M</td> <td>Criticidad Media</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>Criticidad Baja</td> </tr> </tbody> </table>	A	Criticidad Alta	M	Criticidad Media	B	Criticidad Baja
	A	Criticidad Alta											
	M	Criticidad Media											
	B	Criticidad Baja											
3	M	M	M	A	A								
2	B	B	M	M	A								
1	B	B	B	M	A								
Categoría de consecuencias	1	2	3	4	5								
	(1-17)	(18-34)	(35-51)	(52-68)	(69-84)								

Figura 4.1: Matriz de Criticidad. Para evaluación de equipos.

Fuente: (Gutiérrez et al., 2007)

Realizado por: El Autor.

El grado de criticidad de cada equipo dependerá de donde se ubique la relación entre el impacto y frecuencia de fallas dentro de la matriz de criticidad. Es decir, si se ubican en la zona de verde el equipo tendrá una criticidad baja, si se ubica en la zona amarilla el equipo tendrá una criticidad media y si se ubica en la zona de color rojo el equipo será considerado de alta criticidad. (Del Castillo-Serpa et al., 2009)

4.3 SELECCIÓN DE EQUIPOS CRÍTICOS.

Una vez aplicados los criterios de Criticidad mostrados en la **Tabla 4.1** y ubicados los resultados en sus matrices de criticidad correspondientes, se procede a presentar la **Tabla 4.3** donde se puede visualizar un resumen con los resultados de impacto y criticidad correspondientes a cada uno de los equipos de la central Saymirín V evaluados.

Tabla 4.3: Análisis de Criticidad en equipos de la Unidad 2 Saymirín V.

Realizado por: El Autor.

Equipo	Impacto	Criticidad	Tipo
Generador	66	264	Alta
Excitatriz	23	46	Baja
Cojinete superior (nde)	70	140	Alta
Disyuntor de grupo	52	52	Media
Pararrayos	35	35	Baja
Transformadores de corriente	31	31	Baja
Transformadores de secuencia cero	31	31	Baja
Transformadores de potencial	31	31	Baja
Motor eléctrico de la bomba #1	19	19	Baja
Tablero de control de bombas	43	43	Baja
Tablero de arranque de motores	41	41	Baja
Conjunto de válvulas magnéticas	24	24	Baja
Acumuladores de presión	36	36	Baja
Bomba #1	16	16	Baja
Freno del generador	47	94	Media
Servomotor de posicionamiento de los deflectores	53	53	Media
Motor eléctrico 1 de sistema de lubricación de cojinetes	21	63	Media
Motor eléctrico #4 del sistema de levantamiento	19	38	Baja
Bomba #1 del sistema de lubricación de cojinetes (los)	17	34	Baja
Bomba #4 del sistema de levantamiento (jos)	22	44	Baja
Intercambiador de calor tipo plato	24	24	Baja
Transmisión bomba - motor eléctrico #1 (los)	30	30	Baja
Cojinete inferior (de)	66	132	Media
Carcaza	36	36	Baja
Sistema de desviadores de los chorros	43	129	Media
Inyector #1	57	171	Alta
Rodete	50	50	Baja
Junta de desmontaje	36	72	Media
Válvula mariposa	36	36	Baja
Válvula by pass	37	37	Baja
Motor bomba 1	19	19	Baja
Tablero de control de bomba	42	42	Baja
Serpentín de refrigeración	42	42	Baja

Como se puede observar, luego de realizar el análisis de criticidad hemos obtenido 3 equipos de criticidad alta los cuales son: el generador, el cojinete superior y el inyector de la unidad de generación #2.

CAPÍTULO 5. APLICACIÓN RCM (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD).

Una vez obtenidos los equipos críticos pertenecientes a la unidad 2 de la central Saymirín V se procede a aplicar el RCM sobre los mismos. Para poder aplicar un RCM sobre cada uno de los equipos determinados se procede de la siguiente manera (Flores Reyes, 2010):

- Como primer paso se realiza una descripción del contexto operacional de cada uno de los equipos críticos seleccionados de la unidad.
- Enseguida se procede a realizar un análisis de modos de fallo y efectos de cada uno de los equipos críticos seleccionados de la unidad.
- Finalmente se procede a llenar la hoja de decisión perteneciente a cada uno de los equipos críticos seleccionados de la unidad.

Dentro del contexto operacional se procederá a detallar las principales características de cada uno de los elementos críticos seleccionados, así como también se explicará ciertas características del entorno en el cual opera el mismo tal y como se explica de manera más detallada en la sección 2.2.3.

Al momento de llenar la tabla de análisis de modo de fallos y efectos de cada uno de los equipos críticos se toma en cuenta los aspectos que se encuentran detallados en la sección 2.2.5 y la sección 2.2.6.

La hoja de decisión de cada uno de los elementos críticos se procede a llenar mediante el diagrama de decisión del RCM, el cual se lo puede encontrar en la sección 2.2.7 en la *Figura 2.6*.

5.1 APLICACIÓN RCM EN EL GENERADOR.



Figura 5.1: Fotografía del Generador de la Unidad 2 de Generación de la central Saymirín V.

Realizado por: El Autor.

5.1.1 CONTEXTO OPERACIONAL DEL GENERADOR.

La unidad 2 de generación de la central Saymirín V cuenta con un generador sincrónico de marca SPA, de 12 polos, opera a una temperatura ambiente de 40 °C, en operación ocasiona 82Db de ruido, se encuentra instalado a una altitud de 2723m sobre el nivel del mar.

El generador eléctrico, es el encargado de convertir la energía mecánica en energía eléctrica basándose en la Ley de Faraday, la cual menciona que al hacer girar una espira en el interior de un campo magnético se produce una variación de flujo de dicho campo mediante la espira generando así corriente eléctrica.

El generador se encuentra constituido principalmente por 2 elementos que ayudan a ejecutar su función principal, los mismos que son: el rotor y el estator.

El rotor es conocido como la parte móvil del generador, está conectado a un lado del eje de la turbina actuando como inductor. El estator es la parte fija del generador y se encuentra conformado por bobinas (en conexión estrella Y) por las cuales circulara corriente.

El generador perteneciente a la unidad 2 de generación de Saymirín V trabaja a una potencia nominal continua de 3,7 MW. Además trabaja con una tensión nominal de 6,30 KV con una velocidad sincrónica de 600rpm, alcanza una frecuencia nominal de 60 Hz y cuenta con un factor de potencia de 0,9. (Departamento de Mantenimiento ELECAUSTRO, 2019)

5.1.2 ANÁLISIS DE MODO DE FALLOS Y EFECTOS DEL GENERADOR.

Tabla 5.1: Análisis de Modo de Fallos y Efectos en el Generador.

Fuente: (Castillo Monsalve & Vizcayo Garzón, 2016; Martínez, 2013)

Realizado por: El Autor.

Hoja de información RCM	Sistema: Alternador		Facilitador:	Fecha: 15/04/2019	Hoja N°: 1
	Subsistema: Generador		Auditor:	Fecha:	De: 3
Función	Falla funcional	Modo de falla	Efecto de falla		
1	A	El generador no entrega ninguna potencia a la red.	1	Excesiva vibración en los cojinetes (superen los 5mm/s).	Al producirse exceso de vibración en los cojinetes inmediatamente se producirá una alarma que será detectada por el operador. Una vez detectado el problema el grupo de mantenimiento procede a realizar el ajuste de los cojinetes para que los niveles de vibración estén dentro del promedio el cual es de 0,57 mm/s para vibraciones verticales y 0,44 para vibraciones sobre el eje horizontal que tiene que dar aviso a los grupos de mantenimiento y realizar un reporte para proceder al paro inmediato de la generación y revisar los cojinetes.
			2	Pérdida de Sincronismo entre el generador y la red	Al no alcanzar las revoluciones nominales el sistema scada detecta una alarma "falla señal de frecuencia red", además indica un disparo por desajuste de deflector, desajuste de agujas o la velocidad fallo. Con estos parámetros el operador realiza un reporte para que un grupo de mantenimiento evalúe la falla. El generador se detiene al ocurrir este tipo de falla.
			3	Falla de Corto circuito entre espiras del devanado de Campo en el rotor.	El cortocircuito entre espiras se basa en una reducción de estas, cuyo propósito es la generación de campo electromagnético, al fallar el aislamiento existe un camino distinto de menor trayectoria, y con ello menor impedancia que produce calentamiento y destrucción de todo el devanado. Ocurre por contaminación dentro del rotor. Dependiendo de la cantidad de espiras puede seguir operando o el operador detecta una alarma en el sistema scada producida por el "relé diferencial 87" y un aviso de los relés de sobre corriente. Se informa para realizar el mantenimiento necesario. Al ocurrir esta falla se limitaría la carga de la unidad de generación, además de producir interrupciones forzosas en la operación del generador.

