



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DMS
(DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEMS) BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL
DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA METROPOLITANA**

Delwin Josias Mich Cuá

Asesorado por el Ing. Luis Eduardo Hernández González

Guatemala, mayo de 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DMS
(DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEMS) BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL
DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA METROPOLITANA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

DELWIN JOSIAS MICH CUÁ

ASESORADO POR EL ING. LUIS EDUARDO HERNÁNDEZ GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino Gonzales
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Juan Carlos Morataya Ramos
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DMS
(DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEMS) BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL
DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA METROPOLITANA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 09 de octubre de 2012.



Delwin Josias Mich Cuá

Guatemala, 07 de noviembre de 2013

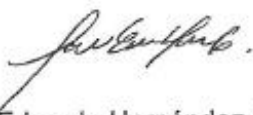
Señor Coordinador del área de potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Muy atentamente lo saludo,

Por este medio me permito informarle que he revisado el trabajo de graduación del estudiante DELWIN JOSIAS MICH CUÁ, con carné 2004-12866, titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DMS (DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEMS) BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA METROPOLITANA.**

El mencionado trabajo llena los requisitos para dar mi aprobación, indicándole que el autor y mi persona somos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Atentamente,



Ing. Luis Eduardo Hernández González

Colegiado No10397.

Asesor



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 14. 2014
Guatemala, 20 de FEBRERO 2014.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN
DE UN SISTEMA DMS (DISTRIBUTION MANAGEMENT
SYSTEMS) BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL DE LA
RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA
METROPOLITANA, del estudiante Delwin Josias Mich Cuá, que
cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

**Atentamente
DID Y ENSEÑAD A TODOS**

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Area Potencia



STO



REF. EIME 14. 2014.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; DELWIN JOSIAS MICH CUÁ titulado: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DMS (DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEMS) BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA METROPOLITANA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 26 DE MARZO 2014.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 237.2014

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DMS (DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEMS) BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA METROPOLITANA**, presentado por el estudiante universitario **Delwin Josias Mich Cuá**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 21 de mayo de 2014

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por permitirme emprender y finalizar este objetivo profesional de mi vida.
Mis padres	Juan Mich Xicay y Virgilia Cuá Cán, por su apoyo incondicional, ya que sin ellos no hubiera sido posible este éxito; mis sinceros agradecimientos.
Mis hermanos	Lilian Beatriz y Obed Eliazar con cariño, ya que de una u otra forma son parte de este éxito.
Mis amigos	Compañeros de trabajo, compañeros de infancia y juventud, a todos ustedes gracias por el apoyo incondicional y por ser un ejemplo a seguir y por motivarme a ser mejor cada día.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme la oportunidad de estudiar una carrera universitaria.
Universidad de San Carlos de Guatemala	Por haberme otorgado la dicha de ser un profesional al servicio de Guatemala y disfrutar de estos momentos que recordaré por siempre.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	1
1.1. Líneas de transmisión.....	1
1.1.1. Concepto de línea de transmisión	1
1.1.2. Parámetros eléctricos de una línea de transmisión	2
1.1.2.1. Resistencia	2
1.1.2.2. Inductancia.....	4
1.1.2.3. Capacitancia	5
1.2. Fallas de líneas de transmisión	7
1.2.1. Identificación del problema en las líneas de transmisión	8
1.2.2. Origen de las fallas en las líneas de transmisión	8
1.2.2.1. Actos Mal Intencionados (AMI)	9
1.2.2.2. Factores climáticos	9
1.2.2.2.1. Vientos fuertes	10
1.2.2.2.2. Descargas eléctricas atmosféricas	10
1.2.2.3. Otros	12
1.3. Protección de líneas de transmisión	14

1.3.1.	Definición de protección de líneas de transmisión.....	14
1.3.2.	Característica de un sistema de protección.....	15
1.3.3.	Protecciones principales y protecciones de respaldo.....	16
1.3.4.	Protección de líneas de transmisión.....	17
1.3.4.1.	Relé de sobrecorriente.....	18
1.3.4.2.	Relé de distancia	19
1.3.4.2.1.	Zona de protección	22
1.3.4.3.	Relé de distancia con comunicación.....	24
1.3.4.4.	Relé diferencial de línea	24
1.3.4.5.	Medios de comunicación	26
1.2.4.5.1.	Fibra óptica	26
1.2.4.5.2.	Onda portadora.....	27
1.2.4.5.3.	Microondas	28
1.3.5.	Estabilidad de frecuencia	28
1.3.5.1.	Protección del sistema eléctrico	30
2.	PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.....	33
2.1.	Definición de líneas de distribución	33
2.2.	Fallas en líneas de distribución	36
2.2.1.	Tipos de fallas	39
2.2.2.	Identificación y localización de fallas	39
2.3.	Protección de los circuitos de distribución.....	41
2.3.1.	Funciones del sistema de protección	41
2.3.2.	Fusibles	43
2.3.2.1.	Estandarización de curva tiempo-corriente (NEMA).....	46
2.3.3.	<i>Recloser</i> de subestación	48
2.3.4.	Seccionador	53

2.3.5.	Coordinación de elementos de protección.....	56
2.3.5.1.	Coordinación de fusibles.....	56
2.3.5.2.	Coordinación entre recloser y fusible	59
2.3.5.2.1.	Coordinación de <i>recloser</i> con fusible en el lado de carga (<i>recloser</i> - fusible).....	59
2.3.5.2.2.	Coordinación de <i>recloser</i> con fusible en el lado fuente (fusible- <i>recloser</i>).....	61
2.3.5.3.	Coordinación entre <i>recloser</i> e interruptor.....	63
2.3.5.4.	Coordinación entre <i>recloser</i> y seccionador.....	64
2.3.5.5.	Coordinación entre <i>recloser</i> por corriente nominal	64
2.3.5.5.1.	Combinando el número de aperturas	65
2.3.5.5.2.	Combinando en curva de operación retardada	66
3.	SISTEMA SCADA	69
3.1.	Conceptos básicos del sistema SCADA	69
3.2.	Funciones principales del sistema SCADA.....	72
3.3.	Transmisión de la información	73
3.3.1.	Sistema de comunicación	74
3.4.	Elementos del sistema.....	76
3.4.1.	Período de escaneo.....	80
3.5.	Dispositivos de campo y cableado.....	80

4.	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DMS BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA METROPOLITANA	85
4.1.	Descripción general de un sistema DMS	85
4.1.1.	Concepto de una red inteligente.....	85
4.1.2.	Concepto de un sistema de gestión de distribución	88
4.2.	Beneficios de un sistema de gestión de distribución (DMS).....	93
4.2.1.	Capacidad de operar automáticamente y de arreglarse en forma automática.....	93
4.2.1.1.	Objetivos y beneficios.....	94
4.2.1.2.	Barreras.....	95
4.2.2.	Mayor resistencia y fiabilidad ante eventos naturales catastróficos y ataques proporcionados por el hombre	96
4.2.2.1.	Objetivos y beneficios.....	97
4.2.2.2.	Barreras.....	98
4.2.3.	Implementación de un sistema de automatización	99
4.2.3.1.	Funciones del DMS	105
4.2.3.2.	Localización de interruptores aéreos para reconfiguración de alimentadores en línea	107
4.3.	Aplicaciones de un sistema de gestión de distribución	112
4.3.1.	Control de voltaje y potencia reactiva (VAR)	113
4.3.1.1.	<i>Open AVC</i> software	115
4.3.2.	Corte de energía y reconexión	118
4.3.3.	Sistema de interfaz gráfico	120
4.3.4.	Gestión de carga	122
4.3.5.	Gestión de red de distribución.....	127

