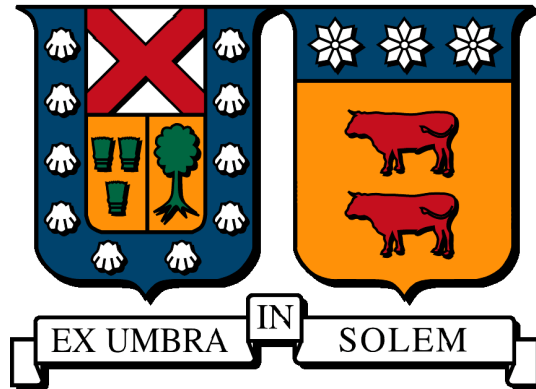


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
VALPARAÍSO – CHILE



**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA RCM (MANTENIMIENTO
BASADO EN CONFIABILIDAD) BASADO EN CONCEPTOS DE
CONFIABILIDAD INTEGRAL A UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA: SAESA**

FELIPE ESTEBAN GONZÁLEZ ROSAS

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL**

PROFESOR GUÍA: RAÚL STEGMAIER BRAVO

DICIEMBRE 2012

Dedicatoria

Esta memoria de título está dedicada, simplemente, a mi familia y a quienes me acompañaron en este largo proceso que significó la Universidad. Sin embargo, existió una persona en particular que tenía más fe en mí que nadie, que creía que todo lo podía lograr, y que confiaba en que algún día, sería el ingeniero que hoy soy. Si, estas líneas y esta memoria son para ti Rebe.

Gracias familia por guiarme en este camino. Este es el fruto de largos años de estudio, que hoy se manifiestan, en el Ingeniero que hoy soy. Los amo.

Agradecimientos

Gracias familia, no me cansare de repetirlo una y otra vez. Gracias por confiar en mí, por depositar su energía, por darme su apoyo cada vez que lo necesite. Los amo.

Gracias Melisa, simplemente por ser un pilar más en mi vida. Por sostenerme en aquellos momentos difíciles y por compartir aquellos alegres. Gracias a tus papis también. Gracias a la familia Gonzalez-Gutierrez. Te amo Melisa.

Gracias amigos míos: Marcelo, Matías, Camilo, Diego, Sando, y tantos compañeros de estudio, que hicieron mucho más agradable la estadía en la universidad.

Gracias a todos los que creen, creyeron y creerán en mí.

Contenido

Dedicatoria.....	2
Agradecimientos.....	3
RESUMEN	8
1.- INTRODUCCION.....	9
2.- ANTECEDENTES.....	11
3.- TEMA.....	14
4.- OBJETIVOS	14
5.- JUSTIFICACION	15
6.- ALCANCE.....	16
7.- ESTADO DEL ARTE.....	16
7.1.- REVISION BIBLIOGRAFICA	16
Análisis de confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Distribución.	16
Metodologías y estrategias de mantenimiento	17
7.2.- MARCO TEORICO	18
Gestión Integral del Mantenimiento.....	20
Gestión del Talento Humano	21
Estrategias de Confiabilidad Humana	22
Definición de las Estrategias	24
Estrategias de Confiabilidad Operacional.....	25
7.3.- Modelos matemáticos de distribución de probabilidad de fallos.....	26
7.3.1.- Análisis Weibull.....	26
7.3.2.- Ley Weibull: tasas de fallos crecientes y decrecientes.....	27
7.3.3.- Selección del sistema y sus límites.....	27
7.3.3.1.- Análisis del sistema.....	28
7.3.3.2.- Consecuencias de falla	28
7.3.3.3.- Evaluación de tareas propuestas.....	28
8.- CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	29
8.1.- CONCEPTO GENERAL.....	29
8.2.- ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.....	29
Índices Básicos.....	29
Índices Globales.....	30

8.3.- NORMATIVA CHILENA SOBRE INDICES DE CALIDAD DE SERVICIO	32
8.4.- RESUMEN Y METODO PROPUESTO PARA EVALUACION DE CONFIABILIDAD.....	33
8.5.- MEDIDAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD.....	34
Reducción de la tasa de fallas	34
Reducción del tiempo de afectación.....	34
Reducción del número de consumidores afectados.....	34
9.- HERRAMIENTAS FILOSÓFICAS Y ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO.....	35
9.1.- INTRODUCCIÓN	35
9.2.- ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO	35
Mantenimiento correctivo (a la falla)	35
Mantenimiento Preventivo (PM).....	36
10.- TEORIA DE CONFIABILIDAD APLICADA A SISTEMAS DE DISTRIBUCION.....	37
10.1.- INTRODUCCION	37
10.2.- EL METODO DE MARKOV.....	37
10.3.- ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	39
10.4.- COMPONENTES DE LA RED PRIMARIA	39
10.5.- ESTRUCTURA DE LA RED PRIMARIA	40
Sistema serie	40
10.6.- MODELAMIENTO RED DE DISTRIBUCIÓN	41
10.7.- CARACTERIZACION DE LOS TRAMOS.....	42
10.8.- CLASIFICACION DE TRAMOS.....	43
11.- ASPECTOS GENERALES DE RCM (Reliability Centered Maintenance).....	45
11.1.- Concepto RCM.....	45
11.2.- Antecedentes.....	45
11.2.1.- El nacimiento del “RCM”: 1960 hasta 1980	46
11.2.2.- Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.....	47
11.3.- Consideraciones del método RCM.....	48
11.4.- EL MÉTODO RCM	49
11.4.1.- Estructura general de análisis RCM.....	49
11.4.2.- Funciones.....	50
11.4.3.- Funciones primarias	50
11.4.4.- Funciones secundarias	50

11.4.5.- Parámetros de Funcionamiento.....	51
11.4.6.- El contexto operacional.....	51
11.4.7.- Fallas funcionales.....	51
11.4.8.- Modos de falla.....	52
11.4.9.- Efectos de las fallas.....	52
11.4.8.- Consecuencias de las fallas.....	53
11.4.11.- Diferencia entre efectos y consecuencias de falla.....	54
11.4.12.- Diferencia entre falla funcional y modos de falla.....	54
11.4.12.- Funciones ocultas y evidentes.....	55
11.4.13.- Fallas ocultas y dispositivos de seguridad.....	55
11.4.14.- Prevención de la falla oculta.....	56
11.4.15.- Tareas proactivas.....	56
11.4.12.- Distintos tipos de mantenimiento.....	56
11.4.16.- El mantenimiento preventivo (sustitución o reacondicionamiento cíclico).....	56
11.4.18.- Efectividad del reacondicionamiento cíclico.....	57
11.4.18.- Tareas de sustitución cíclica.....	57
11.4.20.- El mantenimiento predictivo o a condición.....	57
11.4.21.- Realización tareas a condición.....	58
11.4.22.- Selección de tareas proactivas.....	58
11.4.23.- Tareas de sustitución cíclica.....	59
11.4.24.- Diagrama de Flujo del RCM.....	59
11.4.25.- El mantenimiento correctivo o trabajo a la rotura.....	59
11.4.26.- ¿Cómo seleccionar el tipo de mantenimiento adecuado?.....	59
11.4.27.- Frecuencia de tareas a condición (mantenimiento predictivo).....	60
11.4.28.- Frecuencia de tareas de sustitución cíclica (mantenimiento preventivo).....	60
11.4.29.- Patrones de falla en función del tiempo.....	61
12.- METODOLOGIA IMPLEMENTADA PARA LA EVALUACION DE CONFIABILIDAD Y POSTERIOR APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO.....	61
12.1.- Algoritmo Básico.....	62
12.2.- Método del índice de importancia.....	62
12.3.- Costo de Interrupción.....	62
12.4.- Índice de Importancia.....	63

12.5.- Potencial de Mantenimiento.....	64
12.6.- Identificación de componentes críticos.....	65
13.- DESARROLLO METODOLÓGICO PARA EL PLAN DE MANTENIMIENTO	65
13.1.- ESQUEMA GENERAL PARA EL PLAN DE MANTENIMIENTO.....	65
13.1.1.- Resumen y Diagrama esquemático	65
13.1.2.- Técnicas modernas de mantenimiento.....	66
13.2.- Evolución del concepto de Mantenimiento.....	66
13.2.1.- Primera Generación	67
13.2.2.- Segunda Generación	67
13.2.3.- Tercera Generación.....	67
13.2.4.- Nuevas tendencias del mantenimiento. La cuarta Generación.	68
13.3.- Patrones de Fallo	70
14.- Algoritmo general aplicado a sistemas eléctricos de distribución	73
15.- Datos requeridos para el análisis RCM.....	74
16.- ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y POTENCIAL DE MANTENIMIENTO.....	75
17.- APLICACIONES.....	76
17.1 INTRODUCCIÓN.....	76
17.2.- SISTEMA URBANO/RURAL CHILOE DE SAESA.....	76
17.3.- DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBAS	76
17.3.1.- Datos Estadísticos de fallas.....	77
17.4.- Análisis de Confiabilidad	78
17.5.- Identificación de Componentes Críticos.....	78
17.6.- Análisis de causas y modos de fallas	79
18.- ACCIONES DE MANTENIMIENTO Y REVISIÓN METODOLÓGICA	81
18.1.- Acciones de mantenimiento propuestas	81
18.2.- ANALISIS DEL RETORNO SOBRE LA INVERSION EN MANTENIMIENTO	82
19.- CONCLUSIONES Y COMENTARIOS	83
20.- BIBLIOGRAFIA.....	84

RESUMEN

Se presenta en este trabajo una metodología de evaluación de índices de confiabilidad esperados para redes eléctricas de distribución radiales en media tensión (12 - 12.8 kV). Esta evaluación se refleja en índices de importancia y potencial de mantenimiento..

El objetivo de este trabajo ha sido desarrollar métodos y técnicas apropiadas para soportar estrategias de mantenimiento en los sistemas eléctricos de distribución. Desarrollar una metodología que permita evaluar, diagnosticar y predecir la confiabilidad en redes de distribución eléctrica en base a un historial de eventos y a lo establecido en la actual normativa eléctrica.

Se presenta un plan de mantenimiento aplicable a redes de media tensión para una empresa de distribución de energía eléctrica, basado en criterios de confiabilidad. El modelo se construye con la unión de múltiples conceptos de modo de obtener una metodología coherente y sistemática de fácil implementación.

Se presenta y describe de forma resumida el orden lógico de los diversos procedimientos requeridos, la necesidad para la interacción entre el sistema y niveles de componentes, y una indicación de los tipos diversos de datos de entrada necesarios.

Se plantea una metodología RCM adaptada como la base para el desarrollo del plan de mantenimiento donde se propone un método para definir la importancia de componentes individuales en una red con relación al costo total de interrupción. El resultado principal es un índice de importancia para cada componente. Este índice puede servir para la evaluación de acciones de mantenimiento.

Éste es un primer paso para obtener una solución óptima de mantenimiento. El estudio de aplicación demuestra que los índices son posibles de implementar en redes eléctricas reales y que pueden servir para priorización de mantenimiento.

La primera parte incluye la estructura y modelamiento de sistemas eléctricos de distribución, en segundo término se presenta la evaluación de técnicas generales de confiabilidad y las estrategias de mantenimiento. Esto es seguido con el desarrollo de la metodología y algoritmo propuesto para ser aplicado a sistemas reales de distribución.

Finalmente con la experiencia ganada en el sistema de prueba se procede con la formulación de la metodología general. Se obtiene como resultado un plan de mantenimiento acorde a las necesidades y se establecen las prioridades económicas, es decir, los aspectos que necesitan una inversión prioritaria con respecto a otros. Se analiza la conveniencia de la inversión con respecto al retorno esperado y se determina la criticidad de parte del sistema, con tal de optimizar la misma inversión.

1.- INTRODUCCION

La toma de decisiones en los procesos productivos cada vez es más compleja, muchas veces las empresas se ven obligadas a ejecutar acciones de inversión basadas en información incompleta, debiendo al mismo tiempo producir con más bajo costo, mejor calidad y mayor nivel de confiabilidad. Es por ello que muchas empresas en el mundo utilizan cada vez más intensamente las disciplinas y metodologías de Ingeniería de Confiabilidad, específicamente basados en confiabilidad integral.

Este enfoque denominado “Confiabilidad Integral” se define como un proceso que busca la mejora continua de sistemas y/o procesos y que incorpora, en forma sistemática, herramientas para el manejo probabilístico de información, avanzadas herramientas de diagnóstico, metodologías basadas en confiabilidad y el uso de nuevas tecnologías, en la búsqueda de optimizar el costo del ciclo de vida de los activos.

Predecir la ocurrencia de eventos no deseados, e identificar acciones concretas para minimizar su ocurrencia; explorar las implicaciones económicas de cada escenario posible y diseñar planes y estrategias para optimizar el ciclo de vida de los activos, son uno de los principales objetivos de esta herramienta.

Uno de los pilares fundamentales de la confiabilidad integral de activos y procesos es la metodología de “**Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)**”, la cual nos guía en la generación de planes de mantenimientos que son capaces de mitigar los modos de falla que se presentan en un entorno operacional específico, para que los activos cumplan con requerimientos de desempeño, costos, seguridad y regulaciones ambientales.

El RCM es un proceso analítico y sistemático basado en el entendimiento de la función de los sistemas y las fallas funcionales.

Actualmente, y yendo al caso aplicado, las empresas de distribución de energía eléctrica deben cumplir normas que exigen calidad y confiabilidad del suministro. El Estado impone normativas y fuertes multas en caso de incumplimiento de dichas condiciones. Así, los clientes demandan continuidad del suministro eléctrico, los inversionistas exigen rendimiento y seguridad para su capital y la sociedad pide atención a los temas medioambientales.

Así, la calidad de servicio de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de varios parámetros, relacionados con: la continuidad de servicio, las fluctuaciones de voltaje, etc. De estos aspectos del servicio eléctrico, son imputables al sistema de distribución, en gran medida, la continuidad de suministro y las variaciones de voltaje, puesto que la regulación de frecuencia es responsabilidad de la generación.

El concepto de calidad de servicio es bastante amplio, de manera que no es posible sintetizarlo en un solo parámetro o índice. Los cortes de suministro de energía eléctrica, que afectan a todos los usuarios, se cuantifican midiendo su frecuencia de aparición y su duración.

En Chile, la calidad de servicio está cobrando cada vez más importancia, dada la presencia de una mayor cantidad de cargas sensibles tanto a las variaciones de voltaje como a los cortes de suministro, aunque éstos sean de muy corta duración.

Este trabajo está orientado al problema de la continuidad de suministro, que forma parte del concepto más general denominado "**confiabilidad de servicio**". La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad. Las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos indicadores económicos, especialmente la energía no suministrada. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado, y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red.

Para el caso de un sistema eléctrico de distribución, la probabilidad de buen funcionamiento se asocia con la posibilidad de disponer de energía eléctrica en cualquier instante. Es obvio que el sistema eléctrico no se acaba, pero cada cierto tiempo experimentará situaciones que derivan en cortes de suministro, dado que los elementos que lo componen sufren desperfectos o fallas (por condiciones de operación o accidentales). Entonces, la confiabilidad para este tipo de sistemas se establece en base a una serie de cuantificadores, que intentan describir, en promedio, las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones.

Es difícil definir una función de confiabilidad única para un sistema como el de distribución, puesto que diferentes consumidores, conectados en distintos puntos de éste, verán comportamientos distintos. Por tal razón, se definen índices globales, para el sistema, e individuales, para un consumidor o grupo de consumidores conectados a un mismo nudo.

Aunque no existe unanimidad en los criterios de evaluación, los índices más comunes utilizados en la cuantificación de confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica.

La utilización de la información de indicadores de confiabilidad por parte de las empresas de distribución, ayuda a la toma de decisiones sobre propuestas alternativas de topología de la red, elementos de protección, políticas de mantenimiento y operación, incorporación de elementos de maniobra automatizados, refuerzo de elementos, etc.

El problema de la calidad de servicio y, en particular, de la continuidad de suministro de electricidad, tiene también además un trasfondo económico. Teóricamente, es posible lograr una calidad de servicio perfecta, es decir, cero interrupciones, pero a costo infinito.

En tal sentido, la siguiente pregunta resulta clave: ¿Qué se puede aportar desde el mantenimiento para cumplir estas múltiples expectativas? La tendencia actual del mantenimiento busca aplicar nuevas técnicas que permitan evaluar, diagnosticar y mejorar la confiabilidad y el desempeño de los sistemas eléctricos de distribución. Busca el modo de identificar las acciones correctivas que puedan optimizar costos a través de una sistemática reducción en la ocurrencia de fallas. En el último tiempo, a nivel mundial, se han ido creando herramientas de tipo filosóficas aplicables a equipos y sistemas que permiten un mejor uso de los recursos de mantenimiento. Filosofías como el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), el Mantenimiento Productivo Total (TPM) y el análisis Causa Raíz (RCA) entre otros, han demostrado gran eficiencia en este sentido.

Así, el objetivo será proponer un plan de mantenimiento que permita dar respuesta a la pregunta planteada al comienzo, generando una herramienta de gestión orientada a optimizar el manejo actual del mantenimiento empleado por una empresa distribuidora de energía como lo es la Sociedad Austral de Electricidad S.A.(SAESA). Desarrollar una metodología que permita evaluar, diagnosticar y predecir la confiabilidad en redes de distribución eléctrica en base a un historial de eventos es, en resumen, el principal objetivo.

Se pretende desarrollar un plan de mantenimiento aplicable a redes de media tensión para una empresa de distribución de energía eléctrica, basado en criterios de confiabilidad. Se planteará una metodología RCM adaptada como la base para el desarrollo del plan de mantenimiento donde se propone un método para definir la importancia de componentes individuales en una red con relación al costo total de interrupción.

2.- ANTECEDENTES

La introducción de mercados liberalizados ha conducido a un cambio en los objetivos económicos de las empresas. El objetivo de las empresas distribuidoras es maximizar las utilidades individuales, manteniendo la confiabilidad. El sector eléctrico Chileno se encuentra reformado desde 1982, cuando en el afán de desregularizar e introducir la libre competencia al sistema, se dicta la Ley General de Servicios Eléctricos o DFL N°1. Chile en este sentido fue el país pionero, experiencia que después adoptaron muchos países alrededor del mundo. En Chile, las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad son desarrolladas por el sector privado, siendo el estado, solo un ente regulador, fiscalizador y subsidiario. Por lo que las empresas en

general, tienen amplia libertad para decidir acerca de sus inversiones, comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento. Las penalizaciones incluidas en el actual marco regulatorio moldean los incentivos para realizar distintas inversiones o gastos de mantenimiento. Efectivamente, estas penalizaciones tienen como rol fundamental, más allá de compensar a los usuarios por deficiencias en el servicio recibido, inducir las inversiones necesarias para alcanzar los niveles deseados de calidad del servicio.

Un costo eficiente requiere medidas de mantenimiento preventivo eficientes donde los beneficios en la confiabilidad puedan balancear el costo de implementar las medidas. Resulta clara la importancia de asegurar la confiabilidad de un sistema eléctrico, dado su impacto en la salud, bienestar y seguridad de los ciudadanos, además de la producción industrial, donde existe un uso intensivo de la energía eléctrica. De hecho, la continuidad es el atributo del servicio eléctrico más importante para la población. Sin embargo, lo anterior no implica que la solución pase por entregar una confiabilidad excesiva, ya que ésta se traducirá en inversiones en capital innecesariamente altas y costos de operación asociados a instalaciones redundantes o subutilizadas. Estos costos más altos significarán mayores precios para los consumidores. Por lo tanto, el nivel óptimo, es aquel que minimiza el costo total de la confiabilidad, representado por la suma de los costos en que deben incurrir las empresas eléctricas para proveer una mayor confiabilidad y los costos para los consumidores debido a una menor confiabilidad. El nivel de calidad óptimo debe responder a criterios socioeconómicos, que permitan analizar los incentivos para el distribuidor, quien a su vez deberá analizar los costos/beneficios de sus inversiones en busca de mejorar la confiabilidad del sistema. Esto quiere decir que los servicios públicos de electricidad deben satisfacer requisitos cuantitativos de confiabilidad y al mismo tiempo tratar de minimizar sus costos. Las medidas del mantenimiento preventivo pueden impactar en la confiabilidad de dos formas, (a) mejorando la condición del activo, o (b) prolongando la duración de vida útil del activo. La confiabilidad por otra parte, puede ser mejorada minimizando la frecuencia o la duración de interrupciones de suministro. Las actividades del Mantenimiento Preventivo podrían impactar en la frecuencia impidiendo la causa real de las fallas. Consecuentemente una medida de costo eficiente debe basarse y aplicarse donde el beneficio ganado en confiabilidad sea mayor que el gasto realizado para implementar el Mantenimiento Preventivo.

La complejidad aumenta y las demandas por manejar el Mantenimiento Preventivo requieren nuevos acercamientos sistemáticos y cuantitativos. Las empresas distribuidoras cambian la forma como desarrollan el mantenimiento con el propósito de encontrar mecanismos que aumenten la

eficiencia y efectividad. La presión para reducir costos operacionales y de mantenimiento ya es sentida, y el manejo del mantenimiento preventivo experimenta cambios y el costo del mismo se espera que aumente en el futuro debido al crecimiento en la demanda y el uso de nuevas tecnologías. Éste a su vez es un efecto que debe ser tratado para mantener gastos bajos usando el activo disponible en períodos más largos, utilizando al máximo la vida útil de los equipos. Todo esto da como resultado mayores sistemas donde no basta la experiencia o conocimiento del personal más antiguo. Por lo tanto, hacen falta nuevos métodos sistemáticos para transmitir rutinas de mantenimiento que no dependan del conocimiento de individuos específicos.

Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) es un método sistemático donde el mantenimiento de los componentes está relacionado con mejoras en la confiabilidad del sistema. En los sistemas eléctricos de distribución, una estrategia efectiva de mantenimiento debería proveer la mejor solución para mantener la función requerida del sistema (disponibilidad de suministro en este caso) al menor costo posible. El mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) es probablemente tal método, en donde el mantenimiento de los componentes del sistema está relacionado con la mejora en la confiabilidad del sistema. El valor principal de la filosofía RCM está en priorizar la atención en la función conservativa del sistema donde componentes críticos para la confiabilidad de todo el sistema son priorizados para la aplicación del mantenimiento.

RCM no es nuevo, sin embargo su aplicación en sistemas eléctricos de distribución no ha tenido grandes desarrollos La metodología RCM fue desarrollada en los años sesenta para manejar el mantenimiento en la industria aeronáutica. El objetivo de la metodología RCM fue lograr un cierto nivel de confiabilidad y la reducción en los gastos asociados con mantenimiento. Los resultados tuvieron éxito y la metodología fue desarrollada más allá de los límites originales.. En los años 80, el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) inició RCM en la industria de energía nuclear. Los servicios públicos de energía actualmente están experimentando cambios dentro de su mantenimiento planificando, y adoptando la metodología RCM que podría ser una forma de lograr una estrategia efectiva. Lo que diferencia la aplicación de RCM en el sistema eléctrico de distribución con otros como las aeronaves o centrales nucleares, son que la confiabilidad no es tan crítica en los sistemas eléctricos de distribución. Sin embargo esta situación está cambiando con la desregulación y la introducción de nuevos actores en el mercado (reguladores y fiscalizadores) con mayores atribuciones en busca de una mayor eficiencia. Los nuevos factores en la conducción pueden proveer el incentivo necesario para probar nuevos métodos, y un acercamiento RCM a través de índices cuantitativos podría ser una solución.

3.- TEMA

Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) es el eje principal del desarrollo de la memoria. Un tema que en la actualidad se busca implementar y utilizar frecuentemente en empresas dedicadas a la producción y que principalmente utilizan equipamiento de toda índole para desempeñar su labor, planteando como objetivo principal la optimización de los recursos a través de un mejor y más eficiente aprovechamiento tanto de materiales como de maquinaria, aumentando la productividad y el desempeño de la compañía, obteniendo mejores dividendos y satisfaciendo tanto a clientes como a inversionistas. A través de esta filosofía se pretende ampliar el concepto de confiabilidad a *Confiabilidad Integral*, concepto que abarca no tan solo los aspectos operacionales de una compañía, sino que busca optimizar cada una de las áreas para que en conjunto el funcionamiento sea optimo.

4.- OBJETIVOS

Resultados esperados:

- Se espera determinar la frecuencia de falla de los diversos elementos que componen la red de Media Tensión de acuerdo a diferentes características topográficas.
- Se establecerán las características de falla de los circuitos con mayores problemáticas en el sistema de distribución.
- Se espera determinar que parte de la red es la que realmente tiene mayor susceptibilidad a fallar.
- Disponer de una lista de prioridades a atacar en los mantenimientos y se determina la programación para periodos de tiempos futuros.
- Modelar el plan de mantenimiento según estos resultados.

Se busca implantar un modelo de mantenimiento para el sistema de distribución de media tensión de SAESA, en la isla de Chiloé, que optimice la efectividad de los recursos técnicos y económicos mediante la planificación del mantenimiento predictivo, a partir del análisis estadístico de datos de fallas, mantenimientos y costos asociados, clientes y restricciones regulatorias.

Aplicar una metodología para evaluar índices de confiabilidad para varios circuitos piloto de las redes de distribución de Media Tensión de energía eléctrica de SAESA, basados en el

comportamiento real de una red de distribución de energía eléctrica, tomando como criterio de éxito la continuidad del servicio.

Los objetivos específicos: Establecer el ciclo óptimo de mantenimiento para un circuito piloto de distribución, que determine acciones a realizar para lograr la máxima disponibilidad del sistema de distribución, y que ayude a establecer pautas de mantenimiento. Adaptar una función de costos que rijan el mantenimiento centrado en la confiabilidad del circuito a partir de valores de los activos con base en su producción.

5.- JUSTIFICACION

La memoria presenta una herramienta básica para hacer evaluaciones de confiabilidad, lo cual se basa en técnicas analíticas para la evaluación de índices de confiabilidad en un sistema de distribución tomando como punto de partida el historial de fallas del sistema y la topología de la red.

El trabajo presenta una formulación del esquema RCM que describe de forma resumida el orden lógico de los diversos procedimientos requeridos, la necesidad para la interacción entre el sistema y niveles de componentes, y una indicación de los tipos diversos de datos de entrada necesarios.

Además, estos procedimientos son formulados en tres etapas diferentes para el análisis RCM, siendo:

- (i) El análisis de Confiabilidad de sistema,
- (ii) La evaluación del Mantenimiento Preventivo y el comportamiento de componentes, y
- (iii) La confiabilidad de sistema y el análisis costo-beneficio.

El diseño de un plan de mantenimiento para su posterior aplicación no es sencillo. Datos históricos, estadísticas, registros, etc. son necesarios para poder aplicar la técnica adecuada y así obtener resultados satisfactorios. En la actualidad muchos modelos de mantención se basan en condiciones correctivas o preventivas. Bajo ciertas condiciones estas políticas de mantenimiento no tienen por qué ser erróneas, sin embargo, lo esperable es que el comportamiento de cualquier proceso sea lo más continuo posible y que el hecho de lograr ese objetivo implique la menor cantidad de recursos posible. Bajo esa premisa, es necesario preguntarse cuál es el punto óptimo en el cual se obtiene el mejor mantenimiento y el costo más bajo. Así, si se logra establecer un plan que sea acorde a las necesidades de la compañía y que satisfaga los requerimientos de continuidad del servicio, como lo es este caso en particular, los beneficios son innumerables, partiendo por un aumento en la satisfacción del cliente, disminución de los costos por mantención, optimización de los recursos asignados para mantención, etc. Una vez diseñado y establecido este plan, las aplicaciones son

demasiadas: empresas mineras, de producción de alimentos, de fabricación textil, etc. Toda empresa o compañía que establezca un proceso manufacturero o de servicio como su eje principal está llamada a implementar herramientas de mantenimiento y confiabilidad para optimizar sus procesos y así obtener un sin fin de beneficios.

6.- ALCANCE

El alcance del desarrollo de la memoria será **explicativo**. Seguirá una estructura determinada en donde, en base a estadísticas, se busca determinar un plan de mantenimiento, analizando estos datos y generando resultados a partir de ellos. Estos datos entregaran además información acerca de cómo se comporta la línea de distribución de media tensión, lo que permitirá encontrar las razones o causas de los problemas. Se establecerán bajo qué condiciones se desarrollara el plan de mantenimiento y además bajo qué condiciones ocurre el fenómeno de falla.

7.- ESTADO DEL ARTE

7.1.- REVISION BIBLIOGRAFICA

Los temas fundamentales que son la base para el desarrollo de este trabajo son:

- Modelamiento de los Sistemas Eléctricos de Distribución.
- Análisis de confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Distribución.
- Metodologías y estrategias de mantenimiento

Análisis de confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Distribución.

Un sistema eléctrico de potencia incluye tres jerarquías: La generación, la transmisión y la distribución. Una evaluación global de confiabilidad no es normalmente presentada en la literatura por la complejidad del problema. En lugar de eso, las evaluaciones de confiabilidad de la generación, los sistemas de transmisión, y de sistemas de distribución son presentados independientemente. La mayoría de las publicaciones sobre confiabilidad en sistemas eléctricos eran dedicadas, hasta hace un par de años, a los sistemas de generación, en donde el interés principal es conocer la disponibilidad de energía y potencia. [2], [3], [4], [5] y [6].

Sin embargo, se marca una diferencia a partir del año 1964, cuando se publican dos trabajos sobre cálculo de confiabilidad en sistemas de transmisión y distribución [45], [46]. Desde entonces se aprecia un continuo interés por desarrollar métodos y técnicas de cálculo de parámetros de confiabilidad en redes eléctricas, principalmente en los países desarrollados. En Chile su

importancia ha ido en aumento considerando las nuevas leyes y reglamentos que rigen a las empresas eléctricas de distribución ([7], [8], [9] y [10]) debido a las modificaciones en la regulación y las fuertes multas que deben afrontar por fallas o interrupciones del suministro.

Metodologías y estrategias de mantenimiento

Se determinó que, aparte de la disponibilidad de energía, también era necesario conocer los posibles puntos débiles de la red, puesto que las fallas, en tales casos, se originan en esos puntos.

En [11] se presentó la lógica básica de deducción de las ecuaciones necesarias para calcular índices de confiabilidad en los puntos definidos como carga. En 1968, Billinton y Bollinger [12] demostraron que las ecuaciones dadas en [11] entregaban resultados incoherentes con los obtenidos utilizando la técnica markoviana, técnica aceptada como la que entrega los resultados más exactos, puesto que puede describir todos los estados posibles para el sistema.

Desgraciadamente, esta técnica resulta impracticable cuando se trata de analizar sistemas eléctricos de tamaño real, puesto que implica la solución de un sistema de ecuaciones de orden $2n$, donde n es el número de elementos con los cuales se ha modelado la red eléctrica. En 1975, dos trabajos [12], [13] presentaron versiones modificadas de las ecuaciones dadas en [11], con las que se obtenían resultados similares a los entregados por la técnica markoviana. Otra publicación [14] mostraba que era posible utilizar la técnica de cortes mínimos para identificar las fallas de los puntos de carga y la manera cómo podían calcularse los índices de confiabilidad empleando las ecuaciones modificadas dadas en [12] y [13]. Estas técnicas tuvieron gran aceptación, debido a la simplicidad de su manejo y grandes facilidades de programación computacional.

Se fueron generando nuevas metodologías que intentaban representar mejor el complejo comportamiento de una red eléctrica, es así como en [15] se presenta una técnica para evaluar índices de confiabilidad al considerar las maniobras que siguen a la ocurrencia de una falla, mientras que posteriores trabajos van eliminando algunos supuestos que habían simplificado la simulación del comportamiento de las redes eléctricas, tanto de transmisión como de distribución.

Algunos trabajos, [17] fueron orientados a establecer técnicas para encontrar las funciones de densidad de probabilidad de índices de confiabilidad, como una manera de independizarse de los promedios; mientras que otra área de interés ha sido considerar el efecto de medios de generación local sobre tales índices [18], [23], metodología que se ajusta muy bien a los sistemas de distribución industriales. En general, fue primando en todo este desarrollo la idea de representar lo más fielmente posible el verdadero comportamiento de una red eléctrica ante diversas contingencias, fallas, estilos de protección, etc.

La evaluación de confiabilidad, a través de índices de desempeño, lentamente se ha ido incorporando dentro de la rutina de operación y planificación de algunas grandes compañías en países desarrollados.

Una muestra del tipo de análisis que es posible realizar con una herramienta de cálculo de confiabilidad se presenta en [21], donde se estudia el efecto sobre los índices de confiabilidad, de reducir los "micro-cortes" o salidas momentáneas de servicio, incorporando al léxico de confiabilidad el concepto de "calidad de servicio".

En Chile, se han desarrollado algunos trabajos, principalmente a nivel de prototipo [22], [23], [24], no orientados a un uso práctico real, excepto [26].

La motivación para que las empresas de distribución de energía eléctrica chilenas adopten estas metodologías se ha dado de diferentes formas.

En este sentido, un gran aporte ha sido el proyecto PNUD CHI/87/030: "Eficiencia en la producción, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica", puesto que la realización de cursos tutoriales [27], [28], ha permitido que profesionales de diversas empresas accedan al conocimiento teórico y práctico de lo que se realiza en otros países y se inicie en Chile el desarrollo integral en este campo.

7.2.- MARCO TEORICO

Los modelos probabilísticos para el análisis de confiabilidad comenzaron en el año 1964, inicialmente se hacía énfasis en las tasas de falla y duración de las interrupciones, pero fueron los autores Billinton y Col (1968) quienes comienzan a aplicar técnicas de Markov para posteriormente introducir las condiciones meteorológicas en los modelos. Después de eso, Allan y Col (1976) y finalmente Billinton y Col (1984) recopilan las técnicas más utilizadas hasta ese momento. Brown y Col (1998) proponen un método para calcular y validar datos de confiabilidad de los componentes del sistema basados en registros históricos de índices. Para el caso de sistemas de distribución radiales (como es el caso) Rivier (2002) ha desarrollado evaluaciones de la calidad del servicio en sistemas de distribución y la consecuente optimización de inversiones en el sector.

La confiabilidad es una disciplina general muy documentada. La confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión eléctrica ha tenido también bastante atención en la literatura. Pero la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica ha tenido menos estudio y desarrollo, aunque su importancia ha ido en aumento considerando las nuevas leyes y reglamentos que rigen a las empresas eléctricas de distribución debido a las modificaciones en la regulación y las fuertes multas

que deben afrontar por fallas o interrupciones del suministro, principalmente por la relación directa que mantienen con el cliente.

La mayoría de las técnicas convencionales desarrolladas para los análisis de confiabilidad se basan generalmente en técnicas del corte mínimo, o modos de falla y análisis de efectos (AMFE). Un método generalizado permite convertir sistemas de distribución complejos a sus redes equivalentes para la evaluación de confiabilidad, este método propuesto permite simplificar el proceso analítico.

En los últimos treinta años, el mantenimiento dentro de la industria moderna ha experimentado una serie de profundas transformaciones a nivel tecnológico, económico, social, organizacional y humano. Estos cambios son consecuencia de la actual competitividad de los negocios y la globalización de los mercados. Ante este panorama, los principios de la “Gestión de Activos basada en Ingeniería de la Confiabilidad Integral”, representan la única vía efectiva que permite a las empresas, enfrentar de forma eficiente los retos constantes a los cuales están sometidas las organizaciones de hoy.

La Confiabilidad Integral se define como una serie de procesos de mejoramiento continuo, que incorporan en forma sistemática, avanzadas herramientas de diagnóstico, técnicas de análisis y nuevas tecnologías, para optimizar la gestión, planeación, ejecución y control de la producción industrial. La Confiabilidad Integral lleva implícita la capacidad de una instalación (procesos, tecnología, gente), para cumplir su función o el propósito que se espera de ella, dentro de sus límites de diseño y bajo un específico contexto operacional.

El Mantenimiento en cada uno de los niveles de su estructura organizativa debe aportar estrategias de mejoramiento, a partir del diagnóstico y análisis de las oportunidades para la optimización de costos y la evaluación del impacto del mantenimiento, en sus cuatro áreas fundamentales:

Capacidad de Producción

- Mejora de la productividad de la planta
- Aumento de la capacidad de los equipos

Costos de Manufactura

- Reducción de tiempos de mantenimiento
- Reducción de los tiempos de paradas

Seguridad Industrial

- Reducción de fallas críticas y catastróficas
- Mayor seguridad del personal

Satisfacción de los Clientes

- Cumplimiento de las entregas
- Alta calidad de los productos

Gestión Integral del Mantenimiento

Las áreas de mantenimiento de la industria moderna deben prepararse para un entorno dinámico, propio de una economía globalizada y de constante evolución tecnológica, adoptando esquemas flexibles que le permitan cambiar y evolucionar en todos los aspectos de la organización a fin de asegurar su viabilidad futura.

La *Gestión Integral del Mantenimiento* busca garantizarle al cliente interno o externo la disponibilidad de los activos fijos, cuando lo requieran con *Confiabilidad y Seguridad Total*, durante el tiempo óptimo necesario para operar con las condiciones tecnológicas exigidas previamente, para producir bienes o servicios que satisfagan necesidades o requerimientos de los usuarios, con los niveles de calidad, cantidad y tiempo solicitados, en el momento oportuno, al menor costo posible y con los mayores índices de productividad, rentabilidad y competitividad.

La Optimización Integral de los Activos propone, en función de la orientación de los negocios y el plan estratégico, un enfoque para desplegar la función del mantenimiento dentro de un marco conceptual global, integral y estructurado. Esta requiere la optimización de sus cuatro áreas fundamentales: La Gestión del Talento Humano, la Definición de Estrategias, los Recursos Físicos y Materiales, y los sistemas y los Procedimientos, desarrollando para cada una de ellas sus aspectos conceptuales y un eficaz proceso de implementación.

La Gestión Integral del Mantenimiento, incluye una serie de estrategias alineadas con la misión del negocio, cuyo objetivo es lograr la Competitividad Organizacional. Para alcanzarla existen cinco factores claves: la seguridad, la productividad, el respeto por el medio ambiente y la confiabilidad.

La confiabilidad es lo que faculta asegurar los cuatro factores a lo largo del tiempo y por lo tanto garantiza la rentabilidad. La confiabilidad del talento humano es la estrategia clave para gestionar la

información y tomar las decisiones más acertadas. El desarrollo del talento humano, es por tanto el elemento indispensable para incrementar la confiabilidad de los activos.

Gestión del Talento Humano

En un proceso de Optimización Integral del Mantenimiento es esencial la gestión eficaz del talento humano, mediante el uso de modelos de competencias, la dirección por valores, el trabajo en grupo, el entrenamiento, el liderazgo y la inteligencia emocional, porque se requiere que cada una de las personas se involucre con la misión y objetivos estratégicos de la empresa.

La Confiabilidad del Talento Humano se define como la probabilidad de desempeño eficiente y eficaz de las personas, en todos los procesos, sin cometer errores o fallas derivados del conocimiento y actuar humano, durante su competencia laboral, dentro de un entorno organizacional específico. La Confiabilidad Humana incluye múltiples elementos para la proyección personal (Ver Figura), que permiten optimizar los conocimientos, habilidades y destrezas de los individuos con el fin de generar “Capital Humano”.



El *Capital Humano* permite el incremento de la capacidad de producción, mediante el desarrollo de las competencias de los trabajadores de la empresa.

Los procesos de la Confiabilidad Humana necesitan satisfacer ciertos criterios:

- Se debe trabajar con enfoque sistémico simple, no burocrático, que sea comprendido por todos.
- Los roles individuales conocidos por todos, deben ser alcanzables y con metas claras que puedan ser medidas fácilmente.

- Cada falla técnica o error humano debe ser visto como una oportunidad de mejoramiento.
- Se deben mantener programas de Mejoramiento Continuo

Estrategias de Confiabilidad Humana

Los procesos soportados en las herramientas de la Confiabilidad Operacional, son la base de las estrategias que se generan para alcanzar la excelencia en las actividades industriales. Como se dijo anteriormente las estrategias vitales para el mejoramiento de la Confiabilidad Humana, son las cuatro siguientes, mostradas en la Figura.



Gerencia del Conocimiento. Mediante una eficaz gestión del conocimiento se desarrolla el proceso de selección que suministra el Talento Humano capacitado para ejercer las labores industriales y preservar el “Capital Intelectual” de la organización.

La Gestión del Conocimiento hace referencia a la planificación, organización, dirección, coordinación y control de una red de personas incorporadas en los procesos de la cultura organizacional y apoyadas por las tecnologías de la información y las comunicaciones, que busca la creación, adquisición, adaptación, asimilación, organización, transmisión, protección, uso y conservación del conocimiento, generando beneficios intelectuales, tangibles e intangibles, orientados a potenciar las competencias de la organización y la generación de valor.

Formación por Competencias. Es la herramienta indispensable para enfrentar los nuevos desafíos del entorno. El Modelo de Competencias es una de las estrategias principales en el desarrollo del Talento Humano, busca impulsar al más alto nivel de calidad las competencias individuales, acordes con las necesidades operativas, y garantiza el desarrollo y administración del potencial intelectual de todos los miembros de la organización.

Equipos Naturales de Trabajo. Son un conjunto de personas de diferentes funciones dentro de la organización que trabajan juntas por un período de tiempo determinado en un clima de potenciación de energía, para analizar los problemas de los diferentes departamentos, hacia el logro de un objetivo común.

Un aspecto primordial en la industria moderna es la conciencia sobre la visión empresarial, que guía las acciones de los Equipos Naturales de Trabajo, con el objeto de asegurar la implementación de las diversas estrategias, la sincronización de las actividades, el establecimiento de los planes integrales de acción y la optimización de los costos de producción y mantenimiento de la organización.



Gerencia del Desempeño. Es el proceso que permite evaluar y monitorear la idoneidad del Talento Humano durante la implantación y desarrollo de las estrategias propuestas, con el fin de garantizar la generación de valor, y establecer acciones correctivas de manera proactiva. La gestión del *Talento Humano* comprende formación de habilidades, competencias, motivación, entrenamiento, toma de conciencia, empoderamiento, selección, evaluación y otros, así como un proceso efectivo para garantizar la retención del conocimiento en la organización.

Uno de los aspectos claves de la formación industrial es la gestión del desempeño personal, pero sobre todo gestionar las *relaciones entre las personas*.

La clave para alcanzar la excelencia organizacional se centra en las *personas y su gestión*. Las empresas se están dando cuenta de que más allá de las tecnologías y los procesos, son el saber y los *conocimientos* de sus colaboradores, cada vez más preparados, los que aportan el *Capital Intelectual* a la organización.

Para gestionar eficazmente el desempeño del Talento Humano es necesario vencer *“la resistencia al cambio”*, que es una conducta natural del ser humano ante cada situación novedosa, cada propuesta diferente, o todo aquello que transforma el esquema de pensamiento y acción vigente. Gestionar el cambio es una tarea cardinal de la alta dirección. La gerencia debe afrontar el proceso de cambio, creando un clima organizacional donde técnicos, facilitadores y líderes, asuman riesgos y orienten nuevas iniciativas, cuidando el balance entre lo informal y la búsqueda de objetivos reales.

Definición de las Estrategias

Cuando hay que enfrentar el desafío de desarrollar nuevas estrategias, normalmente se escoge uno de dos enfoques. El primero se basa en reglas o normas, y busca obtenerlas de las lecciones aprendidas. El segundo consiste en reducir las opciones dentro de un amplio conjunto de alternativas para luego hacer un análisis lógico hasta llegar a la estrategia óptima.

Las empresas exitosas obtienen ventajas competitivas sin usar las listas de reglas establecidas y el enfoque de reducción de opciones. Por el contrario, adoptan conductas que desafían el sentido común, que toman por sorpresa al mercado y al competidor. Estas compañías parecen contar con opciones no consideradas, o inicialmente desechadas por otros. Para definir nuevas estrategias se deben considerar los siguientes elementos:

- La Estrategia Global de la Empresa
- Los Objetivos Estratégicos Competitivos
- Los Procesos de Decisión
- La Criticidad de la Planta
- El Análisis Funcional de los Activos
- Las Nuevas Tendencias del Mantenimiento
- Los Indicadores Claves de Desempeño

Dentro de las principales estrategias a usar en un sistema de mantenimiento con enfoque proactivo, se consideran:

- Fomentar el Trabajo en Equipo
- Desarrollar Integralmente el Talento Humano
- Construir una Nueva Cultura de Confiabilidad
- Aplicar Herramientas de Confiabilidad Operacional

- Proyectar la función del Mantenimiento para la Productividad
- Establecer panoramas de Riesgo y de Protección del Medio Ambiente
- Utilizar Procesos de Kairyo y Reingeniería del Mantenimiento
- Gestionar en forma óptima la Información del Mantenimiento

Estrategias de Confiabilidad Operacional

El Mantenimiento Basado en Condición (CBM), se lleva a cabo con base en el estado determinado de los activos, que se establece vigilando los parámetros claves de operación, cuyos valores se ven afectados por su estado real. Para poder medir estas condiciones se utilizan técnicas de análisis y diagnóstico de muy amplia divulgación actual y pruebas no destructivas.



El Mantenimiento Productivo Total (TPM), es un moderno sistema gerencial de soporte al progreso industrial, que permite con la participación activa de toda la organización tener equipos de producción siempre listos. Su metodología, soportada por múltiples técnicas de gestión, las teorías de la Calidad Total y del Kaizen Japonés, establece las prácticas adecuadas para mejorar la productividad, la rentabilidad y la competitividad empresarial.

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), es un enfoque sistemático para diseñar planes que eleven la Confiabilidad Operacional de los equipos con un mínimo costo y riesgo, mediante acciones justificadas de manera técnica y económica. El objetivo primario del RCM es conservar la función de sistema, antes que la función del activo.