Función		Falla funcional	Modo de falla	Efecto de falla
n e 1	Convertir energía mecánica rotacional en Energía Eléctrica a una potencia de 3,7 MW.	A El generador no entrega ninguna potencia a la red.	4 Falla de Pérdida de Excitación en el rotor.	Al producirse este tipo de falla, el operador puede visualizar en el sistema scada la alarma de “Pérdida de Campo de Excitación”, lo cual se debe informar para realizar el mantenimiento adecuado. Este tipo de falla es ocasionado por un cortocircuito en el devanado de campo, al darse esta falla se producen daños en el generador tales como: el generador empieza a absorber reactivos del sistema, sobrecalentamiento por corrientes capacitivas en los devanados del conjunto, sobrecalentamiento del rotor.
			5 Falla del Rotor a Tierra	Ocasiona un desbalance de campo magnético en el circuito de campo dando como resultado vibraciones muy altas en el generador pudiendo dañar otros elementos. El operador visualizará en el sistema scada la alarma de vibración, por lo que deberá dar aviso del suceso para que se pueda realizar las acciones de corrección respectivas.
			6 Cortocircuito entre fases en el estator.	Ocurre cuando el aislamiento entre 2 fases falla. Es uno de los daños más severos que se pueden dar en el generador. Al ocurrir este tipo de falla la alarma de regulación de voltaje dará aviso al operador para que el detenga la generación de forma inmediata, para posteriormente realizar una evaluación del equipo generador. Esto puede incluso destruir el estator dependiendo de las condiciones en la zona afectada y dañar permanentemente su bobinado y contactos.
		B El Generador produce energía eléctrica, pero por debajo de su potencia nominal de 3,7 MW.	1 Deterioro del aislamiento en el bobinado del estator.	Al producirse este tipo de fallas se incrementará la temperatura en el bobinado del estator, y al superar los 85°C se activará una alarma en el sistema scada dando aviso al operador de la falla producida para su posterior revisión y reparación. Si el bobinado del estator pierde aislamiento se pueden generar fallas a tierra o en un caso crítico se podría presentar fallas entre fases dentro del generador. Para reparar este daño se realiza un rebobinado del estator para luego efectuar el montaje del bobinado en el mismo. En el caso de que el deterioro sea total, se realiza un rebobinado total del estator.

Función		Falla funcional		Modo de falla	Efecto de falla
1	Convertir energía mecánica rotacional en Energía Eléctrica a una potencia de 3,7 MW.	B	El Generador produce energía eléctrica, pero por debajo de su potencia nominal de 3,7 MW.	2	<p>Obstrucción de agua en el tanque o en las tuberías del sistema de refrigeración.</p> <p>Al producirse esta falla el generador tiende a sobrecalentarse. El operador detecta esta falla en el sistema scada e inmediatamente activa la bomba auxiliar 1 o 2, en el caso de presentarse algún problema, el personal de mantenimiento activará una de las bombas auxiliares de forma manual.</p> <p>Esta falla requiere que el equipo de mantenimiento brinde una limpieza a los tanques a la bomba y a las cañerías mediante la inserción de agua a presión en las mismas para eliminar cualquier residuo existente.</p>
				3	<p>Incorrecto funcionamiento de los deflectores.</p> <p>Esta falla es detectada cuando el sistema scada mide una potencia menor a los 3,7 MW. Es allí cuando el operador da aviso para que un grupo de mantenimiento proceda a investigar las causas de la falla.</p> <p>Este tipo de fallas se da cuando los deflectores no ocupan una posición óptima, provocando que la velocidad de ingreso de líquido no sea la correcta. Esto ocasiona que en el sistema scada se visualizan las alarmas de “desajuste de deflector”, ocasionando que la generación de energía eléctrica se produzca, pero no con la potencia nominal adecuada.</p>
				4	<p>Mal funcionamiento de los inyectores.</p> <p>Este tipo de falla es detectado cuando el sistema scada detecta una potencia menor a los 3,7 MW. Es allí cuando el operador da aviso para que un grupo de mantenimiento proceda a investigar las causas de la falla.</p> <p>Esta falla es ocasionada cuando alguno de los 4 inyectores deja de funcionar, debido al ingreso de cuerpos extraños dentro de los mismos. Otra causa es que la calibración de apertura de los inyectores ha sido modificada, no permitiendo así el ingreso de la cantidad correcta de líquido para que la turbina gire a la velocidad que requiere el generador para generar la potencia nominal de 3,7 MW.</p>

5.1.3 HOJA DE DECISIÓN DEL GENERADOR.

Tabla 5.2: Hoja de Decisión de Generador.

Fuente: (Castillo Monsalve & Vizcayo Garzón, 2016; Martínez, 2013)

Realizado por: El Autor.

HOJA DE DECISIÓN RCM			Sistema: Alternador.					Facilitador:					Fecha: 17/04/2019	Hoja N°: 1	
			Equipo: Generador.					Auditor:					Fecha:	De: 3	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de:			Tarea Propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
F	FF	M	H	S	E	O	S1	S2	S3	H4	H5	S4			
							O1	O2	O3						
							N1	N2	N3						
1	A	1	S	N	N	S	N	S					Inspección termográfica en los cojinetes. Limpieza de los cojinetes y alineamiento del eje.	Mensual	Auxiliar de Ingeniería Mecánica (CHM)
1	A	2	S	N	N	S	N	N	N				Calibración del relé de sincronismo (25). Liberar el generador, evitar embalamiento Colocar en paralelo con la red, considerar despacho.	Cada paro	Ingeniero de la DCG
1	A	3	S	S	N	S	N	S					Inspección termográfica y pruebas de aislamiento. Comprobar el desbalance en las fases. Calibración relés diferencial (87) y cortocircuito.	Semestral	Auxiliar de Ingeniería Mecánica (CHM)
1	A	4	S	N	N	S	N	N	N	S			Calibración del AVR. Prueba de aislamiento devanado de excitatriz, control de sobre corrientes. Reparar el sistema de excitación.	Cada paro.	Ingeniero de la DCG
1	A	5	N	N	N	S	S						Calibración de los relés diferenciales, de sobre-corriente, de falla a tierra. Termografía. Limitación de vibraciones. Prueba de aislamiento.	Trimestral	Ingeniero de la DCG Auxiliar de Ingeniería Mecánica (CHM)

Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de:			Tarea Propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
							S1	S2	S3						
F	FF	M	H	S	E	O	O1	O2	O3	H4	H5	S4			
							N1	N2	N3						
1	A	6	S	S	N	S	N	S					Inspección termográfica y pruebas de aislamiento. Calibración relés diferencial (87) y cortocircuito. Reparación de estator cambio de devanado.	Semestral	Ingeniero de la DCG Auxiliar de Ingeniería Mecánico (CHM)
1	B	1	S	S	N	S	N	N	S				Inspección termo gráfica y pruebas de aislamiento. Comprobación de sensores, recubrimiento periódico Revisión del sistema aislante del generador.	Semestral	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
1	B	2	S	N	S	N	N	N	N	N			Inspección termo gráfica, utilizar sistemas redundantes Mientras se repara el equipo. Limpieza de cañerías para eliminar cuerpos extraños. Cambio de aceite de lubricación y refrigeración. Cambio de filtros	Trimestral	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
1	B	3	S	N	N	S	N	S					Revisión del sistema de servos, control de velocidad. Inspección de la transmisión mecánica. Revisión de problemas en el sistema electrónico de posicionamiento.	Cada paro	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
1	B	4	S	N	N	S	N	N	S				Revisión de cuerpos extraños, deterioro de la aguja Revisión de problemas en el sistema electrónico de control y calibración de la aguja. Revisión de fallas en sistema regulador de velocidad.	Mensual	Auxiliar de Ingeniería Mecánico

5.2 APLICACIÓN RCM EN EL COJINETE SUPERIOR.



Figura 5.2: Fotografía del Cojinete Superior de la Unidad 2 de Generación de la central Saymirín V.

Realizado por: El Autor.

5.2.1 CONTEXTO OPERACIONAL DEL COJINETE SUPERIOR.

El cojinete superior es un equipo perteneciente al sistema alternador de la Central Saymirín V, soporta y sirve de guía al eje que transmite el movimiento de la turbina hacia el generador además de que en el momento del arranque del generador produce un levantamiento para acoplar al generador con el eje de transmisión.

Todo tipo de rodamientos reducen la fricción rotacional. El cojinete superior está formado por 2 rodamientos el uno axial y el otro radial. Los rodamientos axiales o cojinetes de empuje son los encargados de resistir la fuerza de vibración generada en la misma dirección que el eje. En cambio, los rodamientos radiales son los encargados de resistir la fuerza generada perpendicularmente a la dirección del eje

El cojinete superior que forma parte de la unidad 2 de generación dentro de la central Saymirín V opera a una temperatura ambiente de 40⁰C, es un cojinete de marca WEQ, cuenta con una masa de 668 Kg. Dentro del cojinete superior existen pequeñas cañerías de aceite para el levantamiento el momento del arranque además de refrigerar al cojinete (ya que se encuentran sometidos a fricciones).

Los niveles de vibración promedio del cojinete superior son 0,54mm/s para desplazamientos verticales y 0,39mm/s para desplazamientos horizontales. Existe una alarma en el sistema scada que dará un aviso el momento que se superen los 5mm/s.