4.3.6.	Gestor de orden de conmutación.....	131
4.4.	Medios de comunicación del sistema DMS	132
4.4.1.	Hilo de guarda OPGW	133
4.4.1.1.	Características constructivas	134
4.4.1.2.	Núcleo óptico	135
4.4.1.3.	Envoltente metálico.....	135
4.4.1.4.	Utilización.....	136
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DMS BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA METROPOLITANA.....	137
5.1.	Análisis económico de los equipos actuales y faltantes en la red eléctrica	137
5.2.	Beneficios económicos para los participantes con el DMS.....	140
5.2.1.	Incidencias en el transportista	141
5.2.1.1.	Sanciones por Indisponibilidades forzadas	144
5.2.2.	Incidencias en la empresa distribuidora.....	159
5.3.	Análisis económico de la inversión	169
5.4.	Resultado final del análisis	171
	CONCLUSIONES	175
	RECOMENDACIONES.....	177
	BIBLIOGRAFÍA.....	179
	ANEXOS.....	181

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Factores en las fallas de líneas de transmisión	8
2.	Origen y distribución de fallas	14
3.	Circuito radial	19
4.	Conexión de un relé de distancia.....	20
5.	Representación de la línea protegida por un relé de distancia	21
6.	Características de operación de los relés de distancia	22
7.	Característica tiempo – distancia	23
8.	Relé de distancia: esquema escalonado.....	23
9.	Esquema de los relés de protección	25
10.	Hilo de guarda con OPGW (onda portadora).....	26
11.	Trampa de microonda.....	27
12.	Comportamiento de la frecuencia hasta estabilizarse.....	29
13.	Configuración subestación y sus ramales.....	33
14.	Distribución de la energía eléctrica	34
15.	Esquema radial de la distribución de energía eléctrica	35
16.	Esquema en anillo de la distribución de energía eléctrica	36
17.	Diagrama de un sistema de distribución	41
18.	Partes de un fusible de distribución	44
19.	Característica de operación de fusible	45
20.	Curvas de fase de restauradores.....	49
21.	Secuencia de operación de un <i>recloser</i>	50
22.	Diagrama unifilar de un sistema de distribución mostrando aplicaciones de los <i>recloser</i>	52

23.	Ejemplo de coordinación de fusible	59
24.	Coordinación de <i>recloser</i> y coordinación de fusible- <i>recloser</i>	62
25.	Coordinación entre <i>recloser</i> por corriente nominal	65
26.	Coordinación entre <i>recloser</i> combinando el número de aperturas	66
27.	Coordinación entre <i>recloser</i> combinando curvas de operación retardada	67
28.	Esquema de conexión de equipos e interfaces de comunicación	75
29.	Esquema de los elementos que conforma un sistema SCADA	77
30.	Esquema de conexión para el MTU y el RTU.....	77
31.	Esquema de conexión de los elementos de un sistema SCADA.....	79
32.	Esquema de conexión de la RTU	79
33.	Corte transversal de un cable de fibra óptica	81
34.	<i>Recloser</i> de un circuito de distribución	100
35.	Transformador de voltaje (PT) e interruptores de potencia	101
36.	Relés digitales de protección y sistema de comunicación (RTU's).....	104
37.	Reguladores de Voltaje de 13,8 kV	104
38.	Esquema general de un sistema DMS	105
39.	Reconfiguración de un circuito	106
40.	Interruptores de gas aéreos de seccionamiento automático	108
41.	Configuración inicial del sistema.....	109
42.	Configuración para restaurar el servicio después de una falla en Z2.....	110
43.	Esquemático de la red de distribución 1	110
44.	Esquemático de la red de distribución 2.....	111
45.	Esquemático de la red de distribución (el plan de restauración se ha ejecutado)	111

46.	Arquitectura de un centro de operaciones totalmente integradas	113
47.	Menú software <i>Open AVC</i>	115
48.	Panel de control del controlador de voltaje	116
49.	Interfaz software <i>Open GIS</i>	121
50.	Modificaciones de la curva de demanda	123
51.	Alternativas adecuadas, modificación de la curva de demanda.....	124
52.	Interfaz software <i>Open LM</i>	125
53.	Interfaz <i>Open Map</i>	128
54.	Interfaz geográfica <i>Open Map</i>	129
55.	Interfaz geográfica <i>Open Map</i>	130
56.	Construcción orientativa del cable OPGW	134
57.	Diagrama unifilar de la red de transmisión del área sur 1	152
58.	Diagrama unifilar de la red de transmisión del área sur 2	155
59.	Diagrama unifilar de la red de transmisión del área sur-occidente	158

TABLAS

I.	Coordinación entre fusibles tipo K según EEI-NEMA	57
II.	Coordinación entre fusible tipo T según EEI-NEMA	58
III.	Valores de factor de corrección K1	60
IV.	Valor de factor de corrección K2	62
V.	Deficiencias en los centros de operaciones de distribución actuales para la gestión de redes inteligentes.....	90
VI.	Integración de sistemas para el centro de operaciones de las redes de distribución.....	91
VII.	Funcionalidades y ventajas de la aplicación de un DMS	92
VIII.	Equipos existentes en las líneas de transmisión de 69 kV	138

IX.	Equipos existentes en una subestación eléctrica	138
X.	Equipos faltantes en el centro de control	140
XI.	Tolerancia de la tasa de indisponibilidad forzada.....	143
XII.	Tolerancia de la duración total de indisponibilidades forzadas	143
XIII.	Coeficiente según la categoría de la instalación	145
XIV.	Costo de falta de suministro eléctrico de líneas por falla	147
XV.	Costo de interrupción de líneas con un tiempo de disminución del 90 %.....	148
XVI.	Proceso para recuperar la línea fuera de servicio sin DMS.....	150
XVII.	Proceso para recuperar la línea fuera de servicio con DMS	151
XVIII.	Comparación de tiempos	151
XIX.	Proceso para recuperar la línea fuera de servicio sin DMS	153
XX.	Proceso para recuperar la línea fuera de servicio con DMS	154
XXI.	Comparación de tiempos	154
XXII.	Proceso para recuperar la línea fuera de servicio sin DMS	156
XXIII.	Proceso para recuperar la línea fuera de servicio con DMS	157
XXIV.	Comparación de tiempos.....	158
XXV.	Tolerancia en los índices indicadores de calidad del servicio técnico de energía eléctrica.....	161
XXVI.	Costo de Indemnización por falta de suministro a los usuarios	166
XXVII.	Costo de indemnización por falta de suministro a los usuarios implementando el DMS.....	168
XXVIII.	Resumen de beneficios para el transportista y distribuidor	170
XXIX.	Resumen equipo faltante en el centro de control	170
XXX.	Flujo de efectivo de la inversión	172

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Área
C	Capacitancia
CF	Conductor de Fase
Ec.	Ecuación
Hz	Hercio
SF ₆	Hexafluoruro de azufre
L	Inductancia
I	Intensidad o corriente eléctrica
km	Kilómetro
kV	Kilovoltios
Ω	Ohmio
%	Porcentaje
ρ	Resistividad del conductor
Var	Voltamperio reactivo

GLOSARIO

Aislador	Es utilizado para separar conductores eléctricos evitando un cortocircuito y para mantener alejada del usuario determinadas partes de los sistemas eléctricos.
Aislante	Es un material con escasa capacidad de conducción de la electricidad.
AMI	Actos Mal Intencionados.
ANSI	American National Standards Institute.
Cmil	Una circular mil es una unidad de superficie, igual al área de un círculo con un diámetro de una milésima de pulgada, unidad para referirse a la zona de un alambre con una sección transversal circular.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Conductor	Material, generalmente en la forma de alambre, cable o barra, capaz de conducir una corriente eléctrica.
Corriente alterna	Es la corriente eléctrica que cambia de dirección periódicamente.

