



**UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE
DISTRIBUCIÓN ELECTRICA BASADO EN EL RIESGO DE LA OCURRENCIA DE
FALLAS DE SUS EQUIPOS**

TESIS PREVIA LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE MAGISTER EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA

AUTOR: GIOVANNY ALEJANDRO MOSQUERA AVILA

DIRECTOR: RODRIGO SEMPÉRTEGUI ÁLVAREZ

CUENCA – ECUADOR

JULIO 2015



RESUMEN:

Los modelos de gestión utilizados en las empresas de distribución de energía eléctrica tienen poco o ningún margen para analizar y evaluar las necesidades y prioridades reales de sus activos y conocer de alguna manera si los recursos invertidos en el ¹programa de mantenimiento dan el máximo beneficio al sistema eléctrico. Los métodos o reglas empíricas utilizadas generalmente por las empresas de servicios públicos dan como resultado la asignación de presupuestos fijos, los cuales son establecidos para un período determinado de tiempo, lo cual ha llevado al uso ineficiente de los recursos disponibles, que a su vez se ven reflejados en menores niveles de fiabilidad para el cliente. La pregunta entonces es dónde y cuándo invertir para lograr el máximo beneficio y la forma de cuantificar los beneficios del mantenimiento.

Este trabajo tiene como objetivo, en base de la bibliografía existente, desarrollar una metodología que permita la optimización de los programas de mantenimiento considerando el riesgo de ocurrencia de fallas en los equipos del sistema de distribución de energía eléctrica, a través de la evaluación del estado del equipo antes y después de la tarea de mantenimiento, y maximizar la reducción del riesgo alcanzado de esas tareas.

Las tareas son priorizadas sujetas a las restricciones de los recursos disponibles utilizando técnicas de optimización adecuadas; con lo que se busca satisfacer los requisitos de confiabilidad a un costo mínimo tal como es la exigencia actual en las empresas modernas.

El sistema eléctrico de distribución está conformado por una gran cantidad de elementos y equipos que pueden ser objeto de análisis en la metodología propuesta, pero de acuerdo al alcance del mismo se analizarán únicamente tres elementos importantes en este ámbito los cuales son: postes de madera, reconectores y

¹Programa: Una categoría presupuestaria dentro del grupo de gestión de activos. Los programas se identifican típicamente por una región o tipo de equipo, por ejemplo, poda de árboles, mantenimiento del reconector, mantenimiento de postes de madera para una ciudad o sector, etc.



desbroce de vegetación. Debido a que los índices utilizados para calcular la reducción de riesgos están asociados con los efectos de las fallas permanentes, las fallas transitorias están excluidas de este análisis.

Este trabajo busca presentar una estrategia que implique un avance en el estado actual de la técnica de mantenimiento del sistema de distribución, que asigna los recursos de mantenimiento a los diferentes equipos en función de su probabilidad y consecuencias de fallas.

Con esta investigación se pretende encontrar herramientas, de apoyo a la toma de decisiones, para que el administrador de bienes o jefe de mantenimiento pueda tomar medidas en base a soluciones óptimas de programas de mantenimiento que le permitan una distribución de los recursos necesarios de forma coordinada.

PALABRAS CLAVE:

Gestión de activos, mantenimiento, riesgo, índices, satisfacción de clientes, optimización.



ABSTRACT:

Management models used in the distribution companies of electricity have little or no room to analyze and evaluate the real needs and priorities of its assets and somehow know if the resources invested in the maintenance ²program give maximum benefit to the system electric. The methods or rules of thumb generally used by utilities result in the allocation of fixed budgets, which are established for a certain period of time, which has led to inefficient use of available resources, which in turn reflected in lower levels of reliability for the customer. The question is where and when to invest for maximum benefit and how to quantify the benefits of maintenance.

This paper aims, on the basis of existing literature, developing a methodology for optimizing maintenance programs considering the risk of occurrence of equipment failure in the distribution system of electricity through the state assessment the equipment before and after the maintenance work and maximize risk reduction achieved these tasks.

The priority tasks are subject to the restrictions of available resources using appropriate optimization techniques; thus it seeks to satisfy the reliability requirements at minimal cost as is the current requirement in modern business.

The electricity distribution system consists of a lot of items and equipment that can be analyzed in the proposed methodology, but according to the scope of it will be analyzed only three important elements in this area which are wooden posts, reclosers and clearing of vegetation. Because the indices used to calculate the reduction of risks are associated with the effects of permanent faults, transient failures are excluded from this analysis.

This paper aims to present a strategy that implies progress in the current state of the art distribution system maintenance, which assigns maintenance resources to the different teams according to their probability and consequences of failure.

² *Program: A budget category within the asset management group. The programs are typically identified by region or type of equipment, such as tree trimming, recloser maintenance, maintenance of wooden poles for a city or sector etc.*



This research aims to find tools to support decision making, so that the asset manager or maintenance manager can take action based on optimal solutions of maintenance programs that allow a distribution of the resources in a coordinated way.

KEYWORDS:

Asset management, maintenance, risk, rates, customer satisfaction, optimization.



TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN:	2
ABSTRACT:	4
TABLA DE CONTENIDOS	6
INDICE DE FIGURAS	13
INDICE DE TABLAS	15
Cláusula del derecho de la Universidad para publicar el documento.	17
Cláusula de responsabilidad.	18
DIDICATORIA.	19
AGRADECIMIENTOS.	20
Capítulo 1	21
1. INTRODUCCIÓN	21
1.1 INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN	21
1.2 FUNDAMENTOS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	26
1.2.1 Conformación del sistema distribución eléctrica	27
1.2.2 Topologías del sistema de distribución eléctrica	29
1.2.3 Tipos de interrupciones	30
1.2.4 Causas de las interrupciones	31
1.3 REGULACION CONELEC No. 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO [48]	33
1.3.1 Identificación de las Interrupciones	34
1.3.2 Registro y Clasificación de las Interrupciones	34
1.3.3 Interrupciones a ser consideradas	36
1.3.4 Calculo de índices de calidad	36
1.3.5 Límites admisibles para los índices de calidad	38



1.3.6	Cálculo de la Energía No Suministrada.....	38
1.3.7	Calculo de índices de calidad del servicio técnico a nivel de cada consumidor.....	39
1.3.8	Límites de calidad del servicio técnico a nivel de cada consumidor	40
1.3.9	Cálculo de la Energía No Suministrada a nivel de cada consumidor	41
1.4	MOTIVACIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	42
1.5	EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD HISTÓRICA.....	44
1.5.1	Insumos necesarios para la Evaluación Histórica	44
1.6	EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD PREDICTIVA.....	47
1.6.1	Métodos analíticos.....	49
1.6.1.1	Análisis del Modo y Efecto de Falla (AMEF)	49
1.6.1.2	Análisis de conjuntos de corte mínimos	51
1.6.1.3	Reducción de la red	52
1.6.1.4	Reducción de zonas y ramales	52
1.6.1.5	Análisis de árbol de falla (FTA - Fault Tree Analysis)	53
1.6.2	Métodos basados en simulación	55
1.6.2.1	Métodos de Simulación de Monte Carlo.....	56
1.6.2.1.1	Simulación de Monte Carlo Secuencial.....	57
1.6.2.1.2	Simulación de Monte Carlo No secuencial.....	60
Capítulo 2	62
2.	CONFIABILIDAD Y RIESGO EN LA OCURRENCIA DE FALLAS EN LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	62
2.1	EL PROBLEMA DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS.....	62
2.2	ESTADO DEL ARTE DEL MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	63
2.2.1	El mantenimiento correctivo	63



2.2.2	El mantenimiento preventivo basado en el tiempo	64
2.2.3	El mantenimiento preventivo basado en condición.....	64
2.2.4	El mantenimiento preventivo basado en confiabilidad (RCM)	65
2.2.5	El mantenimiento preventivo basado en el riesgo	65
2.3	ASIGNACIÓN DE RECURSOS PARA EL MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADA EN EL RIESGO	67
2.3.1	Definición de Riesgo.....	70
2.3.1.1	Efecto sobre la satisfacción del cliente	71
2.3.1.2	Ingresos perdidos por energía no suministrada	73
2.3.1.3	Costo de fallas en los equipos	74
2.3.1.4	Sanciones regulatorias debido a la violación de los límites reglamentarios.....	74
2.3.2	Función Objetivo.....	79
Capítulo 3	81
3.	MODOS DE FALLA, PRÁCTICAS DE MANTENIMIENTO Y ESTIMACIÓN DE PORCENTAJE DE AVERIAS.....	81
3.1	EL MANTENIMIENTO DE RECONECTADORES	81
3.1.1	Modos de falla de los reconectadores	82
3.1.2	Prácticas de mantenimiento de los reconectadores	83
3.1.3	Estimación de porcentaje de averías de reconectadores	84
3.1.3.1	Evaluación de la condición de reconectadores	84
3.1.3.2	Calculo del porcentaje de averías de reconectadores	85
3.1.3.3	Efectos del mantenimiento en reconectadores	92
3.2	MANTENIMIENTO DE VEGETACIÓN.....	92
3.2.1	Modos de falla de vegetación	93
3.2.2	Acciones de mantenimiento	94



3.2.3	Métodos de inspección.....	95
3.2.4	Factores que intervienen en la tasa de falla	95
3.2.5	Condición y modelado de la vegetación	96
3.2.6	Estimación del porcentaje de averías por la vegetación.....	97
3.3	MANTENIMIENTO POSTES DE MADERA	100
3.3.1	Descomposición de los postes de madera	101
3.3.2	Detección y medición de la descomposición	102
3.3.3	Prácticas de mantenimiento	102
3.3.4	Estimación de porcentaje de averías de postes de madera	103
3.3.4.1	Enfoque de la base del modelo de ruta de degradación	103
3.3.4.2	Modelo de ruta de degradación.....	105
Capítulo 4	109
4.	EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD PARA LOS EQUIPOS DEL SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	109
4.1	PARÁMETROS USADOS EN EL MODELADO DE LA CONFIABILIDAD DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	109
4.1.1	Tasa de falla permanente (λ_p).....	109
4.1.2	Tiempo medio de reparación (MTTR).....	110
4.1.3	Confiabilidad de la protección (PR)	110
4.1.4	Confiabilidad de volver a cerrar (recierre) (RR)	110
4.1.5	Confiabilidad de conmutación (SR)	111
4.1.6	Tiempo medio de conmutación (MTTS)	111
4.1.7	Probabilidad de falla (PF)	111
4.2	MODELOS UTILIZADOS PARA DESCRIBIR LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	114
4.2.1	Segmentos de líneas aéreas y subterráneas	114



4.2.2	Fusibles, reconectores y breakers.....	115
4.2.3	Interruptores	115
4.2.4	Seccionalizadores	117
4.2.5	Componente equivalente.....	117
4.3	SISTEMA DE RESPUESTA A LOS CORTES	118
4.3.1	Circuito Breaker (cortacircuito)	118
4.3.2	Fusible sin reconector aguas arriba.....	120
4.3.3	Reconectores	121
4.3.4	Fusibles con reconector aguas arriba.....	122
4.3.5	Seccionalizador con reconector aguas arriba.....	125
4.3.6	Conmutación por transferencias.....	128
4.3.6.1	Aislamiento aguas arriba.....	128
4.3.6.2	Aislamiento aguas abajo / Existe retroalimentación	129
4.4	EVALUACIÓN ANALÍTICA DE LA CONFIABILIDAD.....	131
4.5	EVALUACIÓN DE RIESGOS POR SANCIONES REGULATORIAS.....	133
Capítulo 5	135
5.	VALIDACIÓN DE LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD Y OPTIMIZACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL RIESGO	135
5.1	VALIDACIÓN DE LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD	135
5.2	OPTIMIZACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL RIESGO	137
5.2.1	Planteamiento del Problema	137
5.3	ILUSTRACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA BASADO EN EL RIESGO DE LA OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS.....	140
5.3.1	EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD HISTÓRICA	141
5.3.2	ANÁLISIS PREDICTIVO	148



5.3.3	La falla y la estimación del parámetro de reparación para el análisis predictivo	148
5.4	CALCULO DE LA REDUCCIÓN DEL RIESGO	151
5.4.1	Mantenimiento del reconectador	153
5.4.2	Mantenimiento de los postes de madera	161
5.4.3	Mantenimiento desbroce de vegetación	173
5.5	OPTIMIZACIÓN	174
5.5.1	Análisis de Sensibilidad de la mano de obra	182
Capítulo 6	184
6.	CONCLUSIONES	184
6.1	Resumen	184
6.2	Trabajos Futuros	188
REFERENCIAS		189
ANEXO 1	Área de concesión CENTROSUR	195
ANEXO 2	Topología Red de Media Tensión CENTROSUR	196
ANEXO 3	Área de concesión CENTROSUR- división por Zonas de atención .	197
ANEXO 4	Estadística de Interrupciones Año 2011 de la CENTROSUR	198
ANEXO 5	Estadística de Interrupciones Año 2012 de la CENTROSUR	202
ANEXO 6	Estadística de Interrupciones Año 2013 de La CENTROSUR	206
ANEXO 7	Estadística de Interrupciones Año 2014 de La CENTROSUR	210
ANEXO 8	Proyectos de Ilustración para ingreso al optimizador	214
ANEXO 9	Reducción del riesgo manteniendo constante el número de horas disponible de la mano de Obra y variable los planes presupuestarios	217
ANEXO 10	Reducción del riesgo variando el número de horas disponible de la mano de Obra y los planes presupuestarios	227



ANEXO 11 Reducción del riesgo variando el número de horas disponible de la mano de Obra y los planes presupuestarios (sin saturación en el valor de la Función Objetivo) 237



INDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Beneficios de la confiabilidad obtenida en los distintos niveles de asignación de recursos [50]	22
Figura 1-2 Mantenimiento de redes de distribución eléctrica [55]	23
Figura 1-3 Justificación y asignación de presupuestos para los programas de mantenimiento [55].....	24
Figura 1-4 Diagrama esquematizado del sistema eléctrico [1].....	27
Figura 1-5 Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia [54]	29
Figura 1-6 Topologías de configuración SEP [54].....	30
Figura 1-7 Sistema de reclamos e interrupciones distribuidora CENTROSUR.....	47
Figura 1-8 Módulo de Evaluación predictiva de la confiabilidad del programa de Análisis de redes CYME	48
Figura 1-9 Tipos de AMEF	50
Figura 1-10 Análisis de reducción por zonas y ramales [54].....	53
Figura 1-11 Construcción del árbol de falla [54].....	55
Figura 1-12 Clasificación de los métodos de simulación de Monte Carlo	56
Figura 1-13 Simulación de Monte Carlo.....	57
Figura 2-1 Esquema de asignación de recursos basados en el riesgo	69
Figura 2-2 Reducción del riesgo debido al mantenimiento preventivo [50]	70
Figura 3-1 Reconectador trifásico de vacío [55].....	82
Figura 3-2 Partes del reconectador de vacío [55]	84
Figura 3-3 Desbroce de vegetación redes eléctricas [55]	93
Figura 3-4 Cálculo de las reducciones de la probabilidad de contingencia [25].....	98
Figura 3-5 Poste de madera para redes de distribución eléctrica [55]	101
Figura 3-6 Diagrama de flujo del modelo de enfoque degradación [32].....	105
Figura 5-1 Sistema de prueba de confiabilidad IEEE bus 2 [42]	136
Figura 5-2 Pasos para implementar el método propuesto	140
Figura 5-3 Puntuación reconectador vs tasa de falla	155
Figura 5-4 Reducción del riesgo debido al mantenimiento de reconectores [50]	160
Figura 5-5 Número de postes en descomposición de todas las edades de la población.....	162



Figura 5-6 Población decaída $L_{spi}(t)$	163
Figura 5-7 Nivel medio de degradación en postes de madera de todas las edades	164
Figura 5-8 Porcentaje de postes perforados en la población total como una función de la edad	165
Figura 5-9 Función de riesgo de postes podridos	167
Figura 5-10 Reducción del riesgo obtenido gracias al mantenimiento de poste de madera [50].....	173
Figura 5-11 Reducción de riesgos debido a la poda de árboles a nivel de alimentador [50]	174
Figura 5-12 Algoritmo de solución.....	175
Figura 5-13 Reducción del riesgo con presupuesto variable y mano de obra fija ...	177
Figura 5-14 Reducción del riesgo con presupuesto y mano de obra variable.....	178
Figura 5-15 Reducción del riesgo con presupuesto y mano de obra variable sin saturación en el valor de la FO	180
Figura 5-16 Presupuesto vs. la reducción del riesgo [50]	181
Figura 5-17 Curva de Presupuesto de reparto de las diferentes tareas de mantenimiento [50].....	182
Figura 5-18 La sensibilidad del Trabajo [50]	183



INDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Valores límite admisibles para los índices de calidad - Regulación CONELEC No. 004/01 [48]	38
Tabla 1-2 Límites de calidad del servicio técnico a nivel de cada consumidor - Regulación CONELEC No. 004/01 [48]	41
Tabla 3-1 Hoja de puntuación del reconectador [23].....	85
Tabla 4-1 Respuesta de protección del circuito breaker (cortacircuito).....	119
Tabla 4-2 Respuesta de protección del fusible	120
Tabla 4-3 Respuesta de protección del reconectador.....	121
Tabla 4-4 Respuesta de protección de un fusible con reconectador aguas arriba..	124
Tabla 4-5 Respuesta de protección de seccionalizador con reconectador aguas arriba.....	127
Tabla 4-6 La respuesta de conmutación de aislamiento aguas arriba	129
Tabla 4-7 Respuesta de conmutación para el aislamiento aguas abajo	131
Tabla 5-1 Datos de clientes IEEE bus 2 [42].....	136
Tabla 5-2 Longitud de sección de alimentadores IEEE bus 2 [42].....	137
Tabla 5-3 Los índices de confiabilidad para el sistema de prueba IEEE bus 2.....	137
Tabla 5-4 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones del sistema de distribución de CENTROSUR	142
Tabla 5-5 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones del sistema de distribución de CENTROSUR por fallas en reconectadores	143
Tabla 5-6 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones del sistema de distribución de CENTROSUR por fallas en postes de madera	143
Tabla 5-7 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones del sistema de distribución de CENTROSUR por fallas de vegetación.....	144
Tabla 5-8 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones del sistema de distribución de CENTROSUR por fallas de cortocircuito en la red.....	144
Tabla 5-9 Índices históricos de interrupciones causadas por fallas diversas	145
Tabla 5-10 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones generales de sistema de distribución CENTROSUR período 2011-2014	146



Tabla 5-11 Índices históricos de interrupciones causadas por fallas de elementos del sistema de distribución de CENTROSUR período 2011-2014.....	147
Tabla 5-12 Índices históricos de interrupciones causadas por fallas diversas en el sistema de distribución CENTROSUR período 2011-2014.....	147
Tabla 5-13 Índices SAIFI vs. FMIK y SAIDI vs TTIK en el sistema de distribución CENTROSUR período 2011-2014	147
Tabla 5-14 Estimaciones de los parámetros de confiabilidad para las líneas aéreas y cables subterráneos.....	149
Tabla 5-15 Estimaciones de los parámetros de confiabilidad de los dispositivos de protección y de conmutación.....	151
Tabla 5-16 Modos de fallo y actividades de mantenimiento correspondientes	152
Tabla 5-17 Puntuación típica de un reconectador en estado a punto de fallar	155
Tabla 5-18 Puntuación típica de un reconectador en estado medio	156
Tabla 5-19 Puntuación típica de un reconectador recientemente dado mantenimiento	158
Tabla 5-20 Predicciones de población de postes de madera.....	169
Tabla 5-21 Estimación de la tasa de falla	169
Tabla 5-22 Estimación del efecto del mantenimiento.....	170
Tabla 5-23 Función objetivo con presupuesto variable y mano de obra fija.....	176
Tabla 5-24 Función objetivo con presupuesto y mano de obra variable	178
Tabla 5-25 Función objetivo con presupuesto y mano de obra variable sin saturación en el valor de la FO.....	179



Cláusula del derecho de la Universidad para publicar el documento.



Universidad de Cuenca
Cláusula de derechos de autor

Yo Giovanni Alejandro Mosquera Ávila, autor de la tesis "OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA BASADO EN EL RIESGO DE LA OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de MAGISTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, julio de 2015.



Giovanny Alejandro Mosquera Ávila
C.I: 0102137072



Cláusula de responsabilidad.



Universidad de Cuenca
Clausula de propiedad intelectual

Yo Giovanni Alejandro Mosquera Ávila, autor de la tesis "OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA BASADO EN EL RIESGO DE LA OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, julio de 2015.



· Giovanni Alejandro Mosquera Ávila
C.I: 0102137072



DIDICATORIA

Dedico este trabajo de investigación a mi esposa María Isabel, a mis hijas Daniela Alejandra, Nohelia Isabela y a toda mi familia, ya que supieron brindarme su apoyo y comprensión por todo el tiempo de familia sacrificado, con el único objetivo de culminar con éxito este trabajo.



AGRADECIMIENTOS

Un profundo agradecimiento al Ing. Rodrigo Sempértegui Álvarez, director de este trabajo, quien con su ayuda, dedicación y experiencia supo dirigir con éxito al cumplimiento de los objetivos planteados en esta tesis.

Un agradecimiento especial al Dr. Julio López, quien con sus conocimientos y oportuna contestación a las inquietudes planteadas fue parte importante en la realización de este proyecto.

Un agradecimiento a la institución donde laboro, la Empresa Eléctrica Regional Centrosur, a través del Ing. Juan Ugalde Delgado en su calidad de Director de Distribución, por permitirme utilizar información de esta institución y considerar el modelo de distribuidora donde se puede sugerir este tipo de herramientas de apoyo para la toma de decisiones.

A todos mis amigos y familiares, quienes de una u otra forma ayudaron y colaboraron con este proyecto, mis sinceros agradecimientos.



Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN

La electricidad constituye un elemento fundamental para el desarrollo de la sociedad, y la economía de un país crece conforme la demanda energética se incrementa. Sin embargo, no es la energía eléctrica en sí misma la que tiene valor para las personas sino los servicios que presta. Los servicios energéticos cubren una demanda amplia y variada: iluminación, confort (calefacción, aire acondicionado), refrigeración, comunicación, tecnologías de información, producción de bienes y servicios, entre otros [1].

La confiabilidad para utilizar la energía eléctrica, cuando el cliente lo necesite es una de las presunciones fundamentales de una sociedad moderna, sumado a esto el advenimiento de la electrónica digital, máquinas y sistemas de automatización complejos, que son cada vez más sensibles a las perturbaciones e interrupciones eléctricas, y en el caso concreto de Ecuador y el proyecto actual del Gobierno Nacional con el cambio de la matriz energética y su programa de Cocción Eficiente a través de cocinas eléctricas de inducción y calentamiento de agua con electricidad, ha aumentado la necesidad imperiosa de contar con una alta fiabilidad en el suministro del servicio de energía eléctrica.

Por otro lado, en esta era de competencia los servicios públicos están recurriendo a nuevas estrategias para mejorar la satisfacción del cliente, lo que ha dado lugar a la creciente importancia de la fiabilidad de los equipos que conforman el sistema de distribución eléctrica y la identificación de puntos críticos donde se tienen que proponer y ejecutar planes de mejora.

En la Figura 1-1 se muestra el beneficio obtenido de la confiabilidad con los distintos niveles de asignación de recursos, la máxima inversión deseable se

ubica en la parte de la curva donde el beneficio marginal por unidad de recursos comienza a decaer.

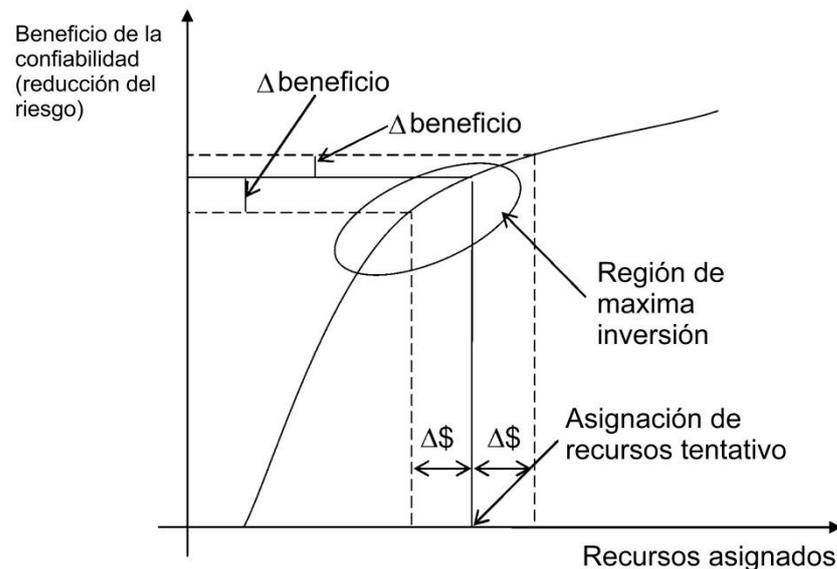


Figura 1-1 Beneficios de la confiabilidad obtenida en los distintos niveles de asignación de recursos [50]

Las estadísticas develan que en los sistemas eléctricos de potencia, un sistema de distribución típico representa el 40% del costo de entrega del servicio de energía eléctrica y el 80% de los problemas de fiabilidad al cliente, lo que implica que el diseño, las operaciones y el mantenimiento del sistema de distribución sean críticos para el éxito financiero del negocio y la satisfacción de los clientes [3].

Las estadísticas de fallas expresan que los sistemas de distribución eléctrica constituyen el mayor riesgo para el suministro ininterrumpido de energía, sin embargo, los sistemas de distribución han recibido menos atención que los sistemas de generación y transmisión de manera global. Las principales razones por las que los sistemas de distribución pueden no haber sido el centro de atención son entre otros: poco atractivos en la inversión de capital; y debido a que sus fallas causan efectos más confinados en comparación con los sistemas de generación y de transmisión los cuales son mucho más complejos y de mayor

envergadura ante una contingencia. Sin embargo, el énfasis puesto en los sistemas de generación y transmisión se está desplazando hacia el sistema de distribución como el foco de negocio debido a la exigencia del cliente y al ente regulador que cada vez es más estricto en el cumplimiento de índices que precautelan los intereses de los consumidores que buscan mantener niveles mínimos de confiabilidad para ser mantenidos por las empresas de distribución eléctrica [3].

Para satisfacer las necesidades del cliente, el servicio brindado debe ser confiable, cumpliendo con los requisitos reglamentarios emitidos por el ente regulador, es aquí donde el mantenimiento toma un papel preponderante para el cumplimiento de estos objetivos, ya que el mantenimiento de un elemento o de un equipo reduce su tasa de fallas y, por tanto, reduce la frecuencia y la duración de las interrupciones experimentadas por los clientes, mejorando la calidad del servicio eléctrico.



Figura 1-2 Mantenimiento de redes de distribución eléctrica [55]

En una típica empresa de servicios públicos cabe realizarse las siguientes preguntas para evaluar la forma de cómo se está realizando el mantenimiento:

- a. ¿Cuál es la forma de identificar y justificar los recursos económicos y laborales necesarios para la gestión de activos de la empresa?
- b. ¿Cómo se asignan los recursos disponibles a los diferentes programas de mantenimiento?

c. ¿Cómo seleccionar un conjunto de ³proyectos de mantenimiento a completarse dentro de cada programa?



Figura 1-3 Justificación y asignación de presupuestos para los programas de mantenimiento [55]

Probablemente para una empresa de servicios públicos que no ha incursionado aun en la mejora de su gestión del mantenimiento, la respuesta a las tres preguntas tenga algo en común y recaiga en una o más de las siguientes:

- a. Una vez al año se evalúa los requerimientos económicos y de personal para un determinado período de tiempo.
- b. Se toma como línea base las estadísticas mantenidas de requerimientos económicos y de personal de proyectos de mantenimiento similares.
- c. En otros casos se deja en manos de una persona o grupo de personas que de acuerdo a su mejor criterio o experiencia asignen presupuestos económicos y de personal.
- d. En el mejor de los casos se puede elaborar un programa de mantenimiento preventivo tomando la información proporcionada por el fabricante de los equipos u otro criterio específico para realizar trabajos de mantenimiento en períodos de tiempo fijos.

³ *Proyectos: Un conjunto de tareas dentro de un programa en particular, por ejemplo, poda de árboles de tres alimentadores en una ciudad, mantenimiento de los postes de madera (que puede comprender el refuerzo o sustitución) en diez tramos, etc.*



Cabe señalar que aparte de los aspectos mencionados anteriormente, puede haber situaciones en la que ciertas partes del sistema deben mantenerse debido a los requisitos de seguridad o reglamentarias, independientemente del beneficio obtenido de la fiabilidad, los cuales deben ser considerados ineludiblemente.

Como puede observarse no existe evaluación para establecer necesidades reales de los activos y de esta manera priorizar, más bien se puede conducir a un uso sub-óptimo de los activos y puede resultar en el despilfarro del uso del equipo, incluso si su estado era muy bueno. En otras palabras, este tipo de estrategias no dan cabida a la evaluación del activo y no encuentra una solución integral a cada uno de los problemas anteriormente descritos; los administradores de activos y jefes de mantenimiento necesitan herramientas para evaluar el beneficio obtenido de cada tarea de mantenimiento y una vez que se determinan los costos y los requisitos laborales correspondientes, pueden ser utilizados para juzgar la utilidad y en consecuencia priorizar las obras.

La gestión de activos y el mantenimiento de los sistemas de distribución por lo tanto constituyen un componente fundamental de la planificación y las operaciones de la utilidad moderna de una empresa de servicios públicos que busque fiabilidad en su sistema y la satisfacción de sus clientes.

Los recursos económicos y laborales disponibles son muy importantes de considerar debido a que cada vez son más limitados y tienen que ser distribuidos para las diversas actividades de mantenimiento, es por esto que es inevitable encontrar herramientas y técnicas que nos ayuden a priorizar cada uno de los programas de mantenimiento.

Con la priorización de las obras de mantenimiento y con una adecuada política de gestión de los activos, se podrá mantener de forma óptima los sistemas de distribución con el nivel de confiabilidad esperado. El uso adecuado y oportuno de una política de mantenimiento propicia extiende la vida útil del equipo, difiriendo costosas inversiones de capital. Es importante asegurarse de que



cada dólar gastado ayuda a mejorar la fiabilidad y el rendimiento del sistema eléctrico.

Cabe recalcar que una adecuada política de mantenimiento es fundamental para obtener el nivel de confiabilidad que se desea en un sistema eléctrico, lo cual repercute de manera directa en conseguir la satisfacción del cliente.

1.2 FUNDAMENTOS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son claves para el bienestar y el progreso de la sociedad moderna. Éstos permiten brindar el suministro de energía eléctrica con la calidad adecuada.

El punto de inicio de los sistemas eléctricos de potencia son las plantas generadoras que convierten una energía primaria en energía eléctrica; ésta energía es transmitida a grandes distancias hacia los grandes centros de consumo mediante sistemas de transmisión; finalmente, los sistemas de distribución son los responsables de entregar la energía al cliente. Tradicionalmente, los servicios públicos se han centrado con mayor énfasis en mejorar la fiabilidad de la generación y de los sistemas de transmisión. Sin embargo, con el concepto moderno de red inteligente en el que el sistema eléctrico se considera de manera integral, sumado a ello las medidas reglamentarias emitidas por el ente regulador, han cambiado el enfoque de los sistemas de distribución. El aumento del uso de los equipos de conmutación rápida (componentes electrónicos), ha hecho a las cargas más sensibles a las perturbaciones de la fuente de alimentación. Además de los factores antes mencionados, las crecientes necesidades energía por parte de los clientes, tienden a sobrecargar el sistema eléctrico por lo que es necesario analizar la red en términos de su capacidad para servir a sus clientes durante todo el día. Por lo tanto, la fiabilidad del sistema de distribución es un área que está ganando importancia y las ventajas se centran ahora en mejorar su desempeño, lograr una mayor satisfacción del cliente y garantizar que los costos de operación de la red se mantengan bajo control.



Figura 1-4 Diagrama esquematizado del sistema eléctrico [1].

1.2.1 Conformación del sistema distribución eléctrica

En términos generales, los sistemas de distribución se pueden dividir en tres regiones bien identificadas:

- Subestaciones,
- Sistemas de distribución primaria,
- Redes de distribución secundaria.

- Subestaciones:** Las subestaciones actúan como los puntos de terminación de los sistemas de transmisión. Se componen de grandes transformadores que reducen los voltajes que son típicos de los sistemas de transmisión (por lo general por encima de 138 KV) a voltajes más bajos en el rango de 5 a 69 KV. Las subestaciones también incluyen equipos de protección como los interruptores de desconexión, disyuntores y relés, tanto en el lado de la transmisión como en el lado de la distribución, junto con dispositivos como pararrayos y protectores de sobretensión. Aparte de éstos, están los sistemas de medida que incluye los transformadores de tensión y transformadores de corriente; y equipos de regulación como los bancos de baterías y condensadores que regulan



el factor de potencia. Cabe señalar aquí que, la fiabilidad del sistema de distribución generalmente se refiere a la fiabilidad del sistema que está aguas abajo de la subestación. De ahí que en la mayor parte del trabajo en este campo, las subestaciones se modelan como una fuente ideal. La razón de esto es en gran parte debido a que las subestaciones complican disposiciones relativas al sistema de distribución que es en gran parte radial. Por lo tanto se requiere un análisis detallado por separado. Además, se ha establecido que, la fiabilidad del sistema eléctrico mediante la inclusión de subestaciones no es muy diferente de fiabilidad por el tratamiento de ellos como entidades separadas desde el punto de vista de sistema de distribución en general [2].

- b. **Sistemas de distribución primaria:** los sistemas de distribución primarios son los que conforman los largos alimentadores que suministran energía a las redes secundarias de distribución a través de los transformadores de distribución. Los alimentadores pueden ser aéreos o subterráneos. Las líneas aéreas están soportadas en aisladores los cuales están instalados en postes de hormigón armado, madera tratada o fibra de vidrio según sea el caso. Los cables subterráneos son transportados en ductos o directamente enterrados en el suelo, según sea las características técnicas del conductor; estos están conectados entre sí a través de empalmes y codos derivadores. También incluyen los equipos de protección como son fusibles, reconectores e interruptores automáticos. Los interruptores y seccionadores son dispositivos que se utilizan para aislar y restaurar el servicio a algunos clientes, mientras que la reparación se lleva a cabo en el caso de una falla sostenida.
- c. **Redes de distribución secundaria:** las redes de distribución secundarias parten desde los transformadores de distribución, y llegan a los puntos de carga de los consumidores. Los consumidores están conectados a los transformadores utilizando líneas aéreas o cables subterráneos.

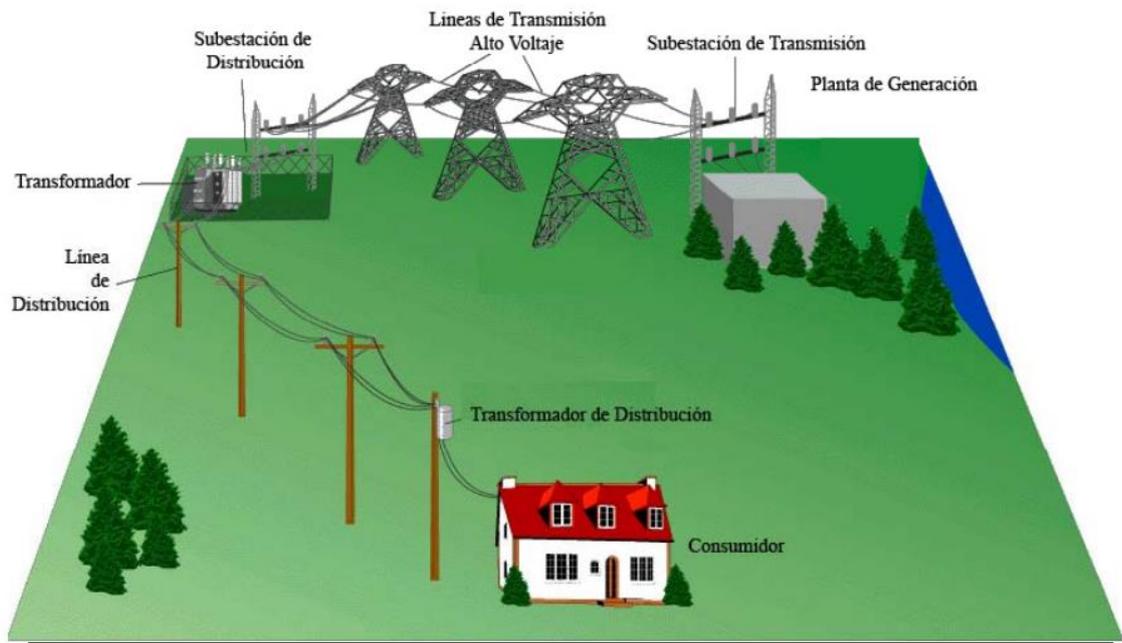


Figura 1-5 Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia [54]

1.2.2 Topologías del sistema de distribución eléctrica

Un sistema de distribución está compuesto principalmente de las subestaciones, con uno o más alimentadores con ramificaciones hacia fuera de cada uno de ellas. Cada uno de estos alimentadores se compone de muchos tramos de línea, junto con decenas de otros componentes mencionados anteriormente. Por lo tanto, se puede entender que los sistemas de distribución tienen numerosos componentes generalmente conectados en serie y se dispersan en grandes regiones geográficas con diferentes patrones de carga en el tiempo. A diferencia de los sistemas de transmisión que se encuentran en gran parte en malla, los sistemas de distribución son en su mayoría radiales. En un sistema radial, el flujo de potencia es unidireccional es decir, una única fuente de energía con varias cargas conectadas a él a lo largo del alimentador. Una interrupción en cualquiera de los componentes se traduce en una interrupción a todos los clientes aguas abajo del elemento fallado.

Instituciones como hospitales, centros de rehabilitación social, industrias manufactureras, entidades de seguridad, sistemas de telecomunicaciones, etc. son los que requieren mayores niveles de fiabilidad del servicio eléctrico. Cualquier pérdida de suministro puede ser muy crítica y perjudicial. Con el fin de garantizar la disponibilidad del servicio a los clientes, la redundancia se construye en el sistema eléctrico a través del uso de configuraciones que se llaman en red, bucle o sistemas mallados. En estos sistemas, los puntos de carga se puede conectar a múltiples fuentes, pero en cualquier instante de tiempo sólo una única fuente alimenta la carga. Cada vez que ocurre una falla, los interruptores de seccionamiento son operados en conjunto con diversos dispositivos de protección para restablecer el servicio en el menor tiempo posible. Estas redes son relativamente complicadas en su funcionamiento y económicamente son mucho más costosas.

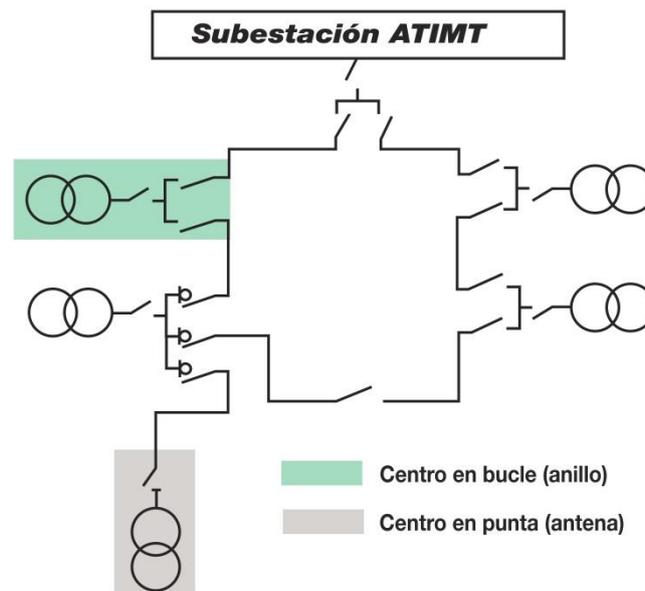


Figura 1-6 Topologías de configuración SEP [54]

1.2.3 Tipos de interrupciones

Una interrupción es la pérdida de la fuente de alimentación de energía eléctrica para el cliente [3]. Los efectos de una interrupción son variables, principalmente que depende de la carga en ese instante de tiempo en particular y el tipo de

cliente interrumpido. Para un usuario doméstico, la interrupción puede significar el restablecimiento de los relojes o tener que quedarse sin aire acondicionado en un día caluroso. Para un establecimiento industrial o comercial, esto significaría anular las computadoras para la producción perdiendo millones de dólares. Las interrupciones se clasifican en base a la duración del corte de la siguiente manera:

- a) **Interrupción momentánea o temporal:** Una interrupción que tiene una duración de menos de cinco minutos se considera como una interrupción temporal [4]. Se trata generalmente de parpadeos causado por las acciones de apertura y cierre de los reconectores, debido al roce de los árboles con el conductor bajo tensión, el cambio de cargas pesadas o baterías de condensadores, etc., aparte de ser una molestia estas interrupciones son más de preocupación para cargas y procesos automatizados por ejemplo que involucran equipos controlados por ordenadores los cuales son muy sensibles a la variación del voltaje e interrupciones y probablemente reiniciarán sus sistemas con las consecuentes pérdidas económicas y demoras en la producción.
- b) **Interrupción Permanente/sostenida:** Una interrupción que es igual o mayor que cinco minutos de duración se denomina como una interrupción permanente o sostenida. Estos fallos no son auto-habilitantes y requieren una cuadrilla de mantenimiento para ubicar la falla, reparar el problema y restaurar el sistema.

La duración de tiempo mencionada anteriormente es estándar, pero no es universal. Algunos entes de control definen a interrupciones más largas de un minuto como permanente o sostenida, en el caso del sistema eléctrico ecuatoriano el tiempo para considerar una interrupción como permanente o sostenida es de tres minutos.

1.2.4 Causas de las interrupciones

Después de haber desarrollado una idea de cómo se organizan los sistemas de distribución y como son operados, es importante entender algunas de las causas



más comunes de las fallas que se producen en el sistema eléctrico [5], los cuales son las siguientes:

- i. **Envejecimiento:** Cada componente tiene una vida útil específica. Por lo tanto, incluso operando en condiciones ideales, un componente tiende a desgastarse y a fallar. El envejecimiento es uno de los factores más comunes que desembocan en una falla del equipo y de interrupciones al cliente.
- ii. **Incremento de Carga:** La creciente demanda de energía de los clientes durante los meses y horas pico, pronosticado por los estudios de la proyección de la demanda, se prevé el incremento de la carga sobre los equipos del sistema de distribución. La consecuencia de esto es el aumento de las temperaturas de funcionamiento en dispositivos tales como los transformadores de distribución, equipos de protección, conductores, etc. lo que los hace más susceptibles de falla. El aumento de actividad en el caso de los equipos de protección, como los reconectores tienden a hacerlos más propensos al fracaso debido al desgaste mecánico que se produce en las partes móviles.
- iii. **Climáticas/Tiempo:** Otro factor importante que influye en la vida útil de un componente es el medio ambiente al que está expuesto, climas polvorientos, salinos y húmedos, en general, aumentan la tendencia a fallar. Las condiciones climáticas adversas como tormentas y viento aumentan las posibilidades de fallo del equipo.
- iv. **Vegetación:** Los árboles son uno de los mayores contribuyentes a los fallos en los sistemas de distribución. Cada año, las compañías de distribución gastan una gran parte de sus presupuestos para evitar que la vegetación crezca sobre las líneas de energía [6]. Además de causar interrupciones permanentes debido a fallos atribuibles a la vegetación que permanecen en contacto con las líneas de distribución, el crecimiento de árboles en las líneas pueden también causar un aumento de interrupciones momentáneas, aumento en las pérdidas de línea y en algunos casos incluso provocar incendios forestales que pueden ser



catastróficos. Por lo tanto, es cada vez más importante que las empresas mantengan el "derecho de paso" con la vegetación.

- v. **Animales y Plagas:** el aumento de la actividad de los animales cerca de equipos de energía como transformadores de distribución, cables de energía, postes, etc. a menudo resulta en cortes de energía que son difíciles de prevenir. Los animales como los roedores y las aves a menudo quedan atrapados cerca de líneas eléctricas provocando fallos e interrupciones que generalmente son permanentes. Otras causas comunes incluyen animales como monos, serpientes, hormigas, termitas, etc.
- vi. **Factores humanos:** Otras Fallas también surgen debido a factores humanos, algunos de ellos intencionales y otros no. Entre los intencionados se encuentra el mantenimiento que a menudo se programan con tiempo para informar al cliente, la causa y el tiempo de la interrupción; otros eventos como los accidentes de tránsito, talas de árboles, errores de operación, etc. no son intencionales y conducen a fracasos de los equipos.

1.3 REGULACION CONELEC No. 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO [48]

Según la normativa ecuatoriana la calidad del servicio técnico prestado a los clientes se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de las Interrupciones.

El levantamiento de información y cálculo se efectuará de tal forma que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores. Para los clientes con suministros en medio voltaje o en alto voltaje, se determinarán índices individuales.

El período de control será anual, sin embargo los cálculos de los índices de calidad se pueden efectuar para cada mes o para el año completo.



1.3.1 Identificación de las Interrupciones

La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identificará de la siguiente manera:

- ✓ Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- ✓ Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas
- ✓ Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- ✓ Identificación de la causa de cada interrupción.
- ✓ Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- ✓ Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- ✓ Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- ✓ Energía no suministrada.
- ✓ Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitirá identificar claramente a todos los consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

1.3.2 Registro y Clasificación de las Interrupciones

El distribuidor debe llevar, mediante un sistema informático, el registro histórico de las interrupciones correspondientes, por lo menos de los tres últimos años.

En el registro, las interrupciones se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación:

a. Por su duración

- Breves, las de duración igual o menor a tres (3) minutos.
- Largas, las de duración mayor a tres (3) minutos.



b. Por su origen

- Externas al sistema de distribución.
 - Otro Distribuidor
 - Transmisor
 - Generador
 - Restricción de carga
 - Baja frecuencia
 - Otras
- Internas al sistema de distribución.
 - Programadas
 - No Programadas

c. Por su causa

- Programadas.
 - Mantenimiento
 - Ampliaciones
 - Maniobras
 - Otras
- No programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas).
 - Climáticas
 - Ambientales
 - Terceros
 - Red de alto voltaje (AV)
 - Red de medio voltaje (MV)
 - Red de bajo voltaje (BV)
 - Otras

d. Por el voltaje nominal

- Bajo voltaje
- Medio voltaje
- Alto voltaje



1.3.3 Interrupciones a ser consideradas

Para el cálculo de los índices de calidad (se indican en detalle más adelante), se considerarán todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión.

No se considerarán las interrupciones de un consumidor en particular, causadas por falla de sus instalaciones internas, siempre que ellas no afecten a otros clientes.

Tampoco se considerarán para el cálculo de los índices, pero sí se registrarán, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el Centro Nacional del Control de la Energía – CENACE-; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deberán ser notificadas a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL- (antiguo Concejo Nacional de Electricidad – CONELEC-), conforme lo establecido en el Art. 36 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la empresa distribuidora, estos si serán registrados.

1.3.4 Calculo de índices de calidad

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (Rd) y para cada alimentador primario de medio voltaje (Aj), de acuerdo a las siguientes expresiones:

a. Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{inst}} \quad (1.1)$$

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{instAj}} \quad (1.2)$$

b. Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}} \quad (1.3)$$

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_{i=1}^{Aj} kVAfs_{iAj} * Tfs_{iAj}}{kVA_{instAj}} \quad (1.4)$$

Dónde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

i: Interrupción de servicio "i" con duración mayor a tres (3) minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

A_j: Interrupciones de servicio en el alimentador "A_j" en el período en análisis.

kVAfs_i: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

- KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.
- Tfs_i: Tiempo fuera de servicio, para la interrupción "i".
- R_d: Red de distribución global.
- A_j: Alimentador primario de medio voltaje "j".

1.3.5 Límites admisibles para los índices de calidad

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables son los siguientes:

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Tabla 1-1 Valores límite admisibles para los índices de calidad - Regulación CONELEC No. 004/01 [48]

1.3.6 Cálculo de la Energía No Suministrada

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los Índices de Calidad de Servicio, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

- a) Si: $FMIK > \text{Lím}FMIK$ y $TTIK < \text{Lím}TTIK$

$$ENS = (FMIK - \text{Lím}FMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

(1.5)

- b) Si: $FMIK < \text{Lím}FMIK$ y $TTIK > \text{Lím}TTIK$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA} \quad (1.6)$$

c) Si: $FMIK > LimFMIK$ y $TTIK > LimTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA} \quad (1.7)$$

d) Si: $FMIK > LimFMIK$ y $TTIK > LimTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA} \quad (1.8)$$

Dónde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el período en análisis.

THPA: Tiempo en horas del período en análisis.

FMIK: Índice de Frecuencia media de interrupción por kVA.

TTIK: Índice de Tiempo total de interrupción por kVA.

LimFMIK: Límite Admisible de FMIK.

LimTTIK: Límite Admisible de TTIK.

La Energía No Suministrada se calculará para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje (MV).

1.3.7 Calculo de índices de calidad del servicio técnico a nivel de cada consumidor

Los índices de calidad antes indicados, serán calculados mediante las siguientes fórmulas:

a) Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc)

Representa el número de interrupciones, con duración mayor a tres (3) minutos, que han afectado al Consumidor "c", durante el período de análisis.

$$FAIc = Nc \quad (1.9)$$

Dónde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el período considerado.

Nc: Número de interrupciones, con duración mayor a tres (3) minutos, que afectaron al Consumidor "c", durante el período de análisis.

b) Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad al Consumidor "c", durante el período de control.

$$DAIc = \sum_i (K_i * d_{ic}) \quad (1.10)$$

Dónde:

d_{ic} : Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" en horas

K_i : Factor de ponderación de las interrupciones

$K_i = 1.0$ para interrupciones no programadas

$K_i = 0.5$ para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

1.3.8 Límites de calidad del servicio técnico a nivel de cada consumidor

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, son los siguientes:

<u>Índice</u>	<u>Lim FAIc</u>	<u>Lim DAIc</u>
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV Urbano	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV Urbano	10.0	16.0
Consumidores en BV Rural	12.0	36.0

Tabla 1-2 Límites de calidad del servicio técnico a nivel de cada consumidor -
Regulación CONELEC No. 004/01 [48]

1.3.9 Cálculo de la Energía No Suministrada a nivel de cada consumidor

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los Índices de Calidad de Servicio, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

a) Si: $FAIc > \text{LímFAIc}$ y $DAIc < \text{LímDAIc}$

$$ENS = (FAIc - \text{LímFAIc}) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA} \quad (1.11)$$

b) Si: $FAIc < \text{LímFAIc}$ y $DAIc > \text{LímDAIc}$

$$ENS = (DAIc - \text{LímDAIc}) * \frac{ETF}{THPA} \quad (1.12)$$

c) Si: $FAIc > \text{LímFAIc}$ y $DAIc > \text{LímDAIc}$; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} < \frac{\text{LímDAIc}}{\text{LímFAIc}}$

$$ENS = (FAIc - LimFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

(1.13)

d) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} \geq \frac{LimDAIc}{LimFAIc}$

$$ENS = (DAIc - LimDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

(1.14)

Dónde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los Consumidores del nivel de voltaje que se esté considerando, en kWh, en el período en análisis.

THPA: Tiempo en horas del período en análisis.

FAIc: Índice de Frecuencia anual de interrupción por consumidor "c".

DAIc: Índice de Duración anual de interrupción por Consumidor "c".

Lim FAIc: Límite Admisible de FAIc.

Lim DAIc: Límite Admisible de DAIc.

1.4 MOTIVACIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución son responsables de la mayoría de las interrupciones que se producen en el sistema eléctrico y que repercute en el cliente. Esto pone de relieve la necesidad de una evaluación de la fiabilidad del sistema de distribución y se puede resumir de la siguiente manera.

✓ **Rendimiento del sistema:** La evaluación de la fiabilidad ayuda en la identificación de puntos débiles en el sistema de distribución utilizando información relacionada con la frecuencia y duración de las interrupciones

experimentadas. Los Índices de rendimiento se calcula para determinar el rendimiento medio del sistema en diversos puntos de carga.

- ✓ **Satisfacción del cliente:** Los mercados eléctricos desregularizados o libres ofrecen a los clientes una flexibilidad de elegir a su proveedor de electricidad, en estos casos el cliente paga por una mayor o menor atención a las necesidades del cliente. El análisis de fiabilidad ayuda a identificar los posibles puntos de carga con escasa fiabilidad y a tomar las medidas necesarias para garantizar que se conserve la confianza del cliente. Se puede también utilizar para evaluar los riesgos de proporcionar a los consumidores garantías de rendimiento y la tasa de rendimiento basada en decisiones [3].
- ✓ **Expansión del sistema:** Las crecientes necesidades de energía y el incremento de cargas hacen necesaria la expansión y desarrollo de los sistemas existentes. Los modelos de confiabilidad permiten que las empresas distribuidoras calculen los beneficios obtenidos a partir de diversos proyectos propuestos y a escoger la mejor opción después de un análisis detallado de costo beneficio.
- ✓ **Requisitos reglamentarios:** Los organismos reguladores que son responsables por el bienestar del cliente, están imponiendo requisitos de fiabilidad legales que han de ser obligados a cumplir por parte de las distribuidoras. Los entes reguladores evalúan la fiabilidad del sistema de forma frecuente e imponen sanciones por no cumplir con los estándares mínimos asignados y recompensas por el logro de mayores niveles de fiabilidad [7]. Los modelos de análisis de confiabilidad ayudan a las distribuidoras a evaluar su rendimiento y minimizar el riesgo de sanciones reglamentarias.
- ✓ **Programación de Mantenimiento y Asignación de Recursos:** Los sistemas de distribución se componen de decenas de miles de componentes que tienden a fallar y requieren mantenimiento. El análisis de los modos de fallo de una variedad de equipos ayuda a identificar las causas de trabajos o mantenimiento deficientes que pueden ayudar a mejorar la confiabilidad del componente. Una vez que el efecto de mantenimiento se determina para cada una de las tareas de mantenimiento propuesto, el establecimiento de



prioridades se puede hacer sobre la base de los recursos disponibles y el beneficio obtenido de cada programa de mantenimiento.

1.5 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD HISTÓRICA

Las empresas distribuidoras mantienen registros de las interrupciones que se producen en todo el sistema eléctrico. La evaluación de la confiabilidad histórica implica el uso de la información de interrupciones para determinar índices de confiabilidad que se pueden utilizar para evaluar el rendimiento del sistema. Por lo general, este tipo de análisis implica cálculos sencillos realizados mediante el uso de hojas de cálculo. La evaluación de la confiabilidad histórica es comúnmente utilizada por los servicios públicos para evaluar la confiabilidad del sistema y de informar anualmente a las autoridades reguladoras.

1.5.1 Insumos necesarios para la Evaluación Histórica

Con el fin de calcular los índices de confiabilidad, las empresas del sector eléctrico a menudo utilizan los Sistemas de Gestión de Interrupciones (OMS - Output Managemnet System). Estos Sistemas, forman parte de la red inteligente y está orientado a asistir al operador de la red de distribución en las labores relacionadas con la gestión de interrupciones y la restauración del servicio. La principal información contenida por estos sistemas es la siguiente: el lugar de la interrupción, la fecha/hora, el componente fallado, el número de clientes y la carga interrumpida. También se registra el tiempo necesario para restaurar el servicio a los clientes afectados, el tiempo para reparar/reemplazar el componente defectuoso y la causa de la interrupción. Además se registran los eventos donde el servicio fue restaurado por etapas debido a acciones de conmutación o reconfiguración del sistema eléctrico. Con el fin de calcular los índices de confiabilidad, los eventos se clasifican en base a las siguientes cinco formas:

1. **Ubicación:** Los índices se calculan en base a regiones como los distritos, centros de servicio, subestaciones, alimentadores, etc. para comparar el desempeño y planear futuras operaciones.



2. **Duración del evento:** Al determinar la proporción de los cortes de naturaleza que son temporales y permanentes, las empresas distribuidoras pueden tomar decisiones acerca de las mejoras que se deben hacer en su sistema eléctrico. Una gran parte de los eventos temporales sugiere mejoras como la instalación de reconectores, interruptores automáticos, etc., mientras que los eventos permanentes o sostenidos requieren cambios en la configuración de la red, utilizando otra fuente de alimentación para el restablecimiento del servicio lo antes posible, y el incremento y la utilización de centros de despacho de las cuadrillas de mantenimiento para reparar las averías lo más rápido y restablecer el servicio en el menor tiempo posible. El análisis basado en la duración de las interrupciones por lo tanto ayuda a planificar de mejor manera el sistema en función de mitigar las áreas problemáticas que se quedan sin servicio.

3. **Componente que falló:** Con el fin de determinar la confiabilidad de los componentes individuales tales como fusibles, reconectores, postes, transformadores, etc. se pueden clasificar en base a los componentes que fallaron causando la interrupción. Esto también se puede utilizar para identificar los modos de falla de los elementos y el efecto del mantenimiento en cada uno de los modos de falla.

4. **Causa del apagón:** Los eventos que causaron la interrupción entre los cuales pueden estar las fallas como cortocircuitos debido a: fallas de vegetación, animales, errores humanos, etc. se pueden utilizar para analizar las causas que llevan a la mayoría de las cortes y para tomar las acciones necesarias para reducir las interrupciones. Por lo tanto, el análisis permite a los administradores de activos y operadores del sistema eléctrico identificar en términos generales las estrategias de asignación de recursos para el mantenimiento y mejora del sistema.



5. **Condiciones climáticas que prevalecen durante el evento:** Los eventos también se clasifican en base a las condiciones atmosféricas que prevalecen en el sistema durante un corte de energía, el análisis del efecto del clima sobre las interrupciones de los clientes es importante para identificar las acciones correctivas necesarias cuando las condiciones climáticas extremas prevalecen. El análisis también ayuda en la determinación de los fenómenos o tendencias relacionadas con las condiciones climáticas en los fallos que se pueden producir en el sistema. Las conclusiones extraídas de este tipo de análisis ayudan a las empresas distribuidoras a prepararse para los eventos relacionados con el clima y reducir al mínimo los daños al sistema por esta causa incorporando equipos de sobretensiones y puesta a tierra. Los fenómenos meteorológicos extremos se excluyen generalmente al informar los índices de confiabilidad a las autoridades reguladoras; en el caso de Ecuador las interrupciones atribuibles a fallas climáticas no se excluyen del cálculo de los índices.

Por lo tanto, el uso de la evaluación histórica constituye la base para el análisis y la comprensión de las condiciones actuales del sistema e identifica las áreas potenciales para futuras inversiones. Una aplicación importante de la evaluación histórica es su uso en la estimación de las tasas de fracaso para los diferentes componentes y procesos modelados en la evaluación predictiva de confiabilidad.

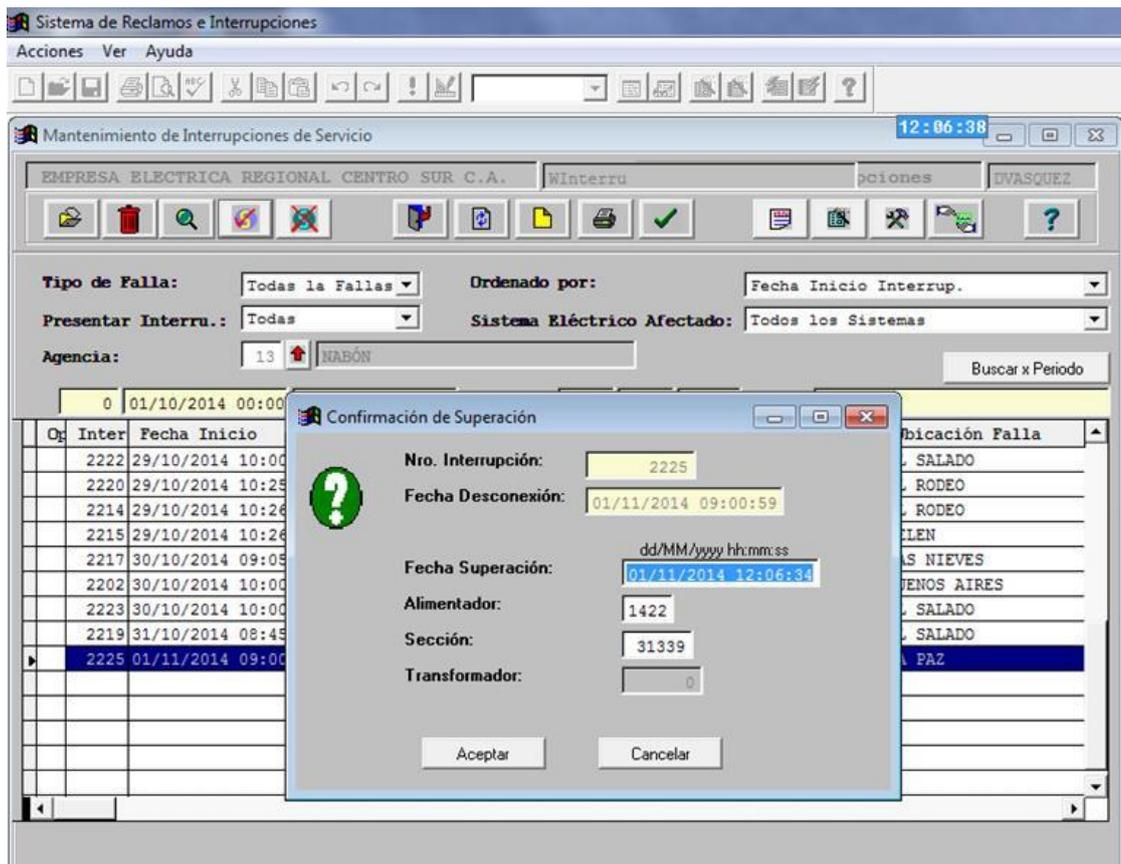


Figura 1-7 Sistema de reclamos e interrupciones distribuidora CENTROSUR

1.6 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD PREDICTIVA

La evaluación de la confiabilidad predictiva es una herramienta que se utiliza para valorar el comportamiento futuro del sistema. Esto implica el uso de modelos matemáticos para simular el comportamiento del sistema en respuesta a varios cortes que pueden ocurrir. Sobre la base de la respuesta del sistema a un fallo, diversos índices con respecto a los clientes y al sistema pueden ser calculados como ⁴MAIFI, ⁵SAIFI, ⁶SAIDI, ⁷CAIDI, ⁸ASAI, etc.