La temperatura promedio de los rodamientos axiales son 57,80 ° C, y la de los rodamientos radiales son de 57,90° C. Existe una alarma en el sistema scada que se activara el momento que la temperatura sobrepase los 85° C. (ELECAUSTRO S.A, 2014; GGB Bearing Tecnology, 2015)

5.2.2 ANÁLISIS DE MODO DE FALLOS Y EFECTOS DEL COJINETE SUPERIOR.

Tabla 5.3: Análisis de Modo de Fallos y Efectos del Cojinete Superior.

Fuente: (GGB Bearing Technology, 2015; Martinez, 2013)

Realizado por: El Autor.

Hoja de información RCM	Sistema: Alternador		Facilitador:	Fecha: 18/04/2019	Hoja N°: 2
Función	Falla funcional	Modo de falla	Efecto de falla		
1 Brindar un correcto soporte al eje y realizar levantamiento al momento del arranque del generador .	A El cojinete no cuenta lubricación y temperatura adecuadas.	1 Sobrecalentamiento de los cojinetes.	Se detectan gracias a sensores ubicados en el cojinete, al momento de sobrecalentarse el cojinete se pierden resistencia y dureza del mismo, haciéndolo propenso a deformaciones ya que el mismo se encuentra sometido a gran fricción, pudiendo llegar a deteriorarse todo el cojinete conjuntamente con los elementos adjuntos al mismo. La temperatura promedio de los rodamientos axiales son 57,80 °C, y la de los rodamientos radiales son de 57,90 °C Al ser detectado este tipo de falla en la pantalla del operador deberá emitir un informe para la revisión del cojinete por el equipo de mantenimiento.		
		2 Caudal de aceite ineficiente en los cojinetes.	El caudal de aceite dentro de un cojinete es monitorizado por sensores. Si el aceite supera el nivel establecido, se corre el riesgo de que el mismo se derrame y se produzca contaminación. Si el aceite está por debajo del nivel establecido, puede ocasionar que el cojinete sufra sobrecalentamiento llegando a sufrir desgaste y reduciendo su vida útil considerablemente. No siempre es detectable, pero al ocasionar sobrecalentamiento de los cojinetes el operador puede dar aviso al equipo de mantenimiento.		
		3 Daño de los sensores existentes en el cojinete.	Como se sabe los sensores dentro del cojinete nos ayudan a monitorizar el nivel de aceite y la temperatura del cojinete. El daño de los sensores podría ocasionar que el cojinete sufra rotura o deformaciones, además de posibles fugas de aceites al no cumplir los niveles establecidos. El daño de los sensores es catalogado como una falla grave ya que podría estropear toda la unidad de generación.		

Función	Falla funcional	Modo de falla	Efecto de falla
<p>1 Brindar un correcto soporte al eje y realizar levantamiento al momento del arranque del generador .</p>	<p>B El cojinete no brinda estabilidad al eje.</p>	<p>1 Exceso de vibración</p>	<p>El cojinete al ser el apoyo del eje que transmite el movimiento de las turbinas al generador, va a tener vibraciones, las mismas que están en un promedio de: vibraciones horizontales: 0,39 mm/s Vibraciones verticales: 0,54 mm/s.</p> <p>De no mantenerse estos niveles de vibración podrían ocasionar que el eje no se posicione correctamente ocasionando graves daños tanto a cojinetes, eje y generador.</p> <p>Pudiendo hasta llegar a detenerse la generación en su totalidad. Este tipo de falla genera desprendimiento de material del cojinete, y se puede detectar a partir de un análisis de aceites ejecutado por el equipo de mantenimiento de la central.</p>
		<p>2 Rotura de pernos de soporte al cojinete.</p>	<p>Se puede ocasionar por vibraciones o por mala sujeción de pernos al momento de haber realizado un determinado mantenimiento.</p> <p>Puede ocasionar daños severos al generador, al eje de transmisión y a las turbinas. Este tipo de falla no es detectable en el sistema scada, por lo que se debe hacer la revisión de pernos constantemente por el equipo de mantenimiento.</p>

5.2.3 HOJA DE DECISIÓN DEL COJINETE SUPERIOR.

Tabla 5.4: Hoja de Decisión del Cojinete Superior.

Fuente: (GGB Bearing Technology, 2015; Martinez, 2013)

Realizado por: El Autor.

HOJA DE DECISIÓN RCM			Sistema: Alternador					Facilitador:					Fecha: 22/04/2019	Hoja N° 2	
			Equipo: Cojinete Superior					Auditor:					Fecha:	De: 3	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de:			Tarea Propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por:
F	FF	M	H	S	E	O	S1	S2	S3	H4	H5	S4			
							O1	O2	O3						
1	A	1	S	N	S	S	N	S					Reacondicionamiento y comprobación de alineación de eje y cojinetes. Inspección termo gráfica y de nivel de aceite. Inspección visual y ultrasonidos.	Semestral	Auxiliar de ingeniería Mecánico (CHM)
1	A	2	N	N	S	S	N	N	S				Tarea de sustitución cíclica. Reemplazo de empaquetadura. Reemplazo de filtros, verificación de nivel y viscosidad de aceite.	Trimestral	Auxiliar de ingeniería Mecánico (CHM)
1	A	3	N	N	S	S	N	S	N				Reacondicionamiento de las conexiones. Verificación de correcto funcionamiento. Reparaciones o reemplazo.	Trimestral	Ingeniero de la DCG Auxiliar de ingeniería Mecánico (CHM)
1	B	1	S	N	N	S	N	S					Comprobación de alineación de eje y cojinetes Inspección visual y ultrasonido para desgaste Sustitución cíclica.	Semestral	Auxiliar de ingeniería Mecánico (CHM)
1	B	2	N	N	N	S	N	N	N	S			Revisión del torque de acoplamientos del cojinete. Control de vibraciones.	Anual	Auxiliar de ingeniería Mecánico (CHM)

5.3 APLICACIÓN RCM EN LOS INYECTORES.

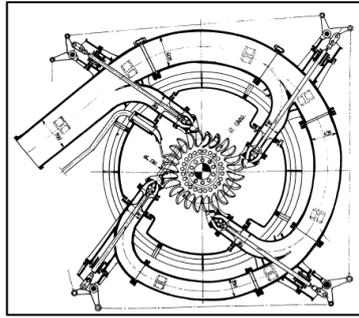


Figura 5.3: Esquema del regulador de velocidad de la unidad 2 de la Central Saymirín V.

Fuente: (Gonzalo, 2018).

5.3.1 CONTEXTO OPERACIONAL DE LOS INYECTORES.

Los inyectores son equipos que forman parte del sistema turbinado de la unidad 2 de generación de la central Saymirín V. Estos equipos son los encargados de formar el chorro de agua que hará que el rodete gire, este chorro debe ser estable caso contrario ocasionará que el rodete se desgaste.

La unidad 2 de generación posee 4 inyectores los cuales buscan alcanzar los 600 rpm del rodete y mantener la frecuencia de 60 Hz de la unidad. Los inyectores cuentan con un servomotor interno, cada inyector regula un chorro de agua. Posee una válvula de aguja que le brinda al inyector los grados de apertura para el ingreso de agua y formación del chorro de agua.

Cada inyector se acciona con el HPU el cual controla los actuadores oleo hidráulicos (aceite) para mover los las agujas de manera axial, además cuenta con un resorte interno que es usado para cierres de emergencia. La posición de las agujas es detectada mediante un transductor de 4 a 20 mA.

En los inyectores se controla la posición de las agujas que deben apuntar perpendicularmente al rodete, además se controla que la presión de agua que ingresa al rodete sea constante(promedio de presión de agua de 21 bares)que debe ser constante para el óptimo funcionamiento del rodete, también se controla la apertura de los inyectores los cuales deberían trabajar en un rango del 0% al 94% de apertura, cuando ya se alcanza la generación de 3,7 MW, el promedio de apertura de los 4 inyectores es del 93,7%. (Departamento de Mantenimiento ELECAUSTRO, 2019; ELECAUSTRO S.A, 2014)

5.3.2 ANÁLISIS DE MODO DE FALLOS Y EFECTOS DEL INYECTOR.

Tabla 5.5: Análisis de Modo de Fallos y Efectos del Inyector.

Fuente: (Departamento de Mantenimiento ELECAUSTRO, 2019; Martinez, 2013)

Realizado por: El Autor.