Corriente directa	Es la corriente eléctrica, que fluye siempre en la misma dirección.
Energía	Es la capacidad de la materia de efectuar trabajo.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
Hz	Unidad de frecuencia eléctrica.
IEC	Comisión internacional de Electrotecnia (International Electro technical Commission).
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Intensidad de campo eléctrico (E)	Es un campo de fuerza creado por la atracción y/o repulsión de cargas eléctricas (la causa del flujo eléctrico) y se mide en voltios por metro (V/m). El flujo decrece con la distancia a la fuente que provoca el campo.
kW.h	Kilo Watt hora.
NBI	Nivel Básico de Impulso.
Nivel Cerámico	Número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta en un determinado lugar.

NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones de Guatemala.
NTDOID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución de Guatemala.
NTDOST	Normas Técnicas de Diseño y Operación de Sistemas de Transporte de Guatemala.
NTSD	Normas Técnicas de Servicio de Distribución de Guatemala.
OPGW	Hilo de guarda que contiene en su núcleo fibra óptica.
PLC	Control lógico programable.
Polímero	Es un compuesto químico natural o sintético, formado por polimerización y consta de unidades estructurales repetidas.
Red inteligente	Una red eléctrica inteligente es aquella capaz de integrar las acciones de todos los agentes, productores o consumidores, para distribuir energía de forma eficiente, sostenible, rentable y segura.
Resistividad	Puede definirse como la resistencia de un centímetro cúbico de un material medido entre caras opuestas.
RTU	Terminal de Unidad Remota.

SCADA	Sistema de supervisión y adquisición de datos (<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>).
Sistema de distribución	Es el conjunto de instalaciones desde 120 voltios, hasta tensiones de 34,5 kV encargadas de entregar energía eléctrica a los usuarios.
TCF	Tensión Crítica de Flameo.

RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se describen los equipos y protecciones necesarias para implementar un sistema de gestión de distribución.

En el capítulo I se describen las funciones y conceptos de una línea de transmisión eléctrica, también se identifican las fallas y se describen las características.

En el capítulo II se definen el tipo de líneas de distribución, las fallas más frecuentes en estas y las funciones principales del sistema de protección para los circuitos de distribución.

En el capítulo III se describen los conceptos básicos de un sistema SCADA, las funciones en el sistema eléctrico de transmisión y los elementos y dispositivos utilizados para la transmisión y recopilación de datos.

En el capítulo IV se realiza un análisis técnico de la implementación de un sistema de gestión de distribución en el sistema SCADA actual de la red eléctrica de transmisión de 69 kV del área metropolitana.

En el capítulo V se realiza un análisis económico de la implementación de un sistema de gestión de distribución basado en el sistema SCADA actual de la red eléctrica de transmisión de 69 kV del área metropolitana.

OBJETIVOS

General

Realizar un análisis técnico económico de la implementación de un sistema DMS en el sistema SCADA actual, del sistema eléctrico.

Específicos

1. Presentar los fundamentos de protección de una línea de transmisión de 69 kV, óptimos en el sistema eléctrico metropolitano.
2. Presentar los fundamentos de protección para un circuito de distribución que se adapten al sistema de gestión de distribución.
3. Realizar una descripción del sistema SCADA necesaria en el sistema eléctrico, que se utilizará en la implementación del sistema de gestión de distribución.
4. Elaborar un análisis técnico de la implementación de un sistema de gestión de distribución DMS de 69 kV.
5. Realizar un análisis económico de la implementación de un sistema de gestión de distribución DMS de 69 kV.

INTRODUCCIÓN

El sistema DMS tiene el apreciable efecto de aumentar la conectividad, la automatización y la coordinación entre los proveedores, los consumidores y las propias redes que realizan tanto la trasmisión a largas distancias, así como las tareas de distribución local. Una red inteligente incluye además un nuevo sistema de control que realiza con precisión el seguimiento y la medición de toda la electricidad que fluye en el sistema.

Un sistema de transmisión eléctrico su función principal es trasportar energía desde las unidades de generación hasta el sistema de distribución, para esto se emplean líneas de transmisión que conectan a los generadores y las redes de distribución.

Las líneas de distribución son líneas de media tensión con voltajes que se encuentran en un rango de 1 kv y 34,5 kv. Son las líneas que, después de las de baja tensión, son las más abundantes.

Los sistemas SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos.

En las Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), se establecen los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y las sanciones.

1. PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1. Líneas de transmisión

La función es transportar la energía desde las unidades generadoras hasta el sistema de distribución. Para este objetivo se emplean líneas de transmisión que conectan a la red de transmisión los generadores y las subestaciones de distribución.

1.1.1. Concepto de línea de transmisión

Adaptación de componentes destinados al transporte de energía eléctrica en bloques considerables. Está constituida por conductores usualmente desnudos, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores a la estructura que los soportan.

En el campo de la ingeniería de sistemas de potencia, una línea de transmisión de energía eléctrica se define también como el conjunto formado por cables conductores y cables de guarda sujetos en soportes o estructuras los cuales van separados a cierta distancia llamada claro o vano.

1.1.2. Parámetros eléctricos de una línea de transmisión

Una línea de transmisión de potencia se toman en cuenta cuatro parámetros eléctricos que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema de potencia: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. El cuarto parámetro, la conductancia, se presenta entre conductores o entre los conductores a tierra.

La conductancia toma en cuenta las corrientes de fuga en los aisladores de líneas aéreas y a través del aislamiento de los cables en líneas subterráneas.

Generalmente, no se considera la conductancia entre conductores de una línea aérea porque las corrientes de fuga en los aisladores son de magnitud despreciable, hecha la observación anterior procedemos a la descripción de los otros tres parámetros.

1.1.2.1. Resistencia

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en ellas. La resistencia efectiva de un conductor es:

$$R = \frac{\text{Pérdida de Potencia en el Conductor}}{I^2} \quad [\Omega] \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Donde la potencia está en vatios e I es la corriente rms en el conductor en amperes. La resistencia efectiva es igual a la resistencia de corriente directa del conductor solo si la distribución de corriente a través del conductor es uniforme.

La resistencia de corriente directa está dada por la ecuación

$$R_o = \rho \frac{l}{A} \quad [\Omega] \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Dónde:

ρ = resistividad del conductor

l = longitud

A = área de la sección transversal

En unidades del sistema SI, l está en metros, A en metros cuadrados y ρ en ohm metro.

El estándar internacional de conductividad es el cobre recocido. El cobre comercial estirado en frío tiene el 97,3 % y el aluminio el 61 % de la conductividad estándar del cobre recocido, ρ es igual a $1,77 \times 10^{-8} \quad [\Omega].m$ (10,66 Ω . Cmil /pie) para el cobre comercial estirado en frío a 20°C. Para el aluminio a 20 °C, ρ es $2,83 \times 10^{-8} \quad [\Omega].m$ (17,00 Ω . cmil/pie).

La variación en resistencia de los conductores metálicos con la temperatura es prácticamente lineal en el rango normal de operación, y se describe con bastante precisión mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{(T + t_2)}{(T + t_1)} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Dónde:

R_2 y R_1 = resistencia del conductor a las temperaturas t_1 y t_2 .

T = constante

La distribución uniforme de la corriente en la sección transversal de un conductor solamente se presenta para la corriente directa. Conforme se aumenta la frecuencia de la corriente alterna, la no uniformidad de la distribución se hace más pronunciada.

Un incremento en la frecuencia da origen a una densidad de corriente no uniforme. A este fenómeno se le conoce como efecto piel. Generalmente, la densidad de corriente en un conductor se incrementa desde el interior hacia la superficie. Sin embargo, para conductores de radios suficientemente grandes, se puede obtener una densidad de corriente oscilatoria con respecto a la distancia radial desde el centro.