⁴ MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) es el número promedio de interrupciones momentáneas que un cliente experimenta durante un período dado (típicamente un año).

⁵ SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) es el número promedio de interrupciones sostenidas que un cliente experimenta en un período dado (típicamente un año)

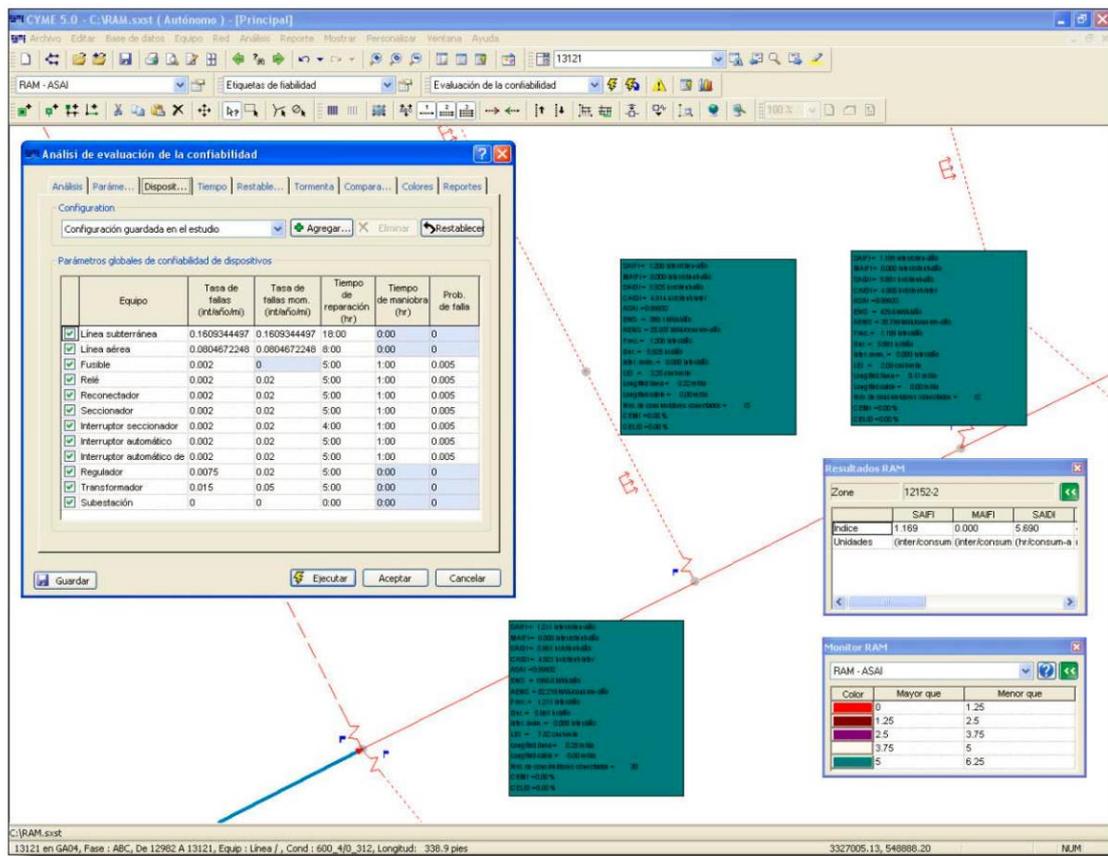


Figura 1-8 Módulo de Evaluación predictiva de la confiabilidad del programa de Análisis de redes CYME

Los métodos de evaluación de la confiabilidad de predicción se pueden clasificar en dos categorías principales:

- ✓ Métodos analíticos
- ✓ Métodos basados en simulación.

Mientras, la evaluación analítica de la confiabilidad forma la base de la mayoría de los programas de evaluación de la confiabilidad, los métodos basados en simulación implican el uso de métodos de Monte Carlo que son más complejos y

⁶ SAIDI (System Average Interruption Duration Index) es la duración media de interrupción por cliente servido en un período dado (típicamente un año)

⁷ CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) es la duración media de interrupción que cualquier cliente dado experimentaría también se puede ver como el tiempo medio de restauración relacionado con SAIDI y SAIFI.

⁸ ASAI (Average Service Availability Index) Índice medio de disponibilidad de servicio



computacionalmente más intensivos. Cada enfoque tiene algunas ventajas sobre el otro y por lo tanto son útiles para estudiar y tratar de predecir el comportamiento del sistema.

1.6.1 Métodos analíticos

Un sistema de distribución eléctrico se puede modelar como un conjunto de componentes interconectados uno de otros. El uso de modelos se utiliza para describir sus características de fallo y los efectos de cada componente en el sistema, varios índices de confiabilidad se pueden calcular. Los índices calculados utilizando los métodos analíticos representan el rendimiento promedio del sistema. Dado que los sistemas de distribución son en gran parte radial, los métodos son fáciles de entender y aplicar. En las secciones siguientes se discuten algunos de los métodos utilizados para evaluar analíticamente la confiabilidad del sistema de distribución.

1.6.1.1 Análisis del Modo y Efecto de Falla (AMEF)

El Análisis de Modos y Efectos de Fallas Potenciales, AMEF, es un proceso sistemático para la identificación de las fallas potenciales del diseño de un producto, servicio o de un proceso antes de que éstas ocurran, con el propósito de eliminarlas o de minimizar el riesgo asociado a las mismas.

Por lo tanto, el AMEF puede ser considerado como un método analítico estandarizado para detectar y eliminar problemas de forma sistemática y total, cuyos objetivos principales son:

- ✓ Reconocer y evaluar los modos de fallas potenciales y las causas asociadas con el diseño y fabricación de un producto o servicio.
- ✓ Determinar los efectos de las fallas potenciales en el desempeño del sistema.
- ✓ Identificar las acciones que podrán eliminar o reducir la oportunidad de que ocurra la falla potencial.
- ✓ Analizar la confiabilidad del sistema.
- ✓ Documentar el proceso.

Este método es una de las maneras más simples de estimar la confiabilidad del sistema eléctrico, cada uno de los estados de falla del sistema se supone que se produce de forma independiente y se repara antes de que ocurra otra falla. La respuesta del sistema a cada uno de estos estados de falla se registró entonces con el número de clientes afectados y la duración del evento. Luego la contingencia se analiza por la probabilidad de su ocurrencia y se calcula los índices de confiabilidad antes de considerar la siguiente contingencia. En resumen, para calcular los índices de confiabilidad necesarios para cada contingencia que pueda ocurrir, la respuesta del sistema se determina y se pesa por la probabilidad de su ocurrencia. Componentes que tienen múltiples modos de falla que se excluyen entre sí también se pueden simular.

El método de enumeración de estado es simple de implementar y entender. Sin embargo, como el número de componentes aumenta en el sistema, se necesita más tiempo para evaluar los índices. Un inconveniente importante en el método es la dificultad en la aplicación de múltiples fallas que se pueden producir simultáneamente en el sistema. Por lo tanto, es una herramienta útil para conseguir razonablemente buenas estimaciones de fiabilidad cuando la probabilidad de múltiples fallas es insignificante y el sistema está en su estado normal para un gran porcentaje de tiempo [8]. El método de enumeración de estado utiliza un método de arriba hacia abajo para determinar cada falla de un componente en los puntos de carga que se interrumpen.

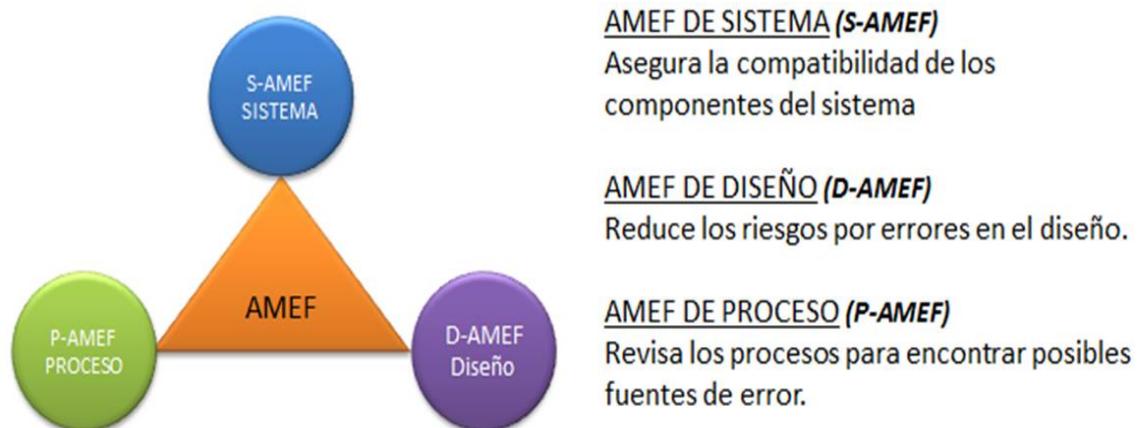


Figura 1-9 Tipos de AMEF



1.6.1.2 Análisis de conjuntos de corte mínimos

Otro método de uso común y recomendado para determinar la confiabilidad del sistema es el uso de conjuntos de corte mínimos [9]. Utilizando como criterio de éxito la continuidad de servicio para los puntos de interés, se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los elementos que componen dicho sistema. La salida de elementos que pertenecen al conjunto de corte mínimo produce la separación del sistema en dos subsistemas conectados, uno que contiene las entradas (fuentes de alimentación) y otro que contiene el nodo de carga.

El método de los conjuntos de corte, en esencia, hace una representación serie – paralelo de la red bajo análisis, el cual puede tener cualquier configuración. Un conjunto de corte es un grupo de elementos que al ser retirados del sistema eléctrico produce su partición. Se dice que un corte es mínimo cuando no tiene un subconjunto que pueda producir el mismo efecto sobre el sistema.

Un corte mínimo fijado es un conjunto de componentes que causan una falla en el sistema cuando todos los componentes del conjunto fallan. El sistema no falla cuando al menos uno de los componentes del conjunto de corte mínima está funcionando. Se han propuesto varios algoritmos de ajuste de corte mínimos en la literatura que se puede implementar adecuadamente para determinar la confiabilidad. Este método consiste en el desarrollo de conjuntos de corte mínimos para cada punto de carga para calcular su frecuencia y duración de las interrupciones que luego se agregan para determinar los índices de confiabilidad del sistema eléctrico [10]. Múltiples fallas y modos de fallo que dependen de los componentes también pueden ser incluidos en el análisis mediante la inclusión de grupos de corte mínimos de orden superior a uno. En general, es una práctica para determinar conjuntos de corte hasta el nivel "n+1" donde "n" es el orden más bajo de corte mínimo establecido que se encuentra en el sistema. En los sistemas de distribución, en general se considera suficiente para incluir primero y segundo orden conjuntos de corte mínimos. A diferencia del método

de enumeración de estado de modos de falla y análisis de efectos descrito, el método de conjunto de corte mínimo utiliza un enfoque de abajo hacia arriba para determinar cada punto de carga, los componentes que causan una interrupción.

1.6.1.3 Reducción de la red

Los sistemas de distribución son en gran medida radiales. La Reducción de la Red es un método adecuado ya que una gran parte de la red se puede representar como circuitos serie o combinaciones paralelas [11] [12]. La red reducida puede ser evaluada para determinar los índices de confiabilidad de la utilización del sistema y obtener las expresiones más habituales para toma de decisiones, derivados de la confiabilidad del circuito serie y paralelo de las redes conectadas en el sistema. Sin embargo, el uso de esta técnica se limita a redes pequeñas y se vuelve muy complicado su uso ya que el tamaño del sistema eléctrico se incrementa en el tiempo. Existen casos en que la interconexión entre los componentes eléctricos es muy complicada o no se puede representar como un circuito serie simple o paralelo y se hace difícil de describir en términos de un equivalente eléctrico.

1.6.1.4 Reducción de zonas y ramales

Mientras que el método de reducción de la red implica la reducción del sistema en redes equivalentes más pequeñas, el método de reducción de zona y rama se utiliza para dividir toda la red en zonas y ramales correspondientes [10] [13]. El efecto de un fallo en un sistema de distribución depende de la respuesta de su protección y esquema de conmutación. Una zona se define como parte del sistema que se puede aislar o separar automáticamente o manualmente del resto del sistema eléctrico cuando se produce una falla en cualquiera de sus enlaces. Por lo tanto, cada dispositivo en el sistema (fusibles, reconectores, interruptores, seccionadores) divide la totalidad del alimentador en las zonas correspondientes. Los componentes que pertenecen a una sola zona se clasifican como ramales de la zona en particular. En otras palabras los ramales son enlaces en un sistema que originan un único dispositivo de

protección/aislamiento para operar. La ventaja de este método es su aplicación en el modelado de contingencias de orden superior, tales como la insuficiencia de los dispositivos de protección para borrar una falla. Además, el método es computacionalmente eficiente en comparación con el análisis enumerativo ya que los índices calculados para una zona se pueden aplicar a todos los ramales o puntos de carga dentro de la zona. En contraste, el método enumerativo determina y actualiza los índices para cada punto de carga de forma independiente que consume tiempo y es ineficiente.

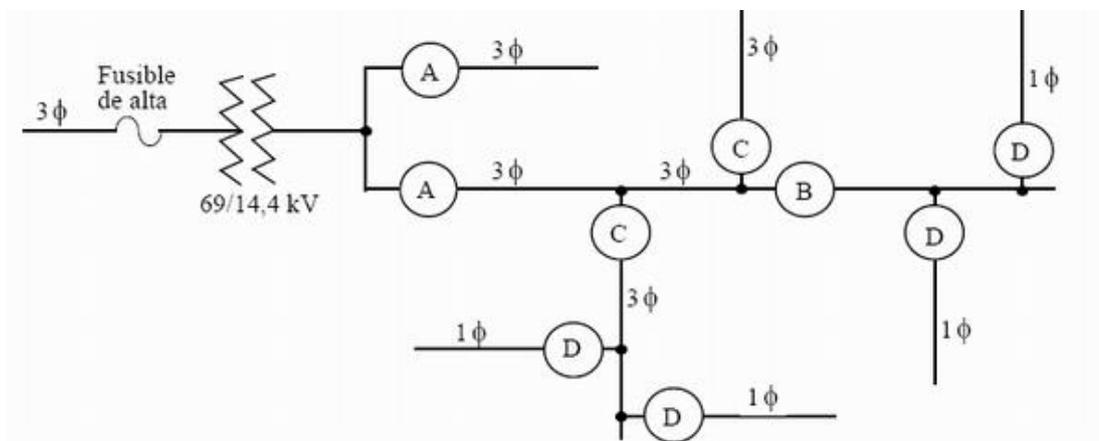


Figura 1-10 Análisis de reducción por zonas y ramales [54]

1.6.1.5 Análisis de árbol de falla (FTA - Fault Tree Analysis)

El análisis Árbol de Falla fue introducido por primera vez por Bell Laboratories y es uno de los métodos más ampliamente usados en sistemas de mantenimiento y análisis de seguridad. Es un proceso deducible utilizado para determinar las varias combinaciones de fallas de equipos electrónicos (hardware), programas de computación (software) y errores humanos que pueden causar eventos indeseables (referidos como eventos altos) al nivel del sistema.

El análisis deducible empieza con una conclusión general, luego intenta determinar las causas específicas de la conclusión construyendo un diagrama lógico llamado un árbol de falla. Esto también es conocido como tomar una propuesta de arriba-a-abajo.



El motivo principal del análisis árbol de falla es el ayudar a identificar causas potenciales de falla de sistemas antes de que las fallas ocurran. También puede ser utilizado para evaluar la probabilidad del evento más alto utilizando métodos analíticos o estadísticos. Después de terminar un FTA, puede enfocar sus esfuerzos en mejorar el sistema de mantenimiento.

El método de árboles de falla se puede utilizar para determinar la confiabilidad de los circuitos [5]. A diferencia del método de enumeración en el cual el estado del impacto de cada falla se determina en cada uno de los puntos de carga, el método de análisis de árboles de falla utiliza cada punto de carga para determinar los diferentes cortes que causan una interrupción. Estas causas de fracaso se agregan para calcular el punto de frecuencia de la interrupción considerando la carga y la duración. Estas pueden luego acumularse para calcular los índices de todo el sistema eléctrico.

Construcción del Árbol de Falla

- a. Defina la condición de falla y escriba la falla más alta.
- b. Utilizando información técnica y juicios profesionales, determine las posibles razones por la que la falla ocurrió. Recuerde, estos son elementos de segundo nivel porque se encuentran debajo del nivel más alto en el árbol.
- c. Continué detallando cada elemento con puertas adicionales a niveles más bajos. Considere la relación entre los elementos para ayudarle a decidir si utiliza una puerta 'y' o una 'o' lógica.
- d. Finalice y repase el diagrama completo. La cadena solo puede terminar en un fallo básico: humano o del equipo (hardware o software).
- e. Si es posible, evalúe la probabilidad de cada ocurrencia o cada elemento de nivel bajo y calcule la probabilidad estadística desde abajo para arriba.

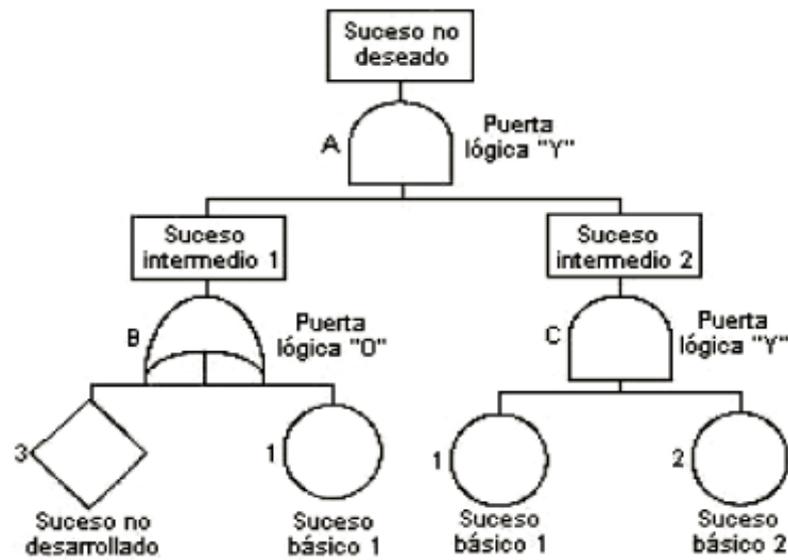


Figura 1-11 Construcción del árbol de falla [54]

1.6.2 Métodos basados en simulación

En la sección anterior, se han discutido diversos algoritmos de análisis disponibles para evaluar la fiabilidad del sistema. Estos métodos proporcionan un método rápido y eficaz para estimar la confiabilidad esperada del sistema, pero no proporcionan ninguna información sobre la variabilidad de los índices y sólo calculan los valores medios. La confiabilidad de un sistema varía de un año a otro, aunque la confiabilidad a nivel de componente es el mismo. Dado que los niveles de confiabilidad experimentada en un año dado se determina por los cortes que se producen durante este intervalo de tiempo, el uso de métodos de análisis en algunos casos puede dejar de representar los eventos que son constantes. Las ventajas que se puede obtener se refiere no sólo a la mejora de los niveles de confiabilidad que se espera del sistema, sino también en la estimación del riesgo de eventos raros que pueden causar sanciones o penalizaciones reglamentarias.

Por lo tanto, se hace necesario determinar no sólo los valores esperados de los índices de fiabilidad, sino también estimar de la variabilidad en los índices.

Los métodos basados en Simulación encuentran su aplicación en estas circunstancias. Otro inconveniente importante con el uso de métodos de análisis es el supuesto de que, los tiempos de fallas y reparaciones se distribuyen de manera exponencial. Este supuesto simplificador generalmente no es representativo de las estadísticas reales observadas en las características de falla y reparación de los componentes por lo que no se hacen tales supuestos, y su aplicación es más fácil de aceptar. Sin embargo, los métodos basados en simulación se enfrentan con el inconveniente de las inexactitudes que surgen de la variabilidad de números aleatorios y que son computacionalmente intensivos, puesto que requieren de un número muy grande de iteraciones para calcular los índices del sistema con una precisión razonable. Para asegurar que los índices medios de fiabilidad sean representativos se requiere un gran número de años de muestra.

1.6.2.1 Métodos de Simulación de Monte Carlo

Los métodos de simulación de Monte Carlo utilizados para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia se clasifican en dos grandes tipos: secuenciales y no secuenciales. Ambos difieren en la cronología que consideran para realizar la simulación. A su vez, se han desarrollado tres principales tipos de métodos secuenciales, los que son: método síncrono, método asíncrono y método de tiempo mezclado.

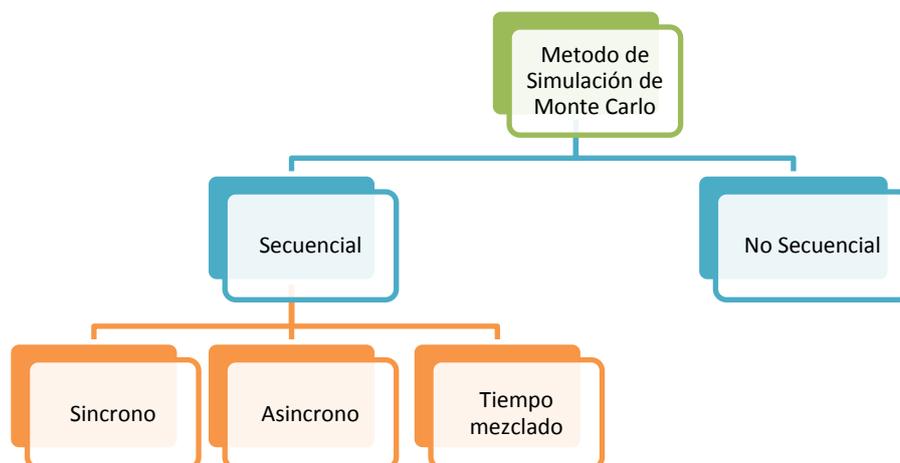


Figura 1-12 Clasificación de los métodos de simulación de Monte Carlo

Los métodos secuenciales simulan el comportamiento del sistema a través del tiempo. Es decir, los modelos matemáticos del sistema se construyen de forma de generar una historia artificial para éste, desde la cual se infieren los parámetros estadísticos de interés.

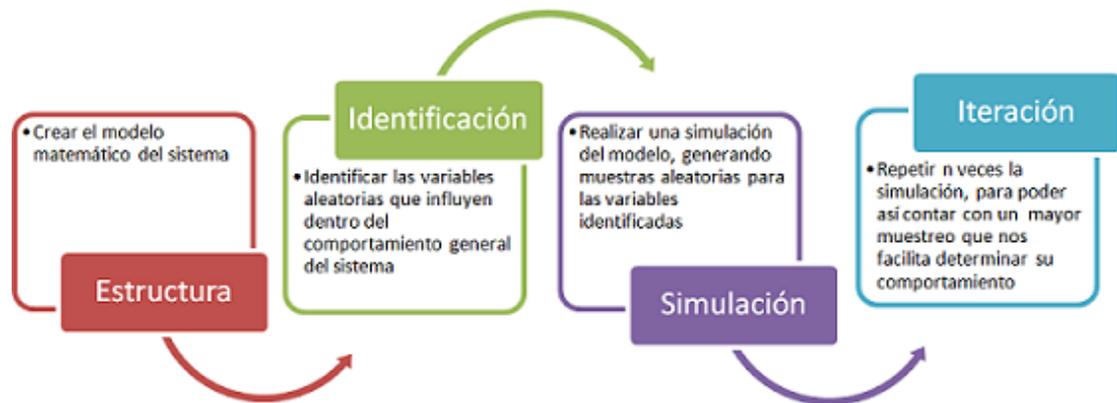


Figura 1-13 Simulación de Monte Carlo

En cambio, los métodos no secuenciales efectúan un muestreo aleatorio sobre el espacio de los estados que el sistema puede presentar durante el período de interés del análisis, sin considerar la cronología de los eventos. Así, luego de que un número apropiado de muestras ha sido generado a partir del espacio de los estados, se utilizan técnicas estadísticas para estimar los parámetros requeridos.

1.6.2.1.1 Simulación de Monte Carlo Secuencial

Los métodos de simulación de Monte Carlo secuenciales, también conocidos como métodos de muestreo de duración de estados, consideran explícitamente los aspectos temporales en la simulación del comportamiento del sistema.

La idea básica es construir un conjunto aleatorio de secuencias de estados de los elementos que componen el sistema muestreado para el período de interés. Luego, a partir de la evaluación de cada secuencia, se recolecta la información necesaria para estimar los índices de confiabilidad. Esta información puede consistir, por ejemplo, en la frecuencia de los eventos que causan



desabastecimiento de carga, el tiempo durante el cual el sistema presento tales eventos, la cantidad de energía no suministrada a raíz de los mismos, etc.

El método secuencial de Monte Carlo es un método no determinista o estadístico numérico, usado para aproximar expresiones matemáticas complejas y costosas de evaluar con exactitud y se basa en la simulación dinámica de estados que pueden surgir debido a una falla y reparación que se producen en un sistema eléctrico [14] [15]. Cada componente en el sistema se asocia con una distribución probabilística que representa sus características de falla y reparación. Una historia de los acontecimientos es simulada en el sistema utilizando números aleatorios extraídos de fallas y reparaciones de distribuciones de los componentes. Este conjunto de procesos de fallas y reparaciones que se producen en todo el sistema son representativos de los fenómenos reales de falla. La respuesta del sistema a cada uno de estos eventos determina su confiabilidad. Esta simulación de eventos se realiza durante un largo período de tiempo (típicamente 10 años) y se determina la respuesta del sistema. Los índices se calculan y se suman; cuando los índices de este modo determinado cumplen con ciertos criterios como la pequeña variación, las iteraciones se detienen y los resultados finales se calculan. El método Secuencial de Monte Carlo es el más general cuando se aplica a un sistema debido al número limitado de supuestos.

En cuanto a su clasificación, dentro de los métodos de simulación de Monte Carlo Secuenciales se han desarrollado principalmente tres tipos, los cuales difieren fundamentalmente en la forma en que registran el tiempo de ocurrencia de los eventos durante la simulación. Estos tipos son: método síncrono, método asíncrono y método de tiempo mezclado.

a. Método Síncrono o de Tiempo Discreto

El fundamento de este método es considerar un intervalo de tiempo básico, Δt , elegido sobre la base de las características de operación del sistema. Así, el algoritmo inicializa al sistema en el primer estado y luego incrementa el tiempo de simulación en Δt para verificar si se ha producido un evento. Si la verificación



resulta positiva, entonces el sistema actualiza determinando su nuevo estado. Si, al contrario, no ha ocurrido un evento en el sistema, entonces el estado actual se mantiene inalterado.

Por lo tanto, este método evalúa el estado del sistema en los instantes $n\Delta t$, con n tomando valores entre cero y el número máximo de intervalos a ser evaluados, sin considerar lo que sucede durante los instantes intermedios. Por lo consiguiente, este método es apropiado para sistemas en donde los cambios en su configuración ocurren en intervalos de tiempo regulares, como puede ser el caso de un sistema en el que se considere la carga variable horariamente.

b. Método Asíncrono o de Próximo Evento

A diferencia del método síncrono, la idea básica del método asíncrono es que el tiempo de simulación se incrementa en intervalos irregulares, ya que la simulación procede manteniendo un registro de los próximos eventos que ocurrirán y supone que el evento próximo es el que efectivamente tendrá lugar, avanzando el tiempo de simulación hasta el instante en que ese evento ocurre. Este ciclo se repite cuantas veces sea necesario.

La generación de los instantes de ocurrencia de los eventos se efectúa a partir de la función de probabilidades del tiempo de permanencia en un estado determinado (falla u operación) para cada elemento.

c. Método de Tiempo Mezclado

Este método involucra elementos correspondientes tanto al método síncrono como al asíncrono, siendo comúnmente utilizado en la evaluación de la confiabilidad de sistemas compuestos generación/transmisión.

En su forma más típica, el método consiste en utilizar una curva de demanda horaria (variación discreta hora a hora) y generar los cambios de estado de los elementos en forma asíncrona, de tal manera que los eventos se produzcan en instantes separados por intervalos de tiempo irregulares.



1.6.2.1.2 Simulación de Monte Carlo No secuencial

El método secuencial de Monte Carlo genera una historia artificial de eventos para determinar la confiabilidad en el que los eventos se simularon en el orden de su aparición. En contraste, el método no secuencial hace la simulación en un orden aleatorio [5]. Por lo tanto, a diferencia del método secuencial de Monte Carlo descrito anteriormente, la simulación no secuencial asume que las contingencias que ocurren en un sistema son mutuamente excluyentes, y el comportamiento del sistema no depende de acontecimientos pasados.

Este tipo de simulación, también conocido como muestreo de estados, considera como el espacio de los estados, o población, a todos los estados que el sistema puede presentar durante el período de interés. Es decir, la combinación de los estados que cada elemento perteneciente al sistema puede presentar durante el mencionado período. Así, luego de construir el espacio de los estados, el método efectúa un muestreo proporcional y evalúa el comportamiento del sistema en cada uno de los estados muestreados. Esta evaluación se debe realizar para un número representativo de estados, con el objeto de calcular la estimación de los índices de confiabilidad con un cierto nivel de confianza; el concepto de muestreo proporcional se refiere a que cada estado debe tener asignada una probabilidad de ocurrencia igual a la probabilidad de que el sistema real asuma cada estado en particular.

De esta forma, el método de muestreo de estados no considera los aspectos temporales en la modelación del sistema. Por esto, se adapta mejor al sistema donde la dependencia entre sus componentes y/o temporal no es relevante o se puede obviar con un grado de error despreciable.

En este método, se hace una lista de las posibles contingencias que ocurren en el sistema eléctrico. El número de veces que cada contingencia se produce en un período determinado de tiempo se determina mediante el uso de números aleatorios. Por ejemplo, si se supone que el tiempo hasta el fracaso de cada una de las contingencias a ser distribuido de forma exponencial con fallos de parámetros/año; el número de veces que se produce un error en un intervalo



específico de tiempo de un año está dada por una distribución de Poisson. Usando esta relación, se determina el número de veces que cada contingencia se produce. Los efectos de interrupción del servicio de cada contingencia se determinan usando uno de los métodos analíticos. El efecto de cada contingencia se pesa por el número de veces que se produce durante el período de tiempo específico para determinar los índices de confiabilidad. Este procedimiento se repite para muchos ciclos para obtener una distribución de los índices de fiabilidad. Debe tenerse en cuenta que, aunque el número de veces que una contingencia se produce durante un período de tiempo específico es al azar, su impacto en términos de número de clientes afectados y la duración de la interrupción se evaluó analíticamente y es determinista. Por lo tanto, el método combina la variabilidad de la simulación de Monte Carlo y la velocidad de un método analítico.

En relación al esfuerzo computacional involucrado, este método presenta amplias ventajas con respecto a los métodos secuenciales en el sentido de utilizar muchos menos recursos de tiempo de computo (CPU) y memoria.

No obstante dentro de las desventajas que este método presenta, la más importante es la infactibilidad del cálculo de índices relacionados con la frecuencia y la duración de las interrupciones. Esto se debe a que el cálculo de la frecuencia relacionada con un estado con pérdida de carga requiere el reconocimiento de todos los estados sin pérdida de carga a los que se puede llegar mediante una transición. Esta tarea no es posible de ser realizada directamente a partir del método de muestreo no secuencial, sino que implica la implementación de esquemas de enumeración de estados que requieren un esfuerzo computacional importante para sistemas eléctricos de potencia de dimensiones reales, perdiendo parte de las ventajas descritas anteriormente.



Capítulo 2

CONFIABILIDAD Y RIESGO EN LA OCURRENCIA DE FALLAS EN LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.1 EL PROBLEMA DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS

Los administradores de activos asignan los recursos entre las diversas actividades de mantenimiento, y están limitados por recursos monetarios y laborales disponibles. Esto presenta una serie de desafíos para la gestión de activos que se pueden dividir en tres aspectos.

El primero es la forma de identificar y justificar los recursos necesarios para la gestión de activos. Por lo general, una vez al año, cada administrador de activos debe hacer una evaluación para determinar los recursos financieros y humanos necesarios para gestionar los equipos o sistemas del cual son responsables. Su argumento se realiza en función del beneficio obtenido de los recursos asignados. Esto establece el total de recursos disponibles para cada administrador de activos.

Después, cada gerente o jefe de mantenimiento debe decidir cómo asignar los recursos disponibles a los diferentes programas. Esta asignación de recursos secundaria distribuye los recursos disponibles de la primera asignación a los diferentes programas de gestión de activos. Para ello, el administrador de activos debe entender como el beneficio total de todos los programas cambia a medida que los recursos se desplacen de un programa a otro.

El tercer aspecto es la selección de un conjunto de proyectos de mantenimiento a completarse dentro de cada programa, limitados por la asignación presupuestaria secundaria. Una solución a este problema le permite al administrador de activos comparar los beneficios de las diferentes tareas de mantenimiento disponibles dentro de un programa y elegir las mejores opciones en función de los recursos disponibles.



Aparte de los tres aspectos mencionados anteriormente, puede haber una situación en la que ciertas partes del sistema deben mantenerse debido a requisitos de seguridad o reglamentarias, independientemente del beneficio obtenido de la confiabilidad. Tales tareas obligatorias también tienen que ser consideradas.

Con el fin de encontrar una solución integral a cada uno de los problemas anteriores, los administradores de activos necesitan herramientas para evaluar el beneficio obtenido de cada tarea de mantenimiento. Una vez que se determina, los costos y los requisitos laborales correspondientes pueden ser utilizados para juzgar la utilidad de la actividad y en consecuencia priorizar trabajos.

2.2 ESTADO DEL ARTE DEL MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Antes de proponer una solución al problema de la gestión de activos presentados anteriormente, se presentará una breve revisión del estado de las técnicas que se utilizan generalmente en el mantenimiento de los sistemas de energía eléctrica. El mantenimiento de un componente o equipo reduce su tasa de fallos y, por tanto, la frecuencia y la duración de las interrupciones experimentadas por los clientes. Las empresas de servicios públicos siguen diferentes procedimientos o estrategias para mantener diferentes tipos de equipos de trabajo para cumplir con las actividades de mantenimiento [16]. Estas prácticas de mantenimiento se pueden clasificar en dos categorías: mantenimiento correctivo y mantenimiento preventivo.

2.2.1 El mantenimiento correctivo

También se conoce como la estrategia de gestión hasta el fallo. El mantenimiento correctivo implica no realizar ningún tipo de mantenimiento de los equipos hasta que estos fallen. Una vez que un componente falla, se reemplaza con un componente nuevo o reparado. Esta estrategia puede ser desastrosa en términos de confiabilidad y puede dar lugar a costosas sanciones reglamentarias. La mayoría de las empresas de servicios públicos han



evolucionado a partir de este método y el uso de una o más de las siguientes estrategias de mantenimiento preventivo.

2.2.2 El mantenimiento preventivo basado en el tiempo

A diferencia del mantenimiento correctivo, el mantenimiento preventivo se realiza en el equipo antes de que ocurra una falla, mejorando así su situación e incrementando el tiempo de normal funcionamiento antes de su fallo. En el mantenimiento preventivo basado en el tiempo, un período de tiempo fijo está asociado con cada pieza de equipo, después de lo cual se sustituye o se mantiene. Este período se basa en el análisis de las estadísticas de falla y puede utilizar métodos de prueba y error, la opinión de expertos, o métodos más analíticos que se utilizan para estimar la frecuencia óptima del mantenimiento que es a la vez económica y fiable a niveles aceptables. El uso de los reemplazos en períodos de tiempo fijo, sin embargo, puede conducir a un uso sub-óptimo de activos y mantenimiento innecesario de equipos. Tales estrategias no contemplan las distintas condiciones que pueden experimentar en componentes idénticos en un sistema.

2.2.3 El mantenimiento preventivo basado en condición

El mantenimiento preventivo basado en condición asigna recursos mediante el uso de información sobre el estado actual de los equipos, determinando cuándo y qué tipo de mantenimiento debe ser hecho. Estos métodos requieren un control y vigilancia para estimar el estado y la condición actual del equipo y su vida útil restante antes del mantenimiento. Los ejemplos incluyen pruebas de gases para el aceite del transformador, contadores de operación del reconectador, la inspección visual de los alimentadores con el crecimiento de la vegetación, etc. La información de la condición se utiliza para predecir la probabilidad de fallo de un componente y el mantenimiento que se necesita para evitar el fallo. En comparación con el mantenimiento basado en el tiempo, los métodos basados en condición normalmente se extienden en el intervalo entre mantenimientos sucesivos y, por tanto, se reducen los costos de mantenimiento [17]. Este método limita el uso, sin embargo, a los equipos cuyo costo de falla es



mayor que la inspección y seguimiento de los costos incurridos en este procedimiento puede ser conveniente. Se necesitan mejoras en los procedimientos para realizar las pruebas de monitoreo e inspección y métodos de recopilación de datos para predecir con precisión el estado de muchos de los componentes del sistema eléctrico.

El mantenimiento basado en condición utiliza la información de la inspección y control de equipos para estimar el estado y programar su mantenimiento. El método no toma en cuenta los efectos del fallo de un componente o cuantifica los beneficios de la prevención de los fallos, las decisiones se toman únicamente sobre la base de las condiciones del equipo, no su importancia relativa.

2.2.4 El mantenimiento preventivo basado en confiabilidad (RCM)

El mantenimiento centrado en confiabilidad (Reliability Centered Maintenance-RCM) es una estrategia preventiva que se está utilizando cada vez más por las empresas de servicios públicos. En este método, las mediciones basadas en la condición se utilizan para determinar los diversos componentes que requieren mantenimiento. Los proyectos de mantenimiento son entonces clasificados de acuerdo a su efecto en la mejora de los criterios seleccionados. Uno o más índices de confiabilidad suelen ser elegidos como criterio, y los proyectos de mantenimiento se llevan a cabo para alcanzar los niveles de objetivos deseados. Mientras que los programas tradicionales de mantenimiento, tales como: desbroce de la vegetación, mantenimiento de reconector, mantenimiento de los dispositivos de seccionamiento, etc., se consideran como programas por separado y no relacionados, el mantenimiento basado en confiabilidad proporciona un método para integrar una variedad de programas y tareas con un único objetivo global, de mejorar el rendimiento del sistema [18].

2.2.5 El mantenimiento preventivo basado en el riesgo

Los métodos de mantenimiento preventivo basado en el riesgo, son los de mayor avance en el mantenimiento basado en confiabilidad [17]. Las probabilidades de falla estimadas por los métodos de monitorización de estado, junto con los efectos de la falla cuantificados mediante métodos del RCM, se



utilizan para determinar el riesgo asociado con la falla de un equipo en particular. Este riesgo se combina con las necesidades de recursos financieros y humanos para dar prioridad a los proyectos de mantenimiento con el fin de maximizar la reducción del riesgo.

Para el caso de los sistemas de transmisión, el riesgo se define como el producto en función del tiempo de: la probabilidad de falla del equipo y la consecuencia de su fracaso [17]. La consecuencia de la falla son los efectos resultantes como la sobrecarga de los equipos, sobrecarga en cascada y baja tensión. El mantenimiento basado en el riesgo es por lo tanto una forma de RCM, con los siguientes atributos específicos cuando se aplica a los sistemas de transmisión [17]:

- a. La información de la condición se utiliza para estimar la probabilidad de falla del equipo.
- b. Las consecuencias de las fallas se estiman y se utilizan en la priorización de las tareas de mantenimiento.
- c. La probabilidad de falla del equipo y la consecuencia de ésta en un momento determinado se combinan en una sola medida denominada "riesgo".
- d. El riesgo de un equipo puede ser acumulado en intervalos de tiempo (por ejemplo, un año o varios años) en una base hora-por-hora de proporcionar un riesgo acumulado asociado con cada equipo del sistema.
- e. El establecimiento de prioridades y por lo tanto de selección de tareas de mantenimiento, se basa en la cantidad de reducción del riesgo acumulado logrado por cada tarea de mantenimiento realizado en el equipo.

La selección y programación de las tareas de mantenimiento en el sistema de transmisión se lleva a cabo al mismo tiempo, utilizando técnicas de optimización, ya que la cantidad de reducción en el riesgo acumulativo depende del tiempo cuando se implementa una tarea de mantenimiento.



2.3 ASIGNACIÓN DE RECURSOS PARA EL MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADA EN EL RIESGO

El objetivo de este trabajo es desarrollar una estrategia basada en los riesgos al asignar recursos y dar prioridad a los proyectos de mantenimiento de los activos del sistema de distribución. El trabajo también proporcionará una solución al problema de la gestión de activos que se discutió anteriormente. Para ello, es importante conocer claramente la magnitud de un sistema de distribución para lo cual lo compararemos con el sistema de transmisión y estableceremos las diferencias entre ellos para ser entendidas y desarrollar el método que se pretende a los sistemas de distribución.

En primer lugar, a diferencia con los sistemas de transmisión, que son altamente interconectados, la mayoría de los sistemas de distribución, son radiales. Por lo tanto, los efectos de un corte de energía se delimitan, y la posibilidad de cortes en cascada es muy pequeña. Además, el mantenimiento programado en un área puede suponerse que es independiente de las condiciones en otra región del sistema. Este no es el caso en los sistemas de transmisión, donde el mantenimiento de un componente en una región puede restringir una tarea en otra región debido a las limitaciones de estabilidad del sistema.

En segundo lugar, los sistemas de distribución tienen un número mucho mayor de componentes que los sistemas de transmisión. La consecuencia de falla en la mayoría de los componentes de distribución es por lo tanto mayor que en los componentes de transmisión. Esto implica un gran número de variables de decisión (equipos candidatos a tareas de mantenimiento) entre los que elegir y, por tanto, la necesidad de técnicas de optimización que puedan manejar adecuadamente las variables de decisión.

Además, las condiciones en un sistema de distribución son relativamente constantes o predecibles en comparación con las de una red de transmisión, que puede ser muy dependiente de variables tales como la topología de la red, la



carga, y la salida de operación de equipos debido a mantenimientos y las condiciones climáticas o ambientales.

Esto resulta en una distinción importante en la naturaleza de las consecuencias de las fallas en un sistema de transmisión comparada con un sistema de distribución.

La consecuencia de falla de un componente específico de transmisión es variable en el tiempo e influye en el corto plazo (cada hora), así como en el largo plazo (anuales) en los índices de confiabilidad. La consecuencia de fallo de un componente de distribución tiende a ser constante y por lo tanto puede ser representado en el largo plazo a través de índices anuales.

La Figura 2-1 presenta un esquema de la secuencia de pasos involucrados en la estrategia de asignación de recursos basado en los riesgos que se aplica a los sistemas de distribución.

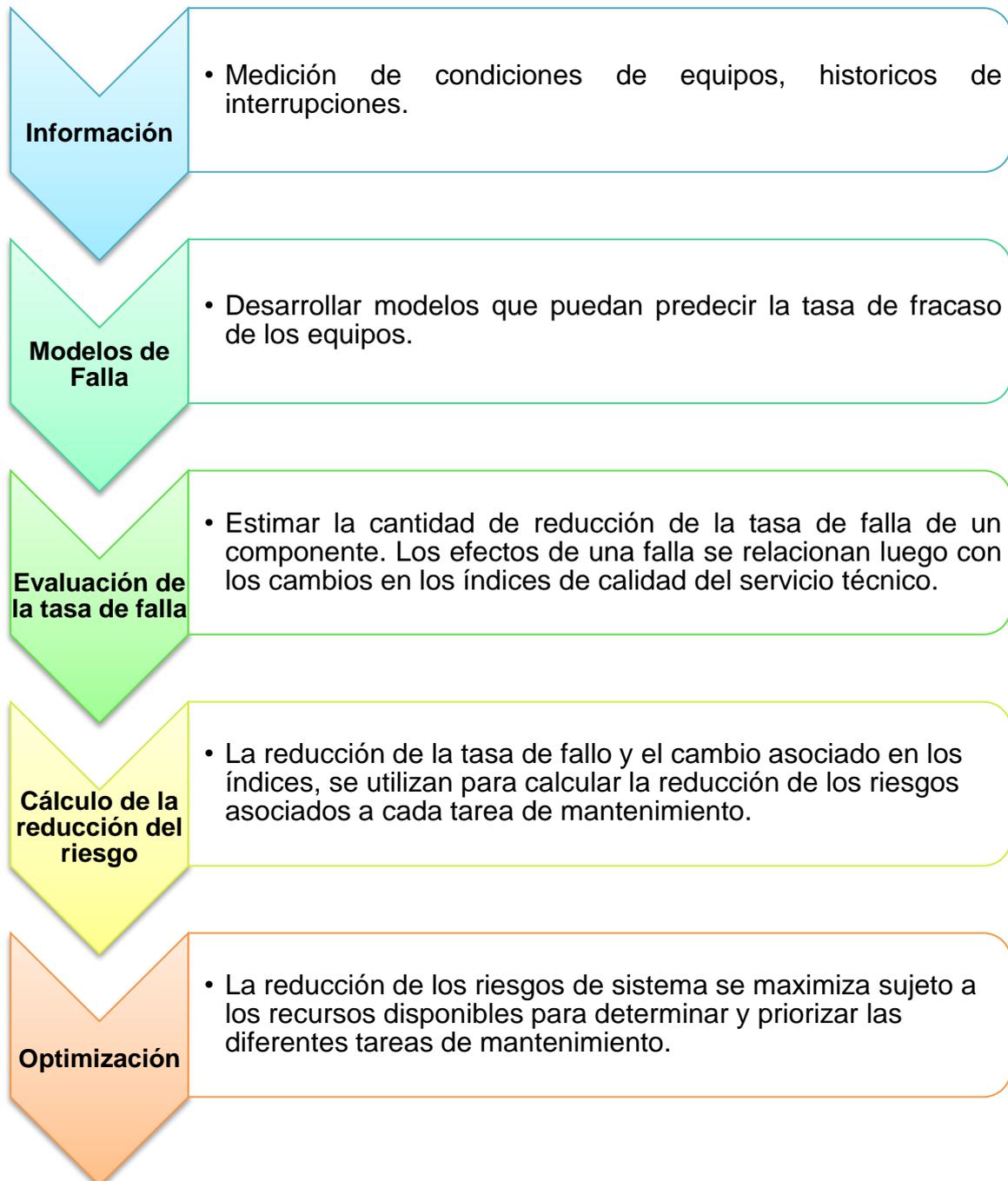


Figura 2-1 Esquema de asignación de recursos basados en el riesgo

2.3.1 Definición de Riesgo

Cada pieza de un equipo en el sistema de distribución tiene una vida útil finita, con probabilidad de falla que tiende a aumentar con el tiempo. El mantenimiento mejora el estado de los equipos y por lo tanto reduce su probabilidad de falla.

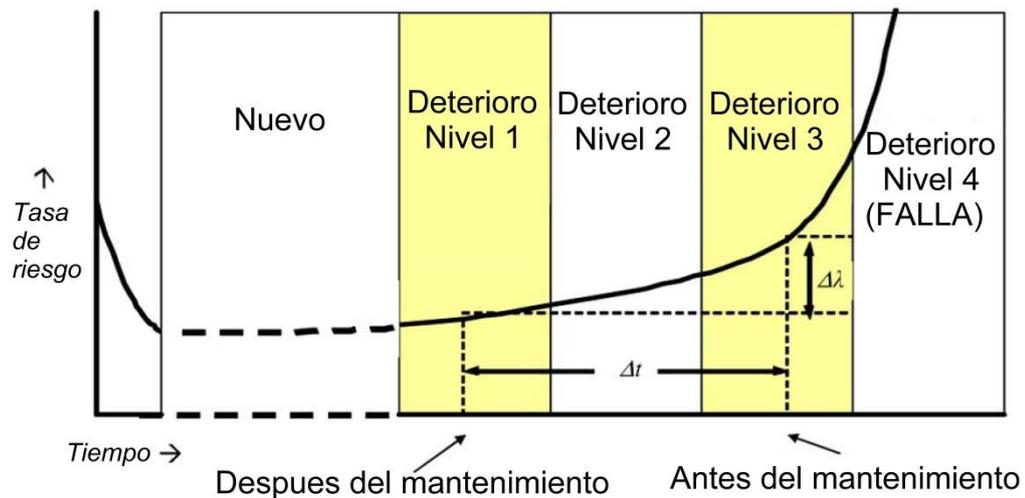


Figura 2-2 Reducción del riesgo debido al mantenimiento preventivo [50]

En la definición del riesgo, los siguientes efectos de la falla del equipo se considerarán:

- La satisfacción del cliente relacionado con la cantidad esperada y la duración de las interrupciones.
- La pérdida de ingresos debido a la energía no servida.
- El costo para reemplazar o reparar el equipo que falló.
- Sanciones reglamentarias o contractuales pagadas por la empresa distribuidora debido a los objetivos de fiabilidad perdidos.

La reparación y tiempos de conexión para cada componente se asumen constantes, y la configuración de la red de distribución se considera fija. Esto permite que los efectos de fiabilidad de cada componente que se expresan como contribuciones lineales a los índices generales del sistema. Estos efectos se expresan [8], [19] como sigue:

2.3.1.1 Efecto sobre la satisfacción del cliente

Los índices de confiabilidad orientados hacia el cliente que considera la frecuencia y tiempo de interrupciones que experimenta, son los índices *SAIFI* y *SAIDI* los cuales representan lo siguiente:

- a) **SAIFI**: es el índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema, indica la frecuencia con la que el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido para una zona determinada en el sistema y se define como:

$$SAIFI = \frac{\text{número total de interrupciones del cliente}}{\text{número total de clientes atendidos}}$$

para un período de tiempo dado. Para el período de tiempo Δt , en función de la tasa de fracaso $\lambda_{k,l}$ para el modo de fallo l de la componente k , la contribución de modo de fallo l de la componente k al sistema es:

$$SAIFI(t | k, l) = \lambda_{k,l} \cdot \Delta t \cdot \frac{n_{k,l}}{N} \quad (2.1)$$

con las unidades del número promedio de interrupciones por cliente en un período de tiempo Δt . El índice *SAIFI* es la suma de estas contribuciones *SAIFI* individuales sobre todos los componentes de k y modos de fallo l .

- b) **SAIDI**: es el índice promedio de duración de interrupción del sistema, indica la duración total de interrupción por el cliente promedio durante un período predefinido de tiempo, medido en horas de interrupción y se define como:

$$SAIDI = \frac{\text{suma de duraciones de las interrupciones del cliente}}{\text{número total de clientes atendidos}}$$

para un período de tiempo dado. La contribución de modo de fallo k, l de componente para el sistema es $SAIDI$.

$$SAIDI(t |k, l) = \lambda_{k,l} \cdot \Delta t \cdot \frac{\sum_{j=1}^{n_{k,l}} dj}{N} \quad (2.2)$$

con unidades de horas promedio de interrupciones por cliente en el período de tiempo Δt . El sistema $SAIDI$ es la suma de las contribuciones individuales de $SAIDI$ de todos los componentes k y l de los modos de falla.

De acuerdo a la regulación ecuatoriana la confiabilidad del sistema eléctrico se evalúa en función de índices globales del sistema, que representan de la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afectan a los clientes, ponderados por kVA.

De acuerdo a la Regulación No. CONELEC – 004/01, la confiabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano, y por ende la satisfacción de los clientes, está en función de la duración y frecuencia de las interrupciones que se experimenta en el sistema eléctrico, y se evalúa a través de los índices de $FMIK$ y $TTIK$ detallados en el capítulo 1.3.4, y que representan lo siguiente:

- c) **$FMIK$** : es el índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema que indica la frecuencia con la que el KVA promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido para una zona determinada en el sistema y se define como:

$$FMIK = \frac{\text{número de KVA fuera de servicio}}{\text{número total de KVA instalados}}$$

para un período de tiempo dado. Para el período de tiempo Δt , en función de la tasa de fracaso $\lambda_{k,l}$, para el modo de fallo l de la componente k , la contribución de modo de fallo l de la componente k al sistema es:

$$FMIK(t |k, l) = \lambda_{k,l} \cdot \Delta t \cdot \frac{KV Afs_{k,l}}{KV Ainst} \quad (2.3)$$

con las unidades del número promedio de interrupciones por KVA en un período de tiempo Δt . El índice *FMIK* es la suma de estas contribuciones *FMIK* individuales sobre todos los componentes de *k* y modos de fallo *l*.

d) **TTIK**: es el índice promedio de duración de interrupción del sistema, indica la duración total de interrupción por el KVA promedio durante un período predefinido de tiempo, medido en horas de interrupción y se define como:

$$TTIK = \frac{\text{duraciones de interrupciones por KVA fuera de servicio}}{\text{número total de KVA instalados}}$$

para un período de tiempo dado. La contribución de modo de fallo *k*, *l* de componente para el sistema es *TTIK*.

$$TTIK(t |k, l) = \lambda_{k,l} \cdot \Delta t \cdot \frac{\sum_{j=1}^{n_j} KV Afs_{k,l} * Tfs}{KV Ainst} \quad (2.4)$$

con unidades de horas promedio de interrupciones por KVA en el período de tiempo Δt . El sistema *TTIK* es la suma de las contribuciones individuales de *TTIK* de todos los componentes *k* y *l* de los modos de falla.

2.3.1.2 Ingresos perdidos por energía no suministrada

La energía no servida durante una interrupción provoca la pérdida de ingresos para los clientes y se puede expresar como:

$$ENS(t |k, l) = \lambda_{k,l} \cdot \Delta t \cdot \sum_{j=1}^{n_j} P_j d_j \quad (2.5)$$

2.3.1.3 Costo de fallas en los equipos

El costo esperado asociado a la reparación o sustitución de equipos averiados se puede expresar como:

$$\text{CostoRiesgo}(t | k, l) = \lambda_{k,l} \cdot \Delta t \cdot \text{Costo}(k, l) \quad (2.6)$$

2.3.1.4 Sanciones regulatorias debido a la violación de los límites reglamentarios

Los efectos expresados por las ecuaciones (2.1) a (2.6) se pueden calcular directamente mediante métodos analíticos estándar [10] – [20]. Sin embargo, debido a una mayor supervisión regulatoria de los índices de confiabilidad, puede ser necesario estimar también el riesgo de pagar multas que pudieran derivarse de los objetivos perdidos de fiabilidad. En tales escenarios, se convierte necesario estimar no sólo los índices de fiabilidad media del sistema, sino también a la variabilidad en los índices [7] debido a eventos que tienen una baja probabilidad de ocurrencia sustancialmente con altas penalizaciones. El riesgo de penalizaciones asociadas con cada componente se puede definir como se muestra en las ecuaciones (2.7) y (2.8).

$$PBRF(t | k, l) = \left\{ \int_{T_F}^{\infty} PBR(FMIK) \cdot f(FMIK(t | k, l)) d(FMIK(t | k, l)) \right\} \cdot \Delta t \quad (2.7)$$

$$PBRD(t | k, l) = \left\{ \int_{T_F}^{\infty} PBR(TTIK) \cdot f(TTIK(t | k, l)) d(TTIK(t | k, l)) \right\} \cdot \Delta t \quad (2.8)$$

Dónde:

- $\lambda_{k,l}$ es la tasa de fracaso del componente 'k' debido a un modo de falla mantenible 'l'.
- Δt es el intervalo de tiempo considerado.
- KVA_{inst} Cantidad de kVA nominales instalados.
- $KVA_{fs_{k,l}}$ es el número de KVA afectados debido a un fallo del componente 'k' en el modo 'l'.
- d_j es la duración de la interrupción visto por el cliente 'j' debido a una falla del componente 'k' en el modo 'l'.
- P_j es la carga conectada al punto 'j'.
- $Costo(k, l)$ es el costo del falla para el componente 'k' en el modo 'l'.
- PBR(FMIK) es una penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a una violación FMIK mas allá de un umbral T_F .
- PBR (TTIK) es una penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a una violación TTIK más allá de umbral T_D .
- $f(TTIK(t | k, l))$ es una distribución de probabilidad de TTIK obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente 'k' en modo de fallo 'l'.
- $f(FMIK(t | k, l))$ es una distribución de probabilidad de FMIK obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente 'k' en modo de fallo 'l'.

Se supone que el tiempo de intervalo Δt es de un año, por lo que puede ser retirado de las ecuaciones (2.1) a (2.8) la consecuencia de la falla de un componente se supone que es constante durante todo el año. Si no se mantiene el componente, también se asume tasa de fracaso del componente a ser constante durante todo el año. Esto elimina la programación del problema de optimización, y deja a la asignación de recursos a los programas y la selección de tareas de mantenimiento para el año.

Además, el subíndice "l", que indica el modo de falla de mantener, también pueden obviarse sin pérdida de generalidad, suponiendo que cada una de las ecuaciones (2.1) a (2.8) representa las consecuencias de una falla del equipo

debido a un único modo de falla de mantener. Por lo tanto, las expresiones simplificadas para el riesgo asociado con cada componente pueden ser escritos correspondientemente, como se muestra en las ecuaciones (2.9) a (2.14):

$$FMIK(k) = \lambda(k) \cdot \frac{KVAfs_k}{KVAinst} \quad (2.9)$$

$$TTIK(k) = \lambda(k) \cdot \frac{\sum_{j=1} KVAfs_{k,l} * Tfs}{KVAinst} \quad (2.10)$$

$$ENS(k) = \lambda(k) \cdot \sum_{j=1}^{n_j} P_j d_j \quad (2.11)$$

$$CostoRisk(k) = \lambda_k \cdot Costo(k) \quad (2.12)$$

$$PBRF(k) = \int_{TF}^{\infty} PBR(FMIK) \cdot f(FMIK(k)) d(FMIK(k)) \quad (2.13)$$

$$PBRD(k) = \int_{T_D}^{\infty} PBR(TTIK) \cdot f(TTIK(k)) d(TTIK(k)) \quad (2.14)$$

La consecuencia de fallo del equipo se puede expresar como la suma de las cantidades definidas por las ecuaciones (2.9) a (2.14). Esta suma comprende el riesgo asociado con el fracaso de un componente. El riesgo asociado con un componente varía con su probabilidad de falla. Si, durante el período de tiempo considerado, la tasa de fracaso del componente permanece constante y es suficientemente baja, la probabilidad de falla en las ecuaciones (2.9) a (2.14) puede ser sustituido por la tasa de fracaso del componente.