Hoja de información RCM	Sistema: Turbina		Facilitador:	Fecha: 23/04/2019	Hoja N°: 3
	Subsistema: Inyector		Auditor:	Fecha:	De: 3
Función	Falla funcional	Modo de falla	Efecto de falla		
1 Regular el chorro de agua de acceso al rodete en un rango del 0% al 94% de apertura del inyector con una presión de 21 bares.	A La regulación de entrada de agua al rodete fuera del rango del 0% al 94% de apertura del inyector sin una presión de 21 bares.	1 Mal ajuste de los acoples del inyector con el servo.	El servo funciona con aceite y al no recibir señales del regulador de velocidad se acciona la alarma de bajo nivel de aceite. El operador detecta esta falla en el sistema Scada por lo que tiene que realizar un paro de emergencia. Al producirse este tipo de falla puede ocasionarse contaminación del agua turbinada, por lo que es indispensable que el personal de mantenimiento actúe rápidamente. Es necesario cambiar los “orings” de los acoples en la cañería para lograr reparar la falla.		
		2 Obstrucción de aguja debido a cuerpos extraños.	El operador del sistema Scada envía órdenes, pero el inyector no recibe las mismas, por lo que no ejecuta ninguna acción, además de que la presión establecida para el porcentaje de apertura del inyector será menor al promedio. El operador informa acerca de la falla para posteriormente proceder a realizar un paro de emergencia de la unidad de generación. El equipo de mantenimiento realiza la revisión de las cañerías y de la aguja para solucionar la falla		

Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
1	Regular el chorro de agua de acceso al rodete en un rango del 0% al 94% de apertura del inyector con una presión de 21 bares.	A	La regulación de entrada de agua al rodete fuera del rango del 0% al 94% de apertura del inyector sin una presión de 21 bares.	3	Desgaste de la aguja.	<p>Se genera ruido fuera de lo normal en la turbina, también se pierde presión de agua en el ingreso al rodete por lo que el mismo pierde velocidad, además de que en el sistema Scada se puede visualizar que los cojinetes aumentan el nivel de vibración de su promedio (0,54mm/s para verticales y 0,39 para verticales).</p> <p>Se realiza un paro de emergencia a la unidad de generación para que el equipo de mantenimiento reemplace la aguja por una nueva.</p>	
				4	Los inyectores no envían el chorro de agua sobre el rodete	<p>Debido a fuertes vibraciones ocasionadas en el ingreso de agua a los inyectores pueden perder su direccionamiento establecido, ocasionando pérdida de presión de agua sobre el rodete ocasionando que el mismo gire a una velocidad menor a la establecida.</p> <p>El operador del sistema Scada detecta que la generación es menor de los 3,7 MW por lo que se procede al paro de la unidad para que el equipo de mantenimiento proceda a la inspección de los inyectores.</p>	
				5	Eje del Inyector roto	<p>Esta falla se puede llegar a producir el momento del arranque de la unidad debido a la fuerza que debe aplicar el eje el momento de la apertura del inyector y dejar pasar agua al rodete.</p> <p>El operador Scada puede visualizar un funcionamiento normal, pero el generador no lograra arrancar.</p> <p>El personal de mantenimiento acude inmediatamente a la reparación del eje o en casos extremos al reemplazo del inyector.</p>	

Función		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	
1	Regular el chorro de agua de acceso al rodete en un rango del 0% al 94% de apertura del inyector con una presión de 21 bares.	A	La regulación de entrada de agua al rodete fuera del rango del 0% al 94% de apertura del inyector sin una presión de 21 bares.	6	Baja presión por parte del grupo oleo hidráulico	Se produce una alarma de baja presión del grupo oleo hidráulico en el centro de control, automáticamente actúa el mismo realizando un paro de la unidad. Este tipo de falla puede provocar contaminación del agua turbinada ya que puede ser provocado por fugas en el sistema oleo hidráulico. El equipo de mantenimiento procede a realizar la revisión del grupo oleo hidráulico, así como de las cañerías y posibles fugas de aceite.	
				7	Los inyectores no detienen el paso de agua cuando es necesario	Cuando la unidad de generación se encuentra en reposo, se genera un ruido fuera de lo normal en el sistema turbinado debido a que existe ingreso de agua a pesar de que el inyector debería estar cerrado. Inmediatamente el equipo de mantenimiento revisara la aguja, ya que la misma puede estar desgastada y se procede a su mantenimiento o en un caso extremo se procede a reemplazar la aguja por una nueva.	
				8	Sensores ubicados en los 4 inyectores sufren descomposturas	Al ocasionarse un daño de los sensores el operador scada no recibirá datos reales de los parámetros que se controlan en el inyector (posición, caudal, apertura de aguja, presión de ingreso de agua) por lo que la generación podría verse afectada al no llegar a los 3,7 MW nominales. El operador al percatarse de dicha falla procederá a notificar al equipo de mantenimiento para que los mismos puedan realizar una revisión y comprobación de funcionamiento de los sensores ubicados en los inyectores. Esta comprobación de funcionamiento se la debe realizar cada cierto tiempo.	

5.3.3 HOJA DE DECISIÓN DEL INYECTOR.

Tabla 5.6: Hoja de Decisión del Inyector.

Fuente: (Departamento de Mantenimiento ELECAUSTRO, 2019; Martinez, 2013)

Realizado por: El Autor.

HOJA DE DECISIÓN RCM			Sistema: Turbina							Facilitador:				Fecha:	Hoja N° 3
			Equipo: Inyector							Auditor:				Fecha:	De: 3
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de:			Tarea Propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
							S1	S2	S3						
F	FF	M	H	S	E	O	O1	O2	O3	H4	H5	S4			
							N1	N2	N3						
1	A	1	S	N	S	S	N	N	S	S			Tarea de sustitución cíclica, reemplazar orings dañados.	Anual	Auxiliar de Ingeniería (CHM)
1	A	2	S	N	N	S	N	S	N				Reacondicionamiento cíclico, limpieza de la aguja mediante agua a presión.	Bianual.	Personal Mantenimiento del CHM.
1	A	3	S	N	N	S	N	N	S				Tarea de sustitución cíclica, reemplazar agujas dañadas.	Bianual	Auxiliar de Ingeniería y Personal de Mantenimiento del CHM.
1	A	4	S	N	N	S	N	S	N				Reacondicionamiento Cíclico, reconfigurar los sensores de posicionamiento cuando las lecturas no coincidan.	Sin frecuencia.	Operador Scada y Personal de Mantenimiento del CHM.
1	A	5	S	N	N	S	N	N	S				Sustitución no cíclica, reemplazar el eje cuando se rompa.	Sin frecuencia	Auxiliar de Ingeniería (CHM).
1	A	6	S	N	N	S	S	N	N				Inspección Visual del grupo Oleo hidráulico (cañerías y bombas), así como las lecturas del mismo en el HMI	Diario	Operador Scada.
1	A	7	S	N	N	S	N	N	S				Sustitución cíclica, se reemplaza las agujas dañadas.	Bianual	Auxiliar de Ingeniería Mecánico (CHM)
1	A	8	N	N	S	S	N	S	N				Reacondicionamiento de las conexiones. Verificación de correcto funcionamiento. Reparaciones o reemplazo.	Trimestral	Ingeniero de la DCG Auxiliar de ingeniería Mecánico

CAPÍTULO 6. RESULTADOS.

Teniendo en cuenta los datos históricos de mantenimientos preventivos (**Tabla 3.4**) que ha registrado Elecaastro en el SisMAC podemos determinar curvas de mantenibilidad, confiabilidad y disponibilidad de la maquina en los años 2017 y 2018.

En la **Figura 6.1** se puede observar que la curva de disponibilidad de la unidad de generación en los años 2017 y 2018 durante los 2 años ha sido superior a un 96,5%, lo que me quiere decir que hasta el momento tiene una excelente disponibilidad con uno que otro pico negativo, lo cual se da gracias a que es una central relativamente nueva con apenas 4 años de operación.

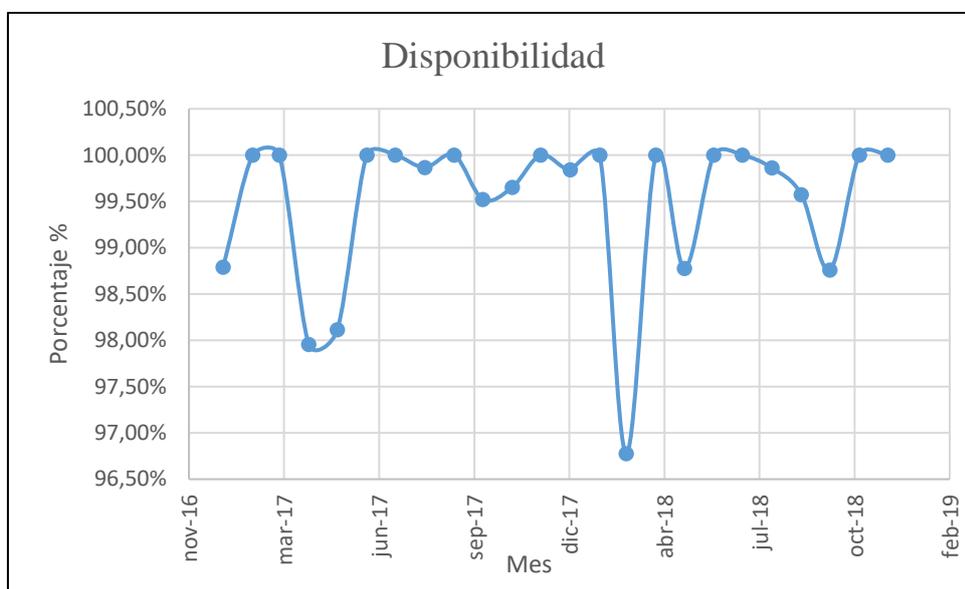


Figura 6.1: Curva de Disponibilidad de la Unidad 2 de Generación de la central Saymirín V.

Fuente: (SisMAC Central Saymirín, 2019).

Realizado por: El Autor.