1.1.2.2. Inductancia

Es una medida de la capacidad de un dispositivo de almacenar energía en forma de campo magnético. La inductancia así como la capacitancia de un circuito eléctrico, se pueden explicar por medio del campo eléctrico y el campo magnético que acompañan a su flujo de corriente.

La inductancia del circuito relaciona el voltaje inducido por el flujo variable con la razón de cambio de la corriente. La inductancia tiene básicamente dos fuentes: una debida al flujo interno en el conductor y otra al externo, la suma de ambas componentes da el valor resultante de la inductancia, valor al cual se llega partiendo de la Ley de Ampere y haciendo uso de las características de simetría que tengan los diversos campos que se emplean para modelar este fenómeno.

La ecuación para el cálculo de la inductancia por fase de líneas trifásicas:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ H/m por fase} \quad (\text{Ec. 1.4})$$

Dónde:

D_{eq} = espaciamento equivalente entre conductores

D_s = radio geométrico del conductor

D_{eq} y D_s deben estar en las mismas unidades. Si la línea tiene un conductor por fase, D_s se obtiene directamente de las tablas. Para líneas de un solo conductor por fase o de conductores agrupados

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{bc} * D_{ca}} \quad (\text{Ec. 1.5})$$

Para líneas de conductores agrupados, D_{ab} , D_{bc} y D_{ca} son las distancias entre los centros de los agrupamientos de las fases a, b y c.

La reactancia inductiva en ohmios por metro a 60 Hertz se encuentra multiplicando el valor de la inductancia, en henrios por metro, por $2\pi(60)$:

$$X_L = 0,0754 \times \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \Omega/\text{m por fase} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

1.1.2.3. Capacitancia

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas.

De forma análoga, al caso de la inductancia, se puede afirmar que la capacitancia es la medida de la capacidad de un circuito eléctrico de almacenar energía en forma de campo eléctrico.

La capacitancia entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos. El efecto de la capacitancia puede ser pequeño y muchas veces se desprecia en líneas de potencia que tienen menos de 80 km (50 millas) de largo. Para líneas de alto voltaje más largas, la capacitancia crece en importancia.

Un voltaje alterno en una línea de transmisión tiene como consecuencia que la carga en los conductores en un punto dado aumente o disminuya junto al valor instantáneo de voltaje entre los conductores en ese punto.

Como la capacitancia es una derivación entre conductores, la corriente de carga fluye en la línea de transmisión aun cuando este en circuito abierto. La capacitancia afecta tanto la caída de voltaje a lo largo de la línea, como la eficiencia, el factor de potencia de la línea y la estabilidad del sistema del cual la línea forma parte.

La base para el análisis de la capacitancia es la Ley de Gauss para campos eléctricos, esta ley establece que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale de la superficie. En otras palabras, la carga total dentro de una superficie cerrada es igual a la integral sobre la superficie de la componente normal de la densidad de flujo eléctrico.

La ecuación para el cálculo de la capacitancia al neutro de un circuito monofásico de una línea trifásica es:

$$C_n = \frac{2 \pi k k_r}{\frac{\ln D_{eq}}{D_{sc}}} \text{ F/m al neutro} \quad (\text{Ec. 1.7})$$

Dónde:

D_{sc} = radio externo del conductor

D_{eq} = espaciamiento equivalente entre conductores

D_{eq} y D_{sc} deben estar en las mismas unidades. D_{eq} se calcula del mismo modo que en el caso de la inductancia.

k es $8,854 \times 10^{-12}$ ya que para el aire k_r es 1,0. Así, a 60 Hz,

$$X_C = 4,77 \times 10^{-4} \ln D_{eq}/D_{sc} \ \Omega \cdot \text{km al neutro}$$

1.2. Fallas de líneas de transmisión

Gran parte de las fallas en sistemas de transmisión eléctricos se debe a la ocurrencia de vientos de velocidad elevada, y en particular al desarrollo de tormentas severas, las cuales generan corrientes descendientes intensas y eventualmente tormentas. Aunque la probabilidad de ocurrencia de una corriente descendente en un sitio determinado no es generalmente elevado debido a sus dimensiones reducidas. La probabilidad de que uno de estos eventos atraviese un sistema de transmisión eléctrico es significativa debido a la extensión importante que presentan los mismos.

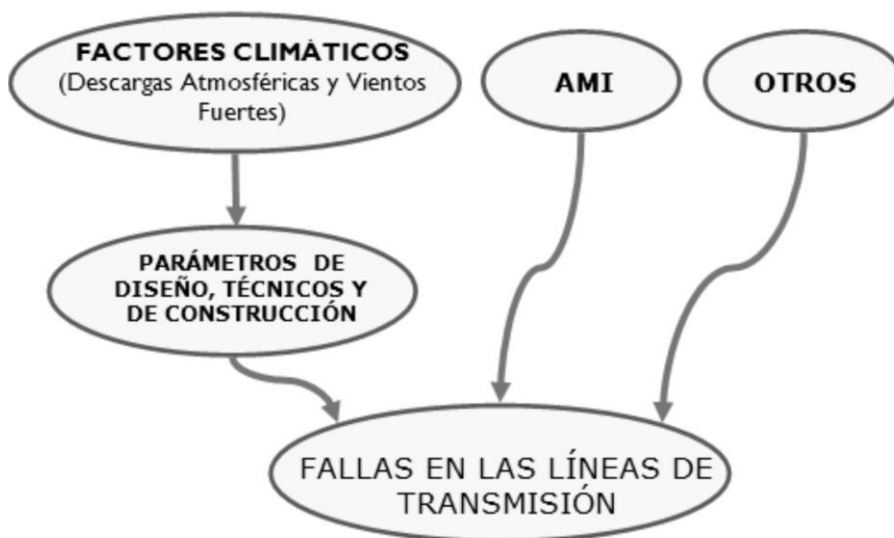
1.2.1. Identificación del problema en las líneas de transmisión

Los sistemas eléctricos de potencia que proveen de energía a varias zonas del país, se ven altamente afectados por fenómenos de diferente índole, tales como las descargas atmosféricas, alta vegetación, quemaduras o fuego bajo la línea, atentados terroristas entre otros, los cuales se traducen en numerosas fallas ocasionadas sobre el sistema.

1.2.2. Origen de las fallas en las líneas de transmisión

Para cumplir a cabalidad con el objetivo de este estudio es necesario establecer una visualización general de los orígenes y las causas de las fallas en el sistema de transmisión y la influencia de estos en las líneas de transmisión, es por esto que serán establecidos cada uno de ellos a continuación:

Figura 1. Factores en las fallas de líneas de transmisión



Fuente: PEÑA GARCÍA, Julián. *Análisis de fallas en líneas de transmisión*.

1.2.2.1. Actos Mal Intencionados (AMI)

Estos orígenes son actos vandálicos que hacen referencia a la voladura de una o varias torres sobre un circuito, provocando en la mayoría de los casos desconexiones de forma inmediata.

Estos eventos no se toman en cuenta dentro de las estadísticas de falla de la línea, al ser una variable externa a los diferentes circuitos y por tanto muy difícil de controlar; esta afecta notoriamente las programaciones y ejecuciones de mantenimiento en los circuitos, obligando así a incrementar el número de mantenimientos correctivos y disminuir el de preventivos planeados.

Estos se realizan bajo circunstancias de seguridad altas, buscando el bienestar del personal técnico, minimizando el tiempo de desconexión del circuito y tratando de disminuir la demanda de energía no atendida.