El mantenimiento reduce la tasa de falla de un componente y por lo tanto el riesgo asociado con su fracaso. Las siguientes expresiones se pueden utilizar para definir el efecto de mantenimiento de un elemento:

$$\Delta FMIK(k) = FMIK_B(k) - FMIK_A(k) = (\lambda_B(k) - \lambda_A(k)) \cdot \frac{KVAfs_k}{KVAinst} \quad (2.15)$$

$$\begin{aligned} \Delta TTIK(k) &= TTIK_B(k) - TTIK_A(k) \\ &= (\lambda_B(k) - \lambda_A(k)) \cdot \frac{\sum_{j=1} KVAfs_k * Tfs}{KVAinst} \end{aligned} \quad (2.16)$$

$$\Delta ENS(k) = ENS_B(k) - ENS_A(k) = (\lambda_B(k) - \lambda_A(k)) \cdot \sum_{j=1}^{n_k} P_j \cdot d_j$$

(2.17)

$$\begin{aligned} \Delta CostoRiesgo(k) &= CostoRiesgo_B(k) - CostoRiesgo_A(k) \\ &= (\lambda_B(k) - \lambda_A(k)) \cdot Costo_k \end{aligned}$$

(2.18)

$$\begin{aligned} \Delta PBRF(k) &= \int_{T_F}^{\infty} PBR(FMIK) \cdot f(FMIK_B(k)) d(FMIK(k)) \\ &\quad - \int_{T_F}^{\infty} PBR(FMIK) \cdot f(FMIK_A(k)) d(FMIK(k)) \end{aligned}$$

(2.19)

$$\begin{aligned} \Delta PBRD(k) &= \int_{T_D}^{\infty} PBR(TTIK) \cdot f(TTIK_B(k)) d(TTIK(k)) \\ &\quad - \int_{T_D}^{\infty} PBR(TTIK) \cdot f(TTIK_A(k)) d(TTIK(k)) \end{aligned}$$

(2.20)

Los subíndices 'B' y 'A' que se usa en las ecuaciones (2.15) a (2.20) corresponden al estado del componente antes y después del mantenimiento, respectivamente. Por lo tanto, la reducción de riesgo general obtenido de mantener un componente 'k' puede ser escrita como una combinación lineal de cada uno de los factores, como se muestra en la ecuación (2.21).

$$\begin{aligned}
 \Delta\text{Riesgo}(k) = & \overbrace{\alpha_1 \cdot \Delta\text{FMIK}(k) + \alpha_2 \cdot \Delta\text{TTIK}(k)}^{\text{Satisfacción del cliente}} + \overbrace{\alpha_3 \cdot \Delta\text{ENS}(k)}^{\text{Perdidas energía no suministrada}} \\
 & + \overbrace{\alpha_4 \cdot \Delta\text{CostoRiesgo}(k)}^{\text{Costo de falla del equipo}} + \overbrace{\alpha_5 \cdot \Delta\text{PBRRF}(k) + \alpha_6 \cdot \Delta\text{PBRD}(k)}^{\text{Penalizaciones regulatorias}}
 \end{aligned}
 \tag{2.21}$$

Los coeficientes (α_i) en la ecuación (2.21) corresponden a cargas que un administrador de activos asigna a los diferentes factores en función de su importancia relativa o la confianza en su exactitud. Al elegir las unidades apropiadamente para los coeficientes (α_i), la reducción de riesgo general asociado con el fracaso de un componente puede ser representado por un único valor monetario.

2.3.2 Función Objetivo

Con el fin de resolver el problema que plantea la gestión de activos, se proporciona la reducción del riesgo calculado para cada tarea de mantenimiento candidato como una entrada a un optimizador.

La función objetivo de maximizar la reducción del riesgo obtenida a partir de la selección de diversas tareas de mantenimiento se puede representar matemáticamente como se muestra en la ecuación (2.22) sujeto a las restricciones de presupuesto (2.23) y de mano de obra (2.24), respectivamente.

La selección de tareas es la siguiente:

$$\text{Max: } \sum_{k=1}^{N_p} \sum_{l=1}^{M_k} \Delta\text{Riesgo}(k, l) \text{ Seleccionar}(k, l)
 \tag{2.22}$$

Con las siguientes restricciones:

$$\sum_{k=1}^{N_p} \sum_{l=1}^{M_k} \text{Seleccionar}(k, l) \text{ Costo}(k, l) \leq \text{Presupuesto}(p) \quad (2.23)$$

$$\sum_{k=1}^{N_p} \sum_{l=1}^{M_k} \text{Seleccionar}(k, l) \text{ Labor}(k, l) \leq \text{TotalLabor}(p) \quad (2.24)$$

$$\sum_{l=1}^{M_k} \text{Seleccionar}(k, l) \leq 1; \quad \forall k \in N_p \quad (2.25)$$

$$\text{Seleccionar}(k, l) \in \left[\begin{matrix} 0 \\ 1 \end{matrix} \right] \quad (2.26)$$

En la sección 5.2 se revisa con mayor detalle la solución al problema planteado.



Capítulo 3

MODOS DE FALLA, PRÁCTICAS DE MANTENIMIENTO Y ESTIMACIÓN DE PORCENTAJE DE AVERIAS

En este capítulo se desarrolla la metodología de los modos de falla que se pueden presentar, las prácticas comunes de mantenimiento, la estimación de porcentaje de averías, los modelos que estiman las tasas de fracaso de los componentes, y la reducción de la tasa de fracaso alcanzado por tareas de mantenimiento preventivo, para los siguientes elementos de la red de distribución: reconectadores, desbroce de vegetación y postes de madera.

3.1 EL MANTENIMIENTO DE RECONECTADORES

Los reconectadores son dispositivos muy fiables que rara vez fallan. Cuando se producen fallos, sin embargo, pueden dar lugar a cortes generalizados y daños que afectan significativamente a los índices de confiabilidad y costos. Por lo tanto, muchas empresas distribuidoras utilizan el mantenimiento preventivo basado en el tiempo para los reconectadores, la programación de mantenimiento para los reconectadores del sistema son de cada tres a cinco años.

La reducción de la frecuencia de mantenimiento mediante el uso de metodologías basadas en el riesgo puede disminuir significativamente los costos de mantenimiento del reconector.



Figura 3-1 Reconectador trifásico de vacío [55]

3.1.1 Modos de falla de los reconectores

El fallo de reconectores puede ocurrir en cuatro modos diferentes:

- a. Si no se abre.
- b. Si no se cierra / volver a cerrar (reenganche).
- c. Si no se bloquea.
- d. Falso disparo.

La mayoría de los fracasos se deben a ajustes inadecuados y las causas de la insuficiencia del reconectador se debe al ajuste dentro de estos cuatro modos de falla, y la mayoría pueden resultar en más de un tipo de modo de falla.

Las causas del fracaso del reconectador se pueden clasificar de la siguiente manera:

- i. Piezas móviles mecánicas, conteniendo el acoplamiento de disparo y contactos.
- ii. Aislamiento eléctrico, incluyendo los bushings, soportes y aceite.
- iii. Estructural, que se ocupa de la integridad del tanque.
- iv. Ajuste inadecuado de parámetros eléctricos.
- v. Electrónica, para los reconectores electrónicos.

El mantenimiento preventivo se realiza para reducir la probabilidad de que estas fallas se produzcan.



3.1.2 Prácticas de mantenimiento de los reconectores

El mantenimiento de un reconector es muy simple pero debe hacerse en un taller; Por lo tanto, el reconector debe ser retirado de servicio. Cuando se elimina un reconector, otro se debe instalar en su lugar. El desmontaje y montaje del reconector es costoso, la mayoría de las empresas distribuidoras realizan un procedimiento de mantenimiento estándar en cada reconector que entra en el taller. El procedimiento de mantenimiento estándar devuelve el reconector a una condición de servicio renovado de su estado y reduce su tasa de falla.

Durante el mantenimiento de los reconectores, el aceite se sustituye o se filtra; piezas mecánicas como bujes, y largueros son inspeccionados y reemplazados si están dañados o excesivamente desgastados. Los contactos se inspeccionan en busca de desgaste y se reemplazan si es necesario. El aislamiento es examinado para reducir la probabilidad de fallas de recierre internos o externos. El mantenimiento estructural incluye la eliminación de óxido y se repinta el tanque a un espesor especificado de pintura para reducir los efectos del clima. Cuando el mantenimiento se ha completado, el reconector se prueba para asegurar que está funcionando de acuerdo con sus curvas de tiempo especificadas. Se devuelve entonces a la bodega para la instalación cuando sea necesario.

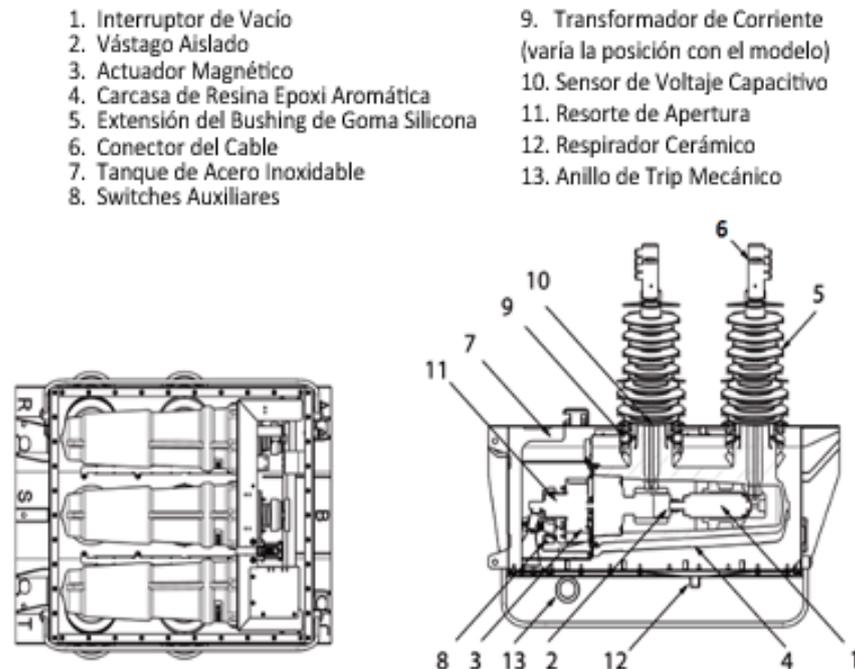


Figura 3-2 Partes del reanectador de vacío [55]

3.1.3 Estimación de porcentaje de averías de reanectadores

Se trata sobre la metodología a seguir para la determinación de la condición de un reanectador en servicio. Estos datos de condición se utilizan para estimar la tasa de falla del reanectador. Se presentan los modelos que estiman las tasas de fracaso de los componentes, así como la reducción de la tasa de falla alcanzado por las tareas de mantenimiento preventivo en los reanectadores.

3.1.3.1 Evaluación de la condición de reanectadores

La metodología comienza mediante la evaluación de la condición actual del reanectador. Una hoja de puntuación que detalla las causas de las fallas relevantes se muestra en la Tabla 3-1. Cada uno de los criterios en que constan en la hoja de puntuación contribuye a la confiabilidad de un reanectador, y a la mayoría puede ayudar a mejorar el mantenimiento preventivo. Los que no se pueden mejorar son aún más relevantes en la determinación de la condición del

reconectador. Estos incluyen la edad del reconectador, que sólo se puede mejorar sustituyendo el equipo, y la tasa de ciclo de trabajo y factor ambiental, ambos de los cuales son una función de la ubicación en el sistema de distribución en lugar de cualquier mantenimiento realizado.

Para algunos reconectores, cada uno de los criterios puede ser evaluado mientras el reconectador está en servicio o de los registros de mantenimiento anteriores que se disponga. Una gran parte de los gastos de mantenimiento del reconectador es retirarlo de servicio, y la eliminación de un reconectador de servicio, sin llevar a cabo el mantenimiento, no es rentable.

	CRITERIO	PESO (W) (PONDERACIÓN)	PUNTUACIÓN (ENTRE 0 Y 1)
			PRE-MANTENIMIENTO
Revisión en servicio	Edad del reconectador		
	Tasa de ciclo de trabajo		
	Factor ambiental		
	Experiencia con este tipo de reconectador		
	Estado de las abrazaderas		
	Estado de los bushings		
	Condiciones del tanque		
Revisión en el taller	Edad del aceite		
	Rigidez dielectrica del aceite		
	Estado de la hidráulica		
	Condición de los contactos		
	Condición de caja de contacto		
	Condiciones del Solenoide		
	Condiciones del revestimiento del tanque		
	Estado de los largueros		
SUMA			
MEDIA PONDERADA			

Tabla 3-1 Hoja de puntuación del reconectador [23]

3.1.3.2 Calculo del porcentaje de averías de reconectores

Los criterios de puntuación considerados más importantes para el reconectador son los siguientes:



- ✓ **Edad del reconectador.-** Este dato es importante porque, como con todas las máquinas, los reconectores se vuelven menos fiables y fallan con la edad. Sin embargo, los reconectores se han diseñado para durar entre 3 y 5 años, y la edad no se ha demostrado que es un predictor confiable de las averías. La edad del reconector todavía debe controlarse, sin embargo, se mantiene como un indicador de la condición.

- ✓ **Ciclo de trabajo.-** El ciclo de trabajo es una medida de la utilización que un reconector ha experimentado desde el último mantenimiento y es uno de los criterios más importantes para determinar cuando el mantenimiento se debe realizar de nuevo. El ciclo de trabajo es una combinación del número de interrupciones que el reconector ha realizado, y el porcentaje de interrupción de la corriente nominal o el valor del circuito X/R . Tomando la técnica de NEMA, esta ha definido un ciclo de trabajo estándar para reconectores de clase distribución [21]. El monitoreo constante del ciclo de trabajo de cada reconector es poco práctico, por lo que un criterio alternativo, es la tasa de ciclo de trabajo, y se define para calcular la tasa del ciclo de trabajo, el número de fallos de un reconector por año en un lugar determinado y se determina a partir de los datos históricos utilizados para calcular el índice FMIK de la empresa. El valor del sistema X/R en la ubicación del reconector se determina a partir de datos del sistema. A continuación las definiciones del ciclo de servicio estándar NEMA que dan el número de operaciones por ciclo de trabajo para esa ubicación. La división de operación/ciclo de las operaciones año esperada da el ciclo de trabajo en año/ciclo para un reconector en ese lugar. El ciclo de trabajo es a continuación comparado con la vida del aceite que era de esperar, con lo que la tasa de ciclo de trabajo es igual a la espera del ciclo de trabajo dividida para la vida del aceite esperado. Este puntaje es alto para un ciclo de trabajo restante previsto. Si la puntuación es mayor que uno, entonces el ciclo de trabajo esperado es más largo que la vida útil del aceite que era de esperar, y la puntuación se introduce como uno. Esta puntuación es en



función de la ubicación del reconectador en el sistema y no de la condición real del reconectador.

- ✓ **Factor de Medio Ambiente.-** Este criterio es para los reconectores que están instalados en lugares que requieren un mantenimiento más frecuente. Consiste en una combinación de la colocación del reconectador y los efectos ambientales sobre la condición física del reconectador. Por ejemplo, un reconectador de protección de un alimentador a lo largo de una costa experimentará aire con un contenido de sal mucho mayor que uno situado más hacia el interior. La sal puede causar que la fuerza del aceite dieléctrico del reconectador caiga por debajo de los estándares mucho más pronto de lo normal. Este criterio se dirige a tales condiciones.
- ✓ **La experiencia con este tipo reconectador.-** Este criterio que se utiliza es para diferenciar entre las tasas de fracaso de diferentes fabricantes o modelos, tipos y tamaños de reconectores.
- ✓ **Edad del aceite.-** El aceite en un reconectador es el dieléctrico más importante de la unidad, especialmente si los contactos no están en vacío. El aceite ayuda a que el arco se extinga en los contactos de apertura y cierre, salvaguarda de arcos que se produzcan entre otros conductores eléctricos dentro del reconectador, lubrica la mayoría de las partes móviles, y se utiliza para elevar el pistón después de la operación. La vida media esperada de aceite es de tres años. Por tanto, la edad del aceite proporciona una estimación aproximada de la rigidez dieléctrica del aceite sin necesidad de retirar el reconectador de servicio.
- ✓ **Rigidez dieléctrica del Aceite.-** Esta puntuación es importante si el mantenimiento del reconectador de la empresa incluye filtrar el aceite en lugar de reemplazarlo. La puntuación se debe administrar como la diferencia entre la resistencia post-aceite dieléctrico del mantenimiento, que se mide como parte del mantenimiento, y la resistencia del aceite

mínimo permisible del dieléctrico, dividido por la diferencia entre las nuevas y mínimas resistencias dieléctricas de aceite.

- ✓ **Condición de Contactos.-** Esta puntuación se da como un porcentaje de vida útil restante de contactos útiles de acuerdo a la inspección.
- ✓ **Condición del Tanque.-** Si un tanque tiene un daño excesivo, ya sea por la naturaleza o la manipulación, el reconectador puede necesitar mantenimiento antes de que se justifique por otros factores.

Puntuación

La evaluación del reconectador comienza con la selección de los criterios para un reconectador en particular, como se muestra en la Tabla 3-1 en donde se utilizan diferentes criterios por esta causa. La puntuación de cada reconectador luego de normalizarse es: dividiendo el resultado por el máximo posible de los criterios marcados. Por ejemplo, la evaluación de los contactos y la rigidez dieléctrica del aceite para muchos reconectadores requiere la eliminación del servicio. Estos criterios no se incluirán en la evaluación o máxima puntuación posible para los reconectadores.

La puntuación para cada elemento es por unidad de estado restante del criterio del reconectador. Por ejemplo, si los contactos están al 60% de su tamaño original, su puntuación sería 0,60 pu. Un reconectador que ha completado el 75% de su ciclo de trabajo recomendado tendría una puntuación de ciclo de trabajo de $1,00 - 0,75 = 0,25$, lo que indica el 25% restante de su ciclo de trabajo. La puntuación de la condición resultante, entre 0 y 1, se denota como X_{CS} .

Ponderación

La columna de peso en la Tabla 3-1 representa la influencia real que una condición en particular tiene con la tasa de fracaso de un reconectador. Los pesos serán determinados en la práctica por la opinión conjunta de los datos del fabricante, ingenieros de mantenimiento y el personal de campo. Ciertos criterios

son de utilidad dependiente, tales como el método de inspección del factor de medio ambiente.

Cálculo del Porcentaje de averías

Mantener una base de datos con la información en la que se pueda relacionar el estado del reconfigurador y su tasa de falla es bastante complicado teniendo en cuenta la cantidad de componentes de un SEP. Teniendo en cuenta esta situación se han realizado estudios en los cuales se ha determinado las tasas de falla de los mejores y peores equipos, y las tasas de falla de la media para cada componente [23]. Los valores resultantes para reconfiguradores son los siguientes:

- $\lambda (0) = 0,0025$ (el mejor)
- $\lambda (1/2) = 0.015$ (Promedio)
- $\lambda (1) = 0,060$ (Peor)

Si no existen datos históricos para el sistema a modelar, se pueden utilizar los valores antes indicados. Sin embargo, si los datos históricos del reconfigurador están disponibles se debe utilizar para determinar las estadísticas de tasas de fallo de dicho sistema.

La ecuación (3.1) demuestra cómo se calcula una tasa de falla del reconfigurador promedio de todo el sistema [22]:

$$\lambda \left(\frac{1}{2} \right) = \frac{\text{Numero total de fallas de reconfiguradores}}{(\text{Numero de reconfiguradores})x (\text{Periodo de tiempo})} \quad (3.1)$$

Una tasa de falla se debe calcular para cada período definido, y luego la tasa de falla para todo el período calculado a partir de estos valores, idealmente el número de reconfiguradores debe ser constante durante el período de tiempo de

análisis. Los cálculos se complican por la confiabilidad inherente y bajas tasas de falla de los reconectadores. La precisión del cálculo depende por lo tanto de la disponibilidad de estos datos y el período de tiempo durante el cual está disponible esta información. Algunas de las empresas distribuidoras ya cuentan con sistemas para recopilar datos que pueden ser utilizados para rastrear la confiabilidad de los componentes. Aquellos que no lo hacen deben utilizar los mejores datos disponibles, mientras se realiza la recolección de la información necesaria.

A partir de los datos disponibles, las tasas más bajas y más altas de falla para los reconectadores en el sistema se convierten en la mejor, $\lambda(0)$, y peores, $\lambda(1)$, de las tasas de falla históricas registradas. Si los valores calculados no son juzgados como exactos, se puede utilizar los valores indicados anteriormente [23].

De las tasas de falla histórica, los coeficientes A, B, y C se calculan utilizando la ecuación (3.2) [21]:

$$A = \frac{\left[\lambda\left(\frac{1}{2}\right) - \lambda(0)\right]^2}{\lambda(1) - 2\lambda\left(\frac{1}{2}\right) + \lambda(0)}$$

$$B = 2 \ln \left[\frac{\lambda\left(\frac{1}{2}\right) + A - \lambda(0)}{A} \right]$$

$$C = \lambda(0) - A$$

(3.2)

Estos coeficientes se recalculan periódicamente a medida que se disponga de datos. La ecuación (3.3) a continuación, estima la tasa de falla de un reconector individual, sobre la base de los coeficientes y su condición [21]:

$$\lambda(x) = A e^{B \cdot x} + C \quad (3.3)$$

donde $\lambda(x)$ es la tasa de falla del reconector, y x es un índice del estado modificado que se calcula a partir de los X_{cs} puntuación hoja de verificación utilizando la ecuación (3.4):

$$x = 1 - \frac{x_{cs} - x_1}{x_0 - x_1} = \frac{x_0 - x_{cs}}{x_0 - x_1} \quad (3.4)$$

Si X_{cs} se utiliza directamente, entonces un reconector necesitaría una puntuación de $X_{cs} = 1$ que se asignará la mejor tasa de fallos en el sistema, y una puntuación de $X_{cs} = 0$ que se asignará al peor. Un reconector con $X_{cs} = 0$ habría fallado completamente todas las condiciones con una puntuación de cero, lo que no es práctico. En su lugar, las mejores y peores puntuaciones en el sistema deben estar relacionadas con las mejores y peores tasas de falla históricas. Por lo tanto, x_1 es la peor puntuación grabado del reconector en el sistema, y x_0 es la mejor. El valor resultante se resta de 1, porque un alto X_{cs} indica una baja tasa de falla, y un alto x en la ecuación (3.3) debe representar una alta tasa de falla.

La ecuación (3.4) producirá valores que son negativos cuando un reconector X_{cs} de puntuación mayor que la mejor puntuación anterior o mayor que uno cuando X_{cs} es menor que la peor puntuación anterior. Cuando esto ocurre, X_{cs} sustituye a la anterior x_1 mejor o peor puntuación histórico x_0 , como se muestra en las ecuaciones (3.5) y (3.6). Entonces x para el reconector se vuelve a calcular con los nuevos valores de la siguiente manera:

Si $x < 0$, entonces X_{cs} es actualizada con x_0

(3.5)

Si $x > 1$, entonces X_{cs} es actualizada con x_1

(3.6)

3.1.3.3 Efectos del mantenimiento en reconectores

Las tareas del mantenimiento asociados a cada criterio en la hoja de evaluación se asumen para llevar la puntuación de este criterio a un valor predeterminado; este puede ser 1 o algo menos que 1. Nuevos coeficientes posteriores al mantenimiento se calculan en la ecuación (3.2), y una nueva tasa de falla, la ecuación (3.3). Las tasas de falla calculadas deberían entonces ser ajustadas de modo que los índices tengan correlación con los índices históricos. Un enfoque de mínimos cuadrados se sugiere para esto, utilizando el método del gradiente reducido [23].

3.2 MANTENIMIENTO DE VEGETACIÓN

Las fallas por causa de la vegetación son un gran contribuyente a las interrupciones del sistema de distribución. Las empresas distribuidoras pasan fracciones considerables de sus presupuestos de mantenimiento al control de la vegetación. Debido a los altos costos, se debe evaluar la efectividad de los programas de mantenimiento destinados al control de la vegetación.



Figura 3-3 Desbroce de vegetación redes eléctricas [55]

3.2.1 Modos de falla de vegetación

La mayoría de los programas de poda de árboles son eficaces para mantener la vegetación lejos de las líneas de distribución. El crecimiento de los árboles hace que alrededor del 20% de las interrupciones sufridas en el sistema distribución, sean atribuibles a esta causa y la mayoría de las cuales son de corta duración. Las fallas relacionadas con el crecimiento de la vegetación se pueden controlar de manera efectiva a través de la poda o desbroce de árboles de manera regular [24].

Las fallas atribuibles a la vegetación ocurren cuando las ramas o árboles enteros se rompen y entran en contacto con los conductores de transporte de energía, lo que provoca un cortocircuito. Los árboles fuera del derecho de vía o área de servidumbre pueden provocar fallas y causar interrupciones, lo que hace el mantenimiento más difícil todavía porque los servicios públicos tienen una autoridad limitada fuera de esta área y los daños que se provocan por esta causa suelen ser más graves y requieren más tiempo para reparar.

Algunas fallas de árboles son prevenibles y por lo tanto fáciles de mantener, es decir, si el árbol muestra signos externos de deterioro o degradación se puede

corregir mediante el apoyo estructural o eliminación de las ramas muertas o débiles. Otros tipos de fallas por vegetación, son los causados por árboles que colapsan por el mal tiempo, pueden causar graves daños a la red de distribución debido a que estos fallos, no se pueden prever y por ende mantener. Estas fallas representan alrededor del 40% de todas las interrupciones relacionadas con la vegetación.

3.2.2 Acciones de mantenimiento

El mantenimiento correctivo se refiere a las actividades de reparación realizados para restaurar el sistema después de una falla, se envían grupos de trabajo para localizar el fallo y eliminar la rama o un árbol que se encuentre sobre la red y que esté provocando el cortocircuito. También se deben eliminar cualquier rebrote que pueden entrar en contacto con las líneas en el futuro próximo. Dicho mantenimiento es local y está dirigido a restaurar el servicio a los clientes en el menor tiempo posible.

El mantenimiento preventivo de vegetación se hace antes de que ocurra una falla y puede incluir lo siguiente:

- Poda de árboles: es la actividad de mantenimiento de la vegetación más común. La mayoría de las distribuidoras siguen un ciclo de seis meses a dos años (dependiendo del sector) de recorte, por lo que un equipo especializado identifica el crecimiento excesivo de vegetación y los ajustes a las normas prescritas.
- Control del crecimiento de árboles: Estos son los agentes químicos que se utilizan para reducir la tasa de crecimiento de la vegetación y se utilizan normalmente después del recorte para frenar el rebrote.
- Eliminación de árboles: Las empresas distribuidoras también eliminan árboles que amenazan el sistema eléctrico, a veces son sustituidos con especies más cortas y de crecimiento más lento.

- Espaciadores de árboles/cables aislados: Los conductores aéreos aislados se emplean en áreas que requieren una mayor confiabilidad y en las regiones donde acceder al derecho de paso es difícil. Estos cables permiten el crecimiento de vegetación cerca de los conductores y reducir el número de interrupciones atribuibles a esta causa.

3.2.3 Métodos de inspección

Para identificar las áreas donde es probable que ocurran fallas por vegetación y para determinar la proximidad de árboles con los conductores y evitar interrupciones relacionadas a esta causa, las empresas distribuidoras tienen programas de inspección para evaluar a la vegetación cercana a las redes eléctricas. La vegetación es inspeccionada visualmente, a menudo en el intermedio entre dos ciclos de poda de árboles previstos. Se realiza también la teledetección e imágenes láser, por ejemplo, Light Detection and Ranging (LIDAR).

Algunas empresas distribuidoras tienen también actividades de inspección que se extienden más allá del derecho de paso, en estos programas los árboles en peligro se identifican y los que son propensos a fallar se determinan y fija el mantenimiento necesario, incluyendo el refuerzo o sustitución, para evitar fallas.

3.2.4 Factores que intervienen en la tasa de falla

Las tasas de falla de vegetación relacionada de un alimentador están influenciadas por los siguientes factores [25]:

- a) Longitud de las líneas aéreas desnudas.
- b) La densidad de la vegetación local, medida en número de árboles por kilómetro.
- c) Las tasas de crecimiento y rebrote de diferentes especies de vegetación.
- d) El clima y otros factores ambientales.



Como estos factores pueden variar significativamente entre los alimentadores, es apropiado para modelar la tasa de falla de cada alimentador individual, disponer de toda la información histórica.

3.2.5 Condición y modelado de la vegetación

Los alimentadores generalmente son sistemas reparables y las fallas por causa de la vegetación son un proceso que se repite. Cuando se producen fallas, las reparaciones para restaurar el sistema eléctrico a un estado normal de disponibilidad del servicio, hace que se prevea realizar el mantenimiento de manera oportuna con lo que se disminuye la tasa de falla del sistema. Sin embargo, el sistema tiende a deteriorarse a medida que vuelve a crecer la vegetación, esto hace que el número de interrupciones relacionadas con los árboles tiendan a aumentar con el tiempo, incrementándose así la tasa de falla.

El manejo adecuado de la vegetación disminuye las interrupciones, pero no elimina totalmente las fallas relacionadas por esta causa. El número de interrupciones relacionadas con la vegetación que ocurren en una unidad de tiempo se puede utilizar como una medida para estimar el estado del sistema. Si este valor es superior a un límite determinado, el alimentador debe inspeccionarse para identificar las áreas de mantenimiento. Un valor bajo indica que no se requiere ningún tipo de mantenimiento. Este método también puede ser usado para determinar si el ciclo de recorte actual es el adecuado.

La información que se posee acerca de los cortes de servicio relacionados con la vegetación generalmente se obtiene a partir de un sistema de gestión de interrupciones (OMS). Dicha información puede incluir la ubicación, la fecha y la hora en la cual se produjo el corte de energía, el tiempo que se tardó en reparar el problema, el número de clientes interrumpidos y el momento en que se restableció el servicio. Hay veces, sin embargo, que no hay información sobre el modo de falla o mantenimiento realizado.

Los modelos de tasa de falla para elaborar los índices requieren información sobre cada uno de estos factores para alimentadores de manera individual.

Debido a que tal información a menudo no está disponible, puede ser necesario el uso de modelos no paramétricos. Los modelos no paramétricos sólo requieren información histórica del apagón y la información acerca de cuándo se realizó el desbroce del alimentador.

3.2.6 Estimación del porcentaje de averías por la vegetación

El enfoque al cálculo de las probabilidades de fallo se ilustra en la Figura 3-4, basado en el modelo de Markov con la probabilidad de múltiples estados, donde cada uno de los estados J se representa como un nivel de deterioro. Las condiciones de frontera que separan J estados de deterioro de la componente k se definen en términos de mediciones $ck(t)$, utilizando la siguiente función de deterioro $g(ck(t))$.

La función de deterioro devuelve un nivel j de deterioro identificado por $d_{j-1} < g(ck(t)) < d_j$, donde el último estado $j = J$ representa el estado fallido. El estado J no representa a la falla catastrófica, por lo que suele estar disponible muy pocos datos. Más bien, el estado J representa un conjunto de valores de medición para los que el mejor criterio indique que el componente debe ser retirado. La representación particular de la Figura 3.4 muestra $J = 4$ niveles de deterioro, y el nivel de deterioro j sólo se puede llegar desde el nivel de deterioro $j-1$. Sin embargo, el modelo es flexible de modo que cualquier número de niveles de deterioro puede ser representado, y si los datos indican que las transiciones ocurren entre los estados no consecutivos (por ejemplo, estado 1 al estado 3), entonces el modelo se puede acomodar fácilmente. La transición desde el nivel 4 al nivel 1 representa estocásticamente los efectos del mantenimiento, y si el problema de decisión es si se debe mantener o no (un resultado determinista del problema), entonces sería ajustado $\mu_{41} = 0$. Los pasos para la implementación de este enfoque se describen a continuación.

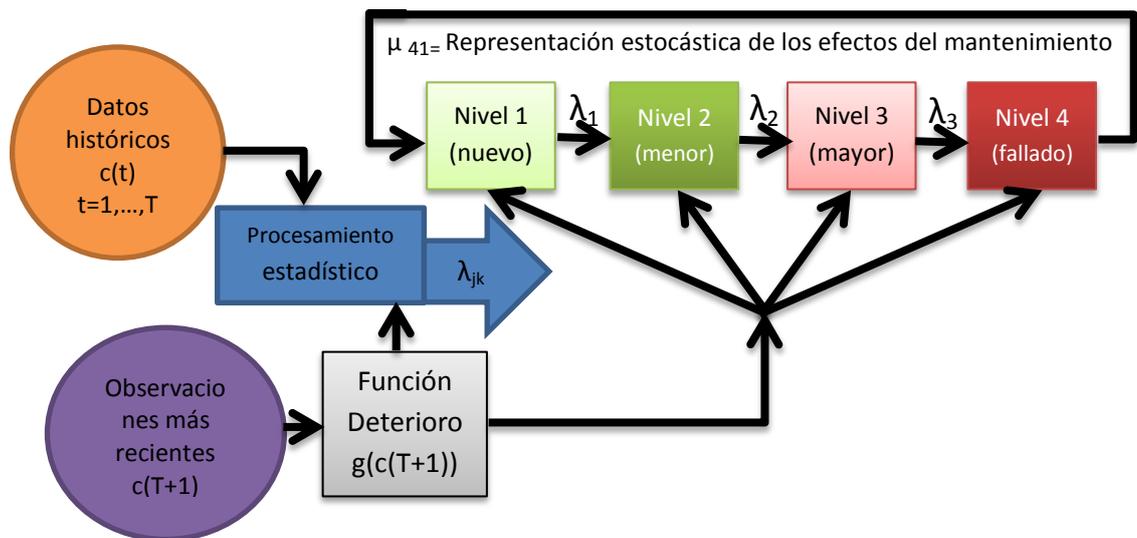


Figura 3-4 Cálculo de las reducciones de la probabilidad de contingencia [25]

a. Función Deterioro: La función de deterioro, que se denota por $g(ck)$, puede ser una expresión analítica, o puede ser un conjunto de reglas codificadas como un programa, es probable que consiste en un conjunto anidado si-entonces de las declaraciones que devuelve un valor escalar de evaluación. Para el modelo de la Figura 3-4, el valor de evaluación sería un nivel de deterioro 1, 2, 3, o 4.

Esto representa una manera flexible y práctica de conectar nuestro acercamiento a la riqueza de conocimientos y experiencias existentes contenidas en la industria con respecto a la interpretación de las mediciones de monitoreo de condición. A menudo, estas normas no dependen sólo de las mediciones de $ck(t)$, sino también en las tasas de variación de tales mediciones. Estas normas, junto con la experiencia proporcionada por la industria, se utilizan para desarrollar las funciones de deterioro. Por ejemplo, haciendo referencia con los transformadores existe una recopilación exhaustiva de normas que ofrece 62 medidas diferentes para la caracterización de 23 modos de falla [26]. Ejemplos de algunos modos de falla que advierten, incluyen los resultados del análisis de gases disueltos en el aceite del tanque principal (lo que indica un deterioro del aislamiento, el deterioro del sistema de refrigeración, o la falla en la bomba de

aceite) y el aceite del cambiador de tomas de carga (indicando debilitamiento del aceite dieléctrico), las pruebas de la termografía (que indican sobrecalentamiento en el circuito magnético o recalentamiento en el buje), pruebas de ultrasonido (indicando fallo de la bomba de aceite), la prueba de descarga parcial (que indica sobrecalentamiento en el circuito magnético), y de bobinado y las mediciones de temperatura del aceite (que indica deterioro del sistema de enfriamiento del transformador).

Poco se ha publicado sobre la correlación de deterioro del equipo con un historial de funcionamiento, este hecho se debe a la dificultad en la obtención y la fusión de los datos de funcionamiento y estado de las maneras que caracterizan adecuadamente el deterioro. El modelado y análisis estadísticos se pueden utilizar para capturar estas tendencias, sin embargo para la vegetación, los modelos probabilísticos desarrollados de la tasa de fracaso de la vegetación en [25] y [27], se utilizan para capturar el deterioro de este tipo de avería.

b. Intensidades de transición: las intensidades de transición entre los diferentes estados del modelo se pueden obtener a partir de historias de vida de varias unidades del mismo fabricante y del mismo modelo. En el caso de la Figura 3-4, λ_{12} , λ_{23} , y λ_{34} son necesarios. Consideremos un conjunto de mediciones de condición $c(t) = [c_1(t), c_2(t), \dots, c_k(t)]$ para k componentes similares tomadas durante un período prolongado de tiempo $t = 0, 1, \dots, T$. Para el componente i , se calcula el nivel de deterioro indicado por cada medición. Esto da el tiempo gastado en el componente de nivel de deterioro j . La media de la duración de todos los componentes se utiliza entonces como el tiempo de permanencia previsto en el estado j . Las estimaciones razonables de las intensidades de transición deseadas se obtienen invirtiendo estos tiempos medios de duración.

Las intensidades de transición de esta forma calculan el deterioro en el estado de los equipos, pero no calculan las variaciones en la falla del equipo como una función de carga o condiciones ambientales. Para ello, es necesario modelar la dependencia de las intensidades de transición en estos parámetros. Sin embargo, la carga de los componentes y las historias ambientales normalmente

residen en sistemas de bases de datos (archivos del centro de control - OMS) distintas de las historias de condición de los componentes. Esto requiere de un esfuerzo significativo en la integración de datos.

c. Probabilidad de fallo deseado: Para un conjunto particular de intensidades de transición, la matriz de probabilidad de transición para el caso representado en la Figura 3-4 está dada por la ecuación (3.7). El vector de probabilidad de estado da la probabilidad de que un componente está en cualquier nivel de deterioro en particular en un momento dado y se denota por $p(hT) = [p1(hT) p2(hT) p3(hT) p4(hT)]$, donde $h = 1,2,3, \dots$, y T es el paso de tiempo. Si en el tiempo $t = 0$ el componente reside en el nivel de deterioro 1, entonces el vector de probabilidad inicial estado es $p(0) = [1 0 0 0]$.

La probabilidad de encontrar el componente en cualquier nivel de deterioro en hT tiempo, entonces está dada por $p(hT) = p(0)Ph$.

Denotamos la probabilidad de fallo de componente k como $p_k(c)$. Esta probabilidad es una función de la condición física dependiente del tiempo del equipo de $c(t)$.

$$P = \begin{bmatrix} 1 - \lambda_{12} & \lambda_{12} & 0 & 0 \\ 0 & 1 - \lambda_{23} & \lambda_{23} & 0 \\ 0 & 0 & 1 - \lambda_{34} & \lambda_{34} \\ \mu_{41} & 0 & 0 & 1 - \mu_{41} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Además de la probabilidad de fallo, este modelo ofrece la posibilidad de predecir la reducción inducida por el mantenimiento, la probabilidad y hora prevista para el fallo, las mediciones que son importantes para una serie de problemas de decisión.

3.3 MANTENIMIENTO POSTES DE MADERA

Los postes de madera son la columna vertebral de la mayoría de los circuitos de distribución aérea, su propósito es mantener a los conductores y los equipos

lejos del alcance de las personas y para mantener la separación entre los conductores y tierra. Los postes también sirven como una plataforma de apoyo para equipos como reguladores, reconectores, transformadores, luminarias, etc.

Para la mayoría de las empresas distribuidoras, el poste de madera es uno de los activos más usados, y diferentes estrategias de mantenimiento para ellos puede resultar en diferencias de costos significativos.



Figura 3-5 Poste de madera para redes de distribución eléctrica [55]

3.3.1 Descomposición de los postes de madera

Los postes de madera se deterioran tanto interna como externamente, la mayoría de las picaduras se encuentra justo debajo del nivel del suelo, donde la humedad, la temperatura, el aire, y la ausencia de la luz solar directa son más favorables para el crecimiento de los hongos y otras bacterias que deterioran la madera. Esta porción del poste también se oculta a la vista y está cerca de su punto de ruptura natural bajo tensión mecánica. Por lo tanto, es la parte más crítica de este elemento lo que hace especial la inspección y del mantenimiento del poste.



La falla de un poste de madera por lo general se produce como resultado del estrés físico, a vientos fuertes, al impacto de vehículos, fracaso de tensores, etc.

3.3.2 Detección y medición de la descomposición

Los métodos de evaluación no destructiva estiman que el área efectiva de la sección transversal del poste en la línea de tierra es la más crítica. La inspección visual es ineficaz en esta área, ya que no revelará de manera veraz la decadencia interna o el decaimiento debajo de este punto. Otros enfoques varían en precisión y costo, estos incluyen acústica [31], fuerza de resistencia [32], y la combinación de mediciones de fuerza de resistencia y la humedad [33]. Otro enfoque simple pero rentable es eliminar las picaduras externas y evaluar la decadencia interna mediante la perforación en la madera. Este trabajo asume mediciones basadas en este enfoque.

3.3.3 Prácticas de mantenimiento

El mantenimiento principal en los postes de madera es el tratamiento en la línea de tierra [34], que puede proporcionar una idea de la vida física de un poste. En la línea de tratamiento del suelo se recomienda tomar las siguientes acciones:

- Cada vez que un poste es inspeccionado y la decadencia no es tan avanzada para que el poste deba ser reemplazado se debe dar un tratamiento, el cual consiste en retirar la decadencia externa de la madera, seguido de la aplicación de una pasta conservante o grasa. Entonces la sección tratada se envuelve, y la tierra alrededor del poste se sustituye.
- Cada vez que un poste de más de cinco años de edad se restablezca es necesario realizar todas las pruebas para garantizar que las normas aplicables están dentro de los parámetros establecidos, un poste podrido debe eliminarse la sección pérdida y simplemente cortarlo.

- Cada vez que un poste utilizado se instala como un reemplazo, se debe considerar que la porción restante de un poste existente es lo suficientemente largo y lo suficientemente fuerte, y este en condiciones suficientemente buenas para ser reutilizado. La prueba cuesta de un tercio a la mitad del costo de reemplazar un poste. Si no supera las pruebas, el poste debe ser reemplazado cuando su resistencia residual es inferior a las normas aplicables.

3.3.4 Estimación de porcentaje de averías de postes de madera

La planificación del mantenimiento puede ser más rentable si la degradación del poste se puede predecir. Tales capacidades predictivas proporcionan la posibilidad para estimar el número de reemplazos que sean necesarios en el próximo ciclo presupuestario. La predicción a través de un poste específico para el mantenimiento, proporciona la capacidad de determinar que postes son los más propensos a necesitar un reemplazo. Si la información de la degradación del poste puede ser transformado a indicadores de falla, como por ejemplo: probabilidad de falla, tiempo hasta la falla, etc., entonces el efecto del mantenimiento del poste de madera puede ser evaluado. Estos indicadores de falla se pueden utilizar con herramientas de decisión a nivel de sistema, tales como los programas de evaluación de confiabilidad, para comparar diferentes asignaciones de recursos relacionados con el mantenimiento de una región, los componentes y tipos de mantenimiento. En esta sección se describe la conversión de datos de la condición de los poste de madera recogidos del campo en funciones de predicción e ilustra el uso de estas funciones en el desarrollo de indicadores de falla probabilísticos.

3.3.4.1 Enfoque de la base del modelo de ruta de degradación

Las fallas en postes de madera se producen como consecuencia de las tensiones físicas tales como el viento, el hielo, impacto de vehículos, falla de tensores, etc. La tendencia de un poste a fallar bajo tal estrés suele estar relacionada con la fuerza del poste en la línea de tierra, donde se produce casi



el 90% de las fallas de postes [30]. Por lo tanto, el indicador más útil de la condición del poste de madera es su resistencia residual en la línea de tierra.

La fuerza del poste de madera se mide generalmente en el área efectiva de la sección transversal en la línea de tierra. Se pueden utilizar algunas técnicas para determinar este valor los cuales varían en precisión y costo de implementación tal como se mencionó anteriormente.

La Figura 3-6 proporciona un diagrama de flujo del enfoque de modelo de degradación de ruta para convertir dichas mediciones de condición de fallo en indicadores probabilísticos. Después de la obtención de la historia de la condición (1), el modelo de trayectoria de la degradación de componente (2) se determina, y el análisis (3) de tiempo de vida se realiza utilizando los datos reales de fallo, o los datos de fallo extrapolada a partir del modelo de trayectoria de degradación. Estos dos procedimientos proporcionan el modelo de ruta de degradación de la población (4) y la función de riesgo basada en la edad (5), que luego se asigna punto por punto para obtener la tasa de fallos basado en la condición (6), y luego el tiempo hasta el fracaso y el efecto de mantenimiento se estiman. Este modelo es impulsado por la cantidad y calidad de los datos; para obtener mejores resultados de los modelos y en última instancia, una mejor toma de decisiones.

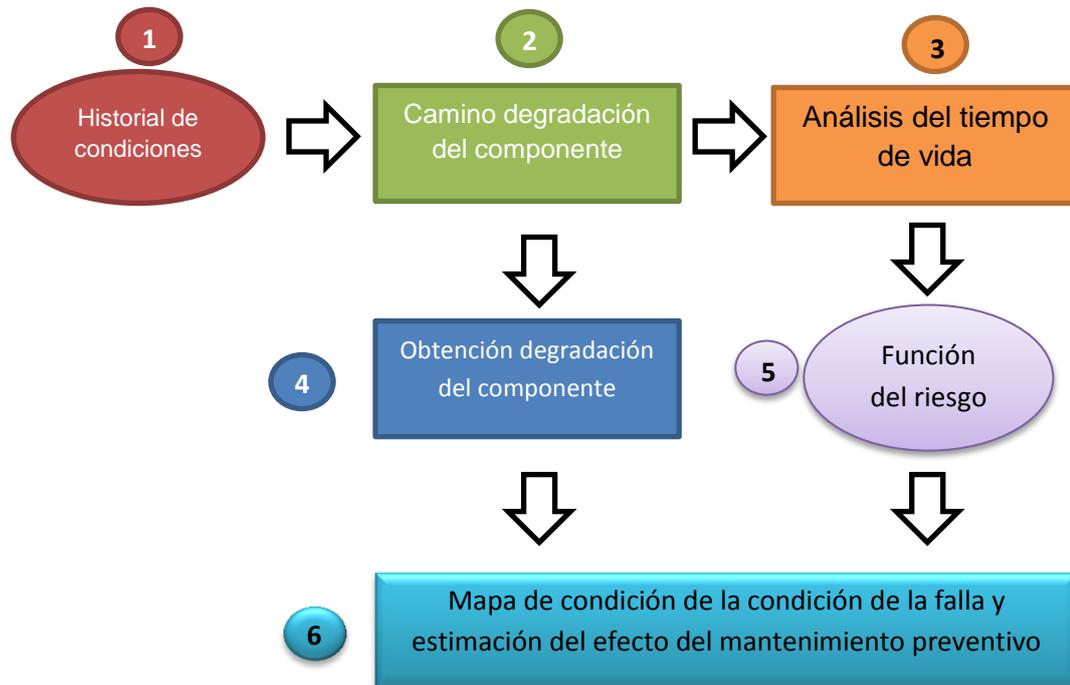


Figura 3-6 Diagrama de flujo del modelo de enfoque degradación [32]

3.3.4.2 Modelo de ruta de degradación

$Rsg_i(t)$ representa la resistencia residual, en unidades de N/mm^2 , en la línea de tierra del poste de madera i , como una función del tiempo t . Debido a que los diferentes postes tienen diferentes resistencias iniciales, la resistencia residual se normaliza como:

$$Lspi(t) = \frac{1-Rsg_i(t)}{Rsg_i(0)} \quad (3.8)$$

Donde $Lspi(t)$ representa el porcentaje de fuerza perdida por el poste i en el momento t .

Los postes de madera se deterioran continuamente; por lo tanto, $Lspi(t)$ es no decreciente en el tiempo. Si todos los postes fueran idénticos y funcionaran exactamente en las mismas condiciones y exactamente en el mismo entorno, tendrían el mismo camino de degradación. Pero, por supuesto, hay un grado de

variabilidad en algunos o todos de estos factores. Esta variabilidad a su vez causa la variabilidad en la ruta de degradación. Si bien los distintos postes tienen diferentes trayectorias de degradación, el camino de degradación general formada será bastante similar de poste a poste. Así pues, el modelo de trayectoria de la degradación representa la ruta de degradación de un poste de madera particular en el tiempo como:

$$Lspi(t) = g(t; \beta_{i0}, \beta_{i1}, \dots, \beta_{in},)$$

(3.9)

Donde $t > 0$, y $\beta_{i0}, \beta_{i1}, \dots, \beta_{in}$ son los coeficientes de regresión de tiempo para el poste i . En general, la forma de g puede ser lineal, polinómica o exponencial en los coeficientes. Datos de la condición del campo se utilizan para obtener los coeficientes de este modelo de ruta de degradación. Dos tipos de datos de medición no destructivos se pueden utilizar en este modelo. El mejor tipo implica mediciones para múltiples postes tomadas a través de múltiples instancias de tiempo. Tales mediciones proporcionan la capacidad de obtener funciones de degradación de postes específicos. Más común, sin embargo, es del tipo que implica mediciones para múltiples postes tomadas en aproximadamente el mismo tiempo, resultando en una única medición por poste. Aunque estos datos son múltiples mediciones inferiores, todavía se pueden usar para caracterizar las funciones de degradación y, de los que, para extraer los indicadores de fallo probabilísticos [35], [36], [37].

La degradación conduce a la falla

La carga en un poste de madera varía con el tiempo ya que las condiciones climáticas (principalmente de viento y hielo) producen el cambio, por lo que el modelo debe incluir estas condiciones [35]. Es posible utilizar el análisis de la fuerza de modelado basado en el tiempo para obtener un modelo de carga estadístico [32], pero en este trabajo se utiliza un modelo más simple.

El Código Nacional de Seguridad Eléctrica de los Estados Unidos de Norteamérica requiere que un poste sea rechazado cuando el 33% de su fuerza se pierde [33]. Sobre la base de este requisito, se asume la falla de un poste cuando su resistencia cae por debajo de este porcentaje de su resistencia inicial, denotado por f_p (porcentaje de fallo), al que se asigna un valor de 33%.

Después de obtener un grupo de $Lspi(t)$ las curvas, interpolación (cuando los postes han perdido más del 33% de su fuerza original) o extrapolación se utiliza para obtener el tiempo de vida variable aleatoria (LT). La distribución acumulativa de vida útil función $F(t)$, y la función de riesgo $H(t)$ pueden obtenerse por métodos estadísticos estándar [36].

La variabilidad en el nivel de degradación a través de una población de postes a una edad t en particular es mejor descrito por una distribución. Esta distribución se denota como:

$$Lspd(t) \sim dist \{Lspm(t), Lspe(t)\} \quad (3.10)$$

Dónde:

- $Lspd(t)$ es la distribución de la degradación a la edad de t .
- $Lspm(t)$ es la media de la distribución a la edad de t .
- $Lspe(t)$ es la desviación estándar de la distribución a la edad de t .

En cada edad t , la media $Lspm(t)$ se asigna a la función de riesgo $H(t)$ para la población de postes caídos; es decir, si el porcentaje de fuerza perdida de postes i a una edad t , $Lspi(t)$, es igual a la media poblacional del porcentaje de fuerza perdida de edad t_1 , $Lspm(t_1)$, entonces la tasa de fracaso i del poste es igual a $H(t_1)$. Esto asegura que la tasa de fallas basadas en condición puede ser estimada. Es conveniente obtener la media de todas las edades, con la siguiente expresión se obtiene $Lspm(t)$:

$$Lspm(t) = \Phi(t; \alpha_0, \alpha_1, \dots, \alpha_n) \quad (3.11)$$

Dónde: $t > 0$, y $\alpha_0, \alpha_1, \dots, \alpha_n$ son los coeficientes de regresión de tiempo.

La probabilidad de falla para cualquier poste de la edad t , definida como $P(T < t)$, viene dada por la probabilidad de que la variable aleatoria $Lspd(t)$ supera fp , según:

$$F(t) = P(T \leq t) = P(Lspd(t) > fp) \quad (3.12)$$

Efecto del Mantenimiento Preventivo

Una actividad de mantenimiento en un componente sometido a la degradación puede: renovar el componente a un estado menos degradado, y/o ralentizar la tasa futura de la degradación. Por ejemplo, un poste de madera puede ser tratado, usando sustancias químicas para retardar la descomposición. El efecto sobre la degradación se puede cuantificar en la tasa de falla y el tiempo para el fracaso.

Es importante señalar que la tasa de falla y tiempo hasta la falla son promedios de la población.

El porcentaje perdido de fuerza ante el mantenimiento es $Lspi(t_c) = Lspm(t_0) \rightarrow H(t_0)$, y el porcentaje de la fuerza perdida después del mantenimiento es $Lspi(t_c) = Lspm(t_1) \rightarrow H(t_1)$. La reducción de tasa de fracaso, Δh , es:

$$\Delta h = H(t_1) - H(t_0) \quad (3.13)$$

y el aumento en el tiempo hasta el fallo, ΔTTF , es

$$\Delta TTF = t_0 - t_1 \quad (3.14)$$

Este modelo de trayectoria de degradación puede ser usada para estimar la tasa de fallos basado en la condición, la reducción de la tasa de fracaso, y aumentar el tiempo al fracaso.



Capítulo 4

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD PARA LOS EQUIPOS DEL SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

4.1 PARÁMETROS USADOS EN EL MODELADO DE LA CONFIABILIDAD DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Para el análisis de confiabilidad predictiva se requieren equivalentes matemáticos para cada componente del sistema de distribución y de esta manera representar sus características de falla y reparación. Los diversos componentes modelados en el sistema de distribución como los segmentos de líneas aéreas y subterráneas, dispositivos de protección (fusibles, reconectores, interruptores de circuito, seccionalizadores), interruptores de transferencia de carga, etc. se analizan a continuación. Dado que los índices de confiabilidad utilizados para calcular la reducción del riesgo están asociados con los efectos de las fallas sostenidas o permanentes, las fallas temporales están excluidas de este análisis. La siguiente es una lista de los parámetros utilizados para describir la confiabilidad de los equipos del sistema de distribución [38], [39].

4.1.1 Tasa de falla permanente (λ_p)

La tasa de falla permanente es una medida de la cantidad esperada de los cortes sostenidos o permanentes de un componente en un período de tiempo fijo (generalmente un año). Las fallas permanentes requieren del funcionamiento de dispositivos de protección para eliminarlas. Los clientes aguas abajo de los dispositivos de protección son afectados por la interrupción en el servicio, y a su vez experimentan una duración de la interrupción equivalente al tiempo necesario para reparar la falla, o lo que determine las acciones de reconfiguración que se producen para aislar la falla y después que esta se ha reparado.

4.1.2 Tiempo medio de reparación (MTTR)

El tiempo medio de reparación (*MTTR*) de un componente es el plazo necesario para reparar una falla permanente que ocurre en el componente. Incluye el tiempo que se necesita para identificar el componente que ha fallado, desplazarse una cuadrilla a la ubicación de la falla, aislar la falla, y llevar a cabo las reparaciones antes de que se restablezca de nuevo el servicio. El tiempo medio de reparación *MTTR* para los dispositivos de protección y de conmutación, sin embargo, es la duración prevista para la reparación del componente que no funcionó en respuesta a un fallo.

4.1.3 Confiabilidad de la protección (PR)

La confiabilidad de la protección (*PR*) de un dispositivo de protección es la probabilidad condicional de que el dispositivo de protección funcione adecuadamente para eliminar una falla. En otras palabras, es la probabilidad de éxito del dispositivo de protección ante una falla. Por lo tanto, es una cantidad comprendida entre cero y uno, donde el valor de uno representa la operación exitosa del 100% sobre la ocurrencia de una falla. Con respecto a las fallas estas surgen debido a causas mecánicas, condiciones de atascos o ajustes de operación incorrectas.

4.1.4 Confiabilidad de volver a cerrar (recierre) (RR)

Los reconectadores tienen la capacidad de repetir las acciones de apertura y cierre en caso de una falla. Estas acciones permiten dar un tiempo para despejar las fallas temporales evitando así interrupciones prolongadas. Los reconectadores con la capacidad de realizar la apertura y volver a cerrar, resulta en dos modos de falla mutuamente excluyentes los cuales son: Si no se abre y si no se cierra. Ambos modos están condicionados a una falla que ocurre aguas abajo del reconectador. La confiabilidad de volver a cerrar es la probabilidad de que un reconectador vuelve a cerrar con éxito ya que abrió sus contactos con éxito en respuesta a una falla.



Los dispositivos de protección también pueden fallar debido a la operación accidental (funcionamiento incluso cuando no hay falla), pero no se considera en el análisis [40]. Una activación involuntaria se debe principalmente a los problemas de coordinación de los dispositivos y es poco frecuente.

4.1.5 Confiabilidad de conmutación (SR)

También se llama la probabilidad de éxito de conmutación, el parámetro de confiabilidad de conmutación (SR) se define como la probabilidad condicional de que una acción de conmutación se lleva a cabo con éxito como una parte del esquema de aislamiento de fallas. Acciones de conmutación pueden no materializarse debido a fallas mecánicas, la imposibilidad de localizar un interruptor, el fracaso de una cuadrilla para operar un interruptor, o debido a condiciones tales como la sobrecarga de los alimentadores. Por lo tanto, SR es la probabilidad de conmutación condicionada a la ocurrencia de una falla cuyo $MTTR$ es mayor que el tiempo necesario para realizar las operaciones de conmutación.

4.1.6 Tiempo medio de conmutación (MTTS)

El tiempo medio de conmutación ($MTTS$) representa el tiempo promedio para operar un interruptor y aislar el área de falla. Esto incluye tanto el tiempo necesario para identificar el área de falla y el tiempo requerido para operar el interruptor. En el caso de los interruptores accionados manualmente, también incluye el tiempo necesario para desplazarse la cuadrilla a la ubicación del interruptor para operarlo.

4.1.7 Probabilidad de falla (PF)

Con el fin de calcular los índices de confiabilidad para los dispositivos de protección y de conmutación como son: fusibles, reconectores, interruptores, etc., el número promedio de veces que se espera que el dispositivo funcione y el número de veces que ha operado correctamente son datos obligatorios, a menudo esta información no se lleva un registro en las bases de datos de las empresas de distribución, por lo que los parámetros del dispositivo como la confiabilidad de protección (PR), confiabilidad en el recierre (RR), y la

confiabilidad de conmutación (SR) se pueden aproximar a partir de los datos disponibles tal como se indica a continuación.

El uso de la relación entre el número de fallas de un tipo particular de dispositivo para el número de operaciones del dispositivo, estima un valor aproximado para la probabilidad de fallo del dispositivo. Por lo tanto una probabilidad de fallo del dispositivo (PF) se puede definir como:

$$PF = \frac{\text{Numero de fallas de dispositivo}}{\text{Número total de operaciones del dispositivo}} \quad (4.1)$$

El número total de operaciones del dispositivo en la ecuación (4.1) incluye el número de veces que el dispositivo ha operado con éxito y el número de veces que ha fallado. Con el uso de la probabilidad de falla (PF) definido anteriormente, los índices de confiabilidad para diversos dispositivos de protección y de conmutación se pueden estimar. En el caso de los fusibles, seccionadores, interruptores de subestaciones, cuyo principal modo de falla es al abrir, la confiabilidad de protección (PR) es simplemente el complemento de probabilidad de falla (PF), como se muestra en la ecuación (4.2). Una expresión similar se puede utilizar en el cálculo de la confiabilidad de conmutación de los interruptores, como se muestra en la ecuación (4.3).

$$PR = 1 - PF \quad (4.2)$$

$$SR = 1 - PF \quad (4.3)$$

Los reconectadores son dispositivos que tienen más de un modo de fracaso, los cuales son: falla en la apertura y falla en volver a cerrar, es decir, tanto la confiabilidad de protección (PR) y la confiabilidad de volver a cerrar (RR) pueden ser calculados. Si los datos que distinguen los modos de falla no están

disponibles, PR y RR se pueden estimar mediante el uso de PF ; esto se puede explicar a partir del siguiente análisis.

Si ' A ' es el evento de no apertura del reconectador en caso de falla, y ' B ' es el evento que el reconectador no se vuelva a cerrar, entonces un reconectador tiene cuatro estados de funcionamiento diferentes:

(A) : reconectador se abre cuando se produce una falla, con una probabilidad de:

$$P(\underline{A})=PR \quad (4.4)$$

(\overline{A}) : reconectador no se abre cuando se produce un fallo, con una probabilidad de:

$$P(\overline{A}) = 1 - PR \quad (4.5)$$

$(B|\underline{A})$: reconectador vuelve a cerrar con éxito después de abrir con éxito una falla, con una probabilidad de:

$$P(\underline{B}|\underline{A}) = RR \quad (4.6)$$

$(\overline{B}|\underline{A})$: reconectador falla para volver a cerrar después de despejar una falta, con una probabilidad de:

$$P(\overline{B}|\underline{A})= 1-RR \quad (4.7)$$

Los hechos descritos por las ecuaciones (4.6) y (4.7) se condicionan a la apertura exitosa de un reconectador debido a una falla. De los cuatro estados posibles de un reconectador, se puede observar que los presentados por las ecuaciones (4.5) y (4.7) corresponden a las fallas del reconectador. Puesto que los dos modos de fallo anteriores son mutuamente excluyentes (un reconectador

puede producir un error para abrir o falla para volver a cerrar una vez abierto pero no ambos), la probabilidad total de falla del reconectador se puede escribir como:

$$PF = P(A) + P(B \cap \bar{A}) \quad (4.8)$$

Esto se puede simplificar aún más como:

$$PF = P(A) + P(B|\bar{A}) * P(\bar{A}) = (1 - PR) + (1 - RR) * PR \quad (4.9)$$

Suponiendo que la probabilidad de un reconectador en abrir en respuesta a una falla es igual a la probabilidad de que se vuelve a cerrar después de eliminar un fallo ($PR = RR$), reordenando la expresión anterior, los valores de confiabilidad protección (PR) y de volver a cerrar la confiabilidad (RR) se puede obtener como:

$$PR = RR = \sqrt{1 - PF} \quad (4.10)$$

4.2 MODELOS UTILIZADOS PARA DESCRIBIR LAS CARACTERÍSTICAS DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Los parámetros definidos en la Sección 4.1 ahora se utilizan en esta sección para describir las características de confiabilidad de los componentes del sistema de distribución.

4.2.1 Segmentos de líneas aéreas y subterráneas

Las líneas aéreas y cables subterráneos pueden ser modelados como sistemas reparables. Las fallas ocurren en segmentos de línea y requieren aislamiento mediante dispositivos de protección y de conmutación antes de llevar a cabo las

reparaciones. Los parámetros utilizados para describir los segmentos son los siguientes:

- a. Tasa de fracaso permanente por kilómetro (λ_P),
- b. Tiempo medio para reparar una avería ($MTTR$),
- c. Costo promedio de la falla (COF), es el costo de la reparación que se deriva como consecuencia de una falla,
- d. Longitud del segmento.