En la **Figura 6.2** se presenta la gráfica de mantenibilidad cuya definición es “La probabilidad de la reposición de un activo en un periodo de tiempo determinado” (Mesa et al., 2006) en cuyo caso se observa de dos horas en adelante tiene una alta reposición del funcionamiento de la unidad de generación que es nuestro caso.

Esta probabilidad se da como un promedio observado de todos los equipos que conforman los sistemas para el activo como tal, entonces está influenciado por tiempos

de reparación cortos debido a que en su mayoría los fallos presentados son de componentes de baja criticidad para el correcto funcionamiento.

También se observa en la **Tabla 3.6** que el valor del MTTR es de 3,6 horas con lo que es posible tener la reposición de la función en ese tiempo como promedio. Este análisis no considera cambios de equipos, o sistemas lo cual suele ser casos muy raros, y considerar que esta curva de probabilidad ocurre cada que aparece una falla.

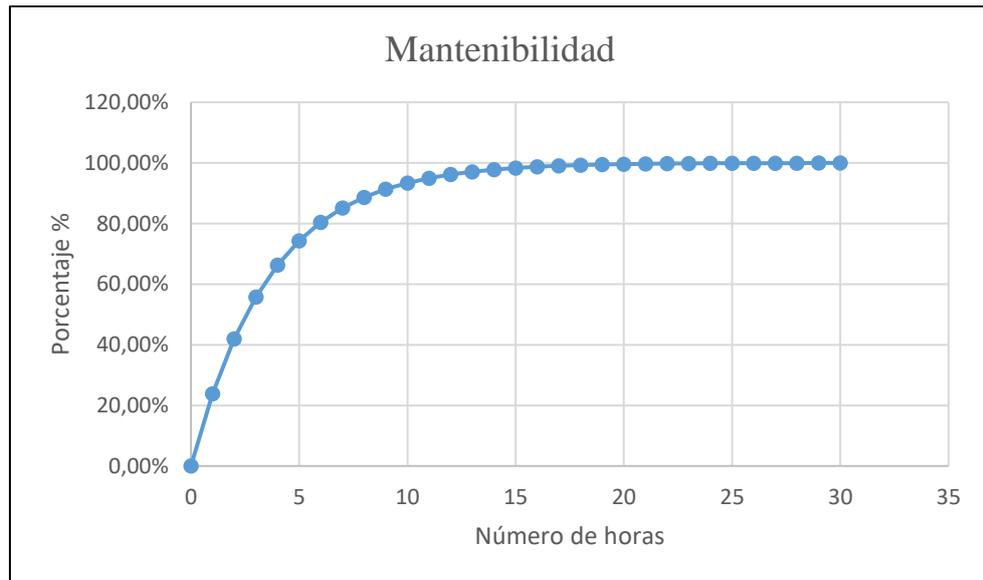


Figura 6.2: Curva de Mantenibilidad de la Unidad 2 de Generación de la central Saymirín V.

Fuente: (SisMAC Central Saymirín, 2019).

Realizado por: El Autor.

En la **Figura 6.3** se observa la curva de confiabilidad la cual representa “La probabilidad de que el activo opere en condiciones normales en un periodo de tiempo definido” (Mesa et al., 2006), se observa que al primer mes puede ocurrir un evento que o bien detenga la generación, o reduzca su capacidad (mientras se corrige la falla), dado que se tiene como promedio una falla por mes aproximadamente.

Esta curva es un promedio de las fallas ocurridas en todos los equipos de la unidad de generación 2. Se tiene una cantidad reducida de registros de fallas, debido a que la unidad es nueva, esto no quiere decir que se mantenga confiable permanentemente, sino que la tasa de fallas tiende a crecer, con lo cual la distribución exponencial de fallas es aceptable en este periodo de vida del activo. (Reyes, 2006)

Se debe considerar que esta curva se reinicia al momento de efectuado el mantenimiento (reparación en concreto), por lo tanto, el tiempo en promedio para la aparición de fallas no es aceptable a pesar de que una reparación se la realiza en el mínimo tiempo posible y que la disponibilidad de la unidad se encuentra sobre el 95%

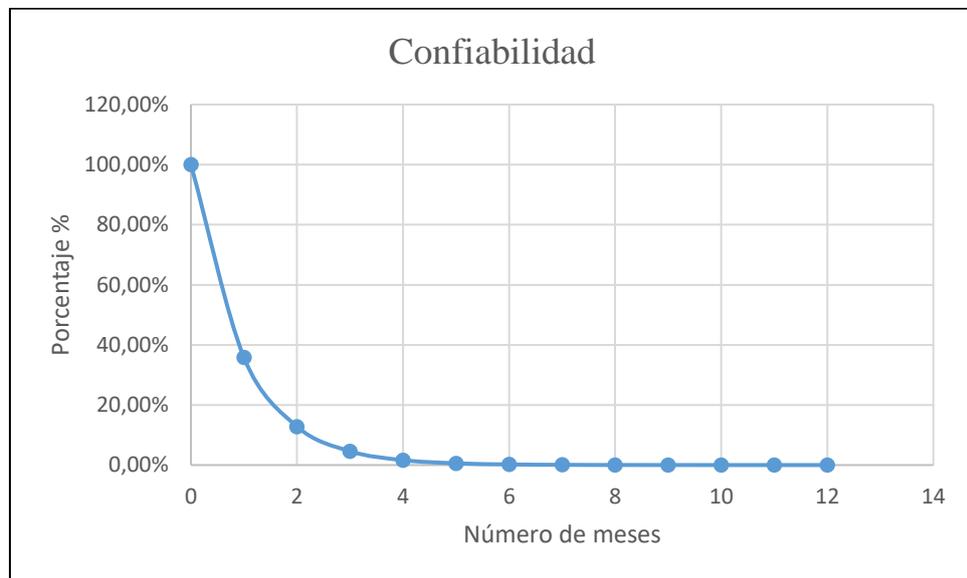


Figura 6.3: Curva de Confiabilidad de la Unidad 2 de Generación de la central Saymirín V.

Fuente: (SisMAC Central Saymirín, 2019).

Realizado por: El Autor.

Teniendo en cuenta los 3 parámetros antes mencionados se cree que, en el futuro, se podría aumentar la probabilidad de fallas del conjunto generador es decir su confiabilidad se verá aceptada con el tiempo, es por esto que se realiza la propuesta de la Implementación de mantenimiento centrado en la confiabilidad en la unidad de generación 2 de la central Saymirín V.

Una vez que ya se ha aplicado un análisis de criticidad a todos los equipos de la central Saymirín V, se pudo determinar que los 3 equipos con alta criticidad existentes dentro de la central son: el generador, perteneciente al sistema alternador; el cojinete superior, también perteneciente al sistema alternador y el equipo inyector perteneciente a el sistema turbinado.

Luego de haber realizado el análisis de criticidad, los 3 equipos más críticos pertenecientes a la unidad de generación (generador, cojinete superior e inyector), se les aplicó la metodología del RCM.

Una vez desarrollado el contexto operacional, el análisis de modos de fallos y efectos y haber utilizado el diagrama de decisión para llenar la hoja de decisión de cada uno de los 3 equipos de alta criticidad; decimos que el RCM ha sido aplicado, el cual nos recomienda los siguientes mantenimientos con su periodicidad y también el personal que deberá ejecutar los mismos dentro de ELECAUSTRO S.A.

Tabla 6.1: Mantenimientos propuestos para el Equipo Generador.

Realizado por: El Autor.

Posibles Fallas	Tarea Propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
Excesiva vibración en los cojinetes (superen los 5mm/s)	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección termo gráfica en los cojinetes. • Limpieza de los cojinetes A • Alineamiento del eje. 	Mensual	Auxiliar de Ingeniería Mecánico (CHM)
Perdida Sincronismo entre generador y la red	<ul style="list-style-type: none"> • Calibración del relé de sincronismo (25). • Liberar el generador, evitar embalamiento • Colocar en paralelo con la red, considerar despacho. 	Cada paro	Ingeniero de la DCG
Falla de Corto circuito entre espiras del devanado de Campo en el rotor.	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección termo gráfica y pruebas de aislamiento. • Comprobar el desbalance en las fases. • Calibración relés diferencial (87) y cortocircuito. 	Semestral	Auxiliar de Ingeniería Mecánico (CHM)
Falla de Perdida de Excitación en el rotor.	<ul style="list-style-type: none"> • Calibración del AVR. • Prueba de aislamiento devanado de excitatriz. • Control de sobre corrientes. • Reparar el sistema de excitación. 	Cada paro.	Ingeniero de la DCG
Falla del Rotor a Tierra	<ul style="list-style-type: none"> • Calibración de los relés diferenciales, • Calibración de los relés de sobre corriente, • Calibración de los relés de falla a tierra. • Realizar Termografía. • Revisión de Vibraciones. • Prueba de aislamiento. 	Trimestral	Ingeniero de la DCG Auxiliar de Ingeniería Mecánico (CHM)
Cortocircuito entre fases en el estator.	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección termo gráfica • Pruebas de aislamiento. • Calibración relés diferencial (87) • Calibración relés de cortocircuito. • Reparación de estator • Cambio de devanado. 	Semestral	Ingeniero de la DCG Auxiliar de Ingeniería Mecánico (CHM)

Posibles Fallas	Tarea Propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
Deterioro del aislamiento en el bobinado perteneciente al estator.	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección termo gráfica • Pruebas de aislamiento. • Comprobación de sensores. • Recubrimiento periódico • Revisión del sistema aislante del generador. 	Semestral	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
Obstrucción de agua en el tanque o en las tuberías del sistema de refrigeración.	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección termo gráfica. • Limpieza de cañerías para eliminar cuerpos extraños. • Cambio de aceite de lubricación y refrigeración. • Cambio de filtros 	Trimestral	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
Incorrecto funcionamiento de los deflectores.	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión del sistema de servos, • Revisión del sistema de control de velocidad. • Inspección de la transmisión mecánica. • Revisión de problemas en el sistema electrónico de posicionamiento. 	Cada paro	Auxiliar de Ingeniería Mecánico
Mal funcionamiento de los inyectores.	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de cuerpos extraños. • Revisar el deterioro de la aguja • Revisión de problemas en el sistema electrónico de control. • Calibración de la entrada de agua y humedad. • Revisión de fallas en sistema regulador de velocidad. 	Mensual	Auxiliar de Ingeniería Mecánico

Tabla 6.2: Mantenimientos propuestos para el Equipo Cojinete Superior.