1.2.2.2. Factores climáticos

Este es quizá el más importante del origen de las fallas, allí están incluidos los vientos fuertes que provocan el rozamiento o acercamiento entre algunas partes energizadas de la línea con elementos pertenecientes a ella o a su entorno y las descargas eléctricas atmosféricas que en conjunto con parámetros técnicos y de diseño como malas puestas a tierra, fallas en el aislamiento, o con falencias de diseño, son los mayores causantes de las fallas sobre las líneas de transmisión.

1.2.2.2.1. Vientos fuertes

El factor climático tiene una influencia importante en la ocurrencia de fallas, pues cuando se conjuga con inadecuados diseños o montajes de la línea, es posible encontrar acercamiento entre conductores debido al penduleo de los mismos.

Por este mismo motivo se pueden presentar también acercamientos de las fases con árboles o ramas, líneas telefónicas o de distribución de energía que han alcanzado un nivel muy próximo a la línea. Es así como se podría presentar una falla en donde la mayoría de veces la rama se quema y se despeja la falla inmediatamente, o el vencimiento de la rigidez dieléctrica es temporal, pero de igual manera se hace necesario realizar una inspección y posterior mantenimiento de la servidumbre en la zona aledaña a la falla.

1.2.2.2.2. Descargas eléctricas atmosféricas

Las descargas eléctricas atmosféricas, más comúnmente llamadas rayos, son un fenómeno físico que se caracteriza por transferir carga eléctrica positiva o negativa al interior de una nube, entre dos nubes, de la tierra hacia la nube, de una nube hacia la tierra o de la nube a la ionosfera.

En general se han realizado un mayor número de estudios acerca de las transferencias de energía entre la nube y la tierra, pues son las que tienen una afección directa sobre la humanidad y el desempeño de esta.

Se estima que sobre la tierra se presentan cada instante aproximadamente 2 000 tormentas eléctricas las cuales generan alrededor de 100 rayos por segundo, según informes de algunos institutos internacionales de vigilancia y protección contra descargas atmosféricas. La mayor incidencia de rayos en el mundo, se da en las tres zonas de mayor convección profunda: América tropical, África central y norte de Australia. En el anexo 1 se muestra el nivel Isoceráunicos de días con descarga eléctrica o truenos promedio anual de Guatemala.

La forma general de cuantificar el número de incidencias sobre una zona determinada es a través del parámetro *Ground Flash Density – GFD* el cual determina el número de descargas a tierra por cada kilómetro cuadrado/año en la zona de interés, además este parámetro puede ser complementado con el nivel ceráunico, el cual determina el número de días al año en los que por lo menos es oído un trueno en un área específica, siendo 365 el máximo nivel ceráunico que es posible encontrar en cualquier parte del mundo.

No todas las descargas eléctricas atmosféricas producen fallas en las líneas, esto solo ocurre en caso de presentarse algunos problemas técnicos como:

- Errores de apantallamiento en la línea: esto produce que en vez de que la descarga impacte sobre el cable de guarda y esta sea correctamente despejada a tierra a través de las torres más próximas, se produzca un impacto de la descarga que incide directamente sobre el conductor de fase pudiendo ocasionar o no la salida de la línea, dependiendo de la magnitud de la corriente del rayo, impedancia de las fases, del aislamiento de la línea y del valor instantáneo del voltaje de fase.

- Resistencia de puesta a tierra de las torres: estas son conectadas a un sistema de puesta a tierra formado por varillas y contrapesos, para obtener una penetración de la corriente del rayo en la tierra de forma más eficiente. Si ocurre una descarga atmosférica, impacta en el cable de guarda y esta se trata de despejar a través de las torres aledañas, donde algunos de los casos los valores de la resistencia de puesta a tierra – RPT son tan altos, que la sobretensión se devuelve por la torre y trata de llegar de nuevo a los conductores y provocando así los llamados flameos inversos que pueden afectar directamente los aisladores.
- Fallas en el aislamiento de la línea: estos problemas se presentan generalmente por la acumulación de partículas en las cadenas aisladores, perforaciones o pérdida del aislamiento, esto puede ocurrir en donde la zona por donde pasa la línea es muy contaminada o cuando se han presentado flameos directos o inversos que perforan los mismos reduciendo su capacidad aislante, o por rompimiento de aisladores por vandalismo. Aunque estos parámetros se pueden determinar físicamente, es necesario complementar estas inspecciones visuales con la medida de campo de los mismos que se realizan a través del medidor de campo eléctrico, el cual sirve para medir el nivel de aislamiento en las cadenas de aisladores.

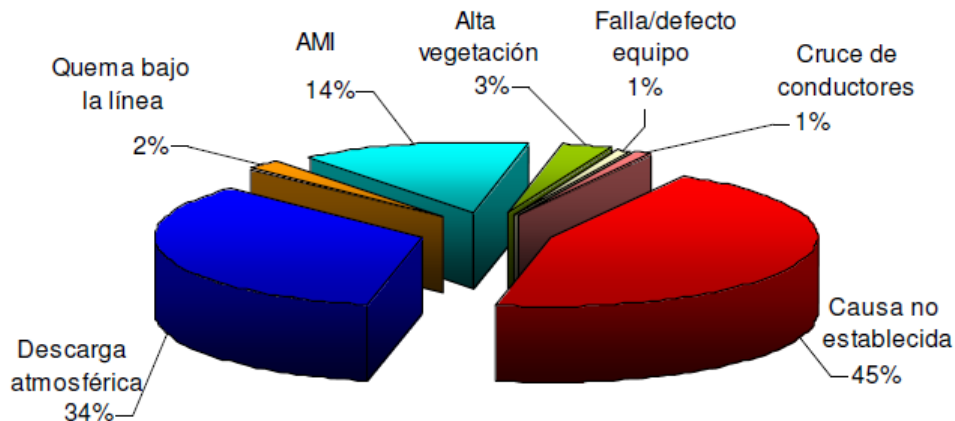
1.2.2.3. Otros

Clasificados así porque estos no son repetitivos para la ocurrencia de fallas en los circuitos. Dentro de estos inconvenientes eventuales se encuentran:

- Cruce de conductores: esto se presenta en algunos casos en donde hay problemas con la parte del diseño de la línea, pues al aparecer un factor externo como el viento, se genera oscilaciones de los conductores induciendo así una falla a tierra o entre fases.
- Fuego debajo de la línea: este problema aparece en ocasiones en donde las personas residentes en la zona aledaña a la línea, realizan quemas especialmente en los meses de febrero y de marzo para preparar la tierra para la siembra de cultivos.
- Falla / defecto equipo: este tipo de ocurrencias se atribuyen a fallas causadas por equipos que a la vez presentaron problemas en su operación. Estos inconvenientes son poco comunes dentro de Interconexión Eléctrica S. A., pues cada vez que se va a realizar algún tipo de maniobra sobre un equipo que implique riesgo de disparo, se realiza una consignación de la línea ante el Centro Nacional de Despacho – CND, de esta manera, en caso de que la línea falle, no implicará pago de ninguna multa.

Ante la distinción de los diferentes orígenes de las fallas, se reconoce además la gran proporción que tienen las descargas atmosféricas y las causas no establecidas frente a los actos mal intencionados que son el tercer causante de fallas ocurridas sobre las líneas de transmisión, las descargas y las causas no establecidas originan una falla de corta duración, en el orden de los milisegundos, mientras el sistema de recierre funciona (corta duración, bajo impacto en el servicio). Caso contrario ocurre en los atentados que originan largos tiempos de desconexión, del orden de días mientras se reparan las torres (larga duración, alto impacto).

Figura 2. Origen y distribución de fallas



Fuente: Empresa Eléctrica ISA Colombia.