4.2.2 Fusibles, reconectadores y breakers

Los dispositivos de protección se supone que se encuentra en el nodo de aguas arriba de un segmento de línea y están normalmente cerradas (NC). Fusibles, reconectadores, interruptores y seccionadores se modelan usando su probabilidad de falla (PF), la confiabilidad de protección (PR), la confiabilidad de volver a cerrar (RR) en el caso de los reconectadores y tiempo medio de reparación ($MTTR$).

4.2.3 Interruptores

Los interruptores en el circuito eléctrico se utilizan para reconfigurar el sistema después de que la falla es aislada por el dispositivo de protección. Los interruptores normalmente cerrados (NC) se supone que se encuentra en al inicio del sistema de distribución o en el nodo aguas arriba del segmento que sirve a los clientes. Los interruptores normalmente abiertos (NO) se encuentran en nodos intermedios o el final de un alimentador que permite realizar transferencia de carga con otro alimentador.

Los interruptores se modelan mediante medidas de fiabilidad como la confiabilidad de conmutación (SR) y el tiempo de conmutación media ($MTTS$). Por lo tanto, la confiabilidad de protección (PR) de interruptores se ajusta a "0".

Los interruptores son modelados por el cambio de confiabilidad de conmutación (SR) y el tiempo medio de conmutación ($MTTS$). Cuando se produce una falla en un alimentador, el dispositivo de protección aguas arriba responde e interrumpe

la falla. Si no hubiera conmutadores presentes entre el segmento en falla y el dispositivo aguas arriba que interrumpe la falla, la duración de interrupción para todos los clientes aguas abajo del dispositivo es el tiempo medio de reparación del segmento en falla. Sin embargo, si un interruptor está presente entre el segmento en falla y el dispositivo de conmutación, puede ser beneficiosa para el funcionamiento del interruptor con un retraso del tiempo de conmutación media (MTTS), por lo que el dispositivo que interrumpe la falla se puede restablecer y el servicio a algunos clientes puede ser restaurado. La conmutación en este caso requiere dos operaciones:

- ✓ Abrir el interruptor aguas arriba más cercano al segmento de falla, con un tiempo de $MTTS_{swi}$.
- ✓ Cierre del dispositivo normalmente abierto, con un tiempo de $MTTS_{dev}$ para ese dispositivo.

El tiempo total necesario para completar la secuencia anterior de conmutaciones se describen en la ecuación (4.11).

$$MTTS_{seq} = MTTS_{swi} + |MTTS_{swi} - MTTS_{dev}| \quad (4.11)$$

En la ecuación anterior $|MTTS_{swi} - MTTS_{dev}|$ representa el tiempo de traslado de una cuadrilla entre el interruptor y el dispositivo de protección.

La confiabilidad de conmutación del dispositivo de protección representa la probabilidad de que el dispositivo realmente se restablecerá cuando se desee. Un valor distinto de 1 significa sobrecarga en la línea o fallas mecánicas del elemento.

4.2.4 Seccionalizadores

Los seccionalizadores se utilizan en conjunción con un reconectador aguas arriba y son utilizados para restaurar la carga que se requiere a través de conmutación rápida. Cuando se produce una falla, el reconectador aguas arriba se abre y vuelve a cerrar, después de un número predefinido de este tipo de operaciones, el reconectador permanece abierto el tiempo suficiente para que el seccionalizador opere abriéndose y luego el reconectador se cierre de nuevo. Esto permite a los clientes ubicados entre el seccionalizador y reconectador evitar una interrupción sostenida. Los seccionalizadores se modelan mediante PR , $MTTR$, $MTTS$, y SR tal como se utiliza en el caso de un fusible.

4.2.5 Componente equivalente

Además de las fallas de las líneas aéreas, cables subterráneos y equipos de protección, los cortes se producen también por muchas otras razones, incluyendo las siguientes:

- a. Fallas relacionadas con la transmisión.
- b. Interrupciones causadas por accidentes, vandalismo, etc.
- c. Fallas debido a equipos como pararrayos, baterías de condensadores, transformadores, etc.
- d. Errores en la operación por parte de las empresas distribuidoras.
- e. Eventos tales como reparaciones de emergencia que no pueden ser clasificados en ninguna de las categorías anteriores.

Dado que no sería apropiado asociar a cualquiera de los equipos mencionados en los apartados 4.2.1 a 4.2.4 como responsable de estas interrupciones, con el fin de dar cuenta de estos cortes en la evaluación predictiva, se puede incluir al principio de cada alimentador un componente ficticio, este componente representa el efecto acumulado de las interrupciones mencionadas anteriormente. La utilidad de esta representación se demuestra en la exactitud de la estimación de las tasas de falla de los equipos de distribución que de otro modo pueden distorsionar los índices de confiabilidad. Aunque se trata de un paso de aproximación, su ventaja es que, permite que las tasas de fracaso para

todos los componentes modelados puedan ser representadas utilizando la información histórica disponible de la interrupción para obtener estimaciones más exactas de los componentes de distribución. El componente ficticio se modela de manera similar a los segmentos de la línea aérea o subterránea, utilizando la tasa de fracaso permanente (λ_p) y tiempo medio de reparación (MTTR).

4.3 SISTEMA DE RESPUESTA A LOS CORTES

Cuando un corte de energía se produce en un sistema de distribución eléctrica, el sistema pasa de uno o más estados basados en eventos que suceden después de producirse la falla. Al ocurrir una falla, el dispositivo de protección aguas arriba más cercano lo siente y opera aislará el área con falla. Después de que el grupo de trabajo es enviado a reparar el problema, el interruptor aguas arriba más cercano se identifica y se producen maniobras por parte del grupo de reparaciones para aislar al menor número de clientes posible que permanecen sin servicio, mientras que al resto se puede restaurar la energía volviendo a cerrar el dispositivo de protección. Además la restauración de clientes puede ser posible mediante la apertura de los interruptores aguas abajo la falla y el cierre del interruptor de enlace que conecta a otro alimentador. Una vez que el daño ha sido reparado, el sistema vuelve a su estado original y permanece en este estado hasta la siguiente falla.

A continuación se describen la respuesta de los dispositivos de protección y de conmutación ante una falla sostenida, junto con sus modelos equivalentes.

4.3.1 Circuito Breaker (cortacircuito)

Considere un interruptor con una confiabilidad protección (PR), el tiempo medio de reparación ($MTTR_B$), la confiabilidad de conmutación (SR), y el tiempo medio para cambiar ($MTTS$). Para una falla con tasa de fracaso (λ) que ocurre aguas abajo del interruptor, su probabilidad de funcionar con éxito y eliminar la falla (PR), el tiempo de reparación del segmento en falla es $MTTR$, por lo que todos

los clientes aguas abajo del interruptor experimentan un corte con frecuencia $(PR*\lambda)$ y el tiempo medio de reparación $MTTR$ de duración.

Si el interruptor no funciona, se espera que el próximo dispositivo de protección aguas arriba opere y aislé la falla. El número de clientes interrumpidos es determinada por el dispositivo aguas arriba. La frecuencia de estos eventos está dada por $(1-PR)*\lambda$, y la duración de la interrupción es $MTTR+MTTR_B$. La probabilidad de que falle el dispositivo aguas arriba se obviará en este análisis debido a que la probabilidad de fallas múltiples de interruptores es muy baja.

Si L_p y L_s se refieren a la carga interrumpida cuando el dispositivo de protección primaria y secundaria respectivamente funcionan, los resultados de los dos estados se muestran en la Tabla 4-1.

El disyuntor despeja con éxito una falla con tasa (λ) el fracaso y el tiempo de reparación ($MTTR$)

Frecuencia: $PR*\lambda$

Duración: tiempo medio de reparación $MTTR$

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del interruptor

Costo esperado de fracaso: $PR*\lambda*COF$, donde COF es el costo de la interrupción en el segmento de línea en falla

Energía interrumpida esperada: $PR*\lambda*MTTR*L_p$

El disyuntor no despeja una falla con tasa (λ) de fracaso y el tiempo de reparación ($MTTR$)

Frecuencia: $(1-PR)*\lambda$

Duración: $(MTTR+MTTR_B)$

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del equipo de protección de respaldo

Costo esperado de fracaso: $(1-PR)*\lambda*(COF+COF_D)$, donde COF_D es el costo asociado con la falla del interruptor

Energía interrumpida esperada: $(1-PR)*\lambda*(MTTR+MTTR_B)*L_s$

Tabla 4-1 Respuesta de protección del circuito breaker (cortacircuito)

4.3.2 Fusible sin reconectador aguas arriba

La respuesta de un fusible a una falla sostenida es exactamente similar a la de un interruptor, es decir, si un fusible que no se coordina con un reconectador aguas arriba responde como un interruptor a una falla sostenida.

Por lo tanto, los estados mostrados en la Tabla 4-2 se aplican a un fusible.

Fusible despeja con éxito una falla con tasa (λ) el fracaso y el tiempo de reparación (MTTR)

Frecuencia: $PR \cdot \lambda$

Duración: tiempo medio de reparación MTTR

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del fusible

Costo esperado de fracaso: $PR \cdot \lambda \cdot COF$, donde COF es el costo de la interrupción en el segmento de línea en falla

Energía interrumpida Esperada: $PR \cdot \lambda \cdot MTTR \cdot L_p$

Fusible no despeja una falla con tasa de fracaso (λ) y el tiempo de reparación (MTTR)

Frecuencia: $(1-PR) \cdot \lambda$

Duración: $(MTTR + MTTR_F)$, donde $MTTR_F$ es tiempo medio de reparación de un fusible

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del dispositivo de protección de equipo de protección de respaldo

Costo esperado de fracaso: $(1-PR) \cdot \lambda \cdot (COF + COF_D)$, donde COF_D es el costo asociado con el fallo del fusible

Energía interrumpida esperada: $(1-PR) \cdot \lambda \cdot (MTTR + MTTR_F) \cdot L_S$

Tabla 4-2 Respuesta de protección del fusible

4.3.3 Reconectores

Como un dispositivo de protección primaria, la respuesta de un reconector ante una falla sostenida es similar a la de un interruptor. En caso de una falla permanente, se espera que el reconector se abra/cierre y se bloquee. El fracaso del reconector se produce cuando el reconector no se abre durante una falla. Para una falla que ocurre aguas abajo la tasa de fracaso (λ) y el tiempo de reparación ($MTTR$), los estados que pueden ocurrir en un reconector con confiabilidad protección (PR) y el tiempo de reparación ($MTTR_R$) se muestran en la Tabla 4-3.

El reconector despeja con éxito una falla con tasa (λ) de fracaso y el tiempo de reparación ($MTTR$)

Frecuencia: $PR \cdot \lambda$

Duración: tiempo medio de reparación $MTTR$

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del reconector

Costo esperado de fracaso: $PR \cdot \lambda \cdot COF$, donde COF es el costo de la interrupción en el segmento de línea en falla

Energía interrumpida esperada: $PR \cdot \lambda \cdot MTTR \cdot L_p$

El reconector no despeja una falla con tasa de fracaso (λ) y el tiempo de reparación ($MTTR$)

Frecuencia: $(1-PR) \cdot \lambda$

Duración: $(MTTR+MTTR_R)$

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del dispositivo de protección de respaldo

Costo esperado de fracaso: $(1-PR) \cdot \lambda \cdot (COF+COF_D)$, donde se COF_D costo asociado con el fracaso del reconector

Energía interrumpida esperada: $(1-PR) \cdot \lambda \cdot (MTTR+MTTR_R) \cdot L_S$

Tabla 4-3 Respuesta de protección del reconector

4.3.4 Fusibles con reconectador aguas arriba

Los fusibles están coordinados con los reconectores aguas arriba para permitir que fallas temporales se despejen abriendo y volviendo a cerrar (esquema de ahorro de fusibles). El fusible es descrito por su confiabilidad de protección (PR_F) y el tiempo de reparación ($MTTR_F$), y el reconector se describe por su confiabilidad protección (PR_R), la confiabilidad de volver a cerrar (RR_R), y el tiempo de reparación ($MTTR_R$). Para una falla permanente aguas abajo del fusible, con tasa de fracaso de fallas (λ) y tiempo de reparación ($MTTR$), pueden ocurrir los siguientes eventos mutuamente excluyentes:

- a. El reconector se abre y vuelve a cerrar, y se quema el fusible, provocando una interrupción a los clientes aguas abajo del fusible. La frecuencia de una situación de este tipo está dada por $(PR_F * RR_R * PR_R * \lambda)$, y la duración de la interrupción es $MTTR$ experimentado por los clientes aguas abajo del fusible.
- b. El reconector abre y vuelve a cerrar, pero el fusible no se quema. Esto obliga a que el reconector actúe y se bloquee, produciéndose la interrupción de los clientes aguas abajo del reconector. La frecuencia de una situación de este tipo está dada por $((1 - PR_F) * RR_R * PR_R^2 * \lambda)$, y la duración de la interrupción es $(MTTR + MTTR_F)$.
- c. Se abre el reconector y vuelve a cerrar, el fusible falla y no quema y el reconector vuelve a cerrar y no se abre, haciendo que actúe el interruptor aguas arriba del reconector e interrumpe el servicio a todos los clientes que se encuentran aguas abajo del dispositivo de respaldo ubicado aguas arriba del reconector y el fusible. La frecuencia de ocurrencia de este evento es $((1 - PR_R) * (1 - PR_F) * RR_R * PR_R * \lambda)$, y la duración de la interrupción es $(MTTR + MTTR_F + MTTR_R)$ experimentada por los clientes aguas abajo del reconector. La probabilidad de este evento es muy baja y se puede despreciar en el análisis.
- d. El reconector se abre, pero no para volver a cerrar, causando interrupciones a los clientes aguas abajo del reconector. La frecuencia de este evento es $((1 - RR_R) * PR_R * \lambda)$, con una duración de la interrupción de $(MTTR + MTTR_R)$.

- e. El reconectador no se abre y se quema el fusible, interrumpiendo los clientes aguas abajo del fusible. La frecuencia del evento viene dado por: $(PR_F * (1 - PR_R) * \lambda)$, mientras que la duración de la interrupción experimentado por los clientes aguas abajo del fusible es $MTTR$. Este es un evento cuando el fracaso del reconectador pasa desapercibido ya que el fusible opera con éxito para solucionar el fallo.
- f. El reconectador no se abre, y el fusible no se quema, lo que resulta en la falla que es despejado por el siguiente dispositivo de protección aguas arriba del reconectador. La frecuencia de esta ocurrencia está dada por $((1 - PR_F) * (1 - PR_R) * \lambda)$, que tiene muy baja probabilidad de ocurrencia por lo que será excluido del análisis. La duración de la interrupción es $(MTTR + MTTR_F + MTTR_R)$.

Estos seis estados describen completamente a un fusible coordinado con un reconectador cuando ocurre una falla sostenida aguas abajo del fusible, estos eventos se resumen en la Tabla 4-4.

Reconectador abre y vuelve a cerrar, y el fusible despeja la falla con la tasa de falla (λ) y el tiempo de reparación (MTTR)

Frecuencia: $(PR_R * RR_R * PR_F * \lambda)$

Duración: tiempo medio de reparación MTTR

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del fusible

Costo esperado de fracaso: $PR_F * RR_R * PRR * \lambda * COF$ (COF es el costo de la interrupción en el segmento de línea en falla)

Energía interrumpida esperada: $PR_F * RR_R * PR_R * \lambda * MTTR * L_p$ (L_p es la carga aguas abajo del fusible)

Reconectador abre y vuelve a cerrar, fusible falla para solucionar la falla, y reconectador abre para solucionar la falla con la tasa de falla (λ) y el tiempo de reparación (MTTR)

Frecuencia: $((1 - PR_F) * RR_R * PR_R^2 * \lambda)$

Duración: $(MTTR + MTTR_F)$

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del reconectador

Costo esperado de falla: $((1-PR_F)*RR_R*PR_R^{2*\lambda})*(COF+COF_D)$, donde COF_D es el costo asociado con el fusible fallado.

Energía interrumpida esperada: $((1-PR_F)*RR_R*PR_R^{2*\lambda})*(MTTR+MTTR_F)*L_S$, L_S es la carga aguas abajo del reconectador.

Reconectador abre y vuelve a cerrar, el fusible no se quema, y el reconectador no se abre para eliminar el error; este evento no es modelado debido a muy baja probabilidad de ocurrencia.

Reconectador se abre, pero no para volver a cerrar, causando interrupción a todos los clientes aguas abajo

Frecuencia: $((1-RR_R)*PR_R*\lambda)$

Duración: $(MTTR+MTTR_R)$

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del reconectador

Costo esperado de fallo: $((1-RR_R)*PR_R*\lambda)*(COF+COF_D)$, donde COF_D es el costo asociado con el reconectador fallado.

Energía interrumpida esperada: $((1-RR_R)*PR_R*\lambda)*(MTTR+MTTR_R)*L_S$, L_S es la carga aguas abajo del reconectador

Reconectador no se abre y el fusible se quema para despejar la falla

Frecuencia: $(PR_F*(1-PR_R)*\lambda)$

Duración: tiempo medio de reparación MTTR

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del fusible

Costo esperado de fallo: $(PR_F*(1-PR_R)*\lambda)*(COF)$

Energía interrumpida esperada: $(PR_F*(1-PR_R)*\lambda)*(MTTR)*L_p$, donde L_p es la carga aguas abajo

Reconectador no se abre y el fusible no se quema; este evento no es modelado debido a muy baja probabilidad de ocurrencia.

Tabla 4-4 Respuesta de protección de un fusible con reconectador aguas arriba

4.3.5 Seccionalizador con reconectador aguas arriba

Los seccionalizadores son dispositivos que funcionan en coordinación con un reconectador aguas arriba, en respuesta a una falla sostenida, opera (abre) mientras que el reconectador está abierto aislando la avería, el seccionalizador actúa como un fusible y desconecta a los clientes aguas abajo. En el caso de falla del seccionalizador, se espera que el reconectador con el que coordina actué para aislar la falla. Un seccionalizador es descrito por su confiabilidad de protección (PR_S) y el tiempo de reparación ($MTTR_S$); el reconectador es descrito por su confiabilidad de protección (PR_R), la confiabilidad volver a cerrar (RR_R) y el tiempo de reparación ($MTTR_R$). Cuando se produce una falla permanente con tasa de fracaso (λ) y el tiempo de reparación ($MTTR$) aguas abajo del seccionalizador, los siguientes eventos mutuamente exclusivos pueden suceder:

- a. El reconectador se abre para despejar la falla; el seccionalizador detecta una corriente cero y luego se abre para aislar el segmento, el reconectador se cierra. La frecuencia de un evento de este tipo es $(PR_R * PR_S * RR_R * \lambda)$, con una duración de la interrupción del tiempo medio de reparación $MTTR$ a los clientes aguas abajo del seccionalizador.
- b. El reconectador abre para despejar la falla, pero el seccionalizador no opera para aislar la zona de la falla, obligando al reconectador a abrirse y bloquearse, causando la interrupción de todos los clientes aguas abajo del reconectador. La frecuencia de un evento de este tipo es $((PR_R)^2 * (1 - PR_S) * \lambda)$ con una duración de la interrupción de $(MTTR + MTTR_S)$.
- c. El reconectador se abre despeja la falla y el seccionalizador detecta la corriente cero y se abre y aísla la zona en falla, pero el reconectador no vuelve a cerrar, causando interrupciones sostenidas a todos los clientes aguas abajo del reconectador. La frecuencia de este evento es: $(PR_R * PR_S * (1 - RR_R) * \lambda)$, con la duración de la interrupción $(MTTR + MTTR_R)$.

- d. El reconectador abre para despejar la falla pero el seccionalizador no se abre. El reconectador luego vuelve a cerrar y no se abre de nuevo. La falla es interrumpida por el dispositivo de protección de respaldo aguas arriba de la reconectador. Este evento tiene una muy baja frecuencia de ocurrencia $((1-PR_R)*(1-PR_S)*PR_R*\lambda)$, y no se considera en este análisis. La duración de la interrupción para este evento es $(MTTR+MTTR_S+MTTR_R)$.
- e. El reconectador no se abre en primer lugar, lo que resulta que la falla sea despejada por el dispositivo de protección de respaldo. Los clientes aguas abajo del dispositivo de protección de respaldo se interrumpen junto con los clientes aguas abajo del reconectador. La frecuencia de este evento es $((1-PR_R)*\lambda)$, mientras que la duración de la interrupción es $MTTR+MTTR_R$.

Abre reconectador, seccionalizador se abre para aislar la falla y vuelve a cerrar reconectador

Frecuencia: $(PR_R*PR_S*RR_R*\lambda)$

Duración: tiempo medio de reparación MTTR

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del seccionalizador

Costo esperado de fallo: $(PR_R*PR_S*RR_R*\lambda)*COF$ (COF es el costo de la interrupción en el segmento de línea en falla)

Energía interrumpida esperada: $(PR_R*PR_S*RR_R*\lambda)*MTTR*L_p$ (L_p es la carga aguas abajo del seccionalizador)

Abre reconectador, seccionalizador no se abre, y el reconectador se abre de nuevo y se bloquea para solucionar la falla

Frecuencia: $((1-PR_S)*PR_R^2*\lambda)$

Duración: $(MTTR+MTTR_S)$

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del reconectador

Costo esperado de fallo: $((1-PR_S)*PR_R^2*\lambda)*(COF+COF_D)$, donde se COF_D costo asociado con seccionalizador fallado

Energía interrumpida esperada: $((1-PR_S)*PR_R^2*\lambda)*(MTTR+MTTR_S)*L_S$, L_S es la carga aguas abajo del reconectador

Abre reconectador, seccionalizador no se abre, y el reconectador no se abre de nuevo para despejar la falla. Este evento no es modelado debido a una muy baja probabilidad de ocurrencia.

Abre reconectador, seccionalizador se abre para aislar la falla, pero reconectador falla para volver a cerrar, causando interrupción a todos los clientes aguas abajo

Frecuencia: $((1-RR_R)*PR_S*PR_R*\lambda)$

Duración: $(MTTR+MTTR_R)$

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del reconectador

Costo esperado de fallo: $((1-RR_R)*PR_S*PR_R*\lambda)*(COF+COF_D)$, donde COF_D es el costo asociado con el reconectador fallado

Energía interrumpida esperada: $((1-RR_R)*PR_S*PR_R*\lambda)*(MTTR+MTTR_R)*L_S$, L_S es la carga aguas abajo del reconectador

Reconectador no se abre para interrumpir la falla

Frecuencia: $(1-PR_R)*\lambda$

Duración: $MTTR+MTTR_R$, donde $MTTR_R$ es esperado el tiempo de reparación del reconectador

Clientes interrumpidos: Aguas abajo del equipo de protección de respaldo

Costo esperado de fallo: $((1-PR_R)*\lambda)*(COF+COF_D)$, donde COF_D es costo de falla asociada con reconectador fallado

Energía interrumpida esperada: $((1-PR_R)*\lambda)*(MTTR+MTTR_R)*L_T$, donde L_T es la carga aguas abajo del dispositivo de equipo de protección de respaldo.

Tabla 4-5 Respuesta de protección de seccionalizador con reconectador aguas arriba



4.3.6 Conmutación por transferencias

En las secciones anteriores se han discutido diversos dispositivos de protección y sus respuestas a una falla. El interruptor de hecho después de que la falla ha sido interrumpida ayuda a restaurar la mayoría de los clientes en el menor tiempo posible y se asegura que la porción más pequeña del alimentador quede aislada debido a la falla. A continuación se modelan dos modos de conmutación: aislamiento aguas arriba y aislamiento aguas abajo o también conocida como de retroalimentación.

4.3.6.1 Aislamiento aguas arriba

En el caso de aislamiento aguas arriba, este se da cuando se dispone de un interruptor normalmente cerrado y este se encuentra ubicado entre el equipo de protección más cercano y la falla, en este caso el interruptor ubicado aguas arriba más cercano a la falla se abre mientras que el dispositivo de protección que interrumpió la falla se restablece (se cierra). Esto resulta en una reducción en la duración de la interrupción experimentado por algunos clientes, si no hubiera esta conmutación, todos los clientes aguas abajo del dispositivo de protección experimentarían una interrupción de duración igual al tiempo necesario para reparar la falla. Si SR_D y SR_S son las confiabilidades de conmutación del dispositivo que interrumpe la falla y el interruptor aguas arriba que opera para aislar el área de falla, respectivamente, entonces $SR_{seq} = SR_D * SR_S$ representa la confiabilidad de conmutación de la secuencia de conmutación. El tiempo de conmutación equivalente requerido para abrir y cerrar el interruptor del dispositivo de protección es la siguiente:

$$MTTS_{seq} = MTTS_{swi} + |MTTS_{swi} - MTTS_{dev}|$$

Los clientes que se restauran por este cambio experimentan una duración de la interrupción equivalente dada por:

$$MOT_{seq} = SR_{seq} * MTTT_{seq} + (1-SR_{seq}) * MTTR \quad [horas]$$

Donde $MTTR$ es el tiempo necesario para reparar la falla. La Tabla 4-6 describe los estados asociados con la conmutación con aislamiento aguas arriba:

Conmutación de secuencia de conexión exitosa

Frecuencia: $SR_{seq} * \lambda$

Duración de interrupción para los clientes aguas abajo de interruptor: $MTTR$

Duración de interrupción para los clientes aguas abajo de dispositivo de protección y aguas arriba del interruptor: MTT_{seq}

Energía restaurada esperada (conmutación restaura algunas cargas que fue interrumpido por el dispositivo de protección): $\lambda * SR_{seq} * MTT_{seq} * L_{swi}$,

donde L_{swi} es la carga restaurada por el cambio

Conmutación de secuencia de conexión fallada

Frecuencia: $(1-SR_{seq}) * \lambda$

Duración de interrupción para los clientes aguas abajo de interruptor: $MTTR$

Duración de interrupción para los clientes aguas abajo de dispositivo de protección y aguas arriba del interruptor: $MTTR$

Energía restaurada esperada: Ninguno

Tabla 4-6 La respuesta de conmutación de aislamiento aguas arriba

4.3.6.2 Aislamiento aguas abajo / Existe retroalimentación

Otro método para disminuir la duración de la interrupción experimentado por los clientes durante una falla sostenida es a través de una nueva alimentación de energía. Existen interruptores que funcionan normalmente abiertos (NO) junto con interruptores normalmente cerrados (NC) que conmuta coordinadamente para proporcionar rutas alternas para restaurar el servicio a un grupo de clientes. Por lo tanto, cuando se produce un corte sostenido, el interruptor normalmente cerrado (NC) más cercano aguas abajo de la falla se abre y un interruptor



normalmente abierto (*NO*) situado aguas más abajo del circuito se cierra, la restauración de energía a los segmentos ubicados entre el par de interruptores se produce. Los interruptores normalmente abiertos (*NO*) pueden estar situados de manera estratégica de tal forma que pueden conectarse a otros alimentadores de la misma subestación cuando se cierran y también se pueden utilizar para conectarse a segmentos de otro alimentador perteneciente a una subestación diferente en caso de una falla. Las expresiones para el número esperado de horas para restablecer el servicio a los clientes y la energía restaurada en el caso de la alimentación, es similar a la de una conmutación aguas arriba.

Por lo tanto, si SR_{NO} y SR_{NC} son respectivamente las confiabilidades de conmutación del interruptor normalmente abierto (*NO*) que se cierra y el interruptor normalmente cerrado (*NC*) que se abre, entonces para restaurar el servicio a los clientes aguas abajo del interruptor *NC* se tiene $SR_{seq} = SR_{NC} * SR_{NO}$ que representa la confiabilidad de la secuencia de conmutación. El tiempo de conmutación equivalente requerido para abrir el interruptor cerrado previamente y cerrar el interruptor abierto está dada por la expresión:

$$MTTS_{seq} = MTTS_{NC} + |MTTS_{NC} - MTTS_{NO}|$$

Los clientes que sufren esta conmutación y son restaurados el servicio experimentan una duración de interrupción equivalente dado por la expresión:

$$MOT_{seq} = SR_{seq} * MTTS_{seq} + (1 - SR_{seq}) * MTTR [horas]$$

Donde $MTTR$ es el tiempo para reparar la avería. La Tabla 4-7 describe los estados asociados con la conmutación aguas abajo después de una falla sostenida.

Conmutación de secuencia de conexión exitosa

Frecuencia: $SR_{seq} * \lambda$

Duración de interrupción para los clientes aguas arriba del interruptor NC: MTTR
Duración de interrupción para los clientes restaurada aguas abajo del interruptor NC: $MTTS_{seq}$
Energía esperada restaurada (conmutación restaura de carga interrumpida por el dispositivo de protección): $\lambda * SR_{seq} * MTTS_{seq} * L_{swi}$, donde L_{swi} es la carga restaurada por el cambio
<i>Conmutación de secuencia de conexión fallada</i>
Frecuencia: $(1 - SR_{seq}) * \lambda$
Duración de interrupción para los clientes aguas arriba del interruptor NC: MTTR
Duración de interrupción para los clientes aguas abajo de interruptor NC: MTTR
Energía esperada restaurada: Ninguno

Tabla 4-7 Respuesta de conmutación para el aislamiento aguas abajo

4.4 EVALUACIÓN ANALÍTICA DE LA CONFIABILIDAD

La evaluación analítica de confiabilidad es un método de evaluación de la confiabilidad predictiva en el que se simula cada contingencia, y el efecto sobre cada uno de los componentes del sistema se determina y se pondera por la probabilidad de ocurrencia de la contingencia. Esto le da los valores esperados (promedio) para la frecuencia y duración de las interrupciones causadas por cada contingencia. El costo esperado de fallas en los equipos y la energía esperada no suministrada también se calculan, como lo exige la formulación para la reducción del riesgo indicada anteriormente en la Sección 2.3.1.

Para el mantenimiento de la vegetación se supone que es realizado para todo el alimentador, por lo que la reducción de los riesgos para el crecimiento de la vegetación se calcula para todo el alimentador.



El mantenimiento realizado en un poste influye en la tasa de falla del segmento de línea aérea que soporta. Por lo tanto, la reducción del riesgo debido a mantenimiento en un poste en particular se determina por la sensibilidad de los índices de confiabilidad para el mantenimiento en el segmento de línea aérea correspondiente. Los índices de confiabilidad son linealmente dependientes de la tasa de fracaso del poste, así que las sensibilidades se pueden calcular utilizando la diferencia en los índices de antes y después de realizar el mantenimiento.

También puede demostrarse que los índices de confiabilidad de un alimentador cambian linealmente con respecto a la tasa de fallos relacionados con la vegetación del alimentador. Si la tasa de falla de todos los segmentos de línea cambia en la misma proporción, que corresponde a la reducción de la tasa de falla debido al mantenimiento de vegetación, entonces el cambio en los índices de confiabilidad se puede predecir usando una relación lineal.

Para un reconectador, sin embargo, hay dos parámetros para cuantificar su confiabilidad [41]: la confiabilidad protección y la confiabilidad de recierre (confiabilidad de reenganche). Además, un reconectador puede funcionar en una o más de las siguientes forms durante una falla sostenida:

- a. Como un dispositivo de protección primaria en el caso de una falla que se produzca directamente aguas abajo.
- b. En conjunción con un fusible para una falla aguas abajo del fusible.
- c. En conjunto con un seccionalizador, interrumpiendo la falla y luego volviendo a cerrar después de la apertura del seccionalizador.

Los índices de confiabilidad no se relacionan linealmente con el PR y RR , y se pueden deducir de las expresiones en la Tabla 4-3, Tabla 4-4 y la Tabla 4-5.

Los índices de confiabilidad, sin embargo, se pueden aproximar con menos del 5% de error, ya que varía linealmente, suponiendo que PR del reconectador y RR son iguales.

Si los índices de confiabilidad varían linealmente con la tasa de falla, la reducción del riesgo asociado con el mantenimiento de cada componente se puede conseguir mediante el cálculo de los índices de confiabilidad antes y después del mantenimiento.

4.5 EVALUACIÓN DE RIESGOS POR SANCIONES REGULATORIAS

La definición de riesgo expuesto en la Sección 2.3.1 incluye sanciones regulatorias, un método para determinar el riesgo de una sanción regulatoria asociada con la falla de un componente se describe a continuación.

El cálculo de riesgo regulatorio utiliza la información obtenida de la evaluación analítica. Los índices de calidad del servicio técnico, *TTIK*, *FMIK*, y las tasas de falla, calculados antes y después del mantenimiento de un componente, se utilizan como insumos. Debido a que los índices se supone que son lineales, las ecuaciones de las líneas rectas para *FMIK* y *TTIK* como una función de la tasa de falla de un componente pueden ser determinados.

Para los postes de madera y desbroce de vegetación, un vector de números aleatorios " U_n " se crea, en la que " n " representa el número de años que la simulación se lleva a cabo. Suponiendo una distribución de Poisson para el número de veces que un componente falle en un año determinado, el número de fallas en cada uno de los años " n " puede ser determinado por la resolución de la ecuación (4.12), donde $x(i)$ es el número de fallos en año " i ":

$$u_n(i) = \frac{\lambda^{x(i)} e^{-\lambda}}{x(i)!} \quad (4.12)$$

Usando el número de veces que el componente falla en un año en particular, en lugar de la tasa de fracaso, *FMIK* y *TTIK* puede ser calculada usando las relaciones lineales entre los índices y la tasa de fracaso del componente. Así, para un conjunto de números aleatorios extraídos para un componente, el número de veces que falla cada año correspondiente a los índices *FMIK(k)* y *TTIK(k)* para cada uno de los

años se pueden determinar. Dado que los números sorteados son aleatorios, $FMIK(k)$ y $TTIK(k)$ también son aleatorios. Del mismo modo, las variaciones aleatorias de $FMIK(k)$ y $TTIK(k)$ se pueden determinar usando la tasa de falla del componente después del mantenimiento. Dado que $FMIK(k)$ y $TTIK(k)$ están distribuidos al azar con distribuciones desconocidas, los métodos estadísticos pueden utilizarse para determinar las ecuaciones e índices ajustados que representan sus distribuciones. Pero este es un proceso complejo y no resulta una solución atractiva, especialmente si el número de componentes es muy grande. Si hay m componentes en un sistema, se necesitarían procedimientos de ajuste de curvas $4m$ (por $FMIK$ y $TTIK$, antes y después del mantenimiento) para evaluar el riesgo esperado.

El uso de la integración de Monte Carlo en su lugar, con la integral compleja definida en las ecuaciones (2.11) y (2.12) se puede reducir a una suma más conveniente, como se muestra en la ecuación (4.13) y (4.14).

$$\begin{aligned}
 PBRF(k) &= \int_{T_F}^{\infty} PBR(FMIK) \cdot f(FMIK(k)) d(FMIK(k)) \\
 &\approx \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n PBR(FMIK(x_k(i)))
 \end{aligned}
 \tag{4.13}$$

$$\begin{aligned}
 PBRD(k) &= \int_{T_D}^{\infty} PBR(TTIK) \cdot f(TTIK(k)) d(TTIK(k)) \\
 &\approx \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n PBR(TTIK(x_k(i)))
 \end{aligned}
 \tag{4.14}$$

Estas expresiones se evalúan para cada componente antes y después del mantenimiento para determinar la reducción en el riesgo de penalización regulatoria obtenida por el mantenimiento de cada componente.

Capítulo 5

VALIDACIÓN DE LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD Y OPTIMIZACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL RIESGO

5.1 VALIDACIÓN DE LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

La metodología de cálculo y formulación de evaluación de la confiabilidad detallada en las secciones 4.2 a 4.5 se validan mediante el sistema de prueba IEEE [42], el cual consiste en un sistema de distribución eléctrico para uso didáctico en la enseñanza de la evaluación la confiabilidad del sistema de energía. Incluye todos los elementos principales que se encuentran en los sistemas reales, es lo suficientemente pequeño para que los estudiantes puedan analizar utilizando cálculos manuales y, por tanto, entender completamente los modelos de confiabilidad y técnicas de evaluación.

La Figura 5-1 muestra el sistema de prueba de 4 alimentadores de distribución radiales mientras que los datos necesarios para nuestro análisis se muestran en la Tabla 5-1 y Tabla 5-2.

La tasa de falla y el tiempo medio de reparación se consideran los siguientes:

- ✓ Segmentos de líneas aéreas: 0.065 fallas/km-año, 5 Horas
- ✓ Transformadores de distribución: 0.015 fallas/año, 200 horas

Se supone que el tiempo de conmutación (MTTS) es de 1 hora, mientras que todos los dispositivos de protección y de conmutación son asumidos para que funcionen con una confiabilidad del 100%.

Para simplificar el cálculo, los transformadores de distribución junto con los segmentos de línea correspondientes se reducen a un solo componente equivalente, utilizando la tasa de fallas y tiempo de reparación para los componentes conectados en serie [43].

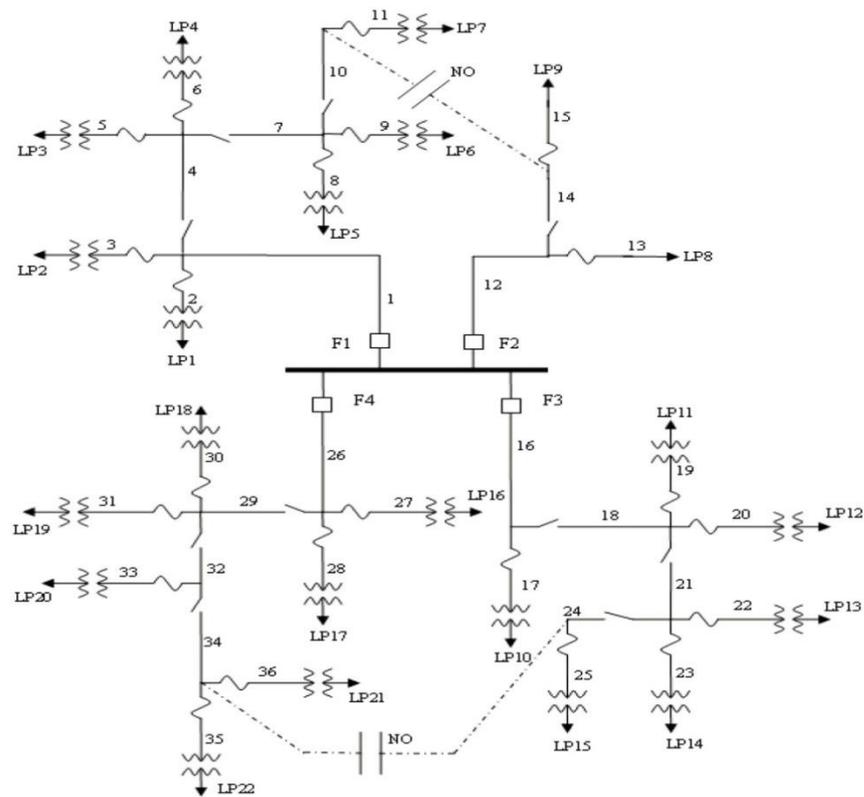


Figura 5-1 Sistema de prueba de confiabilidad IEEE bus 2 [42]

Alimentador	Puntos de carga	Carga (PROMEDIO) / Punto (KW)	Numero de clientes / Puntos	Tipo de cliente
1	1	535	210	Residencial
1	2	535	210	Residencial
1	3	535	210	Residencial
1	4	566	1	Institución
1	5	566	1	Institución
1	6	454	10	Comercial
1	7	454	10	Comercial
Subtotal alimentador 1=		3.645	652	
2	8	1000	1	Industrial
2	9	1150	1	Industrial
Subtotal alimentador 2=		2.150	2	
3	10	535	210	Residencial
3	11	535	210	Residencial
3	12	450	200	Residencial
3	13	566	1	Institución
3	14	566	1	Institución
3	15	454	10	Comercial
Subtotal alimentador 3=		3.106	632	
4	16	454	10	Comercial
4	17	450	200	Residencial
4	18	450	200	Residencial
4	19	450	200	Residencial
4	20	566	1	Institución
4	21	566	1	Institución
4	22	454	10	Comercial
Subtotal alimentador 4=		3.390	622	
TOTAL:		12.291	1.908	

Tabla 5-1 Datos de clientes IEEE bus 2 [42]

Longitud (km)	Numeros de sección de alimentador
0.6	2, 6, 10, 14, 17, 21, 25, 28, 30, 34
0.75	1, 4, 7, 9, 12, 16, 19, 22, 24, 27, 29, 32, 35
0.8	3, 5, 8, 11, 13, 15, 18, 20, 23, 26, 31, 33, 36

Tabla 5-2 Longitud de sección de alimentadores IEEE bus 2 [42]

En la Tabla 5-3, se indican los índices de confiabilidad calculados con la formulación expuesta en los capítulos anteriores, que coinciden con los del sistema de prueba.

Alimentador #	SAIFI (clientes/año)		SAIDI (clientes horas/año)		ENS (KWh/año)		AENS (KWh/clientes.año)	
	Previsto	RBTS*	Previsto	RBTS*	Previsto	RBTS*	Previsto	RBTS*
1	0.248	0.248	3.618	3.620	13172.06	13172	20.20	20.20
2	0.140	0.140	0.523	0.520	1122.06	1122	561	561
3	0.250	0.250	3.624	3.620	11203.20	11203	17.73	17.73
4	0.247	0.247	3.605	3.610	12248.36	12248	19.69	19.69
Sistema	0.248	0.248	3.613	3.610	37745.68	37746	19.78	19.78

Tabla 5-3 Los índices de confiabilidad para el sistema de prueba IEEE bus 2

5.2 OPTIMIZACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL RIESGO

De acuerdo a lo indicado en la Sección 2.3.2, la optimización consiste en maximizar la reducción del riesgo y la solución se fundamenta en determinar la reducción del riesgo presentada por cada una de las tareas de mantenimiento aspirante a ser seleccionada, los resultados de cada tarea de mantenimiento se combinan con los recursos necesarios, como son el costo financiero y el costo laboral. Esta triple combinación son las entradas al optimizador.

5.2.1 Planteamiento del Problema

En el enunciado del problema, se utilizan los siguientes términos:

P es el número de proyectos de mantenimiento.

$p = 1, \dots, P$ es el índice sobre el conjunto de proyectos.

N_p es el número de componentes candidatos dentro de la categoría p .

$k = 1, \dots, Np$ es el índice sobre el conjunto de componentes candidatos dentro de la categoría p .

Mk es el número de tareas de mantenimiento de la componente k .

$l = 1, \dots, Mk$ es el índice sobre el conjunto de las actividades de mantenimiento de la componente k .

$\Delta Riesgo(k, l)$ es la reducción del riesgo relacionados con cada tarea candidato de mantenimiento preventivo.

$Costo(k, l)$ son los recursos monetarios necesarios para cada tarea.

$Labor(k, l)$ es la mano de obra necesaria para esa tarea.

Por lo tanto, cada tarea se asocia con un triplete: $\{\Delta Riesgo(k, l), Costo(k, l),$ y la $Labor(k, l)\}$. Para cada tarea, $Seleccionar(k, l)$ selecciona la variable de la tarea del mantenimiento con (1) o (0) si no está seleccionada. Las tres variables son introducidas en el optimizador, que identifica los valores de $Seleccionar(k, l)$ para todas las tareas que maximizan la reducción del riesgo sujeto a las limitaciones de los recursos.

$Presupuesto(p)$ es el presupuesto asignado a la categoría de mantenimiento p .

$TotalLabor(p)$ es la mano de obra disponible, en horas, en la categoría de mantenimiento p .

La formulación de la optimización tiene dos pasos.

- El primero es el *subproblema* selección de tareas, la cual selecciona las tareas dentro de las limitaciones de recursos en cada categoría de mantenimiento.
- El segundo es el *subproblema* planificación presupuestaria, que se relaciona con la asignación de los recursos presupuestados para las tareas de mantenimiento.

La formulación del *subproblema* de selección de tareas es la siguiente:

$$\text{Max: } \sum_{k=1}^{N_p} \sum_{l=1}^{M_k} \Delta \text{Riesgo}(k, l) \text{ Seleccionar}(k, l) \quad (5.1)$$

Con las siguientes limitaciones:

$$\sum_{k=1}^{N_p} \sum_{l=1}^{M_k} \text{Seleccionar}(k, l) \text{ Costo}(k, l) \leq \text{Presupuesto } (p) \quad (5.2)$$

$$\sum_{k=1}^{N_p} \sum_{l=1}^{M_k} \text{Seleccionar}(k, l) \text{ Labor}(k, l) \leq \text{TotalLabor } (p) \quad (5.3)$$

$$\sum_{l=1}^{M_k} \text{Seleccionar}(k, l) \leq 1; \quad \forall k \in N_p \quad (5.4)$$

$$\text{Seleccionar}(k, l) \in \left[0/1 \right] \quad (5.5)$$

El objetivo de la ecuación (5.1), es maximizar la reducción de riesgo total. La restricción de la ecuación (5.2) representa la restricción presupuestaria, y la ecuación (5.3) representa la restricción de recursos de mano de obra disponibles. La restricción representada por la ecuación (5.4) indica que cada componente se selecciona una vez en el tiempo seleccionado durante la evaluación y la ecuación (5.5) indica que es una selección binaria 0 o 1.

5.3 ILUSTRACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA BASADO EN EL RIESGO DE LA OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS

La Figura 5-2 muestra los pasos para implementar lo indicado en los capítulos anteriores. Los datos históricos de interrupción obtenidos a partir del sistema de gestión de interrupción (OMS), son los insumos primarios. Se utilizan para calcular los índices de confiabilidad históricos y para desarrollar los modelos estadísticos para predecir las características de fallo de equipos de distribución y evaluar los efectos de mantenimiento.

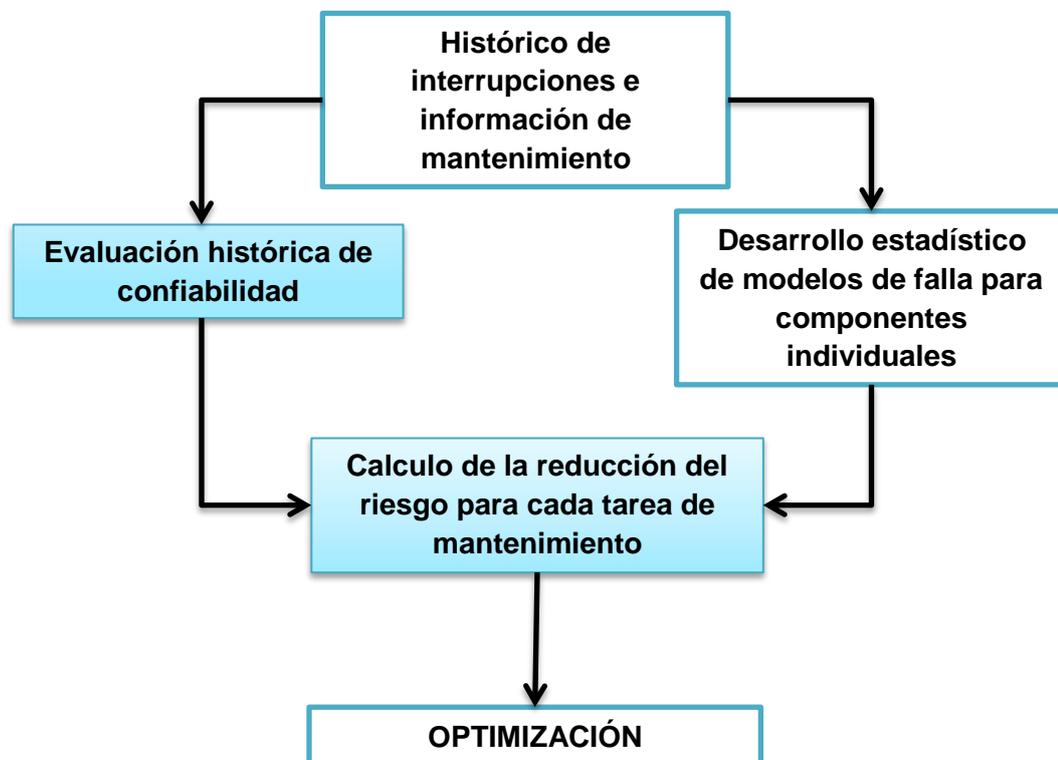


Figura 5-2 Pasos para implementar el método propuesto

Tomaremos de ejemplo el sistema de distribución eléctrica de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR), el cual está constituido por 74 alimentadores, cada uno clasificado como urbano o rural, el área de cobertura está estructurada geográficamente por cuatro zonas que son las siguientes:



- ✓ Zona 1: Centro histórico de la ciudad de Cuenca y la provincia de Cañar, a excepción de los cantones de Azogues y parte de Deleg.
- ✓ Zona 2: sectores ubicados en el norte de la ciudad de Cuenca y los cantones de Gualaceo, Paute, Sigüig.
- ✓ Zona 3: sectores ubicados en el sur de la ciudad de Cuenca y los cantones de Santa Isabel, Girón, San Fernando, Nabón, Oña.
- ✓ Zona 4: corresponde a la provincia de Morona Santiago, a excepción de los cantones de Gualaquiza y Palora.

En los Anexos 1, 2 y 3 de este trabajo se presenta el área de cobertura, topología de la red de media tensión y división por Zonas de atención de la distribuidora CENTROSUR, de quien se analizara la estadística de interrupciones a continuación.

5.3.1 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD HISTÓRICA

El historial de interrupciones se utiliza para calcular FMIK y TTIK en los períodos de 2011 a 2014 y proporcionan la información para el análisis del historial de interrupciones que forma la base para la estimación de tasa de falla y duración de la interrupción media que es utilizada en el análisis predictivo presentado en secciones posteriores. Se excluyen los apagones de menos de tres minutos que se clasifican como temporales.

En la Tabla 5-4 se resume los índices de confiabilidad históricos de manera individual de los años 2011 al 2014, las causas que provocaron las interrupciones en el sistema de la distribuidora CENTROSUR se puede apreciar con mayor detalle en los Anexos del 4 al 7.

Región	AÑO 2011			AÑO 2012		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	9,474302219	16,8129241	7.455	8,929662935	18,57030113	7.508
Zona 1	2,04997282	3,821285017	2.298	2,056794863	3,575969558	1.581
Zona 2	3,345199841	4,667900035	2.380	3,312671957	6,724982742	2.101
Zona 3	3,328456802	5,416353641	2.193	2,448290369	6,038921444	2.923
Zona 4	0,750672756	2,907385403	584	1,111779713	2,230222901	903

Región	AÑO 2013			AÑO 2014		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	6,3277628	10,0673503	6.598	8,131341597	11,29955443	6.834
Zona 1	1,212378114	1,568084646	1.173	2,808341272	4,184448886	1.567
Zona 2	2,270607152	2,864109411	2.039	2,92620872	3,16329725	2.113
Zona 3	1,842340043	2,972159752	2.429	1,570328991	2,258087378	2.212
Zona 4	1,002437446	2,662996452	957	0,826462614	1,693720913	942

Tabla 5-4 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones del sistema de distribución de CENTROSUR

Como puede observarse los índices de confiabilidad general FMIK y TTIK del período de análisis supera los establecidos en la regulación No. CONELEC – 004/01 de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución definido por el ente regulador, los cuales son de 4 veces y 8 horas en el año (Subetapa 1).

En las Tabla 5-5, Tabla 5-6 y Tabla 5-7 se indican las estadísticas de confiabilidad históricos del sistema de distribución de CENTROSUR de los años 2011 al 2014 considerando las interrupciones producidas por fallas en reconectores, postes de madera y desbroce de vegetación:

Región	AÑO 2011			AÑO 2012		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	0,102160883	0,125215172	7	0	0	0
Zona 1	0,049147163	0,062759406	5	0	0	0
Zona 2	0,053013719	0,062455766	2	0	0	0
Zona 3	0	0	0	0	0	0
Zona 4	0	0	0	0	0	0

Región	AÑO 2013			AÑO 2014		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	0,004647703	0,001239387	1	0,000045290	0,000047554	0
Zona 1	0	0	0	0	0	0
Zona 2	0	0	0	0	0	0
Zona 3	0,004647703	0,001239387	1	0,000045290	0,000047554	1
Zona 4	0	0	0	0	0	0

Tabla 5-5 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones del sistema de distribución de CENTROSUR por fallas en reconectores

Región	AÑO 2011			AÑO 2012		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	0,096788335	0,250143118	82	0,010427338	0,041952869	62
Zona 1	0,017955573	0,091822289	15	0,001629544	0,005846451	13
Zona 2	0,007019205	0,022859816	22	0,006630729	0,022452798	23
Zona 3	0,071125938	0,129798988	39	0,002146143	0,013109657	25
Zona 4	0,000687619	0,005662026	6	2,09217E-05	0,000543964	1

Región	AÑO 2013			AÑO 2014		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	0,014883443	0,072685299	67	0,036420575	0,089360102	71
Zona 1	0,007438386	0,045778804	19	0,00609061	0,009000362	14
Zona 2	0,004397591	0,013712457	20	0,00155261	0,006413029	25
Zona 3	0,002885783	0,012328978	25	0,026661466	0,058597153	29
Zona 4	0,000161683	0,00086506	3	0,002115889	0,015349558	3

Tabla 5-6 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones del sistema de distribución de CENTROSUR por fallas en postes de madera



Región	AÑO 2011			AÑO 2012		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	0,884054339	1,547294755	639	0,040351034	0,049911512	673
Zona 1	0,184339328	0,527099824	127	0,163997628	0,228917191	78
Zona 2	0,348258732	0,418854667	225	0,203414291	0,563375572	169
Zona 3	0,332335843	0,562921671	212	0,379581354	0,886502315	302
Zona 4	0,019120437	0,038418592	75	0,040351034	0,049911512	124

Región	AÑO 2013			AÑO 2014		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	0,427225827	0,703102511	585	0,872145588	1,074402088	653
Zona 1	0,03519641	0,097126115	52	0,176412738	0,157546418	82
Zona 2	0,149794604	0,198676956	155	0,4058153	0,384618906	141
Zona 3	0,205611085	0,286119568	211	0,240210085	0,32399736	214
Zona 4	0,036623729	0,121179872	167	0,049707466	0,208239403	216

Tabla 5-7 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones del sistema de distribución de CENTROSUR por fallas de vegetación

De acuerdo al análisis realizado las fallas producidas en el sistema de distribución no corresponden significativamente a reconectores, postes de madera ni vegetación; a continuación se indica la causa por la que se produjo mayor número de interrupciones el cual es debido a cortocircuito en la red:

Región	AÑO 2011			AÑO 2012		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	0,562537894	1,068004027	812	0,743581223	1,694881534	866
Zona 1	0,123207737	0,298654735	359	0,273380567	0,634098782	207
Zona 2	0,258517101	0,337309763	258	0,293763421	0,499290305	234
Zona 3	0,180112764	0,431357297	187	0,175193366	0,552637245	401
Zona 4	0,000700292	0,000682233	8	0,00124387	0,008855202	24

Región	AÑO 2013			AÑO 2014		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	0,54929056	0,867456483	590	0,036420575	0,089360102	71
Zona 1	0,090308366	0,127723983	91	0,00609061	0,009000362	14
Zona 2	0,287243943	0,292881469	264	0,00155261	0,006413029	25
Zona 3	0,168130293	0,440095004	215	0,026661466	0,058597153	29
Zona 4	0,003607958	0,006756027	20	0,002115889	0,015349558	3

Tabla 5-8 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones del sistema de distribución de CENTROSUR por fallas de cortocircuito en la red

A continuación se muestra los índices de confiabilidad históricos del sistema de distribución de CENTROSUR debido a fallas diversas que se han producido:

Región	AÑO 2011			AÑO 2012		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	7,828760768	13,82226702	5.915	8,13530334	16,78355521	5.907
Zona 1	1,675323019	2,840948763	1.792	1,617787125	2,707107135	1.283
Zona 2	2,678391085	3,826420023	1.873	2,808863516	5,639864067	1.675
Zona 3	2,744882257	4,292275685	1.755	1,891369506	4,586672227	2.195
Zona 4	0,730164408	2,862622553	495	1,070163887	2,170912223	754

Región	AÑO 2013			AÑO 2014		
	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES	FMIK	TTIK	No. INTERRUPCIONES
Total	5,331715266	8,422866619	5.355	7,186309569	10,04638458	6.039
Zona 1	1,079434951	1,297455743	1.011	2,619747315	4,008901743	1.457
Zona 2	1,829171015	2,358838529	1.600	2,5172882	2,765852286	1.922
Zona 3	1,46106518	2,232376814	1.977	1,276750684	1,816848158	1.939
Zona 4	0,962044076	2,534195493	767	0,77252337	1,454782394	720

Tabla 5-9 Índices históricos de interrupciones causadas por fallas diversas

La estadística indicada en la Tabla 5-9 corresponde a interrupciones producidas en el sistema de distribución debido a fallas en:

- Líneas, puentes, tensores arrancados
- Transformador, seccionador, pararrayos averiados
- Aisladores, crucetas, conectores defectuosos
- Transformador o red sobrecargada
- Red recocida y/o floja
- Alumbrado público defectuoso
- Falla en el equipo de medición (TC,TP)
- Descargas atmosféricas, vientos, inundaciones, incendios, deslizamientos
- Animales en la red
- Choques a estructuras de distribución
- Maniobras por transferencia de carga
- Conexiones dolosas
- Proyectos de ampliaciones de redes de distribución
- Proyectos de mejora de redes de distribución
- Mantenimientos diversos en elementos del sistema de distribución
- Fallas en el transmisor y/o baja frecuencia en el sistema
- Daños ocasionados por otras empresas de servicios públicos



- Manipulación del sistema de distribución por personal no autorizado
- Fuerza mayor, caso fortuito

Para estimar los parámetros de confiabilidad de líneas aéreas, cables subterráneos, dispositivos de protección y de conmutación se calcula FMIK y TTIK por un período de cuatro años (2011 a 2014).

Las interrupciones sostenidas o permanentes se clasifican en dos categorías:

- a. Interrupciones causadas por fallas en líneas aéreas o subterráneas, incluidos los causados por el clima, la vegetación, los animales, las sobrecargas y fallas en los componentes, incluyendo interruptores, reconectores, fusibles, seccionadores e interruptores de la subestación.
- b. Interrupciones debidas a otras causas, incluyendo fallo en la línea de transmisión, la interferencia pública, mantenimiento de empresas de servicios públicos, errores de personal operativo, y otros eventos.

En la Tabla 5-10 se resume los índices de confiabilidad históricos para todas las causas de interrupciones, mientras que en la Tabla 5-11 se muestra los índices históricos de interrupciones causadas por fallas de elementos del sistema de distribución en período 2011-2014 y en la Tabla 5-12 se muestran los Índices históricos de interrupciones causadas por fallas diversas en el sistema de distribución de la CENTROSUR en el período 2011-2014. Los valores de la Tabla 5-10 corresponden a la suma de los valores de la Tabla 5-11 y Tabla 5-12.

Región	FMIK	TTIK
Total	32,86294347	56,74992543
Zona 1	8,12748707	13,14978811
Zona 2	11,85468767	17,42028944
Zona 3	9,189416204	16,68552221
Zona 4	3,691352529	9,49432567

Tabla 5-10 Índices de confiabilidad históricos de interrupciones generales de sistema de distribución CENTROSUR período 2011-2014

Región	FMIK	TTIK
Total	24,25159513	35,60799515
Zona 1	6,116646209	8,898371014
Zona 2	9,087274321	12,03549403
Zona 3	7,481117797	11,96595211
Zona 4	1,566556805	2,708177999

Tabla 5-11 Índices históricos de interrupciones causadas por fallas de elementos del sistema de distribución de CENTROSUR período 2011-2014

Región	FMIK	TTIK
Total	8,61134834	21,14193028
Zona 1	2,01084086	4,251417093
Zona 2	2,767413349	5,384795411
Zona 3	1,708298407	4,719570101
Zona 4	2,124795724	6,786147671

Tabla 5-12 Índices históricos de interrupciones causadas por fallas diversas en el sistema de distribución CENTROSUR período 2011-2014

Realizando una comparación entre los índices SAIFI vs. FMIK y SAIDI vs. TTIK obtenemos los siguientes resultados para el sistema CENTROSUR:

Región	SAIFI	FMIK	SAIDI	TTIK
Total	34,30811392	32,86294347	58,2610904	56,7499254
Zona 1	9,230304465	8,12748707	13,6323956	13,1497881
Zona 2	10,66425961	11,85468767	14,5966668	17,4202894
Zona 3	10,02106378	9,189416204	18,5629038	16,6855222
Zona 4	4,392486065	3,691352529	11,4691243	9,49432567

Variación SAIFI vs. FMIK	4,4%
Variación SAIDI vs. TTIK	2,7%

Tabla 5-13 Índices SAIFI vs. FMIK y SAIDI vs TTIK en el sistema de distribución CENTROSUR período 2011-2014

Como puede observarse en la Tabla 5-13 existe correspondencia entre los índices SAIFI con FMIK y SAIDI con TTIK, por lo que se consideran los índices



del sistema FMIK y TTIK para el análisis del efecto de la interrupción del servicio sobre la satisfacción del cliente.

5.3.2 ANÁLISIS PREDICTIVO

Antes de emplear los índices predictivos, se deben correlacionar con los índices históricos. Los Índices predictivos se ajustan mediante el cálculo de las tasas de falla de los componentes y los tiempos de reparación.

5.3.3 La falla y la estimación del parámetro de reparación para el análisis predictivo

Para predecir los índices de confiabilidad del sistema de distribución, se debe contar con el valor de la tasa de falla y el tiempo de reparación para cada componente modelado como son: líneas aéreas, cables subterráneos, fusibles, reconectadores, seccionadores e interruptores.

Para estimar la tasa de falla de las líneas aéreas, se obtuvo de la siguiente manera: el número total de interrupciones generales sostenidas observados durante el período 2011-2014 se dividió para el número de kilómetros de circuitos aéreos multiplicado por el número de años, como se muestra en la ecuación (5.5) El tiempo medio de reparación se calcula a partir de los tiempos de reparación de cada uno de los fallos sostenidos durante el mismo período, como se muestra en la ecuación (5.6).

Un procedimiento similar se siguió para cables subterráneos. La Tabla 5-14 resume las tasas de fracaso promedio estimados y los tiempos de reparación de líneas aéreas y cables subterráneos.

$$\lambda_p = \frac{\text{Número total de interrupciones sufridas}}{\text{Total de kilometros de circuito} * \text{Número de años}} \left[\frac{\text{fallas}}{\text{kilometro}} \text{año} \right] \quad (5.6)$$

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo total de reparación}}{\text{Número total de interrupciones sufridas}}$$

(5.7)

Componente	Categoría	Fase	Tasa de falla promedio (fallos/kilometro-año)	MTTR (horas)
Cables aéreos y subterráneos	Urbano	3 Fases	0,177128159	3,683971927
		2 Fases	3,154091729	2,249372385
		1 Fase	0,05979977	3,929302555
	Rural	3 Fases	0,078417512	2,380105684
		2 Fases	0,11271141	1,763423423
		1 Fase	0,11023164	4,533403122

Tabla 5-14 Estimaciones de los parámetros de confiabilidad para las líneas aéreas y cables subterráneos

El parámetro de la confiabilidad de los dispositivos de protección y de conmutación idealmente se calcula a partir del número medio de veces que se espera que el dispositivo funcione y el número de veces que opera correctamente. Sin embargo, estos no estaban disponibles en la base de datos de interrupciones que dispone CENTROSUR. En cambio, la probabilidad de fallo se estima a partir de los datos disponibles, utilizando la ecuación (5.7).

$$PF = \frac{\text{Número de fallos de dispositivos}}{\text{Número total de operaciones del dispositivo}}$$

(5.8)

Los Índices de confiabilidad de los dispositivos de protección y de conmutación se pueden estimar a partir de PF. Para fusibles, seccionadores e interruptores de subestación, cuyo principal modo de fallo es el error al abrir una falla, la confiabilidad de protección es el complemento de PF, como se describe en la Sección 4.1.7 y se muestra en la ecuación (5.8).

$$PR = 1 - PF \quad (5.9)$$

Del mismo modo la confiabilidad de conmutación de un interruptor se calcula por la ecuación (5.9).

$$SR = 1 - PF \quad (5.10)$$

Para reconectadores, dos modos de falla son posibles: falla en la apertura, y la falla para volver a cerrar. La Confiabilidad de Protección PR y la Confiabilidad de volver a Cerrar (reenganche) RR se estiman como se describe en la Sección 4.1.7 y se muestra en la ecuación (5.10).

$$PR = RR = \sqrt{1 - PF} \quad (5.11)$$

Las medidas de confiabilidad calculados para los dispositivos de protección y de conmutación se tabulan y se muestran en la Tabla 5-14.

Se supone que el tiempo medio para conmutación del interruptor es de una hora, tomado en base a la experiencia de campo del personal operativo. Debido a que los tiempos de conmutación de los dispositivos de protección no se conocen, se supone que el $MTTS_{dev}$ es de una hora, al igual que el de $MTTS_{swi}$. Para este ejemplo, se supone que todos los fallos de conmutación se deben a un interruptor al no hacer la operación prevista. La confiabilidad del dispositivo de protección es entonces 100% y la probabilidad de la secuencia de conmutación es SR solo del interruptor.

Componente	Categoría	Confiabilidad de Protección (PR)	MTTR (horas)	Confiabilidad de recierre (RR)	Confiabilidad de Conmutación (SR)
Fusible	Urbano	0,097	2,58	0,000	1,00
	Rural	0,867	3,89	0,000	1,00
Reconectador	Urbano	0,655	0,59	0,655	1,00
	Rural	0,535	0,63	0,535	1,00
Interruptor	Urbano	0,000	2,33	0,000	0,79
	Rural	0,000	2,00	0,000	0,62
Interruptor de subestación	Urbano	0,928	0,68	0,000	1,00
	Rural	0,933	1,01	0,000	1,00

Tabla 5-15 Estimaciones de los parámetros de confiabilidad de los dispositivos de protección y de conmutación

5.4 CALCULO DE LA REDUCCIÓN DEL RIESGO

Los cálculos de la reducción del riesgo se realizan para el sistema de ejemplo y los resultados se presentan a continuación, los cuales ingresan a un optimizador para asignar los recursos disponibles.

En la Tabla 5-16 se enumeran las tareas de mantenimiento disponibles, tres categorías se consideran: los postes de madera, reconectadores y poda de árboles. Cada categoría tiene sus propias cuentas de trabajo y recursos, hay 22.945 postes de madera en todo el sistema de la CENROSUR, por lo que hay 22.945 tareas candidatos en la categoría de poste de madera. Hay 74 tareas candidatos en la categoría reconectador y 66 tareas de poda árboles candidatos urgentes. Esto produce un total de 23.085 tripletes de $\{\Delta Riesgo(k,l), Costo(k,l), Labor(k,l)\}$. Se calcula la reducción del riesgo presentado por cada uno de los proyectos y se obtienen los costos financieros y laborales. Estos son la entrada para el optimizador.

Contingencia	Modos de falla	Actividad de mantenimiento	Nivel de mantenimiento	Costo de falla
Salida de línea de distribución	Contacto con árbol	Poda de árbol	Basado en el alimentador	\$500 /corte
	Falla de poste	Tratamiento de poste y reemplazo	Basado en el segmento	\$ 200
Falla en el reconectador	Falla en la apertura y falla en el recierre	Mantenimiento menor, mantenimiento mayor y reemplazo	Basado en el componente	\$ 25.000

Tabla 5-16 Modos de fallo y actividades de mantenimiento correspondientes

Las sanciones regulatorias se consideran de los límites establecidos en la Regulación No. CONELEC – 004/01 para los alimentadores urbanos y rurales y los valores de penalización se suponen como sigue:

- \$ 25,000 si el FMIK supera 4,0 interrupciones sostenidas.
- \$ 75,000 si el valor TTIK es superior a 8.0 horas.

Los coeficientes para los diversos factores que contribuyen se supone que son:

- La satisfacción del cliente 100,00
- Pérdida de ingresos 10.00
- Costo de la falla de un componente 1.00
- Sanciones Regulatorias 0.01

Cada empresa especificará estos coeficientes para representar la importancia relativa o la confianza en los valores calculados. La reducción del riesgo total obtenida por el mantenimiento de un componente está dada por la ecuación (5.11).

$$\begin{aligned}
 & \begin{array}{c} \text{Satisfacción del cliente} \\ \text{Energía no suministrada} \end{array} \\
 & \Delta Riesgo(k) = 100. (\Delta FMIK(k) + \Delta TTIK(k)) + 10. \Delta ENS(k) \\
 & \begin{array}{c} \text{Costo de falla del equipo} \\ \text{Sanciones regulatorias} \end{array} \\
 & + \Delta CostoRiesgo(k) + 0,01. (\Delta PBRF(k) + \Delta PBRD(k)) \\
 & \hspace{20em} (5.12)
 \end{aligned}$$

5.4.1 Mantenimiento del reconectador

En la investigación bibliográfica no se encontraron modelos estadísticos para los reconectores, por lo que un enfoque determinista simple se usa para los cálculos de reducción del riesgo como se muestra en la Tabla 5-16, tres actividades diferentes se consideran para el mantenimiento preventivo del reconectador:

- Mantenimiento menor (cambio de aceite)
- Mantenimiento mayor (recalibración - ajustes)
- Reemplazo o sustitución.

Se analiza la información de cuatro años de interrupciones de la base de datos de CENTROSUR y se utilizan para ilustrar el método de evaluación del reconectador. Existen 74 reconectores en el sistema, 9 fallas atribuibles a reconectador se produjeron durante este período. La ecuación (3.1) produce una tasa de falla λ promedio (media) de:

$$\begin{aligned}
 \lambda \left(\frac{1}{2} \right) &= \frac{\text{Numero total de fallas de reconectores}}{(\text{Numero de reconectores})x (\text{Periodo de tiempo})} = \frac{9}{74 * 4} \\
 &= 0,030405405
 \end{aligned}$$

Se calculan los mejores ($\lambda(0)$) y peores tasas de fracaso ($\lambda(1)$), para esto se asume que cada reconfigurador instalado en el sistema ha fallado 0 veces como mejor tasa de falla y 1 vez como peor tasa de falla y dan los siguientes resultados:

$$\lambda(0) = \frac{0}{4} = 0,0000$$

$$\lambda(1) = \frac{1}{4} = 0,2500$$

Estos índices de falla son demasiado bajo y demasiado alto, respectivamente, para ser práctico; por lo tanto se tomará los índices de falla para $\lambda(0)$ y $\lambda(1)$ recomendado en la Sección 3.1.3.2 [23] y se utilizan para los mejores y peores valores los siguientes:

$$\lambda(0) = 0,0025$$

$$\lambda\left(\frac{1}{2}\right) = 0,030405405$$

$$\lambda(1) = 0,060$$

A continuación se calculan los coeficientes A, B, y C utilizando la ecuación (3.2)

$$A = 0,460997$$

$$B = 0,117542635$$

$$C = -0,458497$$

La ecuación resultante (3.3) es:

$$\lambda(x) = 0,460997 * e^{0,117542635*x} - 0,458497$$

La relación de la puntuación de la evaluación de la tasa de falla se muestra en la siguiente figura:

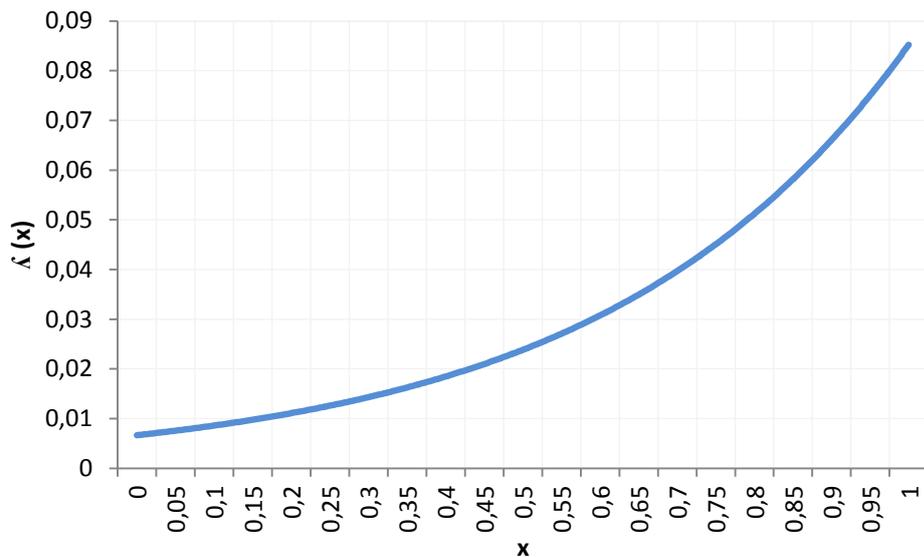


Figura 5-3 Puntuación reconector vs tasa de falla

Las mejores y peores puntuaciones históricas para reconectores en el sistema de CENTROSUR no estaban disponibles; Por lo tanto, el peor (x_1) y las mejores puntuaciones (x_0) se supone que son 0,31 y 0,95, respectivamente.

En la Tabla 5-17 que se detalla a continuación se muestra las puntuaciones reales de un reconector que está a punto de fallar durante el servicio.

	CRITERIO	PESO (W) (PONDERACIÓN)	PUNTUACIÓN (ENTRE 0 Y 1)
			PRE-MANTENIMIENTO
Revisión en servicio	Edad del reconector	10	0,65
	Tasa de ciclo de trabajo	20	0,5
	Factor ambiental	20	n/a
	Experiencia con este tipo de reconector	10	0,7
	Estado de las abrazaderas	5	n/a
	Estado de los bushings	10	n/a
	Condiciones del tanque	5	0,4
Revisión en el taller	Edad del aceite	20	0
	Rigidez dielectrica del aceite	15	n/a
	Estado de la hidráulica	10	n/a
	Condición de los contactos	15	n/a
	Condición de caja de contacto	15	n/a
	Condiciones del Solenoide	15	n/a
	Condiciones del revestimiento del tanque	5	n/a
	Estado de los largueros	10	n/a
SUMA	65	25,5	
MEDIA PONDERADA		0,392307692	

Tabla 5-17 Puntuación típica de un reconector en estado a punto de fallar

En este caso el reconectador superó su ciclo de trabajo esperado, la calificación de la condición X_{CS} es de 0.3923.

Con la ecuación (3.4) se calcula el valor de x :

$$x = \frac{x_0 - x_{CS}}{x_0 - x_1} = \frac{0,95 - 0,392}{0,95 - 0,31} = 0,871875$$

Con el valor de x se calcula con la ecuación (3.3) la tasa de falla:

$$\lambda (0,871875) = A e^{B*x} + C = 0,052249859$$

La puntuación bajo condición, 0.392, como se esperaba produjo una tasa de falla más alta de lo normal.

A continuación se analiza las condiciones de un reconectador cerca del promedio que se obtuvo como se muestra en la Tabla 5-18.

	CRITERIO	PESO (W) (PONDERACIÓN)	PUNTUACIÓN (ENTRE 0 Y 1)
			PRE-MANTENIMIENTO
Revisión en servicio	Edad del reconectador	10	0,65
	Tasa de ciclo de trabajo	20	0,9
	Factor ambiental	20	n/a
	Experiencia con este tipo de reconectador	10	0,9
	Estado de las abrazaderas	5	n/a
	Estado de los bushings	10	n/a
	Condiciones del tanque	5	0,65
Revisión en el taller	Edad del aceite	20	0,33
	Rigidez dielectrica del aceite	15	n/a
	Estado de la hidráulica	10	n/a
	Condición de los contactos	15	n/a
	Condición de caja de contacto	15	n/a
	Condiciones del Solenoide	15	n/a
	Condiciones del revestimiento del tanque	5	n/a
	Estado de los largueros	10	n/a
SUMA		65	43,35
MEDIA PONDERADA			0,666923077

Tabla 5-18 Puntuación típica de un reconectador en estado medio

Con la ecuación (3.4) se calcula el valor de x :

$$x = \frac{x_0 - x_{CS}}{x_0 - x_1} = \frac{0,95 - 0,666923077}{0,95 - 0,31} = 0,4421875$$

Con el valor de x se calcula con la ecuación (3.3) la tasa de falla:

$$\lambda (0,4421875) = A e^{B*x} + C = 0,027094362$$

La puntuación baja condición, 0.667, como se esperaba produjo una mejor tasa de falla, en comparación con el caso anterior, además la tasa de falla del reconector en estado medio de acuerdo a la puntuación es muy cercana a la tasa de falla promedio que es 0,030405405.

A continuación se analiza en la Tabla 5-19 las puntuaciones relativas a un reconector relativamente nuevo que fue sometido a mantenimiento programado, lo cual se puede denotar en la edad del aceite, en la edad del equipo, en este caso no se esperó que el reconector complete el ciclo de trabajo para cambiar el aceite.

	CRITERIO	PESO (W) (PONDERACIÓN)	PUNTUACIÓN (ENTRE 0 Y 1)
			PRE-MANTENIMIENTO
Revisión en servicio	Edad del reconectador	10	0,95
	Tasa de ciclo de trabajo	20	1
	Factor ambiental	20	n/a
	Experiencia con este tipo de reconectador	10	0,9
	Estado de las abrazaderas	5	n/a
	Estado de los bushings	10	n/a
	Condiciones del tanque	5	0,85
Revisión en el taller	Edad del aceite	20	0,66
	Rigidez dielectrica del aceite	15	n/a
	Estado de la hidráulica	10	n/a
	Condición de los contactos	15	n/a
	Condición de caja de contacto	15	n/a
	Condiciones del Solenoide	15	n/a
	Condiciones del revestimiento del tanque	5	n/a
	Estado de los largueros	10	n/a
SUMA	65	55,95	
MEDIA PONDERADA			0,860769231

Tabla 5-19 Puntuación típica de un reconectador recientemente dado mantenimiento

Con la ecuación (3.4) se calcula el valor de x:

$$x = \frac{x_0 - x_{CS}}{x_0 - x_1} = \frac{0,95 - 0,860769231}{0,95 - 0,31} = 0,139423077$$

Con el valor de x se calcula con la ecuación (3.3) la tasa de falla:

$$\lambda (0,139423077) = A e^{B*x} + C = 0,01011714$$

La puntuación baja condición, 0.86, como se esperaba produjo una mejor tasa de falla, en comparación con los casos anteriores.

En resumen, esta metodología permite la evaluación cuantificable de la condición de un reconectador, la evaluación está diseñada para ser realizada en



el campo sin quitar el reconectador de servicio y la puntuación de la evaluación se convierte en una tasa de falla estimada, que se basa en datos históricos de interrupciones.

Los criterios de evaluación están directamente relacionados con las tareas de mantenimiento que se pueden realizar en el reconectador. Cada tarea de mantenimiento incrementará la puntuación de los criterios asociados, lo que resulta en una tasa de falla inferior calculada. Este método puede ser adaptado a otros componentes del sistema de distribución.

De acuerdo a lo indicado en la Tabla 5-16, tres actividades diferentes se consideran para el mantenimiento del reconectador: mantenimiento menor (cambio de aceite), el mantenimiento mayor (recalibración), y la sustitución del equipo.

Los reconectores se modelan por su confiabilidad de protección y confiabilidad de reenganche tal como se discutió en el Capítulo 4, estos se supone que son iguales, lo que da una relación lineal entre los índices de confiabilidad PR y RR.

A continuación se presenta una ilustración [50], en el cual se puede apreciar las ventajas del mantenimiento menor, mantenimiento mayor y el reemplazo o sustitución del equipo; la confiabilidad del reconectador antes del mantenimiento se supone que es el valor medio calculado por el análisis predictivo desarrollado en la Sección 5.3.3. En la realidad cada reconectador tendrá su propio PR, estas diferencias se pueden modelar utilizando modelos estadísticos de la Sección 3.1.3. para determinar la tasa de fracaso de cada reconectador. PR después de mantenimiento también se supone que es determinista y después del mantenimiento menor, PR se supone que se mejoró en 0.005. Del mismo modo el mantenimiento mayor mejora PR por 0.0125, y el reemplazo lo mejora por 0.025.

La Figura 5-4 ilustra la reducción del riesgo obtenida del mantenimiento del reconectador. Se observan los tres niveles de mantenimiento: menor, mayor y el

reemplazo. Se analizaron cinco re conectadores para demostrar los beneficios del mantenimiento frente a sus necesidades de gastos y recursos de mano de obra. Para simplificar el ejemplo, los re conectadores se suponen en condiciones idénticas antes del mantenimiento. Esta figura muestra que a pesar de las condiciones iniciales idénticas, la reducción del riesgo correspondiente obtenido del mantenimiento varían significativamente para los cinco re conectadores y por lo tanto deben ser incluidos para que sean priorizados las tareas de mantenimiento. La figura también muestra que la reducción del riesgo obtenido a partir de una tarea de mantenimiento de nivel inferior puede ser mayor que la obtenida a partir de una tarea de mantenimiento más caro de nivel superior en otro re conectador. Esto demuestra la importancia de utilizar estos métodos de toma de decisiones para optimizar el uso de los recursos disponibles.

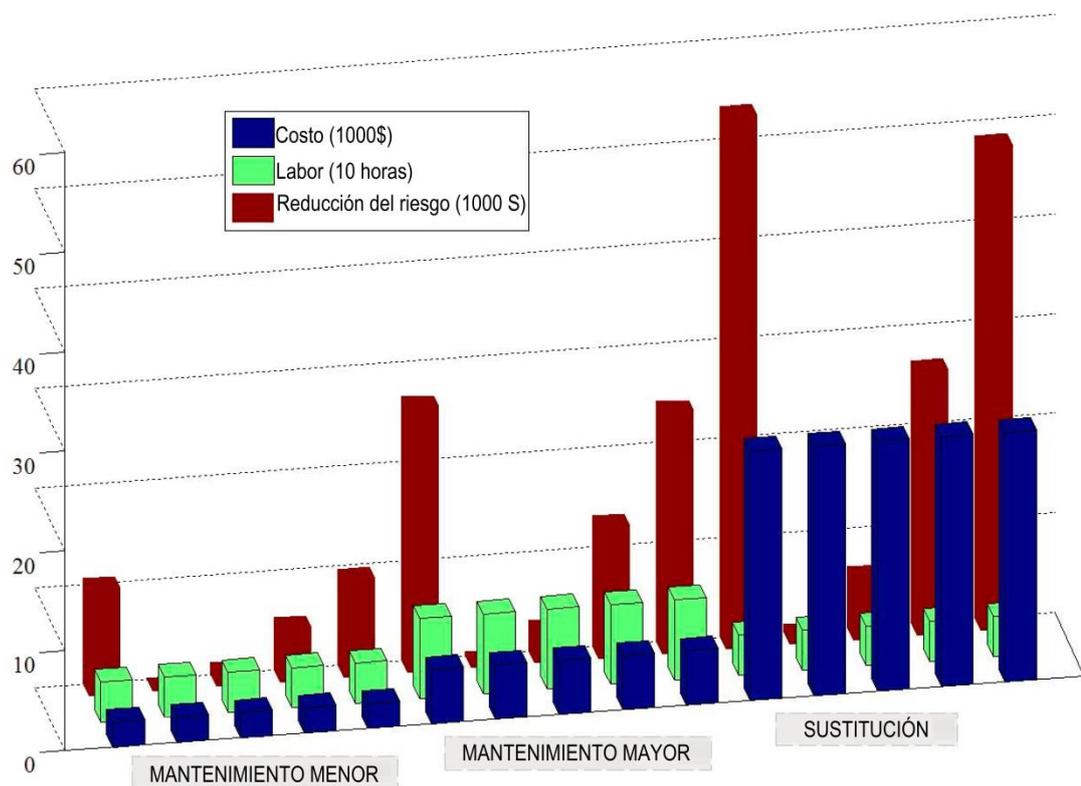


Figura 5-4 Reducción del riesgo debido al mantenimiento de re conectadores [50]



5.4.2 Mantenimiento de los postes de madera

Los datos de campo necesarios para la ilustración consisten en:

- La edad del poste de madera
- La fuerza inicial
- Una medición de resistencia residual de un poste que represente a un lote de postes de madera.

El conjunto total de postes en el sistema de distribución de la CENTROSUR es de 22.945 en edades comprendidas entre 1-79 años (al no disponer en la base de datos de CENTROSUR que se asumen estos valores), con una edad media de 30 años, dato real obtenido de la experiencia de trabajadores, tiempo en el cual se sustituyen los postes de madera en mejoras de redes de distribución. De los registros de interrupciones se puede indicar que el conjunto total de postes plantados en el sistema de la CENTROSUR alrededor del 5% (1.147 postes) habían comenzado a dar señales de envejecimiento y podían colapsar. Estos se conocen como el conjunto de decaída, que para el ejemplo varían en edad de 5 a 67 años con una edad media de 31 años.

La Figura 5-5 muestra la distribución del número de postes en cada edad de la población en descomposición.

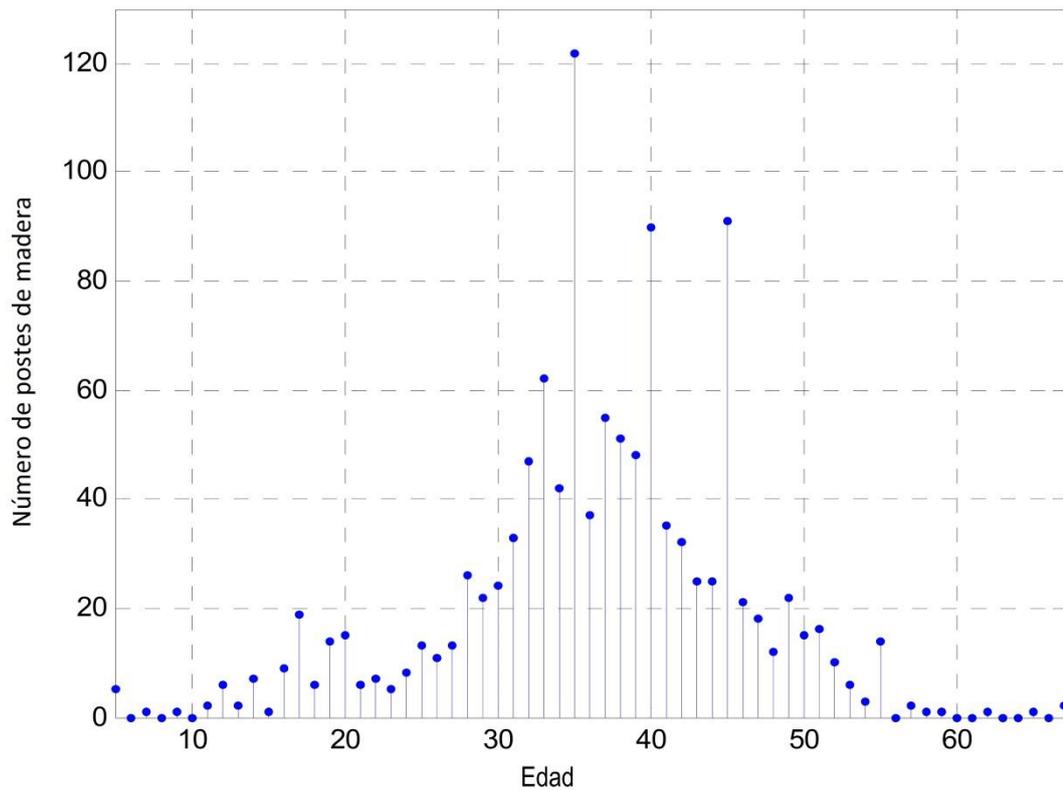


Figura 5-5 Número de postes en descomposición de todas las edades de la población

La Figura 5-6 muestra el porcentaje de fuerza perdida para cada poste en función de la edad del poste t para la población decaída. Cada punto representa el nivel de degradación de un poste específico en su edad dada, de esta manera se obtiene la ruta de degradación.

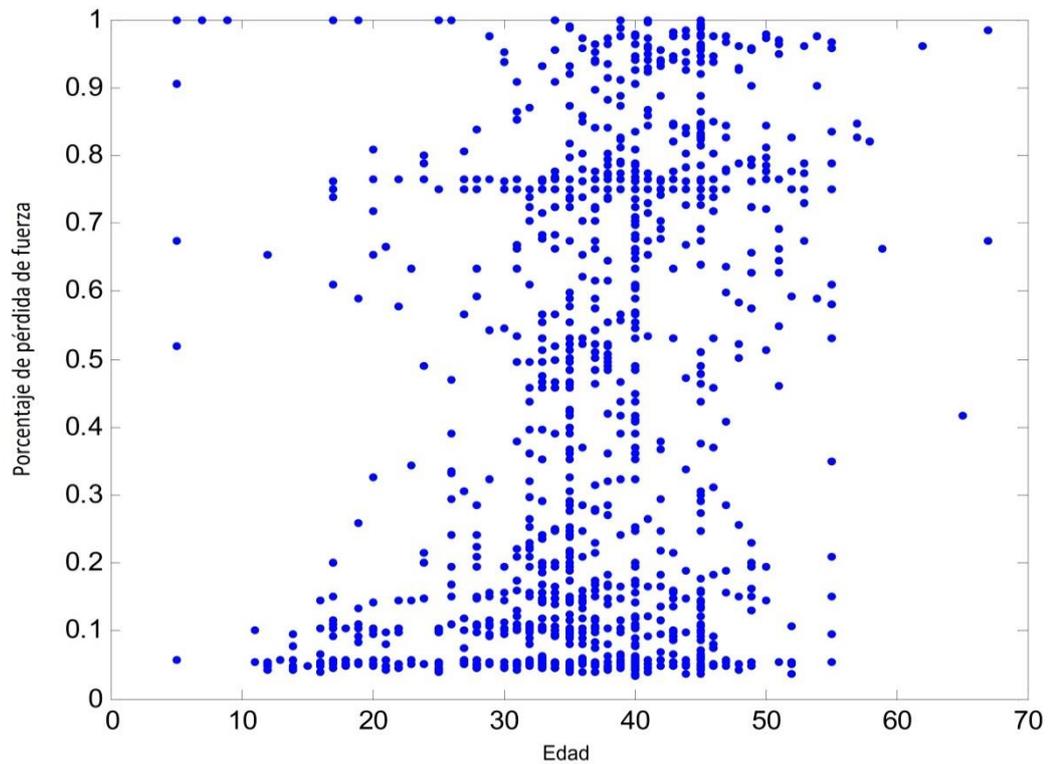


Figura 5-6 Población decaída $Lspi(t)$

A partir de los datos ilustrados en la Figura 5-6, para cada edad el porcentaje promedio de la fuerza perdida se calcula utilizando los porcentajes de fuerza perdida para todos los postes de la edad determinada. Los promedios resultantes se representan frente a la edad del poste en la Figura 5-7.

La Figura 5-7 indica que la tendencia media de la degradación de la población es casi una línea recta. Por lo tanto, la ruta de degradación para la población de postes en descomposición (podridos) se representa usando un modelo lineal de la media del porcentaje de fuerza perdida donde la variable a_1 aleatoria se llama la tasa media de pérdida de fuerza.

$$Lspm(t) = a_1 * t - a_2$$

(5.13)

Después de la eliminación de varios valores atípicos, la regresión se utiliza para obtener $a_1 = 0,014418$, y $a_2 = 0,10683$.

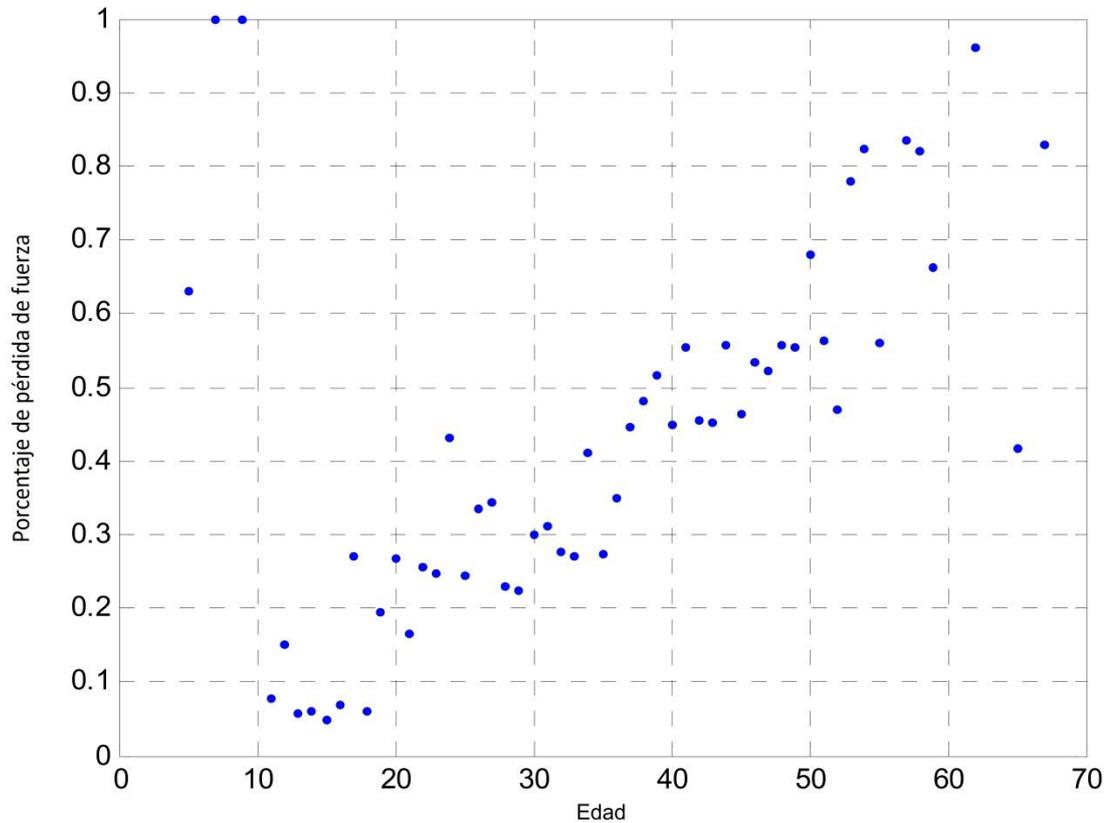


Figura 5-7 Nivel medio de degradación en postes de madera de todas las edades

La ecuación (5.12) caracteriza así el porcentaje de fuerza perdida para un poste una vez que se sabe que el poste ha empezado a decaer. Sin embargo, como se ha indicado anteriormente, para el sistema de la CENTROSUR el número de postes perforados o afectados es sólo del 5% de la población total. Para los postes nuevos, se espera que el porcentaje de postes perforados o afectados sea significativamente inferior al 5%, y para postes de edad muy avanzada, se espera que sea significativamente mayor al 5%.

En la Figura 5-8 se puede observar que el porcentaje de postes podridos aumentan casi linealmente con la edad a partir de los 10 años. Por lo tanto, después de la eliminación de varios valores atípicos, la regresión lineal se usa

de nuevo para obtener un modelo lineal del porcentaje de postes podridos como una función de la edad del poste:

$$Per(t) = 0,004 * t - 0,04$$

(5.14)

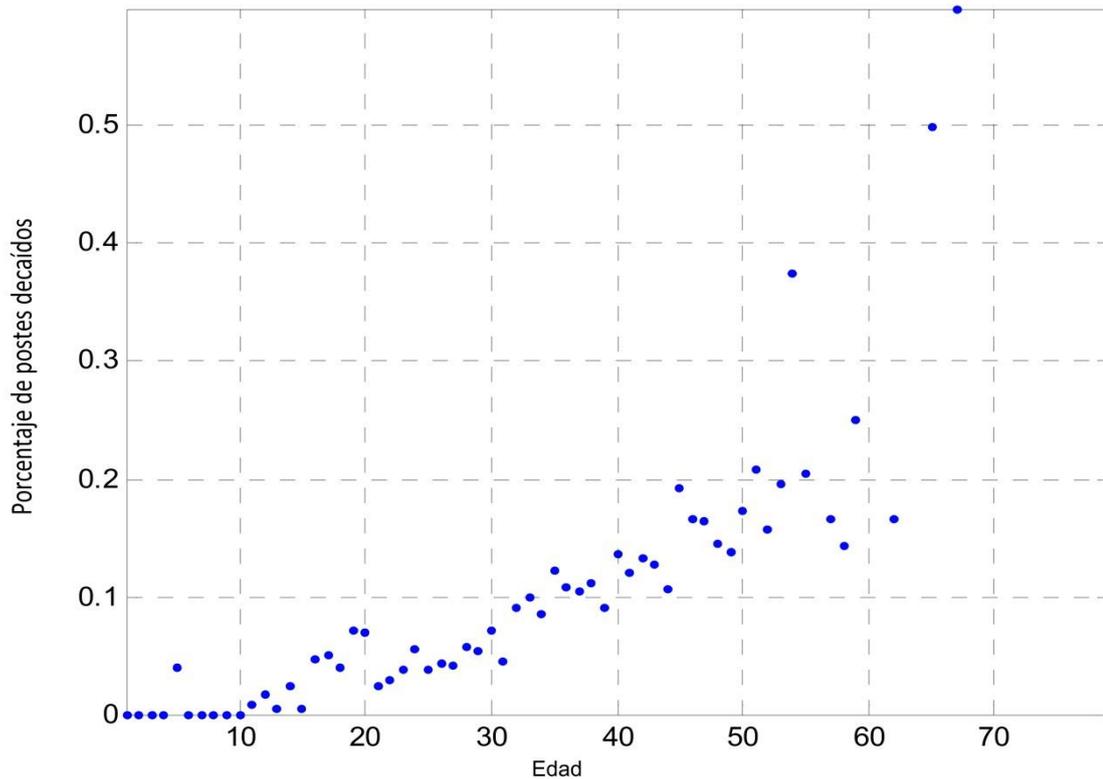


Figura 5-8 Porcentaje de postes perforados en la población total como una función de la edad

$Per(t)$ también se puede interpretar como la probabilidad de la descomposición a la edad t . Esta información es útil para predecir el número de postes podridos en un sistema de distribución como una función del tiempo.

La Figura 5-5 confirma la observación de la Figura 5-8 que muy pocos postes de madera comienzan su deterioro hasta los 10 años de edad. También se observa en la Figura 5-8 y la ecuación (5.13) que el porcentaje de postes podridos crece con el tiempo, lo que indica que el momento en que un poste comienza realmente a la podrirse es una variable aleatoria. Llamamos a esta variable

aleatoria la edad de penetración y la representamos como b . La razón de la edad de penetración casi siempre supera los diez años y se debe al tratamiento químico aplicado a los poste de madera antes de la instalación. Este tratamiento resiste la descomposición muy bien hasta que penetra la madera, momento en el que el proceso de degradación comienza y continúa a partir de entonces. Al inspeccionar el número de postes que tienen un nivel mínimo, pero no cero de pérdida de resistencia en la Figura 5-8, puede verse que el tiempo de penetración varía de 10 años a aproximadamente 55 años de edad. Esta variabilidad se debe a la calidad del pretratamiento, la ubicación de postes y el medio ambiente.

De la Figura 5-7 y la ecuación (5.12), la tasa media de pérdida de resistencia se calcula como $a_1 = 0,014418$. De la Figura 5-8 y la ecuación (5.13), la penetración de edad b se identifica como una variable aleatoria. Por lo tanto el porcentaje de fuerza, para un valor dado de b , la pérdida media se expresa como una función de la edad del poste como:

$$L_{spm}(t) = a_1 * (t - b) \quad (5.15)$$

Debido a que sólo hay una medición por poste (y la tasa de degradación de la población se utiliza para predecir la degradación de cada poste), a_1 es fijo y b es una variable aleatoria. Esto implica que, mientras la edad a la que comienza la decadencia del poste que se desconoce, una vez que comienza, el poste decae a un ritmo de a_1 .

Estimación de la tasa de falla

La transformación de la ecuación (3.8) y las mediciones se utilizan para interpolar o extrapolar el tiempo de vida de la población del poste decaído. Después de comparar varias distribuciones diferentes, se selecciona la distribución de Weibull, dando una función de riesgo que tiene la forma:

$$H(t) = \left(\frac{\beta}{\eta}\right) * \left(\frac{t}{\eta}\right) (\beta - 1) \quad (5.16)$$

Los parámetros se determinaron utilizando el método de máxima verosimilitud [49], lo que resulta en $\beta = 4,6676$ y $\eta = 50,6090$, que se muestra en la Figura 5-9.

Para obtener la tasa de falla, la degradación $Lspi(t)$ del poste se mide, la “condición de edad” es la edad t_a , donde $Lspm(t_a) = Lspi(t)$, y t es la edad real del poste. $Lspm(t_a)$ se encuentra en la ecuación (5.12) y sustituye en la ecuación. (5-15) para obtener la tasa de falla.

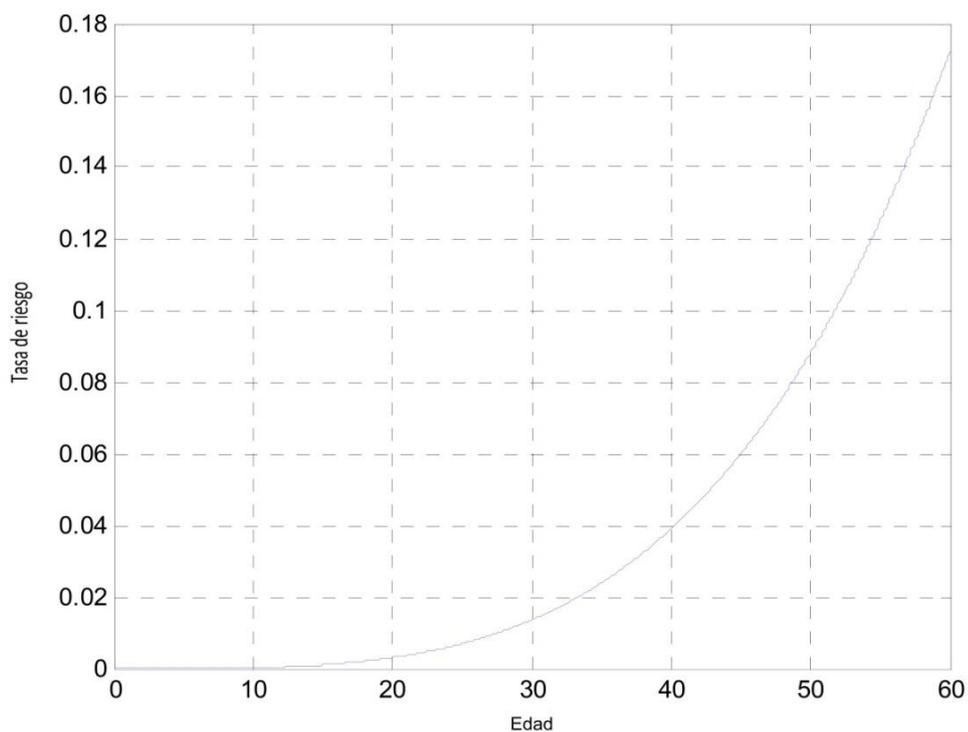


Figura 5-9 Función de riesgo de postes podridos



Gestión de activos del poste de madera para la toma de decisiones

Planificación del Presupuesto:

La información anterior puede facilitar las decisiones para la gestión de activos de postes de madera. Un administrador de activos, en la planificación de los recursos financieros para el año que viene, debe responder a las dos preguntas siguientes: ¿Cuántos postes necesitan ser reemplazados? ¿Cuántos postes necesitan ser tratados?

Para predecir el número de postes fallados y por lo tanto el número de postes para reemplazar, la tasa de pérdida fuerza a_1 se usa para estimar el nivel de degradación del poste podrido en el futuro. Por ejemplo, si un poste i tiene $Lspi = 0.3$, se calcula para llegar a una reducción de la pérdida de resistencia de 0,33 (y por lo tanto fallar) dentro de $(0.33 - 0,3) / 0.014418 = 2,08$ años.

Para predecir los tiempos de falla de postes de madera que aún no han entrado en descomposición, la aleatoriedad que el método utiliza en los postes saludables y que recaen en el población decaída debe tenerse en cuenta.

La ecuación (5.13) predice de alguna manera el número de postes podridos; la distribución por edades de los postes se mueve hacia adelante a lo largo del eje de la edad en el próximo año, lo que significa que más postes están decayendo en conforme avanza el tiempo.

En la Tabla 5-20 se presenta el porcentaje de postes podridos, el número previsto de postes fallidos, número previsto de postes que necesitan tratamiento químico para los próximos años 2016 y 2025, y la condición de la historia de 2015, el año en curso. Estos datos, junto con los costos de reposición y de tratamiento, facilitan el desarrollo de los presupuestos impulsada por el administrador de activos.

Año	Porcentaje de postes decaidos	Numero de postes fallados *	Postes que necesitan tratamiento
2015	8,16%	541	622
2016	8,48%	549	633
2025	12,01%	644	1030

Tabla 5-20 Predicciones de población de postes de madera

* El incumplimiento no implica que el poste se cae o colapsa sino más bien, como se define en la Sección 3.1, el porcentaje de reducción de la pérdida de fuerza supera el 33%.

Selección de tareas de mantenimiento

Las restricciones presupuestarias a menudo requieren que los administradores de activos den prioridad a las tareas de mantenimiento, indicadores útiles en este proceso para postes de madera son el porcentaje de pérdida de fuerza, la condición de la edad, y la tasa de fracaso de cada poste. La Tabla 5-21 proporciona esta información junto con la edad real de 4 postes seleccionados. Es interesante analizar que los postes 3 y 4, aunque casi con la misma edad, tengan significativamente diferentes condiciones y tasas de falla correspondientes.

Poste	Edad	Lspi(edad)	Condición de edad (años)	Tasa de Falla (falla/año)
1	10	0	0	0
2	17	0,1025	14,5	0,001
3	39	0,0615	11,7	0,0004
4	42	0,2929	27,7	0,01

Tabla 5-21 Estimación de la tasa de falla

Del mismo modo el efecto de mantenimiento puede ser estimado, el reemplazo se asume que va renovar completamente el poste, mientras que el tratamiento retrasa el decaimiento adicional por cinco años, pero no mejora la condición del poste. Por lo tanto, ambas acciones resultan en un aumento en el tiempo hasta el fallo, pero los efectos sobre la tasa de falla de las dos acciones son diferentes; mientras que la sustitución provoca la reducción de tasa de falla inmediata, la

reducción de tasa de falla del tratamiento no se incurre hasta los próximos y siguientes años cuando la tasa de falla del poste de madera mantenido (dado tratamiento) permanece fijo pero la tasa de falla del poste de madera no mantenido (sin tratamiento) sigue en aumento.

Para los postes sin degradación en el año en curso, la ecuación (3.9) se utiliza para estimar la probabilidad de descomposición en el próximo año. Por ejemplo, para el poste 1, que tiene 10 años sin podredumbre, la tasa de fracaso del próximo año es $Per(11) * H(1) = 0.004 * 5.2 * 10^{-8} = 2 * 10^{-10}$, y el momento de la falla aumenta de $Per(11) * 5 = 0.004 * 5 = 0.02$. Para este poste, el reemplazo y el tratamiento tienen el mismo efecto, ya que este poste está en buenas condiciones para operar. Para los postes podridos, tales como el poste 2, no existe tratamiento, si no el reemplazarlo, lo cual significa renovar el poste en términos de fuerza, por lo que la reducción de la tasa de falla es $H(14,5) = 0.01$, y el incremento de tiempo hasta el fracaso es su condición de edad de 14,5 años. El tratamiento detendrá la decadencia, y la reducción de la tasa de falla se verá en el próximo año es $H(15.5)-H(14,5) = 0,000$; el aumento del tiempo para el fracaso es 5. Estos procedimientos se aplican a los postes 1 a 4, con los resultados resumidos en la Tabla 5-22. Los resultados son razonables y las actividades de mantenimiento en los postes sanos tienen casi ningún efecto, pero el resultado de los beneficios son significativos en los postes más decaídos.

Poste	Edad	Reducción de la Tasa de Falla (fallas/año)		Incremento de tiempo a la falla (años)	
		Reemplazo	Tratamiento (por año)	Reemplazo	Tratamiento
1	10	$2 * 10^{-10}$	$2 * 10^{-10}$	0,02	0,02
2	17	0,01	0,003	14,5	5
3	39	0,0004	0,00015	11,7	5
4	42	0,01	0,0014	27,7	5

Tabla 5-22 Estimación del efecto del mantenimiento

Reducción del riesgo

En el caso de los postes de madera el cálculo de la reducción del riesgo se realiza calculando la reducción del riesgo sobre el segmento de línea, y para el método de evaluación utilizado los segmentos que necesitan mantenimiento fueron elegidos al azar. La degradación de la resistencia mecánica de un poste en cada segmento se extrajo de un generador aleatorio uniforme que produce valores entre 0 y 0,3. Un valor de 0,3; o 30% de degradación, representa la falla del poste.

Las expresiones de regresión [52] de las tasas de fracaso estimadas antes del mantenimiento son:

$$con_edad = \frac{con + a_2}{a_1} \text{ años} \quad (5.17)$$

$$h = \frac{b}{a^b} * (con_edad)^{b-1} \quad (5.18)$$

Dónde:

- 'con' es la degradación de la resistencia mecánica en el poste de madera.
- 'con_edad' es la estimación de la edad condicional para el poste de madera, en función de su condición.
- 'a₁' y 'a₂' son los coeficientes de regresión lineal [52] que se determinan de la relación entre el nivel de degradación 'con' y la condición de la edad de la siguiente manera:

✓ a₁ = 0,014418

✓ a₂ = 0,10683

- 'h' es la tasa de falla del poste derivada de la función de riesgo de Weibull se muestra en la ecuación (5.17) con estos parámetros [52]:



✓ $a = 50,6090$

✓ $b = 4.6676$

Como se indica en [52], dos actividades de mantenimientos separados se consideran para los postes de madera.

- a. El refuerzo del poste: se supone reducir la tasa de falla de un poste a $1/4$ de su valor antes del mantenimiento.
- b. El reemplazo del poste: reduce la tasa de fracaso del poste a la de un nuevo elemento.

La reducción de los riesgos asociados con el refuerzo de postes y la sustitución se calcula entonces como se describe en la Sección 4.4.

La Figura 5-10 ilustra la reducción del riesgo obtenida de mantener los postes de madera, teniendo en cuenta el refuerzo y sustitución. Puede parecer sorprendente que la reducción de los riesgos asociados con el mantenimiento de los postes de madera es menor que los gastos implicados en el mantenimiento de ellos. Sin embargo, cabe señalar que el promedio de vida de un poste de madera típico se extiende normalmente entre 35 y 40 años, mientras que la de un reconector es de 8 a 10 años. Dado que, la formulación de riesgo se ve en los beneficios potenciales de mantenimiento durante el próximo año, no es capaz de capturar los beneficios del mantenimiento realizado en los postes de madera.

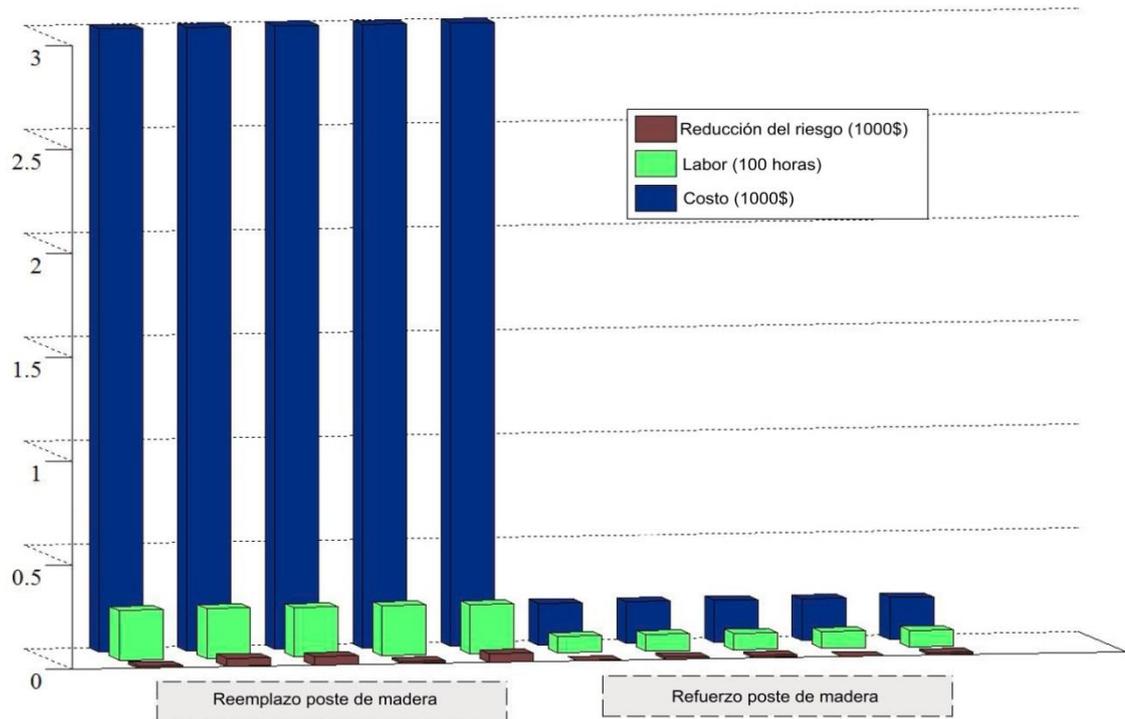


Figura 5-10 Reducción del riesgo obtenido gracias al mantenimiento de poste de madera [50]

5.4.3 Mantenimiento desbroce de vegetación

Cuando los datos como la densidad de vegetación y la precipitación fluvial están disponibles, se pueden estimar la tasa de falla relacionados con la vegetación para cada alimentador a través de los modelos existentes [25]. Lamentablemente esta información no está disponible para el sistema de distribución de CENTROSUR, en su lugar se supuso que el 35% de las fallas generales fueron atribuibles a la vegetación. Por lo tanto, la tasa de falla total de cada alimentador se multiplica por 0,35 para obtener la tasa de fracasos relacionados con la vegetación antes del mantenimiento. Esta tasa de falla se reduce a 40% de su valor original para obtener la tasa de fracaso después del mantenimiento.

La Figura 5-11 ilustra los posibles beneficios obtenidos mediante la implementación de programas de poda de árboles en los alimentadores de distribución. Cabe señalar que el costo del mantenimiento en este caso es

proporcional a la longitud del alimentador. El costo de realizar en el caso del alimentador 2 la poda de árboles es casi dos veces la del alimentador 3, incluso mientras la reducción del riesgo obtenido puede ser comparable.

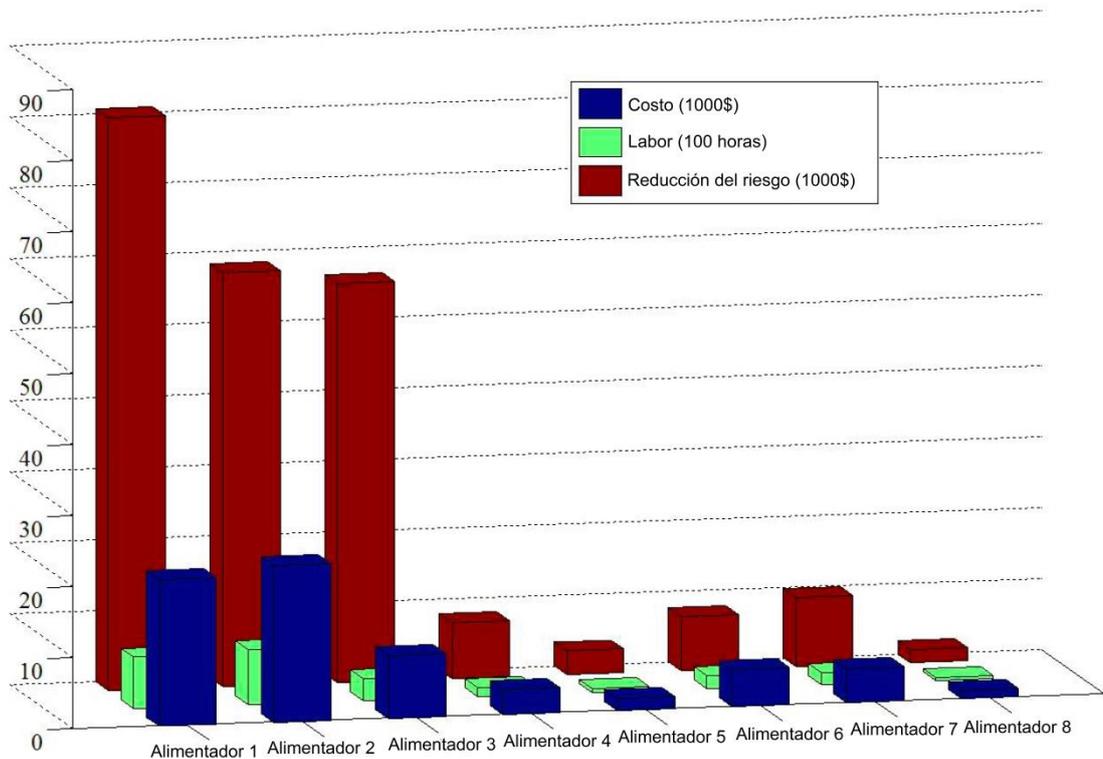


Figura 5-11 Reducción de riesgos debido a la poda de árboles a nivel de alimentador [50]

5.5 OPTIMIZACIÓN

El procedimiento de optimización resuelve el problema de selección de tareas de mantenimiento y de planificación del presupuesto. Es una práctica común en las Empresas establecer en primer lugar el presupuesto total del mantenimiento y luego distribuir ese presupuesto a los proyectos que se pretende ejecutar. La solución para el sistema de ejemplo se presenta en ese orden.

De la ilustración que se lleva adelante en este trabajo se consideran 35 proyectos de mantenimiento, estos proyectos son considerados a nivel de alimentador, para mayor detalle revisar el Anexo 8. En cada proyecto existen al

menos 3 tareas de mantenimiento que serán evaluadas por el problema de optimización y son: desbroce de vegetación, postes de madera y reconectores. Cada tarea de mantenimiento tiene su reducción del riesgo, costo de la tarea del mantenimiento (en dólares), mano de obra necesaria para realizar la tarea (en horas), el total de mano de obra y presupuesto disponible para asignar al programa de mantenimiento.

El modelo matemático de optimización propuesto es un modelo de programación lineal entera mixta que garantiza soluciones óptimas globales, el cual es resuelto de forma iterativa para varios planes presupuestarios y horas de mano de obra. Este método de solución permite al tomador de decisiones disponer de alternativas para escoger el mejor proyecto y plan de mantenimiento de acuerdo a su presupuesto y disponibilidad de horas de trabajo. El algoritmo de solución se explica a través del diagrama de flujo en la Figura 5-12.

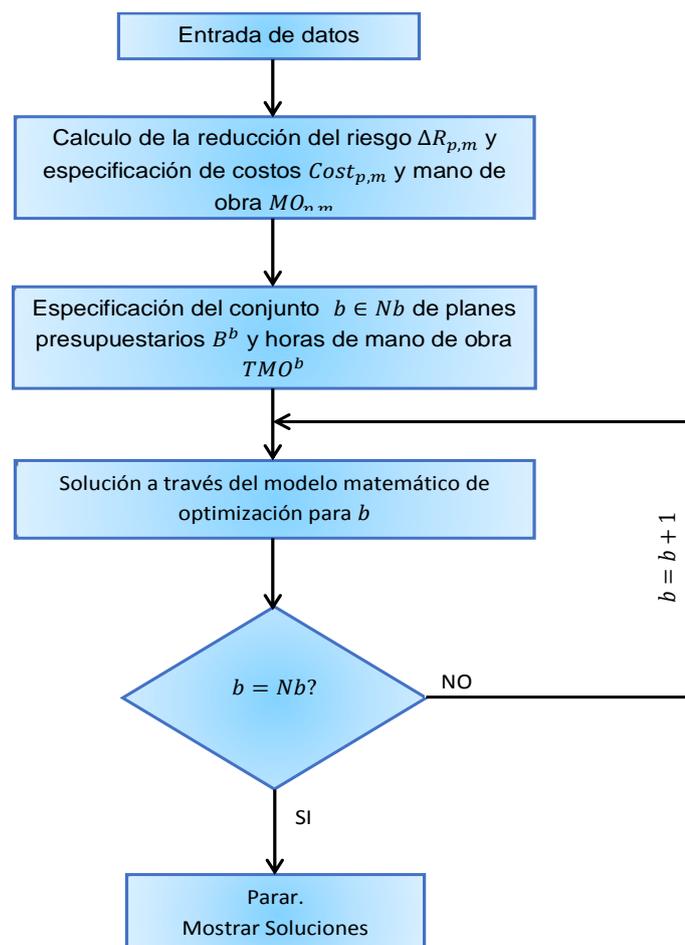


Figura 5-12 Algoritmo de solución

El problema de optimización fue resuelto usando el solver de optimización CPLEX [56] 12.5 en AMPL v2015 [57] en un computador Dell Power Edge R910x64 de 128GB de RAM bajo el sistema operativo LINUX.