Realizado por: El Autor.

Posibles Fallas	Tarea Propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
Sobrecalentamiento de los cojinetes.	<ul style="list-style-type: none"> • Reacondicionamiento de Eje y Cojinetes. • Comprobación de alineación de eje y cojinetes. • Inspección termo gráfica. • Inspección del nivel de aceite en los cojinetes. • Inspección mediante ultrasonidos • Inspección visual. 	Semestral	Auxiliar de ingeniería Mecánico (CHM)
Caudal de aceite ineficiente en los cojinetes.	<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazo de empaquetadura. • Reemplazo de filtros, • Verificación de nivel. • Verificación de la viscosidad del aceite. 	Trimestral	Auxiliar de ingeniería Mecánico (CHM)
Daño de los sensores existentes en el cojinete.	<ul style="list-style-type: none"> • Reacondicionamiento de las conexiones. • Verificación de correcto funcionamiento. • Inspección visual de posibles elementos flojos. • Limpieza de Cableado. • Inspección Visual. 	Trimestral	Ingeniero de la DCG Auxiliar de ingeniería Mecánico (CHM)
Exceso de vibración	<ul style="list-style-type: none"> • Comprobación de alineación de eje y cojinetes • Inspección visual • Inspección mediante ultrasonido para desgaste 	Semestral	Auxiliar de ingeniería Mecánico (CHM)
Rotura de pernos de soporte al cojinete.	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión del torque de acoplamiento del cojinete. • Control de vibraciones. • Reemplazo de pernos rotos. 	Anual	Auxiliar de ingeniería Mecánico (CHM)

Tabla 6.3: Mantenimientos propuestos para el Equipo Inyector.

Realizado por: El Autor.

Posibles Fallas	Tarea Propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
Mal ajuste de los acoples del inyector con el servo.	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de aceite derramado. • Ajuste de acoples. • Reemplazar orings dañados por nuevos. 	Anual	Auxiliar de Ingeniería (CHM)
Obstrucción de aguja debido a cuerpos extraños.	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de la aguja mediante agua a presión. 	Bianual.	Personal de Mantenimiento del CHM.
Desgaste de la aguja.	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de la aguja mediante agua a presión. • Reemplazar agujas dañadas. 	Bianual	Auxiliares de Ingeniería y Personal de Mantenimiento del CHM.
Los inyectores no envían el chorro de agua sobre el rodete	<ul style="list-style-type: none"> • Reconfigurar los sensores de posicionamiento cuando las lecturas no coincidan. 	Sin frecuencia.	Operador Scada y Personal de Mantenimiento del CHM.
Eje del Inyector roto	<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazar el eje cuando el mismo se rompa. 	Sin frecuencia	Auxiliares de Ingeniería (CHM).
Baja presión por parte del grupo oleo hidráulico	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección Visual del grupo Oleo hidráulico (cañerías y bombas). • Inspección visual de las lecturas del sistema scada. 	Diario	Operador Scada.
Los inyectores no detienen el paso de agua cuando es necesario	<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazar las agujas dañadas por nuevas. 	Bianual	Auxiliar de Ingeniería Mecánico (CHM)
Sensores ubicados en los 4 inyectores sufren descomposturas	<ul style="list-style-type: none"> • Reacondicionamiento de las conexiones. • Verificación de correcto funcionamiento. • Reparaciones o reemplazo. 	Trimestral	Ingeniero de la DCG Auxiliar de ingeniería Mecánico

Una vez planteados los mantenimientos para los equipos de alta criticidad, no se puede dejar a un lado los equipos de media y baja criticidad (presentados en la Tabla 4.3) puesto que los mismos son parte de la unidad 2 de generación de la Central Saymirín, por lo que a continuación se presentan la **Tabla 6.4** con los mantenimientos sugeridos para los equipos de criticidad media y también la **Tabla 6.5** que muestra mantenimientos sugeridos para los equipos de baja criticidad basando los mismos en el histórico de las ordenes de trabajo de la unidad 2 (Anexo 1).

Tabla 6.4: Mantenimientos Sugeridos para Equipos de Criticidad Media.

Realizado por: El Autor.

Equipo	Mantenimiento Sugerido	Intervalo Inicial.
Disyuntor de grupo	Inspección visual y termografía	Mensual
	Limpieza del equipo, envolvente de porcelana y contactos.	3 meses.
	Reemplazo de partes desgastadas.	Cuando sea Necesario
	Verificación y ajuste de parámetros de protección.	Mensual
Freno del Generador	Inspección visual, lubricación de partes móviles.	3 meses.
	Rectificación de sistema de transmisión mecánico.	Anual.
	Comprobación que no produzca rozamientos.	3 meses.
Servomotor de posicionamiento de Deflectores	Metalización y rectificación de ejes del cilindro del servomotor.	Anual.
	Pruebas hidrostáticas de los servomotores.	Anual.
	Rectificación del pistón de transferencia servomotor-deflector.	Anual.
	Ajuste de alineación y posicionamiento.	3 meses.
Motor eléctrico del sistema de lubricación de cojinetes	Revisión y limpieza de contactos eléctricos.	3 meses.
	Pruebas de aislamiento en los bobinados.	3 años.
	Lubricación de partes móviles.	Mensual.
	Inspección y arreglo del tablero de control.	3 meses
Cojinete inferior	Inspección visual, termografía y verificación de niveles de aceite.	Mensual.
	Limpieza de agujas y reacondicionamiento de las conexiones, eliminar fugas de aceite.	3 meses.
	Reemplazo de componentes que presentan daños	Cuando sea Necesario
Sistema desviador de chorro	Verificación y ajuste de caudal.	3 meses.
	Verificación y ajuste de posicionamiento.	3 meses.
	Inspección visual de desgaste en los componentes.	Diariamente
	Reemplazo de componentes desgastados.	Cuando sea necesario
Junta de desmontaje	Revisión de sujeción de pernos y ajuste de tornillos	Mensual.
	Verificación de nivel de vibraciones y esfuerzos mecánicos.	Mensual

Tabla 6.5: Mantenimientos Sugeridos para Equipos de Criticidad Baja.

Realizado por: El Autor.

Equipo	Mantenimiento Sugerido	Intervalo Inicial.
Excitatriz	Limpieza del bobinado.	Anual
	Verificación del aislamiento y conexiones del bobinado	3 años
	Sustitución de diodos de excitación	Cuando sea necesario
Pararrayos	Inspección general (pernos de sujeción)	Anual
	Realizar termografía	3 meses
	Pruebas de aislamiento	3 años
Transformador de corriente	Inspección visual	Mensual
	Realizar termografía	3 meses
	Sustitución de elementos dañados	Cuando sea necesario
Transformador de secuencia cero	Inspección visual	Mensual
	Realizar termografía	3 meses
	Sustitución de elementos dañados	Cuando sea necesario
transformadores de potencial	Inspección Visual	Mensual
	Realizar termografía	3 meses
	Sustitución de elementos	Cuando sea necesario
Motor Eléctrico de la bomba #1	Verificación de los niveles de aceite	Mensual
	Realizar termografía	Mensual
	Inspección visual del tablero de control.	Diariamente.
Tablero de Control de Bombas	Inspección Visual del tablero.	Diariamente
Tablero de arranque de motores.	Inspección visual del tablero.	Diariamente
Conjunto de Válvulas Magnéticas.	Verificación de sensores.	3 meses.
	Pruebas de apertura y cierre de válvulas.	Anual.
Acumuladores de Presión	Revisión de posibles fugas en los acumuladores de nitrógeno.	Diariamente
	Realizar el control de presión del sistema de acumuladores de presión.	Mensualmente.
Bomba #1	Control de caudal de aceite.	Mensual
	Cambio de filtros.	2 meses.
	Cambios de aceite.	3 meses.
Motor del sistema de levantamiento (JOS)	Revisión y limpieza de contactos eléctricos dentro del motor.	Anual.
	Pruebas de aislamiento en los bobinados.	Anual.
	Lubricación de partes móviles.	3 meses.
	Rutina de inspección del tablero de control.	3 meses.