1.3. Protección de líneas de transmisión

El objetivo de los sistemas de protección es remover del servicio lo más rápido posible cualquier equipo del sistema de potencia que comienza a operar en una forma anormal. El propósito, es también, limitar el daño causado a los equipos de potencia, y sacar de servicio el equipo en falta lo más rápido posible para mantener la integridad y estabilidad del sistema de potencia.

1.3.1. Definición de protección de líneas de transmisión

Dado que la estabilidad transitoria está relacionada con la habilidad que tiene el sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando está sometido a grandes perturbaciones, el comportamiento satisfactorio de los sistemas de protección es importante para asegurar la estabilidad del mismo.

1.3.2. Característica de un sistema de protección

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes características:

- Sensibilidad: detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición.
- Selectividad: detectar un determinado tipo de anomalía en un determinado componente o equipo del sistema de potencia y no operar ante otro tipo de anomalía o ante anomalías en otros equipos.
- Rapidez: limitar la duración de las anomalías, minimizando los retardos no deseados.
- Confiabilidad: probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar, durante un período de tiempo.
 - Confianza: probabilidad de que la protección opere correctamente, o sea que opere cuando corresponde que lo haga.
 - Seguridad: probabilidad de que la protección no opere incorrectamente, habiendo o no falta o condición anormal en el sistema eléctrico de potencia, o sea que no opere cuando no corresponda que lo haga.

Las protecciones aportan a las siguientes características deseables en un sistema de potencia:

- Su disponibilidad (porcentaje del tiempo estipulado, en que el equipo o parte del sistema de potencia está disponible para ser operado o utilizado).
- La confiabilidad (probabilidad de que un equipo o sistema pueda operar sin fallas durante un tiempo estipulado).
- La estabilidad (capacidad de recuperar un estado estable de operación, caracterizado por la operación sincrónica de los generadores, luego de una perturbación).

1.3.3. Protecciones principales y protecciones de respaldo

Hay dos razones por la cual se deben instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia. La primera es para asegurar que en caso que la protección principal falle en despejar una falta, la protección de respaldo lo haga. La segunda es para proteger aquellas partes del sistema de potencia que la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus transformadores de medida.

- La necesidad de respaldo remoto, respaldo local o falla interruptor dependen de la consecuencia de esa falta para el sistema de potencia.
- Respaldo remoto: las protecciones de respaldo remoto se ubican en las estaciones adyacentes o remotas.
- Respaldo local y falla interruptor: el respaldo local está ubicado en la misma estación.

El objetivo de las protecciones de respaldo es abrir todas las fuentes de alimentación a una falta no despejada en el sistema. Para realizar esto en forma eficiente las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las faltas que ocurren dentro de su zona de protección.
- Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
- Iniciar el disparo de la mínima de cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falta.
- Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.

1.3.4. Protección de líneas de transmisión

Uno de los aspectos importante del estudio de la estabilidad transitoria es la evaluación del comportamiento de los sistemas de protección durante el período transitorio, particularmente los relés de protección utilizados en las líneas de transmisión.

Muchos factores se deben tener en cuenta en el momento de elegir el sistema de protección para una línea de trasmisión:

- Tipo de circuito: cable, línea aérea, una línea, líneas en paralelo, etc.
- Función e importancia de la línea: qué efecto tiene la línea en la continuidad del servicio, tiempo que se requieren para despejar una falta, nivel de tensión.
- Otros requerimientos: compatibilidad con el equipamiento existente en las líneas y sistemas adyacentes.

Las protecciones usadas para proteger las líneas o cables de trasmisión son:

- Relé de sobre corriente
- Relé diferencial de línea
- Relé de distancia
- Relé de distancia con comunicación

1.3.4.1. Relé de sobrecorriente

Son la forma más barata y simple de proteger una línea de transmisión, pero además es una protección que necesita ser reajustada cuando cambian las condiciones del sistema de potencia. Son utilizados de las siguientes formas:

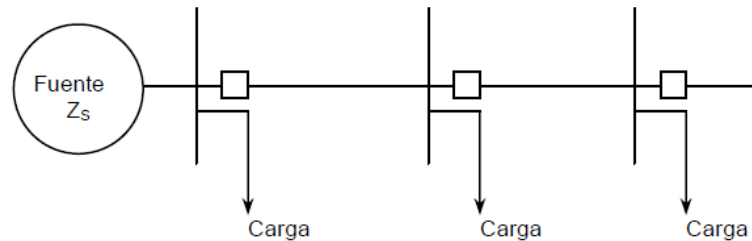
- Instantáneo
- Temporizado
- Direccional (instantáneo y/o temporizado)

No pueden discriminar entre corriente de carga y corriente de falta; por lo cual solo se emplean cuando la corriente de falta es mayor a la corriente de carga.

Las corrientes de cortocircuito en la línea dependen fuertemente de la impedancia de la fuente en el punto de medida, por lo tanto la zona de la línea protegida por un relé de sobrecorriente depende fuertemente de la configuración del sistema eléctrico.

Generalmente son utilizados en líneas radiales, como se muestra en la figura 3, y como faltas en estos circuitos no afectan la estabilidad del sistema, no son requeridos tiempos instantáneos de despeje de la misma.

Figura 3. **Circuito radial**



Fuente: *Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia*, FING 2007.31 p.

En líneas de transmisión donde hay alimentación desde ambos extremos, se utilizan relés de sobrecorriente direccional con o sin esquemas de teleprotección.

1.3.4.2. **Relé de distancia**

En los circuitos de transmisión de alta tensión, los niveles de corriente de falta son altos, por lo cual si una falta no es despejada rápidamente, puede causar inestabilidad al sistema de potencia así como daños al personal o al equipamiento. Por esta razón, los relés de distancia son empleados en vez de los relés de sobrecorriente.

Las ventajas de aplicación de relés de distancia, en comparación con los relés de sobrecorriente, son:

- Mayor zona de operación instantánea
- Mayor sensibilidad
- Más fáciles de ajustar y coordinar
- No son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia

Un relé de distancia determina la impedancia como el cociente entre la tensión y corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falta dentro o fuera de su zona de operación.

Dado que en las líneas de transmisión la impedancia de la línea es proporcional a su longitud; es apropiado utilizar relés de distancia para medir la impedancia de la misma desde la ubicación del relé hasta un punto determinado (lugar de la falta).

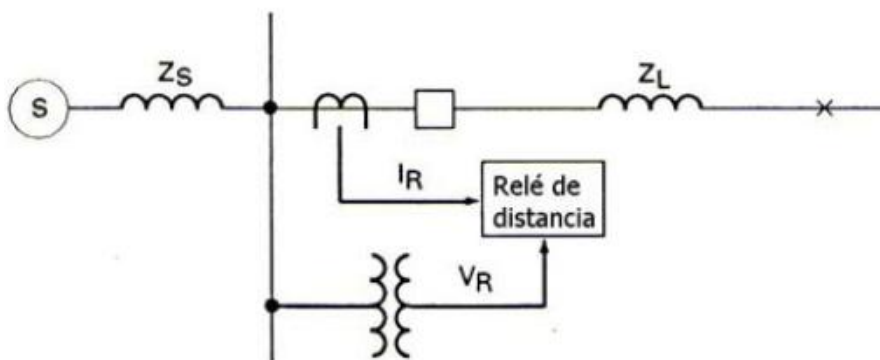
De allí que a los relés de impedancia se los llame relés de distancia.

El relé de distancia está conectado a la línea a través de los transformadores de medida. Se supondrá que ocurre una falta a una distancia $\Omega_L nZ$ desde el relé. Dado que la tensión en el lugar de la falta es: $V_F = 0$, la tensión en el relé es: $V_R = I nZ$.