Los resultados obtenidos de la optimización dan 3 tipos de soluciones, los cuales son los siguientes:

1. Variación del valor de la función objetivo que maximiza la reducción del riesgo manteniendo constante el número de horas disponible de la mano de Obra, variando los planes presupuestarios:

Caso	Función Objetivo [Reducción del riesgo]	Presupuesto [\$]	Mano de Obra [Horas]
1	14.318,95	50.000,00	15.360,00
2	19.368,12	80.000,00	15.360,00
3	22.246,03	100.000,00	15.360,00
4	30.948,77	200.000,00	15.360,00
5	33.805,41	300.000,00	15.360,00
6	35.366,47	400.000,00	15.360,00
7	36.368,36	500.000,00	15.360,00
8	36.505,70	600.000,00	15.360,00
9	36.505,70	700.000,00	15.360,00
10	36.505,70	800.000,00	15.360,00

Tabla 5-23 Función objetivo con presupuesto variable y mano de obra fija

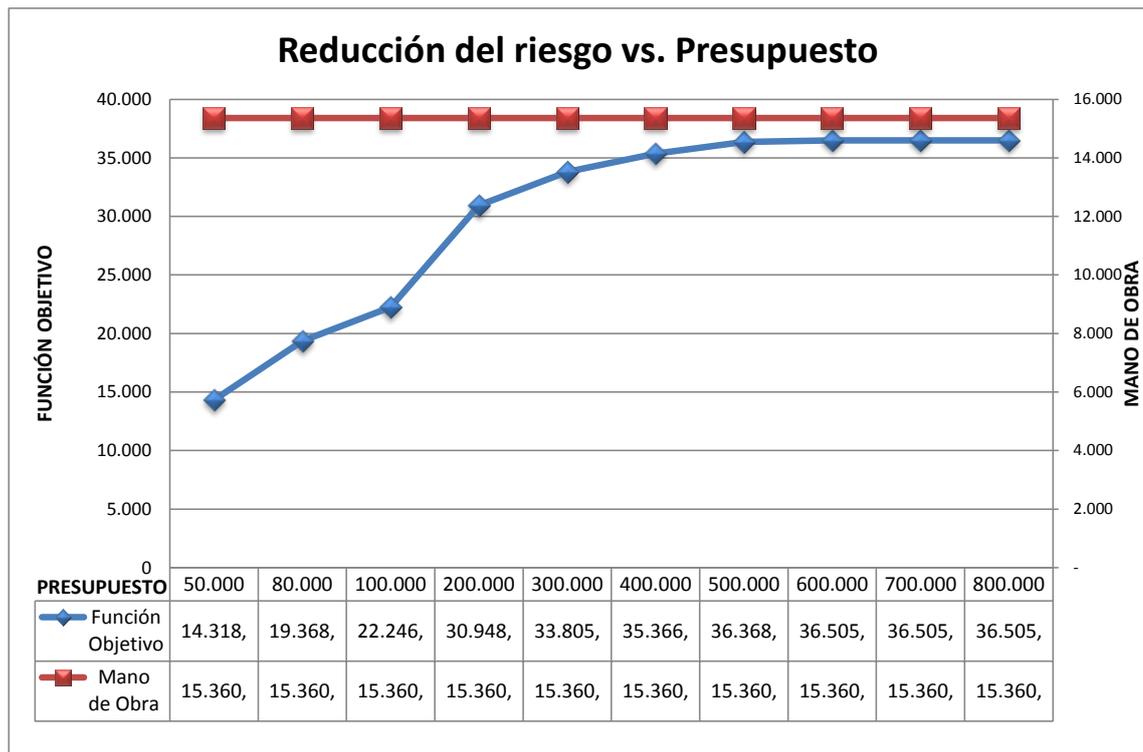


Figura 5-13 Reducción del riesgo con presupuesto variable y mano de obra fija

En este escenario como puede observarse en la Figura 5-13 a partir del caso 8 con el presupuesto mayor a \$600.000 dólares y la mano de obra disponible manteniéndose constante en 15.360 horas, los valores de la función objetivo que maximiza la reducción del riesgo comienza a saturarse, lo que quiere decir que un aumento en el presupuesto no mejora más la reducción del riesgo, para mayor detalle de esta solución revisar el Anexo 9 de este trabajo.

2. Variación de los valores de la función objetivo que maximiza la reducción del riesgo variando el número de horas disponible de la mano de Obra y los planes presupuestarios a la vez, considerando a que a menor presupuesto se requiere menor mano de obra, los resultados fueron los siguientes:

Caso	Función Objetivo [Reducción del riesgo]	Presupuesto [\$]	Mano de Obra [Horas]
1	9.768,22	50.000,00	400,00
2	13.506,27	80.000,00	600,00
3	15.874,34	100.000,00	800,00
4	18.582,81	200.000,00	1.000,00
5	27.475,52	300.000,00	2.000,00
6	34.595,67	400.000,00	4.000,00
7	36.368,36	500.000,00	6.000,00
8	36.505,70	600.000,00	8.000,00
9	36.505,70	700.000,00	10.000,00
10	36.505,70	800.000,00	15.360,00

Tabla 5-24 Función objetivo con presupuesto y mano de obra variable

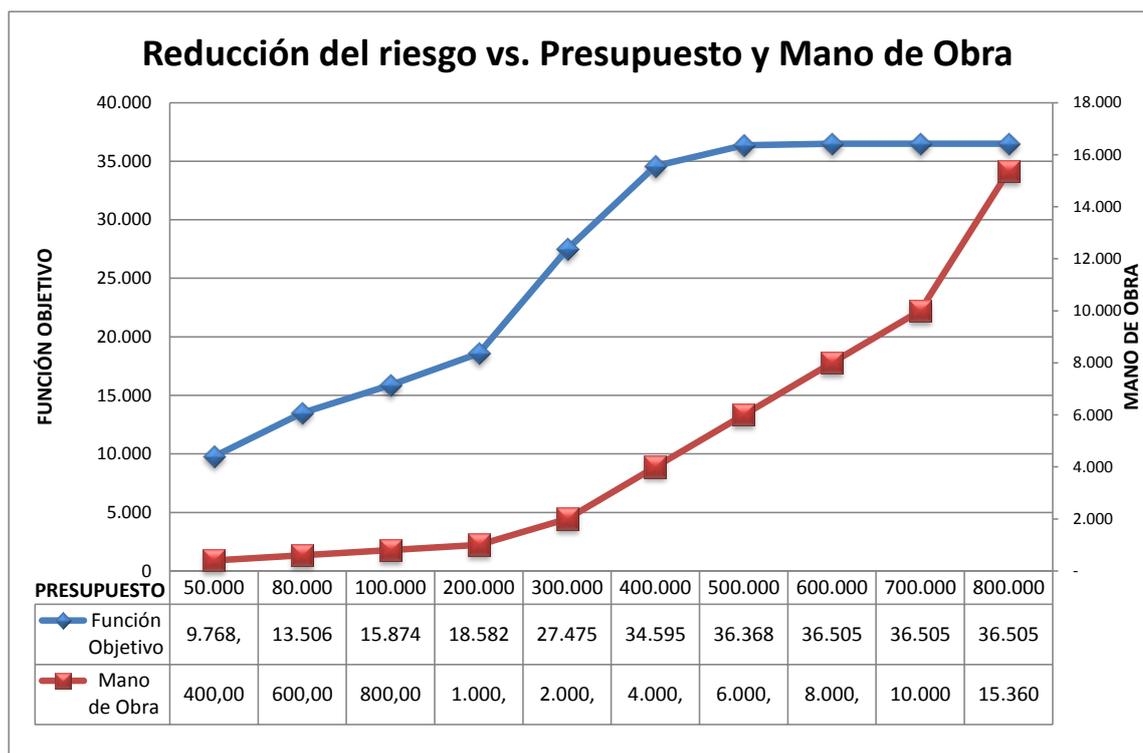


Figura 5-14 Reducción del riesgo con presupuesto y mano de obra variable

En este caso como puede observarse en la Figura 5-14 se sigue manteniendo a partir del caso 8 la saturación del valor de la función objetivo, lo que quiere decir que un aumento en el presupuesto no mejora más la reducción del

riesgo, aún modificado las horas de trabajo disponible, para mayor detalle de esta solución revisar el Anexo 10 de este trabajo.

3. Variación de los valores de la función objetivo que maximiza la reducción del riesgo variando el número de horas disponible de la mano de Obra y los planes presupuestarios sin saturación en el valor de la Función Objetivo, en este caso se pretende ajustar los valores presupuestarios y de mano de obra para obtener los valores óptimos de la función objetivo sin llegar a la saturación, los resultados son los siguientes:

Caso	Función Objetivo [Reducción del riesgo]	Presupuesto [\$]	Mano de Obra [Horas]
1	7.463,25	20.000,00	15.360,00
2	11.770,91	40.000,00	15.360,00
3	16.470,94	60.000,00	15.360,00
4	19.368,12	80.000,00	15.360,00
5	22.246,03	100.000,00	15.360,00
6	30.948,77	200.000,00	15.360,00
7	33.805,41	300.000,00	15.360,00
8	35.366,47	400.000,00	15.360,00
9	36.368,36	500.000,00	15.360,00
10	36.505,70	600.000,00	15.360,00

Tabla 5-25 Función objetivo con presupuesto y mano de obra variable sin saturación en el valor de la FO

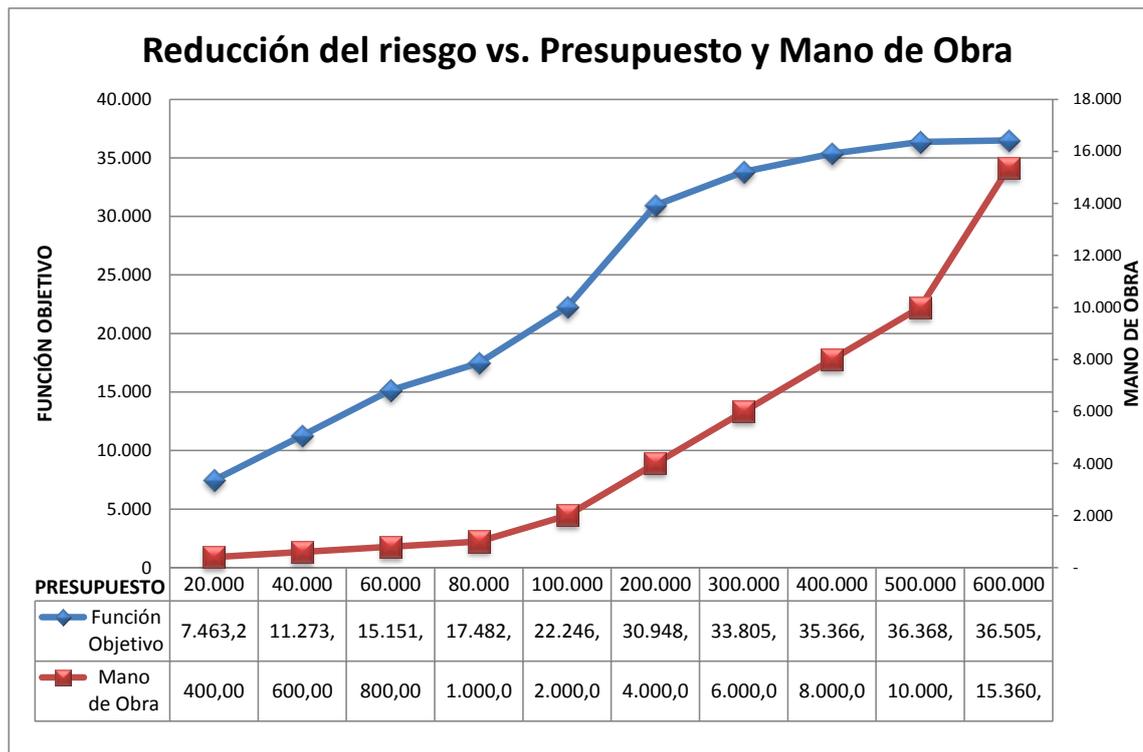


Figura 5-15 Reducción del riesgo con presupuesto y mano de obra variable sin saturación en el valor de la FO

Como puede observarse en la Figura 5-15, en este caso la solución alternativa donde ya no existe la saturación de los valores de la Función Objetivo se puede considerar los valores presupuestarios hasta 500.000 dólares y mano de obra de alrededor de 10.000 horas, pasado estos valores la variación de la maximización del riesgo es mínima, para mayor detalle de esta solución revisar el Anexo 11 de este trabajo.

Cada incremento de asignación del presupuesto se da por las actividades de mantenimiento que producen la máxima reducción del riesgo. Esta parte responde a la pregunta de cuánto gastar en todas las actividades de mantenimiento. La clave para responder a esta pregunta es la cantidad de reducción de riesgo obtenido por cada incremento de los gastos de mantenimiento, la cual está representada por la pendiente de la curva de la Figura 5-16 (Δ Reduccion_Riesgo/ Δ Presupuesto) a un nivel determinado del presupuesto. Con el aumento del gasto la pendiente de la

curva disminuye tal como puede observarse y el gestor de activos puede identificar una zona por debajo del cual ningún gasto de mantenimiento se justifica.

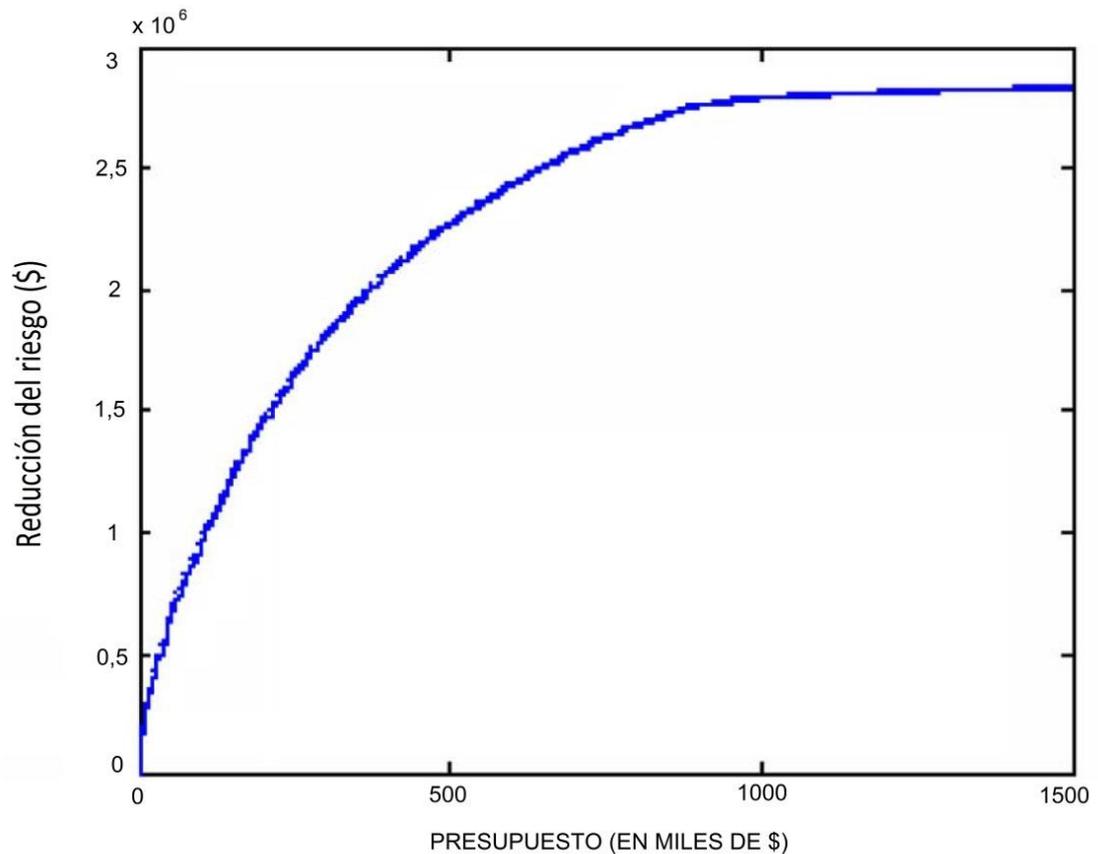


Figura 5-16 Presupuesto vs. la reducción del riesgo [50]

La Figura 5-17 muestra la asignación de recursos comparado con el presupuesto total, que es el resultado de la solución del problema para varios valores de presupuestos de programas de mantenimiento que tiene que dividirse el presupuesto total. Esto identifica el presupuesto óptimo entre las categorías de mantenimiento, por ejemplo: la cifra indica que para un presupuesto de \$ 500 mil, la máxima reducción del riesgo se logra mediante la asignación de alrededor de \$ 240 mil para el mantenimiento del reconector y la poda de árboles respectivamente, y sólo alrededor de \$ 20 mil para el mantenimiento de postes de madera. El mantenimiento de postes de madera debe permanecer relativamente pequeño para los presupuestos por debajo de los \$ 850 mil tal

como muestra la gráfica. Luego aumenta el gasto de los postes de madera para los presupuestos superiores a \$ 850 mil, cuando la reducción del riesgo de gasto adicional en mantenimiento del reconector o poda de árboles es mínima.

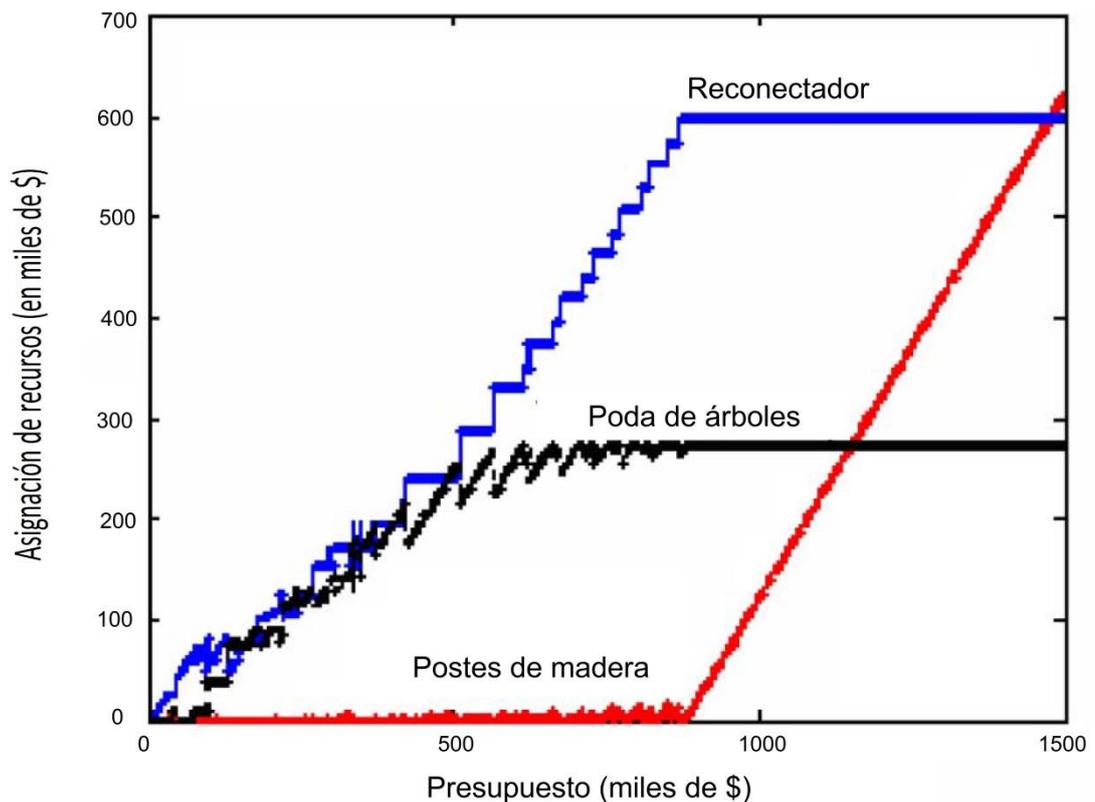


Figura 5-17 Curva de Presupuesto de reparto de las diferentes tareas de mantenimiento [50]

5.5.1 Análisis de Sensibilidad de la mano de obra

Las restricciones laborales se incluyen en la Figura 5-16 y la Figura 5-17 y es útil esta información para modificar las restricciones a las que están sujetas y de esta manera conocer si el aumento o disminución del gasto de mano de obra cambia los resultados en la toma de decisiones del gasto del programa. Esta información sirve además de base para aumentar o disminuir el número de equipos trabajo de mantenimiento.

En la Figura 5-18 se muestra los resultados de este análisis, la curva inferior es la misma que la Figura 5-16, con las limitaciones de grupos de trabajo existentes. La curva del medio refleja la adición de un nuevo equipo de mantenimiento del reconectador. La curva superior representa la cantidad de equipos de trabajo sin restricciones de mano de obra. Las curvas muestran que los recursos de mano de obra adicionales proporcionan una mejora significativa hasta alcanzar un presupuesto de alrededor de los \$ 300 mil. Si una relación Δ Reducción_riesgo / Δ Presupuesto ocurre a un nivel presupuestario por debajo del \$ 300 mil, entonces la reducción de la mano de obra puede estar en este orden. Del mismo modo si una Δ Reduccion_Riesgo/ Δ Presupuesto se produce para un nivel de mayor presupuesto \$750 mil, el aumento de la mano de obra debe ser considerada en el análisis.

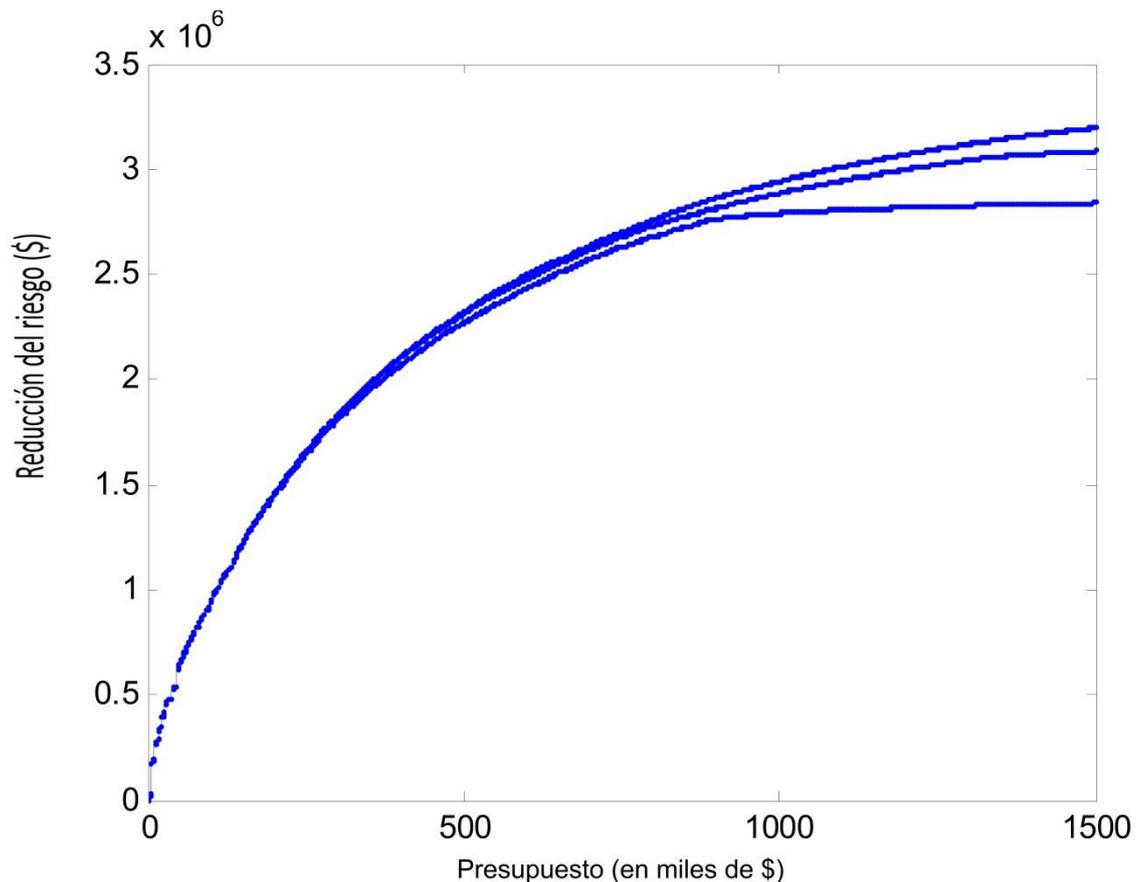


Figura 5-18 La sensibilidad del Trabajo [50]



Capítulo 6

CONCLUSIONES

6.1 Resumen

La confiabilidad del sistema de distribución eléctrica y la gestión de activos están tomando mayor importancia a medida que las empresas eléctricas tratan de controlar los costos del mantenimiento y mantener la calidad del servicio a los clientes de acuerdo a lo que exige el ente regulador. El mantenimiento de los equipos y las mejoras de confiabilidad asociados a estas tareas, son importantes no sólo para asegurar que el equipo dure tanto como debería sin fallar, sino también para asegurar la satisfacción de los clientes, gestionar los costos de mantenimiento y cumplir con las normas de calidad del servicio eléctrico.

La gestión de activos físicos exige a las empresas de distribución que usen menos recursos financieros y humanos, y que distribuyan la energía eléctrica con calidad y confiabilidad, esto representa un desafío para el gestor de activos que a menudo tiene limitado la cantidad de recursos, mientras que el número de tareas de mantenimiento se incrementan continuamente en el tiempo. Estrategias avanzadas de mantenimiento tales como el centrado en la confiabilidad están siendo adoptadas por muchas empresas para gestionar las grandes cantidades de activos distribuidos en todo el sistema eléctrico.

Los índices de confiabilidad del sistema de distribución eléctrica varían linealmente con las tasas de falla, la reducción del riesgo asociado con el mantenimiento de cada componente se puede conseguir mediante el cálculo de los índices de confiabilidad antes y después del mantenimiento. El mantenimiento preventivo reduce la probabilidad de falla de un equipo y por lo tanto reduce el riesgo de falla. Cada tarea de mantenimiento preventivo tiene costos financieros y laborales, el objetivo de este trabajo es el de maximizar la reducción del riesgo obtenidos del mantenimiento, dentro de las limitaciones del presupuesto asignado y mano de obra disponible, lo cual es posible de acuerdo al análisis realizado.



El método propuesto utiliza la información obtenida a partir del estado del equipo, los cuales son obtenidos a partir de técnicas de inspección para determinar el estado actual de los elementos del sistema de distribución. Las tareas de mantenimiento se identifican en la inspección y la reducción del riesgo proporcionada por cada una de estas tareas se puede calcular. El efecto de la tarea del mantenimiento se traduce en la mejora de la condición del equipo y por ende en la reducción del riesgo, con la consiguiente mejora de los índices de confiabilidad. Las proyectos y tareas de mantenimiento se priorizan sujeto a las limitaciones de los recursos económicos y de mano de obra disponibles, utilizando técnicas de optimización tal como se demuestra en la Sección 5.2.

El método utilizado en este trabajo de investigación ayuda a responder a las tres preguntas más comunes que suelen enfrentarse el administrador de bienes o jefe de mantenimiento:

1. ¿Cómo identificar y justificar los recursos necesarios para la gestión de los activos de todo el sistema de distribución?
2. ¿Cómo asignar los recursos disponibles a los diferentes programas de mantenimiento?
3. ¿Cómo seleccionar un conjunto de tareas de mantenimiento a realizar dentro de cada programa de mantenimiento?

Se analizó un modelo de ruta de degradación para estimar la probabilidad de falla en los postes de madera, con lo cual se puede estimar la reducción de la probabilidad de falla de este elemento. Este modelo se aplicó para predecir la probabilidad de fallo de postes individuales basado en mediciones de condición que representan la degradación de la resistencia residual del poste.

Una técnica de evaluación del estado actual para los reconectores fue desarrollada, en función de una hoja de verificación para evaluar la condición del equipo, ya sea en el campo o en el taller. La calificación de la condición se correlaciona entonces con los datos históricos de interrupciones para proporcionar una estimación de la tasa de falla del reconector. Se demostró



que el mantenimiento cambia la condición del reconector y por lo tanto su tasa de falla. Técnicas similares pueden ser aplicadas a otros equipos del sistema de distribución tales como transformadores de distribución, reguladores de tensión, etc.

Con el fin de poner en relieve la necesidad del uso de técnicas de optimización y priorización de proyectos y tareas de mantenimiento, que ayuden al administrador de bienes o jefe de mantenimiento a identificar las mejores estrategias de asignación de recursos, tres escenarios diferentes pueden ser considerados:

1) Existen diferentes tipos de mantenimiento a realizar sobre un mismo componente:

En este escenario los diferentes métodos de mantenimiento aplicados al mismo componente tienden a tener diferentes efectos en sus tendencias de fracaso y así lograr diferentes reducciones de la tasa de falla. Teniendo en cuenta que cada uno de estos métodos requiere diferentes cantidades de asignación de recursos financieros y laborales, y que los beneficios del mantenimiento dependen linealmente de la reducción de la tasa de falla alcanzada, el mantenimiento óptimo a aplicarse es la máxima reducción del riesgo con inversiones mínimas.

2) Mantenimiento hecho en componentes similares ubicados en diferentes lugares del sistema eléctrico:

Las consecuencias de la interrupción asociados a un componente se basa en la ubicación en el sistema de distribución, para el mantenimiento realizado en componentes similares ubicados en diferentes lugares del sistema, la reducción del riesgo obtenida es diferente. Esto puede darse, inclusive si las tendencias de las tasas de fallo antes y después del mantenimiento son similares, pero la cantidad de la reducción del riesgo alcanzado es diferente, debido a la cantidad de clientes interrumpidos, energía no suministrada, sanciones regulatorias, etc. necesitando por lo tanto optimizar y priorizar los proyectos y tareas de mantenimiento.



3) Trabajo realizado sobre componentes similares pero diferentes actividades o tareas de mantenimientos efectuados ocasionan diferentes resultados de tasa de falla:

Se ha supuesto que las diferentes estrategias de mantenimiento logran diferentes cantidades de reducción de la tasa de falla, lo que resulta en diferentes reducciones del riesgo. Por ejemplo, la sustitución de un reconectador consigue una mayor reducción de la tasa de falla, en comparación con ejecutar el mantenimiento del reconectador existente. Sin embargo, la reducción del riesgo logrado en la sustitución del reconectador en el sistema podría lograr un beneficio poco representativo en comparación con la elección de un mantenimiento menos costoso, lo cual puede ser no muy evidente a partir de los métodos convencionales de evaluación, por lo que es conveniente utilizar técnicas de optimización.

La práctica común de las Empresas al establecer en primer lugar el presupuesto total del mantenimiento y luego distribuir ese presupuesto a los proyectos de mantenimiento que se pretende ejecutar en el año, se puede ajustar con este tipo de herramientas de optimización, llegando a disponer de planes presupuestarios y de mano de obra reales para la ejecución, por lo que se puede destinar en el caso de un mayor presupuesto a otros fines y en el caso de ser menor realizar las gestiones correspondientes para obtener más recursos, justificando técnicamente proyectos y tareas de mantenimiento con metodologías como las propuestas en este trabajo.

En el desarrollo de esta investigación se pudo evidenciar que la mayoría de las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Ecuador, actualmente están en el proceso de estandarización de la metodología de recopilación de la información, como es el registro de interrupciones, implantación de sistemas computacionales, etc. y cumplir con lo dispuesto en la Regulación No. CONELEC – 004/01, y posteriormente evaluar la información y obtener datos como: costo promedio de energía asociado con interrupciones, métodos de inspección, métodos de cálculo, tasa de falla, etc., esto lamentablemente no



permitió que se realizará un análisis completo de la metodología propuesta en este trabajo para los reconectores, postes de madera y desbroce de vegetación ya que no se mantienen registros en las bases de datos de información como: actuaciones de reconectores provocados por fallas del equipo, en el caso de los postes de madera mediciones de la resistencia residual, edad real y para la poda de árboles no se conoce la densidad de vegetación y la precipitación pluvial al que está sujeto el alimentador, por lo que se tuvo que asumir valores de ilustraciones encontrados en la bibliografía existente.

En este trabajo se supone que la tasa de falla de un componente se reduce después del mantenimiento, pero puede darse el caso en sentido contrario. Si hubiera evidencia medible de que la tasa de falla del equipo aumenta después del mantenimiento, la formulación desarrollada sirve y no tiene ningún problema ya que el riesgo asociado con el componente antes de mantenimiento sería menor que el riesgo resultante después del mantenimiento, por lo que esta tarea es un candidato con menos posibilidades de asignación de recursos.

6.2 Trabajos Futuros

Los modelos de confiabilidad e inspección aplicados en este trabajo deberían ampliarse aún más, y luego adaptarse a otros equipos de distribución. En concreto, el modelo de ruta de degradación del poste de madera debe ser validado por otros componentes con procesos de fallas complejas, tales como interruptores, transformadores, reguladores, etc.

Los métodos de inspección desarrolladas para reconectores deben aplicarse a otros componentes y las estimaciones de la tasa falla resultantes deben ser verificados.

Es necesario desarrollar un sistema computacional con toda la formulación expuesta en este trabajo con lo que se optimizaría tiempo en la obtención de resultados.



REFERENCIAS

- [1] Rogner, H.-H. and A. Popescu , 2000 : An introduction to energy. World Energy Assessment (WEA). United Nations Development Programme (UNDP), pp.30–37.
- [2] Brad Joseph Retterath, “Distribution substation reliability assessment”; M.S. Dissertation, Iowa State University, 2004.
- [3] Richard E. Brown, Hanson A. P., “Impact of two-stage service restoration on distribution reliability”; IEEE Transactions on Power Systems, 2001, pp 624-629.
- [4] IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices; IEEE Standard-1366, 2003 edition.
- [5] Richard E. Brown, “Electric Power Distribution Reliability”; Marcel Dekker, 2002.
- [6] Yuan Li, “Risk Based Asset Management for Utility: Preventive Maintenance Resource Allocation”; M.S. Dissertation, Iowa State University, 2005.
- [7] Richard E. Brown, James J. Burke, “Managing the Risk of Performance Based Rates”; IEEE Transactions on Power Systems, May, 2000, pp 893-898.
- [8] R. E. Brown, H. V. Nguyen, J. J. Burke, “A Systematic And Cost Effective Method To Improve Distribution System Reliability”; IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Volume 2, 18-22 July 1999, pp 1037-1042.
- [9] IEEE recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems IEEE Std 493-1997 [IEEE Gold Book].
- [10] D.O. Koval, “Zone Branch Reliability Methodology for Analyzing Industrial Power Systems”; IEEE Transactions on Industry Applications, Sept., 2000, pp 1212-1218.
- [11] R. Billinton, P. Wang, “Network-equivalent approach to distribution-systemreliability evaluation”; IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, March 1998, pp 149-153.



-
- [12] R. Billinton, Peng Wang, "A generalized method for distribution system reliability evaluation"; IEEE WESCANEX'95 Proceedings, May 1995, pp 349-354.
- [13] T. Gonen, "Electric Power Distribution System Engineering"; McGraw Hill, 1986.
- [14] R. Billinton, E. Wojczynski, "Distributional Variation of Distribution System Reliability Indices"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, November 1985, pp 3152-3160.
- [15] R. Billinton, Peng Wang, "Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation"; IEEE Transactions on Power Systems, May 1999, pp 397-403.
- [16] A Report of the IEEE/PES Task Force on Impact of Maintenance Strategy on Reliability of the Reliability, Risk and Probability Applications Subcommittee, "The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability"; IEEE Transactions on Power Systems, Nov. 2001, pp 638-646.
- [17] James D McCalley, Tim Van Voorhis, Yong Jiang, A.P. Meliopoulos; "Risk-Based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Transmission System Equipment"; Final Project Report; PSERC Publication 03-26, October 2003.
- [18] Goodfellow, J. W., "Applying reliability centered maintenance (RCM) to overhead electric utility distribution systems"; IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000 Volume 1, 16-20 July 2000, pp 566-569.
- [19] Fangxing Li, Richard E. Brown, "A Cost-Effective Approach of Prioritizing Distribution Maintenance Based on System Reliability"; IEEE transactions on Power Delivery, Jan. 2004, pp 439-441.
- [20] D. O. Koval, R. Billinton, "Evaluation of distribution circuit reliability"; IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, Volume PAS98, Mar-79, pp 509-518.



- [21] Cooper Power Systems, "Type H single phase maintenance instructions," Service Information Number S280-10-1, January 1970, pp 3.
- [22] W.F. Horton, S. Goldberg, and C.A. Volkman, "The failure rates of overhead distribution system components," in Proc. of Transmission and Distribution Conference, IEEE Power Engineering Society, 22-27 Sept. 1991, pp. 713-717.
- [23] Richard E. Brown, "Failure rate modeling using equipment inspection data", IEEE Trans. Power Systems, vol. 2, May 2000, pp. 782-787.
- [24] S. Cieslewicz and R. Novembri, "Utility vegetation management: Trends, issues, and practices," CN Utility Consulting, LLC, August 2004.
- [25] D. Radmer, P. Kuntz, R. Christie, S. Venkata, and R. Fletcher, "Predicting vegetation-related failure rates for overhead distribution feeders," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 17, issue 4, Oct. 2002, pp. 1170-1175.
- [26] Electric Power Research Institute (EPRI), "Integrated monitoring and diagnostics," Final Report, EPRI, Palo Alto, CA, TE-1000511, 2000.
- [27] P. Kuntz, R. Christie, and S. Venkata, "A reliability centered optimal visual inspection model for distribution feeders," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 16, issue 4, Oct. 2001, pp. 718-723.
- [28] G. Anders, Probability Concepts in Electric Power Systems, New York: John Wiley & Sons, Inc., 1990.
- [29] A. Leite da Silva and J. Endrenyi, "Application of first passage times in the Markov representation of electric power systems," in Proc. 4th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Rio de Janeiro, Brazil, September 1994.
- [30] J. Sandoz and O. Vanackere, "Wood poles aging and non destructive testing tool," 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Part 1. Contributions., IEE Conf. Publ. no. 438, vol. 3, 2-5 June 1997, pp. 26/1-26/6.



- [31] J. Bodig, R. Anthony, and J. Goodman, "Nondestructive evaluation of wood utility poles," EPRI EL- 5063, March, 1987
- [32] G. Bhuyan, "Condition based serviceability and reliability assessment of wood pole structures," in Proc. Transmission & Distribution Construction, Operation & Live-Line Maintenances, ESMO '98, 26-30 April 1998, 333-339.
- [33] E. Ezer, "Measurement of wood pole strength-Polux(R), a new nondestructive inspection method," in Proc. Rural Electric Power Conference, 29 April-1 May 2001, pp. C6/1-C6/7.
- [34] Bureau of Reclamation, Bureau of Reclamation Facilities Instructions, Standards, & Techniques, vols. 4-6, Wood Pole Maintenance.
- [35] Z. Shi, H. Zhu, and B. Farhang-Boroujeny, "Markov chain Monte Carlo techniques in iterative detectors: A novel approach based on Monte Carlo integration," in Proc. IEEE Global Telecommunications Conference GLOBECOM '04, 2004, pp 325-329.
- [36] R. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L., and Goel, K. So, "A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results," IEEE Trans. Power Systems, vol. 6, issue 2, May 1991, pp. 813-820.
- [37] L. Wolsey, Integer Programming, New York: John Wiley & Sons, Inc., 1998.
- [38] IEEE/PES Task Force on Impact of Maintenance Strategy on Reliability of the Reliability, Risk and Probability Applications Subcommittee, "The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability," IEEE Trans. Power Systems, vol. 16, issue 4, Nov. 2001, pp. 638-646.
- [39] Theory Manual, Distribution Reliability Indices for Vegetation- DRIVE Ver. 2.0. Electric Power Research Institute.
- [40] J. Meeuwsen, W. Kling, and W. Ploem, "The influence of protection system failures and preventive maintenance on protection systems in distribution systems," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 12, issue 1, Jan. 1997, pp. 125-133.

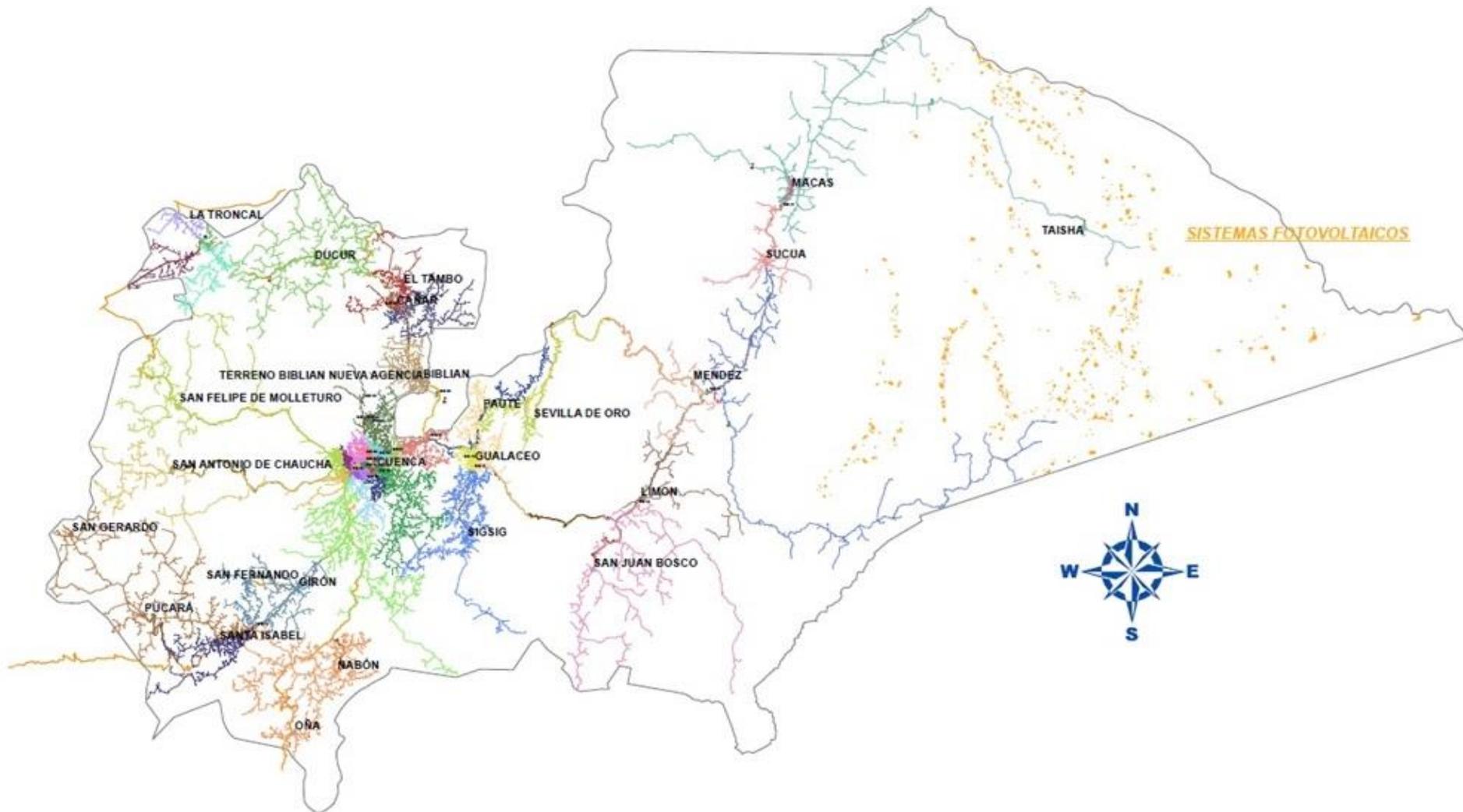


- [41] S. Yeddanapudi, Y. Li, J. McCalley, A. Chowdhury, and W. Jewell; “Development of a predictive reliability assessment tool for distribution systems,” presented at the Northern American Power Symposium (NAPS) conference, Ames, Iowa, 2005.
- [42] R. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L., and Goel, K. So, “Areliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results,” IEEE Trans. Power Systems, vol. 6, issue 2, May 1991, pp. 813-820.
- [43] R. Brown, Electric Power Distribution Reliability, New York: Marcel Dekker, Inc., 2002.
- [44] L. Wolsey, Integer Programming, New York: John Wiley & Sons, Inc., 1998.
- [45] M. Guignard, “Lagrangean relaxation,” Sociedad de Estadística e Investigación Operativa Top, vol. 11, no. 2, 2003, pp. 151-228
- [46] S. Martello and P. Toth, Knapsack Problems: Algorithms and Computer Implementations, New York: John Wiley & Sons Inc., 1990.
- [47] A. Wood and B. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control, New York: John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [48] Regulación No. CONELEC – 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, 2001.
- [49] W. Meeker and L. Escobar, “Statistical methods for reliability data,” A. Wiley-Interscience Publication, 1998.
- [50] Sree Rama Kumar Yeddanapudi, Yuan Li, James D. McCalley, Ali A. Chowdhury and Ward T. Jewell “Risk-Based Allocation of Distribution System Maintenance Resources”, IEEE Transactions on Power Systems, 2008.
- [51] Yuan Li S., Yeddanapudi, James D. McCalley, Ali A. Chowdhury and Ward Jewell “Resource Management for Distribution System Maintenance Using Optimized Risk Reduction”, IEEE, 2006.



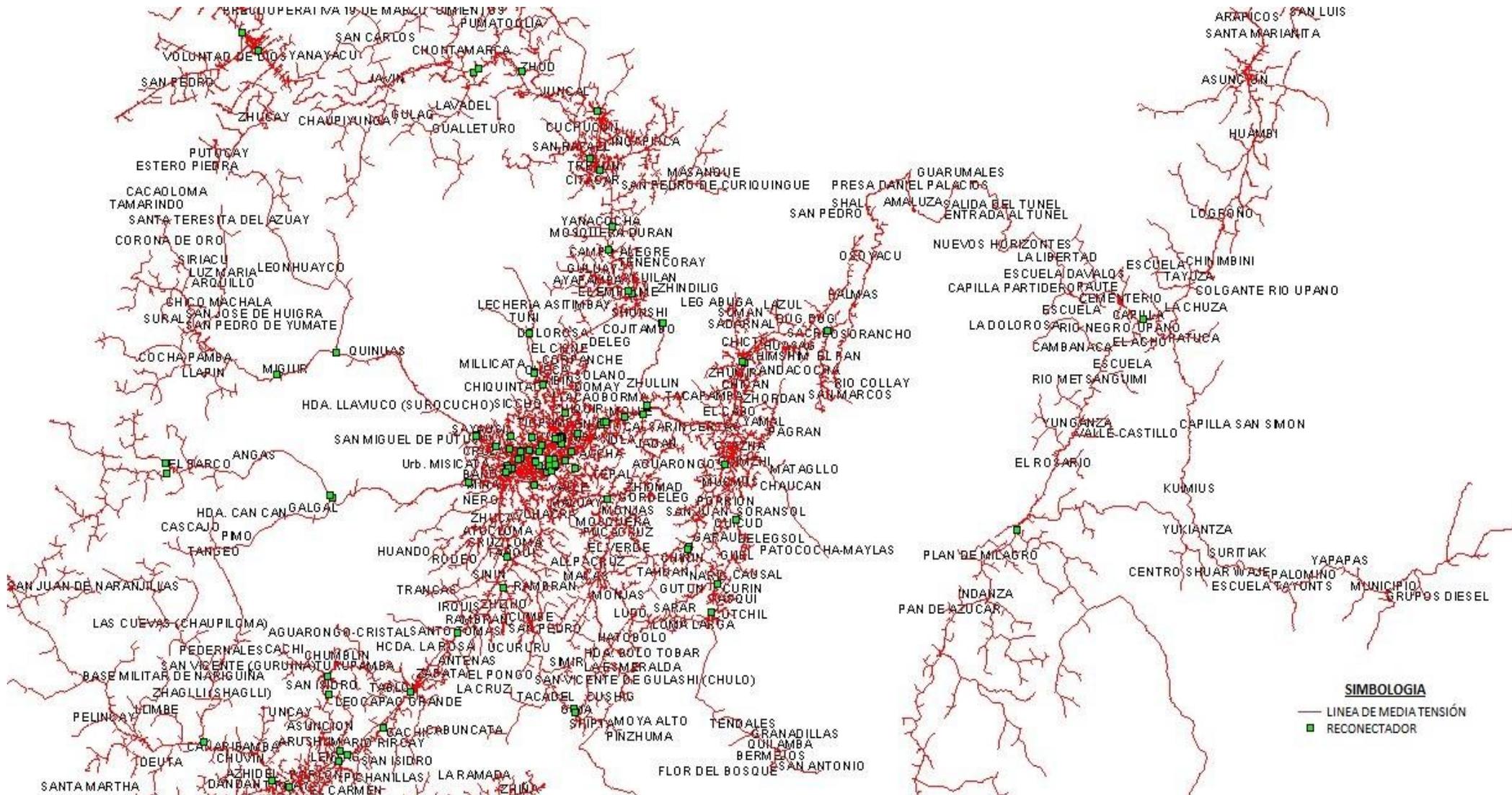
- [52] Yuan Li S., Yeddanapudi, J. McCalley, A. Chowdhury, and M. Moorehead, "Degradation path model for wood pole asset management," presented at the North American Power Symposium (NAPS), Ames, Iowa, 2005.
- [53] Estadística Redes de Distribución CENTROSUR, 2014.
- [54] Francisco M. González – Logatt, "Introducción a los Sistemas de Potencia", 2008
- [55] www.google.com/, imagines varias.
- [56] IBM. CPLEX, "V12. 1: Users manual for cplex," International Business Machines Corporation, vol. 46, no. 53, p. 157, 2009.
- [57] R. Fourer, D. M. Gay, and B. W. Kernighan, AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming. Duxbury Press, Nov. 2002.

ANEXO 1 Área de concesión CENTROSUR



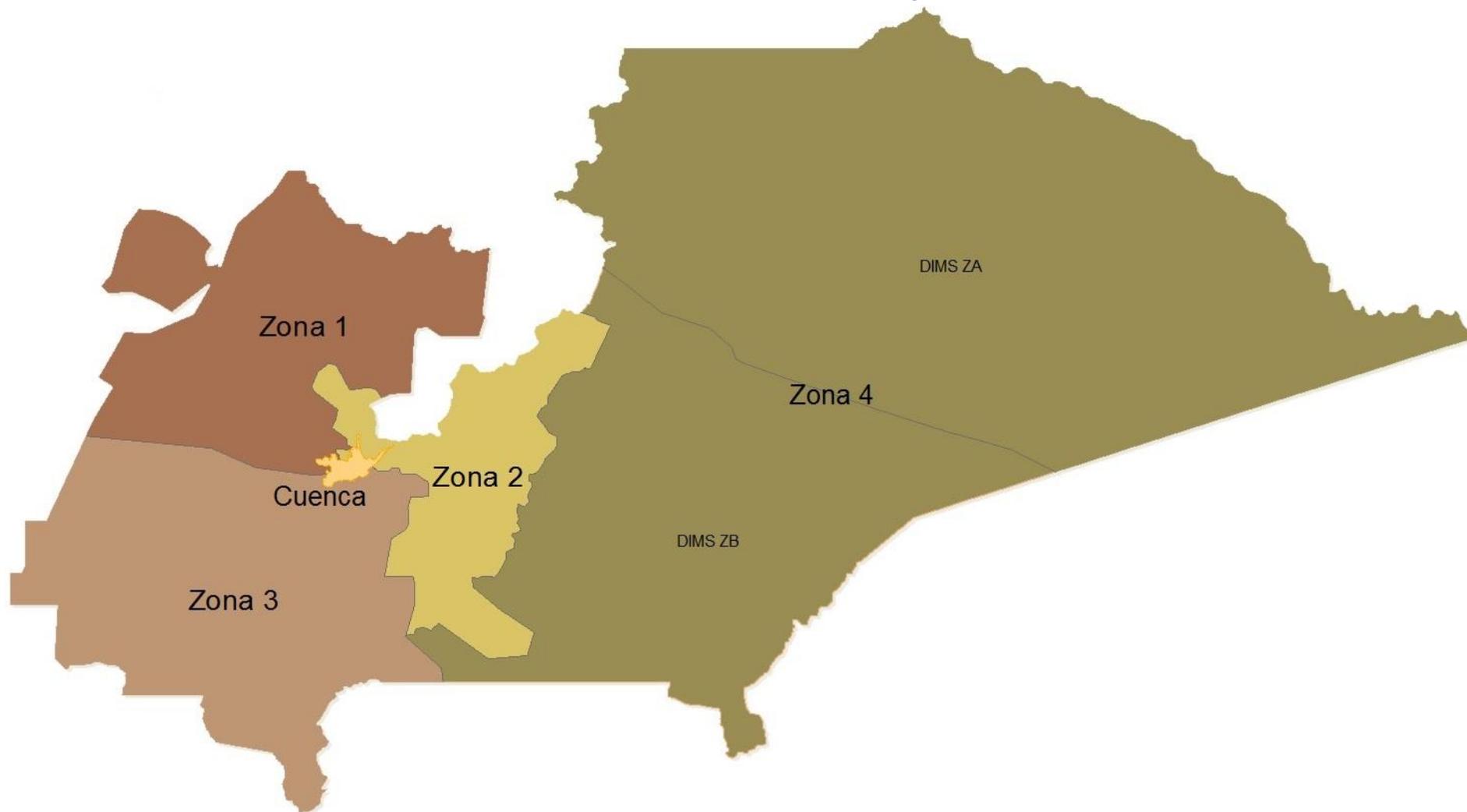


ANEXO 2 Topología Red de Media Tensión CENTROSUR





ANEXO 3 Área de concesión CENTROSUR- división por Zonas de atención



ANEXO 4 Estadística de Interrupciones Año 2011 de la CENTROSUR

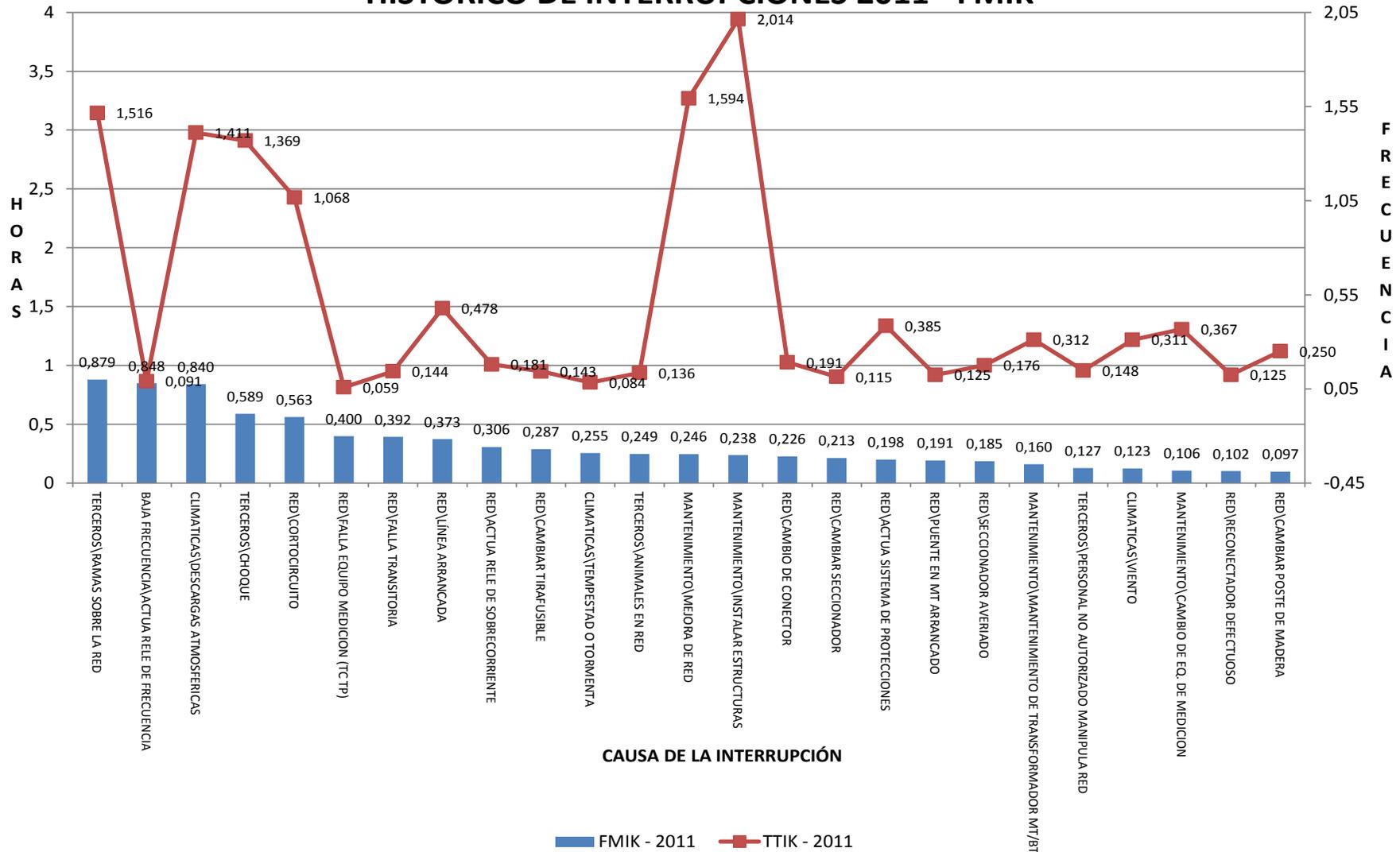
Pot.Desc.>3' [KVA]

(Varios elementos)

Causa	Datos Cuenta de Nro. Interru.	Suma de % INTERRUPCION	Suma de Incidencia FMIK sistema.	Suma de Incidencia TTMIK sistema.
TERCEROS\RAMAS SOBRE LA RED	519	6,731%	0,879133673	1,516413948
BAJA FRECUENCIA\ACTUA RELE DE FRECUENCIA	38	0,493%	0,848449699	0,090637484
CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	439	5,693%	0,840261323	1,411106085
TERCEROS\CHOQUE	123	1,595%	0,588790304	1,368832131
RED\CORTOCIRCUITO	812	10,530%	0,562537894	1,068004027
RED\FALLA EQUIPO MEDICION (TC TP)	21	0,272%	0,399675991	0,059170031
RED\FALLA TRANSITORIA	79	1,025%	0,392299788	0,143893909
RED\LINEA ARRANCADA	274	3,553%	0,372958297	0,478187063
RED\ACTUA RELE DE SOBRECORRIENTE	20	0,259%	0,306003585	0,180524078
RED\CAMBIAR TIRAFUSIBLE	84	1,089%	0,287345119	0,143140675
CLIMATICAS\TEMPESTA O TORMENTA	73	0,947%	0,254675275	0,084448514
TERCEROS\ANIMALES EN RED	68	0,882%	0,248538048	0,135523295
MANTENIMIENTO\MEJORA DE RED	756	9,804%	0,245973365	1,593837745
MANTENIMIENTO\INSTALAR ESTRUCTURAS	79	1,025%	0,237847302	2,014439566
RED\CAMBIO DE CONECTOR	125	1,621%	0,226045097	0,191295619
RED\CAMBIAR SECCIONADOR	32	0,415%	0,213051562	0,114732182
RED\ACTUA SISTEMA DE PROTECCIONES	10	0,130%	0,19838598	0,385303108
RED\PUENTE EN MT ARRANCADO	37	0,480%	0,19138977	0,124508733
RED\SECCIONADOR AVERIADO	23	0,298%	0,185478217	0,175780182
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADOR MT/BT	537	6,964%	0,159552264	0,31153015
TERCEROS\PERSONAL NO AUTORIZADO MANIPULA RED	40	0,519%	0,126980927	0,148071643
CLIMATICAS\VIENTO	261	3,385%	0,123156243	0,311219618
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE EQ. DE MEDICION	7	0,091%	0,106214763	0,367275002
RED\RECONECTOR DEFECTUOSO	7	0,091%	0,102160883	0,125215172
RED\CAMBIAR POSTE DE MADERA	82	1,063%	0,096788335	0,250143118
MANTENIMIENTO\CAMBIAR SECCIONADOR	12	0,156%	0,091085465	0,09313707
TERCEROS\DESLAVE DERRUMBE	10	0,130%	0,085611115	0,534010006
RED\OTRAS	116	1,504%	0,081893868	0,10456511
RED\DISYUNTOR DEFECTUOSO	6	0,078%	0,077157441	0,036940324
RED\FALLAS POR MANIOBRAS	7	0,091%	0,065634058	0,040829035
RED\RED FLOJA	205	2,659%	0,06538758	0,058483284
MANTENIMIENTO\ALUMBRADO PUBLICO	177	2,295%	0,056316457	0,56842562
MANTENIMIENTO\CAMBIAR POSTE	130	1,686%	0,054295128	0,312464256
MANTENIMIENTO\INSTALACION DE EQUIPO IED O DPU	4	0,052%	0,050511959	0,509468254
RED\CERRAR SECCIONADOR	2	0,026%	0,046712256	0,004706363
TRANSMSOR\TRANSMSOR	6	0,078%	0,044288516	0,436890023
TERCEROS\DAÑO OCASIONADO POR OTRAS EMPR.SERV.PUBL	17	0,220%	0,04419699	0,019574631
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN MEDIA TENSION MT	133	1,725%	0,042688695	0,285554067
RED\CRUCETA AVERIADA	3	0,039%	0,04155115	0,050864581
AMBIENTALES\DESPLAZAMIENTO DE TIERRA	40	0,519%	0,040698704	0,101374688
TERCEROS\INCENDIO	3	0,039%	0,040682146	0,008949076
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE MEDIA TENSION	63	0,817%	0,034752886	0,121652778
MANIOBRAS\MANIOBRAS DE NORMALIZACION	1	0,013%	0,034609388	0,002307292
RED\AISLADOR ROTO	17	0,220%	0,032241318	0,03206305
MANTENIMIENTO\REUBICAR POSTE	178	2,308%	0,030144403	0,120386731
MANIOBRAS\CERRAR SECCIONADORES	1	0,013%	0,026272667	0,002189389
RED\TRANSFORMADOR QUEMADO	25	0,324%	0,025861537	0,0412804
RED\CAMBIO DE FUSIBLE NH	687	8,909%	0,02509397	0,07388679
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO BAJA TENSION	213	2,762%	0,017033883	0,053824803
MANTENIMIENTO\PODA DE ARBOLES	89	1,154%	0,015276408	0,0506059786
GENERADOR\CONSTRUCCION DE LINEA DE S/T	1	0,013%	0,01466283	0,044966012
RED\TRAFO O RED SOBRECARGADA	26	0,337%	0,011501657	0,011132819
RED\CAMBIAR BASES DE PORTAFUSIBLES BT	162	2,101%	0,010597184	0,009028998
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO ALTA TENSION	11	0,143%	0,009837828	0,022314842
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE TRANSFORMADOR	51	0,661%	0,009177175	0,018134503
MANTENIMIENTO\REUBICAR REDES B.T.	94	1,219%	0,008615338	0,030240367
MANIOBRAS\TRANSFERENCIA DE CARGA	1	0,013%	0,006003697	0,000400246
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN BAJA TENSION BT	53	0,687%	0,0059199	0,098419388
MANTENIMIENTO\REUBICAR TRANSFORMADOR	33	0,428%	0,005341348	0,021889294
RED\RAMAS SOBRE LA RED	120	1,556%	0,004920666	0,030880807
RED\TENSOR SUELTO	62	0,804%	0,003831292	0,00841347
RED\AREGLO DE PUENTES	9	0,117%	0,003122582	0,006461019
MANTENIMIENTO\APLOMAR POSTE	22	0,285%	0,002654153	0,006875005
RED\CONDUCTOR RECOCIDO	26	0,337%	0,002502965	0,002843608
MANIOBRAS\RECONFIGURACION	2	0,026%	0,001462373	0,003120074
TERCEROS\DAÑO INTERNO	8	0,104%	0,001206733	0,011393703
AMBIENTALES\MATERIALES LLEVADOS POR EL VIENTO	12	0,156%	0,001128431	0,001338564
CLIMATICAS\INUNDACIONES	2	0,026%	0,001107206	0,000862317
AMBIENTALES\INUNDACION	1	0,013%	0,000891139	0,006445902
RED\PARARRAYO DEFECTUOSO	4	0,052%	0,000859393	0,000997915
MANTENIMIENTO\REUBICAR TENSOR	4	0,052%	0,000695989	0,001683526
MANTENIMIENTO\CALIBRACION DE TAP DEL TRANSFORMADOR	4	0,052%	0,000525044	0,000516984
CLIMATICAS\	3	0,039%	0,000516443	0,000766198
TERCEROS\CONEXION DOLOSA	8	0,104%	0,000479818	0,001858395
MANTENIMIENTO\AJUSTE DE PUENTES MT	4	0,052%	0,000403029	0,000536757
RED\DESCARGAS ATMOSFERICAS	3	0,039%	0,000350656	0,000357338
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE BASES DE FUSIBLE NH	5	0,065%	0,000313672	0,000190599
TERCEROS\SERVICIO NORMAL	3	0,039%	0,000303742	0,000907232
RED\ALUMBRADO DEFECTUOSO	7	0,091%	0,000277342	0,000126721
OTRAS\OTRAS	8	0,104%	0,000233049	0,000692
MANIOBRAS\CONEXION DE ALIMENTADORES EN PARALELO	1	0,013%	0,00022525	0,000807144
MANTENIMIENTO\CAMBIO O AJUSTE DE TERMINAL	2	0,026%	0,000224681	0,000894948
MANTENIMIENTO\CAMBIO O AJUSTE DE CONECTOR	1	0,013%	0,000170445	0,000269871
AMBIENTALES\CONTAMINACION	1	0,013%	0,000135146	0,002880855
RED\CAMBIO LUMINARIA	2	0,026%	0,000120826	0,000122429
MANTENIMIENTO\INSTALAR TENSOR	2	0,026%	8,98211E-05	9,59831E-05
MANTENIMIENTO\CAMBIO FUSIBLE DE M.T.	1	0,013%	5,42751E-05	0,000573507
RED\	1	0,013%	5,42339E-05	3,16365E-05
RED\ALUMBRADO ENCENDIDO	2	0,026%	4,49067E-05	0,000149665
RED\INSTALACION NUEVA	1	0,013%	2,2527E-05	4,12995E-05
RED\ACTUA RELE DE FALLA A TIERRA	1	0,013%	2,21439E-05	5,16692E-05
Total general	7455	96,680%	9,474302219	16,8129241



HISTORICO DE INTERRUPCIONES 2011 - FMIK



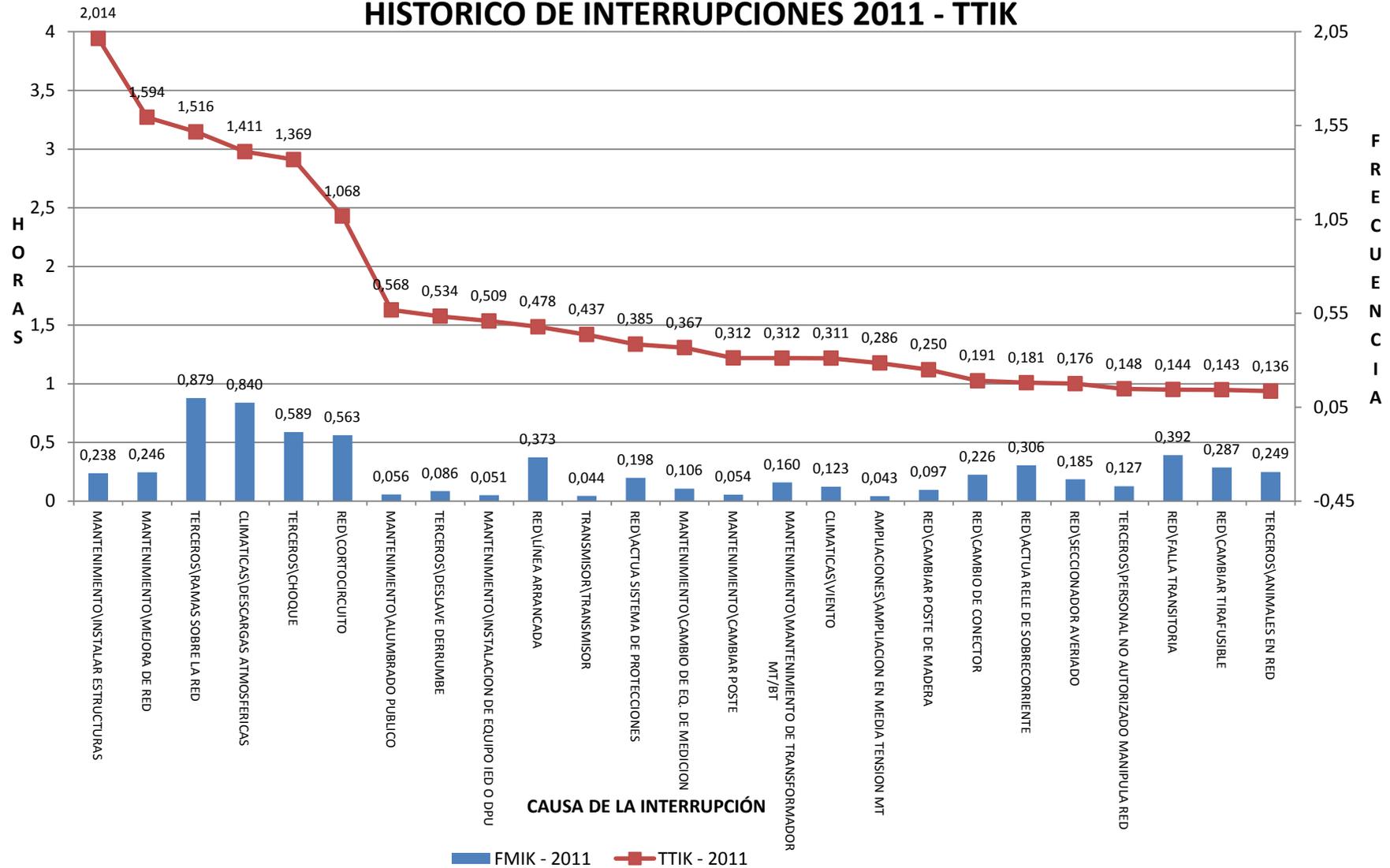


Pot.Desc.>3' [KVA] (Varios elementos)

Causa	Datos Cuenta de Nro. Interru.	Suma de % INTERRUPCION	Suma de Incidencia FMIK sistema	Suma de Incidencia TTMIK sistema
MANTENIMIENTO/INSTALAR ESTRUCTURAS	79	1,025%	0,237847302	2,014439586
MANTENIMIENTO/MEJORA DE RED	756	9,804%	0,245973365	1,593837745
TERCEROS/VRAMAS SOBRE LA RED	519	6,731%	0,879133673	1,516413948
CLIMATICAS/DESCARGAS ATMOSFERICAS	439	5,693%	0,840261323	1,411106085
TERCEROS/CHOQUE	123	1,595%	0,588790304	1,368832131
RED/CORTOCIRCUITO	812	10,530%	0,562537894	1,068004027
MANTENIMIENTO/ALUMBRADO PUBLICO	177	2,295%	0,056316457	0,56842562
TERCEROS/DESOLVE DERRUMBE	10	0,130%	0,085611115	0,534010006
MANTENIMIENTO/INSTALACION DE EQUIPO IED O DPU	4	0,052%	0,050511959	0,509468254
RED/LINEA ARRANCADA	274	3,553%	0,372958297	0,478187063
TRANSISOR/TRANSISOR	6	0,078%	0,044288516	0,436980023
RED/ACTUA SISTEMA DE PROTECCIONES	10	0,130%	0,19838598	0,385303108
MANTENIMIENTO/CAMBIO DE EQ. DE MEDICION	7	0,091%	0,106214763	0,367275002
MANTENIMIENTO/CAMBIAR POSTE	130	1,686%	0,054295128	0,312464256
MANTENIMIENTO/MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADOR MT/BT	537	6,964%	0,159552264	0,31153015
CLIMATICAS/VIENTO	261	3,385%	0,123156243	0,311219618
AMPLIACIONES/AMPLIACION EN MEDIA TENSION MT	133	1,725%	0,042688695	0,285554067
RED/CAMBIAR POSTE DE MADERA	82	1,063%	0,096788335	0,250143118
RED/CAMBIO DE CONECTOR	125	1,621%	0,226045097	0,191295619
RED/ACTUA RELE DE SOBRECORRIENTE	20	0,259%	0,306003585	0,180524078
RED/SECCIONADOR AVERIADO	23	0,298%	0,185478217	0,175780182
TERCEROS/PERSONAL NO AUTORIZADO MANIPULA RED	40	0,519%	0,126980927	0,148071643
RED/FALLA TRANSITORIA	79	1,025%	0,392299788	0,143893909
RED/CAMBIAR TIRAFUSIBLE	84	1,089%	0,287345119	0,143140675
TERCEROS/ANIMALES EN RED	68	0,882%	0,248538048	0,135523295
RED/RECONECTOR DEFECTUOSO	7	0,091%	0,102160883	0,125215172
RED/PUENTE EN MT ARRANCADO	37	0,480%	0,19138977	0,124508733
MANTENIMIENTO/MANTENIMIENTO DE MEDIA TENSION	63	0,817%	0,034752886	0,121652778
MANTENIMIENTO/REUBICAR POSTE	178	2,308%	0,030144403	0,120386731
RED/CAMBIAR SECCIONADOR	32	0,415%	0,213051562	0,114732182
RED/OTRAS	116	1,504%	0,081893868	0,10456511
AMBIENTALES/DESPLAZAMIENTO DE TIERRA	40	0,519%	0,040698704	0,101374688
AMPLIACIONES/AMPLIACION EN BAJA TENSION BT	53	0,687%	0,0059199	0,098419388
MANTENIMIENTO/CAMBIAR SECCIONADOR	12	0,156%	0,091085465	0,09313707
BAJA FRECUENCIA/ACTUA RELE DE FRECUENCIA	38	0,493%	0,848449699	0,090637484
CLIMATICAS/TEMPESTAD O TORMENTA	73	0,947%	0,254675275	0,084448514
RED/CAMBIO DE FUSIBLE NH	687	8,909%	0,02509397	0,07388679
RED/FALLA EQUIPO MEDICION (TC TP)	21	0,272%	0,399675991	0,059170031
RED/RED FLOJA	205	2,659%	0,06538758	0,058483284
MANTENIMIENTO/PODA DE ARBOLES	89	1,154%	0,015276408	0,056059786
MANTENIMIENTO/MANTENIMIENTO BAJA TENSION	213	2,762%	0,017033883	0,053824803
RED/CRUCETA AVERIADA	3	0,039%	0,04155115	0,050864581
GENERADOR/CONSTRUCCIÓN DE LINEA DE S/T	1	0,013%	0,01466283	0,044966012
RED/TRANSFORMADOR QUEMADO	25	0,324%	0,025861537	0,0412804
RED/FALLAS POR MANIOBRAS	7	0,091%	0,065634058	0,040829035
RED/DISYUNTOR DEFECTUOSO	6	0,078%	0,077157441	0,036940324
RED/VAISLADOR ROTO	17	0,220%	0,032241318	0,03206305
RED/VRAMAS SOBRE LA RED	120	1,556%	0,004920666	0,030880807
MANTENIMIENTO/REUBICAR REDES B.T.	94	1,219%	0,008615338	0,030240367
MANTENIMIENTO/MANTENIMIENTO ALTA TENSION	11	0,143%	0,009837828	0,022314842
MANTENIMIENTO/REUBICAR TRANSFORMADOR	33	0,428%	0,005341348	0,021889294
TERCEROS/DAÑO OCASIONADO POR OTRAS EMPR.SERV.PUBL	17	0,220%	0,04419699	0,019574631
MANTENIMIENTO/CAMBIO DE TRANSFORMADOR	51	0,661%	0,009177175	0,018134503
TERCEROS/DAÑO INTERNO	8	0,104%	0,001206733	0,011393703
RED/TRAFO O RED SOBRECARGADA	26	0,337%	0,011501657	0,011132819
RED/CAMBIAR BASES DE PORTAFUSIBLES BT	162	2,101%	0,010597184	0,009028998
TERCEROS/INCENDIO	3	0,039%	0,040682146	0,008949076
RED/SENSOR SUELTO	62	0,804%	0,003831292	0,00841347
MANTENIMIENTO/APLOMAR POSTE	22	0,285%	0,002654153	0,006875005
RED/AREGLO DE PUENTES	9	0,117%	0,003122582	0,006461019
AMBIENTALES/INUNDACION	1	0,013%	0,000891139	0,006445902
RED/CERRAR SECCIONADOR	2	0,026%	0,046712256	0,004706363
MANIOBRAS/RECONFIGURACION	2	0,026%	0,001462373	0,003120074
AMBIENTALES/CONTAMINACION	1	0,013%	0,000135146	0,002880855
RED/CONDUCTOR RECOCIDO	26	0,337%	0,002502965	0,002843608
MANIOBRAS/MANIOBRAS DE NORMALIZACION	1	0,013%	0,034609388	0,002307292
MANIOBRAS/CERRAR SECCIONADORES	1	0,013%	0,026272667	0,002189389
TERCEROS/CONEXION DOLOSA	8	0,104%	0,000479818	0,001858395
MANTENIMIENTO/REUBICAR TENSOR	4	0,052%	0,000699589	0,001683526
AMBIENTALES/MATERIALES LLEVADOS POR EL VIENTO	12	0,156%	0,001128431	0,001338564
RED/PARRAYO DEFECTUOSO	4	0,052%	0,000859393	0,000997915
TERCEROS/SERVICIO NORMAL	3	0,039%	0,000303742	0,000907232
MANTENIMIENTO/CAMBIO O AJUSTE DE TERMINAL	2	0,026%	0,000224681	0,000894948
CLIMATICAS/INUNDACIONES	2	0,026%	0,001107206	0,000862317
MANIOBRAS/CONEXION DE ALIMENTADORES EN PARELEO	1	0,013%	0,00022525	0,000807144
CLIMATICAS/	3	0,039%	0,000516443	0,000766198
OTRAS/OTRAS	8	0,104%	0,000233049	0,000692
MANTENIMIENTO/CAMBIO FUSIBLE DE M.T.	1	0,013%	5,42751E-05	0,000573507
MANTENIMIENTO/AJUSTE DE PUENTES MT	4	0,052%	0,000403029	0,000536757
MANTENIMIENTO/CALIBRACION DE TAP DEL TRANSFORMADOR	4	0,052%	0,000525044	0,000516984
MANIOBRAS/TRANSFERENCIA DE CARGA	1	0,013%	0,006003697	0,000400246
RED/DESCARGAS ATMOSFERICAS	3	0,039%	0,000350656	0,000357338
MANTENIMIENTO/CAMBIO O AJUSTE DE CONECTOR	1	0,013%	0,000170445	0,000269871
MANTENIMIENTO/CAMBIO DE BASES DE FUSIBLE NH	5	0,065%	0,000313672	0,000190599
RED/ALUMBRADO ENCENDIDO	2	0,026%	4,49067E-05	0,000149665
RED/ALUMBRADO DEFECTUOSO	7	0,091%	0,000277342	0,000126721
RED/CAMBIO LUMINARIA	2	0,026%	0,000120826	0,000122429
MANTENIMIENTO/INSTALAR TENSOR	2	0,026%	8,98211E-05	9,59831E-05
RED/ACTUA RELE DE FALLA A TIERRA	1	0,013%	2,21439E-05	5,16692E-05
RED/INSTALACION NUEVA	1	0,013%	2,2527E-05	4,12995E-05
RED/	1	0,013%	5,42339E-05	3,16365E-05
Total general	7455	96,680%	9,474302219	16,8129241



HISTORICO DE INTERRUPCIONES 2011 - TTIK





ANEXO 5 Estadística de Interrupciones Año 2012 de la CENTROSUR

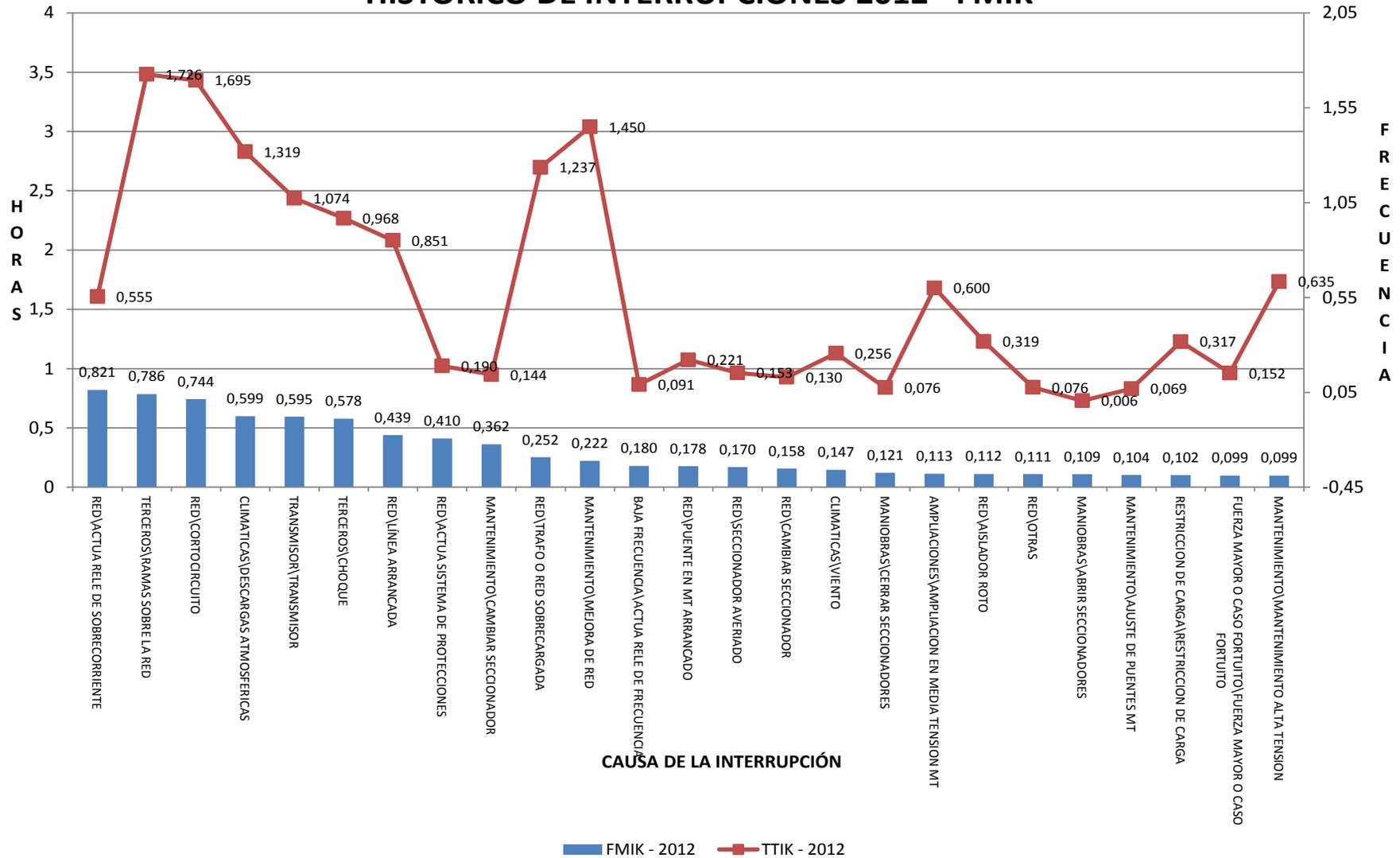
Pot.Desc.>3' [KVA]

(Varios elementos)

Causa	Datos Cuenta de Nro. Interrup.	Suma de % INTERRUPCION	Suma de Incidencia FMIK sistema.	Suma de Incidencia TTMIK sistema.
RED\ACTUA RELE DE SOBRECORRIENTE	39	0,501%	0,820703758	0,554931436
TERCEROS\RAMAS SOBRE LA RED	651	8,355%	0,786452225	1,726263767
RED\CORTOCIRCUITO	866	11,114%	0,743581223	1,694881534
CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	494	6,340%	0,598848801	1,318619265
TRANSMISOR\TRANSMISOR	72	0,924%	0,59504184	1,07355983
TERCEROS\CHOQUE	163	2,092%	0,578115954	0,968175646
RED\LÍNEA ARRANCADA	257	3,298%	0,43930192	0,850868494
RED\ACTUA SISTEMA DE PROTECCIONES	20	0,257%	0,409683786	0,189592985
MANTENIMIENTO\CAMBIAR SECCIONADOR	20	0,257%	0,362498701	0,143692466
RED\TRAFO O RED SOBRECARGADA	60	0,770%	0,252306522	1,236885201
MANTENIMIENTO\MEJORA DE RED	838	10,755%	0,222112035	1,449957883
BAJA FRECUENCIA\ACTUA RELE DE FRECUENCIA	12	0,154%	0,179875731	0,090869732
RED\PUENTE EN MT ARRANCADO	39	0,501%	0,178184283	0,221429083
RED\SECCIONADOR AVERIADO	37	0,475%	0,169500567	0,153193031
RED\CAMBIAR SECCIONADOR	39	0,501%	0,158287941	0,12979476
CLIMATICAS\VIENTO	225	2,888%	0,146811673	0,255955716
MANIOBRAS\CERRAR SECCIONADORES	5	0,064%	0,121038516	0,075520673
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN MEDIA TENSION MT	180	2,310%	0,113169808	0,600385321
RED\AISLADOR ROTO	11	0,141%	0,112306966	0,318564513
RED\OTRAS	165	2,118%	0,111132777	0,076348777
MANIOBRAS\ABRIR SECCIONADORES	6	0,077%	0,109094103	0,00631298
MANTENIMIENTO\AJUSTE DE PUENTES MT	6	0,077%	0,104478004	0,0690481
RESTRICCION DE CARGA\RESTRICCION DE CARGA	9	0,116%	0,101944773	0,317123497
FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO\FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO	24	0,308%	0,098761582	0,152174474
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO ALTA TENSION	29	0,372%	0,098516489	0,634639555
MANTENIMIENTO\ALUMBRADO PUBLICO	248	3,183%	0,097142582	0,658536097
RED\FALLAS POR MANIOBRAS	7	0,090%	0,092595407	0,170067372
TERCEROS\DAÑO OCASIONADO POR OTRAS EMPR.SERV.PUBL	17	0,218%	0,082296911	0,09150592
MANIOBRAS\RECONFIGURACION	7	0,090%	0,070292601	0,020863189
OTRAS\OTRAS	5	0,064%	0,069987898	0,692586812
MANTENIMIENTO\CAMBIO FUSIBLE DE MT.	2	0,026%	0,065674303	0,005679576
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE MEDIA TENSION	53	0,680%	0,059988105	0,095841611
RED\CAMBIAR TIRAFUSIBLE	106	1,360%	0,047200911	0,047239243
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADOR MT/BT	347	4,453%	0,043876955	0,112139495
MANIOBRAS\INTERCONEXION ENTRE ALIMENTADORES	2	0,026%	0,043808767	0,002190439
AMBIENTALES\DESPLAZAMIENTO DE TIERRA	85	1,091%	0,042330776	0,145400797
RED\CONDUCTOR RECOCIDO	39	0,501%	0,040254868	0,074271808
TERCEROS\PERSONAL NO AUTORIZADO MANIPULA RED	41	0,526%	0,03893909	0,289294222
MANIOBRAS\MANIOBRAS DE NORMALIZACIÓN	3	0,039%	0,038202528	0,003264177
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE TRANSFORMADOR	92	1,181%	0,037355583	0,287166073
RED\DISYUNTOR DEFECTUOSO	4	0,051%	0,035203221	0,344939459
CLIMATICAS\TEMPERADA O TORMENTA	75	0,963%	0,034989987	0,041169319
MANTENIMIENTO\INSTALAR ESTRUCTURAS	39	0,501%	0,034737311	0,270119006
RED\RED FLOJA	274	3,516%	0,031527333	0,067476795
MANIOBRAS\TRANSFERENCIA DE CARGA	2	0,026%	0,030736193	0,011217982
MANTENIMIENTO\REUBICAR POSTE	141	1,810%	0,026241095	0,136026549
TERCEROS\INCENDIO	1	0,013%	0,025335292	0,022379508
RED\CRUJETA AVERIADA	5	0,064%	0,020382327	0,014154063
MANTENIMIENTO\CAMBIAR POSTE	73	0,937%	0,019847349	0,087869989
RED\TRANSFORMADOR QUEMADO	47	0,603%	0,019735393	0,040262453
TERCEROS\ANIMALES EN RED	63	0,809%	0,019704553	0,074537067
MANTENIMIENTO\CAMBIO O AJUSTE DE CONECTOR	3	0,039%	0,015848096	0,002351281
GENERADOR\CONSTRUCCION DE LINEA DE S/T	1	0,013%	0,01536941	0,043802819
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN BAJA TENSION BT	65	0,834%	0,014995799	0,110011794
RED\CAMBIAR BASES DE PORTAFUSIBLES BT	211	2,708%	0,013638457	0,013346002
RED\CAMBIO DE FUSIBLE NH	398	5,108%	0,012369796	0,042193488
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO BAJA TENSION	146	1,874%	0,010543435	0,031820874
RED\CAMBIAR POSTE DE MADERA	62	0,796%	0,010427338	0,041952869
MANTENIMIENTO\REUBICAR REDES B.T.	79	1,014%	0,009159269	0,033807547
RED\FALLA TRANSITORIA	86	1,104%	0,008431635	0,024913154
MANTENIMIENTO\PODA DE ARBOLES	96	1,232%	0,007850264	0,030467795
RED\CAMBIO DE CONECTOR	84	1,078%	0,00584368	0,011764094
RED\CERRAR SECCIONADOR	7	0,090%	0,003964659	0,002554169
RED\PARARRAYO DEFECTUOSO	7	0,090%	0,003223106	0,012496041
MANTENIMIENTO\REUBICAR TRANSFORMADOR	27	0,347%	0,002851286	0,010513003
MANTENIMIENTO\APLOMAR POSTE	31	0,398%	0,002213235	0,007927495
RED\TENSOR SUELTO	38	0,488%	0,001667818	0,004557204
RED\CAMBIO LUMINARIA	4	0,051%	0,001505004	0,001359409
TERCEROS\DESLAVE DERRUMBE	4	0,051%	0,001352896	0,008674487
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE BASES DE FUSIBLE NH	19	0,244%	0,00133515	0,000932612
AMBIENTALES\INUNDACION	4	0,051%	0,001223041	0,003991723
RED\RAMAS SOBRE LA RED	22	0,282%	0,000892082	0,002442823
RED\AREGLO DE PUENTES	9	0,116%	0,00079361	0,000667499
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE EQ. DE MEDICION	1	0,013%	0,000638108	0,0003935
TERCEROS\DAÑO INTERNO	8	0,103%	0,000556216	0,003087635
AMBIENTALES\MATERIALES LLEVADOS POR EL VIENTO	16	0,205%	0,000504455	0,003013093
RED\SIN ALUMBRADO	4	0,051%	0,000442267	0,000246174
MANTENIMIENTO\REUBICAR TENSOR	5	0,064%	0,00040628	0,001786957
AMBIENTALES\CONTAMINACION	1	0,013%	0,000319651	0,001497032
TERCEROS\CONEXION DOLOSA	7	0,090%	0,000211769	0,000988612
RED\ALUMBRADO DEFECTUOSO	3	0,039%	0,000156203	0,000668883
MANTENIMIENTO\INSTALAR TENSOR	1	0,013%	0,000136615	0,000204923
CLIMATICAS\INUNDACIONES	4	0,051%	0,000127507	0,000127964
MANTENIMIENTO\CALIBRACION DE TAP DEL TRANSFORMADOR	1	0,013%	0,000104419	1,56629E-05
RED\CHOQUE	1	0,013%	9,62661E-05	0,000144399
RED\FALLA EQUIPO MEDICION (TC TP)	3	0,039%	6,27273E-05	0,000277209
RED\ALUMBRADO ENCENDIDO	1	0,013%	5,29391E-05	1,67641E-05
RED\RETIRO LUMINARIA	2	0,026%	4,27849E-05	8,55698E-06
RED\DESCARGAS ATMOSFERICAS	1	0,013%	2,13925E-05	6,41774E-05
TERCEROS\	1	0,013%	2,09217E-05	1,91782E-05
Total general	7508	96,355%	8,929536902	18,57009664



HISTORICO DE INTERRUPCIONES 2012 - FMIK





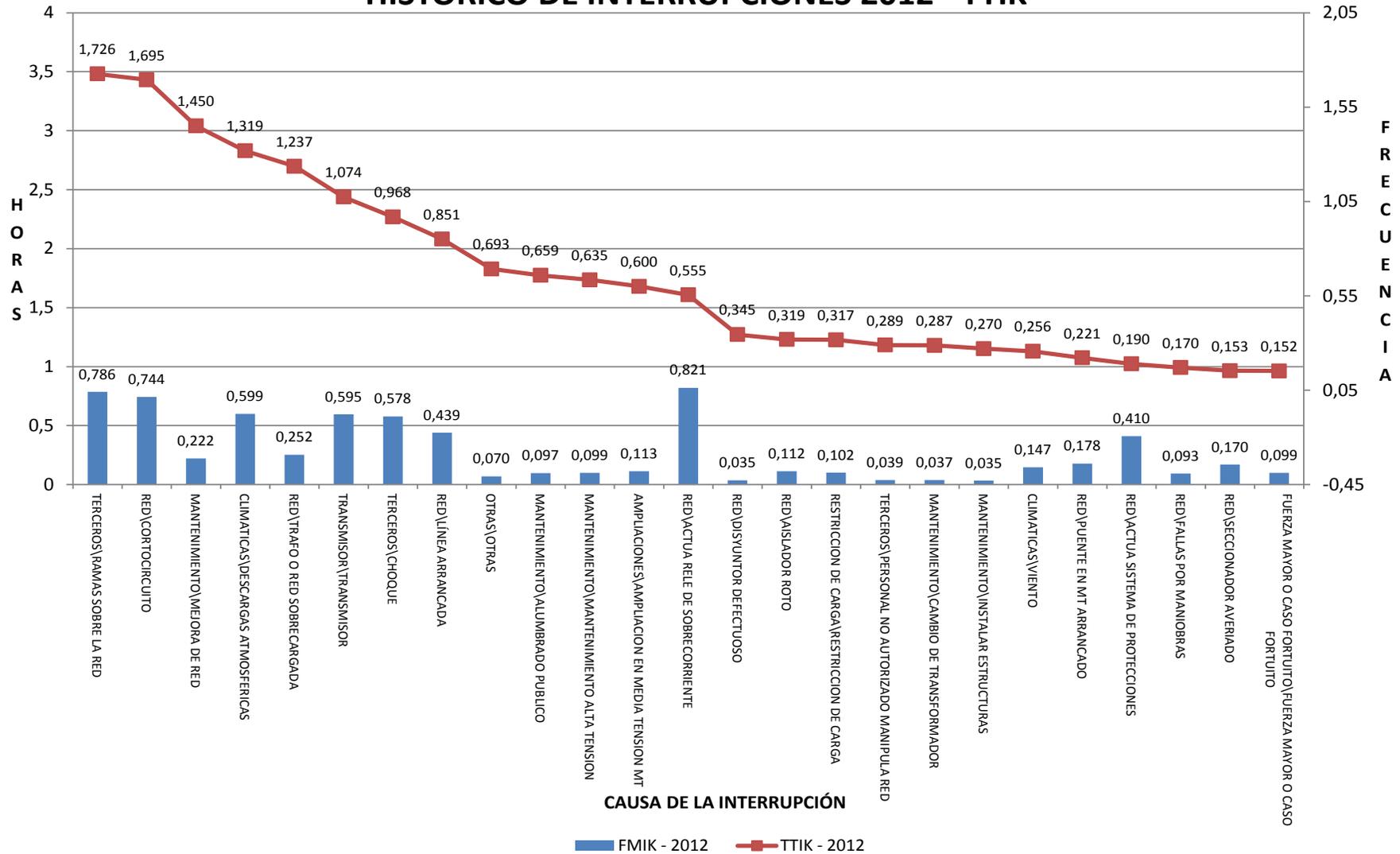
Pot.Desc.>3' [KVA]

(Varios elementos)

Causa	Datos Cuenta de No. Interrup.	Suma de % INTERRUPCION	Suma de Incidencia FMIK sistema.	Suma de Incidencia TTMIK sistema.
TERCEROS/IRAMAS SOBRE LA RED	651	8,355%	0,786452225	1,726263767
RED/CORTOCIRCUITO	866	11,114%	0,743581223	1,694881534
MANTENIMIENTO/MEJORA DE RED	838	10,755%	0,222112035	1,449957883
CLIMATICAS/DESCARGAS ATMOSFERICAS	494	6,340%	0,598848801	1,318619265
RED/TRAFO O RED SOBRECARGADA	60	0,770%	0,252306522	1,236885201
TRANSMISOR/TRANSMISOR	72	0,924%	0,59504184	1,07355983
TERCEROS/CHOQUE	163	2,092%	0,578115954	0,968175646
RED/LINEA ARRANCADA	257	3,298%	0,43930192	0,850868494
OTRAS/OTRAS	5	0,064%	0,069987898	0,692586812
MANTENIMIENTO/ALUMBRADO PUBLICO	248	3,183%	0,097142582	0,658536097
MANTENIMIENTO/MANTENIMIENTO ALTA TENSION	29	0,372%	0,098516489	0,634639555
AMPLIACIONES/AMPLIACION EN MEDIA TENSION MT	180	2,310%	0,113169808	0,600385321
RED/ACTUA RELE DE SOBRECORRIENTE	39	0,501%	0,820703758	0,554931436
RED/DISYUNTOR DEFECTUOSO	4	0,051%	0,035203221	0,344939459
RED/AISLADOR ROTO	11	0,141%	0,112306966	0,318564513
RESTRICCION DE CARGA/RESTRICCION DE CARGA	9	0,116%	0,101944773	0,317123497
TERCEROS/PERSONAL NO AUTORIZADO MANIPULA RED	41	0,526%	0,03893909	0,289294222
MANTENIMIENTO/CAMBIO DE TRANSFORMADOR	92	1,181%	0,037355583	0,287166073
MANTENIMIENTO/INSTALAR ESTRUCTURAS	39	0,501%	0,034737311	0,270119006
CLIMATICAS/VIENTO	225	2,888%	0,146811673	0,255955716
RED/PUENTE EN MT ARRANCADO	39	0,501%	0,178184283	0,221423083
RED/ACTUA SISTEMA DE PROTECCIONES	20	0,257%	0,409683786	0,189592985
RED/FALLAS POR MANIOBRAS	7	0,090%	0,092595407	0,170067372
RED/SECCIONADOR AVERIADO	37	0,475%	0,169500567	0,153193031
FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO/FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO	24	0,308%	0,098761582	0,152174474
AMBIENTALES/DESPLAZAMIENTO DE TIERRA	85	1,091%	0,042330776	0,145400797
MANTENIMIENTO/CAMBIAR SECCIONADOR	20	0,257%	0,362498701	0,143692466
MANTENIMIENTO/REUBICAR POSTE	141	1,810%	0,026241095	0,136026549
RED/CAMBIAR SECCIONADOR	39	0,501%	0,158287941	0,12979476
MANTENIMIENTO/MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADOR MT/BT	347	4,453%	0,043876955	0,112139495
AMPLIACIONES/AMPLIACION EN BAJA TENSION BT	65	0,834%	0,014995799	0,110011794
MANTENIMIENTO/MANTENIMIENTO DE MEDIA TENSION	53	0,680%	0,059988105	0,095841611
TERCEROS/DAÑO OCASIONADO POR OTRAS EMPR.SERV.PUBL	17	0,218%	0,082296911	0,09150592
BAJA FRECUENCIA/ACTUA RELE DE FRECUENCIA	12	0,154%	0,179875731	0,090869732
MANTENIMIENTO/CAMBIAR POSTE	73	0,937%	0,019847349	0,087869989
RED/OTRAS	165	2,118%	0,11113277	0,076348777
MANIOBRAS/CERRAR SECCIONADORES	5	0,064%	0,121038516	0,075520673
TERCEROS/SANIMALES EN RED	63	0,809%	0,019704553	0,074537067
RED/CONDUCTOR RECOCIDO	39	0,501%	0,040254868	0,074271808
MANTENIMIENTO/AJUSTE DE PUENTES MT	6	0,077%	0,104478004	0,0690481
RED/RED FLOJA	274	3,516%	0,03152733	0,067476795
RED/CAMBIAR TIRAFUSIBLE	106	1,360%	0,047200911	0,047239243
GENERADOR/CONSTRUCCION DE LINEA DE S/T	1	0,013%	0,01536941	0,043802819
RED/CAMBIO DE FUSIBLE NH	398	5,108%	0,012369796	0,042193488
RED/CAMBIAR POSTE DE MADERA	62	0,796%	0,010427338	0,041952869
CLIMATICAS/TEMPSTAD O TORMENTA	75	0,963%	0,034989987	0,041169319
RED/TRANSFORMADOR QUEMADO	47	0,603%	0,019735393	0,040262453
MANTENIMIENTO/REUBICAR REDES B.T.	79	1,014%	0,009159269	0,033807547
MANTENIMIENTO/MANTENIMIENTO BAJA TENSION	146	1,874%	0,010543435	0,031820874
MANTENIMIENTO/PODA DE ARBOLES	96	1,232%	0,007850264	0,030467795
RED/FALLA TRANSITORIA	86	1,104%	0,008431635	0,024913154
TERCEROS/INCENDIO	1	0,013%	0,025335292	0,022379508
MANIOBRAS/RECONFIGURACION	7	0,090%	0,070292601	0,020863189
RED/CRUCETA AVERIADA	5	0,064%	0,020382327	0,014154063
RED/CAMBIAR BASES DE PORTAFUSIBLES BT	211	2,708%	0,013638457	0,013346002
RED/PARRARRAYO DEFECTUOSO	7	0,090%	0,003223106	0,012496041
RED/CAMBIO DE CONECTOR	84	1,078%	0,00584368	0,011764094
MANIOBRAS/TRANSFERENCIA DE CARGA	2	0,026%	0,030736193	0,011217982
MANTENIMIENTO/REUBICAR TRANSFORMADOR	27	0,347%	0,002851286	0,010513003
TERCEROS/DESOLVE DERRUMBE	4	0,051%	0,001352896	0,008674487
MANTENIMIENTO/APLOMAR POSTE	31	0,398%	0,002213235	0,007927495
MANIOBRAS/ABRIR SECCIONADORES	6	0,077%	0,109094103	0,00631298
MANTENIMIENTO/CAMBIO FUSIBLE DE M.T.	2	0,026%	0,065674303	0,005679576
RED/TENSOR SUELTO	38	0,488%	0,001667818	0,004557204
AMBIENTALES/INUNDACION	4	0,051%	0,001223041	0,003991723
MANIOBRAS/MANIOBRAS DE NORMALIZACION	3	0,039%	0,038202528	0,003264177
TERCEROS/DAÑO INTERNO	8	0,103%	0,00556216	0,003087635
AMBIENTALES/MATERIALES LLEVADOS POR EL VIENTO	16	0,205%	0,000504455	0,003013093
RED/CERRAR SECCIONADOR	7	0,090%	0,003964659	0,002554169
RED/IRAMAS SOBRE LA RED	22	0,282%	0,000892082	0,002442823
MANTENIMIENTO/CAMBIO O AJUSTE DE CONECTOR	3	0,039%	0,015848096	0,002351281
MANIOBRAS/INTERCONEXION ENTRE ALIMENTADORES	2	0,026%	0,043808767	0,002190439
MANTENIMIENTO/REUBICAR TENSOR	5	0,064%	0,00040628	0,001786597
AMBIENTALES/CONTAMINACION	1	0,013%	0,000319651	0,001497032
RED/CAMBIO LUMINARIA	4	0,051%	0,001505004	0,001359409
TERCEROS/CONEXION DOLOSA	7	0,090%	0,000211769	0,000988612
MANTENIMIENTO/CAMBIO DE BASES DE FUSIBLE NH	19	0,244%	0,00133515	0,000932612
RED/ALUMBRADO DEFECTUOSO	3	0,039%	0,000156203	0,000668883
RED/AREGLO DE PUENTES	9	0,116%	0,00079361	0,00067499
MANTENIMIENTO/CAMBIO DE EQ. DE MEDICION	1	0,013%	0,000638108	0,0003935
RED/FALLA EQUIPO MEDICION (TC TP)	3	0,039%	6,27273E-05	0,000277209
RED/SIN ALUMBRADO	4	0,051%	0,000442267	0,000246174
MANTENIMIENTO/INSTALAR TENSOR	1	0,013%	0,000136615	0,000204923
RED/CHOQUE	1	0,013%	9,62661E-05	0,000144399
CLIMATICAS/INUNDACIONES	4	0,051%	0,000127507	0,000127964
RED/DESCARGAS ATMOSFERICAS	1	0,013%	2,13925E-05	6,41774E-05
TERCEROS/	1	0,013%	2,09217E-05	1,91782E-05
RED/ALUMBRADO ENCENDIDO	1	0,013%	5,29391E-05	1,67641E-05
MANTENIMIENTO/CALIBRACION DE TAP DEL TRANSFORMADOR	1	0,013%	0,000104419	1,56629E-05
RED/RETIRO LUMINARIA	2	0,026%	4,27849E-05	8,55698E-06
Total general	7508	96,355%	8,929536902	18,57009664



HISTORICO DE INTERRUPCIONES 2012 - TTIK





ANEXO 6 Estadística de Interrupciones Año 2013 de La CENTROSUR

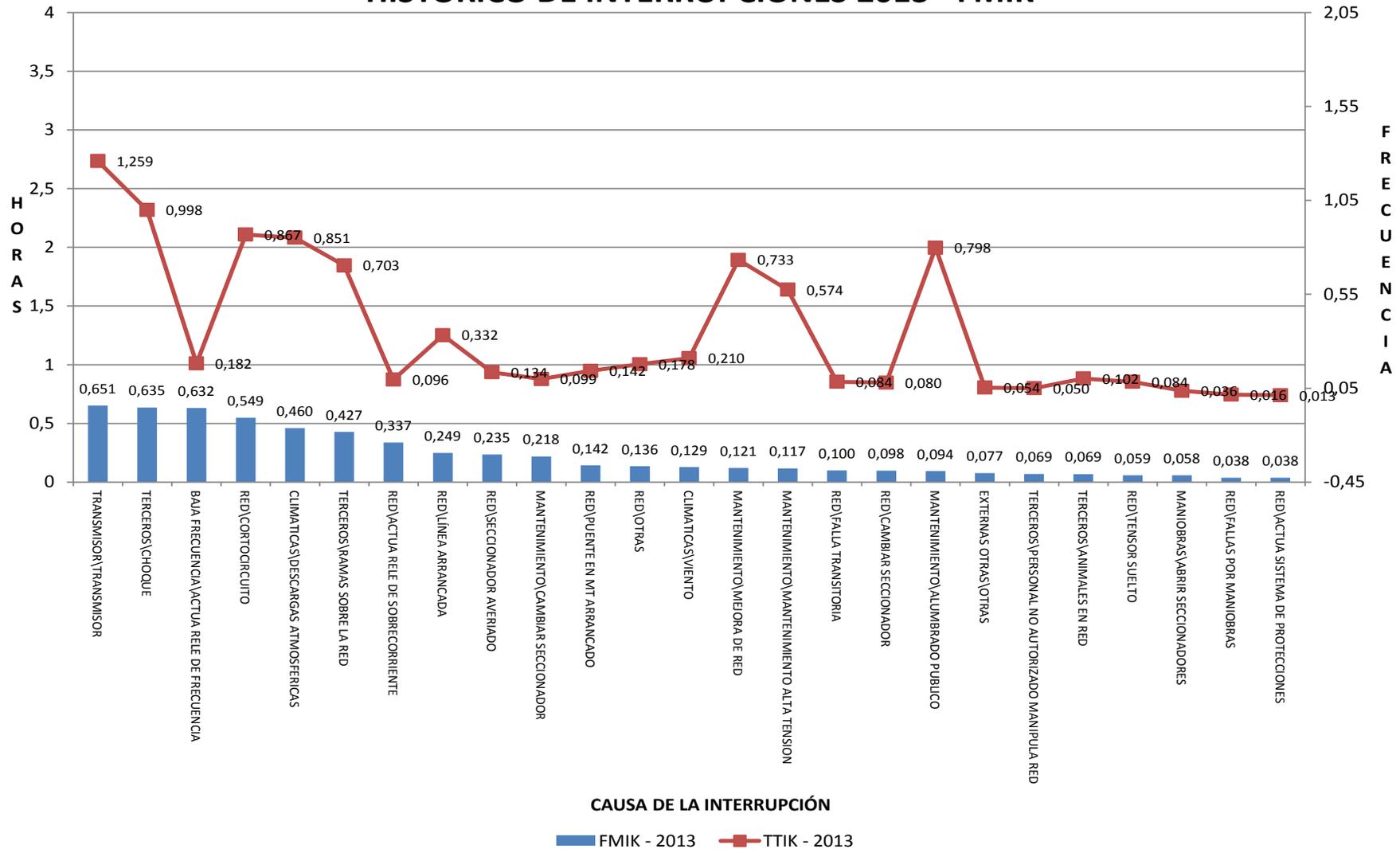
Pot.Desc.>3' [KVA]

elementos) [x]

Etiquetas de fila	Cuenta de Interru.	Nro. de %	Suma de %	Suma de Incidencia FMIK sistema.	Suma de Incidencia TTMIK sistema.
TRANSMISOR\TRANSMISOR	53	0,784%	0,651291124	1,258984408	
TERCEROS\CHOCQUE	160	2,366%	0,635177717	0,99841709	
BAJA FRECUENCIA\ACTUA RELE DE FRECUENCIA	39	0,577%	0,632290671	0,181579854	
RED\CORTOCIRCUITO	590	8,724%	0,54929056	0,867456483	
CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	434	6,417%	0,460317993	0,851069618	
TERCEROS\RAMAS SOBRE LA RED	585	8,650%	0,427225827	0,703102511	
RED\ACTUA RELE DE SOBRECORRIENTE	18	0,266%	0,336850929	0,095951432	
RED\LÍNEA ARRANCADA	155	2,292%	0,249339561	0,332118828	
RED\SECCIONADOR AVERIADO	37	0,547%	0,235279221	0,13487057	
MANTENIMIENTO\CAMBIAR SECCIONADOR	12	0,177%	0,218061899	0,098653532	
RED\PUENTE EN MT ARRANCADO	32	0,473%	0,142231676	0,142354137	
RED\OTRAS	358	5,294%	0,135506535	0,177679998	
CLIMATICAS\VIENTO	161	2,381%	0,128635111	0,20966205	
MANTENIMIENTO\MEJORA DE RED	668	9,877%	0,121115356	0,733019425	
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO ALTA TENSION	14	0,207%	0,117030506	0,574452499	
RED\FALLA TRANSITORIA	79	1,168%	0,0997206	0,083816386	
RED\CAMBIAR SECCIONADOR	29	0,429%	0,098121964	0,079905854	
MANTENIMIENTO\ALUMBRADO PUBLICO	332	4,909%	0,093514193	0,797642472	
EXTERNAS\OTRAS\OTRAS	6	0,089%	0,077307258	0,053529769	
TERCEROS\PERSONAL NO AUTORIZADO MANIPULA RED	25	0,370%	0,069192505	0,050031964	
TERCEROS\ANIMALES EN RED	91	1,346%	0,068557461	0,101728666	
RED\TENSOR SUELTO	24	0,355%	0,058971422	0,084023175	
MANIOBRAS\ABRIR SECCIONADORES	6	0,089%	0,058149325	0,03611651	
RED\FALLAS POR MANIOBRAS	4	0,059%	0,038422642	0,015539287	
RED\ACTUA SISTEMA DE PROTECCIONES	8	0,118%	0,038332106	0,012547885	
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADOR MT/BT	355	5,249%	0,035391843	0,083596513	
OTRAS\OTRAS	3	0,044%	0,034724832	0,006425002	
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE MEDIA TENSION	68	1,005%	0,034071124	0,090954356	
AMBIENTALES\DESPLAZAMIENTO DE TIERRA	15	0,222%	0,031925879	0,027040529	
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN MEDIA TENSION MT	110	1,626%	0,029014369	0,123527293	
MANTENIMIENTO\CAMBIO FUSIBLE DE M.T.	1	0,015%	0,025172234	0,012586117	
AMBIENTALES\MATERIALES LLEVADOS POR EL VIENTO	8	0,118%	0,025122503	0,033947563	
MANTENIMIENTO\CALIBRACION DE TAP DEL TRANSFORMADOR	2	0,030%	0,024102711	0,009445769	
RED\TRAFO O RED SOBRECARGADA	66	0,976%	0,020958136	0,019982916	
RED\CAMBIAR TIRAFUSIBLE	92	1,360%	0,020866215	0,041160374	
RED\DISYUNTOR DEFECTUOSO	1	0,015%	0,020809805	0,005549282	
MANIOBRAS\MANIOBRAS DE NORMALIZACIÓN	2	0,030%	0,01977422	0,00201414	
MANTENIMIENTO\INSTALAR ESTRUCTURAS	59	0,872%	0,018055559	0,092409709	
MANTENIMIENTO\CAMBIAR POSTE	109	1,612%	0,016869764	0,129899887	
RED\RED FLOJA	177	2,617%	0,016318205	0,031749881	
RED\CAMBIAR POSTE DE MADERA	67	0,991%	0,014883443	0,072685299	
MANTENIMIENTO\REUBICAR POSTE	137	2,026%	0,014729539	0,068722596	
RED\CAMBIAR BASES DE PORTAFUSIBLES BT	205	3,031%	0,014044312	0,01104374	
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN BAJA TENSION BT	83	1,227%	0,013665004	0,043963182	
MANIOBRAS\TRANSFERENCIA DE CARGA	1	0,015%	0,013144729	0,001314473	
TERCEROS\DAÑO OCASIONADO POR OTRAS EMPR.SERV.PUBL	12	0,177%	0,012475817	0,016976074	
RED\TRANSFORMADOR QUEMADO	41	0,606%	0,011877517	0,0658725	
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO BAJA TENSION	160	2,366%	0,010995472	0,032639922	
MANTENIMIENTO\PODA DE ARBOLES	64	0,946%	0,010914817	0,054023861	
CLIMATICAS\TEMPESTAD O TORMENTA	47	0,695%	0,010688053	0,057586561	
RED\PARARRAYO DEFECTUOSO	7	0,104%	0,009136038	0,008030198	
RED\CAMBIO DE FUSIBLE NH	322	4,761%	0,009041525	0,035362842	
MANTENIMIENTO\MEJORA ALUMBRADO PÚBLICO	6	0,089%	0,008803244	0,004910244	
MANTENIMIENTO\INSTALACION DE EQUIPO IED O DPU	1	0,015%	0,008762316	0,026140909	
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE TRANSFORMADOR	43	0,636%	0,008236021	0,052446714	
RED\CAMBIO DE CONECTOR	73	1,079%	0,007107624	0,01002495	
MANTENIMIENTO\REUBICAR TRANSFORMADOR	37	0,547%	0,005713472	0,027269015	
MANTENIMIENTO\REUBICAR REDES B.T.	89	1,316%	0,005359263	0,029423042	
RED\AREGLO DE PUENTES	17	0,251%	0,004732271	0,008167124	
RED\RECONECTOR DEFECTUOSO	1	0,015%	0,004647703	0,001239387	
RED\AISLADOR ROTO	11	0,163%	0,004292207	0,009486399	
RED\CONDUCTOR RECOCIDO	35	0,518%	0,003686014	0,009327337	
TERCEROS\DAÑO INTERNO	57	0,843%	0,001538651	0,005560124	
MANTENIMIENTO\APLOMAR POSTE	21	0,311%	0,001516323	0,00791697	
MANTENIMIENTO\CAMBIO O AJUSTE DE CONECTOR	5	0,074%	0,000846898	0,00366818	
MANTENIMIENTO\INSTALAR TENSOR	7	0,104%	0,000774244	0,001602701	
MANTENIMIENTO\REUBICAR TENSOR	10	0,148%	0,00074026	0,002021807	
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE BASES DE FUSIBLE NH	11	0,163%	0,000616494	0,001758546	
TERCEROS\CONEXION DOLOSA	8	0,118%	0,000467582	0,001996029	
RED\ALUMBRADO DEFECTUOSO	18	0,266%	0,000420064	0,001625936	
RED\CERRAR SECCIONADOR	4	0,059%	0,000188199	0,00032404	
FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO\FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO	1	0,015%	0,000170445	0,009223891	
TERCEROS\DESLAVE DERRUMBE	3	0,044%	0,000120048	0,000512193	
RED\SIN ALUMBRADO	1	0,015%	9,16369E-05	3,20729E-05	
MANIOBRAS\RECONFIGURACION	1	0,015%	8,53781E-05	2,13445E-05	
MANIOBRAS\CONEXION DE ALIMENTADORES EN PARALELO	1	0,015%	8,33066E-05	0,000192994	
MANTENIMIENTO\CAMBIO O AJUSTE DE TERMINAL	1	0,015%	2,77289E-05	5,17607E-05	
TERCEROS\INCENDIO	1	0,015%	1,83682E-05	1,59191E-05	
RED\CAMBIO LUMINARIA	1	0,015%	9,16369E-06	9,16369E-06	
Total general	6598	97,560%	6,327762755	10,06735026	



HISTORICO DE INTERRUPCIONES 2013 - FMIK





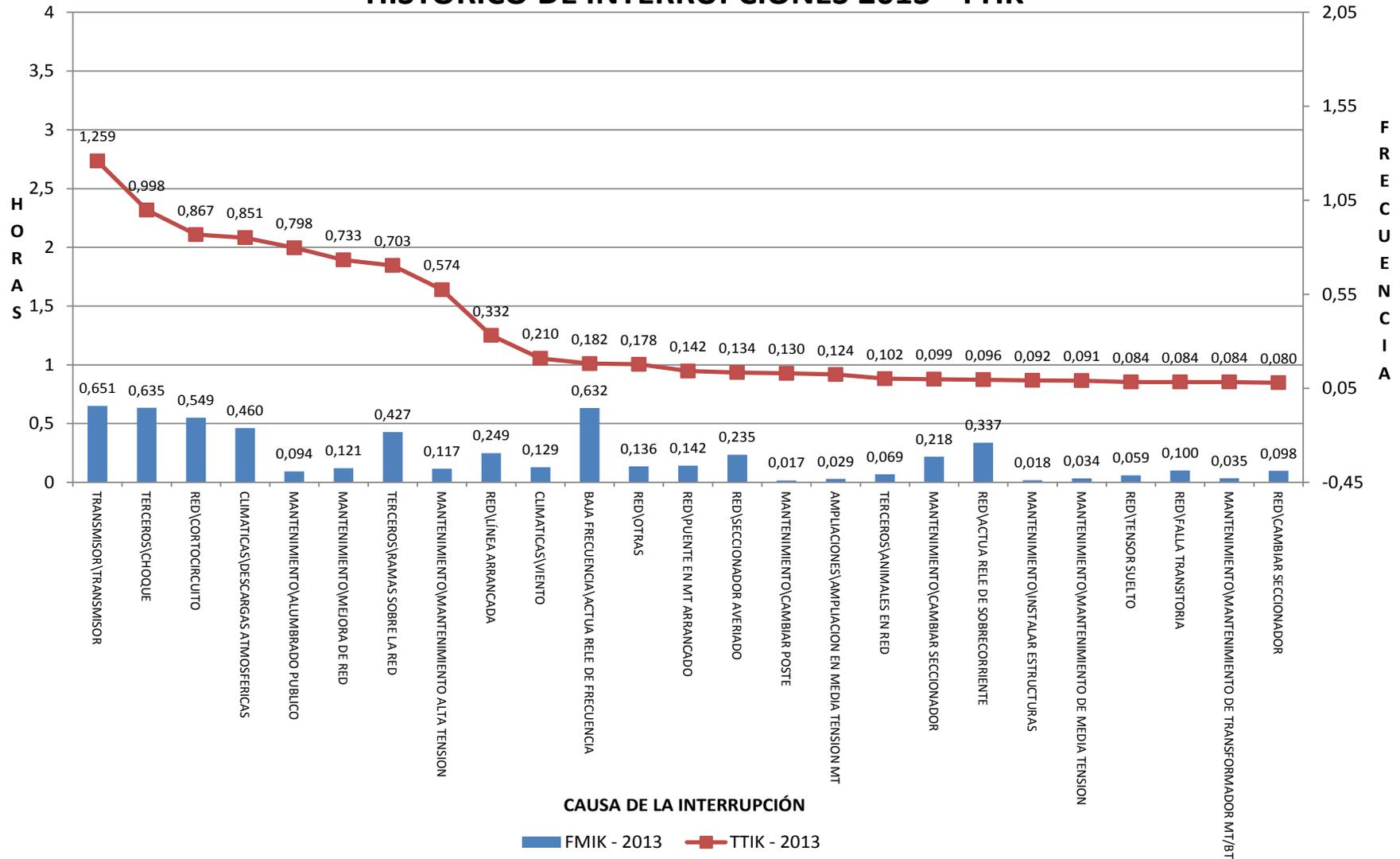
Pot.Desc.>3' [KVA]

elementos) ▾

Etiquetas de fila	Cuenta de Nro. Interru.	Suma de % INTERRUPCION	Suma de Incidencia FMIK sistema.	Suma de Incidencia TTMK sistema.
TRANSMISOR\TRANSMISOR	53	0,784%	0,651291124	1,258984408
TERCEROS\CHOQUE	160	2,366%	0,635177717	0,90841709
RED\CORTOCIRCUITO	590	8,724%	0,54929056	0,867456483
CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	434	6,417%	0,460317993	0,851069618
MANTENIMIENTO\ALUMBRADO PUBLICO	332	4,909%	0,093514193	0,797642472
MANTENIMIENTO\MEJORA DE RED	668	9,877%	0,121115356	0,733019425
TERCEROS\RAMAS SOBRE LA RED	585	8,650%	0,427225827	0,703102511
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO ALTA TENSION	14	0,207%	0,117030506	0,574452499
RED\LÍNEA ARRANCADA	155	2,292%	0,249339561	0,332118828
CLIMATICAS\VIENTO	161	2,381%	0,128635111	0,20966205
BAJA FRECUENCIA\ACTUA RELE DE FRECUENCIA	39	0,577%	0,632290671	0,181579854
RED\OTRAS	358	5,294%	0,135506535	0,177679998
RED\PUNTE EN MT ARRANCADO	32	0,473%	0,142231676	0,142354137
RED\SECCIONADOR AVERIADO	37	0,547%	0,235279221	0,1344487057
MANTENIMIENTO\CAMBIAR POSTE	109	1,612%	0,016869764	0,129899887
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN MEDIA TENSION MT	110	1,626%	0,029014369	0,123527293
TERCEROS\ANIMALES EN RED	91	1,346%	0,068557461	0,101728666
MANTENIMIENTO\CAMBIAR SECCIONADOR	12	0,177%	0,218061899	0,098653532
RED\ACTUA RELE DE SOBRECORRIENTE	18	0,266%	0,336850929	0,095951432
MANTENIMIENTO\INSTALAR ESTRUCTURAS	59	0,872%	0,018055559	0,092409709
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE MEDIA TENSION	68	1,005%	0,034071124	0,090954356
RED\TENSOR SUELTO	24	0,355%	0,058971422	0,084023175
RED\FALLA TRANSITORIA	79	1,168%	0,0997206	0,083816386
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADOR MT/BT	355	5,249%	0,035391843	0,083596513
RED\CAMBIAR SECCIONADOR	29	0,429%	0,098121964	0,079905854
RED\CAMBIAR POSTE DE MADERA	67	0,991%	0,014883443	0,072685299
MANTENIMIENTO\REUBICAR POSTE	137	2,026%	0,014729539	0,068722596
RED\TRANSFORMADOR QUEMADO	41	0,606%	0,011877517	0,0658725
CLIMATICAS\TEMPESTAD O TORMENTA	47	0,695%	0,010688053	0,057586561
MANTENIMIENTO\PODA DE ARBOLES	64	0,946%	0,010914817	0,054023861
EXTERNAS OTRAS\OTRAS	6	0,089%	0,077307258	0,053529769
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE TRANSFORMADOR	43	0,636%	0,008236021	0,052446714
TERCEROS\PERSONAL NO AUTORIZADO MANIPULA RED	25	0,370%	0,069192505	0,050031964
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN BAJA TENSION BT	83	1,227%	0,013665004	0,043963182
RED\CAMBIAR TIRAFUSIBLE	92	1,360%	0,020866215	0,041160374
MANIOBRAS\ABRIR SECCIONADORES	6	0,089%	0,058149325	0,03611651
RED\CAMBIO DE FUSIBLE NH	322	4,761%	0,009041525	0,035362842
AMBIENTALES\MATERIALES LLEVADOS POR EL VIENTO	8	0,118%	0,025122503	0,033947563
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO BAJA TENSION	160	2,366%	0,010995472	0,032639922
RED\RED FLOJA	177	2,617%	0,016318205	0,031749881
MANTENIMIENTO\REUBICAR REDES B.T.	89	1,316%	0,005359263	0,029423042
MANTENIMIENTO\REUBICAR TRANSFORMADOR	37	0,547%	0,005713472	0,027269015
AMBIENTALES\DESPLAZAMIENTO DE TIERRA	15	0,222%	0,031925879	0,027040529
MANTENIMIENTO\INSTALACION DE EQUIPO IED O DPU	1	0,015%	0,008762316	0,026140909
RED\TRAFO O RED SOBRECARGADA	66	0,976%	0,020958136	0,019982916
TERCEROS\DAÑO OCASIONADO POR OTRAS EMPR.SERV.PUBL	12	0,177%	0,012475817	0,016976074
RED\FALLAS POR MANIOBRAS	4	0,059%	0,038422642	0,015539287
MANTENIMIENTO\CAMBIO FUSIBLE DE M.T.	1	0,015%	0,025172234	0,012586117
RED\ACTUA SISTEMA DE PROTECCIONES	8	0,118%	0,038332106	0,012547885
RED\CAMBIAR BASES DE PORTAFUSIBLES BT	205	3,031%	0,014044312	0,01104374
RED\CAMBIO DE CONECTOR	73	1,079%	0,007107624	0,01002495
RED\AISLADOR ROTO	11	0,163%	0,004292207	0,009486399
MANTENIMIENTO\CALIBRACION DE TAP DEL TRANSFORMADOR	2	0,030%	0,024102711	0,009445769
RED\CONDUCTOR RECOCIDO	35	0,518%	0,003686014	0,009327337
FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO\FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO	1	0,015%	0,000170445	0,009223891
RED\VAREGLO DE PUENTES	17	0,251%	0,004732271	0,008167124
RED\PARARRAYO DEFECTUOSO	7	0,104%	0,009136038	0,008030198
MANTENIMIENTO\APLOMAR POSTE	21	0,311%	0,001516323	0,00791697
OTRAS\OTRAS	3	0,044%	0,034724832	0,006425002
TERCEROS\DAÑO INTERNO	57	0,843%	0,001538651	0,005560124
RED\DISYUNTOR DEFECTUOSO	1	0,015%	0,020809805	0,005549282
MANTENIMIENTO\MEJORA ALUMBRADO PÚBLICO	6	0,089%	0,008803244	0,004910244
MANTENIMIENTO\CAMBIO O AJUSTE DE CONECTOR	5	0,074%	0,000846898	0,00366818
MANTENIMIENTO\REUBICAR TENSOR	10	0,148%	0,00074026	0,002021807
MANIOBRAS\MANIOBRAS DE NORMALIZACIÓN	2	0,030%	0,01977422	0,00201414
TERCEROS\CONEXION DOLOSA	8	0,118%	0,000467582	0,001996029
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE BASES DE FUSIBLE NH	11	0,163%	0,000616494	0,001758546
RED\ALUMBRADO DEFECTUOSO	18	0,266%	0,000420064	0,001625936
MANTENIMIENTO\INSTALAR TENSOR	7	0,104%	0,000774244	0,001602701
MANIOBRAS\TRANSFERENCIA DE CARGA	1	0,015%	0,013144729	0,001314473
RED\RECONECTOR DEFECTUOSO	1	0,015%	0,004647703	0,001239387
TERCEROS\DESLAVE DERRUMBE	3	0,044%	0,000120048	0,000512193
RED\CERRAR SECCIONADOR	4	0,059%	0,000188199	0,00032404
MANIOBRAS\CONEXION DE ALIMENTADORES EN PARALELO	1	0,015%	8,33066E-05	0,000192994
MANTENIMIENTO\CAMBIO O AJUSTE DE TERMINAL	1	0,015%	2,77289E-05	5,17607E-05
RED\SIN ALUMBRADO	1	0,015%	9,16369E-05	3,20729E-05
MANIOBRAS\RECONFIGURACION	1	0,015%	8,53781E-05	2,13445E-05
TERCEROS\INCENDIO	1	0,015%	1,83682E-05	1,59191E-05
RED\CAMBIO LUMINARIA	1	0,015%	9,16369E-06	9,16369E-06
Total general	6598	97,560%	6,327762755	10,06735026



HISTORICO DE INTERRUPCIONES 2013 - TTIK



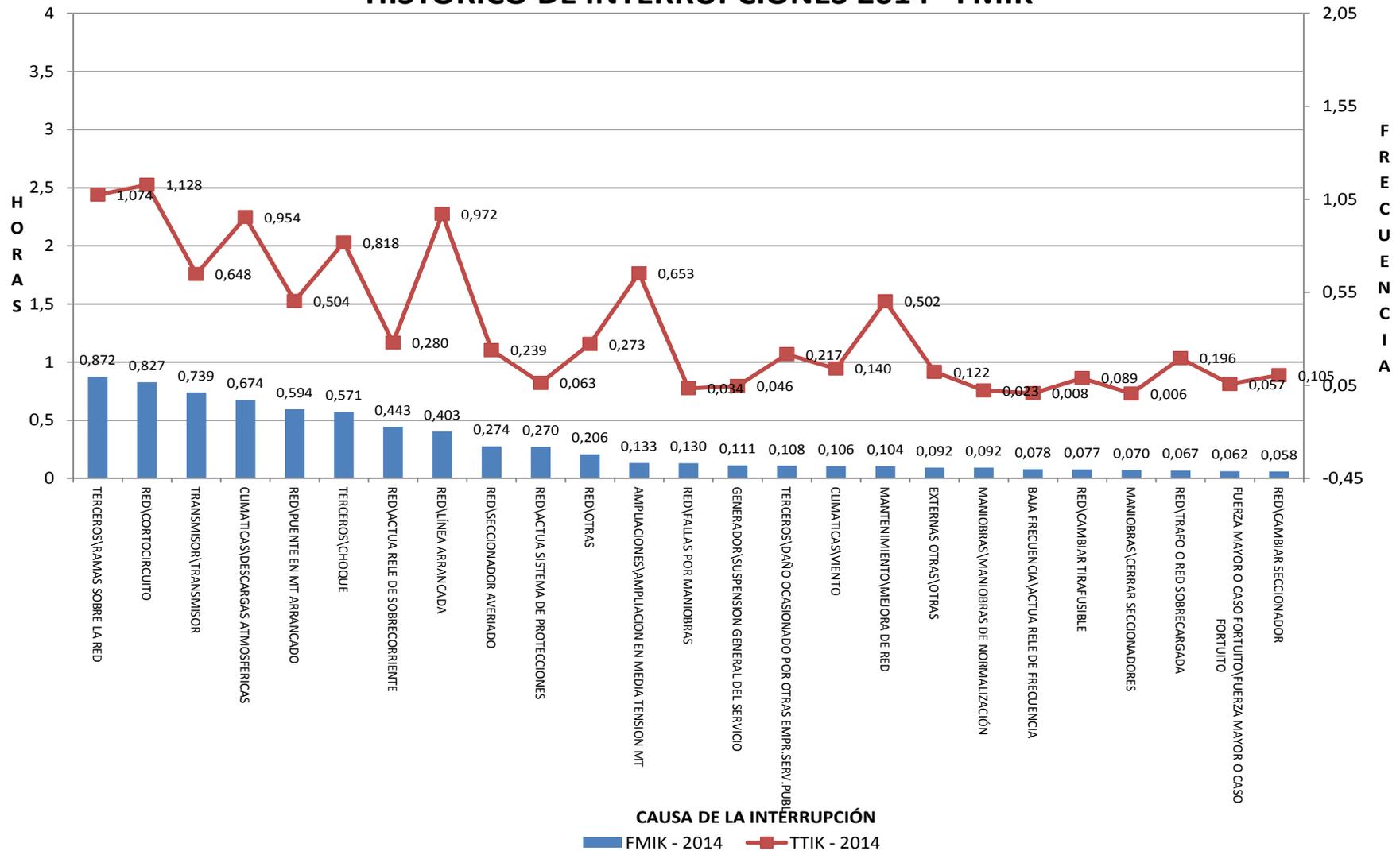


ANEXO 7 Estadística de Interrupciones Año 2014 de La CENTROSUR

Pot.Desc.>3' [KVA]	elementos)			
Etiquetas de fila	Cuenta de Nro. Interru.	Suma de % INTERRUPCION	Incidencia FMIK sistema.	Incidencia TTMIK sistema.
TERCEROS\RAMAS SOBRE LA RED	653	9,281%	0,872145588	1,074402088
RED\CORTOCIRCUITO	934	13,275%	0,827006276	1,12809208
TRANSMISOR\TRANSMISOR	65	0,924%	0,739020763	0,64828533
CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	532	7,561%	0,673884468	0,95406192
RED\PUENTE EN MT ARRANCADO	54	0,767%	0,593629317	0,503664892
TERCEROS\CHOQUE	181	2,572%	0,571142117	0,818063731
RED\ACTUA RELE DE SOBRECORRIENTE	16	0,227%	0,442837808	0,279675813
RED\LÍNEA ARRANCADA	194	2,757%	0,402754847	0,971552127
RED\SECCIONADOR AVERIADO	43	0,611%	0,274333281	0,238918051
RED\ACTUA SISTEMA DE PROTECCIONES	26	0,370%	0,270049618	0,063079767
RED\OTRAS	333	4,733%	0,205570372	0,272680958
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN MEDIA TENSION MT	133	1,890%	0,132501484	0,652616156
RED\FALLAS POR MANIOBRAS	7	0,099%	0,130116392	0,033568327
GENERADOR\SUSPENSION GENERAL DEL SERVICIO	7	0,099%	0,110863133	0,046416646
TERCEROS\DAÑO OCASIONADO POR OTRAS EMPR.SERV.PUBL	15	0,213%	0,107797956	0,216973712
CLIMATICAS\VIENTO	109	1,549%	0,10585094	0,139968909
MANTENIMIENTO\MEJORA DE RED	401	5,699%	0,104225084	0,501896674
EXTERNAS\OTRAS\OTRAS	8	0,114%	0,09237818	0,122329745
MANIOBRAS\MANIOBRAS DE NORMALIZACIÓN	8	0,114%	0,092090149	0,022734409
BAJA FRECUENCIA\ACTUA RELE DE FRECUENCIA	6	0,085%	0,078351001	0,007608469
RED\CAMBIAR TIRAFUSIBLE	97	1,379%	0,077230907	0,088528824
MANIOBRAS\CERRAR SECCIONADORES	3	0,043%	0,070354389	0,005572655
RED\TRAFO O RED SOBRECARGADA	70	0,995%	0,067089164	0,195750271
FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO\FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO	6	0,085%	0,061816795	0,056848295
RED\CAMBIAR SECCIONADOR	30	0,426%	0,05844191	0,104708444
MANIOBRAS\TRANSFERENCIA DE CARGA	8	0,114%	0,053849505	0,039808108
TERCEROS\ANIMALES EN RED	97	1,379%	0,050623988	0,076386172
MANTENIMIENTO\CAMBIAR SECCIONADOR	15	0,213%	0,044117277	0,051133797
TERCEROS\PERSONAL NO AUTORIZADO MANIPULA RED	39	0,554%	0,043509041	0,067475416
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO ALTA TENSION	8	0,114%	0,043294931	0,170445569
MANTENIMIENTO\CAMBIAR POSTE	104	1,478%	0,039558127	0,209788453
RED\AISLADOR ROTO	13	0,185%	0,038619808	0,083402007
AMBIENTALES\DESPLAZAMIENTO DE TIERRA	25	0,355%	0,038364397	0,090125165
MANTENIMIENTO\CAMBIO FUSIBLE DE M.T.	6	0,085%	0,037214342	0,005462445
CLIMATICAS\TEMPERSTAD O TORMENTA	76	1,080%	0,036879938	0,069844139
RED\RED FLOJA	174	2,473%	0,036748743	0,05890766
RED\CAMBIAR POSTE DE MADERA	71	1,009%	0,036420575	0,089360102
RED\CRUCETA AVERIADA	5	0,071%	0,035974596	0,048949468
MANIOBRAS\INTERCONEXION ENTRE ALIMENTADORES	1	0,014%	0,035393891	0,002949491
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADOR MT/BT	350	4,974%	0,033180094	0,091565925
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE MEDIA TENSION	42	0,597%	0,031176044	0,100626906
MANTENIMIENTO\AJUSTE DE PUENTES MT	3	0,043%	0,024557104	0,003104325
MANTENIMIENTO\INSTALACION DE EQUIPO IED O DPU	2	0,028%	0,023365714	0,132695602
MANTENIMIENTO\ALUMBRADO PUBLICO	124	1,762%	0,022657779	0,113731559
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE TRANSFORMADOR	57	0,810%	0,022609621	0,070503293
RED\AREGLO DE PUENTES	15	0,213%	0,022327227	0,061279043
RED\FALLA TRANSITORIA	87	1,236%	0,019462774	0,020100984
MANTENIMIENTO\REUBICAR POSTE	127	1,805%	0,018108081	0,054403595
AMBIENTALES\MATERIALES LLEVADOS POR EL VIENTO	11	0,156%	0,01754075	0,017722511
RED\TENSOR SUELTO	29	0,412%	0,016971859	0,027317434
TERCEROS\INUNDACION	1	0,014%	0,013460453	0,019293316
RED\CAMBIAR BASES DE PORTAFUSIBLES BT	204	2,899%	0,012219068	0,016393461
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO BAJA TENSION	199	2,828%	0,011528606	0,029009521
CLIMATICAS\INUNDACIONES	6	0,085%	0,011162812	0,012048064
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN BAJA TENSION BT	78	1,109%	0,010218775	0,047591038
RED\CAMBIO DE FUSIBLE NH	280	3,980%	0,008401699	0,039516345
TERCEROS\DESLAVE DERRUMBE	4	0,057%	0,008204074	0,017728351
RED\PARARRAYO DEFECTUOSO	10	0,142%	0,008092622	0,017278837
MANTENIMIENTO\PODA DE ARBOLES	96	1,364%	0,007629747	0,025198567
MANIOBRAS\RECONFIGURACION	5	0,071%	0,006197345	0,015425581
MANTENIMIENTO\INSTALAR ESTRUCTURAS	24	0,341%	0,006099668	0,008151894
RED\TRANSFORMADOR QUEMADO	50	0,711%	0,005353724	0,034090005
MANTENIMIENTO\REUBICAR REDES B.T.	87	1,236%	0,004888677	0,018000574
MANTENIMIENTO\APLOMAR POSTE	24	0,341%	0,004573836	0,013642972
OTRAS\OTRAS	5	0,071%	0,004231269	0,025153797
RED\CONDUCTOR RECOCIDO	34	0,483%	0,00402855	0,014282819
RED\CAMBIO DE CONECTOR	95	1,350%	0,00358963	0,006132076
MANIOBRAS\ABRIR SECCIONADORES	1	0,014%	0,002417937	0,000604484
TERCEROS\DAÑO INTERNO	73	1,038%	0,002376115	0,010672968
MANTENIMIENTO\REUBICAR TRANSFORMADOR	27	0,384%	0,002168763	0,010002652
MANTENIMIENTO\CALIBRACION DE TAP DEL TRANSFORMADOR	3	0,043%	0,00197434	0,002683771
RED\SIN ALUMBRADO	15	0,213%	0,001531421	0,001417732
MANTENIMIENTO\INSTALAR TENSOR	4	0,057%	0,001443948	0,001115358
RED\CAMBIO LUMINARIA	3	0,043%	0,001268033	0,00098766
RED\ALUMBRADO DEFECTUOSO	39	0,554%	0,001215901	0,002730787
MANTENIMIENTO\CAMBIO O AJUSTE DE CONECTOR	3	0,043%	0,000854394	0,000842372
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE BASES DE FUSIBLE NH	15	0,213%	0,000740883	0,00089973
MANTENIMIENTO\MEJORA ALUMBRADO PUBLICO	4	0,057%	0,000572466	0,002041418
RED\FALLA EQUIPO MEDICION (TC TP)	9	0,128%	0,000250876	0,000290667
MANTENIMIENTO\REUBICAR TENSOR	2	0,028%	0,00020218	0,000585314
RED\CERRAR SECCIONADOR	4	0,057%	0,000168691	0,000207329
TERCEROS\CONEXION DOLOSA	4	0,057%	8,91286E-05	0,00018073
RED\RECONECTOR DEFECTUOSO	1	0,014%	4,52899E-05	4,75544E-05
TERCEROS\INCENDIO	2	0,028%	4,40196E-05	3,68613E-05
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO ACOMETIDA O MEDIDOR	1	0,014%	4,36251E-05	0,000145417
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE EQ. DE MEDICION	1	0,014%	2,66616E-05	2,44398E-05
OTRAS\FALTA DE PAGO	1	0,014%	1,82239E-05	1,2453E-05
Total general	6834	97,129%	8,131341597	11,29955443



HISTORICO DE INTERRUPCIONES 2014 - FMIK

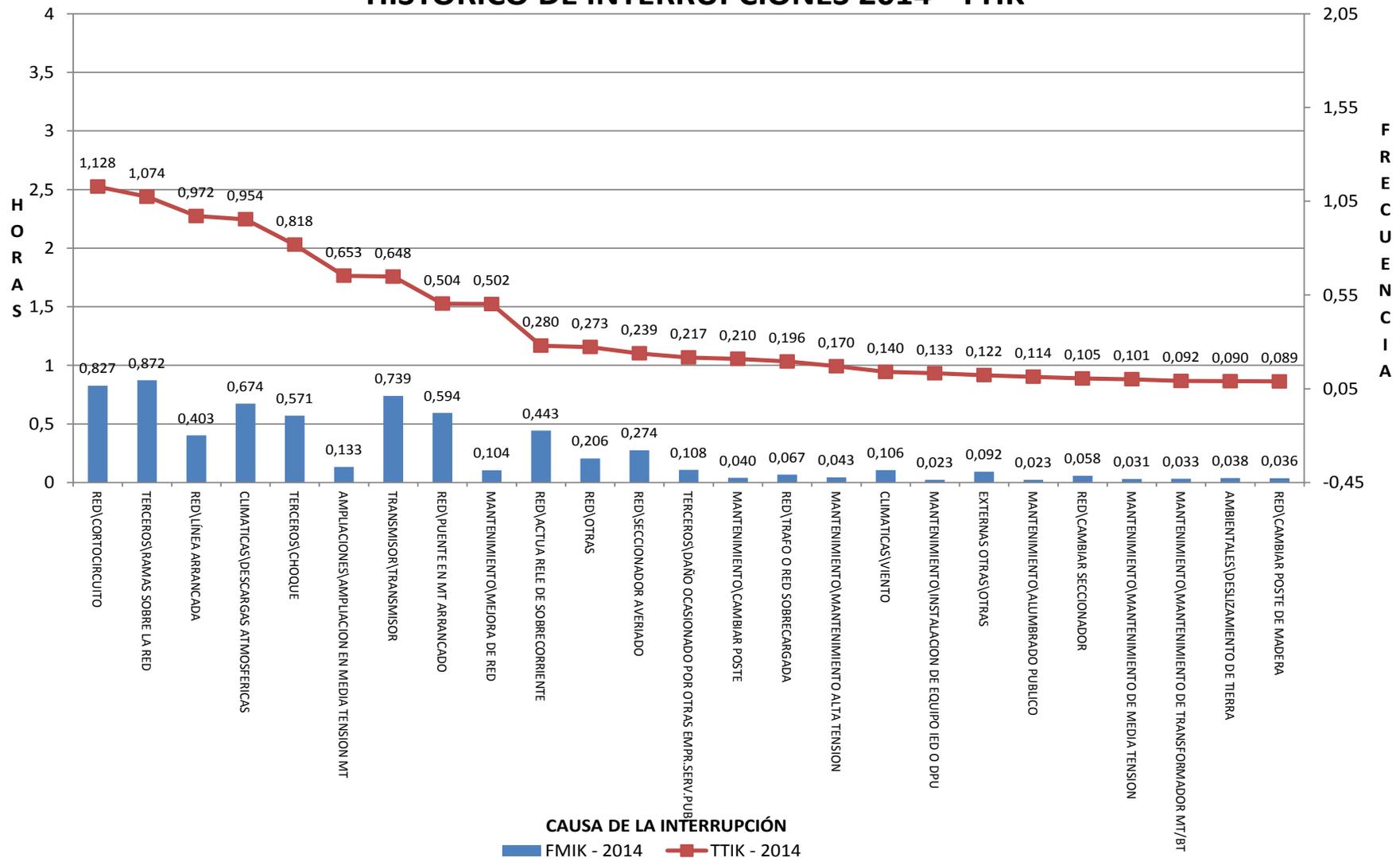




Pot.Desc.>3' [KVA]	elementos) J			
Etiquetas de fila	Cuenta de Nro. Interru.	Suma de % INTERRUPCION	Incidencia FMIK sistema.	Incidencia TTMIK sistema.
RED\CORTOCIRCUITO	934	13,275%	0,827006276	1,12809208
TERCEROS\RAMAS SOBRE LA RED	653	9,281%	0,872145588	1,074402088
RED\LÍNEA ARRANCADA	194	2,757%	0,402754847	0,971552127
CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	532	7,561%	0,673884468	0,95406192
TERCEROS\CHOQUE	181	2,572%	0,571142117	0,818063731
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN MEDIA TENSION MT	133	1,890%	0,132501484	0,652616156
TRANSMISOR\TRANSMISOR	65	0,924%	0,739020763	0,64828533
RED\PUESTO EN MT ARRANCADO	54	0,767%	0,593629317	0,503664892
MANTENIMIENTO\MEJORA DE RED	401	5,699%	0,104225084	0,501896674
RED\ACTUA RELE DE SOBRECORRIENTE	16	0,227%	0,442837808	0,279675813
RED\OTRAS	333	4,733%	0,205570372	0,272680958
RED\SECCIONADOR AVERIADO	43	0,611%	0,274333281	0,238918051
TERCEROS\DAÑO OCASIONADO POR OTRAS EMPR.SERV.PUBL	15	0,213%	0,107797956	0,216973712
MANTENIMIENTO\CAMBIAR POSTE	104	1,478%	0,03958127	0,209788453
RED\TRAFO O RED SOBRECARGADA	70	0,995%	0,067089164	0,195750271
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO ALTA TENSION	8	0,114%	0,043294931	0,17045569
CLIMATICAS\VIENTO	109	1,549%	0,10585094	0,139968909
MANTENIMIENTO\INSTALACION DE EQUIPO IED O DPU	2	0,028%	0,023365714	0,132695602
EXTERNAS\OTRAS\OTRAS	8	0,114%	0,09237818	0,122329745
MANTENIMIENTO\ALUMBRADO PUBLICO	124	1,762%	0,022657779	0,113731559
RED\CAMBIAR SECCIONADOR	30	0,426%	0,05844191	0,104708444
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE MEDIA TENSION	42	0,597%	0,031176044	0,100626906
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADOR MT/BT	350	4,974%	0,033180094	0,091565925
AMBIENTALES\DESLIZAMIENTO DE TIERRA	25	0,355%	0,038364397	0,090125165
RED\CAMBIAR POSTE DE MADERA	71	1,009%	0,036420575	0,089360102
RED\CAMBIAR TIRAFUSIBLE	97	1,379%	0,077230907	0,088528824
RED\AISLADOR ROTO	13	0,185%	0,038619808	0,083402007
TERCEROS\ANIMALES EN RED	97	1,379%	0,050623988	0,076386172
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE TRANSFORMADOR	57	0,810%	0,022609621	0,070503293
CLIMATICAS\TEMPESTA O TORMENTA	76	1,080%	0,036879938	0,069844139
TERCEROS\PERSONAL NO AUTORIZADO MANIPULA RED	39	0,554%	0,043509041	0,067475416
RED\ACTUA SISTEMA DE PROTECCIONES	26	0,370%	0,270049618	0,063079767
RED\AREGLO DE PUENTES	15	0,213%	0,022327227	0,061279043
RED\RED FLOJA	174	2,473%	0,036748743	0,05890766
FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO\FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO	6	0,085%	0,061816795	0,056848295
MANTENIMIENTO\REUBICAR POSTE	127	1,805%	0,018108081	0,054403595
MANTENIMIENTO\CAMBIAR SECCIONADOR	15	0,213%	0,044117277	0,051133797
RED\CRUCETA AVERIADA	5	0,071%	0,035974596	0,048949468
AMPLIACIONES\AMPLIACION EN BAJA TENSION BT	78	1,109%	0,010218775	0,047591038
GENERADOR\SUSPENSION GENERAL DEL SERVICIO	7	0,099%	0,110863133	0,046416646
MANIOBRAS\TRANSFERENCIA DE CARGA	8	0,114%	0,053849505	0,039808108
RED\CAMBIO DE FUSIBLE NH	280	3,980%	0,008401699	0,039516345
RED\TRANSFORMADOR QUEMADO	50	0,711%	0,005353724	0,034090005
RED\FALLAS POR MANIOBRAS	7	0,099%	0,130116392	0,033568327
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO BAJA TENSION	199	2,828%	0,011528606	0,029009521
RED\TENSOR SUELTO	29	0,412%	0,016971859	0,027317434
MANTENIMIENTO\PODA DE ARBOLES	96	1,364%	0,007629747	0,025198567
OTRAS\OTRAS	5	0,071%	0,004231269	0,025153797
MANIOBRAS\MANIOBRAS DE NORMALIZACIÓN	8	0,114%	0,092090149	0,022734409
RED\FALLA TRANSITORIA	87	1,236%	0,019462774	0,020100984
TERCEROS\INUNDACION	1	0,014%	0,013460453	0,019293316
MANTENIMIENTO\REUBICAR REDES B.T.	87	1,236%	0,004888677	0,018000574
TERCEROS\DESLAVE DERRUMBE	4	0,057%	0,008204074	0,017728351
AMBIENTALES\MATERIALES LLEVADOS POR EL VIENTO	11	0,156%	0,01754075	0,017722511
RED\PARARRAYO DEFECTUOSO	10	0,142%	0,008092622	0,017278837
RED\CAMBIAR BASES DE PORTAFUSIBLES BT	204	2,899%	0,012219068	0,016393461
MANIOBRAS\RECONFIGURACION	5	0,071%	0,006197345	0,015425581
RED\CONDUCTOR RECOCIDO	34	0,483%	0,00402855	0,014282819
MANTENIMIENTO\APLOMAR POSTE	24	0,341%	0,004573836	0,013642972
CLIMATICAS\INUNDACIONES	6	0,085%	0,011162812	0,012048064
TERCEROS\DAÑO INTERNO	73	1,038%	0,002376115	0,010672968
MANTENIMIENTO\REUBICAR TRANSFORMADOR	27	0,384%	0,002168763	0,010002652
MANTENIMIENTO\INSTALAR ESTRUCTURAS	24	0,341%	0,006099668	0,008151894
BAJA FRECUENCIA\ACTUA RELE DE FRECUENCIA	6	0,085%	0,078351001	0,007608469
RED\CAMBIO DE CONECTOR	95	1,350%	0,00358963	0,006132076
MANIOBRAS\CERRAR SECCIONADORES	3	0,043%	0,070354389	0,005572655
MANTENIMIENTO\CAMBIO FUSIBLE DE M.T.	6	0,085%	0,037214342	0,005462445
MANTENIMIENTO\AJUSTE DE PUENTES MT	3	0,043%	0,024557104	0,003104325
MANIOBRAS\INTERCONEXION ENTRE ALIMENTADORES	1	0,014%	0,035393891	0,002949491
RED\ALUMBRADO DEFECTUOSO	39	0,554%	0,001215901	0,002730787
MANTENIMIENTO\CALIBRACION DE TAP DEL TRANSFORMADOR	3	0,043%	0,00197434	0,002683771
MANTENIMIENTO\MEJORA ALUMBRADO PUBLICO	4	0,057%	0,000572466	0,002041418
RED\SIN ALUMBRADO	15	0,213%	0,001531421	0,001417732
MANTENIMIENTO\INSTALAR TENSOR	4	0,057%	0,001443948	0,001115358
RED\CAMBIO LUMINARIA	3	0,043%	0,001268033	0,00098766
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE BASES DE FUSIBLE NH	15	0,213%	0,000740883	0,00089973
MANTENIMIENTO\CAMBIO O AJUSTE DE CONECTOR	3	0,043%	0,000854394	0,000842372
MANIOBRAS\ABRIR SECCIONADORES	1	0,014%	0,002417937	0,000604484
MANTENIMIENTO\REUBICAR TENSOR	2	0,028%	0,00020218	0,000585314
RED\FALLA EQUIPO MEDICION (TC TP)	9	0,128%	0,000250876	0,000290667
RED\CERRAR SECCIONADOR	4	0,057%	0,000168691	0,000207329
TERCEROS\CONEXION DOLOSA	4	0,057%	8,91286E-05	0,00018073
MANTENIMIENTO\MANTENIMIENTO ACOMETIDA O MEDIDOR	1	0,014%	4,36251E-05	0,000145417
RED\RECONECTADOR DEFECTUOSO	1	0,014%	4,52899E-05	4,75544E-05
TERCEROS\INCENDIO	2	0,028%	4,40196E-05	3,68613E-05
MANTENIMIENTO\CAMBIO DE EQ. DE MEDICION	1	0,014%	2,66616E-05	2,44398E-05
OTRAS\FALTA DE PAGO	1	0,014%	1,82239E-05	1,2453E-05
Total general	6834	97,129%	8,131341597	11,29955443



HISTORICO DE INTERRUPCIONES 2014 - TTIK





ANEXO 8 Proyectos de Ilustración para ingreso al optimizador

Proyecto	Alimentador	Tarea	Δ Riesgo (reducción del riesgo)	Costo del mantenimiento (\$)	Mano de Obra (horas)	Total Mano de Obra (horas)	Total Presupuesto (\$)
1	104	D1040	369,7325877	2.763	18	15.360	800.000
	104	D1041	369,3212305	21.815	145	15.360	800.000
	104	R1040	478,0613005	15.000	240	15.360	800.000
	104	R1041	1920,135402	7.500	128	15.360	800.000
2	321	D3210	596,7668164	55.187	368	15.360	800.000
	321	D3211	268,174531	4.846	32	15.360	800.000
	321	P3210	84,53228624	21.000	140	15.360	800.000
	321	P3211	53,36383998	24.000	107	15.360	800.000
	321	R3210	2239,842781	15.000	240	15.360	800.000
3	322	D3220	531,5226807	60.578	404	15.360	800.000
	322	P3220	688,4671397	12.000	128	15.360	800.000
	322	P3221	26,73592051	21.000	140	15.360	800.000
	322	R3220	1494,649292	7.500	128	15.360	800.000
4	323	D3230	268,174531	4.846	32	15.360	800.000
	323	P3230	2013,885222	24.000	107	15.360	800.000
	323	R3230	2539,428818	3.750	64	15.360	800.000
5	324	D3240	291,4139336	13.585	91	15.360	800.000
	324	P3240	57,83847324	21.000	140	15.360	800.000
	324	R3240	184,5030892	15.000	240	15.360	800.000
6	325	D3250	203,4422861	38.350	256	15.360	800.000
	325	P3250	26,4065007	12.000	128	15.360	800.000
	325	R3250	424,8652492	3.750	64	15.360	800.000
7	421	D4210	531,5226807	60.578	404	15.360	800.000
	421	P4210	25,17629156	10.500	140	15.360	800.000
	421	R4210	1909,093766	3.750	64	15.360	800.000
8	422	D4220	81,42946585	25.884	173	15.360	800.000
	422	P4220	53,36383998	24.000	107	15.360	800.000
	422	R4220	91,84632362	3.750	64	15.360	800.000
9	423	D4230	117,2568444	13.617	91	15.360	800.000
	423	P4230	106,1954516	24.000	107	15.360	800.000
	423	R4230	110,5900802	3.750	64	15.360	800.000
10	427	D4270	692,1051092	37.793	252	15.360	800.000
	427	P4270	26,73592051	21.000	140	15.360	800.000
	427	R4270	1208,531226	7.500	128	15.360	800.000
11	521	D5210	1961,278148	45.527	304	15.360	800.000
	521	P5210	3399,559257	21.000	140	15.360	800.000
	521	R5210	1730,175188	7.500	128	15.360	800.000



Proyecto	Alimentador	Tarea	Δ Riesgo (reducción del riesgo)	Costo del mantenimiento (\$)	Mano de Obra (horas)	Total Mano de Obra (horas)	Total Presupuesto (\$)
12	522	D5220	776,8048919	61.479	410	15.360	800.000
	522	P5220	1415,870072	12.000	128	15.360	800.000
	522	R5220	657,3351813	3.750	64	15.360	800.000
13	523	D5230	814,3005375	17.572	117	15.360	800.000
	523	P5230	2375,285576	30.000	100	15.360	800.000
	523	R5230	1920,135402	7.500	128	15.360	800.000
14	524	D5240	81,42946585	25.884	173	15.360	800.000
	524	P5240	73,15090091	12.000	128	15.360	800.000
	524	R5240	24,69852522	7.500	128	15.360	800.000
15	525	D5250	113,7348951	25.548	170	15.360	800.000
	525	P5250	112,6680654	10.500	140	15.360	800.000
	525	R5250	1094,590929	3.750	64	15.360	800.000
16	526	D5260	108,1257317	29.444	196	15.360	800.000
	526	P5260	58,15823921	24.000	107	15.360	800.000
	526	R5260	1710,731976	7.500	128	15.360	800.000
17	722	D7220	227,5004162	18.146	121	15.360	800.000
	722	P7220	91,76623991	30.000	100	15.360	800.000
	722	R7220	1620,120407	15.000	240	15.360	800.000
18	723	D7230	369,3212305	21.815	145	15.360	800.000
	723	P7230	913,696669	21.000	140	15.360	800.000
	723	R7230	662,5685576	15.000	240	15.360	800.000
19	921	D9210	167,1027364	38.734	258	15.360	800.000
	921	P9210	25,71729864	24.000	107	15.360	800.000
	921	R9210	831,0485615	15.000	240	15.360	800.000
20	1221	D12210	285,874406	26.414	176	15.360	800.000
	1221	P12210	108,5288864	12.000	128	15.360	800.000
	1221	R12210	37,35741878	15.000	240	15.360	800.000
21	1222	D12220	646,4535863	26.307	175	15.360	800.000
	1222	P12220	26,17459744	21.000	140	15.360	800.000
	1222	R12220	25,00312821	15.000	240	15.360	800.000
22	1421	D14210	92,55766884	45.276	302	15.360	800.000
	1421	P14210	1481,988912	24.000	107	15.360	800.000
	1421	R14210	2066,653663	15.000	240	15.360	800.000
23	1422	D14220	776,8048919	61.479	410	15.360	800.000
	1422	P14220	76,49321657	12.000	128	15.360	800.000
	1422	R14220	91,84632362	3.750	64	15.360	800.000
24	1423	D14230	432,8606899	55.952	373	15.360	800.000
	1423	P14230	26,5649725	30.000	100	15.360	800.000
	1423	R14230	657,3351813	3.750	64	15.360	800.000



Proyecto	Alimentador	Tarea	Δ Riesgo (reducción del riesgo)	Costo del mantenimiento (\$)	Mano de Obra (horas)	Total Mano de Obra (horas)	Total Presupuesto (\$)
25	1521	D15210	531,5226807	60.578	404	15.360	800.000
	1521	P15210	25,17629156	10.500	140	15.360	800.000
	1521	R15210	24,69852522	7.500	128	15.360	800.000
26	1523	D15230	506,3013138	40.599	271	15.360	800.000
	1523	P15230	51,62119698	30.000	100	15.360	800.000
	1523	R15230	1494,649292	7.500	128	15.360	800.000
27	1821	D18210	203,4422861	38.350	256	15.360	800.000
	1821	P18210	86,09180941	21.000	140	15.360	800.000
	1821	R18210	567,0547343	15.000	240	15.360	800.000
28	1822	D18220	268,6457015	46.955	313	15.360	800.000
	1822	P18220	76,74472541	21.000	140	15.360	800.000
	1822	R18220	424,8652492	3.750	64	15.360	800.000
29	1824	D18240	164,0471732	8.887	59	15.360	800.000
	1824	P18240	52,66093092	10.500	140	15.360	800.000
	1824	R18240	840,3010243	7.500	128	15.360	800.000
30	2112	D21120	91,09441346	26.717	178	15.360	800.000
	2112	P21120	51,27829791	30.000	100	15.360	800.000
	2112	R21120	529,8570618	15.000	240	15.360	800.000
31	2113	D21130	913,4668796	24.755	165	15.360	800.000
	2113	P21130	106,1954516	24.000	107	15.360	800.000
	2113	R21130	545,1718856	7.500	128	15.360	800.000
32	2211	D22110	52,03706392	24.961	166	15.360	800.000
	2211	P22110	79,41752353	12.000	128	15.360	800.000
	2211	R22110	329,111199	15.000	240	15.360	800.000
33	2212	D22120	291,4139336	13.585	91	15.360	800.000
	2212	P22120	58,78499152	21.000	140	15.360	800.000
	2212	R22120	242,1681086	3.750	64	15.360	800.000
34	2311	D23110	81,42946585	25.884	173	15.360	800.000
	2311	P23110	37,26923802	10.500	140	15.360	800.000
	2311	R23110	184,5030892	15.000	240	15.360	800.000
35	2312	D23120	131,6630748	17.218	115	15.360	800.000
	2312	P23120	50,34671647	24.000	107	15.360	800.000
	2312	R23120	286,4446003	3.750	64	15.360	800.000

Dónde:

D: es la tarea de mantenimiento de desbroce de vegetación de todo el alimentador

P: es la tarea de mantenimiento en postes de madera

R: es la tarea de mantenimiento en reconectores



ANEXO 9 Reducción del riesgo manteniendo constante el número de horas disponible de la mano de obra y variable los planes presupuestarios

Caso 1 PRESUPUESTO \$ 50.000						MANO DE OBRA 15.360 Horas					
Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1	Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-	104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	-	321	-	-	-	-	-
322	-	-	-	7.500,00	-	322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-	323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-	324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-	325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-	421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-	422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-	423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-	427	-	-	-	-	-
521	-	-	7.500,00	-	-	521	-	-	128,00	-	-
522	-	-	-	-	-	522	-	-	-	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-	523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-	524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-	525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-	526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	-	-	-	722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-	723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-	921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-	1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-	1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-	1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-	1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-	1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-	1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-	1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-	1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-	1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-	1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-	2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-	2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-	2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-	2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-	2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-	2312	-	-	-	-	-
Total Presupuesto:					48.750,00	Total Mano de obra:					832 horas



Caso 2

	PRESUPUESTO		\$ 80.000		
	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	-	7.500,00	-	-
522	-	-	3.750,00	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-
Total Presupuesto:				78.750,00	

	MANO DE OBRA		15.360 Horas		
	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	-	128,00	-	-
522	-	-	64,00	-	-
523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-
Total Mano de obra:				1.328 horas	



Caso 3

PRESUPUESTO \$ 100.000

MANO DE OBRA 15.360 Horas

	Desbroce	Postes de madera	Reconectador	Reconectador 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	-	3.750,00	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-
Total Presupuesto:				99.750,00	

	Desbroce	Postes de madera	Reconectador	Reconectador 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	-	64,00	-	-
523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-
Total Mano de obra:				1.468	horas



Caso 4

PRESUPUESTO \$ 200.000

MANO DE OBRA 15.360 Horas

	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	-	15.000,00	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	7.500,00	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	3.750,00	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 198.000,00

	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	-	240,00	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	128,00	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	64,00	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 3.004 horas



Caso 5

PRESUPUESTO \$ 300.000

	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	-	-	3.750,00	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	3.750,00	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 298.646,50

MANO DE OBRA 15.360 Horas

	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	-	-	64,00	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	64,00	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 3.815 horas



Caso 6

PRESUPUESTO		\$ 400.000				
Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1		
104	-	-	-	7.500,00	-	
321	-	-	-	-	15.000,00	
322	-	-	-	7.500,00	-	
323	-	-	3.750,00	-	-	
324	13.585,00	-	-	-	-	
325	-	-	3.750,00	-	-	
421	-	-	3.750,00	-	-	
422	-	-	3.750,00	-	-	
423	-	-	3.750,00	-	-	
427	-	-	7.500,00	-	-	
521	-	21.000,00	-	-	-	
522	-	12.000,00	-	-	-	
523	-	30.000,00	-	-	-	
524	-	-	-	-	-	
525	-	-	3.750,00	-	-	
526	-	-	7.500,00	-	-	
722	-	-	15.000,00	-	-	
723	-	21.000,00	-	-	-	
921	-	-	15.000,00	-	-	
1221	-	-	-	-	-	
1222	26.306,50	-	-	-	-	
1421	-	-	15.000,00	-	-	
1422	61.478,50	-	-	-	-	
1423	-	-	3.750,00	-	-	
1521	-	-	-	-	-	
1523	-	-	7.500,00	-	-	
1821	-	-	15.000,00	-	-	
1822	-	-	3.750,00	-	-	
1824	-	-	7.500,00	-	-	
2112	-	-	15.000,00	-	-	
2113	24.755,00	-	-	-	-	
2211	-	-	15.000,00	-	-	
2212	-	-	3.750,00	-	-	
2311	-	-	-	-	-	
2312	-	-	3.750,00	-	-	
		Total Presupuesto:				397.625,00

MANO DE OBRA		15.360 Horas				
Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1		
104	-	-	-	128,00	-	
321	-	-	-	-	240,00	
322	-	-	-	128,00	-	
323	-	-	64,00	-	-	
324	90,57	-	-	-	-	
325	-	-	64,00	-	-	
421	-	-	64,00	-	-	
422	-	-	64,00	-	-	
423	-	-	64,00	-	-	
427	-	-	128,00	-	-	
521	-	140,00	-	-	-	
522	-	128,00	-	-	-	
523	-	100,00	-	-	-	
524	-	-	-	-	-	
525	-	-	64,00	-	-	
526	-	-	128,00	-	-	
722	-	-	240,00	-	-	
723	-	140,00	-	-	-	
921	-	-	240,00	-	-	
1221	-	-	-	-	-	
1222	175,38	-	-	-	-	
1421	-	-	240,00	-	-	
1422	409,86	-	-	-	-	
1423	-	-	64,00	-	-	
1521	-	-	-	-	-	
1523	-	-	128,00	-	-	
1821	-	-	240,00	-	-	
1822	-	-	64,00	-	-	
1824	-	-	128,00	-	-	
2112	-	-	240,00	-	-	
2113	165,03	-	-	-	-	
2211	-	-	240,00	-	-	
2212	-	-	64,00	-	-	
2311	-	-	-	-	-	
2312	-	-	64,00	-	-	
		Total Mano de obra:				4.437 horas



Caso 7

PRESUPUESTO \$ 500.000

MANO DE OBRA 15.360 Horas

	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	-	-	3.750,00	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	26.413,50	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	61.478,50	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	60.577,50	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	15.000,00	-	-
2212	-	-	3.750,00	-	-
2311	-	-	15.000,00	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 499.616,00

	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	-	-	64,00	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	176,09	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	409,86	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	403,85	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	240,00	-	-
2212	-	-	64,00	-	-
2311	-	-	240,00	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 5.257 horas



Caso 8

PRESUPUESTO \$ 600.000

MANO DE OBRA 15.360 Horas

	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	13.617,00	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	25.884,00	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	26.413,50	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	61.478,50	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	60.577,50	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	15.000,00	-	-
2212	13.585,00	-	-	-	-
2311	-	-	15.000,00	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 545.202,00

	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	90,78	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	172,56	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	176,09	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	409,86	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	403,85	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	240,00	-	-
2212	90,57	-	-	-	-
2311	-	-	240,00	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 5.483 horas



Caso 9

PRESUPUESTO \$ 700.000

MANO DE OBRA 15.360 Horas

	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	13.617,00	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	25.884,00	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	26.413,50	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	61.478,50	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	60.577,50	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	15.000,00	-	-
2212	13.585,00	-	-	-	-
2311	-	-	15.000,00	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 545.202,00

	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	90,78	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	172,56	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	176,09	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	409,86	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	403,85	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	240,00	-	-
2212	90,57	-	-	-	-
2311	-	-	240,00	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 5.483 horas



Caso 10

PRESUPUESTO		\$ 800.000			
Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1	
104	-	-	7.500,00	-	
321	-	-	-	15.000,00	
322	-	-	7.500,00	-	
323	-	3.750,00	-	-	
324	13.585,00	-	-	-	
325	-	3.750,00	-	-	
421	-	3.750,00	-	-	
422	-	3.750,00	-	-	
423	13.617,00	-	-	-	
427	-	7.500,00	-	-	
521	-	21.000,00	-	-	
522	-	12.000,00	-	-	
523	-	30.000,00	-	-	
524	25.884,00	-	-	-	
525	-	3.750,00	-	-	
526	-	7.500,00	-	-	
722	-	15.000,00	-	-	
723	-	21.000,00	-	-	
921	-	15.000,00	-	-	
1221	26.413,50	-	-	-	
1222	26.306,50	-	-	-	
1421	-	15.000,00	-	-	
1422	61.478,50	-	-	-	
1423	-	3.750,00	-	-	
1521	60.577,50	-	-	-	
1523	-	7.500,00	-	-	
1821	-	15.000,00	-	-	
1822	-	3.750,00	-	-	
1824	-	7.500,00	-	-	
2112	-	15.000,00	-	-	
2113	24.755,00	-	-	-	
2211	-	15.000,00	-	-	
2212	13.585,00	-	-	-	
2311	-	15.000,00	-	-	
2312	-	3.750,00	-	-	

Total Presupuesto: 545.202,00

MANO DE OBRA		15.360 Horas			
Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1	
104	-	-	128,00	-	
321	-	-	-	240,00	
322	-	-	128,00	-	
323	-	64,00	-	-	
324	90,57	-	-	-	
325	-	64,00	-	-	
421	-	64,00	-	-	
422	-	64,00	-	-	
423	90,78	-	-	-	
427	-	128,00	-	-	
521	-	140,00	-	-	
522	-	128,00	-	-	
523	-	100,00	-	-	
524	172,56	-	-	-	
525	-	64,00	-	-	
526	-	128,00	-	-	
722	-	240,00	-	-	
723	-	140,00	-	-	
921	-	240,00	-	-	
1221	176,09	-	-	-	
1222	175,38	-	-	-	
1421	-	240,00	-	-	
1422	409,86	-	-	-	
1423	-	64,00	-	-	
1521	403,85	-	-	-	
1523	-	128,00	-	-	
1821	-	240,00	-	-	
1822	-	64,00	-	-	
1824	-	128,00	-	-	
2112	-	240,00	-	-	
2113	165,03	-	-	-	
2211	-	240,00	-	-	
2212	90,57	-	-	-	
2311	-	240,00	-	-	
2312	-	64,00	-	-	

Total Mano de obra: 5.483 horas



ANEXO 10 Reducción del riesgo variando el número de horas disponible de la mano de Obra y los planes presupuestarios

Caso 1 PRESUPUESTO \$ 50.000						MANO DE OBRA 400 Horas						
Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1	Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1	
104	-	-	-	-	-	104	-	-	-	-	-	
321	-	-	-	-	-	321	-	-	-	-	-	
322	-	-	-	-	-	322	-	-	-	-	-	
323	-	-	3.750,00	-	-	323	-	-	64,00	-	-	
324	-	-	-	-	-	324	-	-	-	-	-	
325	-	-	-	-	-	325	-	-	-	-	-	
421	-	-	3.750,00	-	-	421	-	-	64,00	-	-	
422	-	-	-	-	-	422	-	-	-	-	-	
423	-	-	-	-	-	423	-	-	-	-	-	
427	-	-	-	-	-	427	-	-	-	-	-	
521	-	21.000,00	-	-	-	521	-	140,00	-	-	-	
522	-	-	-	-	-	522	-	-	-	-	-	
523	-	-	7.500,00	-	-	523	-	-	128,00	-	-	
524	-	-	-	-	-	524	-	-	-	-	-	
525	-	-	-	-	-	525	-	-	-	-	-	
526	-	-	-	-	-	526	-	-	-	-	-	
722	-	-	-	-	-	722	-	-	-	-	-	
723	-	-	-	-	-	723	-	-	-	-	-	
921	-	-	-	-	-	921	-	-	-	-	-	
1221	-	-	-	-	-	1221	-	-	-	-	-	
1222	-	-	-	-	-	1222	-	-	-	-	-	
1421	-	-	-	-	-	1421	-	-	-	-	-	
1422	-	-	-	-	-	1422	-	-	-	-	-	
1423	-	-	-	-	-	1423	-	-	-	-	-	
1521	-	-	-	-	-	1521	-	-	-	-	-	
1523	-	-	-	-	-	1523	-	-	-	-	-	
1821	-	-	-	-	-	1821	-	-	-	-	-	
1822	-	-	-	-	-	1822	-	-	-	-	-	
1824	-	-	-	-	-	1824	-	-	-	-	-	
2112	-	-	-	-	-	2112	-	-	-	-	-	
2113	-	-	-	-	-	2113	-	-	-	-	-	
2211	-	-	-	-	-	2211	-	-	-	-	-	
2212	-	-	-	-	-	2212	-	-	-	-	-	
2311	-	-	-	-	-	2311	-	-	-	-	-	
2312	-	-	-	-	-	2312	-	-	-	-	-	
Total Presupuesto:						36.000,00	Total Mano de obra:					396 horas



Caso 2 PRESUPUESTO \$ 80.000

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	4.846,00	-	-	-
322	-	-	-	-	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	-	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	-	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Presupuesto: 74.596,00

MANO DE OBRA 600 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	32,31	-	-	-
322	-	-	-	-	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	-	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	-	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Mano de obra: 592 horas



Caso 3 PRESUPUESTO \$ 100.000

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	4.846,00	-	-	-
322	-	-	-	-	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	-	3.750,00	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Presupuesto: 85.846,00

MANO DE OBRA 800 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	32,31	-	-	-
322	-	-	-	-	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	-	64,00	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Mano de obra: 784 horas



Caso 4 PRESUPUESTO \$ 200.000

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	-
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	-	3.750,00	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	24.000,00	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Presupuesto: 112.500,00

MANO DE OBRA 1.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	-
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	-	64,00	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	106,67	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Mano de obra: 987 horas



Caso 5 PRESUPUESTO \$ 300.000

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	24.000,00	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Presupuesto: 190.500,00

MANO DE OBRA 2.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	106,67	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Mano de obra: 1.991 horas



Caso 6 PRESUPUESTO \$ 400.000

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	-	-	3.750,00	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	26.413,50	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	13.585,00	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 357.395,00

MANO DE OBRA 4.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	-	-	64,00	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	176,09	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	90,57	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 3.990 horas



Caso 7 PRESUPUESTO \$ 500.000

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	-	-	3.750,00	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	26.413,50	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	61.478,50	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	60.577,50	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	15.000,00	-	-
2212	-	-	3.750,00	-	-
2311	-	-	15.000,00	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 499.616,00

MANO DE OBRA 6.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	-	-	64,00	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	176,09	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	409,86	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	403,85	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	240,00	-	-
2212	-	-	64,00	-	-
2311	-	-	240,00	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 5.257 horas



Caso 8 PRESUPUESTO \$ 600.000

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	13.617,00	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	25.884,00	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	26.413,50	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	61.478,50	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	60.577,50	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	15.000,00	-	-
2212	13.585,00	-	-	-	-
2311	-	-	15.000,00	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 545.202,00

MANO DE OBRA 8.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	90,78	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	172,56	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	176,09	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	409,86	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	403,85	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	240,00	-	-
2212	90,57	-	-	-	-
2311	-	-	240,00	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 5.483 horas



Caso 9 PRESUPUESTO \$ 700.000

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	13.617,00	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	25.884,00	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	26.413,50	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	61.478,50	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	60.577,50	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	15.000,00	-	-
2212	13.585,00	-	-	-	-
2311	-	-	15.000,00	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 545.202,00

MANO DE OBRA 10.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	90,78	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	172,56	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	176,09	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	409,86	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	403,85	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	240,00	-	-
2212	90,57	-	-	-	-
2311	-	-	240,00	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 5.483 horas



Caso 10 PRESUPUESTO \$ 800.000

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	13.617,00	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	25.884,00	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	26.413,50	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	61.478,50	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	60.577,50	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	15.000,00	-	-
2212	13.585,00	-	-	-	-
2311	-	-	15.000,00	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 545.202,00

MANO DE OBRA 15.360 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	90,78	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	172,56	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	176,09	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	409,86	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	403,85	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	240,00	-	-
2212	90,57	-	-	-	-
2311	-	-	240,00	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 5.483 horas



ANEXO 11 Reducción del riesgo variando el número de horas disponible de la mano de Obra y los planes presupuestarios (sin saturación en el valor de la Función Objetivo)

Caso 1 PRESUPUESTO \$ 20.000						MANO DE OBRA 400 Horas					
Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1	Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-	104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	-	321	-	-	-	-	-
322	-	-	-	-	-	322	-	-	-	-	-
323	-	-	3.750,00	-	-	323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-	324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-	325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-	421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-	422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-	423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-	427	-	-	-	-	-
521	-	-	-	-	-	521	-	-	-	-	-
522	-	-	-	-	-	522	-	-	-	-	-
523	-	-	-	-	-	523	-	-	-	-	-
524	-	-	-	-	-	524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-	525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	-	-	-	526	-	-	-	-	-
722	-	-	-	-	-	722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-	723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-	921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-	1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-	1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-	1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-	1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-	1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-	1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-	1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-	1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-	1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-	1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-	2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-	2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-	2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-	2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-	2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-	2312	-	-	-	-	-
Total Presupuesto: 18.750,00						Total Mano de obra: 320 horas					



Caso 2 PRESUPUESTO \$ 40.000

MANO DE OBRA 600 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	2.763,00	-	-	-	-
321	-	-	-	-	-
322	-	-	-	-	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	-	7.500,00	-	-
522	-	-	-	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Presupuesto: 36.513,00

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	18,42	-	-	-	-
321	-	-	-	-	-
322	-	-	-	-	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	-	128,00	-	-
522	-	-	-	-	-
523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Mano de obra: 594 horas



Caso 3 PRESUPUESTO \$ 60.000

MANO DE OBRA 800 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	-
322	-	-	-	-	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	-	-	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Presupuesto: 58.500,00

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	-
322	-	-	-	-	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	-	-	-	-
523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	-	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Mano de obra: 780 horas



Caso 4 PRESUPUESTO \$ 80.000

MANO DE OBRA 1.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	-
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	-	-	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Presupuesto: 69.750,00

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	-
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	-	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	-	-	-	-
523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	-	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Mano de obra: 972 horas



Caso 5 PRESUPUESTO \$ 100.000

MANO DE OBRA 2.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	-	3.750,00	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Presupuesto: 99.750,00

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	-	64,00	-	-
523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	-	-	-
723	-	-	-	-	-
921	-	-	-	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	-	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	-	-	-
1824	-	-	-	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	-	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	-	-	-

Total Mano de obra: 1.468 horas



Caso 6 PRESUPUESTO \$ 200.000

MANO DE OBRA 4.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	-	15.000,00	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	7.500,00	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	3.750,00	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 198.000,00

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	-	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	-	-	-
423	-	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	-	240,00	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	-	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	-	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	-	-	-
2113	-	-	128,00	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	64,00	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 3.004 horas



Caso 7 PRESUPUESTO \$ 300.000

MANO DE OBRA 6.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	-	-	3.750,00	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	-	7.500,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	3.750,00	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 298.646,50

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	-	-	64,00	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	-	128,00	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	-	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	-	-	-
2212	-	-	64,00	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 3.815 horas



Caso 8 PRESUPUESTO \$ 400.000

MANO DE OBRA 8.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	-	-	3.750,00	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	61.478,50	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	15.000,00	-	-
2212	-	-	3.750,00	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 397.625,00

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	-	-	64,00	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	-	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	409,86	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	-	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	240,00	-	-
2212	-	-	64,00	-	-
2311	-	-	-	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 4.437 horas



Caso 9 PRESUPUESTO \$ 500.000

MANO DE OBRA 10.000 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	-	-	3.750,00	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	26.413,50	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	61.478,50	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	60.577,50	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	15.000,00	-	-
2212	-	-	3.750,00	-	-
2311	-	-	15.000,00	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 499.616,00

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	-	-	64,00	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	-	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	176,09	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	409,86	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	403,85	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	240,00	-	-
2212	-	-	64,00	-	-
2311	-	-	240,00	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 5.257 horas



Caso 10 PRESUPUESTO \$ 600.000

MANO DE OBRA 15.360 Horas

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	7.500,00	-
321	-	-	-	-	15.000,00
322	-	-	-	7.500,00	-
323	-	-	3.750,00	-	-
324	13.585,00	-	-	-	-
325	-	-	3.750,00	-	-
421	-	-	3.750,00	-	-
422	-	-	3.750,00	-	-
423	13.617,00	-	-	-	-
427	-	-	7.500,00	-	-
521	-	21.000,00	-	-	-
522	-	12.000,00	-	-	-
523	-	30.000,00	-	-	-
524	25.884,00	-	-	-	-
525	-	-	3.750,00	-	-
526	-	-	7.500,00	-	-
722	-	-	15.000,00	-	-
723	-	21.000,00	-	-	-
921	-	-	15.000,00	-	-
1221	26.413,50	-	-	-	-
1222	26.306,50	-	-	-	-
1421	-	-	15.000,00	-	-
1422	61.478,50	-	-	-	-
1423	-	-	3.750,00	-	-
1521	60.577,50	-	-	-	-
1523	-	-	7.500,00	-	-
1821	-	-	15.000,00	-	-
1822	-	-	3.750,00	-	-
1824	-	-	7.500,00	-	-
2112	-	-	15.000,00	-	-
2113	24.755,00	-	-	-	-
2211	-	-	15.000,00	-	-
2212	13.585,00	-	-	-	-
2311	-	-	15.000,00	-	-
2312	-	-	3.750,00	-	-

Total Presupuesto: 545.202,00

Alimentador	Desbroce	Postes de madera	Reconector	Reconector 1	Postes de madera 1
104	-	-	-	128,00	-
321	-	-	-	-	240,00
322	-	-	-	128,00	-
323	-	-	64,00	-	-
324	90,57	-	-	-	-
325	-	-	64,00	-	-
421	-	-	64,00	-	-
422	-	-	64,00	-	-
423	90,78	-	-	-	-
427	-	-	128,00	-	-
521	-	140,00	-	-	-
522	-	128,00	-	-	-
523	-	100,00	-	-	-
524	172,56	-	-	-	-
525	-	-	64,00	-	-
526	-	-	128,00	-	-
722	-	-	240,00	-	-
723	-	140,00	-	-	-
921	-	-	240,00	-	-
1221	176,09	-	-	-	-
1222	175,38	-	-	-	-
1421	-	-	240,00	-	-
1422	409,86	-	-	-	-
1423	-	-	64,00	-	-
1521	403,85	-	-	-	-
1523	-	-	128,00	-	-
1821	-	-	240,00	-	-
1822	-	-	64,00	-	-
1824	-	-	128,00	-	-
2112	-	-	240,00	-	-
2113	165,03	-	-	-	-
2211	-	-	240,00	-	-
2212	90,57	-	-	-	-
2311	-	-	240,00	-	-
2312	-	-	64,00	-	-

Total Mano de obra: 5.483 horas