Equipo	Mantenimiento Sugerido	Intervalo Inicial.
Bomba del sistema de lubricación	Inspección visual y limpieza.	Diariamente.
	Cambios de filtros y cambios de aceite.	3 meses.
	Revisión de obstrucciones, cuerpos extraños o introducción de aire.	3 meses.
Bomba del sistema de levantamiento (JOS)	Inspección visual y limpieza.	Diariamente.
	Cambios de filtros y cambios de aceite.	3 meses.
	Revisión de obstrucciones, cuerpos extraños o introducción de aire.	3 meses.
Intercambiador de calor tipo plato	Inspección visual y limpieza.	Diariamente.
	Verificación de que no haya fugas de aceite o introducción de agua o cuerpos extraños.	5 meses.
	Inspección y readecuación de conexiones.	5 meses.
Transmisión motor-bomba	Inspección visual, limpieza.	Diariamente.
	Lubricación y verificación del estado interno de los engranes.	Anual.
	Alineado del eje, cambio de partes que producen pérdidas de fuerza.	Anual.
Carcasa	Inspección visual, termografía, prueba de nivel de vibraciones.	3 meses.
	Soldadura y reemplazo de zonas oxidadas.	Cuando sea necesario
	Cambio total.	Cuando sea necesario
Rodete	Inspección del estado físico del rodete (grietas)	Anual.
	Revisión de la cantidad de aceite para su correcta lubricación.	Anual.
Válvula Mariposa.	Verificar posibles fallas o grietas en la válvula.	2 años.
	Controlar temperatura y humedad en la válvula.	2 años.
Válvula By Pass.	Verificar posibles fallas o grietas en la válvula.	2 años.
	Controlar temperatura y humedad en la válvula.	2 años.
Motor Bomba 1.	Revisión y limpieza de contactos eléctricos.	Anual.
	Pruebas de aislamiento en los bobinados.	Anual.
	Lubricación de partes móviles.	3 meses.
Tablero de Control de Bomba.	Inspección Visual del tablero.	Diariamente
Serpentín de Refrigeración.	Revisar posibles fugas que puedan existir en el serpentín por perforaciones.	Anual

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

7.1 CONCLUSIONES.

La central Saymirín V perteneciente a la empresa ELECAUSTRO S.A., cuenta con 2 unidades de generación, dentro del SisMAC cada unidad se divide en sistemas y a su vez los mismos están conformados por equipos. Dentro del SisMAC encontramos enumerados los mantenimientos realizados a las 2 unidades de generación. Como la central Saymirín lleva operando 4 años desde su creación, podemos decir que es una central relativamente nueva al igual que sus máquinas, sistemas y equipos.

Centrándonos en la unidad 2 de generación, y observando sus tiempos de parada y operación en los años 2018 y 2019 podemos decir que mantiene una disponibilidad muy alta (mayor al 96,5%), pero con el tiempo los índices de confiabilidad y mantenibilidad de la unidad podrían variar haciendo que la misma disminuya su disponibilidad, además de aumentar su número de fallas y dependiendo de la gravedad de las mismas afectaría al tiempo de reparación de la unidad.

El análisis de criticidad realizado a todos los equipos pertenecientes a la unidad 2 de generación evalúa criterios como: frecuencia de fallas, impacto operacional, contexto operacional, disponibilidad de repuestos, flexibilidad operacional, tiempo de restablecimiento, costo de mantenimiento e impacto a la seguridad y medio ambiente; con los que se determinó que los equipos de alta criticidad pertenecientes a la unidad 2 son el generador, el cojinete superior y los inyectores.

El RCM trata de evaluar 7 aspectos fundamentales, para los cuales se debe responder a las siguientes preguntas: ¿cuál es la falla?, ¿cuál es la falla funcional?, ¿cuál es el modo de la falla?, ¿cuál es el efecto de la falla?, ¿qué consecuencia tendrá esta falla?, ¿qué se puede hacer para evitar esta falla? y ¿qué se hace si no se puede evitar o minimizar la consecuencia de la falla?

La metodología del RCM, nos brinda una serie de tareas preventivas ante fallas determinadas de los equipos con alta criticidad, también nos otorga una serie de tareas correctivas el momento de que aparezca la ya mencionada falla. Además, nos facilita el personal necesario dentro de la empresa para ejecutar las tareas de mantenimiento obtenidas al aplicar esta metodología.

Es importante destacar que al momento de evaluar la criticidad de los equipos como al momento de aplicar el RCM en los mismos, se necesita la colaboración del jefe de mantenimiento, los miembros del equipo de mantenimiento y de bodega para que los datos brindados por ellos sean analizados, comparados y posteriormente utilizados para obtener resultados óptimos.

7.2 RECOMENDACIONES.

Una vez aplicado el RCM sobre la unidad 2 de generación se puede recomendar lo siguiente:

- Los registros de fallas y reparaciones dentro del SisMAC se deben colocar con más detalle, también se recomienda especificando los tiempos de los mismos, así como los tiempos de parada y operación de la unidad para poder obtener mejores resultados.
- Se recomienda revisar y aplicar frecuentemente los mantenimientos obtenidos al aplicar el RCM ya que de lo contrario la aplicación del mismo sería inútil y no se verían reflejados los beneficios que nos brinda esta metodología al ser aplicada.
- Se debería tratar de aplicar RCM en todos los equipos pertenecientes a ELECAUSTRO S.A., ya que al hacerlo mejoraría la disponibilidad de las mencionadas máquinas y así poder brindar un servicio de generación que siempre sea continua, este disponible y sea mucho más confiable que en la actualidad.
- Capacitar al personal que esté involucrado en tareas de mantenimiento y operación de los equipos en los cuales se realiza el RCM pues ellos serán los encargados de realizar los mantenimientos que nos otorgue esta metodología.

BIBLIOGRAFÍA.

- Álvarez Zeas, I. P. (2017). *Implementación de la metodología RCM para los vehículos de emergencia del Benemérito Cuerpo de Bomberos Voluntarios de Cuenca*. Universidad Politécnica Salesiana. Retrieved from <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14200>
- Arboleda Guerrero, D. A. (2013). "DISEÑO DE SISTEMA PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.". Retrieved from <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/1234>
- C&V_Ingenieria. (2011). *Atributos principales Arquitectura del software Integración y soporte del programa SISMAC*. Quito.
- Campos Barrientos, J. (2010). *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)*. Medellín: Universidad Nacional San Luis Gonzaga.
- Castillo Monsalve, M. S., & Vizcayo Garzón, F. (2016). *Tipología de Fallas en Generadores Síncronos Hidráulicos de la Empresa de Energía del Pacífico*. Universidad del Valle.
- Del Castillo-Serpa, A. M., Brito-Ballina, M. L., & Fraga-Guerra, E. (2009). Análisis de criticidad personalizados. *Ingeniería Mecánica*, 12(3), 1–12.
- Departamento de Mantenimiento ELECAUSTRO. (2019). Inventario Saymirín.
- ELECAUSTRO S.A. (n.d.). Portal Web. Retrieved February 21, 2019, from http://www.elecaustro.com.ec/index.php?option=com_content&view=featured&Itemid=281
- ELECAUSTRO S.A. (2013). *Boletín Informativo N° 2013.01*. Cuenca.
- ELECAUSTRO S.A. (2014). Central Hidroeléctrica Saymirín V Descripción de las Obras de la Central. Retrieved from http://elecaustro.com/jdownloads/Proyectos en ejecucion/publicacion_saymirn_nov_2014.pdf
- Flores Reyes, C. C. (2010). *Aplicación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM en Grupo Generador de Eje Horizontal de 24 MVA de una Central Hidroeléctrica*. Universidad Nacional de Ingeniería.
- GGB Bearing Technology. (2015). *Soluciones en cojinetes de alto rendimiento para aplicaciones hidroeléctricas*. Heilbronn, Germany. Retrieved from <https://www.ggbearings.com/es>
- Gómez Muñoz, G. P., & Méndez Peñaloza, G. F. (2011). *Propuesta para la Gestión de Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Ocaña*. Universidad Politécnica Salesiana.