Es decir:

$$Z_v = \frac{V_R}{I_R} = \frac{I nZ_L}{I_R} = nZ_L \quad (\text{Ec. 1.8})$$

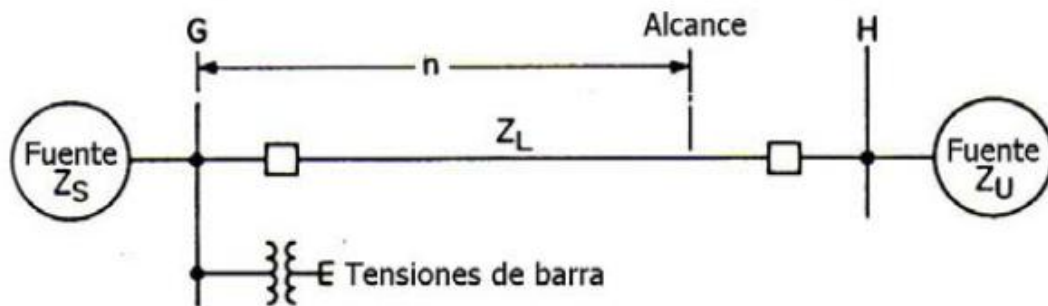
Figura 4. **Conexión de un relé de distancia**



Fuente: *Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, FING 2007. 31 p.*

La siguiente figura muestra la representación de la línea protegida por un relé de distancia, a instalar en G. El sistema también puede ser representado por una gráfica R-X (plano de impedancia).

Figura 5. **Representación de la línea protegida por un relé de distancia**



Fuente: *Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, FING 2007.31 p.*

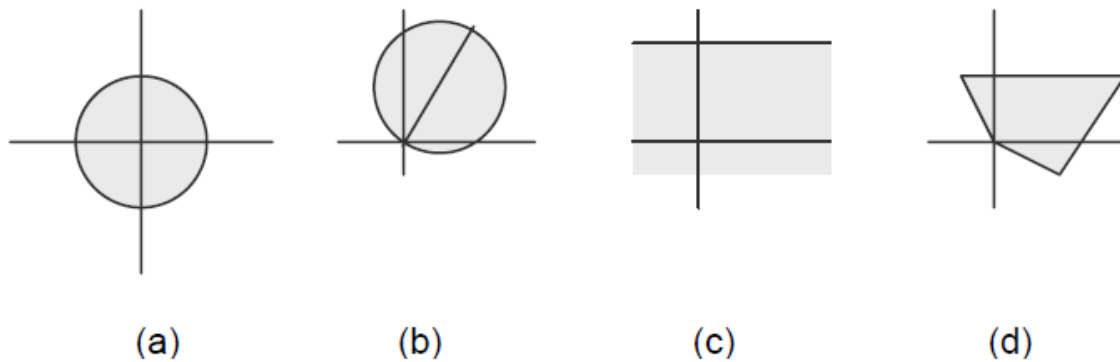
Los relés de distancia se pueden clasificar según la forma de sus zonas de operación.

En general se reconocen cuatro formas de la característica de operación, las cuales se muestran en la figura 6:

- Característica de impedancia
- Característica de admitancia
- Característica de reactancia
- Característica poligonal o cuadrilateral

Un relé de distancia opera si la impedancia medida por el relé está dentro de su característica de operación.

Figura 6. **Características de operación de los relés de distancia**



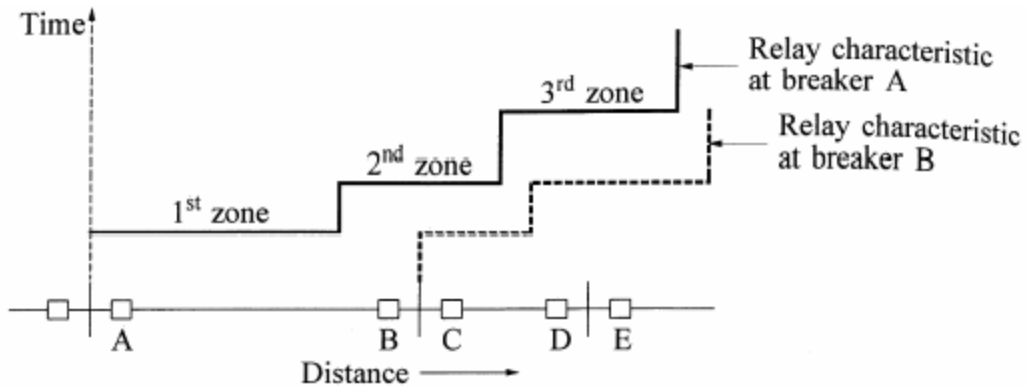
Fuente: *Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, FING 2007*. 31 p.

1.3.4.2.1. **Zona de protección**

El esquema básico de los relés de distancia comprende una zona 1 instantánea y al menos dos zonas con disparo temporizado. Los ajustes típicos para un relé de distancia de 3 zonas se muestran en la figura 8. Los relés digitales pueden tener hasta 5 zonas y algunas de ellas se las puede ajustar para operar hacia atrás. Los ajustes típicos de cada zona son:

- Zona 1: alcance = 80 % impedancia de la línea; tiempo: instantáneo.
- Zona 2: alcance = 120 % impedancia de la línea; tiempo: 0,3 a 0,6 s.
- Zona 3: alcance = respaldo de líneas adyacentes; tiempo: >1 s.

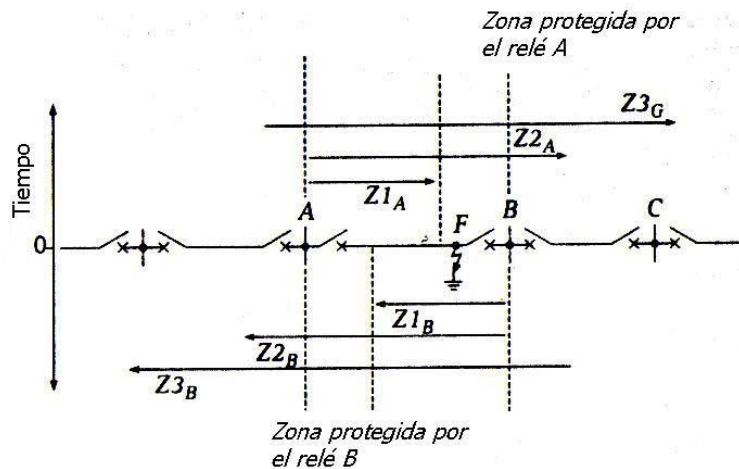
Figura 7. **Característica tiempo – distancia**



Fuente: *Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, FING 2007. 31 p.*

Este tipo de sistema de protección no es adecuado cuando se requiere un disparo instantáneo en ambos extremos, como se muestra en la figura 8, el cual es crítico para mantener la estabilidad del sistema de potencia. En estos casos se utilizan relés de distancia con comunicación.

Figura 8. **Relé de distancia: esquema escalonado**



Fuente: *Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, FING 2007. 31 p.*

1.3.4.3. Relé de distancia con comunicación

Para lograr disparos instantáneos en ambos extremos de la línea se utilizan relés de distancia donde se habilitan esquemas de teleprotección. Los esquemas de teleprotección interconectan los relés de distancia de en ambos extremos de la línea mediante canales de comunicación, para poder identificar si la falta es dentro del equipo protegido y operar en forma instantánea para faltas en toda la longitud de la línea.

El objetivo del canal de comunicación es transmitir información sobre las condiciones del sistema desde un extremo hacia el otro, incluyendo transferencia de disparo o bloqueo del interruptor remoto.