7.3.- Modelos matemáticos de distribución de probabilidad de fallos

En principio, se puede utilizar cualquier función de distribución para crear un modelo de duración de equipos. En la práctica, las funciones de distribución con funciones de riesgo monótonas parecen más realistas y, dentro de esta clase, existen unas pocas que se considera que proporcionan los modelos más razonables de fiabilidad de dispositivos.

7.3.1.- Análisis Weibull

Para conseguir un verdadero entendimiento de la manera como fallan los equipos de una planta es necesario determinar sus parámetros de falla, mediante el análisis de tiempos de vida de componentes soportado por el Análisis Weibull.

La fórmula Weibull permite describir la forma de la curva para cada una de las 3 zonas:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$$

Donde:

$R(t)$ = Confiabilidad en el tiempo t

t = tiempo considerado (tiempo de falla)

α = Vida característica, parámetro de escala

β = Factor de forma o pendiente

La vida característica es definida como el tiempo en el cual el 63.2% de la población habrá fallado.

Para $\beta = 1$ (distribución exponencial) el MTTF y η son aproximadamente iguales.

La pendiente de la curva Weibull, beta (β), indica el tipo de falla presente:

$\beta < 1$ indica mortalidad infantil

$\beta = 1$ indica fallas aleatorias

$\beta > 1$ indica fallas por envejecimiento

La principal ventaja del análisis Weibull es que permite realizar análisis y predicción de fallas de manera razonable con muestras pequeñas de datos.

Con el Análisis Weibull se pueden solucionar los siguientes problemas:

- Pronóstico y predicción de fallas
- Evaluación de planes de acción correctivos
- Justificación de cambios de ingeniería
- Definición y planeación de estrategias de mantenimiento y reemplazo costo-efectivas

- Pronóstico de repuestos
- Predicción de costos

7.3.2.- Ley Weibull: tasas de fallos crecientes y decrecientes

Una gran mayoría de los equipos reales no tienen una tasa de fallos constante: es más probable que fallen a medida que envejecen. En este caso la tasa de fallos es creciente. Aunque también es posible encontrar equipos con tasas de fallos decrecientes.

Una función que puede usarse para modelar tasas de fallos crecientes o decrecientes es

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1}$$

donde $\alpha > 0$ y $\beta > 0$

Esta función es creciente cuando $\beta > 1$, decreciente cuando $\beta < 1$ y constante cuando $\beta = 1$

La función de confiabilidad $R(t)$ asociada es

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$$

para toda $t > 0$ o $t = 0$ y por lo tanto

$$F(t) = 1 - R(t)$$

que es la función de distribución Weibull. La distribución Weibull se utiliza frecuentemente en el desarrollo de modelos de confiabilidad. Tiene la ventaja de la flexibilidad a la hora de crear modelos de varios tipos de comportamiento de riesgo, y también es manejable algebraicamente. Además, como con cualquier distribución con dos parámetros, puede describir bastante bien muchas situaciones reales.

7.3.3.- Selección del sistema y sus límites

El objetivo fundamental de esta etapa es la selección de los sistemas candidatos a ser objetos de análisis y la identificación de sus límites físicos.

Un componente catalogado como crítico supone la exigencia de establecer alguna tarea eficiente de mantenimiento preventivo o predictivo que permita impedir sus posibles causas de falla.

7.3.3.1.- Análisis del sistema

Los elementos o equipos que conforman una red eléctrica cumplen una función específica dentro de los sistemas o subsistemas, los que a su vez operan basándose en un estándar de funcionamiento para así lograr un fin determinado de operación.

La falla hace que un componente trabaje fuera de los estándares establecidos por los fabricantes, por ello es importante utilizar herramientas de manejo de fallas, con previa identificación de las mismas.

Para el análisis del sistema se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La identificación de las funciones del sistema.
- La identificación de fallas funcionales y sus efectos.
- Fallas funcionales y orden jerárquico por criticidad.
- Determinación de componentes críticos.

7.3.3.2.- Consecuencias de falla

Las empresas que utilizan un determinado activo se ven afectadas de alguna forma cuando ocurre una falla. Algunas de estas fallas afectan tanto la calidad del componente como el servicio al cliente, otras amenazan la seguridad o el medio ambiente, incrementan los costos de operación y otras tienen algún impacto en todas o algunas de estas áreas.

Las fallas de este tipo presentan problemas cuando no son prevenidas ya que el tiempo que se destina en corregirlas afecta a las empresas, debido a que los recursos que consume la falla se podrían utilizar mejor en otra parte.

La naturaleza y severidad de estos efectos gobierna las consecuencias de la falla. Los efectos de la falla nos indican que es lo que pasa cuando ocurre una falla y las consecuencias nos indican cómo y qué tan importante son. Por lo tanto si se puede reducir los efectos de falla en términos de frecuencia y/o severidad se está reduciendo también las consecuencias asociadas.

7.3.3.3.- Evaluación de tareas propuestas

El paso de evaluación de tareas es usado para guiar el análisis a través de un proceso de preguntas y respuestas. La información suministrada para aplicar la lógica de decisiones RCM son los modos de falla dominantes encontrados en los pasos anteriores.

Las tareas de mantenimiento para eliminar cada modo de falla son evaluadas por su aplicabilidad y efectividad. El criterio usado para determinar la aplicabilidad depende del tipo de tarea preventiva mientras que la efectividad depende de las consecuencias de falla.

Las tareas de mantenimiento preventivo desarrolladas por RCM están basadas en las características de confiabilidad de los equipos. Estas tareas son también inspecciones o cambios con una frecuencia establecida. El proceso lógico de RCM determina requerimientos e intervalos iniciales para las siguientes tareas preventivas:

- Limpieza
- Condición
- Tareas por vida límite
- Combinaciones
- Búsqueda de falla

8.- CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

8.1.- CONCEPTO GENERAL

La confiabilidad es la probabilidad de que un activo (o conjunto de activos) desempeñe su función, libre de fallas, y bajo determinadas condiciones, durante un periodo de tiempo también determinado. Desde el punto de vista del mantenimiento, confiabilidad es una medida de la seguridad y del riesgo.

8.2.- ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Para la evaluación de confiabilidad se utilizan diferentes índices que cuantifican distintos aspectos de la continuidad del suministro.

Índices Básicos

Existen diversas causas para que un componente falle o salga de servicio, afectando la continuidad de suministro a los consumidores; consecuentemente, resulta importante el análisis de la confiabilidad de una red eléctrica y cualificarla mediante indicadores probabilísticos, relacionados con los indicadores de continuidad de suministro que se quiera determinar:

- Indisponibilidad (U) - (del inglés Unavailability), define la probabilidad de encontrar el componente (o sistema) averiado por un instante; vale decir que es la parte de tiempo sobre un periodo concreto que el componente estará indisponible.
- Tasa de falla (λ) – Es un indicador que otorga el valor de cuan seguido falla un equipo o sistema. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio hasta la falla (MTTF).
- Tiempo de reparación (r) - Es el valor medio de tiempo de reparación de las fallas del sistema (MTTR). El inverso del tiempo de reparación, se denomina tasa de reparación (m).

Estos indicadores son variables aleatorias, por tanto los valores proporcionados son valores medios esperados y las predicciones que se hacen de estos valores, se basan en información histórica de los indicadores de confiabilidad; y su análisis depende del método de evaluación de confiabilidad y de la calidad de la información disponible.

Índices Globales

A partir de estos tres índices básicos, se pueden definir otros, los cuales pueden basarse en el número de consumidores por falla y la duración de las mismas, y son llamados índices medios por usuario:

- FIE: Frecuencia de Interrupción Media del Sistema (SAIFI: System Average Interruption Frequency Index): Promedio anual de interrupciones por usuario (interrupciones/usuario-año). Se obtiene como, el número de interrupciones durante el año por el número de usuarios afectados por las interrupciones, dividido entre el número total de usuarios servidos. Matemáticamente se tiene:

$$SAIFI = \frac{N^{\circ} \text{ de usuarios interrumpidos} * N^{\circ} \text{ de interrupciones}}{N^{\circ} \text{ total de usuarios servidos por la red}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i * N_i}{\sum N_i}$$

Este índice se emplea para determinar cuántas veces puede quedar un usuario sin servicio al conectarse a una determinada red de distribución.

- FIU: Frecuencia de Interrupción Media por Usuario Afectado (CAIFI: Customer Average Interruption Fall Index): Se calcula dividiendo el número total de interrupciones ocurridas en un año, entre el número de usuarios afectados (contabilizando de forma única a aquel que ha sido afectado en varias ocasiones)

$$CAIFI = \frac{N^{\circ} \text{ total de interrupciones}}{N^{\circ} \text{ total de usuarios afectados}}$$

Este índice se emplea para saber cuántos usuarios han sido afectados según las interrupciones que han sucedido en un año.

- DMIS: Duración Media de Interrupción del Sistema (SAIDI: System Average Interruption Duration Index): Se obtiene mediante la división de la sumatoria de los tiempos de

interrupción de todos los usuarios afectados durante el año entre el número de usuarios servidos (horas /usuario año). Matemáticamente se tiene:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{duracion de la falla} * N^{\circ} \text{ de usuarios afectados}}{N^{\circ} \text{ total de usuarios}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i}$$

Se utiliza para calcular el tiempo promedio de interrupción esperado en la red.

- DIE: Duración Media de la Interrupción Equivalente (CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index): Corresponde a la representación de la duración media de las interrupciones a usuarios durante el año (horas / interrupción).

$$CAIDI = \frac{\sum \text{duracion de la falla} * N^{\circ} \text{ de usuarios afectados}}{N^{\circ} \text{ de usuarios interrumpidos} * N^{\circ} \text{ de interrupciones}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i}$$

- DMS: Índice Disponibilidad media del Servicio (ASAI: Average Service Availability Index): Es el promedio del número total de horas de usuario servidas durante un año frente a las horas demandadas (8760 h /año por cada usuario). Se calcula mediante la fórmula matemática

$$ASAI = 1 - \frac{SAIFI}{8760}$$

- ATPII: Tiempo promedio hasta restaurar la energía. Matemáticamente se expresa, de la siguiente manera:

$$ATPII = \frac{\sum \text{duracion de la interrupcion}}{N^{\circ} \text{ de interrupciones}}$$

De los índices mencionados anteriormente, los más empleados internacionalmente son: SAIDI, SAIFI, CAIDI y ASAI.

8.3.- NORMATIVA CHILENA SOBRE INDICES DE CALIDAD DE SERVICIO

La actual Ley General de Servicios Eléctricos o DFL N° 1 entró en vigencia en el año 1982 y permitió la participación de agentes privados en el negocio eléctrico, dominado hasta entonces por el Estado [7]. Sin embargo, esta ley no consideró algunos aspectos como la calidad de servicio. En 1998 se promulgó el D.S.327 [8] y [10] donde se incorporan plazos para la aplicación de exigencias relacionadas con la calidad de suministro. La ley 19613 [11] impone fuertes multas asociadas a la calidad, seguridad y continuidad de suministro eléctrico de los clientes. Asimismo, se establecen valores permitidos para la duración y N° de interrupciones, determinándose para las interrupciones superiores a tres minutos, incluidas fallas intempestivas y programadas: para Distribución (artículo N°245, DS N°327): En puntos de conexión a usuarios finales en baja tensión: 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 20 horas.

En todo punto de conexión a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 14 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 10 horas; En puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.

Artículo 246, DS N°327: define los parámetros de interrupciones de suministro de servicio público de distribución para la aplicación del artículo 272:

"...sobre la base de valores promedio y su distribución probabilística, calculados en los términos que señale la norma técnica:

- a) Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT
- b) Frecuencia media de interrupción por Kva., FMIK
- c) Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT
- d) Tiempo total de interrupción por Kva., TTIK;"

Estos valores exigidos dependerán del área típica de distribución de que se trate y serán definidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE) con ocasión del cálculo de valores agregados de distribución. Definiéndose mínimos rangos de exigencia:

"En todo caso, los valores máximos para los parámetros mencionados, considerando sólo interrupciones internas de la red, deberán estar dentro de los rangos siguientes, con la probabilidad de ocurrencia que determine la norma técnica correspondiente:

- FMIT entre 5 y 7 veces al año;
- FMIK entre 3,5 y 5 veces al año;
- TTIT entre 22 y 28 horas al año;
- TTIK entre 13 y 18 horas al año.

8.4.- RESUMEN Y METODO PROPUESTO PARA EVALUACION DE CONFIABILIDAD

Para realizar el análisis de confiabilidad requerido en primer lugar es preciso modelar el sistema y clasificar el estado de sus componentes en función de la protección y su alternativa de alimentación asociada, así cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede ser asociado a la existencia de una falla en otro tramo o elemento del alimentador. Si recordamos, en este sentido los estados posibles son: Normal (N); Restablecible (R); Transferible (T); Intransferible (I); Irrestablecible (J).

Para sistemas con topología radial, cada tramo tiene que ver aisladamente con una cierta cantidad de fallas, sin embargo la cantidad de veces que se verá afectado por cortes de suministro de electricidad es mayor debido a los efectos de fallas en otros tramos. En consecuencia las expresiones utilizadas para determinar la tasa de falla, el tiempo de reparación y la indisponibilidad anual del sistema que fueron deducidas anteriormente deben incluir dicho efecto y pueden resumirse como sigue:

$$\lambda_{E_i} = \sum_{j=1}^N \lambda_i^j$$

$$U_{E_i} = \sum_{j=1}^N U_i^j$$

$$r_{E_i} = \frac{U_{E_i}}{\lambda_{E_i}}$$

Donde:

λ_i : Tasa de fallas del componente i

U_i : Indisponibilidad del componente i, es la probabilidad de encontrar el componente averiado.

R_i : Tiempo de reparación del componente i

λ_{ij} : Fallas del componente i debido al componente j

U_{ij} : Indisponibilidad del componente i debido a fallas en componente j

N: Cantidad de componentes del modelo de red

Finalmente, se determinan indicadores orientados a cuantificar la calidad de servicio que reciben los consumidores, tomando en cuenta que ellos se conectan a algún tramo de red, mediante un centro de transformación MT/BT (puntos de carga).

8.5.- MEDIDAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD

Reducción de la tasa de fallas

Reducir la frecuencia de las interrupciones, significa aumentar la confiabilidad reduciendo las tasas de fallas del sistema y de sus componentes. Las medidas recomendables pueden ser:

- Mantenimiento preventivo y monitoreo
- Reposición preventiva de componentes que alcanzaron su vida útil
- Conductores aislados o semi-aislados en líneas aéreas
- Podas de árboles y vegetación cercana a las líneas
- Protección contra animales y terceros

Reducción del tiempo de afectación

Se refiere al tiempo necesario para restablecer el suministro en la zona afectada. Tiene que ver con la configuración de la red y los recursos disponibles para realizar las maniobras adecuadas, buscando afectar a la menor cantidad de consumidores posibles.

Si bien no se reduce el tiempo de afectación de la zona fallada, esta acción introduce mejoras en otras partes de la red no afectadas directamente por la falla. Las acciones recomendables son:

- Automatización de las redes
- Reconfiguración del sistema, tras la falla
- Sistema de localización de fallas
- Reducción del tiempo de respuesta

Reducción del número de consumidores afectados

Con la reducción del número de consumidores afectados o potencia interrumpida, por cada falla, también es posible reducir la magnitud de los indicadores. Las medidas recomendables, son:

- Reconfiguración permanente de la red
- Mayor cantidad de elementos de protección

Una buena práctica sería reducir la cantidad de consumidores de una línea, misma que se obtiene creando más alimentadores, desde la subestación, combinado con una reducción de la longitud de las líneas.

9.- HERRAMIENTAS FILOSÓFICAS Y ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO

9.1.- INTRODUCCIÓN

La máxima actuación del activo es una de las metas principales de las empresas eléctricas de distribución. Alcanzar esta meta de optimización del ciclo de vida al mínimo costo, es un tema crucial considerando las actuales exigencias de clientes y reguladores.

El concepto de mantenimiento se refiere a todas las acciones emprendidas para mantener o restaurar un equipo o sistema llevándolo a un estado deseado.

Los procedimientos de mantenimiento son una parte integrada de la planificación, construcción y operación de un sistema. Además son de importancia central para el uso efectivo del equipo disponible. La finalidad de las actividades de mantenimiento es encontrar un equilibrio entre confiabilidad y aspectos económicos, así como también ajustarse a las restricciones dadas por el sistema y los requisitos impuestos por las normas.

Las razones por las cuales las empresas realizan mantenimiento pueden ser resumidas en las siguientes categorías (en base a los beneficios logrados).

- Prevenir o disminuir el riesgo de fallas
- Recuperar el desempeño
- Aumentar la vida útil/diferir inversiones
- Seguridad, ambiente y aspectos legales

9.2.- ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO

Mantenimiento correctivo (a la falla)

Busca de una manera rápida y eficaz la solución de problemas cotidianos y evitar repetición de eventos mayores. El mantenimiento correctivo es realizado después que una falla ha ocurrido, esto es, el componente es usado hasta que deje de operar. El mantenimiento correctivo podría ser considerado como un último recurso, intuitivamente podría ser considerado como una clase de fracaso de la organización en la ejecución del mantenimiento, pero ese no es el caso. El mantenimiento correctivo tiene su lugar en una estrategia sólida de mantenimiento al menos en la etapa planificadora. El mantenimiento correctivo podría ser un primer acercamiento para un grupo de componentes de un sistema donde los recursos están enfocados a otros activos posiblemente más importantes. Para equipos con fallas ocurriendo al azar y en forma instantánea, el mantenimiento correctivo podría ser la única opción. De acuerdo con lo anterior se podría considerar rediseñar un sistema tomando en cuenta esta clase de fallas

Mantenimiento Preventivo (PM)

Busca mejorar la confiabilidad mediante la utilización de técnicas que permitan la paulatina eliminación de las fallas tanto crónicas como potenciales. La meta del PM es prolongar la vida útil de los componentes del sistema. El tiempo de vida de los componentes puede ser prolongado cuando las causas de falla del componente y por consiguiente las frecuencias de fallas disminuyen. Esto depende directamente de la naturaleza de las causas. Una forma de entender la relación entre el mantenimiento y la confiabilidad sería estudiar estas causas.

Además, la planificación eficiente en base a costos, significa que los componentes correctos del sistema son mantenidos, en el tiempo correcto y con la actividad correcta de mantenimiento. En este contexto, esto significa canalizar el mantenimiento a los componentes críticos, aquellos que tienen un impacto significativo en la confiabilidad del sistema para reducir las causas dominantes.

El objetivo del mantenimiento preventivo es evitar costos de mantenimiento de reparación y otros costos que forman parte de una falla inesperada de un componente.

El mantenimiento preventivo se puede dividir en dos grupos: (i) Mantenimiento periódico y (ii) Mantenimiento basado en condición.

El mantenimiento periódico es aquel donde las tareas se realizan a intervalos normales. Ésta es una buena estrategia en caso que las fallas ocurren en forma regular. Los espacios de tiempo entre mantenimientos deberían basarse en el tiempo esperado para la falla. Usualmente los espacios de tiempo se basan en las especificaciones del fabricante o las políticas de la empresa. El mantenimiento basado en condición es realizado analizando datos que revelan información acerca de las características de desempeño de un equipo o componente. Esta técnica de mantenimiento se basa en dispositivos utilizados para vigilar, detectar y diagnosticar la condición de los equipamientos considerados. Por lo tanto, el objetivo de la técnica de vigilancia de la condición es suministrar información referente a la condición real del equipamiento y a los cambios que se producen en esa condición. Debido al creciente interés en esta técnica durante los últimos años, existen muchos desarrollos de dispositivos relacionados con la vigilancia de la condición de los equipamientos. Los sensores, instrumentos, y dispositivos de grabación y de análisis han mejorado notablemente. Este desarrollo ha permitido obtener información más confiable acerca de la condición de los equipos. Una tarea de mantenimiento condicional eficaz exige un gran número de medidas, efectuadas a intervalos que aseguren la identificación del cambio en la condición de los equipos, con tiempo suficiente antes de la acción correctiva.

10.- TEORIA DE CONFIABILIDAD APLICADA A SISTEMAS DE DISTRIBUCION

10.1.- INTRODUCCION

La idea básica sobre la confiabilidad de un equipo o sistema se relaciona con su capacidad de realizar una tarea específica. Por esta razón, normalmente es considerada una propiedad cualitativa más que cuantitativa. Sin embargo, al abordar el contexto cuantitativo, esta cuantificación de la habilidad de un sistema se denomina **confiabilidad** y puede expresarse por una gran variedad de índices.

Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, lo que en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores del sistema eléctrico. El objetivo de la evaluación de confiabilidad de una red eléctrica, es determinar índices que reflejen la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor.

Se describen a continuación algunas técnicas de modelación y evaluación de confiabilidad, orientadas a predecir índices de comportamiento futuro. Existen dos clases de métodos para evaluar la confiabilidad: los métodos de simulación estocástica (método de Monte Carlo) y los métodos de análisis (procesos continuos de Markov).

El método de Monte Carlo consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad. Sin embargo, hay preferencia por los métodos de análisis, dado que es mucho más fácil su manejo.

10.2.- EL METODO DE MARKOV

La mayoría de los métodos analíticos están basados en los procesos continuos de Markov [44], por lo tanto se presenta a continuación un breve resumen de los conceptos más importantes relacionados con esta técnica.

Un sistema de distribución se considera como un sistema reparable, es decir, que al fallar un elemento, éste es reemplazado o reparado, dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. Por tanto, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, por lo que se ajusta bien a una representación mediante los procesos continuos de Markov.

A manera de ejemplo, considérese un sistema compuesto por dos elementos (dos alimentadores o dos líneas de transmisión). Suponiendo que cada uno de los componentes puede estar operando o en

falla (dos estados posibles), se presenta en la figura 8.1 el denominado "espacio de estados", donde las transiciones de un estado a otro se logran cambiando el estado de un elemento a la vez.

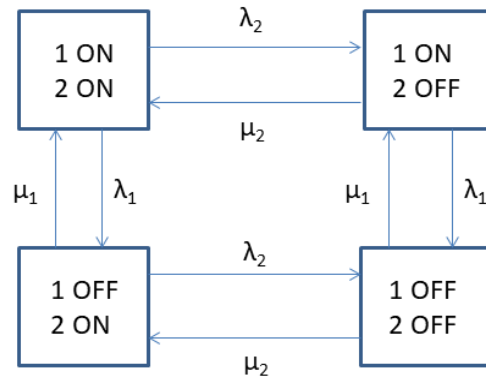


Figura 8.1.- Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos

En la figura 8.1, λ_i es la **tasa de falla** del componente **i** y se expresa en fallas/unidad de tiempo; μ_i es la **tasa de reparación**, expresada en 1/horas.

Previo a efectuar cualquier análisis, debe formularse un criterio de éxito para el sistema. Para tal efecto, es necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales. Si como criterio de éxito se considera solamente la continuidad de servicio y, suponiendo líneas con capacidad suficiente como para soportar toda la carga (condición denominada redundancia completa de elementos), entonces los estados que implican una falla del sistema dependerán de la forma de conexión de éstos.

Si las líneas se conectan en paralelo, el estado "falla del sistema" se alcanza cuando los dos elementos están fallados, mientras que si la conexión es serie, el estado "falla del sistema" se alcanza con la falla de cualquiera de los dos elementos en falla.

Es necesario notar que el método de Markov permite obtener, con una excelente precisión, la **probabilidad** de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles.

A pesar de esta buena característica, resulta un método poco atractivo, debido a que la cantidad de estados posibles en un sistema crece dramáticamente a medida que aumenta el número de elementos que lo componen. Si la modelación de componentes considera sólo dos estados para cada uno de ellos (falla y operación), el diagrama de espacio de estados contiene 2^n estados posibles. Es decir, un sistema modelado con 20 elementos tiene 1.048.576 estados, de manera que la dificultad de análisis es obvia.

10.3.- ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La mayor parte de los sistemas de distribución son diseñados para funcionar con una topología radial. Los sistemas radiales de distribución tienen un grupo de componentes en serie entre una subestación y un punto de carga, incluyendo interruptores, líneas aéreas, cables subterráneos, transformadores, interruptores, fusibles y otros equipos. Una falla de cualquier componente en el camino en serie da como resultado la interrupción de uno o varios puntos de carga. Dispositivos que dividen en regiones el sistema proveen una manera de aislar la sección donde ocurre la falla.

En algunos sistemas hay fuentes alternativas de suministro pues los tramos que se desconectan de su fuente originaria después de la falla pueden ser alimentadas desde otro punto.

En muy pocos casos se operan redes enmalladas, dentro del segmento de la distribución, dada la complejidad de operación y protección, además de su alto costo.

10.4.- COMPONENTES DE LA RED PRIMARIA

La red radial (alimentador) se inicia en las subestaciones primarias de distribución AT/MT o MT/MT.

Los niveles de tensión son estándares adoptados para una determinada zona o región, de acuerdo a estudios técnicos/económicos; es así que en media tensión se tienen niveles de: 23 - 15 - 12.2 - 12 - 6,3 [kV], además de otros valores.

Un alimentador está formado por tramos de línea (troncal y derivaciones), compuestos a su vez por varios componentes, como: postes, aisladores, conductores, componentes de maniobra/protección, etc.

- Líneas - Los tramos pueden ser aéreos o subterráneos y desde el punto de vista de la confiabilidad, los tramos aéreos son los más vulnerables a efectos externos y climatológicos, además de representar riesgo en zonas densamente pobladas y afectar a la estética urbana; razón por la cual se construyen tramos subterráneos, a pesar de ser más costosos.

- Centros de Transformación MT/BT – Son componentes importantes, cuyas características propias son su capacidad (KVA), el número de consumidores a los que suministra y la demanda.

El centro MT/BT puede ser de uso general, que alimenta a consumidores de baja tensión (BT), mediante una red secundaria, o de uso exclusivo, destinado a un solo consumidor en Media Tensión (MT).

- Equipos de señalización y seccionamiento - Necesarios para mejorar la confiabilidad del sistema. Su función principal es permitir la apertura y cierre de las líneas o tramos de líneas.

Existe una diversidad de equipos, como: seccionadores-fusibles, seccionadores de maniobra, seccionalizadores, reconectadores, interruptores, etc.

10.5.- ESTRUCTURA DE LA RED PRIMARIA

Sistema serie

Un sistema se dice que está en serie, desde el punto de vista de la confiabilidad, si todos los estados de los componentes están en estado disponible para que el sistema también lo esté.

Se puede representar el conjunto de los componentes que componen el sistema por un único sistema con sus dos estados y sus tasas de transición de un estado a otro.

$m = 1 / \lambda$ (tiempo promedio entre fallas, MTTF)

$r = 1 / \mu$ (tiempo promedio de reparación, MTTR)

$T = m+r$ (tiempo transcurrido entre dos fallas, MTBF)

Si bien las ecuaciones se han deducido para un sistema de dos componentes, es posible generalizarla para “n” componentes; consecuentemente, la tasa de fallas del sistema (λ_s) y el tiempo de reparación del sistema (r_s), resultan:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n r_i \lambda_i}{\lambda_s}$$

Para un estudio de confiabilidad, además de los componentes constitutivos de la red, es importante conocer su estructura y la conectividad de los componentes entre sí.

En distribución, la estructura de la red es radial, con “recurso”; es decir, que su explotación es de forma radial (en árbol), ofreciendo un solo camino entre la fuente de energía y la carga; sin embargo, ante cualquier eventualidad (falla, sobrecarga, etc.), tienen la opción de transferir carga a otra derivación del mismo alimentador, a otro alimentador de la misma subestación o a un alimentador de otra subestación, para cuyo efecto se dispone de un componente de maniobra tipo N/A (normalmente abierto).

Desde el punto de vista del área de servicio, se pueden distinguir los siguientes tipos de red:

- Redes Urbanas - Desarrolladas en zonas densamente pobladas, con una concentración de carga importante y una configuración mallada (múltiples recursos), a objeto de garantizar la continuidad de suministro.
- Redes Rurales - Desarrolladas en zonas amplias, escasa población (pequeñas cargas) y, por lo general, son aéreas expuestas a factores externos (árboles, animales, etc) y carecen de “recursos” de transferencias o son mínimos; consiguientemente, se trata de una red troncal, con derivaciones, a los que se conectan los centros de transformación MT/BT, mediante seccionadores fusibles.

10.6.- MODELAMIENTO RED DE DISTRIBUCIÓN

En general un modelo está sujeto a una serie de supuestos básicos. En este sentido el modelo propuesto se basa en las siguientes consideraciones.

- Se considera solo redes de media tensión (12-12.8 KV)
- Su explotación es de manera radial
- Algunos tramos de alimentadores pueden suplirse, eléctricamente, desde más de un punto, por lo que la reconexión del alimentador será siempre posible.
- Fallas a simular: Tipo activo, es decir, requieren la operación de algún dispositivo de protección.

Para evaluar los parámetros de confiabilidad del sistema de distribución, la red se modelará a través de tramos de línea, separados unos de otros, por medio de componentes de protección y/o maniobra, ya que los consumidores que se encuentran conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas eventualidades que tendrán lugar en la red. Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra.

Los dispositivos protectores son diseñados para detectar condiciones inusuales en el sistema de entrega de potencia y aislar porciones del sistema que son responsables de esas condiciones del resto de la red. La posición de componentes protectores en el sistema de distribución y su respuesta frente a una falla puede tener un impacto importante en la confiabilidad del sistema.

Los dispositivos de protección y/o maniobra, incluidos en este modelo, son: interruptores, seccionadores fusibles, seccionalizadores y reconectadores. Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros: tasa de falla y tiempo de reparación. En caso de suponer elementos perfectos, 100% confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero.

10.7.- CARACTERIZACION DE LOS TRAMOS

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes. El objetivo final es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen el modelo de red, cuando cada uno de ellos presenta una falla.

Los tramos de la red considerados en el modelo, se caracterizan por los siguientes índices que establecen la transición de un estado de “disponible” a otro de “indisponible”:

- Tasa de falla (λ): Para un tramo, la tasa de falla indica las veces que dicho componente se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla se determina mediante un historial de fallas, para el tramo individual.

- Tiempo de interrupción (r): El tiempo de interrupción es la suma de tiempos que aparecen desde el mismo momento en que ocurre la falla (interrupción de suministro), hasta que ésta es reparada y el circuito vuelto a la normalidad (restitución).

Las divisiones de tiempo consideradas son:

- Tiempo de conocimiento (T_c): Es el tiempo en que el distribuidor tiene conocimiento de la falla, ya sea por medio del panel de alarmas (puede resultar tiempo cero) o por la llamada de algún consumidor. En el caso aplicado se considerara tiempo cero.
- Tiempo de localización (T_l): Tiempo que se utiliza para llegar al punto exacto de la falla, considerando el tiempo de transporte y los ensayos necesarios para su localización.
- Tiempo de maniobras (T_m): Es el tiempo transcurrido en realizar las maniobras para aislar el tramo fallado y restituir los tramos sanos del circuito, siempre y cuando sea posible.
- Tiempo de reparación (T_r): Es el tiempo en el que se ejecutan todas las labores de reparación o cambio de los componentes del tramo fallado.
- Tiempo de normalización (T_n): Luego de concluida la ejecución de las labores de reparación, se procede a restablecer la configuración inicial (normal) del circuito, para dar por terminado el estado transitorio (falla).

10.8.- CLASIFICACION DE TRAMOS

Considerando que existen equipos de protección y/o maniobra en cada uno de los tramos, éstos se comportan de diferente modo ante la presencia de fallas. Bajo este criterio, los estados de un tramo de alimentador “i”, frente a fallas en otro tramo “j”; se pueden clasificar en (ver Figura 8.2):

- Normal (N): Implica que su operación no se ve afectada por la operación del componente de protección de otro tramo (falla en otro tramo).
- Restablecible (R): Significa que el servicio del tramo puede volver a la normalidad, antes de reparar el tramo fallado, aislando dicho tramo.
- Transferible (T): El tramo será transferible, cuando exista la posibilidad de darle suplencia, antes de realizar la reparación del tramo fallado.
- Intransferible (I): Son tramos que sufren la falla y, por consiguiente, no pueden ser transferidos a otra fuente.
- Irrestablecible (J): El tramo se define como irrestablecible cuando una falla en otro tramo lo deja fuera de servicio y no es posible darle suplencia; sin embargo, cuando la desconexión es voluntaria, no afectará a otro tramo.

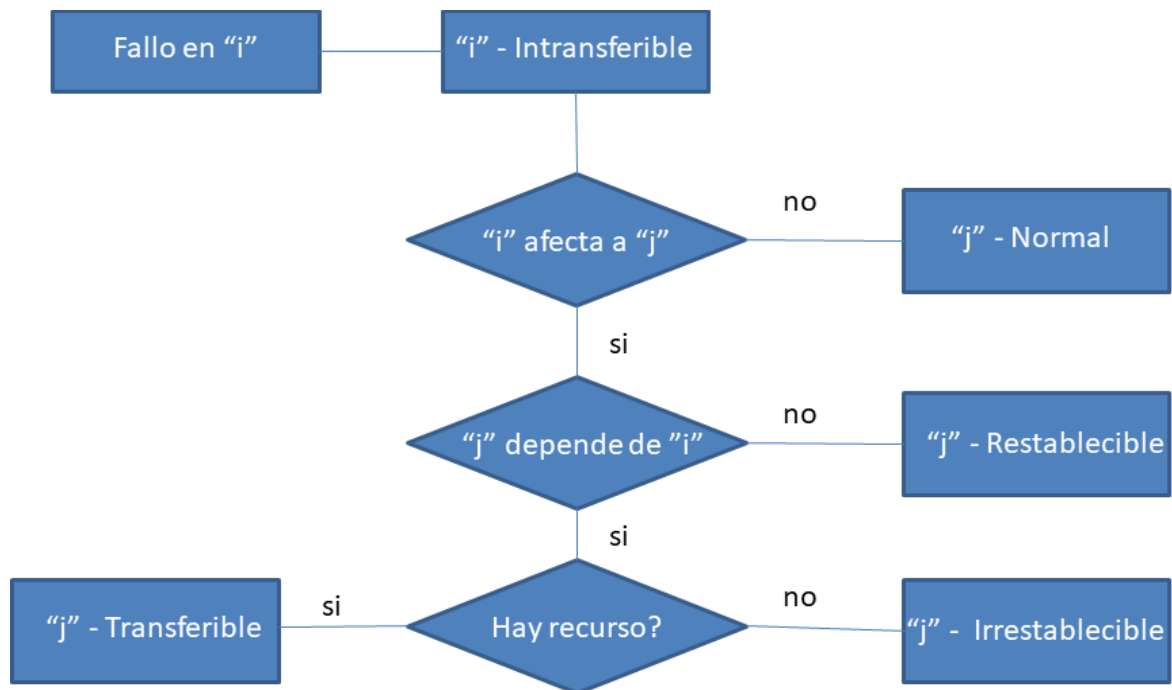


Figura 8.2 Diagrama de estados

De lo anterior, cada tramo tiene que ver aisladamente, con una cierta cantidad de fallas; sin embargo, la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de electricidad es mayor, debido a los efectos de las fallas de otros tramos.

Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz, donde las columnas presentan la condición del elemento ante falla del elemento indicado por la fila. El algoritmo puede sintetizarse de la siguiente manera:

- a. Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.
- b. Preparar una matriz de orden $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.
- c. Tomando un elemento a la vez, simular una falla (elemento i).
- d. Para el resto de elementos (j), analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado (i).
 - d.1 Si la actuación de la protección no afecta al elemento j , éste se define como **NORMAL**.
 - d.2 Si el elemento j se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un switch normalmente abierto, entonces este elemento es **TRANSFERIBLE**.
 - d.3 El elemento que sufre la falla ($i=j$), se define inmediatamente como **IRRESTABLECIBLE**.
 - d.4 El elemento j debe definirse como **RESTABLECIBLE**, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red, es posible reponer el suministro de electricidad al resto del sistema.
- e. Calcular los índices frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.
- f. Calcular los índices asociados a clientes, al sistema en general, etc.

TRAMO	T01	T02	T03	T04	T05	T06	T07	T08	T09
T01	I	T	T	T	T	T	T	T	T
T02	R	I	T	T	T	T	T	T	T
T03	N	R	I	T	T	T	T	T	T
T04	N	N	R	I	T	T	T	T	T
T05	N	N	N	R	I	J	J	J	J
T06	N	N	N	N	N	I	N	J	J
T07	N	N	N	N	N	N	I	N	N
T08	N	N	N	N	N	N	N	I	N
T09	N	N	N	N	N	N	N	N	I

Donde T es transferible, R es reestablecible, N es normal, I es intransferible y J es irrestablecible

11.- ASPECTOS GENERALES DE RCM (Reliability Centered Maintenance)

11.1.- Concepto RCM

El término RCM se identifica con el rol de enfocar actividades de mantenimiento hacia aspectos de confiabilidad. La metodología RCM provee un esquema para desarrollar y programar en forma optima un programa de mantenimiento. La meta de RCM es optimizar la ejecución del mantenimiento (esfuerzos y acciones) en una forma sistemática. El punto central es identificar los elementos que son relevantes para la función del sistema, además de buscar lograr eficiencia en los costos controlando la participación del mantenimiento, lo cual insinúa un trueque entre el mantenimiento correctivo y preventivo.

11.2.- Antecedentes

Al final del año 1950, la aviación comercial mundial estaba sufriendo más de 60 accidentes por millón de despegues. Dos tercios de los accidentes ocurridos al final de los 50's eran causados por fallas en los equipos.

El hecho de que una tasa tan alta de accidentes fuera causada por fallas en los equipos implicaba que, al menos inicialmente, el principal enfoque tenía que hacerse en la seguridad de los equipos.

Todos esperaban que los motores y otras partes importantes se gastaran después de cierto tiempo. Esto los condujo a creer que las reparaciones periódicas retendrían las piezas antes de que se gastaran y así prevenir fallas. En esos días, mantenimiento significaba una cosa: reparaciones periódicas.

Cuando la idea parecía no estar funcionando, cada uno asumía que ellos estaban realizando muy tardíamente las reparaciones; después de que el desgaste se había iniciado. Naturalmente, el esfuerzo inicial era para acortar el tiempo entre reparaciones. Cuando hacían las reparaciones, los gerentes de mantenimiento de las aerolíneas hallaban que en la mayoría de los casos, los porcentajes de falla no se reducían y por el contrario se incrementaban.

De esta manera RCM tiene sus inicios a principios de 1960. El trabajo del desarrollo inicial fue hecho por la Industria de la Aviación Civil

Norteamericana. Y se hizo realidad cuando las aerolíneas comprendieron que muchas de sus filosofías de mantenimiento eran no sólo costosas sino también altamente peligrosas. La historia de la transformación del mantenimiento en la aviación comercial ha pasado por un cúmulo de supuestos hasta llegar a un proceso analítico y sistemático que hizo de la aviación comercial “La forma más segura para viajar” es la historia del RCM.

Actualmente es ampliamente aceptado que la aviación comercial es la forma más segura para viajar: Las aerolíneas comerciales sufren menos de dos accidentes por millón de despegues. Esto corresponde a un accidente cada 3 ó 4 semanas en el mundo. De éstos, cerca de 1/6 son causados por fallas en los equipos.

11.2.1.- El nacimiento del “RCM”: 1960 hasta 1980

El RCM es uno de los procesos desarrollados durante 1960 y 1970 con la finalidad de ayudar a las personas a determinar las políticas para mejorar las funciones de los activos físicos y manejar las consecuencias de sus fallas.

A mediados de 1970, el gobierno de los Estados Unidos quiso saber más acerca de la filosofía en materia de mantenimiento de aeronaves. Y solicitaron un reporte sobre éste a la industria aérea. Dicho reporte fue escrito por Stanley Nowlan y Howard Heap de United Airlines. Ellos lo titularon “RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE” (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD), fue publicado en 1978, y aún sigue siendo uno de los documentos más importantes en la historia del manejo de los activos físicos.

Este reporte fue la culminación de 20 años de investigación y experimentación con la aviación comercial de los Estados Unidos, un proceso que produjo inicialmente el documento presentado en 1968, llamado Guía MSG 1, Manual: Evaluación del Mantenimiento y Desarrollo del Programa, y el documento presentado en 1970 MSG 2 Planeación de Programas de Mantenimiento para Fabricantes / Aerolíneas, ambos documentos fueron patrocinados por la ATA (Air Transport Association of America – Asociación de Transportadores Aéreos de los EEUU).

El reporte de Nowlan y Heap representó un considerable avance en la filosofía MSG 2 y fue usado como base para el MSG 3, el cual fue promulgado en 1980: Documento Para la Planeación de Programas de Mantenimiento para Fabricantes / Aerolíneas. El MSG 3 fue influenciado por el libro de Nowlan y Heap (1978), el cual ha sido revisado tres veces, la primera vez en 1988, de nuevo en 1993, y la tercera en 2001.

Hasta el presente es usada para desarrollar programas de mantenimiento prioritarios al servicio para nuevos tipos de aeronaves (incluyendo recientemente el Boeing 777 y el Airbus 330/340)

El reporte de Nowlan y Heap ha sido desde entonces usado como base para varios modelos de RCM de tipo militar, y para aquellas actividades no relacionadas con la aviación.

El Departamento de Defensa aprendió que la aviación comercial había encontrado un enfoque revolucionario para programar el mantenimiento y buscó beneficiarse de ésta experiencia. Nowlan y Heap fueron comisionados para escribir su versión del libro para el Departamento de Defensa de los Estados Unidos, el cual estaba mirando en la aviación comercial formas para hacer menos costosos

sus planes de mantenimiento. Una vez que el Departamento de Defensa publicó el libro de Nowlan y Heap, el ejército americano se propuso desarrollar procesos RCM para su propio uso: uno para el ejército, uno para la fuerza aérea, y otro para la armada.

En un esfuerzo separado al principio de 1980, el Instituto para la Investigación de la Energía Eléctrica (EPRI por sus siglas en Inglés), un grupo de investigación industrial para las compañías generadoras de energía en los Estados Unidos realizó dos aplicaciones piloto del RCM en la industria de la energía nuclear americana.

Su interés surgió de la creencia de que ésta industria estaba logrando niveles adecuados de seguridad y confiabilidad, pero se hacía sobre-mantenimiento masivo a sus equipos. Esto significaba que su principal propósito era reducir costos de mantenimiento en vez de mejorar la confiabilidad, y el proceso RCM era modificado consecuentemente.

Este proceso modificado fue adoptado sobre una base amplia por la industria de la energía nuclear Americana en 1987, y se implementaron variaciones de su enfoque por otras compañías nucleares, algunas otras ramas de la generación eléctrica, distribución industrial y repuestos de la industria petrolera.

Al mismo tiempo, otros especialistas en la formulación de estrategias se interesaron en la aplicación del RCM en industrias diferentes a la aviación. Dentro de éstos, el principal fue John Moubray. Este autor trabajó inicialmente con el RCM en industrias mineras y de manufactura en Sudáfrica bajo la asesoría de Stan Nowlan, y luego se ubico en el Reino Unido. Desde allí, sus actividades se han expandido para cubrir la aplicación del RCM en casi todos los campos del esfuerzo humano organizado, abarcando más de 42 países.

Moubray y sus asociados se han fundamentado en el trabajo de Nowlan mientras mantienen su enfoque original en la seguridad y confiabilidad del equipo. Por ejemplo, incorporaron temas ambientales al proceso de toma de decisiones en materia de RCM, clasificaron las formas en las cuales las funciones del equipo deberían ser definidas, desarrollaron reglas más precisas para seleccionar labores de mantenimiento e intervalos para las labores y también incorporaron directamente criterios de riesgo cuantitativo a un grupo de intervalos para labores en busca de fallas.

11.2.2.- Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

Una buena revisión de las estrategias de mantenimiento debe partir de cero e incluir la revisión de los requerimientos de mantenimiento de cada una de las partes o componentes de los equipos en funcionamiento.

El RCM pone tanto énfasis en las consecuencias de las fallas como en las características técnicas de las mismas y lo hace de esta manera:

- Integra una revisión de las fallas operacionales con la evaluación de aspectos de seguridad y amenazas al medio ambiente, esto hace que la seguridad y el medio ambiente sean tenidos en cuenta a la hora de tomar decisiones en materia de mantenimiento.
- Mantiene la atención en las actividades de mantenimiento que más incidencia tienen en el desempeño o funcionamiento de las instalaciones. Esto garantiza que cada peso gastado en mantenimiento se gasta donde más beneficio va a generar.

Si RCM se aplica a un sistema de mantenimiento existente, reduce la cantidad de mantenimiento rutinario que se ha hecho generalmente a un 40% a 70%. De otro lado, si RCM se aplica para desarrollar un nuevo sistema de mantenimiento, el resultado será que la carga de trabajo programada sea mucho menor que si el sistema se hubiera desarrollado por métodos convencionales.

Otra de las fortalezas del RCM es que su lenguaje técnico es sencillo y fácil de entender a todos los que tengan que ver con él, esto le permite al personal involucrado saber qué pueden y qué no pueden esperar de ésta aplicación y qué se debe hacer para conseguirlo.

El RCM ha sido aplicado en una cantidad de empresas alrededor del mundo y con gran éxito. No obstante, es reciente en la industria, lo que quiere decir que las compañías que lo están aplicando tienen una ventaja comparativa, debido a que el mantenimiento afecta la competitividad.

Desde el punto de vista de los negocios para los cuales el activo sirve, éstos cambios son profundos y muy importantes. Ello significa que los activos se hacen más confiables porque son mantenidos en mejor forma, y los operarios probablemente harán menos cosas que ocasionen fallas en los activos. Una mejor comprensión de cómo funcionan los sistemas significa que los operarios están en capacidad de reaccionar rápida, confiada y correctamente, cuando las cosas funcionan mal.