- Gonzalo, O. (2018). Centrales Hidroeléctricas Energía Hidroeléctrica, 1–41. Retrieved from <http://www.uca.edu.sv/facultad/clases/ing/m200018/doc1.pdf>
- Granizo Rodríguez, J. C. (2016). *Evaluación de la Gestión del Mantenimiento de la Central de Generación Hidroeléctrica Río Blanco, de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A, Durante el Año 2014*. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Gutiérrez, E., Agüero, M., & Calixto, I. (2007). “Análisis De Criticidad Integral De Activos,” (58), 1–14.
- Jakeline, D. M. T., & Esteban, P. A. A. (2014). *Manual de operaciones y mantenimiento para la central hidroeléctrica SAYMIRÍN V*. Universidad de Cuenca.
- Jaramillo Astudillo, R., & Matailo Quituisaca, M. V. (2016). *Modelo de jerarquización de equipos en función de su criticidad aplicado a un sistema tranviario*. Universidad del Azuay. Retrieved from
- Llamba Farinango, W. S. (2014). *Elaboración del Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) de la Central Hidráulica Illuchi N° 2*. Escuela Politécnica del Ejército Extensión Latacunga.
- Martínez, J. P. (2013). *Mitos para la Implementación de RCM*. Toronto: C-MORE.
- Mesa, D., Ortiz, Y., & Pinzón, M. (2006). La Confiabilidad, la Disponibilidad y la Mantenibilidad, Disciplinas Modernas Aplicadas al Mantenimiento. *Scientia El Technica*, (30), 155–160.
- Mora Gutiérrez, A. (2012). *Mantenimiento Industrial Efectivo (Segunda)*. Medellín: Fuentes Litográficas Limitada.
- Moubray, J. (2004). *RCM II* (3rd ed.). Leichestershire, Reino Unido.
- Orellana Maldonado, E. S., & Porras Reyes, J. A. (2014). *Sistema Automatizado de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) para Proyectos de Electrificación Rural con Sistemas Individuales Fotovoltaicos en la Amazonía Ecuatoriana*. Universidad de Cuenca.
- Reyes, P. (2006). *Curso De Confiabilidad*, 85.
- Romero Carranza, J. L. P. (2013). *Análisis De Criticidad*. Universidad de Sevilla. Retrieved from <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5311/fichero/5-+Analisis+de+criticidad.pdf>
- SAE JA1011. (1999). Surface Vehicle / Aerospace Recommended. *Analysis*, 4970(724), 724–776.
- Sexto, L. F. (2015). *Módulo de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)*. Retrieved from radical-management.com

- Sexto, L. F. (2015). *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad - Apuntes y Reflexiones*. Lissone, Italia. Retrieved from radical-management.com
- SisMAC Central Saymirín. (2019). Registro Histórico Unidad 2 Saymirín V. Cuenca: ELECAUSTRO.
- Zambrano Jara, R. A. (2017). “*Propuesta de Implantación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad de los Activos Críticos de la Central Hidroeléctrica Ocaña.*” *Universidad Del Azuay, Departamentos de Posgrados, Maestría en Gestión de Mantenimiento*. Universidad del Azuay. Retrieved from <http://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/6853%0A>
- Zapata, C. J. (2005). Estimación de Tasas de Fallas de Componentes en Casos de Ausencia de Datos o Cantidades Limitadas de Datos. *Scientia Et Technica*, XI (27), 13–18. Retrieved from <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=84911698004>

ANEXOS.

ANEXO 1. HISTÓRICO DE LAS ORDENES DE TRABAJO DE LA UNIDAD 2 DE GENERACION.

Fecha Prg.Ini.	Trabajo a realizar	Ubicación/Equipo
05/05/2017	Limpieza y lubricación del sistema de mando de los deflectores	SISTEMA DE DESVIADORES DE LOS CHORROS
15/05/2017	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
06/07/2017	Mantenimiento menor de generador y excitatriz	ALTERNADOR
27/06/2017	Inspección y limpieza de vasos testigos y HPU del generador	TURBINA
16/10/2017	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
17/10/2017	Mantenimiento general de tableros de control y protección, limpieza general, reposiciones y ajustes de borneras	UNIDAD DE GENERACION 2
10/01/2018	Revisión de escobillas y anillos colectores de la protección puesta a tierra del rotor	GENERADOR
10/01/2018	Inspección de turbina	TURBINA
05/04/2018	Limpieza y revisión de vasos testigos	TURBINA
09/05/2018	Limpieza de HPUs y mallas de protección del generador	UNIDAD DE POTENCIA HIDRAULICA DEL GENERADOR
17/05/2018	Limpieza de mallas de protección del generador y excitatriz	GENERADOR
29/05/2018	Lubricación de cojinetes del sistema de mando de los deflectores	SISTEMA DE DESVIADORES DE LOS CHORROS
28/05/2018	Revisión del sensor de nivel de fosa	TURBINA
01/06/2018	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRAULICA DEL GENERADOR
29/05/2018	Ruta de inspección general de la tubería de desfogue	TUBERIA DE ENTRADA
11/06/2018	Medición de Vibraciones	TURBINA

Fecha Prg.Ini.	Trabajo a realizar	Ubicación/Equipo
14/06/2018	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
11/06/2018	Termografía	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
06/06/2018	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRAULICA DEL GENERADOR
12/07/2018	Medición de Vibraciones	ALTERNADOR
19/07/2018	Termografía	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
04/07/2018	Limpieza y revisión de la unidad de generación	UNIDAD DE GENERACION 2
06/08/2018	Limpieza exterior de tableros	CELDA DE MEDIA TENSIÓN A02
27/07/2018	Inspección y limpieza de HPU del generador	UNIDAD DE POTENCIA HIDRAULICA DEL GENERADOR
30/07/2018	Inspección y limpieza de unidad	UNIDAD DE GENERACION 2
09/08/2018	Cambio de sílica gel del HPU del generador	RESPIRADERO CON SILICA GEL
08/08/2018	Inspección de niveles de aceite y señalización del tipo de aceite	UNIDAD DE GENERACION 2
28/08/2018	Inspección de unidad, vasos testigos y limpieza de HPU del generador	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
20/08/2018	Inspección y limpieza de unidad	UNIDAD DE GENERACION 2
08/08/2018	Limpieza exterior de tableros	CELDA DE MEDIA TENSIÓN A02
07/08/2018	Limpieza de unidad y HPU del generador	UNIDAD DE GENERACION 2
09/08/2018	Medición termográfica	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
09/08/2018	Limpieza general e inspección del acople flexible	TRANSMISIÓN BOMBA - MOTOR ELÉCTRICO # 2 (LOS)
03/09/2018	Limpieza de unidad e inspección de niveles de aceite	UNIDAD DE GENERACION 2
13/09/2018	Medición de vibraciones	COJINETE INFERIOR (DE)
03/09/2018	Limpieza de unidad e inspección de niveles de aceite	UNIDAD DE GENERACION 2
14/09/2018	Termografía	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
09/10/2018	Medición de Vibraciones	TURBINA
11/10/2018	Inspección y reparaciones puntuales de turbina	TURBINA

Fech Prg.Ini.	Trabajo a realizar	Ubicación/Equipo
11/10/2018	Cambio de aceite	UNIDAD DE POTENCIA HIDRAULICA DEL GENERADOR
09/10/2018	Termografía	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
11/10/2018	Inspección del dispositivo de sobre velocidad y escobillas del rotor	GENERADOR
19/10/2018	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
11/10/2018	Limpieza general del acople	TRANSMISIÓN BOMBA - MOTOR ELÉCTRICO # 2 (LOS)
09/11/2018	Revisión y limpieza del sistema de freno	FRENO DEL GENERADOR
15/11/2018	Limpieza y revisión de HPU del generador	UNIDAD DE POTENCIA HIDRAULICA DEL GENERADOR
22/11/2018	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
26/11/2018	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
05/12/2018	Medición termo gráfica	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
04/12/2018	Limpieza de unidad, HPUs, tableros de potencia y revisión de vasos testigos	CELDA DE MEDIA TENSIÓN A02
10/12/2018	Medición de Vibraciones	ALTERNADOR
27/12/2018	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRAULICA DEL GENERADOR
04/01/2019	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
08/01/2019	Inspección y lubricación de cojinetes del sistema de varillaje de mando de los deflectores	SISTEMA DE DESVIADORES DE LOS CHORROS
14/01/2019	Medición de Vibraciones	ALTERNADOR
07/01/2019	Medición termo gráfica	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
05/02/2019	Inspección de acoples flexibles del HPU del generador	UNIDAD DE POTENCIA HIDRAULICA DEL GENERADOR
13/02/2019	Limpieza e inspección de vasos testigos	DRENAJE DE INYECTORES
05/02/2019	Ruta de inspección general	UNIDAD DE POTENCIA HIDRAULICA DEL GENERADOR
13/02/2019	Medición de Vibraciones	ALTERNADOR
13/02/2019	Termografía	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
06/03/2019	Limpieza e inspección de HPUs y vasos testigos	UNIDAD DE GENERACION 2

Fecha Prg.Ini.	Trabajo a realizar	Ubicación/Equipo
14/03/2019	Limpieza e inspección de la tubería de ingreso a la unidad de generación	TUBERIA DE ENTRADA
19/02/2019	Revisión de niveles de aceite y limpieza de HPUs	UNIDAD DE GENERACION 2
26/02/2019	Limpieza de unidad y tableros de control	CELDA DE MEDIA TENSIÓN A02
25/02/2019	Limpieza de mallas de protección del generador y excitatriz	ALTERNADOR
01/03/2019	Limpieza de HPU del generador y revisión de vasos testigos	UNIDAD DE GENERACION 2
11/03/2019	Revisión de niveles de aceite y limpieza de HPUs	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
19/03/2019	Medición de Vibraciones	ALTERNADOR
26/03/2019	Inspección y limpieza de vasos testigos	TURBINA
26/03/2019	Toma de muestras de aceites para análisis	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
19/03/2019	Revisión y limpieza de vasos testigos	TURBINA
19/03/2019	Medición termográfica	UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD