



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

**“DISEÑO DE UN SISTEMA DE MANTENIMIENTO CENTRADO  
EN LA CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN  
69KV”**

**INFORME DE MATERIA INTEGRADORA**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**MANUEL ANDRES ENCALADA RAMÍREZ**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**AÑO: 2017**

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero agradecer primeramente a Dios, por estar siempre conmigo brindándome su amor eterno y ser partidario de la obtención de este título, ya que sin él no hubiera sido posible llegar a estas instancias. Gracias mi Dios por tus bendiciones.

A mi familia, en especial a mis padres Manuel y Doris y mis abuelos Gustavo Ramírez (+) y Marina Cueva por estar siempre presentes y darme su confianza y apoyo incondicional. Gracias a ellos, he cumplido una meta más ya que con sus sinceros consejos me han ayudado a superar y triunfar en el día a día. Este logro es sinceramente gracias a ellos, ya que son el motor de mi vida y un gran ejemplo a seguir.

A los maestros que con sus conocimientos me formaron profesionalmente, a mi tutor PhD. Cristóbal Mera y al Ing. Jimmy Córdova por su predisposición y compartir sus conocimientos en la ejecución de este proyecto. Así también al Ing. Eduardo Decker por su gran amabilidad y voluntad incondicional, ya que con su gran apoyo pude avanzar con la realización del proyecto. De todo corazón gracias a todos ustedes.

Manuel Andres Encalada Ramírez

## **DEDICATORIA**

El presente proyecto lo dedico primeramente a Dios por todas sus bendiciones que ha dado en mi vida y guiarme siempre por el camino del bien, a toda mi familia; en especial a mis padres Manuel Encalada y Doris Ramírez que con su gran esfuerzo y apoyo diario me han sabido ayudar y así poder cumplir una meta más en mi vida. A los maestros docentes quienes, con su sabiduría, expandieron y compartieron sus conocimientos y poder permitirme llegar a estas instancias. Así también agradezco a todas las personas que de alguna forma contribuyeron en mi formación académica.

Manuel Andres Encalada Ramírez

## TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

**Ph.D. Cristóbal Mera Gencón**

PROFESOR DE MATERIA  
INTEGRADORA

**Ing. Jimmy Córdova Villagómez**

TUTOR ACADÉMICO

***“DISEÑO DE UN SISTEMA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA  
CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV”  
(MANUEL ANDRES ENCALADA RAMÍREZ) (Mat. # 200835684)  
II TÉRMINO - 2017***

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, me corresponde exclusivamente; y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

—

.....  
Manuel Andres Encalada Ramírez

## RESUMEN

El actual proyecto de tesis se compone de tres capítulos, en las que contiene el diseño de un sistema de mantenimiento centrado en confiabilidad para líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV, en donde el mayor problema al realizar este tipo de actividades son los costos asociados al mantenimiento en los sistemas de subtransmisión. Se analiza el caso de la línea de subtransmisión Vergeles debido a que dicha línea fue una de las que más interrupciones tuvo durante el año de estudio (2017) según los datos proporcionados por la empresa CNEL EP.

Para el caso de la línea de subtransmisión Vergeles se analizan los índices de confiabilidad con el fin de conocer el estado y confiabilidad en el sistema durante el año de estudio y así poder proporcionar una mejora en los sistemas de subtransmisión con la elaboración del presente trabajo de tesis.

Para el análisis de los parámetros de la distribución Weibull, se utiliza el programa estadístico Minitab, con la ayuda de este software se determinan dichos parámetros y por medio de la curva de la bañera se puede determinar si las fallas en el sistema analizado son en su etapa inicial, en su vida útil o en la etapa de obsolescencia. Así mismo se muestran las gráficas probabilísticas de densidad de falla, función acumulativa, confiabilidad y tasa de falla con su respectiva función, para el caso de la línea de subtransmisión analizada.

El análisis técnico-económico se lo realiza utilizando la política de mantenimiento preventivo a intervalos constantes, tomando como dato los costos referenciales de mantenimientos preventivos y mantenimientos correctivos realizados anteriormente en líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV.

Para la elaboración del presente trabajo se necesitan datos de interrupciones en el sistema, datos electromecánicos de los activos pertenecientes a las líneas, costos referenciales de mantenimientos preventivos y correctivos; los cuales fueron proporcionados por la empresa CNEL EP.

Palabras Clave: Mantenimiento, confiabilidad, subtransmisión, Weibull.

## **ABSTRACT**

*The current thesis project is composed of three chapters, which contains the design of a maintenance system focused on reliability for subtransmission lines at the 69 kV level, where the main problem when carrying out this type of activities are the costs associated with maintenance in subtransmission systems. The case of the Vergeles subtransmission line is analyzed because this line was one of the most interrupted during the year of study (2017) according to the data provided by the company CNEL EP.*

*In the case of the Vergeles subtransmission line, the reliability indexes are analyzed in order to know the status and reliability in the system during the year of study and thus be able to provide an improvement in the subtransmission systems with the elaboration of the present work of thesis.*

*For the analysis of the parameters of the Weibull distribution, the statistical program Minitab is used, with the help of this software these parameters are determined and by means of the bathtub curve it is possible to determine if the faults in the system analyzed are in its initial stage, in its useful life or in the obsolescence stage. Likewise, the probabilistic graphs of fault density, cumulative function, reliability and failure rate with their respective function are shown, for the case of the subtransmission line analyzed.*

*The technical-economic analysis is carried out using the policy of preventive maintenance at constant intervals, taking as a reference the costs of preventive maintenance and corrective maintenance performed previously on subtransmission lines at the 69 kV level.*

*For the elaboration of the present work are needed data of interruptions, electromechanical data of the assets belonging to the lines, reference costs of preventive and corrective maintenance; which were provided by the company CNEL EP.*

*Keywords: maintenance, reliability, subtransmission, Weibull*

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	I
ABSTRACT .....	II
ÍNDICE GENERAL .....	III
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	X
CAPÍTULO 1 .....	1
1.INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Descripción del problema .....	2
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivos General .....	3
1.2.2 Objetivos Específicos .....	3
1.3 Marco Teórico.....	3
1.3.1 Sistema Eléctrico de Subtransmisión .....	3
1.3.2 Tipos de Sistemas de Distribución.....	4
1.3.3 Mantenimiento y Confiabilidad.....	5
1.3.4 Índices de Confiabilidad.....	6
1.3.5 Tipos de Mantenimiento usados en Empresas Eléctricas .....	9
1.3.6 Técnicas de Mantenimiento .....	10
1.3.7 Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).....	12
1.3.8 Diagrama y Hoja de decisión RCM.....	21
1.3.9 Distribución Weibull y Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Distribución.....	26
1.3.10 Políticas óptimas de Mantenimiento Preventivo .....	30
1.3.11 Estado del Arte del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad .....	33



CAPÍTULO 2 .....	36
2.METODOLOGÍA.....	36
2.1 Diseño del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad en Líneas de Subtransmisión (69kv) .....	36
2.2 Datos de falla del Sistema de Subtransmisión 69 kV .....	36
2.3 Índices de Confiabilidad.....	38
2.3.1 Línea de Subtransmisión 69 kV – Vergeles .....	38
2.4 Implementación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).....	39
2.4.1 Características ambientales .....	39
2.4.2 Definición de activos de la línea de subtransmisión y sus funciones.....	39
2.4.3 Base de Datos .....	43
2.4.4 Hojas de Información.....	43
2.4.5 Hojas de Decisiones .....	52
2.5 Cálculo de los parámetros de la Distribución Weibull .....	60
2.5.1 Línea de Subtransmisión 69 kV – Vergeles.....	60
2.6 Análisis Técnico-Económico.....	63
2.6.1 Línea de Subtransmisión 69 kV - Vergeles.....	64
CAPÍTULO 3 .....	65
3.ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	65
3.1 Procedimiento Propuesto .....	65
3.2 Análisis de Resultados .....	66
3.2.1 Índices de Confiabilidad.....	66
3.2.2 Distribución Weibull .....	67
3.2.3 Análisis Técnico-Económico.....	67
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	70
BIBLIOGRAFÍA .....	72

ANEXOS ..... 74

## **ABREVIATURAS**

RCM Reability Centered Maintenance

TMEF Tiempo Medio Entre Fallas

AMFE Análisis de Modo de Falla y Efectos

ASIDI Average System Interruption Duration Index

ASIFI Average System Interruption Frequency Index

## SIMBOLOGÍA

kV	KiloVoltios
kVA	KiloVoltios Amperios
A	Amperios
W	Vatios
h	Horas
s	Segundos
\$	Dólar
m	Metros
mm	Milímetros
kg	Kilogramos
mm <sup>2</sup>	Milímetros cuadrados

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Subestación de Distribución .....	4
Figura 1.2 Sistema Radial .....	5
Figura 1.3 Sistema en Anillo.....	5
Figura 1.4 Tiempo entre fallas (TEF).....	6
Figura 1.5 Evolución de las técnicas de mantenimiento.....	11
Figura 1.6 División de la línea de subtransmisión para aplicar el RCM.....	13
Figura 1.7 Hoja de Información RCM .....	18
Figura 1.8 Diagrama de decisiones RCM.....	24
Figura 1.9 Hoja de Decisión RCM .....	25
Figura 1.10 Curva de la Bañera .....	27
Figura 1.11 Proceso para obtener los parámetros de Weibull en Minitab (1).....	28
Figura 1.12 Proceso para obtener los parámetros de Weibull en Minitab (2).....	29
Figura 1.13 Obtención de los parámetros de Weibull en Minitab .....	30
Figura 1.14 Mantenimiento a intervalos constantes .....	31
Figura 1.15 Mantenimiento basado en la edad .....	32
Figura 2.1 Hoja de información RCM para estructuras .....	44
Figura 2.2 Hoja de información RCM para conductores.....	45
Figura 2.3 Hoja de información RCM para cable de guarda .....	46
Figura 2.4 Hoja de información RCM para aisladores.....	47
Figura 2.5 Hoja de información RCM para herrajes .....	48
Figura 2.6 Hoja de información RCM para tensores .....	49
Figura 2.7 Hoja de información RCM para puesta a tierra .....	50
Figura 2.8 Hoja de información RCM para servidumbre .....	51
Figura 2.9 Hoja de decisión RCM para estructuras.....	52
Figura 2.10 Hoja de decisión RCM para conductores .....	53
Figura 2.11 Hoja de decisión RCM para cable de guarda.....	54
Figura 2.12 Hoja de decisión RCM para aisladores .....	55
Figura 2.13 Hoja de decisión RCM para herrajes.....	56

Figura 2.14 Hoja de decisión RCM para tensores.....	57
Figura 2.15 Hoja de decisión RCM para puesta a tierra.....	58
Figura 2.16 Hoja de decisión RCM para servidumbre.....	59
Figura 2.17 Función de densidad de probabilidad de la Línea de Subtransmisión 69kV Vergeles .....	61
Figura 2.18 Función acumulativa de probabilidad de falla de la Línea de Subtransmisión 69kV Vergeles .....	61
Figura 2.19 Función confiabilidad de la Línea de Subtransmisión 69kV Vergeles .....	62
Figura 2.20 Tasa de falla de la Línea de Subtransmisión 69kV Vergeles .....	62
Figura 3.1 Costo esperado por unidad de tiempo (horas) .....	68
Figura 3.2 Gráfica de barra de Costo mínimo de la Línea de Subtransmisión Vergeles .	69

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Definición de las funciones de los activos de la línea de subtransmisión de 69KV .....	15
Tabla 2.1 Reporte de desconexiones de la Línea de Subtransmisión 69kV Vergeles ....	37
Tabla 2.2 Número totales de fallas por mes .....	38
Tabla 2.3 Características ambientales del sistema .....	39
Tabla 2.4 Características del conductor de línea .....	40
Tabla 2.5 Características del cable de guarda .....	40
Tabla 2.6 Características del aislador tipo suspensión .....	42
Tabla 2.7 Características del aislador tipo line post .....	42
Tabla 2.8 Tiempos entre fallas de la Línea de Subtransmisión 69 kV Vergeles .....	60
Tabla 2.9 Costos asociados a mantenimientos preventivos en líneas de subtransmisión	63
Tabla 2.10 Costos asociados a mantenimientos correctivos en líneas de subtransmisión	63
Tabla 3.1 Índices de confiabilidad de la Línea de Subtransmisión 69 kV Vergeles .....	66
Tabla 3.2 Parámetros de Distribución Weibull de la Línea de Subtransmisión 69 kV Vergeles .....	67
Tabla 3.3 Análisis técnico-económico de la Línea de Subtransmisión 69 kV Vergeles...	68
Tabla A1.1 Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificaciones y otras instalaciones.....	74

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

Con el pasar de los años, los costos de mantenimiento han ido elevándose de una manera drástica [5]; es por eso que las empresas eléctricas (generación, transmisión y distribución) que son las encargadas de cumplir con el mantenimiento de las redes eléctricas, se han visto en la obligación de emplear técnicas o métodos de mantenimiento que sean eficientes para disminuir estos costos y a su vez aumentar la confiabilidad del sistemas eléctrico como también extender la vida útil de los elementos pertenecientes en el sistema eléctrico.

El mantenimiento debe asegurar, en todo momento, la reducción de fallas y de los tiempos de interrupciones del sistema, es por eso que cumple un papel importante en el sector eléctrico teniendo como principal objetivo alcanzar la máxima “vida económica” de un activo o elemento específico, equipo o sistema; esto se relaciona al ciclo en el cual un determinado elemento es útil económicamente, es decir, es menos costoso operarlo que sustituirlo [6]. Todo esto incluye a su vez garantizar el trabajo de la empresa de una forma constante, compaginable e infalible con el medio ambiente [5].

El avance de la tecnología ha originado nuevas herramientas para un buen uso del mantenimiento eléctrico, en la actualidad existen diversas técnicas de mantenimiento; pero este proyecto se enfocará en el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM, por sus siglas en inglés); el cual es utilizado con el fin de disminuir los costos operativos del mantenimiento preventivo y aumentar los niveles de disponibilidad de los equipos utilizando técnicas de análisis estadísticas de fallas, que permitirán determinar el momento de evaluar las tareas de este tipo de mantenimiento.

Este método determina el estado crítico de los equipos o elementos pertenecientes al sistema y, basado en esa información implementa un mantenimiento preventivo/predictivo para la empresa [10].



El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), es un procedimiento de mantenimiento preventivo el cual viene siendo utilizado en algunos tipos de industrias, incluido el sector eléctrico; en la que ha tenido un alto porcentaje de aprobación para ser implementada, debido a que aminora los gastos por mantenimiento e incrementa los niveles de confiabilidad para cualquier tipo de proyecto en el que se ejecute esta técnica.

### **1.1 Descripción del problema**

En la actualidad existen diversos métodos de mantenimiento en el sector eléctrico, teniendo como principal inconveniente los altos costos que ocasionan al realizar este tipo de labores; es por eso que en la actualidad se busca analizar, proponer y evaluar diferentes prácticas de mantenimiento desarrolladas con el avance de la tecnología para poder disminuir este gran problema. Por esta razón se hace viable un estudio que permita desarrollar y adoptar modelos de gestión que permitan reducir costos para el mantenimiento eléctrico.

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica siguen una rutina de mantenimiento, el cual no siempre es el adecuado debido a que al realizar este tipo de tareas generan costos innecesarios, ya que muchas veces se realiza el mantenimiento cuando el sistema no lo requiere.

El propósito de este proyecto comienza con la propuesta de una técnica de mantenimiento para líneas de subtransmisión de 69 kV, tomando en consideración los actuales procedimientos que vienen realizando las empresas distribuidoras para ejecutar las actividades de mantenimiento a fin de comparar y evaluar dicha técnica a emplearse en el presente proyecto.

Posteriormente, se analizan los indicadores de confiabilidad de una de las líneas de subtransmisión más crítica en el período de un año, para luego realizar un análisis estadístico de fallas, que permitirán definir el momento indicado de evaluar las actividades de mantenimiento para cada elemento utilizando la distribución de probabilidades de Weibull.

Luego se procederá a realizar un análisis técnico-económico de este método a emplearse para el mantenimiento y de la misma forma verificar si dicho método resulta viable para su ejecución y que a su vez permita la reducción de costos que generan este tipo de actividades.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivos General**

Diseñar un sistema de mantenimiento centrado en la confiabilidad para líneas de subtransmisión 69 kV que permita la reducción de costos de mantenimiento preventivo, correctivo para las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Elaborar un análisis estadístico de las fallas en función de variables de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad, que permita la determinación del plan de mantenimiento a usarse en este proyecto.

Optimizar los tiempos de mantenimiento preventivo en líneas de subtransmisión con la propuesta mencionada, y que proporcione la optimización de recursos técnicos y económicos para las empresas de distribución eléctrica.

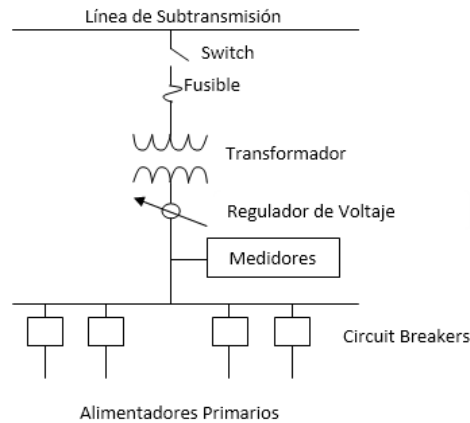
Realizar un análisis técnico-económico del método a utilizar para el mantenimiento de líneas de subtransmisión de 69 kV y comprobar si dicha técnica resulta viable para ser utilizada en las empresas distribuidoras de energía.

## **1.3 Marco Teórico**

### **1.3.1 Sistema Eléctrico de Subtransmisión**

Son los encargados de transferir la energía a las subestaciones de distribución partiendo desde una subestación del sistema nacional de transmisión [1], compuesto por líneas denominadas de subtransmisión que operan a nivel de voltaje comprendido entre 46 KV - 69 KV [7]. Cada

subestación de distribución servirá a uno o más alimentadores primarios [1].



**Figura 1.1 Subestación de Distribución [1]**

### 1.3.2 Tipos de Sistemas de Distribución

Un sistema de distribución tiene como objetivo seleccionar una o más configuraciones de fuentes de potencia para suplir una carga, es decir transportar la potencia eléctrica de las subestaciones de distribución hacia los clientes individuales [2].

En el Ecuador para el sistema de subtransmisión se trabaja con los siguientes niveles de voltaje, comprendidos entre:

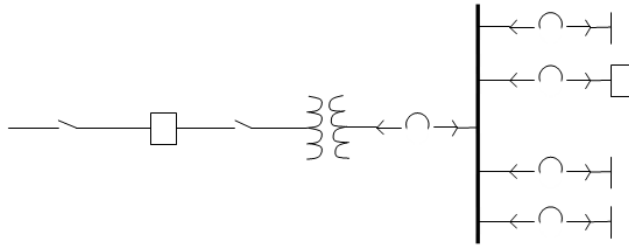
Subtransmisión                      46 – 69 (KV)

Las empresas distribuidoras utilizan principalmente dos tipos de sistemas de alimentación: sistema radial y sistema en anillo.

#### **Sistema Radial**

El sistema radial es el sistema más sencillo y usado para alimentar cargas pequeñas; teniendo un nivel de tensión baja para la distribución a las cargas.

Su principal ventaja es que son simples y económicos, y su principal desventaja es que al darse una contingencia o salida de servicio por mantenimiento deja a un número de usuarios sin suministro hasta que el problema se resuelva [2].

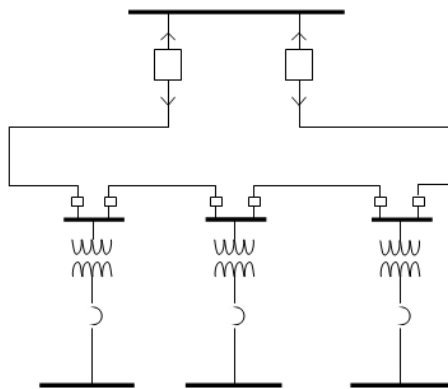


**Figura 1.2 Sistema Radial**

### **Sistema en Anillo**

Este tipo de configuración es usado cuando varias alimentadoras de la empresa alimentan a una carga (interruptores, switches, circuit breakers) [2]. El nivel de voltaje de la empresa distribuidora puede ser de: 138 KV, 69 KV, 13.8 KV.

La mayor ventaja es el aislamiento automático y restauración automática en caso de fallas, por otro lado, no existe interrupción del servicio ocasionado por una simple contingencia o salida del servicio por mantenimiento [2].

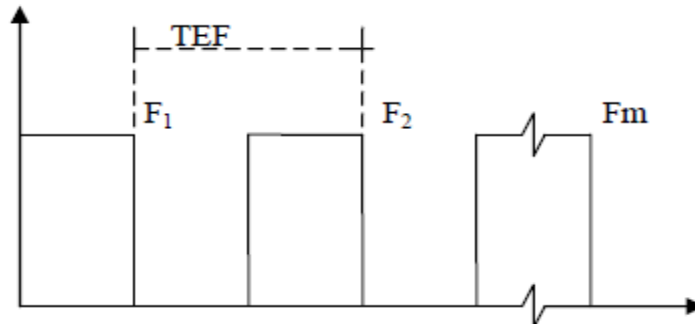


**Figura 1.3 Sistema en Anillo**

### **1.3.3 Mantenimiento y Confiabilidad**

El mantenimiento se basa en un conjunto de acciones en el que se permita al sistema mantenerse en un estado operativo; teniendo como objetivo reducir las fallas y los tiempos de interrupción del suministro de energía; para ello se emplean algunas técnicas que logren cumplir con este objetivo.

Con la confiabilidad se puede calcular el tiempo entre fallas en cualquier tipo de sistema que este sujeto a fallar, como se analiza en la Figura 1.4. Para el caso de los sistemas de distribución, estas fallas pueden provocar un corte o interrupción del servicio eléctrico [4].



**Figura 1.4 Tiempo entre fallas (TEF) [4]**

El TMEF representa el intervalo de tiempo más probable entre la ocurrencia de fallas consecutivas, y está expresado por la siguiente ecuación:

$$TMEF = \frac{\sum_{i=1}^m TEF_i}{m} \quad (1.1)$$

### 1.3.4 Índices de Confiabilidad

La confiabilidad de un sistema eléctrico se evalúa utilizando diferentes índices en los puntos de carga. A continuación, se detallan los índices más usados.

#### Índices Básicos

**Tasa de falla ( $\lambda$ ).**- Se define como el número de fallas dividido para un intervalo de tiempo definido generalmente expresado en años [16]. Su inverso se define como el tiempo promedio hasta la falla (MTTF).

$$\lambda = \frac{N^{\circ} \text{ fallas}}{\text{Tiempo en años}} \quad (1.2)$$

**Indisponibilidad (U).** - Se conoce como la probabilidad de encontrar un componente o sistema deteriorado por un instante [9]. Se determina como, la sumatoria de los tiempos de interrupción en horas durante un año.

$$U = \frac{\text{Duración de fallas (horas)}}{\text{Tiempo (años)}} \quad (1.3)$$

**Tiempo de reparación (r).** - Se define como el valor medio de tiempo de reparación de fallas del sistema. Su inverso se denomina tasa de reparación (m) [9].

$$r = \frac{U}{\lambda} \quad (1.4)$$

### Índices orientados al usuario

**Frecuencia de Interrupción Media del Sistema (SAIFI).** - Se determina como, la cantidad de desconexiones durante el año por la cantidad de usuarios perjudicados por las desconexiones, dividido para la cantidad total de usuarios conectados a la red [9].

$$SAIFI = \frac{\text{N}^\circ \text{ de usuarios afectados} * \text{N}^\circ \text{ de Interrupciones}}{\text{N}^\circ \text{ total de usuarios conectados a la red}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (1.5)$$

**Frecuencia de Interrupción Media por Usuario Afectado (CAIFI).** - Se obtiene al dividir el número de interrupciones totales en un año, para el número de clientes afectados [9].

$$CAIFI = \frac{\text{N}^\circ \text{ Total de Interrupciones}}{\text{N}^\circ \text{ Total de usuarios afectados}}$$

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum (\text{usuarios afectados})} \quad (1.6)$$

**Duración Media de Interrupción del Sistema (SAIDI).** - Se calcula dividiendo la suma de los tiempos de las interrupciones de los clientes perjudicados durante el año para la cantidad de usuarios servidos [9].

$$SAIDI = \frac{\sum (\text{Duración de la falla}) * (\text{N}^\circ \text{ de usuarios afectados})}{\text{N}^\circ \text{ Total de usuarios}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (1.7)$$

**Duración Media de la Interrupción Equivalente (CAIDI).** - Se define como la duración media de las interrupciones a los usuarios durante el año [9].

$$CAIDI = \frac{\sum(\text{Duración de la falla}) * (\text{N}^\circ \text{ de usuarios afectados})}{(\text{N}^\circ \text{ de usuarios interrumpidos}) * (\text{N}^\circ \text{ de Interrupciones})}$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (1.8)$$

**Índice de Disponibilidad media del Servicio (ASAI).** - Se define como la media del total de horas de usuario servidas durante un año para las horas demandadas [9].

$$ASAI = 1 - \frac{SAIFI}{8760} \quad (1.9)$$

**ATPII.** - Tiempo promedio hasta restaurar el suministro eléctrico [9].

$$ATPII = \frac{\sum(\text{Duración de la Interrupción})}{\text{N}^\circ \text{ de Interrupciones}} \quad (1.10)$$

**Índices orientados a la carga y energía**

**Índice de frecuencia media de interrupción del sistema (ASIFI).** – Es determinado como la sumatoria de carga interrumpida (MVA) para la carga total instalada (MVA) en el momento de la interrupción [16].

$$ASIFI = \frac{\sum MVA \text{ interrumpida}}{\sum MVA \text{ instalada}} \quad (1.11)$$

**Índice de duración media de interrupción del sistema (ASIDI).** – Es determinado como la carga interrumpida por el tiempo de reparación de la interrupción dividido para la carga total instalada [16].

$$ASIDI = \frac{\sum(t_r \times MVA \text{ interrumpida})}{\sum MVA \text{ instalada}} \quad (1.12)$$

**Potencia Media Interrumpida L (kW/año).** - Es la potencia interrumpida a causa de las fallas en el sistema [9].

**Energía No Suministrada ENS (kWh/año).** - Es la cantidad de energía que las empresas distribuidoras dejan de entregar. Se obtiene por medio

de la sumatoria del producto de la potencia media interrumpida por el tiempo de indisponibilidad [9].

$$ENS = \sum_{i=1}^n L_i * U_i \quad (1.13)$$

**Energía Media No Suministrada por Usuario.** - Es la energía no suministrada al cliente por un año a consecuencia de las fallas ocurridas en el sistema. Se determina por medio de la división entre la energía no suministrada (ENS) para el número total de usuarios [9].

$$AENS = \frac{ENS}{N_T} \quad (1.14)$$

### 1.3.5 Tipos de Mantenimiento usados en Empresas Eléctricas

Existen tres clases de mantenimiento:

- Mantenimiento Preventivo
- Mantenimiento Predictivo
- Mantenimiento Correctivo

**Mantenimiento Preventivo.-** Es un tipo de mantenimiento programado que tiene como propósito evitar o reducir la probabilidad de falla en los equipos, manteniendo las situaciones seguras y preestablecidas de operación, prolongando el ciclo de vida eficaz de los equipos y evitando incidentes [3].

**Mantenimiento Predictivo.-** Es un tipo de mantenimiento en el que se efectúan pruebas a los equipos con la finalidad de saber su estado actual y pronosticar las probables fallas que podrían ocasionarse [3].

**Mantenimiento Correctivo.-** El mantenimiento correctivo tiene como propósito el reemplazo o la reparación de los equipos o elementos averiados una vez que se ha ocasionado una falla, con la finalidad de restablecer el funcionamiento u operación del sistema [3].



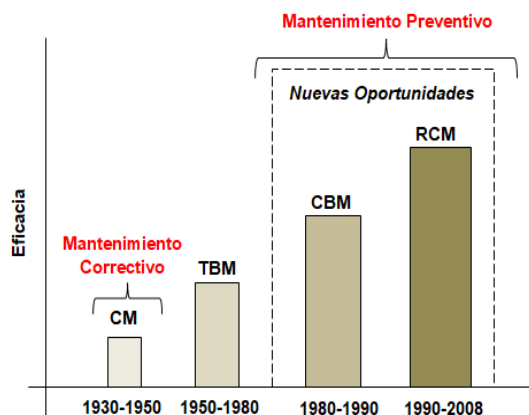
### 1.3.6 Técnicas de Mantenimiento

El mantenimiento debe garantizar, en todo momento, la disminución de fallas y los tiempos de interrupción del sistema, es por eso que su objetivo es mantener al sistema operativo de manera adecuada para que pueda cumplir con un servicio determinado [4].

Las técnicas de mantenimiento han evolucionado constantemente, distinguiéndose cuatro generaciones como se muestra en la Figura 1.5. Anteriormente, el mantenimiento se limitaba a la reparación de los equipos o elementos una vez ocurridas las fallas, las cuales eran impredecibles, y es ahí donde surgió el Mantenimiento Correctivo (CM). Con el pasar de los años y buscando una mayor disponibilidad de los equipos, se pasa al concepto de mantenimiento preventivo en el que se asumen que las fallas deben ser evitadas. Apareciendo la primera técnica conocida como Mantenimiento Basado en el Tiempo (TBM), en el que se basa en programar intervenciones periódicas de mantenimiento a equipos, independientemente del estado en que se encuentre y con esto lograr disminuir el número de fallas [4].

Posteriormente, aparecen nuevas técnicas basadas en la predicción del momento en que ocurren las fallas, realizando actividades de manera anticipada para disminuir la probabilidad de una falla. En este tipo de mantenimiento preventivo surge el Mantenimiento Basado en la Condición (CBM) y el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), los cuales han logrado un continuo desarrollo hasta la actualidad [4].

El mantenimiento centrado en la confiabilidad ha tenido un alto acogimiento en la industria eléctrica, debido a que los fallos en los equipos se pueden presentar por muchas razones y esta técnica ayuda a poder evitar todos los modos de fallas existentes, analizando minuciosamente cada activo del sistema.



**Figura 1.5 Evolución de las técnicas de mantenimiento [4]**

Existen diferentes técnicas para realizar el mantenimiento preventivo, las cuales se detallan a continuación:

- Mantenimiento Basado en la Falla (FBM)
- Mantenimiento Basado en la Vida del Ítem (LBM)
- Mantenimiento Basado en la Inspección (IBM)
- Mantenimiento Basado en el Examen (EBM)
- Mantenimiento Basado en la Oportunidad (OBM)
- Mantenimiento Productivo Total (TPM)
- Mantenimiento Basado en el Tiempo (TBM)
- Mantenimiento Basado en la Condición (CBM)
- Mantenimiento Basado en el Riesgo (RBI)
- Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)
- Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMFE)

Para este proyecto, se utilizará el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).

### **1.3.7 Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)**

El mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) es una técnica básicamente preventiva la cual se basa en la creencia fundamental de que la confiabilidad es una característica del sistema, y que el objetivo del mantenimiento es lograr y preservar ese nivel inherente de confiabilidad a lo largo de la vida de operación del sistema [12]. Disminuyendo a su vez los costos y labores de mantenimiento como también el incremento de la confiabilidad, la disponibilidad y la seguridad hacia todo [5].

El método consiste en realizar el mantenimiento únicamente donde las consecuencias producidas por las fallas lo requieran, para luego desarrollar un análisis del total de las funciones del sistema, las posibles fallas, los modos y consecuencias ocasionadas por las fallas, para así determinar el lugar y el tipo de mantenimiento a realizar [5].

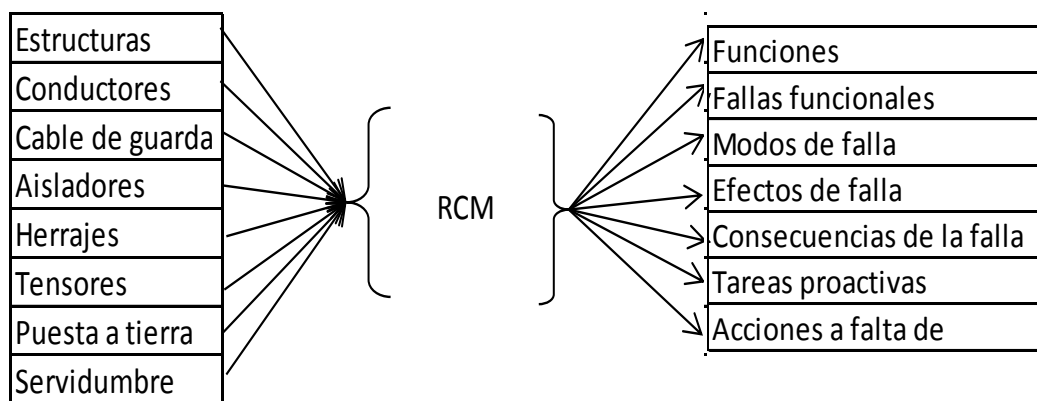
Para realizar este proceso es necesario dividir la línea de subtransmisión en varios subsistemas, para así evitar que sean ignorados muchos modos de falla y poder analizar mediante el proceso RCM cada uno de los activos pertenecientes al sistema (línea de subtransmisión), como se puede observar en la Figura 1.6.

Para llevar a cabo este proceso; se siguen los siguientes puntos [6]:

- Realizar una enumeración de los elementos o activos y sus funciones.
- Analizar cada modo de falla y sus efectos en cada activo seleccionado con determinación de su historia de falla y el cálculo del tiempo medio entre fallas.
- Categorizar los efectos ocasionados por las fallas y determinar las posibles actividades de mantenimiento.
- Realizar las actividades de mantenimiento ya definidas.
- Evaluar el mantenimiento incluyendo los costos asociados.

En el que se puede resumir que, para poder aplicar este tipo de metodología, se realiza la formulación de las siguientes preguntas; y una vez conocidas sus respuestas, resumen la naturaleza del método aplicado en este proyecto [5], [11]:

1. ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo para su actual contexto operacional? **(Funciones)**
2. ¿De qué formas el activo puede dejar de cumplir sus funciones? **(Fallas funcionales)**
3. ¿Cuál es el motivo de cada falla funcional? **(Modos de falla)**
4. ¿Qué sucede al producirse cada falla? **(Efectos de falla)**
5. ¿En qué modos afecta cada falla funcional? **(Consecuencias de falla)**
6. ¿Qué debe ejercerse para prevenir o predecir cada falla? **(Tareas preventivas y predictivas)**
7. ¿Qué debe emprenderse si no se encuentra una labor preventiva adecuada? **(Acciones a falta de)**



**Figura 1.6 División de la línea de subtransmisión para aplicar el RCM [11]**

El análisis y respuesta a las interrogaciones anteriores, conlleva a puntualizar varios criterios presentados a continuación:

## Funciones

Para poder concretar las funciones para los elementos o activos es recomendable contestar preguntas tales como: ¿Qué tiene que realizar el sistema? y ¿Cómo tiene que mantenerse en estado permanente?

Así mismo para definir la función es recomendable detallar de una manera clara y para cada elemento se deben definir funciones relacionadas a los patrones de funcionamiento en líneas de subtransmisión [11]. Se debe poseer cuidado en obviar expresar parámetros cuantitativos a la hora de definir las funciones.

**Definición de funciones.** – Al detallar funciones para cada elemento o activo es necesario especificar claramente las funciones primarias y secundarias relacionadas con los patrones de funcionamiento en líneas de subtransmisión, considerando en que para una función la explicación consiste en un verbo o acción, un propósito y sus estándares de funcionamiento.

Las funciones primarias son aquellas que están asociadas al motivo principal por lo que se utiliza el activo físico y por lo general en la totalidad de los activos, su nombre se fundamenta en su función primaria. Las funciones secundarias son funciones complementarias a la primaria que cumplen los activos; como, por ejemplo: integridad ambiental, seguridad, control, apariencia, protección, eficiencia/economía [14].

Para definir las funciones, se deben tomar a consideración por lo menos los siguientes aspectos:

Activo	Definir las funciones asociadas con:
<b>Estructuras</b>	Resistencia a esfuerzos mecánicos
	Distancias de seguridad entre conductores, y entre conductores y tierra
	Apariencia física
	Acceso a la estructura
	Cimentaciones
<b>Conductores</b>	Niveles de corriente soportados
	Esfuerzos mecánicos de tensión
	Condición física (Compactación de hilos, libre de elementos extraños, homogeneidad térmica)

	Campos eléctricos y magnéticos
<b>Cable de guarda</b>	Protección contra descargas atmosféricas
	Condición física (Compactación de hilos, libre de elementos extraños)
<b>Aisladores</b>	Aislamiento eléctrico
	Esfuerzos mecánicos
	Resistencia a los efectos del ambiente (variaciones de temperatura, corrosión)
<b>Herrajes</b>	Esfuerzos mecánicos y eléctricos que debe soportar el herraje
	Resistencia a la acción corrosiva y a la contaminación
<b>Tensores</b>	Equilibrio de cargas mecánicas para la estabilidad de la estructura
	Resistencia a la acción corrosiva y a la contaminación
<b>Puesta a tierra</b>	Protección contra tensiones de paso y de contacto
	Punto de referencia para el sistema
	Constitución física (integridad de la puesta a tierra, fijación)
<b>Servidumbre</b>	Existencia de árboles en el ancho de la zona de servidumbre
	Construcciones en la zona de servidumbre
	Especies arbóreas fuera de la zona de servidumbre

**Tabla 1.1 Definición de las funciones de los activos de la línea de subtransmisión de 69 KV [11]**

### **Fallas funcionales**

Se determinan como el no poder el activo efectuar su función según los patrones de funcionamiento deseados por el usuario o también incluye circunstancias en las que el activo aún funciona, pero fuera de los rangos admisibles [11].

En el proceso del método RCM el término de falla funcional se utiliza para estados de falla y no para una falla por sí sola, y cada función se relaciona con una o más fallas funcionales, es por eso que es conveniente utilizar la expresión de falla como el no cumplimiento de una función específica del activo, a que la falla del elemento como un todo [14].

### **Análisis de modos de falla y efectos (AMFE)**

**Modos de falla.** - Debido a que no se recomienda utilizar la expresión de falla para un elemento físico en forma global y que es más conciso reconocer entre probables motivos de una falla funcional; puede definirse el modo de falla como un evento que produce una falla funcional [11], [14].

Para determinar un modo de falla se recomienda detallar de manera suficiente para que se pueda seleccionar una táctica de manejo de falla apropiada.

Para poder detallar los modos de falla es necesario buscar los probables motivos de cada falla funcional ya establecidos como [11]:

- Reducción de capacidad presentada cuando el elemento o activo ya en servicio, está fuera del funcionamiento esperado. Los motivos primordiales de la reducción de capacidad se presentan debido a: daños, desarme, fallas de lubricación, suciedad o contaminación, errores humanos que reducen la capacidad, violación de normas técnicas [11], [14].
- Incremento del esfuerzo empleado que se refleja cuando la capacidad del activo se amplía hasta el punto de estar fuera del rango seguro de operación, logrando que el activo físico falle y deje de ser útil. Esto ocurre a causa de tres motivos: sobrecarga intencional permanente, sobrecarga no deliberada permanente y sobrecarga no deliberada repentina [11].
- Equivocada elección de la capacidad del equipo, esto es dado en el momento en el que el funcionamiento esperado queda fuera de los límites de capacidad inicial a partir su montaje [11].

**Efectos de falla.** - Determinan el suceder al presentarse un modo de falla. Además, es recomendable no confundir un efecto de falla con una consecuencia de falla; un efecto de falla contesta a la interrogante ¿Qué sucede?, mientras tanto que para una consecuencia se contesta a la interrogante ¿Qué importante es? [11].

Luego de determinar los efectos de falla, se debe hacer reflejar lo descrito a continuación:

- La certeza de que se ha dado una falla.

- Las formas de suponer una advertencia para el medio ambiente o la seguridad producida por una falla.
- Las formas en perjudicar al servicio.
- Los deterioros físicos ocasionados por una falla.

Toda esta información explicada hasta el momento, perteneciente a funciones, fallas funcionales, modos y efectos de falla debe ser registrada en el modelo de "hoja de información RCM", presentado en la Figura 1.7. Se debe tomar a consideración toda la metodología descrita anteriormente para obtener la información del sistema bajo estudio, y de esta forma para cada uno de los elementos analizados pertenecientes al sistema se obtendrá un resultado autónomo.



RCM Hoja de Información		Sistema:				
		Subsistema:				
	Función	Falla Funcional (Pérdida de Función)		Modo de Falla (Causa de la Falla)		Efecto de Falla
1		A		1		
				2		
				3		
				4		

Figura 1.7 Hoja de Información RCM [14]

## **Consecuencias de la falla**

Las labores de mantenimiento se relacionan con la prioridad y consideración de evitar el modo de falla. Si las consecuencias dadas son de carácter serio, esto implica que se deben hacer esfuerzos notables para excluir o reducir su probabilidad de ocurrencia de falla. Mientras que, si la falla presenta consecuencias leves, quizás no se realice ninguna labor proactiva y la falla sería restaurada después de que esta suceda [11].

Los modos de falla pueden darse por medio de fallas evidentes o fallas ocultas. Las fallas evidentes son aquellas que podrán ser visibles a los operadores en circunstancias normales; mientras que las fallas ocultas son aquellas que no podrán ser visibles a los operadores en circunstancias normales [14].

Luego de conocer si existe relación entre el modo de falla con una función evidente u oculta, la evaluación de las consecuencias de las fallas es el paso preliminar en el diagrama de decisión RCM (ver Figura 1.8). Luego de ubicar el modo de falla en un punto de importancia, se pueden concretar las labores de mantenimiento [11].

Las consecuencias que se pueden tener para cada modo de falla, se consideran como:

- Consecuencias ambientales y para la seguridad (daños que conduzcan a la infracción de normas ambientales y daños que lesionen o causen la muerte de alguien).
- Consecuencias operacionales (afectan: la capacidad de producción, la calidad del servicio, el servicio al usuario).
- Consecuencias no operacionales (costos directos de reparación).
- Consecuencias de fallas ocultas (falla múltiple).

## **Tareas de Mantenimiento**

Luego de haber definido las consecuencias de la falla, es necesario decretar las labores con los tiempos de mantenimiento [11]. Estas labores o tareas se dividen en:

- Tareas preventivas (reacondicionamiento, sustitución cíclica)
- Tareas predictivas (mantenimiento a condición)
- Acciones a falta de (búsqueda de falla, ningún mantenimiento programado)

El orden para seleccionar este tipo de tareas se describe a continuación:

Las tareas de mantenimiento a condición son las principales en este proceso debido a que casi siempre se las puede realizar sin manipular el elemento físico de su localización y estando incluso en servicio. Este tipo de tareas por lo general implican la supervisión óptica, supervisión termográfica, monitoreo de condición, medición de variables (humedad, temperatura, corriente, voltaje, resistencia de puesta a tierra, descargas parciales, tensión mecánica, etc) y ultrasonido [11].

Si luego de esto, hallar una actividad de mantenimiento a condición adecuada para cierto modo de falla en específico resulta dificultoso, se debe recurrir a una tarea de reacondicionamiento o por último a una sustitución cíclica. Estas clases de tareas conllevan a la tala y poda en las servidumbres, retiro de elementos que no pertenecen al sistema, tratamientos anticorrosivos, limpieza de accesos e informe de violaciones legales a las autoridades competentes [11].

### **Acciones a falta de**

Por último, si no es posible encontrar una tarea proactiva, existen otras tareas que incluyen: la búsqueda de falla, el rediseño o incluso la decisión de no ejercer ninguna tarea de mantenimiento programada; estas se

denominan "acciones a falta de". En la que se necesitará saber si el modo de falla es evidente o no, y de las consecuencias del mismo [14].

La búsqueda de falla se basa en chequear si algo todavía funciona y se emplean a fallas no evidentes (fallas ocultas); estas solo actúan sobre los equipos de protección. Luego, si no se puede encontrar una labor de búsqueda de falla debido a la falla oculta, entonces el rediseño es el siguiente paso a seguir en caso de que una falla múltiple (una falla dentro de otra) tenga resultados sobre la seguridad o el medio ambiente; lo cual también se da en el caso de que se dé una falla evidente y así mismo esta tenga consecuencias para la seguridad y el medio ambiente y a su vez no se pueda encontrar una tarea proactiva adecuada, entonces se recomienda aplicar el rediseño para que así el escenario sea seguro. Por otro lado, si la falla es evidente, pero esta no perjudica la seguridad ni el medio ambiente, entonces la tarea "a falta de" es no aplicar ninguna actividad de mantenimiento planificada, es decir los activos son dejados en servicio hasta que se produzca una falla funcional y luego de esto son reemplazados o reparados [14].

### **1.3.8 Diagrama y Hoja de decisión RCM**

Para resumir los criterios descritos anteriormente sobre el proceso RCM, se utiliza un diagrama de decisiones que ayuda a visualizar y aplicar de mejor manera este método y se debe realizar a cada uno de los modos de falla que se han listado en la hoja de información RCM [14]; es decir los modos de falla en su totalidad son analizados por un diagrama de decisiones en el que por medio de él se envíe la información y queden ya establecidas actividades de mantenimiento con sus respectivos intervalos de ejecución [11].

Como se observa el diagrama de decisión en la Figura 1.8, primeramente se debe evaluar las consecuencias del modo de falla colocando la letra S (Sí) si la respuesta es afirmativa, o la letra N (No) en caso de si la respuesta es negativa.

Cabe recalcar que es importante considerar que se coloca cada modo de falla en un solo nivel de consecuencias, y después de clasificar las consecuencias, el siguiente punto a seguir es examinar una tarea proactiva apta tomando a consideración de que la tarea es técnicamente factible [14].

Las columnas F, FF, FM corresponden a la función, falla funcional y el modo de falla respectivamente a cada activo, y se emplean para concordar las referencias entre la hoja de información y la hoja de decisión.

Las consecuencias de falla se designan en las columnas H (consecuencias de falla oculta), S y E (consecuencias para el medio ambiente y la seguridad), O (consecuencias operacionales o no operacionales).

Desde la octava columna a la décima (izquierda a derecha), ayudan a tener un registro de las actividades a ejercer de la siguiente manera:

- H1/S1/O1/N1 es usada como certificación de que si se pudo hallar una tarea a condición adecuada.
- H2/S2/O2/N2 es usada como certificación de una tarea de reacondicionamiento cíclico.
- H3/S3/O3/N3 es usada como certificación de una tarea de sustitución cíclica.

Las siguientes columnas H4, H5 Y S4 se usan para llevar el registro de la contestación a las tres preguntas "a falta de", en esta parte se escoge si se tiene que hacer una labor de búsqueda de falla, una combinación de tareas, un rediseño o por último no existe algún mantenimiento programado [14].

Si se ha escogido una tarea proactiva o una tarea de búsqueda de falla o un rediseño o ningún mantenimiento programado, mientras se realizó el

desarrollo de toma de decisiones, se debe registrar el detalle de la tarea seleccionada en la columna denominada "tarea propuesta" [14].

Para los tiempos de las tareas, estos se registran en la parte de "Intervalo inicial" y son fundamentadas en lo siguiente:

- El tiempo de las tareas a condición son dados por el lapso en el que se puede detectar una falla hasta antes de convertirse en falla funcional.
- El tiempo de las tareas de reacondicionamiento y sustitución cíclica son dependientes de la vida eficaz del activo.
- El tiempo de las tareas de búsqueda de falla son definidos por las consecuencias de la falla múltiple, que define la disponibilidad y el tiempo medio entre la ocurrencia de falla no evidente (falla oculta).

Para determinar el tiempo de las tareas, se utilizará la distribución Weibull, descrita más adelante.

La última columna es utilizada para registrar quien debe hacer cada tarea, estas pueden ser asignadas a personal de mantenimiento, operadores, proveedores, inspectores, técnicos especializados, personal de calidad, etc.

Para finalizar, es importante construir una base de datos que permita recolectar, registrar y organizar toda la información equivalente al sistema de subtransmisión. Con esto el personal de mantenimiento podrá consultar datos georreferenciados de todos los activos (estructuras, conductores, cable de guarda, herrajes, etc.), parámetros electromecánicos y físicos, últimas actividades de mantenimiento, detalles de los eventos y cualquier otro dato de interés.

En la Figura 1.8 y Figura 1.9 se muestra el diagrama y su respectiva hoja de decisión RCM, respectivamente.

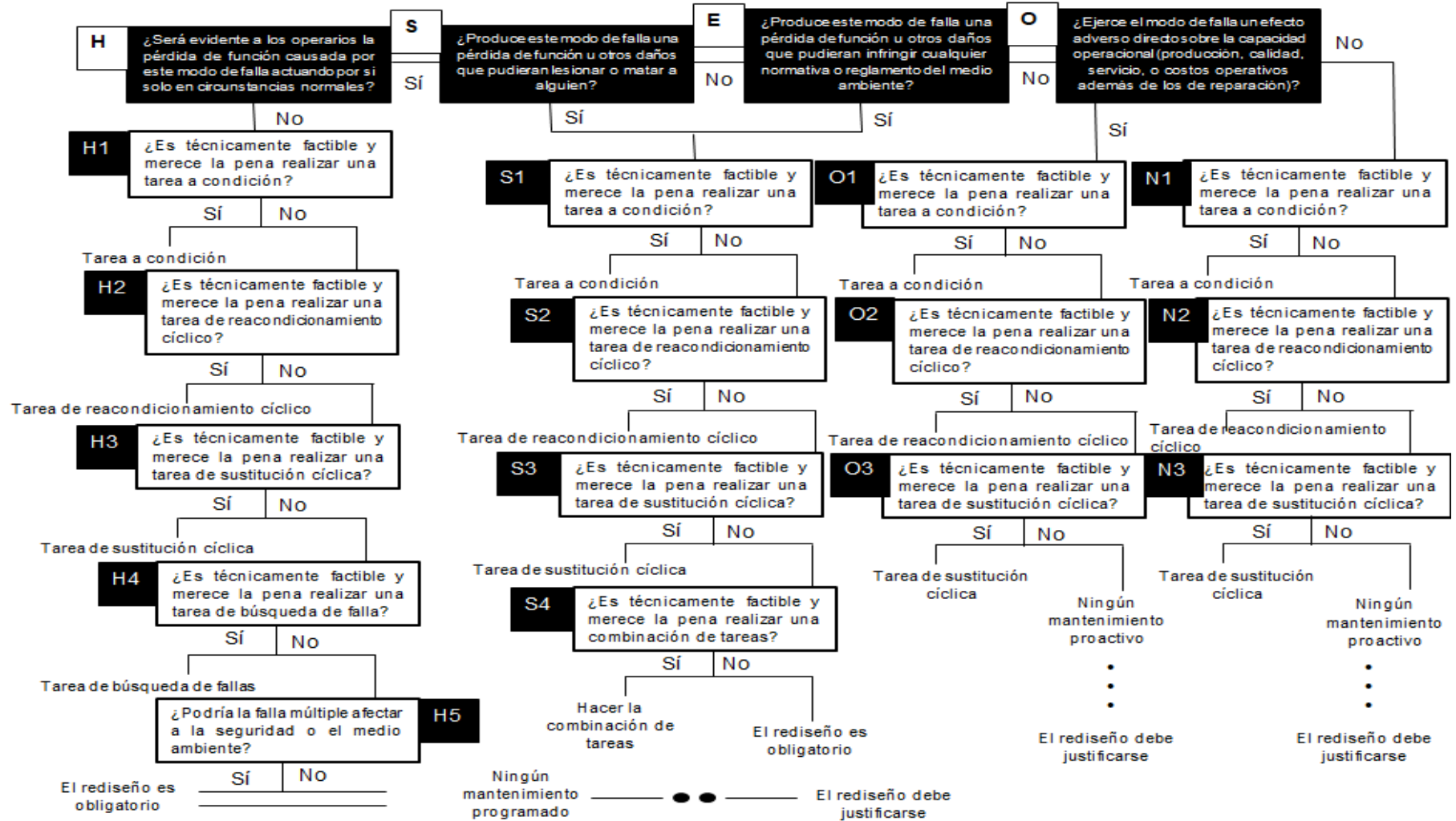


Figura 1.8 Diagrama de decisiones RCM [14]

Hoja de decisión RCM			Sistema:							Facilitador:			Fecha:	Hoja N°	
			Subsistema:							Auditor:				de	
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acciones a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	H4	H5	S4						

Figura 1.9 Hoja de Decisión RCM [14]



### 1.3.9 Distribución Weibull y Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Distribución

Para calcular la confiabilidad en un sistema de distribución de energía se utiliza la distribución de Weibull, el cual es un modelo de distribución de probabilidad que se puede aplicar a una variable aleatoria de interés [6], teniendo como ventaja facilitar un estudio de falla y predicción de riesgo precisos sin importar la cantidad infinita de fallas que puedan darse, lo cual es característico de los sistemas de distribución.

La función de densidad de Weibull de tres parámetros se utiliza para determinar el intervalo óptimo de mantenimiento:

$$f(t) = \frac{\beta}{\theta} \left(\frac{t-\delta}{\theta}\right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{t-\delta}{\theta}\right)^\beta} \quad (1.15)$$

La función acumulativa de probabilidad de falla, se expresa de la siguiente manera:

$$F(t) = \int_0^t f(t') \cdot dt' \quad (1.16)$$

La confiabilidad para cada elemento del sistema, viene dada por:

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (1.17)$$

La tasa de fallas para un intervalo de tiempo contenido entre  $t$  y  $t + \Delta t$ , se la puede expresar de la siguiente manera:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (1.18)$$

Sustituyendo las ecuaciones (1.15) y (1.17) en (1.18), se obtiene:

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\theta} \left(\frac{t-\delta}{\theta}\right)^{\beta-1} \quad (1.19)$$

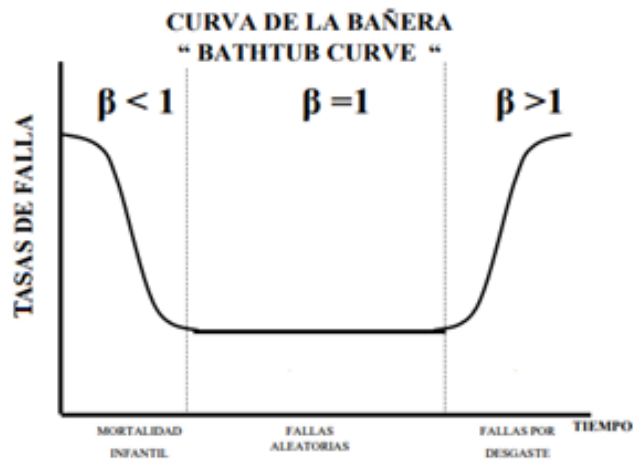
Dónde  $\delta$  es el parámetro de localización,  $\beta$  se define como “parámetro de envejecimiento” y  $\theta$  es un parámetro de escala conocido como “vida característica” en el que está expresado en unidades de tiempo e interviene en la media y desviación de la función de distribución. Cuando  $\theta$

aumenta, la confiabilidad  $R(t)$  también aumenta, y la pendiente de la tasa de falla disminuye [6].

- $\beta < 1$ : Indica mortalidad prematura
- $\beta = 1$ : Indica fallas con distribución aleatoria
- $\beta > 1$ : Indica fallas por envejecimiento

En la distribución Weibull el 63.2% de las fallas han sucedido cuando  $t = \theta$ .

Para poder entender la relación entre el parámetro de envejecimiento ( $\beta$ ) y las ocurrencias de falla por medio de la vida de un elemento, se utiliza la curva de la bañera.



**Figura 1.10 Curva de la Bañera**

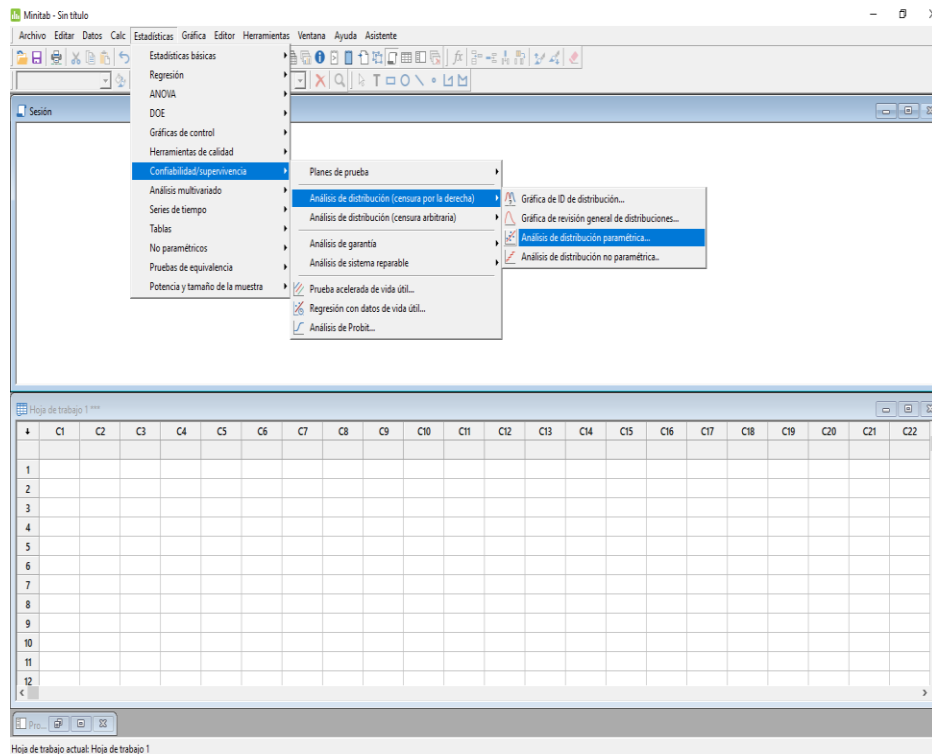
Para poder calcular los parámetros de la distribución Weibull existen algunos métodos, los cuales son:

- Mínimos cuadrados
- Método gráfico de la función tasa de falla
- Máxima verosimilitud
- Estimación de momentos
- Estimadores lineales
- Uso de Software

En este proyecto se determinará los parámetros por medio del software Minitab.

### **Determinación de los parámetros de la Distribución Weibull utilizando el software Minitab**

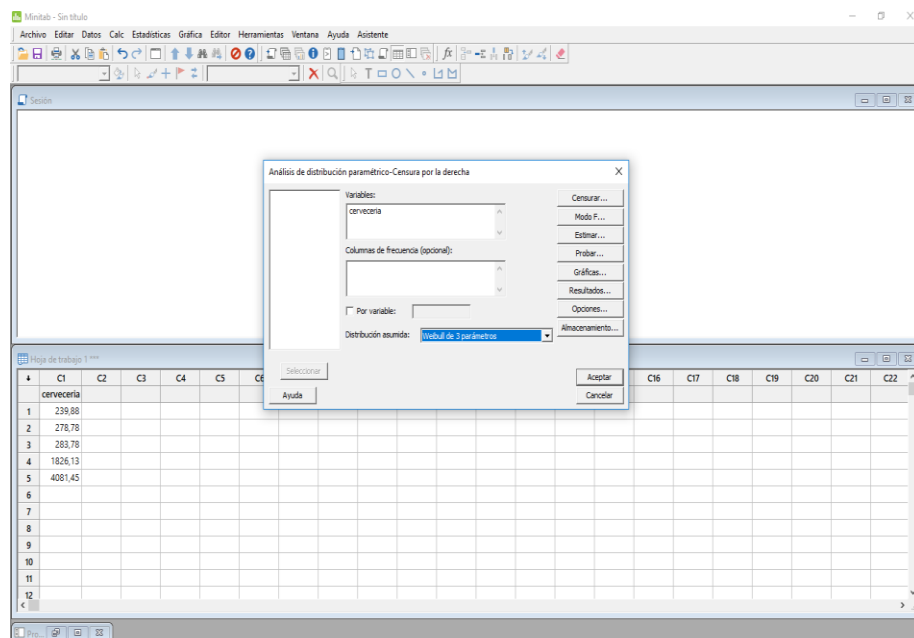
Para poder encontrar los parámetros de la distribución Weibull se necesita tener información de los tiempos entre fallas para cada línea de subtransmisión; estos cálculos se los obtiene a partir de los datos de interrupción del sistema de subtransmisión. Una vez que se hayan calculado estos tiempos, se procede a colocar estos valores en la hoja de trabajo del programa Minitab; para luego por medio de la opción Estadísticas en la barra de menú, se escoge la opción Confiabilidad/supervivencia y dentro de esta opción se selecciona Análisis de distribución (censura por la derecha) para al finalizar tomar la alternativa Análisis de distribución paramétrica.



**Figura 1.11 Proceso para obtener los parámetros de Weibull en Minitab (1)**

Dentro de esta última opción, aparece una ventana en donde se colocan las variables iniciales (tiempos entre falla) y se escoge el tipo de distribución a calcular; en este caso se escoge la distribución Weibull de 3 parámetros. Recalcando que, para determinar los parámetros, el software utiliza los métodos de estimación por máxima verosimilitud y el de mínimos cuadrados.

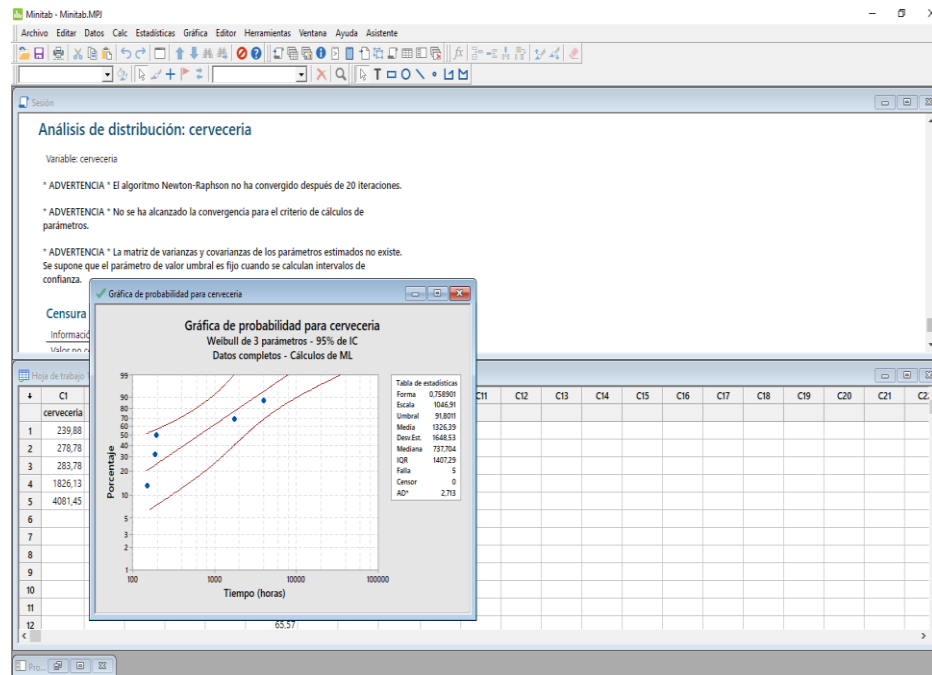
En este caso se escogerá la estimación por máxima verosimilitud con un nivel de confianza de 95,00 para poder obtener unos resultados más precisos.



**Figura 1.12 Proceso para obtener los parámetros de Weibull en Minitab (2)**

Para finalizar se da clic en la opción aceptar y se obtiene la gráfica de probabilidad con sus respectivos variables parámetros de distribución Weibul para el sistema de subtransmisión analizado.

Así mismo se obtienen las funciones de confiabilidad, probabilidad de falla y la función tasa de falla para el sistema analizado.



**Figura 1.13 Obtención de los parámetros de Weibull en Minitab**

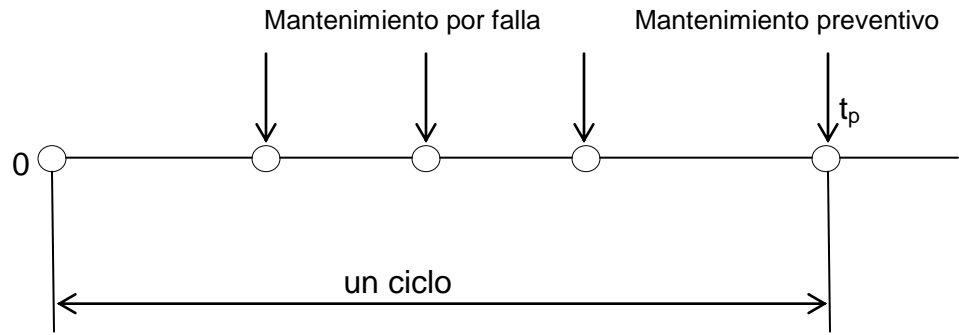
### 1.3.10 Políticas óptimas de Mantenimiento Preventivo

Con el propósito de lograr un balance entre la disminución de fallas y el aumento de los costos de mantenimiento preventivo; se analizarán dos tipos de políticas: mantenimiento preventivo basado en la edad y mantenimiento preventivo a intervalos constantes, ya que estos tipos de modelos ayudarán a determinar el intervalo óptimo para el mantenimiento.

#### Mantenimiento preventivo a intervalos constantes

Este tipo de política, considera que se deben efectuar reemplazos preventivos a intervalos constantes, indistintamente de la edad y del número de fallas que se den dentro de este intervalo. Para el caso de que ocurra una falla antes del tiempo  $t_p$ , se debe efectuar un mantenimiento por falla [15].

Se ha supuesto que el tiempo considerado para efectuar los reemplazos ya sean preventivos o por fallas son nulos y que a su vez los costos de mantenimiento por falla son mayores a los costos de mantenimiento preventivo [15]. Este tipo de política es ilustrada en la Figura 1.14.



**Figura 1.14 Mantenimiento a intervalos constantes [15]**

Para conocer el costo esperado por unidad de tiempo para un intervalo de reemplazo  $t_p$ , se usa la siguiente ecuación:

$$C(t_p) = \frac{C_p + C_f H(t_p)}{t_p}, \quad t_p \in (0, +\infty) \quad (1.20)$$

Dónde:

$C_p$  es el costo de mantenimiento preventivo

$C_f$  es el costo de mantenimiento por falla

$H(t_p)$  es el número esperado de fallas en el intervalo de reemplazo

$t_p$  es el tiempo de operación del sistema sin falla en el cual después se realiza el mantenimiento preventivo

El valor de  $t_p$  que minimiza el costo total esperado por unidad de tiempo está dado por:

$$t_p \lambda(t_p) - H(t_p) = \frac{C_p}{C_f} \quad (1.21)$$

Para determinar el número esperado de falla a un intervalo óptimo de mantenimiento, se utiliza la siguiente ecuación:

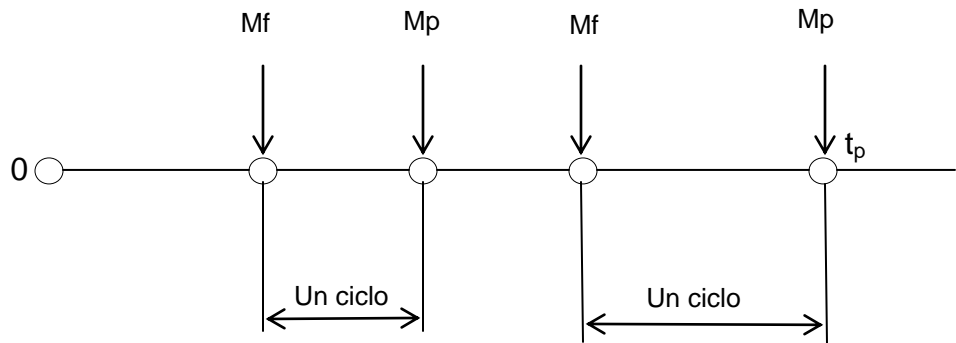
$$H(t_p) = \int_0^{t_p} \lambda(t) dt \quad (1.22)$$

### **Mantenimiento preventivo basado en la edad**

Para este tipo de política en el que el sistema se encuentra en una etapa de desgaste u obsolescencia, el sistema puede ser reemplazado en un

tiempo de falla  $t$ , si  $t < t_p$ , o cuando el sistema ha llegado a una cierta edad de operación  $t_p$ , lo que ocurra primero [15].

Así mismo se supondrá que el costo por mantenimiento preventivo es menor al costo de mantenimiento por falla. Un ciclo es completado al efectuarse un reemplazo en el sistema, ya sea por mantenimiento preventivo o por falla [15].



**Figura 1.15 Mantenimiento basado en la edad [15]**

Para conocer el costo esperado por unidad de tiempo para un intervalo de reemplazo  $t_p$ , se usa la siguiente ecuación:

$$C(t_p) = \frac{c_p R(t_p) + c_f [1 - R(t_p)]}{\int_0^{t_p} R(t) dt}, \quad t_p \in [0, +\infty) \quad (1.23)$$

Dónde:

$C_p$  es el costo de mantenimiento preventivo

$C_f$  es el costo de mantenimiento por falla

$R(t_p)$  es la confiabilidad del sistema

$t_p$  es el tiempo de operación del sistema sin falla en el cual después se realiza el mantenimiento preventivo

El valor de  $t_p$  que minimiza el costo total esperado por unidad de tiempo está dado por:

$$\lambda(t_p) \int_0^{t_p} R(t) dt = \frac{c_p}{c_f - c_p} \quad (1.24)$$

### **1.3.11 Estado del Arte del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad**

#### **Mantenimiento en la Industria Eléctrica**

En la actualidad, el mantenimiento está dado por una continua búsqueda de labores que ayuden a excluir y/o minimizar la existencia de fallas y a su vez reducir las consecuencias que estas provocan [5].

Muchas de las empresas de algunos países han recurrido a utilizar nuevas técnicas de mantenimiento, como lo es el caso de la India en el que para el mantenimiento de redes eléctricas se han basado en actuales métodos; teniendo como principal desafío en el sector eléctrico, la actualización de las líneas de transmisión y distribución con medición eficiente. En su caso para la operación de mantenimiento instantáneo es necesaria la utilización de sistemas de automatización actuales en distintos niveles de transmisión, y distribución. Lo cual ayuda a reducir las interrupciones, la pérdida de potencia y mejorar la calidad de la energía. Para el monitoreo de las condiciones de las líneas y subestaciones se usan dispositivos de red inteligente lo cual puede constantemente decidir la acción de mantenimiento y poder implementarse la técnica de mantenimiento basado en la condición (CBM). Para poder cumplir con el incremento de la demanda, la disminución de pérdidas, la no utilización de energías renovables en las centrales y la ausencia de automatización en sistemas de transmisión y distribución, se da la necesidad del mantenimiento preventivo (PM) y mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM). Implementar este tipo de tecnología ha brindado mejores oportunidades para operadores, técnicos, empresas eléctricas, personal de sistemas y fabricantes de equipos [8].

En el caso de los sistemas de distribución aérea, estos han ido evolucionando lentamente debido a que ha habido relativamente pocos avances técnicos en la realización o apoyo a los componentes estructurales ya que este tipo de sistema se compone típicamente de grandes poblaciones relativamente uniforme y elementos sofisticados de



infraestructura. De la misma manera el enfoque tradicional para mantener líneas de distribución aéreas ha tenido poca innovación y la incertidumbre debida a la desregulación y la competencia aumentan la demanda del rendimiento del sistema de distribución y, al mismo tiempo, limitan la disponibilidad de recursos de mantenimiento; es por esta razón que el mantenimiento centrado en la confiabilidad es una técnica flexible que puede adaptarse a un análisis de los sistemas de distribución aérea, teniendo éxito en el análisis de las necesidades de mantenimiento en diversas partes de la industria eléctrica, incluyendo la generación, transmisión y distribución eléctrica, considerando que el sistema es un conjunto de componentes interconectado [12].

Por otra parte, los servicios públicos europeos tienen un gran impacto en la liberalización, globalización, regulaciones y cuestiones ambientales. El uso de la tecnología y la innovación son claves para ofrecer un valor extra a sus clientes por parte de las empresas eléctricas. Por esta razón se han desarrollado ideas de innovación con el propósito de acelerar la transformación innovadora de empresas y sus infraestructuras para el presente y futuro de las tecnologías. La empresa ENDESA considera y analiza el sistema de subestaciones de distribución eléctrica, en el que cada componente del sistema se analiza y se consideran todas las posibles fallas; teniendo como rutina hacer una lista completa de las partes de una subestación, sus funciones y la forma que cada elemento puede fallar. Las decisiones se las toman después de que se realizan todos los análisis y tecnologías presentes y futuras. Esta empresa plantea un modelo de mantenimiento tradicional basado en labores correctivas y preventivas, en donde el término clave es “confiabilidad” de modelos predictivos. Teniendo como objetivo considerar cuáles son las labores críticas y su periodicidad para alcanzar la mejor eficiencia de los equipos; es decir teniendo en cuenta una planificación óptima a implementarse para poder realizar el mantenimiento futuro más inmediato [13].

A continuación, podemos citar algunas anécdotas tomadas de la industria eléctrica en las que se han aplicado nuevas técnicas de mantenimiento [5]:

- Inspección/mantenimiento de postes, escalaron de 5 a 12 años, beneficios: 650KUS\$/año (más de 500.000 postes).
- Optimización de inspecciones en 5700 sistemas de protección a relés en subestaciones (33KV): Beneficios de US\$ 400K/año.
- Optimización de mantenimiento de aceite en Circuit Breakers 30%KV disminuido en 30% sin aumentar riesgo.
- National Grid: Transmisión en Inglaterra y Gales. Reúne 67 centros de generación de 65GW de capacidad, disminución de costos de entre 18 y 46% en interruptores Frame R de 400KV (población 255).
- Planta eléctrica Las Morochas (Venezuela): 500K US\$/año reducción de consumo de gas.
- Scottish Power: Parada de planta de proyectos a llevar a cabo: 40 millones US\$, se filtraron con herramientas. MACRO: Se eliminaron 33 por baja rentabilidad: costo-riesgo, se redistribuyo el trabajo a realizar, se redujo a 22US\$ millones.
- Varias aplicaciones de la técnica RCM en subestaciones han reflejado una disminución de costos por mantenimiento de hasta un 25%.

## **CAPÍTULO 2**

### **2. METODOLOGÍA**

#### **2.1 Diseño del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad en Líneas de Subtransmisión (69kv)**

En este capítulo se realizará el diseño del sistema de mantenimiento centrado en la confiabilidad para líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV. Para ello se procederá a realizar un análisis de los índices de confiabilidad del sistema de subtransmisión más crítico tomando como referencia los datos de falla de un año, proporcionados por la empresa CNEL EP-Guayaquil; luego se aplicará el mantenimiento centrado en la confiabilidad y se procederá a realizar los cálculos de los parámetros de la distribución Weibull con el fin de conocer el tiempo óptimo para la realización del mantenimiento; para finalizar se realizará un análisis técnico-económico del método de mantenimiento a emplearse en el presente proyecto con el objetivo de conocer si resulta viable su ejecución para un proyecto a futuro. Los análisis se los realizará tomando en consideración los datos de desconexiones obtenidos del sistema de subtransmisión 69 kV del año 2017; para luego aplicar la técnica de mantenimiento y los cálculos respectivos.

Recalcando que la información obtenida por parte de la empresa CNEL EP-Guayaquil sobre las desconexiones en el sistema de subtransmisión, no es suficiente para poder obtener resultados precisos; se ha optado de igual manera por seguir la metodología descrita en este proyecto con el fin de poder tener un modelo para el diseño de mantenimiento preventivo en líneas de subtransmisión.

#### **2.2 Datos de falla del Sistema de Subtransmisión 69 kV**

Según la información obtenida, se pudo conocer que se dieron un total de 38 desconexiones en el sistema de subtransmisión a nivel de 69kV durante el

año 2017 en la ciudad de Guayaquil, obteniendo como dato que las líneas con más interrupciones fueron Cervecería, Cedege y Vergeles.

Para la elaboración del procedimiento y ejecución de los cálculos se ha tomado como referencia los datos de la línea de subtransmisión Vergeles, debido a que en las otras líneas como Cervecería y Cedege se presenta una inconsistencia en sus datos y no permite una correcta obtención en los resultados.

La Tabla 2.1 muestra en detalle el evento o causa, la ubicación, fecha y hora de la interrupción, la duración de la desconexión, carga instalada, carga desconectada y los consumidores afectados de la línea de subtransmisión más crítica mencionada anteriormente. Adicionalmente la Tabla 2.2 muestra el número total de fallas en el sistema de subtransmisión por mes durante el año de estudio.

Línea de Subtransmisión 69 kV	Fecha y hora de desconexión	Duración (hh:mm:ss)	Carga Instalada (kVA)	Carga desconectada (kVA)	Consumidores afectados	Causa
Vergeles	28/02/2017 10:10	1:40:00	122045.50	19676,88	15005	Animal hizo contacto accidental con línea de 13.8 KV
	28/02/2017 11:00	1:05:00	122045.50	19330,9	15005	Switch o cuchillas de 69 KV en mal estado
	28/02/2017 17:18	1:51:00	165361.50	22900,2	23080	Tormenta eléctrica o rayo provocó desconexión
	03/10/2017 9:13	0:53:46	153587	33064	17526	Objeto cayó o hizo contacto accidental con línea de 69 KV

**Tabla 2.1 Reporte de desconexiones de la Línea de Subtransmisión 69kV Vergeles**

En la siguiente tabla se puede observar que en el mes de febrero se presentaron más desconexiones en el sistema de subtransmisión en la ciudad de Guayaquil, teniendo un total de 12 interrupciones mientras que por otro lado en los meses de septiembre y diciembre no se presentaron desconexiones en el sistema, según los datos proporcionados por CNEL EP.

Mes	Número de Desconexiones
Enero 2017	4
Febrero 2017	12
Marzo 2017	4
Abril 2017	2
Mayo 2017	3
Junio 2017	3
Julio 2017	3
Agosto 2017	1
Septiembre 2017	0
Octubre 2017	4
Noviembre 2017	2
Diciembre 2017	0
<b>Total</b>	<b>38</b>

**Tabla 2.2 Número totales de fallas por mes**

## 2.3 Índices de Confiabilidad

Se procede a evaluar los índices de confiabilidad para la línea de subtransmisión Vergeles, siendo una de las más críticas durante el año 2017.

### 2.3.1 Línea de Subtransmisión 69 kV – Vergeles

$$\lambda = \frac{\text{N}^\circ \text{ de fallas}}{\text{Tiempo (años)}} = \frac{4}{1} = 4 \text{ [fallas/año]}$$

$$U = \frac{\text{Duración de fallas (horas)}}{\text{Tiempo (años)}} = \frac{5:29}{1} = \frac{5,48}{1} = 5,48 \text{ [horas/año]}$$

$$r = \frac{U}{\lambda} = \frac{5,48}{4} = 1,37 \text{ [horas/fallas]}$$

$$ASIFI = \frac{\sum MVA \text{ interrumpida}}{\sum MVA \text{ instalada}} = \frac{94971,98}{563039,5} = 0,17 \text{ [MVA/falla]}$$

$$ASIDI = \frac{\sum(t_r \times MVA \text{ interrumpida})}{\sum MVA \text{ instalada}} = \frac{(1,37 \times 94971,98)}{563039,5} = 0,23 \text{ [horas]}$$

## 2.4 Implementación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)

Se definirá el plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad para las líneas de subtransmisión que conforman el sistema de 69 KV en la ciudad de Guayaquil. El diseño de mantenimiento está determinado por los siguientes puntos:

### 2.4.1 Características ambientales

Las características ambientales de la ciudad de Guayaquil se describen en la Tabla 2.3.

Características ambientales	
Altura sobre el nivel del mar (m)	4,02
Ambiente	Tropical
Temperatura máxima y mínima	37,3°C / 15,8°C
Nivel de humedad	75,9 %
Velocidad del viento (m/s)	3,6
Nivel de contaminación	Moderada
Radiación solar máxima (w/m <sup>2</sup> )	893

**Tabla 2.3 Características ambientales del sistema**

### 2.4.2 Definición de activos de la línea de subtransmisión y sus funciones

Se aplicará el mantenimiento centrado en la confiabilidad a líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV de manera general; recalando que durante el año de estudio (2017) las líneas con más interrupciones fueron Cervecería, Cedege y Vergeles. Siendo estas líneas de subtransmisión de operación continua, con longitudes variables entre 2,13 y 143 metros por tramo.

## Conductores y Cable de guarda

El conductor de línea es de tipo ACSR de calibre 477 kcmil. Mientras que para el cable de guarda es de tipo acero galvanizado de calibre 3/8 AWG. Las características electromecánicas se presentan en la Tabla 2.4 y la Tabla 2.5 respectivamente.

Código		Hawk	
Calibre (AWG o kcmil)		477,00	
Sección transversal (mm <sup>2</sup> )		241,70	
Construcción	No. de hilos	Aluminio	26
		Acero	7
	Diámetro de hilos (mm)	Aluminio	3.440
		Acero	2.680
Diámetro del conductor (mm)		21,80	
Peso total (kg/km)		973,45	
Carga de ruptura (kg)		8.820	
Resistencia a D.C. a 20°C ohm/km		0,1175	
Capacidad de corriente (A)		659	

**Tabla 2.4 Características del conductor de línea [18]**

Material	Acero galvanizado
Calibre (AWG)	3/8
Sección transversal (mm <sup>2</sup> )	50
N° de hilos	7
Diámetro de hilos (mm)	3,05 – 3,14
Diámetro del conductor (mm)	9.53
Carga de ruptura (kg)	2700

**Tabla 2.5 Características del cable de guarda [18]**

## Postes y Estructuras

Los conductores son sujetos por estructuras de hormigón o metálicas de acuerdo a normas nacionales o internacionales. Este tipo de estructuras son de suspensión, retención, terminal y angular en postes de hormigón.

- Suspensión: Son utilizadas en líneas rectas o en tramos con ángulos de desviación muy pequeños, es decir sin variación de dirección de la trayectoria de la línea. Las cargas que se ejercen son verticales ocasionado por el peso del conductor y transversales debido a la acción del viento.
- Retención: Son utilizadas en las variaciones de alineamientos con ángulos mayores a 20°, es decir la línea cambia de dirección con un ángulo mayor a 20°. Las cargas que se aplican son verticales provocado por el peso del conductor, transversal por la tensión y el viento, longitudinal por el desbalance entre vanos reguladores adyacentes.
- Terminal: Son utilizadas para el comienzo o final de una línea, están diseñadas para resistir la tensión ejercida por los conductores colocados de manera perpendicular a las mensulas.
- Angular: Son utilizadas para cambios o giros drásticos de la línea, resiste la tensión de los conductores ocasionada por el cambio de dirección.

Se utilizan postes rectangulares de hormigón armado tipo suspensión y retención de 21 metros con carga horizontal de rotura de 2400Kg. Las cimentaciones son de tipo monobloque de hormigón con una dosificación no menor a 200Kg por metro cúbico.

Las distancias mínimas de seguridad utilizadas son las siguientes:

- Distancia vertical al suelo: no menor a 8 metros.
- Distancia vertical del conductor más bajo a guardar sobre techo de edificios o proyecciones no accesible a peatones: 4,5 metros.
- Distancia vertical del conductor más bajo a guardar sobre techo de edificios o balcones accesible a personas: 5,1 metros.
- Distancia vertical entre conductores: mínimo debe ser 1,54 metros.



- Distancia de los conductores hacia la estructura: 0,94 metros.

### **Aisladores**

Los aisladores utilizados son poliméricos para tipo suspensión y retención en líneas de subtransmisión de 69 kV. Las características se detallan en la Tabla 2.6 y Tabla 2.7 respectivamente.

Tensión de diseño		72,5 Kv
Aislamiento eléctrico	Tensión de descarga a 60 Hz (seco)	270 Kv
	Tensión de descarga a 60 Hz (húmedo)	170 kV
	Tensión de descarga a tensión de impulso positiva	440 Kv
	Tensión de descarga a tensión de impulso negativa	415 Kv
Carga mecánica		25 lb
Peso estimado		9,9 lb
Resistente a las variaciones de temperatura, corrosión		SÍ

**Tabla 2.6 Características del aislador tipo suspensión [18]**

Tensión de diseño		72,5 Kv
Aislamiento eléctrico	Tensión de descarga a 60 Hz (seco)	311 Kv
	Tensión de descarga a 60 Hz (húmedo)	287 kV
	Tensión de descarga a tensión de impulso positiva	532 Kv
	Tensión de descarga a tensión de impulso negativa	626 Kv
Carga mecánica		1,12 lb
Peso estimado		48,4 lb
Resistente a las variaciones de temperatura, corrosión		SÍ

**Tabla 2.7 Características del aislador tipo line post [18]**

### **Herrajes**

Los herrajes son de hierro galvanizado que acompañan la estructura de soporte de las líneas de subtransmisión, pudiendo soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos de la línea y a su vez siendo resistentes a la corrosión y contaminación.

### **Tensores**

Son los que equilibran los esfuerzos mecánicos para la estabilidad de la estructura, los cuales pueden ser: poste-poste-tierra, poste a tierra.

### **Servidumbre**

Se define como la zona de seguridad eléctrica para garantizar que no se produzcan accidentes con personas o animales. Para este análisis hay la existencia de árboles y construcciones en ciertas zonas de servidumbre.

### **Puesta a tierra**

Para los conductores de conexión a tierra se usa cobre N° 4 AWG, el cable de tierra es de acero galvanizado, diámetro ¼", 7 hilos, con un peso total de 0,300 Kg/m y 3630 Kg de carga de rotura; las varillas de puesta a tierra tipo copperweld son de ¾"x10'.

#### **2.4.3 Base de Datos**

A partir de la información anterior se debe crear una base de datos que permita recolectar, registrar y organizar toda la información equivalente a cada línea de subtransmisión. Con esto se podrá consultar todos los datos correspondientes a los activos (estructuras, conductores, herrajes, tensores, etc.) que pertenecen a la línea tales como: parámetros electromecánicos, últimas tareas de mantenimiento, descripción de eventos, etc.

De igual manera se debe crear un formulario que permita registrar la información y obtener en detalle todos los eventos de falla ocurridos en la línea de subtransmisión y ayudar a determinar con más certeza los posibles modos de falla.

#### **2.4.4 Hojas de Información**

En esta parte se incluye el registro de toda la información detallada en los puntos anteriores (funciones, fallas funcionales, modos de falla y efectos de falla), para cada elemento perteneciente a la línea de subtransmisión de 69 kV.

## Estructuras

RCM Hoja de Información		Sistema: Línea de Subtransmisión 69 kV				
		Subsistema: Estructuras				
	Función	Falla Funcional (Pérdida de Función)	Modo de Falla (Causa de la Falla)	Efecto de Falla		
1	Mantener los conductores a suficiente altura sobre la tierra y distanciados entre sí.	A	Los esfuerzos mecánicos dados no son soportados por la estructura.	1	Estructura en mal estado.	Esta situación se da cuando la estructura ha perdido sus propiedades. Cuando la estructura no se encuentra en buen estado, esta puede colapsar y los conductores se pueden caer, provocando cortocircuitos.
		B	No existe verticalidad ni estabilidad de la estructura.	2	Mala cimentación.	Esta situación se da cuando no existen una buena cimentación para el empotramiento de la estructura, lo cual puede provocar que la estructura colapse.
		C	Existe violación entre las distancias de seguridad entre conductores, y entre conductores y tierra.	3	Mal estudio sobre distancias de seguridad.	Esta situación se evidencia por errores de diseño. Cuando las distancias de seguridad no cumplen con las normas pueden provocarse campos magnéticos entre conductores dando lugar a una fuerza entre ellos, provocando fallas.

**Figura 2.1 Hoja de información RCM para estructuras**

## Conductores

RCM Hoja de Información		Sistema: Línea de Subtransmisión 69 kV					
		Subsistema: Conductores					
Función		Falla Funcional (Pérdida de Función)		Modo de Falla (Causa de la Falla)		Efecto de Falla	
2	Transportar la energía eléctrica de un punto a otro.	A	No se puede transmitir la energía de un lugar a otro.	1	El conductor no puede soportar el nivel de corriente.	Esta situación se evidencia por errores de diseño. Cuando el conductor no puede soportar los niveles óptimos de corriente se pueden observar chispas y el conductor se puede fundir provocando un cortocircuito.	
				2	Conductor roto.	Esta situación se puede evidenciar por esfuerzos mecánicos de tensión o accidentes de tránsito, provocando que la línea se rompa y caiga.	
				3	Existencia de elementos extraños en la línea.	La existencia de elementos extraños (animales, árboles, objetos) no permite el transporte de energía y pueden provocar cortocircuito.	
				4	Degradación	Se puede observar chisporroteo en las líneas debido a la degradación ocasionada por reacciones con el medio ambiente.	

**Figura 2.2 Hoja de información RCM para conductores**

## Cable de Guarda

RCM Hoja de Información		Sistema: Línea de Subtransmisión 69 Kv				
		Subsistema: Cable de Guarda				
	Función	Falla Funcional (Pérdida de Función)	Modo de Falla (Causa de la Falla)	Efecto de Falla		
3	Soportar el impacto de las descargas eléctricas atmosféricas que pueden incidir sobre la línea y conducir las sobretensiones al camino de puesta a tierra para su atenuación.	A	El impacto directo de las descargas atmosféricas no es soportado por el cable de guarda.	1	Cable de guarda ausente o en posición de apantallamiento incorrecto.	Esta situación se evidencia por errores de diseño o cambios en el mismo. Cuando la descarga no se recibe por el cable de guarda, se encuentran aisladores quemados, rastros de chisporroteo o función en los puntos de unión de conductores. Adicionalmente, el cable se puede distensionar por movimiento de la estructura o corrimiento de los herrajes.
		B	No existe conexión entre el cable de guarda y la puesta a tierra.	2	Camino de puesta a tierra interrumpido.	Ausencia de la conexión entre el cable de guarda y la puesta a tierra de la estructura. Cable de contrapeso roto. Las descargas se evidencian por flameos en los herrajes.

**Figura 2.3 Hoja de información RCM para cable de guarda**

## Aisladores

RCM Hoja de Información		Sistema: Línea de Subtransmisión 69 kV				
		Subsistema: Aisladores				
	Función	Falla Funcional (Pérdida de Función)	Modo de Falla (Causa de la Falla)	Efecto de Falla		
4	Aislar eléctricamente el conductor del poste.	A	Incapaz de poder aislar los conductores del poste.	1	Degradación	Puede observarse corriente circulando por la superficie de los aisladores, debido a las pérdidas de sus propiedades, además puede presentarse corrosión de las partes metálicas debido a reacciones químicas con el medio ambiente. En este caso se pierde el aislamiento del conductor con el poste.
				2	Pérdida del material aislante (erosión).	Formación de caminos conductores sobre la superficie del material aislante.
5	Soportar la carga mecánica que los conductores transmiten al poste a través de ellos.	B	La carga mecánica producida por los conductores no es soportada por los aisladores.	1	Pérdida de adhesión del sello de los herrajes.	Los aisladores no podrían sostener al conductor y podrían caerse provocando un cortocircuito entre las líneas.
				2	Degradación	Se puede observar que los aisladores ya no pueden soportar la carga mecánica debido a reacciones con el medio ambiente, provocando que se caigan.

**Figura 2.4 Hoja de información RCM para aisladores**

## Herrajes

<b>RCM Hoja de Información</b>		<b>Sistema:</b> Línea de Subtransmisión 69 kV		
		<b>Subsistema:</b> Herrajes		
	<b>Función</b>	<b>Falla Funcional (Pérdida de Función)</b>	<b>Modo de Falla (Causa de la Falla)</b>	<b>Efecto de Falla</b>
6	Proporcionar la fuerza necesaria para la fijación de los aisladores a la estructura, retener el conductor, cable de tierra por su propio apriete, amortiguamiento de vibraciones.	A No hay la suficiente fuerza para fijar los elementos a la estructura.	1 Desgaste	Al existir un desgaste en los herrajes, esto puede provocar que los elementos de la línea se suelten y puedan provocar fallas en el sistema.
		B Los herrajes no soportan los esfuerzos mecánicos y eléctricos.	2 Desgaste por acción corrosiva y contaminación.	El desgaste por corrosión y contaminación puede provocar interrupciones en el servicio y un servicio de baja calidad.

Figura 2.5 Hoja de información RCM para herrajes

## Tensores

RCM Hoja de Información		Sistema: Línea de Subtransmisión 69 kV			
		Subsistema: Tensores			
	Función	Falla Funcional (Pérdida de Función)	Modo de Falla (Causa de la Falla)		Efecto de Falla
7	Equilibrar las cargas mecánicas para garantizar la verticalidad y estabilidad de la estructura.	A No hay equilibrio de las cargas mecánicas de la estructura.	1	Tensores rotos.	Los tensores suelen cortarse por choques de vehículos. Adicionalmente, la acidez del terreno daña el tensor. Cuando se pierde el equilibrio de las cargas mecánicas se corre el riesgo de no cumplir con las distancias de seguridad. La estructura (poste) puede colapsar. Se evidencia la estructura desplomada.
			2	Tensores sueltos.	Se detecta la ausencia de herrajes de sujeción en la parte inferior del tensor. Es posible que en terrenos de consistencia variable el tensor se suelte por lluvia, desplazamiento de la placa de sustentación, entre otros. Se evidencia una estructura desplomada cuando uno de los tensores está suelto o sin la suficiente tensión requerida para el esfuerzo.

**Figura 2.6 Hoja de información RCM para tensores**



## Puesta a tierra

RCM Hoja de Información		Sistema: Línea de Subtransmisión 69 kV		
		Subsistema: Puesta a tierra		
	Función	Falla Funcional (Pérdida de Función)	Modo de Falla (Causa de la Falla)	Efecto de Falla
8	Protección contra tensiones de paso y de contacto.	A No existe protección contra tensiones de paso y de contacto.	1 No existe conexión entre la puesta a tierra y el sistema.	Al no existir una conexión de puesta a tierra, el sistema no estaría protegido y puede provocar riesgos físicos en las personas por tensiones de paso o de contacto; como también riesgos de descarga eléctrica y fallas en el sistema.
			2 Mala conexión de puesta a tierra.	Al darse una mala conexión de puesta a tierra, aumentaría el riesgo de falla en el sistema y estar expuesto a riesgos de descarga eléctrica; provocando también riesgos físicos en las personas.
9	Dar un punto de referencia para el sistema.	B No existe conexión equipotencial.	1 No existe conexión entre la puesta a tierra y el sistema.	Al no existir una conexión de puesta a tierra, el sistema no estaría protegido y puede provocar riesgos físicos en las personas por tensiones de paso o de contacto; como también riesgos de descarga eléctrica y fallas en el sistema.
			2 Mala conexión de puesta a tierra.	Al darse una mala conexión de puesta a tierra, aumentaría el riesgo de falla en el sistema y estar expuesto a riesgos de descarga eléctrica; provocando también riesgos físicos en las personas.

**Figura 2.7 Hoja de información RCM para puesta a tierra**

## Servidumbre

RCM Hoja de Información		Sistema: Línea de Subtransmisión 69 kV				
		Subsistema: Servidumbre				
	Función	Falla Funcional (Pérdida de Función)	Modo de Falla (Causa de la Falla)	Efecto de Falla		
10	Permitir la operación y mantenimiento de las líneas de subtransmisión.	A	No se puede operar y dar mantenimiento a las líneas de subtransmisión.	1	Existencia de árboles en el ancho de la zona de servidumbre.	La existencia de árboles dentro de la zona de servidumbre puede provocar fallas al tener contacto con las líneas.
				2	Construcciones en la zona de servidumbre.	La existencia de construcciones dentro de la zona de servidumbre puede provocar riesgos físicos en las personas.

**Figura 2.8 Hoja de información RCM para servidumbre**

## 2.4.5 Hojas de Decisiones

Una vez registrada toda la información en el ítem anterior; se procede a realizar las respectivas hojas de decisiones para conocer las tareas de mantenimiento y los intervalos de tiempo de los mismos.

### Estructuras

Hoja de decisión RCM			Sistema: Línea de Subtransmisión 69kV							Facilitador:			Fecha:	Hoja N°	
			Subsistema: Estructuras							Auditor:				de	
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acciones a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O			H4	H5	S4				
1	A	1	S	S			S						Verificar el estado de la estructura, en caso de encontrar anomalías reportar para realizar el reacondicionamiento respectivo.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
1	B	2	S	S			S						Chequear la verticalidad y estabilidad de la estructura, en caso de encontrar anomalías reportar para realizar la tarea correctiva.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
1	C	3	S	N	N	S	S						Chequear las distancias de seguridad entre conductores y entre conductores y tierra, en caso de darse esta violación de distancias de seguridad reportar para realizar la tarea correctiva.	Quimestral	Departamento de mantenimiento

Figura 2.9 Hoja de decisión RCM para estructuras

## Conductores

Hoja de decisión RCM			Sistema: Línea de Subtransmisión 69kV							Facilitador:			Fecha:	Hoja N°	
			Subsistema: Conductores							Auditor:				de	
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acciones a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O			H4	H5	S4				
2	A	1	N				S						Sensar el nivel de corriente que circula por el conductor y reportar este tipo de anomalías para realizar la sustitución respectiva del conductor.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
2	A	2	S	S			S						Verificar la continuidad del conductor, en caso de encontrar anomalías se debe reportar la sustitución inmediata del mismo.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
2	A	3	S	N	S		S						Revisar si hay la existencia de elementos extraños en la línea, en el caso de darse realizar el respectivo reacondicionamiento de la línea.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
2	A	4	N				S						Chequear condiciones tales como compactación de los hilos del conductor, chisporroteo en la línea. Este tipo de anomalías deben ser reportadas para realizar el reacondicionamiento o sustitución respectiva.	Quimestral	Departamento de mantenimiento

**Figura 2.10 Hoja de decisión RCM para conductores**

### Cable de Guarda

Hoja de decisión RCM			Sistema: Línea de Subtransmisión 69kV						Facilitador:			Fecha:	Hoja N°		
			Subsistema: Cable de Guarda						Auditor:				de		
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acciones a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O				H4	H5	S4			
3	A	1	N				N	N	N	S			<p>Chequear condiciones tales como aisladores quemados, flameo, herrajes fundidos, cable de guarda distensionado o faltante, corrimiento de herrajes de sujeción. La detección de uno de estos tipos de anomalías debe ser reportada para realizar el reacondicionamiento o sustitución del cable de guarda.</p>	Quimestral	Departamento de mantenimiento
3	B	2	S	N	N	S	S						<p>Inspeccionar y verificar que exista la unión entre el cable de guarda y el camino de puesta a tierra. Una vez detectada la anomalía, ésta se debe reportar para realizar la tarea correctiva.</p>	Quimestral	Departamento de mantenimiento

**Figura 2.11 Hoja de decisión RCM para cable de guarda**

## Aisladores

Hoja de decisión RCM			Sistema: Línea de Subtransmisión 69kV							Facilitador:			Fecha:	Hoja N°	
			Subsistema: Aisladores							Auditor:				de	
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acciones a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O			H4	H5	S4				
4	A	1	S	S			S						Chequear el estado físico de los aisladores, en caso de encontrar anomalías reportar para realizar el reacondicionamiento o sustitución del aislador.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
4	A	2	N				S						Medir el nivel de descargas parciales para conocer la vida útil del aislamiento, en caso de encontrar anomalías reportarlas para realizar el reacondicionamiento o sustitución del elemento.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
5	B	1	S	S			S						Chequear si existe adhesión entre los herrajes y los aisladores, en caso de encontrar anomalías reportar para realizar el reacondicionamiento o sustitución de los mismos.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
5	B	2	S	N	N	S	S						Chequear el estado físico de los aisladores, en caso de encontrar anomalías reportar para realizar el reacondicionamiento o sustitución del aislador.	Quimestral	Departamento de mantenimiento

**Figura 2.12 Hoja de decisión RCM para aisladores**

## Herrajes

<b>Hoja de decisión RCM</b>			<b>Sistema:</b> Línea de Subtransmisión 69kV									<b>Facilitador:</b>		<b>Fecha:</b>	<b>Hoja N°</b>
			<b>Subsistema:</b> Herrajes									<b>Auditor:</b>			<b>de</b>
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acciones a falta de			Intervalo Inicial	A realizarse por	
										H4	H5	S4			
F	FF	FM	H	S	E	O						<b>Tarea Propuesta</b>			
6	A	1	S	S			S					Chequear que exista la suficiente fijación de los herrajes a los elementos de la estructura. En caso de encontrar anomalías realizar el respectivo reacondicionamiento.	Quimestral	Departamento de mantenimiento	
6	B	2	N				S					Realizar una inspección termográfica y en caso de encontrar anomalías, reportar para hacer el reacondicionamiento o sustitución respectiva.	Quimestral	Departamento de mantenimiento	

**Figura 2.13 Hoja de decisión RCM para herrajes**

## Tensores

Hoja de decisión RCM			Sistema: Línea de Subtransmisión 69kV						Facilitador:			Fecha:	Hoja N°		
			Subsistema: Tensores						Auditor:				de		
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acciones a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
										H4	H5	S4			
F	FF	FM	H	S	E	O									
7	A	1	S	S			S						Revisar continuidad del tensor, desde la varilla de cimentación hasta los anillos de sujeción al poste. En caso de encontrar anomalías, se debe reportar la sustitución inmediata del mismo.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
7	A	2	S	S			S						Inspeccionar el estado de la tensión mecánica del tensor, verificando que esté realizando el esfuerzo para mantener la estructura vertical. En caso de defectos, reportar para efectuar el retensionado del tensor.	Quimestral	Departamento de mantenimiento

**Figura 2.14 Hoja de decisión RCM para tensores**



### Puesta a tierra

Hoja de decisión RCM			Sistema: Línea de Subtransmisión 69kV							Facilitador:			Fecha:	Hoja N°	
			Subsistema: Puesta a tierra							Auditor:				de	
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acciones a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
										H4	H5	S4			
F	FF	FM	H	S	E	O									
8	A	1	N				S						Chequear si hay la presencia del conductor de puesta a tierra, en el caso de no darse reportar para realizar el rediseño del sistema.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
8	A	2	N				N	S					Realizar la medición de resistencia de puesta a tierra, en el caso de encontrar anomalías verificar si el cable de puesta a tierra este roto o dañado. Si es así reportar para realizar el reacondicionamiento o sustitución respectiva.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
9	B	1	N				S						Chequear si hay la presencia del conductor de puesta a tierra, en el caso de no darse reportar para realizar el rediseño del sistema.	Quimestral	Departamento de mantenimiento
9	B	2	N				N	S					Realizar la medición de resistencia de puesta a tierra, en el caso de encontrar anomalías verificar si el cable de puesta a tierra este roto o dañado. Si es así reportar para realizar el reacondicionamiento o sustitución respectiva.	Quimestral	Departamento de mantenimiento

**Figura 2.15 Hoja de decisión RCM para puesta a tierra**

### Servidumbre

Hoja de decisión RCM			Sistema: Línea de Subtransmisión 69kV							Facilitador:			Fecha:		Hoja N°	
			Subsistema: Servidumbre							Auditor:					de	
Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acciones a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O				H4	H5	S4				
10	A	1	S	N	S		S					Chequear si hay la existencia de árboles dentro de la zona de servidumbre; si es así, reportar para realizar el respectivo reacondicionamiento (poda de árboles).	Quimestral	Departamento de mantenimiento		
10	A	2	S	S			S					Inspeccionar si hay la existencia de construcciones dentro de la zona de servidumbre; si es así reportar para realizar el respectivo rediseño del sistema.	Quimestral	Departamento de mantenimiento		

Figura 2.16 Hoja de decisión RCM para servidumbre

## 2.5 Cálculo de los parámetros de la Distribución Weibull

Para obtener los parámetros de la distribución Weibull en Minitab, primeramente, se realiza el cálculo del tiempo entre fallas y luego se hace un registro de estos tiempos; ordenándolos de menor a mayor para después colocar estos valores en la hoja de trabajo del software Minitab y luego seguir los pasos detallados en el Capítulo 1.

### 2.5.1 Línea de Subtransmisión 69 kV – Vergeles

A continuación, se muestran los tiempos entre fallas en horas ordenados de menor a mayor de la línea de subtransmisión Vergeles.

Orden de la falla $i$	Tiempo de falla $t_i$ (horas)
1	0,50
2	6,18
3	5199,55

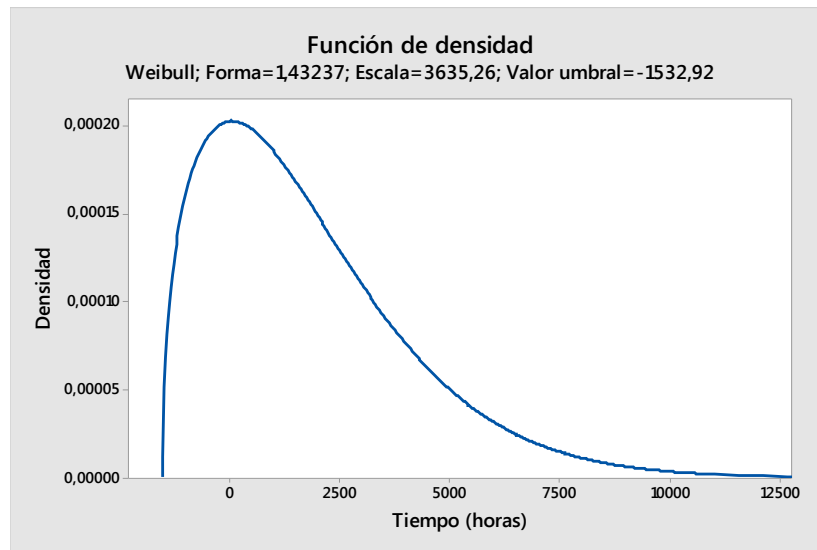
**Tabla 2.8 Tiempos entre fallas de la Línea de Subtransmisión 69 kV Vergeles**

Por medio del software se obtienen los parámetros de forma, escala y localización, los cuales permiten definir cada función de la distribución Weibull y sus respectivas gráficas, tales como: función de densidad, función acumulativa de probabilidad de falla, confiabilidad del sistema y la función tasa de falla. A continuación, se presentan dichos parámetros:

- Parámetro de forma ( $\beta$ ) = 1,43237
- Parámetro de escala ( $\theta$ ) = 3635,26
- Parámetro de localización ( $\delta$ ) = -1532,92

Para obtener la función de densidad de Weibull se reemplazan los parámetros obtenidos, en la ecuación (1.15).

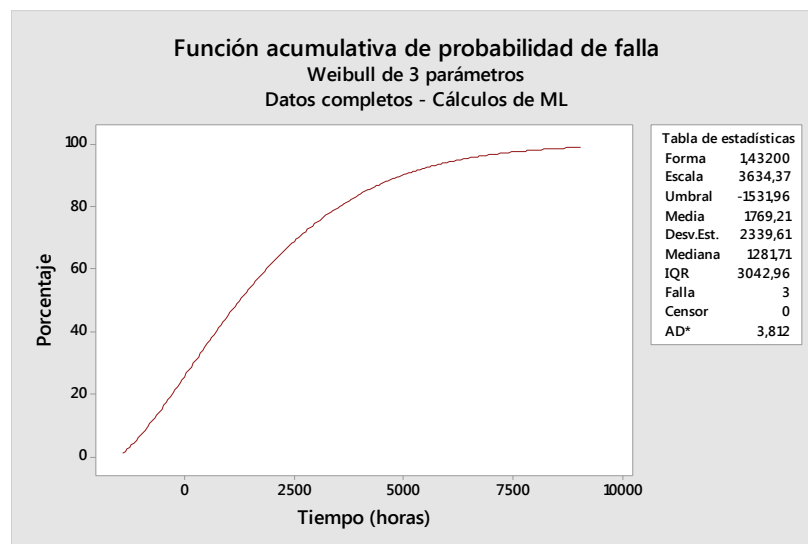
$$f(t) = (1,14 \times 10^{-5})(t + 1532,92)^{0,4324} \cdot e^{-\left(\frac{t+1532,92}{3635,26}\right)^{1,4324}}$$



**Figura 2.17 Función de densidad de probabilidad de la Línea de Subtransmisión 69kV Vergeles**

Así mismo para obtener la función acumulativa de probabilidad de falla, se utiliza la ecuación (1.16).

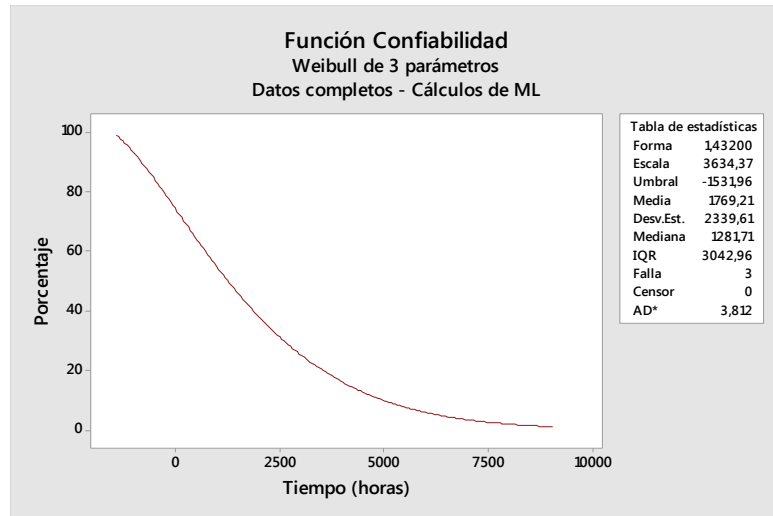
$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t+1532,92}{3635,26}\right)^{1,4324}}$$



**Figura 2.18 Función acumulativa de probabilidad de falla de la Línea de Subtransmisión 69kV Vergeles**

Para la función de confiabilidad del sistema, se reemplazan los parámetros en la ecuación (1.17).

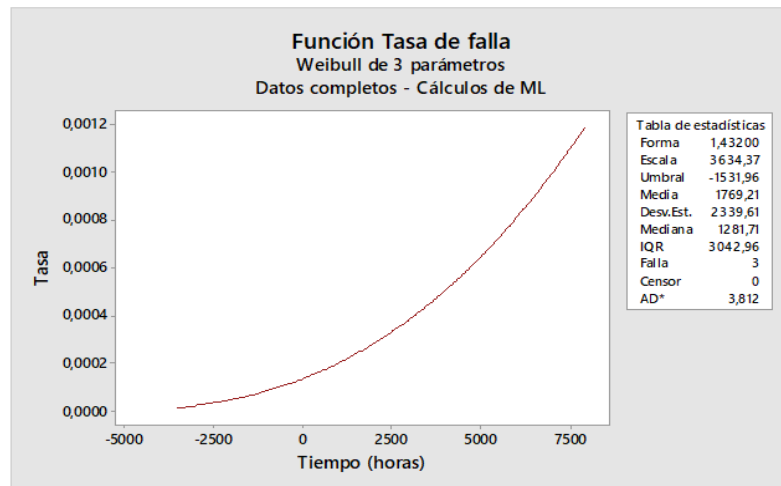
$$R(t) = e^{-\left(\frac{t+1532,92}{3635,26}\right)^{1,4324}}$$



**Figura 2.19 Función confiabilidad de la Línea de Subtransmisión 69kV Vergeles**

Para la función tasa de falla, se reemplazan los parámetros en la ecuación (1.19).

$$\lambda(t) = (1,14 \times 10^{-5})(t + 1532,92)^{0,4324}$$



**Figura 2.20 Tasa de falla de la Línea de Subtransmisión 69kV Vergeles**

## 2.6 Análisis Técnico-Económico

Para realizar el análisis técnico-económico se ha tomado como datos, valores referenciales de costos asociados de mantenimientos preventivos y correctivos realizados anteriormente en líneas de subtransmisión de 69 kV; los costos dependiendo a cada actividad realizada se presentan en la Tabla 2.9 y Tabla 2.10 respectivamente.

Recalcando que dichos valores son referenciales, esta información ha facilitado para el desarrollo del análisis técnico-económico del presente proyecto, presentado a continuación.

<b>ACTIVIDADES</b>	<b>Unidad</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Precio Total</b>
Inspección termográfica y visual de líneas de subtransmisión.	km	500	500
Desbroce de árboles por día (8 horas de trabajo).	día	424,20	424,20
Mantenimiento y limpieza de aisladores.	por actividad	300	300
Inspección de ultrasonido en las líneas.	km	500	500
<b>TOTAL</b>			\$1724,2

**Tabla 2.9 Costos asociados a mantenimientos preventivos en líneas de subtransmisión**

<b>ACTIVIDADES</b>	<b>Unidad</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Precio Total</b>
Instalación de puesta a tierra y conexión al hilo de guarda (realización de mediciones).	por actividad	400	400
Izada de poste, incluye instalación de las estructuras asociadas.	por actividad	930,19	930,19
Cambio de poste, incluye instalación de las estructuras asociadas.	por actividad	1276,32	1276,32
Instalación de tensor para red existente, incluye estructuras asociadas.	por actividad	175,39	175,39
Cambio de aisladores	por actividad	186,88	186,88
Cambio de conductores	km	161305,82	161305,82
<b>TOTAL</b>			\$164274,6

**Tabla 2.10 Costos asociados a mantenimientos correctivos en líneas de subtransmisión**

Para conocer el tiempo óptimo de mantenimiento y sus costos asociados, se implementará la política de mantenimiento preventivo a intervalos constantes para cada línea de subtransmisión; tomando a su vez los costos referentes a mantenimientos preventivos y correctivos tomados de la Tabla 2.9 y la Tabla 2.10 respectivamente.

### 2.6.1 Línea de Subtransmisión 69 kV - Vergeles

Para conocer el número esperado de fallas, se parte de la función tasa de falla y se utiliza la ecuación (1.22):

$$\lambda(t) = (1,14 \times 10^{-5})(t + 1532,92)^{0,4324}$$

$$H(t_p) = \int_0^{t_p} (1,14 \times 10^{-5})(t + 1532,92)^{0,4324} dt$$

$$H(t_p) = (7,96 \times 10^{-6})(t_p + 1532,92)^{1,4324}$$

Para conocer el intervalo óptimo de mantenimiento preventivo, se parte de la ecuación (1.21):

$$t_p(1,14 \times 10^{-5})(t_p + 1532,92)^{0,4324} - (7,96 \times 10^{-6})(t_p + 1532,92)^{1,4324} = \frac{1724,2}{164274,6}$$

$$t_p = 3600 \text{ horas}$$

Para conocer el costo esperado por unidad de tiempo, se utiliza la ecuación (1.20).

Costo esperado por unidad de tiempo a  $t_p = 3600$  horas:

$$C(t_p) = \frac{1724,2 + 164274,6(1,64)}{3600} = 75,45 \text{ \$/hora}$$

Costo esperado por unidad de tiempo a  $t_p = 2160$  horas (3 meses):

$$C(t_p) = \frac{1724,2 + 164274,6(1,0252)}{2160} = 78,77 \text{ \$/hora}$$

## CAPÍTULO 3

### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados de los indicadores de confiabilidad y los parámetros de la distribución Weibull para la línea de subtransmisión analizada (Vergeles); siendo esta una de las líneas con más número de interrupciones durante el año, según la información obtenida por CNEL EP. Así como también se presentan los resultados del análisis técnico-económico del mantenimiento centrado en la confiabilidad usado en el presente trabajo y resaltando que si resulta viable para su ejecución en un proyecto a futuro.

#### 3.1 Procedimiento Propuesto

##### Índices de Confiabilidad

Para calcular los índices de confiabilidad, se tomaron como datos las interrupciones del sistema de subtransmisión durante el año 2017. En base a estos datos se procede a calcular cada uno de los indicadores como: tasa de falla ( $\lambda$ ), tiempo de reparación ( $r$ ), indisponibilidad ( $U$ ), índice de frecuencia media de interrupción del sistema (ASIFI), índice de duración media de interrupción del sistema (ASIDI).

##### Distribución Weibull

El procedimiento utilizado para obtener los parámetros de la distribución Weibull por medio del software Minitab es primero obteniendo los tiempos entre fallas para cada línea de subtransmisión. Luego, se procede a colocar estos valores en la hoja de trabajo del programa Minitab; para al finalizar correr el programa y encontrar dichos parámetros.

El software Minitab calcula las estimaciones de los parámetros por defecto utilizando el método de máxima verosimilitud; es decir este método estima los valores de los parámetros de la distribución Weibull que maximizan la



función de verosimilitud y se obtienen los parámetros de la distribución más precisos por medio de este método.

### **Análisis Técnico-Económico**

Para este tipo de análisis, se ha utilizado valores referenciales de costos a mantenimientos preventivos y correctivos realizados anteriormente en líneas de subtransmisión de 69 kV; el cuál para realizar el estudio técnico-económico se parte de la distribución Weibull y por medio de la política de mantenimiento preventivo a intervalos constantes se obtiene el tiempo óptimo de mantenimiento y su respectivo costo esperado por unidad de tiempo. Por último, se compara el costo obtenido de la técnica implementada a intervalos óptimos, con el costo referencial de mantenimiento actual de la empresa CNEL EP, recalcando que la empresa realiza los mantenimientos preventivos cada 3 meses (2160 horas).

## **3.2 Análisis de Resultados**

### **3.2.1 Índices de Confiabilidad**

Se puede observar en la Tabla 3.1, que la línea de subtransmisión Vergeles presenta una tasa de falla igual a 4, esto es debido a que en esta línea existieron cuatro interrupciones durante el año de estudio; así como también presenta un tiempo de reparación igual a 1,37 horas por falla y una indisponibilidad de 5,48 horas durante el año, una frecuencia media igual a 0,17 MVA por falla y una duración media de interrupción igual a 0,23 horas.

<b>Línea de Subtransmisión</b>	<b><math>\lambda</math> [fallas/año]</b>	<b>r [horas/falla]</b>	<b>U [horas/año]</b>	<b>ASIFI [MVA/falla]</b>	<b>ASIDI [horas]</b>
<b>69kV</b>					
Vergeles	4	1,37	5,48	0,17	0,23

**Tabla 3.1 Índices de confiabilidad de la Línea de Subtransmisión 69 kV Vergeles**

### 3.2.2 Distribución Weibull

A continuación, se puede observar que la línea Vergeles tienen un parámetro de forma mayor a uno ( $\beta > 1$ ), lo cual indica que las fallas ocurridas son debido al desgaste u obsolescencia en esta línea, así como también presenta un parámetro de escala igual a 3635,26 horas y un parámetro de localización igual a -1532,92. Toda esta información se la puede observar en la Tabla 3.2.

Un parámetro de localización mayor a cero ( $\delta > 0$ ) desplaza la gráfica hacia la derecha del origen (cero), mientras que un parámetro de localización menor a cero ( $\delta < 0$ ) desplaza la gráfica hacia la izquierda del origen e indica el momento en el cual se genera la distribución; como se presenta en el caso de la línea de subtransmisión Vergeles.

Línea de Subtransmisión 69 kV	Parámetro de forma ( $\beta$ )	Parámetro de escala ( $\theta$ ) (horas)	Parámetro de localización ( $\delta$ )
Vergeles	1,43237	3635,26	-1532,92

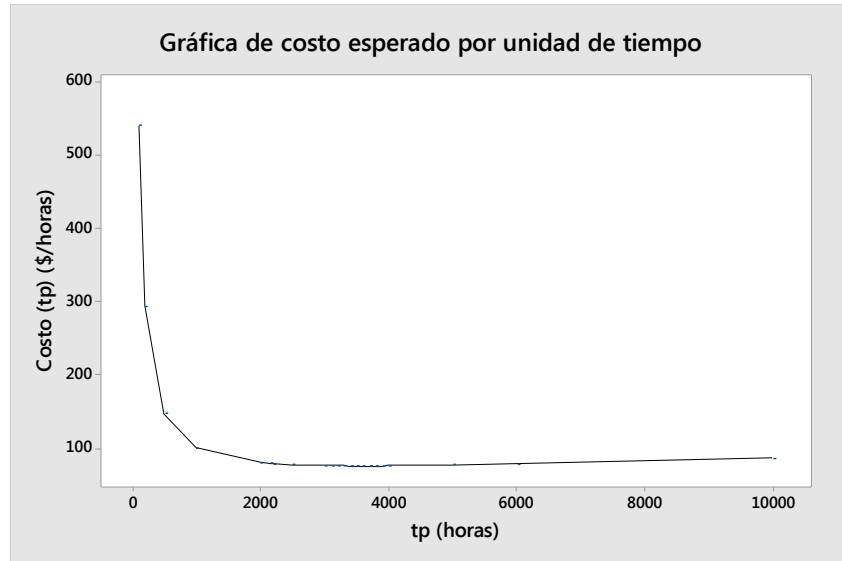
**Tabla 3.2 Parámetros de Distribución Weibull de la Línea de Subtransmisión 69 kV Vergeles**

El valor de  $\theta$  en la distribución Weibull indica las horas en las que el 63,2% el sistema fallará, en otras palabras, la confiabilidad es de 36,8%. Por ejemplo, para la línea Vergeles son 3635,26 horas en las que el 63,2% del sistema fallará, es decir, existe una confiabilidad de 36,8% (el sistema funcionará más de 3635,26 horas).

### 3.2.3 Análisis Técnico-Económico

Se puede observar que al realizar esta técnica de mantenimiento existe una reducción en los costos asociados a estas labores. Al realizar el mantenimiento a intervalos constantes con un tiempo óptimo de cada 3600 horas se obtiene un costo mínimo de 75,45 \$/hora en comparación al

mantenimiento actual practicado por la empresa CNEL EP cada tres meses (2160 horas) teniendo un costo de 75,45 \$/hora, esto se puede observar en la Tabla 3.3, correspondiente a la línea de subtransmisión Vergeles.

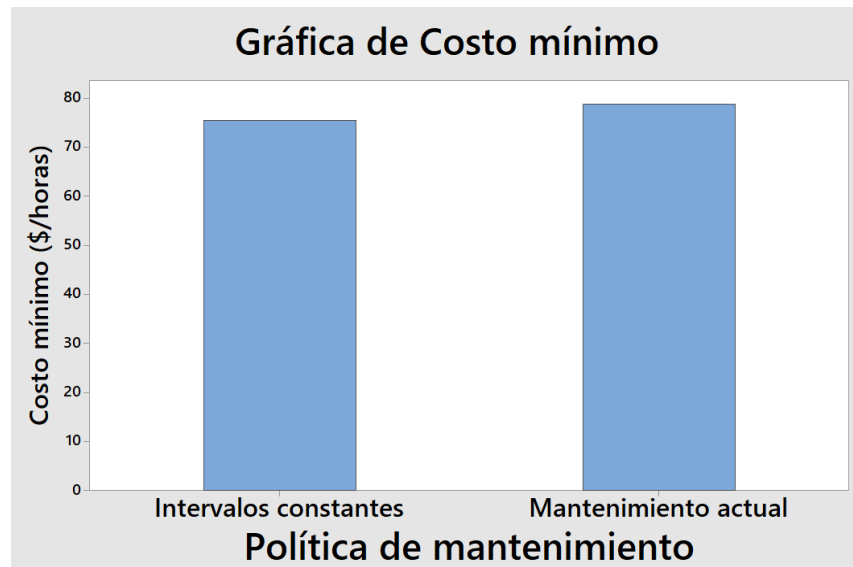


**Figura 3.1 Costo esperado por unidad de tiempo (horas)**

<b>Política de mantenimiento</b>	<b>Intervalo óptimo de mantenimiento (horas)</b>	<b>Costo mínimo (\$/hora)</b>
Intervalos constantes	3600	75,45
Mantenimiento actual	2160	78,77

**Tabla 3.3 Análisis técnico-económico de la Línea de Subtransmisión 69 kV Vergeles**

El gráfico de barras ayuda a visualizar mejor la reducción de estos costos aplicando la política de mantenimiento a intervalos constantes y haciendo una comparación de estos costos con el mantenimiento actual aplicado por la empresa CNEL EP.



**Figura 3.2 Gráfica de barra de Costo mínimo de la Línea de Subtransmisión Vergeles**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

El mantenimiento centrado en la confiabilidad es un método útil para la determinación de tareas de mantenimiento, en la que al ser utilizada los resultados son satisfactorios principalmente cuando se quiere optimizar los costos asociados a este tipo de labores. La reducción de costos de mantenimiento se ve reflejada en el análisis económico realizado para la línea de subtransmisión Vergeles, en la que al aplicar esta técnica se obtuvo una disminución en los costos, cumpliendo así con el objetivo general de este proyecto.

Mediante la política de mantenimiento a intervalos constantes se pudo determinar un tiempo óptimo de 3600 horas (5 meses) para el mantenimiento preventivo en líneas de subtransmisión, el cual realiza una mejora en los costos asociados a este tipo de actividades haciendo una comparación con los costos debido al mantenimiento que se viene realizando actualmente 2160 horas (3 meses) por la empresa CNEL EP.

Con la ayuda de los índices de confiabilidad calculados así mismo para la línea de subtransmisión Vergeles, se pudo conocer la calidad del servicio eléctrico presente en el sistema. Así mismo se pudo conocer que la línea de subtransmisión Vergeles presentó una tasa de falla igual a 4, esto se debe a que en esta línea existieron cuatro interrupciones durante el año de estudio; así como también presenta un tiempo de reparación igual a 1,37 horas por falla y una indisponibilidad de 5,48 horas durante el año, una frecuencia media igual a 0,17 MVA por falla y una duración media de interrupción igual a 0,23 horas.

La distribución de Weibull es una herramienta importante en la que, por medio de sus funciones permite conocer la confiabilidad del sistema y por medio de las políticas óptimas de mantenimiento se determina el tiempo óptimo para aplicar el mantenimiento adecuado al sistema; por medio de sus parámetros y con la ayuda de la curva de la bañera se puede conocer si las fallas existentes son debidas a mortalidad infantil ( $\beta < 1$ ), fallas aleatorias ( $\beta = 1$ ) o debidas al desgaste u obsolescencia ( $\beta > 1$ ). Para el presente

proyecto se determinó que dichas fallas en la línea de subtransmisión analizada fueron por desgaste (Vergeles).

### **Recomendaciones**

Se recomienda crear una base de datos en donde se pueda recolectar, registrar y organizar toda la información equivalente al sistema de subtransmisión. Con esta base de datos se podrá consultar en detalle toda la información acerca de los eventos de falla ocurridos en las líneas de subtransmisión como también ayudaría a conocer las últimas tareas de mantenimiento realizadas en el sistema. Esto a su vez facilitaría para la realización del diseño del sistema de mantenimiento elaborado en el presente proyecto, ya que con la información obtenida no se han podido obtener una exactitud en los resultados, pero estos a su vez sirven como un modelo para su ejecución en un futuro.

Es necesario que, para poder aplicar el mantenimiento centrado en confiabilidad, se analicen en detalle y minuciosamente cada activo perteneciente al sistema de subtransmisión y no analizarlo al sistema como un todo, ya que al hacerlo de esta manera se estarían evitando algunos modos de falla que podrían ser producidos por cualquier activo de la línea de subtransmisión, y esto a su vez ayudaría para una buena elaboración de un plan de mantenimiento preventivo para la empresa CNEL EP.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, Boca Ratón, Florida: CRC Press, 2002.
- [2] Viakon, «Manual Eléctrico,» MIR, Monterrey, 2011.
- [3] Empresa Distribuidora del Pacífico, «Manual de mantenimiento para redes de alta, media y baja tensión,» Dispac, Chocó, 2015.
- [4] C. Vasquéz, M. Luna, R. Pérez, W. Osal y C. Blanco, «Interrupciones del suministro eléctrico: Una revisión de su impacto y de las técnicas de mantenimiento preventivo,» de *LACCEI*, Barquisimeto, 2012.
- [5] J. B. Durán, «Nuevas Tendencias en el Mantenimiento en la Industria Eléctrica,» de *SIMCECIER*, Cartagena, 2003.
- [6] M. H. Oliveira, J. H. Reversat, A. S. Bretas, L. U. Iurinic y V. H. Iurinic, «Gestión del mantenimiento en el sector eléctrico,» de *UFRGS*, Río Grande, 2011.
- [7] TRANSELECTRIC, «Glosario de Términos Sistema Eléctrico Ecuatoriano,» Quito, 2010.
- [8] P. P. Mawle, G. A. Dhomane y P. G. Burade, «EHVAC Transmission Lines Maintenance Techniques in Indian Perspective - A Review.,» de *2016 International Conference on Global Trends in Signal Processing, Information Computing and Communication*, India, 2016.
- [9] R. E. Arancibia Órdenes, *Plan de Mantenimiento Basado en Criterios de Confiabilidad para una Empresa de Distribución Eléctrica*, Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2008.
- [10] C. A. Montilla M., J. F. Arroyave y C. E. Silva M., «Caso de Aplicación de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad RCM, Previa Existencia de Mantenimiento Preventivo,» de *Scientia et Technica Año XIII*, Pereira, 2007.
- [11] J. A. Gutiérrez Gallego, J. J. Mora Flórez y S. M. Pérez Londoño, «Desarrollo de una estrategia de mantenimiento basada en RCM para líneas de transmisión de

115 kV,» de *Scientia et Technica Año XV*, Pereira, 2009.

- [12] J. W. Goodfellow, «Applying Reliability Centered Maintenance (RCM) to Overhead Electric Utility Distribution Systems,» de *A conceptual Discussion of Opportunities Available from Application of RCM Analysis to a Traditional Maintenance Program*, Stoughton, 2000.
- [13] E. Mascarell Gurumeta, «Reliability Centered Maintenance,» de *9th International Conference. Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, 2007.
- [14] J. A. Gutiérrez Gallego, *Desarrollo de una metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para líneas de transmisión en alta tensión*, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [15] R. Vergara Lazcano, *La Estadística en el Mantenimiento y Reemplazo Óptimo en el Control de Calidad*, México: Universidad Autónoma Metropolitana-Iztapalapa, 2014.
- [16] C. J. Zapata, «Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia,» Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2011.
- [17] C. N. d. Electricidad, «Regulación No. CONELEC - 002/10,» Quito, 2001.
- [18] Corporación Nacional de Electricidad, «Especificaciones Técnicas de Materiales Línea Subtransmisión a 69kV,» Guayaquil, 2012.



## ANEXOS

### Anexo A1:

	<b>Distancias mínimas de seguridad Hr</b>	<b>Conductores 0 a 750 V</b>	<b>Conductores 750 V - 22kV</b>	<b>Partes rígidas energizadas No protegidas de 0V - 750 V.</b>	<b>Partes rígidas energizadas No protegidas de 750V - 22kV.</b>
		m	m	m	m
Edificios	Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas	1,7 (A,B)	2,3 (A,B)	1,5 (A)	2,0 (A)
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas no accesibles a personas	3,2	3,8	3	3,6
	Vertical arriba o debajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos, además de vehículos pesados.	3,5	4,1	3,4	4
	Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados.	5	5,6	4,9	5,5
Anuncios, chimeneas	<b>Horizontal</b>	1,7 (A,B)	2,3 (A,C)	1,5 (A)	2,0 (A)
	Vertical arriba o debajo de comisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	3,5	4,1	3,4	4
	Vertical arriba o debajo de otras partes de tales instalaciones	1,8 (A)	2,3	1,7	2,45

**Tabla A1.1 Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificaciones y otras instalaciones [17]**

- Para tensiones entre superiores a 22 kV hasta 470 Kv, la distancia de los conductores especificada en el anexo A1 deberá incrementarse 0,01 m por cada kV en exceso de 22 kV.
- Para tensiones mayores a 50 Kv, la distancia adicional al punto anterior deberá aumentarse (3%) por cada 300 m de altura, a partir de los 1000 m sobre el nivel del mar.