11.3.- Consideraciones del método RCM

La misión de cualquier dispositivo es cumplir su demanda operativa a través de su vida útil en servicio de una forma segura y efectiva. El aprovechamiento del componente genera un beneficio para el usuario, éste debe ser expresado como la diferencia entre el valor obtenido por su operación y el costo asociado con su uso.

Los aspectos específicos de la aplicación de una metodología RCM son elementos analizados a la luz de la falla de los equipos, que han ocurrido y que pueden potencialmente aparecer. Se fundamenta en:

- Evaluación de cada componente de los equipos y sistemas, su estado y función.
- Identificación de los componentes críticos.
- Aplicación de las técnicas de mantenimiento.

- Chequeo en sitio y en operación del estado físico y funcional de los elementos mediante permanente revisión y análisis.

De esta forma se realiza una conceptualización sobre sus estándares de funcionamiento.

11.4.- EL MÉTODO RCM

11.4.1.- Estructura general de análisis RCM

El mantenimiento centrado en la confiabilidad es una filosofía de mantenimiento que lidera un proceso de análisis de sistemas para desarrollar y optimizar los programas de mantenimiento preventivo en las organizaciones.

La ejecución de una metodología RCM supone el seguimiento de pasos o etapas específicos para lograr una forma de implementación coherente, estos pasos se describen luego de forma ordenada y resumida.

El proceso de análisis requiere el conocimiento de los elementos significativos del sistema, determinar modos de falla y análisis de efecto, evaluar consecuencias de falla y tareas de mantenimiento.

RCM provee un esquema formal para manejar la complejidad de los asuntos de mantenimiento pero no suma nada nuevo en un sentido estrictamente técnico. RCM y los procedimientos pueden ser expresados en formas diferentes, de cualquier forma el concepto y principio fundamental del método permanecen igual.

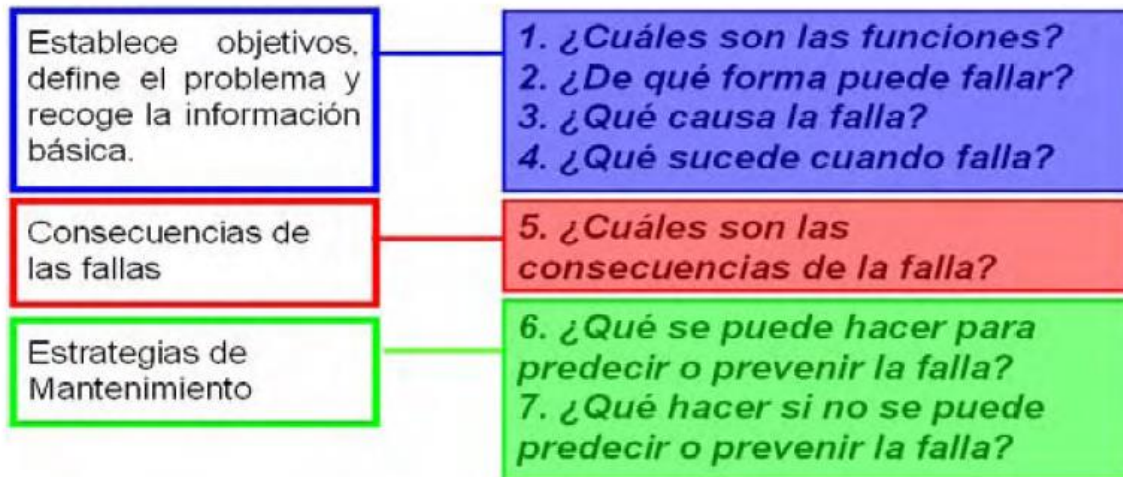
Las siguientes características se originan de la primera definición de RCM, y definen y caracterizan el método:

- Preservación de la función del sistema,
- Identificación de modos de falla,
- Establecimiento de prioridades, y
- Selección de tareas aplicables y efectivas de mantenimiento.

Hay varias formulaciones diferentes en el proceso de crear un esquema RCM y lograr un programa de mantenimiento óptimo, en la literatura se distinguen tres formulaciones diferentes.

Dos de estas formulaciones son derivaciones de la definición original RCM, y la tercera es un acercamiento basado en un set de preguntas en vez de pasos.

Para analizar los aspectos de mantenimiento de un sistema y sus componentes, el primer paso es identificar los elementos del sistema, y cuál de éstos deben ser analizados. Después el proceso RCM puede ser formulado en base a siete preguntas para cada uno de los componentes seleccionados. Las siete preguntas generales son:



11.4.2.- Funciones

La descripción de la función de un activo debe consistir de un verbo, un objeto y un parámetro de funcionamiento deseado, los que deben ser descritos tomando en cuenta el contexto operacional del activo.

Todo activo físico tiene más de una función, frecuentemente varias, y todas ellas deben ser identificadas junto con sus parámetros de funcionamiento específicos.

Las funciones se dividen en dos categorías principales: funciones primarias y secundarias.

Por ejemplo, la función de una bomba puede definirse como “Bombear no menos de 500 litros/minuto de agua”. Sin embargo, la bomba puede tener otras funciones asociadas, como por ejemplo “Contener al agua (evitar pérdidas)”. En un análisis de RCM, todas las funciones deseadas deben ser listadas.

11.4.3.- Funciones primarias

Son la razón principal de porque es adquirido y existe el activo, por eso se debe cuidar de definir las tan precisamente como sea posible. Las funciones primarias son fáciles de reconocer, de hecho el nombre de la mayoría de los activos físicos industriales se basa en su función primaria.

11.4.4.- Funciones secundarias

Se pretende que la mayoría de los activos cumplan una o más funciones además de la primaria, las cuales se conocen como funciones secundarias.

La función o funciones secundarias son menos obvias que la principal, pero a veces requieren mayor atención y las consecuencias de falla de estas pueden ser de mayor gravedad que las primarias, por lo que deben ser claramente identificadas.

11.4.5.- Parámetros de Funcionamiento

El objetivo del mantenimiento es asegurarse de que los activos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que haga, lo que puede definirse como parámetro mínimo de funcionamiento.

Esto significa que el funcionamiento puede ser definido de las siguientes dos formas:

- **Funcionamiento deseado:** lo que el usuario quiere que haga.
- **Capacidad inicial:** lo que puede hacer.

Cuando cualquier activo es puesto en funcionamiento, debe ser capaz de rendir más que el parámetro mínimo de funcionamiento deseado por el usuario.

Los parámetros de funcionamiento los podemos subdividir en diferentes categorías:

- **Parámetros de funcionamiento múltiple:** muchas descripciones de funciones incorporan generalmente varios parámetros de funcionamiento.
- **Parámetros de funcionamiento cuantitativos:** Deben ser cuantificados cuando fuese posible, ya que éstos pueden medirse (Ej.: temperatura, presión, velocidad, etc.).
- **Parámetros de funcionamiento absolutos:** Una descripción que no indica ningún parámetro de funcionamiento, por lo general implica que se trata de un absoluto (Ej.: contener un fluido).

11.4.6.- El contexto operacional

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando (primera pregunta del RCM), se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el equipo. Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes. Un caso típico es el de un sistema de reserva, que suele requerir tareas de mantenimiento muy distintas a las de un sistema principal, aun cuando ambos sistemas sean físicamente idénticos. Entonces, antes de comenzar el análisis se debe redactar el contexto operacional, breve descripción donde se debe indicar: régimen de operación del equipo, disponibilidad de mano de obra y repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo (producción perdida o reducida, recuperación de producción en horas extra, tercerización), objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, etc.

11.4.7.- Fallas funcionales

Cada activo tiene más de una función, por lo tanto al ser posible que cada una de éstas falle, se deduce que cualquier activo puede tener una variedad de estados de fallas diferentes. Entonces es preciso definir una falla en términos de “pérdida de una función específica” y no con la “falla del activo como un todo”. Dado que este se aplica a funciones individuales, podemos definir una falla

funcional como: *“la incapacidad de cualquier activo de cumplir una función según un parámetro de funcionamiento aceptable para el usuario”* [47].

Las fallas funcionales o estados de falla identifican todos los estados indeseables del sistema. Por ejemplo, para una bomba dos estados de falla podrán ser ”Incapaz de bombear agua”, ”Bombea menos de 500 litros/minuto”, ”No es capaz de contener el agua”. Notar que los estados de falla están directamente relacionados con las funciones deseadas. Una vez identificadas todas las funciones deseadas de un activo, identificar las fallas funcionales es generalmente muy sencillo.

11.4.8.- Modos de falla

Un modo de falla es una posible causa por la cual un equipo puede llegar a un estado de falla. Por ejemplo, ”impulsor desgastado” es un modo de falla que hace que una bomba llegue al estado de falla identificado por la falla funcional ”bombea menos de lo requerido”. Cada falla funcional suele tener más de un modo de falla. Todos los modos de falla asociados a cada falla funcional deben ser identificados durante el análisis de RCM.

Al identificar los modos de falla de un equipo o sistema, es importante listar la “causa raíz” de la falla. Por ejemplo, si se están analizando los modos de falla de los rodamientos de una bomba, es incorrecto listar el modo de falla “falla rodamiento”. La razón es que el modo de falla listado no da una idea precisa de por qué ocurre la falla. Es por “falta de lubricación”? Es por “desgaste y uso normal”? Es por “instalación inadecuada”? Notar que este desglose en las causas que subyacen a la falla si da una idea precisa de por qué ocurre la falla, y por consiguiente que podría hacerse para manejarla adecuadamente (lubricación, análisis de vibraciones, etc.).

11.4.9.- Efectos de las fallas

En el proceso de implementación de RCM hay que hacer una lista de lo que sucede al producirse cada modo de falla. Esto se denomina efectos de falla. Al describir los efectos de una falla, debemos incluir toda la información necesaria para ayudar en la evaluación de las consecuencias de las fallas y debe hacerse constar lo siguiente:

- **La evidencia de que se ha producido una falla:** Debe permitir a los operarios si la falla será evidente para ellos en el desempeño de sus tareas normales. También debe indicar si va precedida por: ruidos, fuego, humo, fugas de fluidos, si se detiene el equipo, etc. Si se tratase de dispositivos de seguridad, debe detallarse que sucedería si fallase el dispositivo protegido mientras el dispositivo de seguridad se encuentra en estado de falla.

- **En que forma la falla supone una amenaza para la seguridad o el medio ambiente:** Debe señalarse la manera en que pueda lesionarse o morir alguna persona o infringir alguna normativa o reglamento relativo al medio ambiente como consecuencia de una falla.

- **Las maneras en que afecta a la producción o a las operaciones:**

Debe indicarse cómo y cuánto afecta, ya sea por parada de máquina o varias de ellas, interrupción líneas de proceso, etc.

- **Los daños físicos causados por la falla:** Cuantificar los daños.

- **Que debe hacerse para reparar la falla:** Cuales son las medidas correctivas a tomar para repararla.

Para cada modo de falla deben indicarse los efectos de falla asociados. El “efecto de falla” es un breve descripción de “que pasa cuando la falla ocurre”. Por ejemplo, el efecto de falla asociado con el modo de falla ”impulsor desgastado” podría ser el siguiente: ”a medida que el impulsor se desgasta, baja el nivel del tanque, hasta que suena la alarma de bajo nivel en la sala de control. El tiempo necesario para detectar y reparar la falla (cambiar impulsor) suele ser de 6 horas. Dado que el tanque se vacía luego de 4 horas, el proceso aguas abajo debe detenerse durante dos horas. No es posible recuperar la producción perdida, por lo que estas dos horas de parada representan un perdida de ventas”. Los efectos de falla deben indicar claramente cuál es la importancia que tendría la falla en caso de producirse.

11.4.8.- Consecuencias de las fallas

Las consecuencias de las fallas se clasifican en cuatro categorías de importancia decreciente de la siguiente manera:

- **Consecuencias del Fallo Oculto:** Un modo de falla tiene consecuencias por fallas ocultas si la pérdida de función causada por este modo de fallo actuando por sí solo en circunstancias normales es evidente a los operarios.

- **Consecuencias para la Seguridad o el Medio Ambiente:** Un modo de falla tiene consecuencias para la seguridad o el medio ambiente si causa una pérdida de función y produce daños que pudieran lesionar o matar a alguien; o infringir cualquier normativa o reglamento ambiental conocido.

- **Consecuencias operacionales:** Un modo de falla tiene consecuencias operacionales si tiene un efecto adverso directo sobre la capacidad operacional afectando: el volumen de producción, calidad del producto, servicio al cliente o incrementar el costo operacional.

- **Consecuencias no operacionales:** No ejercen un efecto adverso directo sobre la seguridad, el medio ambiente o la capacidad operacional, sólo tiene consecuencias en los costos directos de reparación.

La falla de un equipo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

- Poniendo en riesgo la seguridad de las personas ("consecuencias de seguridad")
- Afectando al medio ambiente ("consecuencias de medio ambiente")
- Incrementando los costos o reduciendo el beneficio económico de la empresa ("Consecuencias operacionales")
- Ninguna de las anteriores ("consecuencias no operacionales")

Además, existe una quinta categoría de consecuencias, para aquellas fallas que no tienen ningún impacto cuando ocurren salvo que posteriormente ocurra alguna otra falla. Por ejemplo, la falla del neumático de auxilio no tiene ninguna consecuencia adversa salvo que ocurra una falla posterior (pinchadura de un neumático de servicio) que haga que sea necesario cambiar el neumático. Estas fallas corresponden a la categoría de fallas ocultas.

Cada modo de falla identificado en el análisis de RCM debe ser clasificado en una de estas categorías. El orden en el que se evalúan las consecuencias es el siguiente: seguridad, medio ambiente, operacionales, y no operacionales, previa separación entre fallas evidentes y ocultas. El análisis RCM bifurca en esta etapa: el tratamiento que se le va a dar a cada modo de falla va a depender de la categoría de consecuencias en la que se haya clasificado, lo que es bastante razonable: no sería lógico tratar de la misma forma a fallas que pueden afectar la seguridad que aquellas que tienen consecuencias económicas. El criterio a seguir para evaluar tareas de mantenimiento es distinto si las consecuencias de falla son distintas.

11.4.11.- Diferencia entre efectos y consecuencias de falla

El efecto de falla es una descripción de qué pasa cuando la falla ocurre, mientras que la consecuencia de falla clasifica este efecto en una de 5 categorías, según el impacto que estas fallas tienen.

11.4.12.- Diferencia entre falla funcional y modos de falla

La falla funcional identifica un estado de falla: incapaz de bombear, incapaz de cortar la pieza, incapaz de sostener el peso de la estructura. No dice nada acerca de las causas por las cuales el equipo llega a ese estado. Eso es justamente lo que se busca con los modos de falla: identificar las causas de esos estados de fallas.

11.4.12.- Funciones ocultas y evidentes

Una función evidente es aquella cuya falla finalmente e inevitablemente será evidente por sí sola a los operadores en circunstancias normales. No obstante, algunas fallas ocurren de tal forma que nadie sabe que el elemento se ha averiado a menos que se produzca alguna otra falla. Esto significa que una función oculta es aquella cuya falla no se hará evidente a los operarios bajo circunstancias normales, si se produce por sí sola.

Los equipos suelen tener dispositivos de protección, es decir, dispositivos cuya función principal es la de reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles, detectores de humo, dispositivos de detención por sobre velocidad / temperatura / presión, etc.). Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nadie ni nada ponga en evidencia que la falla ha ocurrido. (Por ejemplo, un extintor contra incendios puede ser hoy incapaz de apagar un incendio, y esto puede pasar totalmente desapercibido, si no ocurre el incendio). Una válvula de alivio de presión en una caldera puede fallar de tal forma que no es capaz de aliviar la presión si ésta excede la presión máxima, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre la falla que hace que la presión supere la presión máxima). Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse a la falla o para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo de protección esta para aliviar. (Por ejemplo, es posible que nos demos cuenta que no funciona el extintor recién cuando ocurra un incendio, pero entonces ya es tarde: se produjo el incendio fuera de control. Es posible que nos demos cuenta que no funciona la válvula de seguridad recién cuando se eleve la presión y ésta no actúe, pero también ya es tarde: se produjo la explosión de la caldera.) Este tipo de fallas se denominan fallas ocultas, dado que requieren de otra falla para volverse evidentes.

11.4.13.- Fallas ocultas y dispositivos de seguridad

Los dispositivos de seguridad o de protección funcionan de una de cinco maneras:

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

11.4.14.- Prevención de la falla oculta

Para prevenir una falla múltiple, debemos asegurar que la función oculta no se encuentre en estado de falla y si cuando falla la función protegida.

Hay que dar la disponibilidad necesaria para reducir la probabilidad de una falla múltiple a un nivel tolerable, entonces: "Para fallas ocultas, merece la pena realizar una tarea proactiva si asegura la disponibilidad necesaria para reducir

la probabilidad de una falla múltiple a un nivel tolerable" (Moubray, 1997).

Si no es posible encontrar una manera adecuada de prevenir una falla oculta, todavía es posible reducir el riesgo de una falla múltiple revisando la función oculta periódicamente para saber si sigue funcionando. Si ésta revisión es llevada a cabo a intervalos adecuados y si la función es restaurada en cuanto se descubre que está defectuosa, todavía es posible asegurar altos niveles de disponibilidad.

11.4.15.- Tareas proactivas

Son tareas comenzadas antes de que ocurra una falla, con el objetivo de prevenir que el componente llegue a un estado de falla. Engloban lo que comúnmente se denomina mantenimiento preventivo y predictivo, aunque el RCM utiliza los términos de reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica, y mantenimiento a condición.

11.4.12.- Distintos tipos de mantenimiento

Tradicionalmente, se consideraba que existían tres tipos de mantenimiento distintos, los ya mencionados correctivo y preventivo, además del predictivo. Sin embargo, existen cuatro tipos de mantenimiento distintos:

- Mantenimiento predictivo, también llamado mantenimiento a condición.
- Mantenimiento preventivo, que puede ser de dos tipos: sustitución o reacondicionamiento cíclico.
- Mantenimiento correctivo, también llamado trabajo a la falla.
- Mantenimiento Mejorativo

11.4.16.- El mantenimiento preventivo (sustitución o reacondicionamiento cíclico)

El mantenimiento preventivo se refiere a aquellas tareas de sustitución o retrabajo hechas a intervalos fijos independientemente del estado del elemento o componente.

Estas tareas solo son validas si existe un patrón de desgaste: es decir, si la probabilidad de falla aumenta rápidamente después de superada la vida útil del elemento.

El reacondicionamiento cíclico consiste en actuar periódicamente para reacondicionar a su condición original una pieza o componente existente.

Una definición específica sería: “El reacondicionamiento cíclico consiste en reconstruir un componente o hacer una gran reparación a un conjunto ensamble completo antes de, o en el límite de edad específico, independientemente de su condición en ese momento” (Moubray, Pág. 44, 1997).

11.4.18.- Efectividad del reacondicionamiento cíclico

Aunque sea técnicamente factible, puede que no merezca la pena el reacondicionamiento cíclico porque puede que otras tareas sean aún más efectivas. Algunas de las razones por las que no vale la pena realizar reacondicionamiento cíclico son:

- Una reducción en el número de fallas no es suficiente si la falla tiene consecuencias para la seguridad o el medio ambiente, porque queremos eliminar totalmente estas fallas.
- Si las consecuencias son económicas, necesitamos estar seguros de que a lo largo de un período de tiempo, el costo de realizar la tarea de reacondicionamiento cíclico es menor al costo de permitir que ocurra la falla.

11.4.18.- Tareas de sustitución cíclica

Las tareas de sustitución cíclica consisten en descartar un elemento o componente antes de, o en el límite de edad específico, independiente de su condición en el momento. La filosofía de estas tareas es reemplazar la parte usada por una nueva, la que restaurará a su condición original.

11.4.20.- El mantenimiento predictivo o a condición

El mantenimiento predictivo o mantenimiento a condición consiste en la búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra. Por ejemplo, la inspección visual de el grado de desgaste de un neumático es una tarea de mantenimiento predictivo, dado que permite identificar el proceso de falla antes de que la falla funcional ocurra. Estas tareas incluyen: inspecciones (ej. inspección visual del grado de desgaste), monitoreos (ej. vibraciones, ultrasonido), chequeos (ej. nivel de aceite). Tienen en común que la decisión de realizar o no una acción correctiva depende de la condición medida. Por ejemplo, a partir de la medición de vibraciones de un equipo puede decidirse cambiarlo o no. Para que pueda evaluarse la conveniencia de estas tareas,

debe necesariamente existir una clara condición de falla potencial. Es decir, debe haber síntomas claros de que la falla esta en el proceso de ocurrir.

Las tareas a condición son conocidas como mantenimiento predictivo, ya que se evalúa el estado del componente y se decide cuál acción tomar.

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

- **Generalmente son realizadas sin desplazar el activo físico de su ubicación y normalmente mientras funciona:** Rara vez interfieren en el proceso de producción y son fáciles de organizar.
- **Identifican condiciones específicas de falla potencial:** de modo que se puede definir claramente la acción correctiva antes de que comience el trabajo, lo que reduce la cantidad de trabajos de reparación, y hace posible realizarlos más rápidamente.
- **El identificar el punto de falla potencial en los equipos:** les permite cumplir con casi toda su vida útil.

11.4.21.- Realización tareas a condición

Las tareas a condición deben satisfacer los siguientes criterios para que justifique su ejecución:

- **Si una falla es oculta, no tiene consecuencias directas:** Entonces una tarea a condición cuya intención es prevenir una falla oculta, debe reducir el riesgo de una falla múltiple a un nivel aceptablemente bajo. En la práctica, debido a que la función es oculta, muchas de las fallas potenciales que normalmente afectan a las evidentes también serán ocultas.
- **Si la falla tiene consecuencias para la seguridad o el medio ambiente:** sólo merece la pena realizar una tarea a condición si fiablemente da suficiente advertencia de la falla como para que se pueda actuar a tiempo para evitar las consecuencias para la seguridad o el medio ambiente.
- **Si la falla no afecta a la seguridad, la tarea debe ser eficaz en cuanto a los costos:** O sea a lo largo de un período de tiempo el costo de realizar la tarea a condición debe ser menor al costo de no hacerla.

11.4.22.- Selección de tareas proactivas

Muchas veces es difícil decidir si una tarea proactiva es técnicamente factible. Las características de la falla rigen esta decisión, y generalmente son lo suficientemente claras como para que la decisión sea simplemente cuestión de sí o no, ahora decidir si merece la pena ser realizadas suele requerir más deliberación. El orden básico de preferencia para seleccionar tareas proactivas es el siguiente.

11.4.23.- Tareas de sustitución cíclica

La sustitución cíclica normalmente es la menos eficaz en cuanto a costos de las tres tareas proactivas. Sin embargo cuando es técnicamente factible, posee algunas características deseables. Puede ocurrir que la sustitución de un elemento sea capaz de prevenir ciertas fallas que no estaban consideradas o se pasaron por alto críticas.

11.4.24.- Diagrama de Flujo del RCM

La figura 12.1 ilustra la primera parte del proceso RCM, que consta de la identificación del sistema, la definición de funciones, las fallas y los modos de falla y la identificación de las consecuencias de las fallas.

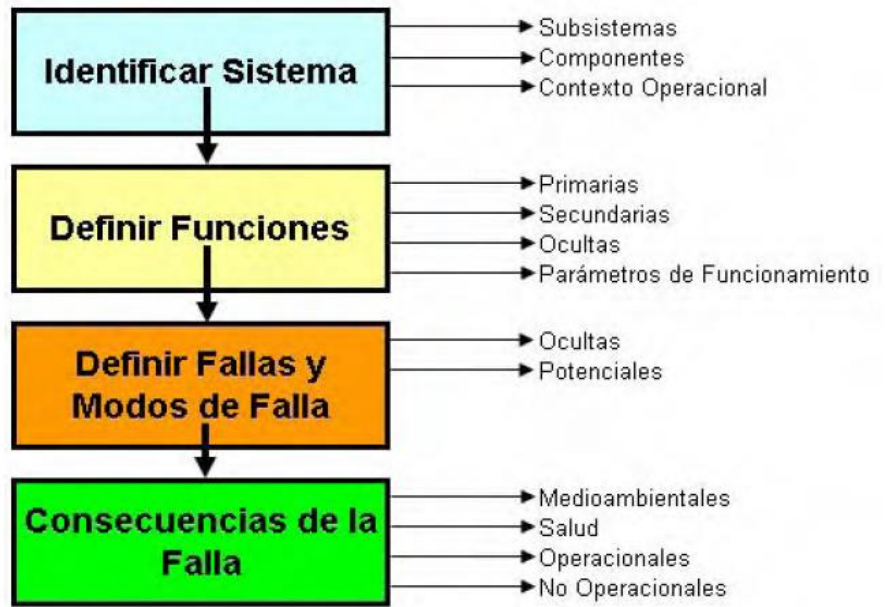


Figura 12.1.- Diagrama de flujo RCM

11.4.25.- El mantenimiento correctivo o trabajo a la rotura

Si se decide que no se hará ninguna tarea proactiva (predictiva o preventiva) para manejar una falla, sino que se reparará la misma una vez que ocurra, entonces el mantenimiento elegido es un mantenimiento correctivo. ¿Cuándo conviene este tipo de mantenimiento? Cuando el costo de la falla (directos o indirectos) es menor que el costo de la prevención, o cuando no puede hacerse ninguna tarea proactiva y no se justifica realizar un rediseño del equipo. Esta opción solo es válida en caso que la falla no tenga consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente. Caso contrario, es obligatorio hacer algo para reducir o eliminar las consecuencias de la falla.

11.4.26.- ¿Cómo seleccionar el tipo de mantenimiento adecuado?

En el RCM, la selección de políticas de mantenimiento está gobernada por la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla.

- Para fallas con consecuencias ocultas, la tarea óptima es aquella que consigue la disponibilidad requerida del dispositivo de protección.

- Para fallas con consecuencias de seguridad o medio ambiente, la tarea óptima es aquella que consigue reducir la probabilidad de la falla hasta un nivel tolerable.
- Para fallas con consecuencias económicas (operacionales y no operacionales), la tarea óptima es aquella que minimiza los costos totales para la organización.

Aun hoy, mucha gente piensa en el mantenimiento preventivo como la principal opción al mantenimiento correctivo. Sin embargo, el RCM muestra que en el promedio de las industrias el mantenimiento preventivo es la estrategia adecuada para menos del 5% de las fallas. Qué hacer con el otro 95 % ? En promedio, al realizar un análisis RCM se ve que las políticas de mantenimiento se distribuyen de la siguiente forma: 30% de las fallas manejadas por mantenimiento predictivo (a condición), otro 30% por mantenimiento detectivo, alrededor de 5% mediante mantenimiento preventivo, 5% de rediseños, y aproximadamente 30% mantenimiento correctivo. Esto muestra efectivamente que una de las máximas del TPM (Total Productive Maintenance) que dice que "todas las fallas son malas y todas deben ser prevenidas", es de hecho equivocada: solo deben ser prevenidas aquellas que convenga prevenir, en base a un cuidadoso análisis costo-beneficio.

11.4.27.- Frecuencia de tareas a condición (mantenimiento predictivo)

Para que una tarea a condición sea posible, debe existir alguna condición física identificable que anticipe la ocurrencia de la falla. Por ejemplo, una inspección visual de un elemento solo tiene sentido si existe algún síntoma de falla que pueda detectarse visualmente. Además de existir un claro síntoma de falla, el tiempo desde el síntoma hasta la falla funcional debe ser suficientemente largo para ser de utilidad. La frecuencia de una tarea a condición se determina entonces en función del tiempo que pasa entre el síntoma y la falla. Por ejemplo, si se está evaluando la conveniencia de chequear ruido en los rodamientos de un motor, entonces la frecuencia va a estar determinada por el tiempo entre que el ruido es detectable, y que se produce la falla del rodamiento. Si este tiempo es de, por ejemplo, dos semanas, entonces la tarea debe hacerse a una frecuencia menor, para asegurarse de esta forma que la falla no ocurra en el tiempo entre chequeos sucesivos. El mismo razonamiento debe seguirse para cualquier tarea predictiva.

11.4.28.- Frecuencia de tareas de sustitución cíclica (mantenimiento preventivo)

Una tarea de sustitución cíclica solo es válida si existe un patrón de desgaste. Es decir, si existe "una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de la falla". La frecuencia de la tarea de sustitución depende de esta edad, llamada vida útil. Por ejemplo, si la vida útil de un neumático es de 40.000 km, entonces la tarea de sustitución cíclica (cambio preventivo del

neumático) deberá realizarse cada menos de 40.000 km, para de esta forma evitar entrar en la zona de alta probabilidad de falla.

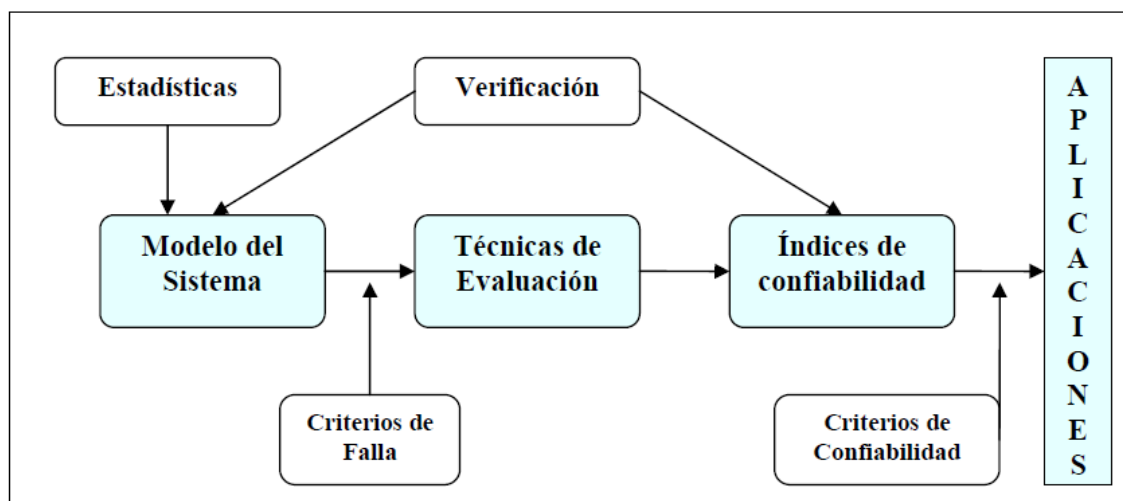
11.4.29.- Patrones de falla en función del tiempo

¿Cuál es la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo? Tradicionalmente se pensaba que la relación era bien simple: a medida que el equipo es más viejo, es más probable que falle. Sin embargo, estudios realizados en distintas industrias muestran que la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo u horas de operación es mucho más compleja.

12.- METODOLOGIA IMPLEMENTADA PARA LA EVALUACION DE CONFIABILIDAD Y POSTERIOR APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO

En este estudio se propone un método de evaluación en base a una combinación de metodologías, aprovechando la radialidad de la red eléctrica y el sistema en serie desde el punto de vista de la confiabilidad. El método propuesto, consiste en determinar la calidad esperable que las redes de distribución pueden brindar con su topología actual.

La metodología, considera a la red eléctrica como un todo, relacionando la carga que alimenta, cantidad de consumidores, longitud de circuitos y otras variables que favorecen a la exactitud de la evaluación; vale decir que se evita un análisis individual de cada equipo.



Metodología para análisis de confiabilidad

Permite generar un algoritmo simple para evaluar índices de confiabilidad en una red eléctrica de distribución. El propósito de esta herramienta en la metodología propuesta para el plan de mantenimiento es ilustrar el efecto que las fallas de los componentes tienen en la confiabilidad del

sistema, con el fin de realizar un diagnostico y predecir el comportamiento de las redes de distribución.

12.1.- Algoritmo Básico

Los índices de salida son medidas de confiabilidad en cada punto de carga (índices de punto de carga), y del comportamiento promedio del sistema global (índices del sistema). Estos son evaluados como valores esperados promedios.

- a) Describir la topología de la red, separando los diferentes tramos y arranques del alimentador, con los equipos de seccionamiento asociado. Cada tramo debe ser caracterizado por sus parámetros de frecuencia y duración de fallas (Modelo del sistema).
- b) Preparar una matriz $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.
- c) Tomando un tramo a la vez, simular una falla (en un tramo “i”).
- d) Para el resto de los elementos, j , analizar los efectos de la protección y seccionamiento asociados al elemento i , y reconocerlos como estados Normal (N), Restablecible (R), Transferible (T), Intransferible (I), o Irrestablecible (J), según se explicó en la sección III.
- e) Calcular los índices de continuidad de suministro (frecuencia y duración de fallas) para cada uno de los elementos del sistema según ecuaciones.

12.2.- Método del índice de importancia

Para evaluar pérdidas en diferentes puntos de carga una interpretación monetaria se hace para las interrupciones, donde los costos de interrupción son específicos para cada punto de carga. Esta interpretación monetaria hace posible comparar y sumar todos los efectos de interrupciones de todos los nodos del cliente en la red. Hay tres ventajas principales de esta decodificación.

Primero, la actuación de nodos diferentes puede ser comparada y evaluada. En segundo lugar, la decodificación monetaria conduce a un indicador de actuación menos abstracto para la red entera.

Y finalmente, dado que los costos destinados para interrupciones tiene significado para el negocio, los resultados pueden ser usados para tomar mejores decisiones comerciales basados en la rentabilidad de diferentes acciones de mantenimiento.

12.3.- Costo de Interrupción

Los costos para interrupciones en nivel de sistema son uno de los aportes principales del método y serán discutidos en este pasaje. Para las redes eléctricas estos costos son usualmente llamados costos de interrupción y representan el costo en los diferentes puntos de carga del sistema. El costo resultante de la interrupción del sistema será usado luego en el cálculo del índice de importancia.

Los costos de interrupción de puntos de carga se basan en el número de interrupciones y la duración total de interrupción del nodo durante el tiempo estudiado. Esto significa que el costo de una interrupción específica es definido como un costo inicial y un costo que depende linealmente con la duración de la interrupción. Este modelo de costo de interrupción se basa en [39].

$$C_s = \sum_L (\lambda_L k_L + E_L c_L)$$

Donde C_s es el costo total de interrupción para el sistema, λ_L [int/año] y E_L [kWh/año] son índices de confiabilidad para el punto de carga L , y k_L y c_L son constantes que representan costos para distintos tipos de clientes y su composición, y el consumo promedio de potencia en el punto de carga L . Se observa que λ_L y E_L son funciones de datos de entrada, o sea los resultados del cálculo de confiabilidad basados en la frecuencia de fallas, tasa de reparación y estructura de la red.

Las ventajas logradas con este modelo es que se utilizan cálculos simples y en caso de datos escasos, es fácil hacer una estimación de datos en esta forma.

Un punto importante es decidir lo que estos costos de interrupción deberían considerar, es decir, que costos deberían ser incluidos en los parámetros k_L y c_L . Sin un usuario final aplica el modelo, los costos probablemente serían realmente altos. Por otra parte si un dueño de la red con pocos o ninguno de los incentivos para la satisfacción del cliente estableciera los costos, los costos de interrupción serían bajos (tal vez basado solamente en la energía no suministrada). Un caso más realista es probablemente un dueño de la red con incentivos altos para la satisfacción del cliente (o sea considerando las relaciones públicas y la regulación de autoridades).

12.4.- Índice de Importancia

El método del índice de importancia se basa en el concepto Birnbaum de la medida de importancia del componente [28], también llamada importancia estructural [48], y es utilizada para análisis de redes multi-objetivo, o sea sistemas que tienen niveles diferentes de función (por ejemplo; Las redes que sirven varios puntos de carga).

Como el costo de interrupción, la estructura de la red y la confiabilidad de los componentes involucrados son conocidas, es posible calcular el desempeño esperado de toda la red en los términos de costo total de sistema causado por interrupciones. Luego un análisis de sensibilidad puede ser realizado sumando un incremento pequeño $\Delta\lambda_L$ en las frecuencias de falla del componente y luego recalcular el costo total de la interrupción. Esto conducirá a pequeños cambios en la confiabilidad de los puntos de carga (índices λ_L y E_L), y por lo tanto, cambios en el costo total para el sistema C_s . Dividiendo la diferencia de costos por $\Delta\lambda_L$, se logra una diferenciación

numérica. Esto puede realizarse para cada componente, lo cual conduce a un análisis de sensibilidad completo.

$$I_L^H = \frac{C_S(\lambda_L + \Delta\lambda_L) - C_S(\lambda_L)}{\Delta\lambda_L}$$

El índice de importancia se expresa como una derivada parcial, con respecto a la frecuencia de fallas del componente. Donde I_L^H , es el índice propuesto de importancia y C_S el costo de la interrupción de sistema, durante el periodo estudiado.

Este proceso resulta en una lista consistente con todos los componentes involucrados y su importancia para el sistema entero. Este índice de importancia es una diferenciación numérica del costo total de interrupción de sistema con relación a la frecuencia de fallas del componente específico. En otras palabras este índice nos dice cómo es el afecto de confiabilidad del componente en el costo total de interrupción. Un valor grande significa que la confiabilidad específica es importante para el sistema y un valor bajo tiene significado opuesto.

$$\Delta C_S = I_L^H \Delta\lambda_L \quad [U\$/año]$$

12.5.- Potencial de Mantenimiento

Multiplicando cada frecuencia de fallas de componentes con su índice de importancia, la contribución de cada componente para el costo total de interrupción puede ser estimada. Esta contribución puede ser interpretada como potencial de mantenimiento. Potencial en el sentido que ésta es la máxima cantidad que se puede ahorrar en el componente específico.

$$C_i \approx I_i^H \lambda_i \quad [U\$/año] \text{ por componente}$$

$$C_T \approx \sum_i C_i \quad [U\$/año]$$

Este resultado complementa el índice de importancia, y usado conjuntamente los componentes más críticos del sistema pueden ser identificados. En este caso crítico se refiere a las posiciones de componentes importantes y los componentes que presentan una contribución alta al costo total de interrupción.

12.6.- Identificación de componentes críticos

Con el índice de importancia presentado de esta forma cabe ordenar los componentes en una lista de priorización. La lista de priorización puede utilizarse para identificar componentes con importancia extrema de confiabilidad, y acciones especiales pueden ser consideradas para estos componentes. Los componentes con un valor alto de confiabilidad probablemente deberían tener mucha atención en términos de mantenimiento y/o podrían ser rediseñados, mientras que los componentes con valores bajos pueden estar siendo sobremantenidos hoy en día.

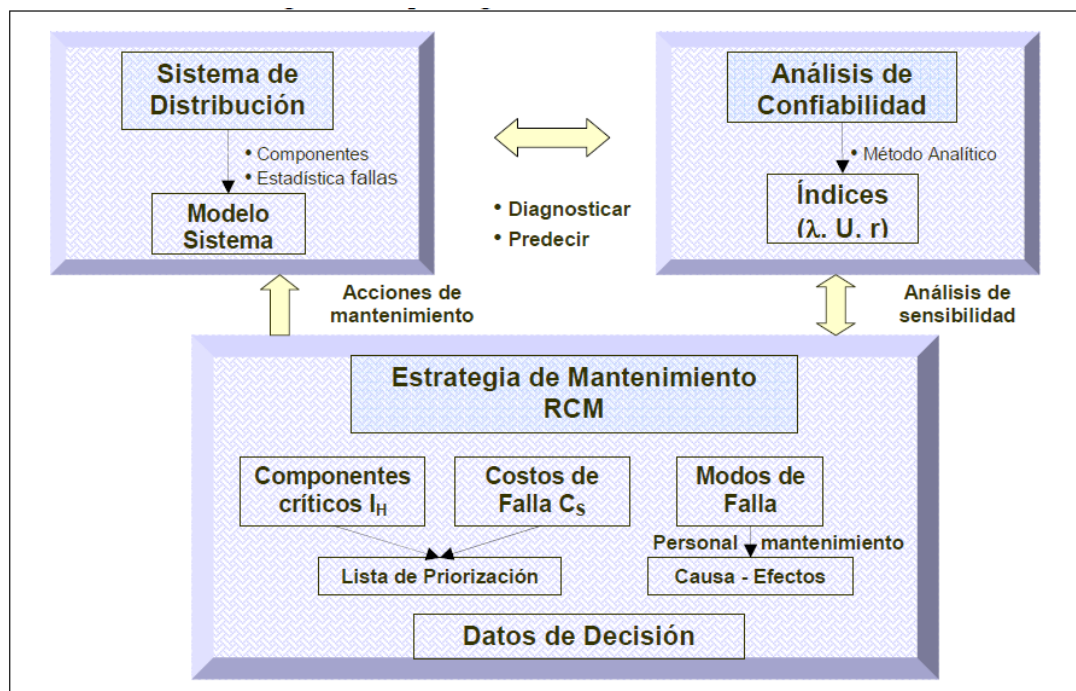
En el caso de líneas aéreas, una lista de priorización provee soporte de decisión para acciones de reemplazo de líneas desnudas por cables protegidos o por líneas subterráneas, y además permite orientar planes de poda estableciendo donde es importante podar en forma intensa (así como donde podar menos intensamente). Por lo tanto, la lista de priorización es una herramienta que puede proveer la respuesta a la pregunta en qué orden las líneas deben ser mantenidas o reemplazadas.

13.- DESARROLLO METODOLÓGICO PARA EL PLAN DE MANTENIMIENTO

13.1.- ESQUEMA GENERAL PARA EL PLAN DE MANTENIMIENTO

13.1.1.- Resumen y Diagrama esquemático

El siguiente diagrama de bloques (figura 13.1) define la forma y la interacción entre los tres módulos que conforman el plan de mantenimiento propuesto.



13.1.2.- Técnicas modernas de mantenimiento

Las técnicas de Análisis de modos de falla y sus efectos (FMEA – Failure Modes and Effects Analysis por sus siglas en ingles) y Mantenimiento centrado en la confiabilidad, además de incrementar la disponibilidad y confiabilidad, contribuyen a lograr metas corporativas de incremento de la eficiencia y eficacia de las acciones operacionales de equipos e instalaciones, incluso desde la fase de diseño.

La implementación de las técnicas FMEA y RCM son perfectamente coherentes y necesarias en el contexto del desarrollo de sistemas de gestión de la calidad bajo las indicaciones de la norma internacional ISO 9001–2000, por cuanto consideran los siguientes aspectos:

- Toma de decisión basada en hechos
- Proceso documentado para el mejoramiento continuo del desempeño
- Evaluación de las acciones correctivas y preventivas implementadas
- Incorporación del diseño como un factor significativo en el éxito del desempeño de un activo.
- Centrado en las necesidad del cliente o usuario (interno y/o externo)

Implantar un proceso RCM, es mucho más que poner en marcha una técnica de mantenimiento optimizado; RCM es un paradigma que considera el diseño, la operación y el mantenimiento completamente integrados para proporcionarle a los usuarios de los activos, la confiabilidad, disponibilidad y costos operacionales optimizados.

Colateralmente RCM provee de un proceso de mejora continua, que asegura el ajuste de las instalaciones a los escenarios operativos que el usuario o propietario del activo requiera.

13.2.- Evolución del concepto de Mantenimiento

Podemos encontrar infinidad de definiciones diferentes para el concepto de mantenimiento según los criterios de cada autor. Intentando homogeneizar diferentes criterios, podemos definir el mantenimiento como ***el conjunto de actividades que se realizan sobre un componente, equipo o sistema para asegurar que continúe desempeñando las funciones que se esperan de él, dentro de su contexto operacional.***

El objetivo fundamental del mantenimiento, por tanto, es preservar la función y la operabilidad, optimizar el rendimiento y aumentar la vida útil de los activos, procurando una inversión óptima de los recursos.

Este enfoque del mantenimiento es resultado de una evolución importante a través del tiempo. John Moubrey (1997) en su libro RCM II distingue entre tres generaciones diferentes de mantenimiento. Cada una de las cuales representa las mejores prácticas utilizadas en una época determinada.

13.2.1.- Primera Generación

La primera generación cubre el período entre 1930 y la Segunda Guerra Mundial. En esta época la industria estaba poco mecanizada y por tanto los tiempos fuera de servicio no eran críticos, lo que llevaba a no dedicar esfuerzos en la prevención de fallos de equipos. Además al ser maquinaria muy simple y normalmente sobredimensionada, los equipos eran muy fiables y fáciles de reparar, por lo que no se hacían revisiones sistemáticas salvo las rutinarias de limpieza y lubricación. El único mantenimiento que se realizaba era el de “Reparar cuando se averíe”, es decir, mantenimiento correctivo.

13.2.2.- Segunda Generación

La Segunda Guerra Mundial provocó un fuerte aumento de la demanda de toda clase de bienes. Este cambio unido al acusado descenso en la oferta de mano de obra que causó la guerra, aceleró el proceso de mecanización de la industria.

Conforme aumentaba la mecanización, la industria comenzaba a depender de manera crítica del buen funcionamiento de la maquinaria. Esta dependencia provocó que el mantenimiento se centrara en buscar formas de prevenir los fallos y por tanto de evitar o reducir los tiempos de parada forzada de las máquinas. Con este nuevo enfoque del mantenimiento, apareció el concepto de mantenimiento preventivo. En la década de los 60, éste consistía fundamentalmente en realizar revisiones periódicas a la maquinaria a intervalos fijos.

Además se comenzaron a implementar sistemas de control y planificación del mantenimiento con el objetivo de controlar el aumento de los costes de mantenimiento y planificar las revisiones a intervalos fijos.

13.2.3.- Tercera Generación

Se inició a mediados de la década de los setenta, cuando se aceleraron los cambios a raíz del avance tecnológico y de las nuevas investigaciones. La mecanización y la automatización siguieron aumentando, se operaba con volúmenes de producción muy elevados, cobraban mucha importancia los tiempos de parada debido a los costos por pérdidas de producción.

Alcanzó mayor complejidad la maquinaria y aumentaba nuestra dependencia de ellas, se exigían productos y servicios de calidad, considerando aspectos de seguridad y medio ambiente y se consolidó el desarrollo del mantenimiento preventivo.

13.2.4.- Nuevas tendencias del mantenimiento. La cuarta Generación.

En los últimos años hemos vivido un crecimiento muy importante de nuevos conceptos de mantenimiento y metodologías aplicadas a la gestión del mantenimiento.

Hasta finales de la década de los 90, los desarrollos alcanzados en la 3ª generación del mantenimiento incluían:

- Herramientas de ayuda a la decisión, como estudios de riesgo, modos de fallo y análisis de causas de fallo.
- Nuevas técnicas de mantenimiento, como el monitoreo de condición
- Equipos de diseño, dando mucha relevancia a la fiabilidad y mantenibilidad.
- Un cambio importante en pensamiento de la organización hacia la participación, el trabajo en equipo y la flexibilidad.

A estos usos, se han ido añadiendo nuevas tendencias, técnicas y filosofías de mantenimiento hasta nuestros días, de tal forma que actualmente podemos hablar de una **cuarta generación** del mantenimiento.

El nuevo enfoque se centra en la eliminación de fallos utilizando técnicas proactivas. Ya no basta con eliminar las consecuencias del fallo, sino que se debe encontrar la causa de ese fallo para eliminarlo y evitar así que se repita.

Asimismo, existe una preocupación creciente en la importancia de la mantenibilidad y fiabilidad de los equipos, de manera que resulta clave tomar en cuenta estos valores desde la fase de diseño del proyecto.

Otro punto importante es la tendencia a implantar sistemas de mejora continua de los planes de mantenimiento preventivo y predictivo, de la organización y ejecución del mantenimiento.

A continuación vamos a ver cómo han evolucionado las expectativas del mantenimiento que John Moubray describía en su tercera generación del mantenimiento:

Disponibilidad y Fiabilidad de los equipos: La disponibilidad y la fiabilidad de una máquina se siguen viendo en nuestros días como buenos indicadores de rendimiento para el mantenimiento. Las expectativas del mantenimiento en estas áreas se han mantenido e incluso aumentado en los últimos 15 años.

Mayor Seguridad: La seguridad sigue siendo una expectativa importante del mantenimiento, particularmente en el sentido de poder operar los equipos con seguridad. Tradicionalmente, la

seguridad se centraba en eventos de alta frecuencia y pequeñas consecuencias. En los últimos años se está ampliando el estudio a eventos que aunque presentan una frecuencia muy baja traen consigo consecuencias muy graves (catástrofes industriales). Existe una creciente percepción de que las metodologías o sistemas de mantenimiento necesarios para evitar estas catástrofes industriales, deben ser diferentes que los usados típicamente para incidentes menos graves y más frecuentes. Para el control de este tipo de eventos se están desarrollando nuevas metodologías de mantenimiento basado en riesgo, sobre las cuales se realizará un amplio estudio en este proyecto.

Respeto del Medio Ambiente: En los últimos años hemos vivido una creciente sensibilización por parte de la opinión pública hacia la protección el medio ambiente, empujando a la creación de más y más fuertes normas y regulaciones medio ambientales. Las industrias deben centrarse en minimizar el impacto medioambiental de sus operaciones y dar una imagen de producción limpia. Para poder alcanzar estas expectativas, el papel del mantenimiento debe ser el de asegurar que los equipos funcionen correctamente conforme a las normas y regulaciones ambientales.

Mayor Calidad del Producto: En un mercado global, asegurar que el producto reúna todas las especificaciones de calidad sigue siendo un punto clave. Para las organizaciones que operan con “commodities”, la calidad del producto es una de las pocas vías de diferenciar su producto respecto a sus competidores. El mantenimiento debe asegurar que el producto fabricado presenta los requisitos de calidad que han sido definidos para ese producto.

Aumento de la vida operativa de los equipos: El ritmo creciente de los cambios tecnológicos y la disminución de los ciclos de vida de los productos han provocado en algunos casos un descenso en la importancia de aumentar la vida operativa de los equipos, al menos en la parte que concierne al mantenimiento. A pesar de ello, evitar la “muerte prematura” de las máquinas sigue siendo un objetivo muy importante del mantenimiento.

Eficiencia de coste: La tercera generación de mantenimiento buscaba la optimización de sus gastos, para con ello colaborar en minimizar los costes totales de la organización. Esto es cierto, sólo en teoría. A pesar de las ventajas que podría tener conseguir mayor eficiencia en los costes del mantenimiento, la realidad ha sido que en muchas industrias- sobre todo en las intensivas en capital- lo que se ha hecho es minimizar la plantilla y conseguir un “mantenimiento esbelto” (Lean Maintenance) dentro de la organización, más que buscar un correcto nivel de gastos en mantenimiento.

A parte de estas características descritas anteriormente, existen otros dos temas importantes dentro del mantenimiento actual cuya importancia ha aumentado de manera muy importante en los últimos años:

- *La Gestión del Riesgo*

- *Los nuevos Patrones de Fallo*

13.3.- Patrones de Fallo

Las nuevas investigaciones están cambiando muchas de las tradicionales creencias sobre la relación existente en una máquina entre el envejecimiento y el fallo. En particular, se ha demostrado que para muchos equipos existe muy poca relación entre el tiempo de operación y la probabilidad de fallo.

El enfoque inicial del mantenimiento suponía que la probabilidad de que una máquina falle aumenta según el tiempo de operación, siendo mayor la probabilidad de fallo en la “vejez” de la máquina (patrón de fallo B en la Figura).

La segunda generación de mantenimiento introdujo el concepto de “mortalidad infantil”. De esta forma la tasa de fallos de una máquina puede ser representada con una curva de bañera, existiendo, por tanto, más probabilidad de fallo durante el principio y el final de su vida útil (patrón de fallo A en la Figura).

Sin embargo, en el mantenimiento actual se ha demostrado que podemos definir seis patrones diferentes de tasa de fallos, según el tipo de máquina que estemos utilizando.

Tener en cuenta el patrón al que se ajusta cada elemento es fundamental si se quiere conseguir una óptima planificación del mantenimiento.

Debemos estar seguros de que el mantenimiento que ha sido planificado es el adecuado, ya que de nada sirve realizar el trabajo planificado de manera correcta, si éste no es el más adecuado.

Nuevos patrones de Tasa de Fallos



Para los patrones de fallo “A”, “B” y “C”, la probabilidad de fallo aumenta con la edad hasta alcanzar un punto en el que es conveniente reemplazar el componente antes de que falle y así reducir su probabilidad de fallo.

En el caso de los componentes que presentan una probabilidad de fallo del “modelo E”, reemplazar el componente no mejorará en ningún caso su confiabilidad, ya que el nuevo elemento tendrá la misma probabilidad de fallo que el antiguo.

Si el patrón de fallo al que se ajusta el componente es el “F”, reemplazar el elemento a intervalos fijos por un componente nuevo, no sólo no mejorará la fiabilidad, sino que aumentará la probabilidad de fallo, ya que en la “infancia” presenta más mortalidad que en la vejez.

En el gráfico se observa que más del 50% de los componentes presentan fallos en la “infancia”. Esto quiere decir que cada vez que se repara o reemplaza un equipo, las posibilidades de fallo prematuro debido a esa operación de mantenimiento son muy elevadas.

Alguna de las posibles explicaciones que se pueden dar a este hecho, son:

- *Errores humanos.* La tarea de reemplazo o reparación no se completa de manera adecuada por falta de experiencia o conocimiento del personal de mantenimiento
- *Errores del sistema.* El equipo se vuelve a poner en servicio tras haberle realizado una operación de mantenimiento de alto riesgo y no haber revisado dicha operación.
- *Errores de diseño.* La capacidad de diseño del componente está demasiado cerca del rendimiento que se espera de él, por lo que las piezas de menos calidad pueden fallar cuando se le exige dicho rendimiento.
- *Errores de piezas.* Se suministran piezas incorrectas o de baja calidad.

Por lo visto anteriormente, está claro que el mantenimiento actual debe centrarse en reducir las operaciones de mantenimiento provocadas por fallos que se ajustan al “modelo F”. Es decir, fallos ocurridos en la “infancia” de los equipos. Para los elementos que ajusten su tasa de fallos a este patrón “F”, un mantenimiento planificado a intervalos fijos aumentará las posibilidades de fallo, ya que el equipo nuevo presentará más probabilidad de fallo que el antiguo. Por ese motivo existe una tendencia generalizada a “mantener lo mínimo posible”, debido a que cualquier operación de mantenimiento realizada puede aumentar la probabilidad de fallo.

Otra posibilidad, es centrarse en reducir de manera global las probabilidades de fallo sobre todos los modelos. La forma de realizar esto, es mediante la utilización de un Mantenimiento Proactivo, es decir buscar la forma de eliminar los fallos, más que eliminar sus consecuencias.

Para eliminar los fallos, hay que eliminar sus causas, lo que implica conocerlas. Existen herramientas como el Análisis Causa-Raíz que ayudan a identificar y eliminar las causas de los fallos, aunque en muchas ocasiones se utiliza como una herramienta reactiva más que proactiva.

La eliminación proactiva de las causas de fallo implica la utilización de metodologías y herramientas que proporcionen:

- Asegurar que los equipos utilizados han sido adecuadamente diseñados para la operación requerida y que a la hora de su adquisición se han tenido en cuenta su mantenibilidad, y coste de ciclo de vida, más que minimizar la inversión. Esto requiere una interacción importante entre los ingenieros y el personal de mantenimiento.
- Asegurar que los equipos están operando dentro de sus condiciones de diseño. Esto requiere un aumento en la disciplina del personal de producción a la hora de ajustarse a los estándares, documentos y procedimientos de operación.
- Asegurar un correcto funcionamiento de la gestión de los repuestos e inventarios.
- Asegurar que los procesos de reparación funcionan correctamente, de tal forma que se asegure que los equipos son reparados correctamente a la primera. Esto requiere un alto grado de atención en los detalles y una mayor disciplina en la organización.

A modo de resumen, en las siguientes gráficas se presenta como han ido evolucionando las expectativas y técnicas del mantenimiento durante el último siglo.

Como hemos visto, el concepto de mantenimiento ha evolucionado en el tiempo de manera similar al de calidad, hasta llegar a lo que conocemos y aplicamos en la actualidad.

Tanto el concepto del mantenimiento actual como el concepto de Calidad Total contemplan el aspecto positivo de mejora, de reducción de costes y mejora de competitividad, mediante la eliminación de todo lo que no añade valor como son las consecuencias indeseables de los fallos, el exceso de stocks, las ineficiencias organizativas, la falta de conocimiento, etc.

Los problemas se contemplan ahora como una oportunidad de mejorar y no como un sumidero de gastos. Si existe un problema, la autentica mejora se produce cuando se elimina de forma definitiva, de manera que nunca más vuelvan a ocurrir sus efectos indeseables. La mentalidad es fomentar el descubrimiento de los problemas, pues sólo cuando hay discrepancias con lo que deseamos, existen oportunidades de mejorar.

El enfoque que da la cuarta generación del mantenimiento se centra en la eliminación de los fallos por encima de su prevención y predicción. Esto es, una visión proactiva, más que reactiva.

El conformismo es ahora el enemigo, pues nunca se estará lo suficientemente bien cuando existe alguna posibilidad de mejorar. Esa dinámica de mejora continua en pos de la meta utópica de la perfección absoluta es el motor que impulsa los esfuerzos de las personas por alcanzar el óptimo para la empresa.

Finalmente, los costes generados por mantenimiento han continuado aumentando de manera continua en los últimos años, tanto en términos absolutos como en proporción con el gasto total. De tal forma, que actualmente, en algunas industrias se ha convertido en el segundo o incluso en el coste más importante de operación. En sólo treinta años el mantenimiento ha pasado de no contar prácticamente nada, a ser un gasto prioritario en el control de la producción. Además la creciente competitividad, hace que las plantas necesiten disponer de gran flexibilidad y cortos tiempos de respuesta. Por ello en este entorno el mantenimiento juega un papel aún más importante.

14.- Algoritmo general aplicado a sistemas eléctricos de distribución

Un algoritmo de mantenimiento puede ser formulado basado en la comprensión de los conceptos RCM y al estudio de experiencias adquiridas en aplicaciones simples de RCM. Este esquema identifica el rol central de definir la relación entre el comportamiento de los componentes y la confiabilidad del sistema, hecha a través de la evaluación de las causas de falla.

La Tabla 14.1 presenta el esquema RCM propuesto, que incluye los procedimientos principales para desarrollar el plan de Mantenimiento, y consecuentemente es también una de las conclusiones en el proceso de desarrollo de conformidad con el tema de esta memoria.

Esquema general RCM – Tabla 14.1

Paso	Procedimiento	Nivel	Datos requeridos	Resultado
1	Análisis de Confiabilidad	Sistema	Datos de componentes	Índices de Confiabilidad
2	Análisis de Sensibilidad	Sistema	Datos de componentes	Componentes críticos
3	Análisis de componentes críticos	Componentes	Modos de falla	Componentes críticos sujetos a mantención
4	Análisis de modos de falla	Componentes	Modos de falla y causas	Frecuencia de mantenimiento
5	Estimación de tasa de fallas de componentes	Componentes	Frecuencia de mantención	Tasa de fallas en componentes
6	Análisis de Sensibilidad	Sistema	Frecuencia de mantención	Relación entre índices y mantenimiento preventivo
7	Análisis de costo beneficio	Sistema	Costos	Plan RCM

La Tabla 14.1 también identifica los siguientes asuntos: (i) El orden lógico de los diferentes procedimientos requeridos, (ii) la necesidad de interacción entre el sistema y los niveles de componentes, y (iii) una indicación de los diferentes datos de entrada necesarios.

El procedimiento global para desarrollar el esquema de mantenimiento RCM queda definido con las siguientes tres etapas:

- Etapa 1: Análisis de confiabilidad (análisis al nivel de sistema): Definir el sistema y evaluar componentes críticos para la confiabilidad del sistema (Pasos 1 y 2)
- Etapa 2: Evaluación del Mantenimiento Preventivo y comportamiento de componentes (análisis al nivel de componente): Analizar los componentes en detalle con el soporte de datos de entrada necesarios, definir una relación cuantitativa entre la confiabilidad y las medidas de Mantenimiento Preventivo (Pasos 3 al 5).
- Etapa 3: Confiabilidad del Sistema y el análisis de costo/beneficio (análisis al nivel de sistema): El efecto del Mantenimiento Preventivo en componentes es analizado con relación a la confiabilidad del sistema y beneficios en el costo para las diferentes estrategias de Mantenimiento Preventivo (los Pasos 6 y 7).

15.- Datos requeridos para el análisis RCM

Los datos de entrada requeridos para lograr un análisis RCM son extensos. Por eso una parte central de análisis está enfocado en cómo recolectar, seleccionar y definir estos datos.

En el nivel de sistema, los siguientes datos son requeridos:

- Descripción detallada del sistema,
- Esquema y diagrama unilineal del sistema (Topología),
- El Mantenimiento Preventivo y los programas de control, y
- Los compromisos o los requisitos para los programas existentes.

En el nivel de componentes, los siguientes datos son requeridos:

- Lista de componentes
- Datos de componentes, y su historia de fallas y de mantenimiento

Para el análisis de costo /beneficio, los siguientes datos son necesarios:

- El costo de inversión para mejorar la confiabilidad y el costo de interrupción por falla,
- El costo de emprender mantenimiento: fuerza de trabajo, materiales, equipos etcétera, y
- El costo de no realizar mantenimiento consistente en costos de interrupción para la empresa y para los clientes.

En el nivel de sistema, es necesario comprender los procedimientos globales involucrados en la planificación de mantenimiento. Adicionalmente, es fundamental un acercamiento y diálogo con el personal técnico y de terreno de la empresa distribuidora para conocer la relación entre el mantenimiento y la confiabilidad del sistema.

En el nivel de componentes, los siguientes asuntos necesitan discutirse:

- Los modos de falla de componentes y su ordenación por rango,
- ¿Cuáles modos pueden ser afectados por mantenimiento?
- Las relaciones entre las fallas y las duraciones, y
- Si el mantenimiento puede influir de manera constante la frecuencia de fallas o decrecer.

16.- ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y POTENCIAL DE MANTENIMIENTO

El método define un índice de importancia para cada componente en la red, y luego basado en la contribución sobre el costo total de interrupción se define el potencial de mantenimiento. Este método, llamado método del índice de importancia, puede ser aplicado a la estructura general del sistema de distribución.

En la Figura 16.1 se presenta la lógica para el método del índice de Importancia propuesto. Como primer paso los datos necesarios que deben ser considerados incluyen; La estructura de la red, los tiempos de reparación y frecuencias de fallas de componentes, y los costos de interrupción en el nivel del cliente. Los datos recopilados se usan para efectuar un análisis de confiabilidad, obtener interrupciones esperadas (número y duración) para el punto de carga (nodo del cliente). Después de realizar el análisis de confiabilidad las interrupciones esperadas son interpretadas como costos.

El paso siguiente al cálculo del índice de importancia involucra un análisis de sensibilidad, lo cual es realizado con relación a la frecuencia de fallas de componentes.

Con los índices resultantes de importancia para cada componente en la red, se crea una lista de priorización. Además, del índice de importancia y datos de entrada cabe computar la contribución de cada componente para el costo total de interrupción (potencial de mantenimiento). La lista de priorización combinada con la contribución de costo del componente provee una base para decisiones de administración de las instalaciones en un sistema de distribución.

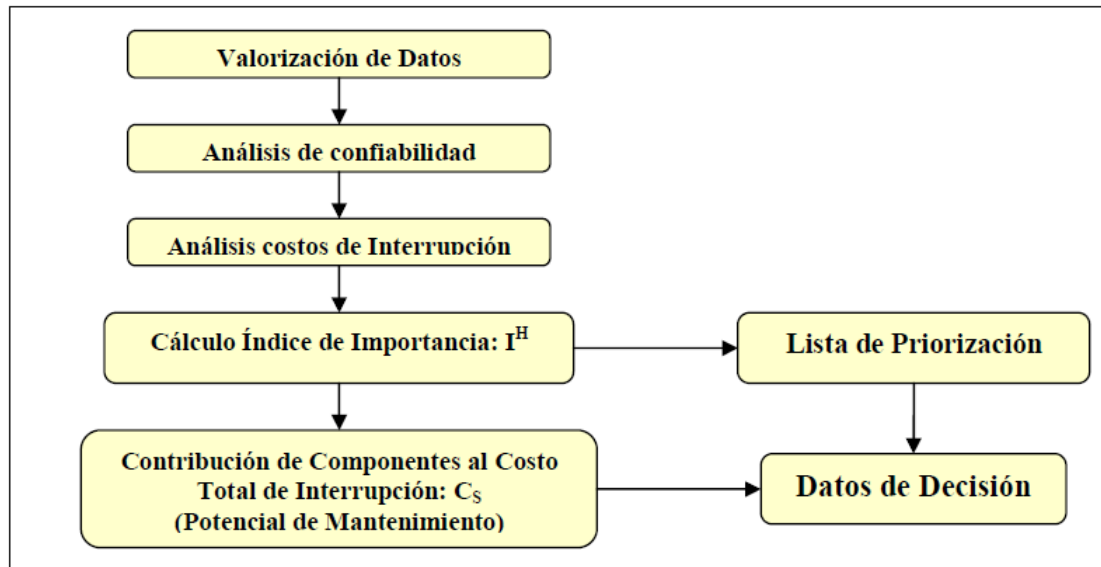


Figura 16.1.- Lógica propuesta

17.- APLICACIONES

17.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los resultados de aplicar el método de análisis propuesto en un alimentador de distribución urbana y rural, ubicado en la localidad de Chiloé perteneciente a la empresa distribuidora SAESA: tramos con cables de aluminio protegido. Este análisis enfoca la atención en relacionar confiabilidad del sistema con el mantenimiento preventivo (PM) de los componentes incluidos como cables protegidos y líneas desnudas.

17.2.- SISTEMA URBANO/RURAL CHILOE DE SAESA

La red aérea de Chiloé es un sistema de distribución de 15 KV en media tensión localizado aproximadamente a 150 Km al sur de Osorno, y forma parte del sistema aéreo de distribución de SAESA. La red entrega suministro eléctrico a 40.000 clientes en 938 puntos de carga. El sistema de distribución Chiloé es alimentado por dos transformadores de 30 MVA 66/15 KV. El sistema consta de siete circuitos alimentados en forma radial desde la subestación primaria de Chiloé. La red incluye desconectadores manuales y automáticos.

17.3.- DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBAS

Los datos requeridos para el análisis fueron proporcionados por la empresa distribuidora y corresponden a registros históricos de fallas, número de clientes y potencias por alimentador. La

topología de la red fue modelada con datos georreferenciados de las instalaciones. Los datos de salida están presentados en forma de índices de confiabilidad para los distintos nodos de los clientes.

17.3.1.- Datos Estadísticos de fallas

Para el estudio aplicativo el modelo de red corresponde al presentado en la figura 17.1, este modelo incluye 9 componentes (tramos). En la red cada componente tiene una tasa de fallas y tiempo de reparación específica según se muestra en la tabla 17.1.

Los elementos de protección y maniobra se han considerado plenamente confiables, por esa razón se indican solamente los datos referentes a los tramos.

En la tabla se puede observar que a cada tramos de alimentador se asocia la potencia (KVA) instalada y cantidad de usuarios, los cuales se verán afectados al momento de ocurrida una falla.

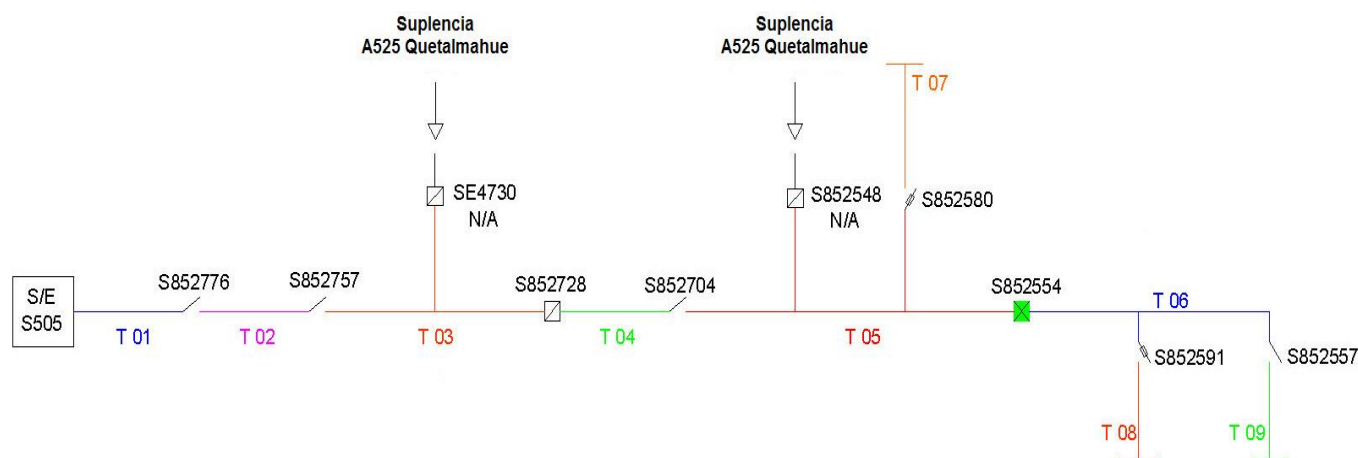


Figura 17.1.- Diagrama Unilineal de la red

Datos de entrada para el análisis de confiabilidad. Tabla 17.1.

PARAMETROS PARA EL CALCULO DE INDICES DE CONFIABILIDAD							
TRAMO	FALLAS	LONGITUD	Tc	TI	Tm+Tr+Tn	POTENCIA	CLIENTES
	1/(Km*año)	Km	min	min	min	KVA	
T01	76,6666667	0,3	0	145,14	121,4385	300	8
T02	20	1,9	0	112,24	137,7759	120	56
T03	67,5	0,6	0	145,59	121,3997	320	166
T04	46,6666667	0,9	0	148,26	121,7747	675	336
T05	140	0,3	0	192,72	67,62451	500	49
T06	50,5555556	0,9	0	78,27	83,34132	400	312
T07	25,4166667	2,4	0	152,32	120,5688	665	1108
T08	210	0,25	0	150,36	121,0052	125	272
T09	308,823529	0,17	0	152,90	121,6782	45	108

17.4.- Análisis de Confiabilidad

El resultado de la evaluación de los índices de confiabilidad para cada tramo modelado se muestra en la tabla siguiente (Tabla 17.2). La tabla incluye además el resultado de los índices de importancia y potencial de mantenimiento utilizados más adelante para identificar los componentes críticos del sistema.

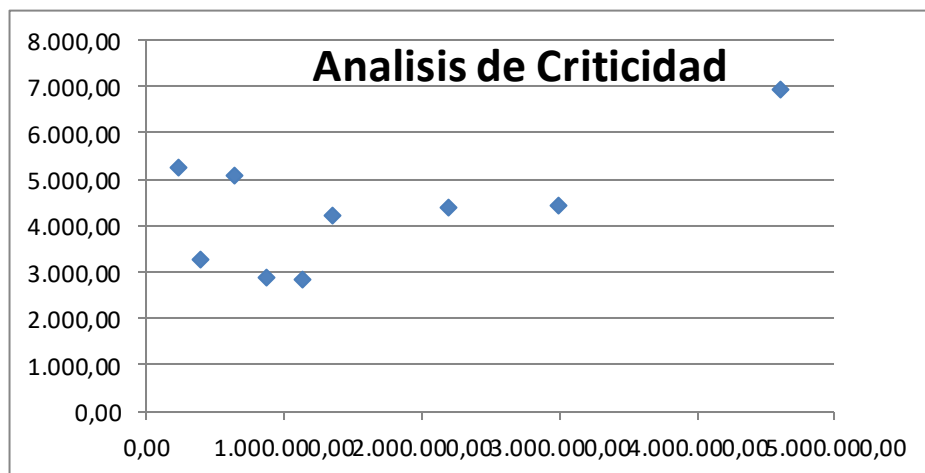
TRAMO	N° CLIENTES	KVA INST.	λ (fa/año)	r (hrs)	U (hrs/año)	Índice de importancia	Potencial de mantenimiento
T07	1108	665	61,00	4,53	1516,38	6.926,98	4.606.443,46
T09	108	45	52,50	4,56	1138,02	5.236,82	235.657,03
T08	272	125	52,50	4,50	1113,19	5.063,15	632.893,68
T06	312	400	45,50	2,69	1035,52	2.834,67	1.133.867,75
T05	49	500	42,00	4,34	1001,13	4.386,01	2.193.003,36
T04	336	675	42,00	4,48	977,90	4.419,97	2.983.481,93
T03	166	320	40,50	4,43	942,43	4.213,10	1.348.191,08
T02	56	120	38,00	4,14	772,50	3.238,46	388.614,79
T01	8	300	23,00	4,42	648,65	2.890,45	867.134,00

Tabla 17.2.- Indices para cada tramo (Indices x 10)

Los índices de confiabilidad obtenidos, muestran que mientras más alejados estén los puntos de carga, mayor es la probabilidad de fallas, incluso el tiempo de transferencia y reparación lo cual afecta y hace que la indisponibilidad del sistema se incremente.

17.5.- Identificación de Componentes Críticos

TRAMO	Índice de importancia	Potencial de mantenimiento
T07	6.926,98	4.606.443,46
T09	5.236,82	235.657,03
T08	5.063,15	632.893,68
T06	2.834,67	1.133.867,75
T05	4.386,01	2.193.003,36
T04	4.419,97	2.983.481,93
T03	4.213,10	1.348.191,08
T02	3.238,46	388.614,79
T01	2.890,45	867.134,00



Con el índice de importancia y potencial de mantenimiento presentado en la tabla anterior, cabe ordenar los componentes con relación a su importancia en la confiabilidad del sistema según se muestra en la tabla siguiente (Tabla 17.3) configurando la llamada lista de priorización. La lista de priorización es utilizada para identificar componentes con importancia extrema para la red y donde acciones especiales pueden ser consideradas para estos componentes. Los componentes con un valor alto de estos índices deben tener mucha atención en términos de mantenimiento o deben ser rediseñados, mientras que los componentes con valores bajos están sujetos a revisión en el sentido que pueden estar siendo sobremantenidos lo que indicaría una mala distribución de los recursos de mantenimiento.

La representación gráfica mostrada, con mantenimiento potencial en el eje “x” e índice de importancia en el eje “y” entrega una visión general sobre el valor de los componentes para el sistema. Los componentes ubicados en la esquina superior derecha son los que causan las interrupciones más importantes y donde los cambios en la confiabilidad tienen consecuencias importantes para el costo total. Los componentes localizados en la esquina inferior izquierda son relativamente poco importantes para el sistema. En la esquina superior izquierda, se encuentran los componentes con alta confiabilidad y baja contribución al costo de falla, si estos componentes obtienen una confiabilidad disminuida (aumento en la frecuencia de fallas) comenzarán a generar un alto costo para el sistema. En la esquina inferior derecha deberían estar los componentes que representan un costo alto en términos de interrupción y tienen una confiabilidad baja.

Para el caso bajo estudio, un sistema con predominio de líneas aéreas, una lista de priorización como la anterior provee soporte de decisión para acciones de mantenimiento como reemplazo de tramos de línea o para organizar planes de poda. Por lo tanto, la lista de priorización es una herramienta que entrega una respuesta a la pregunta de en qué orden las líneas aéreas deben ser reemplazadas o podadas.

El paso siguiente en el análisis propuesto por el plan de mantenimiento es considerar las causas y modos de falla dominantes para dirigir en forma selectiva que acciones de mantenimiento son las más adecuadas para los componentes críticos del sistema identificados anteriormente.

17.6.- Análisis de causas y modos de fallas

Como se discutía previamente, una forma de reducir la indisponibilidad de suministro es disminuyendo la frecuencia de interrupciones, esto a su vez se puede lograr enfocando la atención en las causas de falla. Una forma de ganar comprensión en la relación entre el mantenimiento y la confiabilidad es analizando estas causas. Esto sin embargo requiere conocimiento acerca del

comportamiento de componentes por medio de estadísticas, reuniones con personal técnico y de las cuadrillas de emergencia, además de visitas a terreno.

Para el sistema en estudio, las estadísticas de falla desde el punto de vista de su causa arrojan los siguientes resultados que se resumen y muestran en la tabla 17.4

CAUSA DE FALLA	FRECUENCIA	%
Aco fuera norma (baja altura)	2	1,46%
Acto temerari (suicid/intento)	2	1,46%
Aves	6	4,38%
Cable comunicaciones baja h	1	0,73%
Choque de vehículo a poste	7	5,11%
Choque de vehículo a tirante	3	2,19%
Cli efectúa poda propia indebi	1	0,73%
Cli no efec poda prop o no per	2	1,46%
Crecimiento demanda del sector	1	0,73%
Daño direc red x ejec de poda	1	0,73%
Descarga eléctrica (Rayo)	4	2,92%
Envejecimiento de materiales	11	8,03%
Falla en artefacto eléctrico	6	4,38%
Falta de mantenimiento	8	5,84%
Incorporación nuevos clientes	1	0,73%
Intempestivas de Transmisión	1	0,73%
Obj. alambre o cadena lanzada	3	2,19%
Obra nueva o modificación inge	12	8,76%
Operación imprevista de equipo	10	7,30%
Pelotazos	7	5,11%
Programadas Transmisión	1	0,73%
Sec sin pod o mal pod x Conces	2	1,46%
Temporal o viento fuerte	45	32,85%
total	137	100,00%

Además, se supone que estas causas de falla pueden ser afectadas o eliminadas por actividades de mantenimiento preventivo. Las fallas correspondientes pueden ser eliminadas y los índices de confiabilidad influenciados consecuentemente. En el esquema presentado, el supuesto básico considera que una acción de mantenimiento da como resultado una reducción porcentual en las causas de falla de los componentes.

La tabla 17.4 muestra que las causas de fallas que tienen un afecto predominante sobre la confiabilidad del sistema son envejecimiento de materiales, obras nuevas y temporales.

Considerando que el mantenimiento puede ser realizado, y que el efecto de las fallas causadas por temporales y envejecimiento y desgaste y obras nuevas es eliminado, según la hipótesis planteada, se puede esperar que las fallas serán disminuidas en $(32,85\% + 8,03\% + 8,76\% = 49,64\%)$. Por consiguiente, la frecuencia de fallas correspondiente sería disminuida por la misma cantidad.

Un aspecto importante a considerar luego del análisis de las causas de falla con personal de terreno y visitas de inspección a las redes bajo estudio, es que el 90% de los puntos críticos del sistema corresponde a líneas aéreas desnudas lo que es concordante con que la causa de falla dominante sean los temporales. Por otro lado, los tramos de red con tecnología space-cap y cables protegidos presentan buenos índices de confiabilidad, muy superiores a los presentados en líneas desnudas (aproximadamente 50%). Este hecho entrega información relevante sobre el comportamiento del sistema y permite concluir que una buena medida de mantenimiento preventivo para mejorar la confiabilidad del sistema sería realizar un reemplazo masivo de líneas aéreas desnudas por cables de aluminio protegido.

Otra observación importante a la luz del análisis con personal de terreno es que existen otros factores que podrían contribuir a la importancia y criticidad de los componentes y que dadas las hipótesis del estudio no estarían siendo consideradas en los resultados. Un ejemplo es el estado de postes de madera y otros elementos que forman parte de las redes de distribución, una razón principal para renovar podría ser la condición de deterioro de dichos elementos. Los componentes en una condición mala tienen probabilidad de ser priorizados dado que son más propensos a tener fallas que un componente común. La razón por qué el método presentado no identifica estos componentes “críticos” es la suposición de una frecuencia de fallas común (por Km.) para las líneas aéreas. Sin embargo, la condición de componentes específicos podría ser incluida en el cálculo de mantenimiento potencial por estadísticas más detalladas de las frecuencias de falla.

18.- ACCIONES DE MANTENIMIENTO Y REVISIÓN METODOLÓGICA

18.1.- Acciones de mantenimiento propuestas

Como se planteó anteriormente, una forma para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución estudiado sería reemplazando masivamente líneas aéreas desnudas por cables protegidos de aluminio o por líneas subterráneas. Ésta es sin embargo una solución cara. Por consiguiente, es interesante estudiar cuantitativamente lo que significan estas soluciones y cuál sería el beneficio en la confiabilidad del sistema.

El análisis económico enfoca la atención en el reemplazo de líneas aéreas desnudas con cables de aluminio protegido, aplicado sobre aquellos componentes identificados como críticos para el

sistema. En este sentido, la tabla 18.1 muestra la acción propuesta y el costo asociado a dicha medida. El costo unitario por kilómetro de línea se calcula en \$14.000.000 y considera el valor de materiales y mano de obra asociada.

Costo de reemplazo líneas aéreas. Tabla 18.1

Tramo	Indice de importancia [\$/falla]	Potencial de mantenimiento [\$/año]	Longitud del tramo [km]	Costo de reemplazo
T07	297.988	16.177.277	2,4	\$ 36.000.000
T09	249.080	12.076.700	0,17	\$ 2.550.000
T08	1.730.794	90.866.692	0,25	\$ 3.750.000
T06	7.349.682	334.48.549	0,9	\$ 12.500.000
T05	829.343	34.832.404	0,3	\$ 4.500.000
T04	4.047.032	169.975.333	0,9	\$ 12.500.000
T03	23.861.946	966.408.827	0,6	\$ 9.000.000
T02	1.107.497	42.084.868	1,9	\$ 28.500.000
T01	173.697	3.995.032	0,3	\$ 4.500.000

Los resultados indican un alto costo frente a un reemplazo masivo de líneas, por lo que una asignación de recursos más selectiva es recomendable.

18.2.- ANALISIS DEL RETORNO SOBRE LA INVERSION EN MANTENIMIENTO

Teniendo los costos y el potencial de mantenimiento, resulta beneficioso obtener un indicador que nos otorgue una visión acerca de lo conveniente que sería realizar las inversiones correspondientes en mantenimiento.

Este indicador es la ya conocida TIR, que, tomando en cuenta los flujos mensuales de inversión y costos, nos otorga una clara visión acerca de lo provechoso que resulta ser implementar el mantenimiento

	T07	T02	T01	T09	T05	T08	T04	T06	T03
INVERSION	\$ 9,088	\$ 21,042	\$ 1,997	\$ 6,538	\$ 12,415	\$ 45,433	\$ 84,987	\$ 167,205	\$ 483,204
COSTO	\$ 36	\$ 28,5	\$ 4,5	\$ 2,55	\$ 4,5	\$ 3,75	\$ 12,5	\$ 12,5	\$ 9
FLUJO	-\$ 26,911	-\$ 7,457	-\$ 2,502	\$ 3,988	\$ 12,915	\$ 41,683	\$ 71,487	\$ 153,705	\$ 474,204
	TIR (millones de pesos) 42,23%								

19.- CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

- Se han desarrollado métodos y técnicas básicas para soportar estrategias de Mantenimiento Preventivo en Sistemas Eléctricos de Distribución. La metodología propuesta entrega soporte de decisión para evaluar y programar actividades de Mantenimiento usando criterios de confiabilidad del sistema.
- El esquema propuesto para el plan de mantenimiento presenta y describe de forma resumida el orden lógico de los diversos procedimientos requeridos, la necesidad para la interacción entre el sistema y niveles de componentes, y una indicación de los tipos diversos de datos de entrada necesarios.
- Mediante un estudio de prueba, se comprobó la aplicabilidad del método a sistemas reales de distribución. Sin embargo es fundamental disponer de buenos datos estadísticos para la exactitud del análisis.
- Es importante complementar el análisis teórico con la experiencia del personal técnico y de terreno para establecer las causas y modos de falla dominantes. Los resultados del Sistema de prueba (un sistema rural) muestran que las líneas aéreas desnudas son un componente crítico en ese sistema, y que la causa dominante de fallas son los árboles, y envejecimiento y desgaste de material.
- Para un sistema con predominio de líneas aéreas, el método se traduce una lista de priorización que provee soporte de decisión para acciones de mantenimiento como reemplazo de tramos de línea o para organizar planes de poda. Por lo tanto, la lista de priorización es una herramienta que entrega una respuesta a la pregunta de en que orden las líneas aéreas deben ser mantenidas.
- El estudio de aplicación del método RCM señala que el efecto del Mantenimiento Preventivo en la confiabilidad del sistema es significativo cuando el mantenimiento y las medidas son canalizados de manera correcta apuntando a los componentes críticos del sistema. Además, se observa que es conveniente desde el punto de vista económico, otorgando una TIR de 42% lo que entrega una seguridad a la inversión.

20.- BIBLIOGRAFIA

- [1] R. Billinton, P. Wang, Network-equivalent approach to distribution system reliability evaluation, vol. 145, no. 2, pp. 149–153, 1998
- [2] Vatn, J., Hokstad, (1996). An overall model for maintenance optimization.
- [3] Li, F. and Brown, R. E., 2004. A Cost-Effective Approach of Prioritizing Distribution Maintenance Based on System Reliability. IEEE vol 17.
- [4] Billinton R. and Fotuhi-Firuzabad M. and Beetling, L., “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1996-1999”, IEEE, vol. 16, no 4, November 2001.
- [5] R. Billinton and R. Allan; “Reliability evaluation of power systems”, Perseus Publ., New York, 1997.
- [6] Evaluación de la confiabilidad en el marco reestructurado de los sistemas eléctricos competitivos- Juan Pablo Diaz Vera – Memoria para optar al grado de Ingeniero Civil de Industrias
- [7] CNE; “Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Explotación de Servicios Eléctricos y de Concesiones”, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, 1998.
- [8] DORC; “Decreto Fuerza de Ley N° 1”, Diario Oficial, Santiago, Chile, 1982.
- [9] DORC; “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”, Diario Oficial, Santiago, Chile, 1998.
- [10] DORC; “Ley 19613”, Diario Oficial de Chile, Santiago, Chile, 1999.
- [11] Billinton, R.; Goel, L., Overall adequacy assessment of an electric power system, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Volume 139, Issue 1, Page(s):57 – 63, Jan. 1992.
- [12] R. Billinton and K. E. Bollinger; “Transmission system reliability evaluation using Markov processes”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, N° 2, pp. 538-547, Feb. 1968.
- [13] R. Billinton and M. S. Grover; “Qualitative evaluation of permanent outages in distribution systems”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, N° 3, pp. 733-741, May/June 1975.
- [14] J. Endrenyi; “Reliability Modelling in Electrical Power Systems”, Wiley, New York, 1978.
- [15] R. Billinton; “Applied reliability assessment in electrical power systems”, IEEE Press, New York, 1991.
- [17] Rausand, M. (1998). ”Reliability centered maintenance” Trans. Reliability Engineering and Safety, vol 60. [18] R. N. Allan, R Billinton, A. M. Breipohl, S. H. Lee, Bibliography on the

application of probability methods in power system reliability evaluation, IEEE Trans. Power System, vol.PAS-103,pp. 275–282, 1984.

[19] Dekker, R. (1997). On the impact of optimization models in maintenance decision making: A state of the art. Report 9730/a Erasmus University Rotterdam.

[20] Fouathia, O., Maun, J. Labeau, P. and Wiot, D. 2004. Stochastic approach using Petri nets for maintenance optimization in Belgian power systems. Proc. Probability Methods Applied to Power Systems 2004, Ames, Iowa.

[21] Levitin, G., Lisianski A., Ben Haim, H. and Elmakis, D. 2000. Genetic algorithm and universal generating function techniques for solving problems of power system reliability optimization. The international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies 2000, London.

[22] R. Billinton and R. N. Allan, Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques. 2nd Ed., New York: Plenum, 1992.

[23] R. Billinton, R.N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems. New York: Plenum, 1984.

[24] Li, F. and Brown, R. E., 2004. A Cost-Effective Approach of Prioritizing Distribution Maintenance Based on System Reliability. IEEE Trans. Power Delivery, vol 17.

[26] Moubray, J. (1991). "Reliability-centred maintenance (RCM II)", Butterworth-Heinemann Ltd, London, ISBN: 0-7506-0230-9.

[27] Billinton, R., 2001. Methods to consider customer interruption costs in power system analysis. Report 191, Task Force 38.06.01. Cigré.

[28] Rausand, M. and Hoyland, A. (2004) "System Reliability Theory", 2nd ed., John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, USA, ISBN: 0-471-47133-X.

[29] R.E. Brown, S. Gupta, R.D. Christie, S.S. Venkata y R. Fletcher, "Automated Primary Distribution System Design: Reliability and Cost Optimization", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, Abr. 1997, pp. 1017-1022.

[30] J. P. Díaz Vera, Tesis: "Evaluación de confiabilidad en el marco reestructurado de los sistemas eléctricos competitivos", Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

[31] S. Urbiztondo, "La regulación de la calidad en el servicio eléctrico: una evaluación en base a principios teóricos y la experiencia internacional"
http://www.aaep.org.ar/espa/anales/pdf_00/urbiztondo.pdf

[32] West Virginia University, Electric Industry Restructuring Research Group, "Electric Industry Restructuring: Opportunities and Risks for West Virginia"
<http://www.nrcce.wvu.edu/special/electricity/elecpaper2.htm>

- [33] A.M. Seha, S.B. Corneli y T.E. Bailey, "The Electricity Deregulation Experience".
http://www.ag.state.mn.us/consumer/pdf/news/elec_dereg_81100.pdf
- [34] R. Raineri, H. Rudnick, "The regulation and Competition: The Electric Industry in Chile".
 Capítulo 7: "Analysis of Service Quality Standards for Distribution Firms", pp. 259-294. :
<http://www2.ing.puc.cl/power/publications/deregulation.htm>
- [35] J. Gates, R. Billinton y G. Wacker, "Electric Service Reliability Worth Evaluation for Government, Institutions and Office Buildings", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, Feb. 1999, pp. 43-50.
- [36] Cigré Working Group 12.08. Life Management of Circuit-Breakers, 2000. Working Group 12.08 Report 165.
- [37] Working Group 23.01 "Substation Concepts". Questionnaire concerning aspect on planning, design, operation and maintenance of the future substation - executive summary. LECTRA, No. 191(1), August 2000.
- [38] M Shahidehpour and M. Marwali. Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems. Kluwer Academic Publisher, Boston,US, 2000. ISBN 0-7923-7872-5.
- [39] L. Bertling. RCM-studie Birka Mit och KTH - Technical Report A-EES-0104, Department of Electrical Engineering, KTH, 2001 Swedish. English title: "RCM-study Birka Nt and KTH - A study of causes of failures based on statistics and practice" pp 64.
- [40] J. Densley. Ageing Mechanisms and Diagnostics for Power Cables. An overview. IEEE Electrical Insulation Magazine, 17(1), January/February 2001.
- [41] F. Nowlan and H. F. Heap. Reliability Centered Maintenance. Technical report, National Technical Information Service, U. S. Department of Commerce, Springfield, Virginia, 1978.
- [42] A. M. Smith. Reliability Centered Maintenance. McGraw-Hill, U.S., 1993.
- [43] J. Moubray. Reliability Centered Maintenance. Butterworth-Heinemann, Oxford, 1991. Reprint 1995.
- [44] J.I. Ansell and M.J. Phillips. Practical Methods for Reliability Data Analysis. Oxford University Press, New York, 1993. ISBN 019853664.
- [45] TODD, Z.G. "A probability method for transmission and distribution outage calculations". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-83, 1964, pp. 695 - 701.
- [46] GAVER, D.P., MONTMEAT, F.E., PATTON, A.D. "Power system reliability calculations - measures of reliability and methods of calculations". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-83, 1964, pp. 727 - 737.

[47] Moubray, Pág. 18, 1997

[48] Anders, G. (1990). "Probability concepts in electric power systems", John Wiley & Sons, USA, ISBN: 0-471-50229-4.