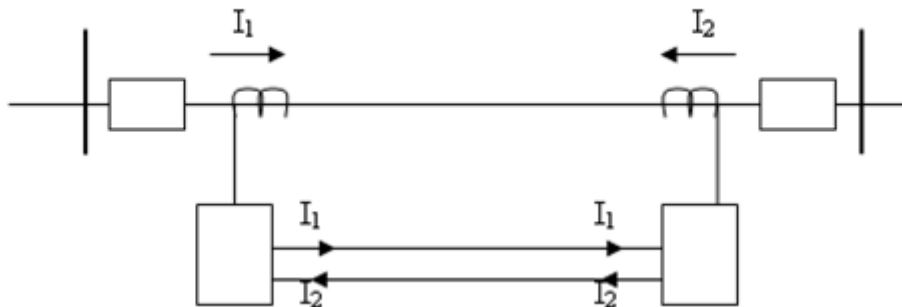
Los esquemas de comunicación se clasifican en:

- Esquemas de transferencia de disparo: son los esquemas en que la recepción de una señal inicia un disparo al interruptor
- esquemas de bloqueo: son esquemas en que la recepción de una señal bloquea el disparo al interruptor.

1.3.4.4. Relé diferencial de línea

Con el desarrollo que se ha tenido en el campo de las comunicaciones, el procesamiento de señales y la transmisión de datos, se ha hecho posible que se puedan comparar las señales de corriente en los dos extremos de una línea.

Figura 9. Esquema de los relés de protección



Fuente: [en línea protección de líneas Monografias.com.] Consulta: 5 de febrero 2013.

En pocas palabras lo que hacen estos relevadores es que toman una muestra de la corriente en cada extremo de la línea, la procesan con procesadores digitales de señal (DSP's por sus siglas en inglés) con lo que digitalizan la señal analógica y transmiten al otro extremo por medio de modem en cada extremo de la línea.

Se logra entonces tener las señales digitalizadas de corriente de las dos barras en cada una de las terminales, con lo que se pueden comparar y decidir el disparo si se detecta que la corriente que entra no es igual a la que sale.

Prácticamente todos los fabricantes de relevadores tienen un relevador diferencial de línea y utilizan el modem que corresponde con el medio de transmisión que utilizan, estando de moda actualmente la transmisión de información entre los dos extremos por medio de fibra óptica.

1.3.4.5. Medios de comunicación

Ahora los relés intercambian información a grandes distancias por medios de comunicación tales como:

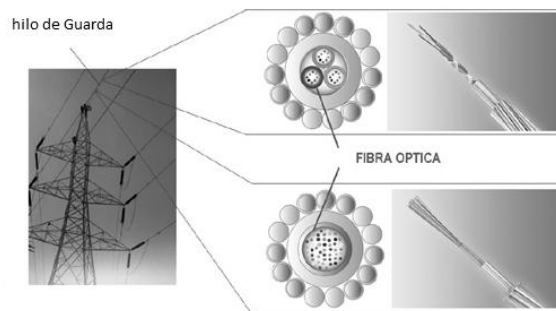
- Fibra óptica (hilo de guarda)
- Onda portadora
- Microondas

1.2.4.5.1. Fibra óptica

La fibra óptica es un medio de comunicación empleado habitualmente en redes de datos; un hilo muy fino de material transparente, vidrio o material plástico, por el que se envían pulsos de luz que representan los datos a transmitir. Llevan mensajes en forma de haces de luz que pasan a través de ellos de un extremo a otro, donde quiera que el filamento vaya (incluyendo curvas y esquinas) sin interrupción.

La fibra óptica se transporta al interior del cable de guarda hueco, (OPGW)

Figura 10. Hilo de guarda con OPGW (onda portadora)



Fuente:[en línea <http://.ingetec.com.co>.] Consulta: 5 de febrero de 2013.

1.2.4.5.2. Onda portadora

Equipo de onda portadora de operación dual analógica y digital basado en el procedimiento digital de señales según las normas IEC 60495 para equipos de portadora por líneas de alta tensión:

- Voz para comunicaciones telefónicas.
- Transmisión de datos síncronos, Asíncronos e IP.
- Interfaces de Teleprotección integrada (hasta 8 comandos bidireccionales) con panel de prueba incorporado.

Figura 11. **Trampa de microonda**



Fuente: [en línea <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com>.] Consulta: 5 de febrero 2013.

1.2.4.5.3. Microondas

Se denomina microondas a las ondas electromagnéticas definidas en un rango de frecuencia determinado; generalmente de entre 300 MHz y 300 GHz, que supone un periodo de oscilación de 3ns (3×10^{-9} s) a 3ps (3×10^{-12} s) y una longitud de onda en el rango de 1 m a 1 mm. Otras definiciones, por ejemplo las de los estándares IEC 60050 y IEEE 100 situando un rango de frecuencia entre 1 GHz y 300 GHz, es decir longitudes de onda de entre 1 cm a 100 micrómetros.

1.3.5. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad en frecuencia es la habilidad de un sistema eléctrico de potencia, de restablecer la frecuencia luego de una perturbación severa de desbalance entre generación y carga.

Depende de la habilidad de mantener o restablecer el balance entre generación y carga, con mínima pérdida de carga. La pérdida de carga es un hecho indeseado pero en muchos casos necesario e inevitable a la hora de preservar el resto del sistema eléctrico.

Este tipo de situaciones puede llevar a la separación del sistema en islas (subsistemas independientes) que deben lograr cada una un estado de equilibrio estable con mínima pérdida de carga, equilibrio que queda evidenciado por el comportamiento de la frecuencia promedio de cada isla.

Generalmente los problemas de estabilidad en frecuencia están asociados a insuficiente respuesta de los equipos, coordinación insuficiente entre controles y protecciones o insuficiente reserva de generación.

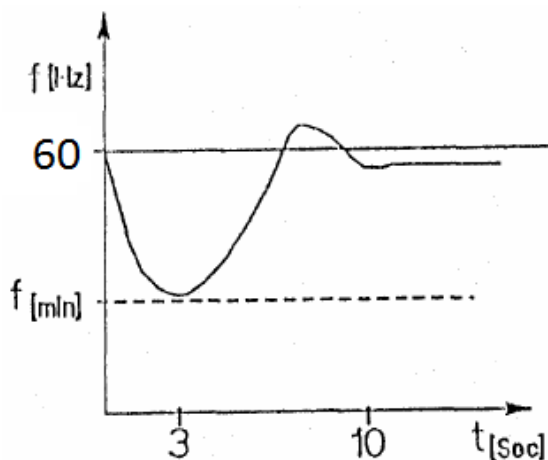
Los problemas de estabilidad en frecuencia pueden involucrar tiempos de segundos o fracciones de segundos (fenómenos de corto plazo) como el disparo por subfrecuencia y los controles de los generadores y protecciones.

O pueden involucrar tiempos del orden de minutos (fenómenos de largo plazo) como los relacionados a las plantas motrices de los generadores (las turbinas, calderas, etc.) y los reguladores de tensión.

La inestabilidad en frecuencia de corto plazo, puede llevar a apagones en cuestión de segundos en el sistema, en una o varias islas.

En realidad, un sistema con un desbalance entre generación y carga, llega a una frecuencia mínima y posteriormente recupera una frecuencia estable, como se indica en la siguiente figura.

Figura 12. **Comportamiento de la frecuencia hasta estabilizarse**



Fuente: *Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia*, FING 2007. 31 p.

1.3.5.1. Protección del sistema eléctrico

Por ello son necesarias acciones complementarias de emergencia para que la frecuencia no llegue a los umbrales antes mencionados.

La principal protección sistémica automática para prevenir apagones luego de salidas intempestivas de unidades generadoras son los esquemas de disparo de carga por subfrecuencia (*underfrequency load shedding*).

La dinámica del sistema ante una pérdida de generación depende fuertemente de las condiciones iniciales de operación, la importancia de la contingencia intempestiva, la respuesta de los sistemas de control, etc., por lo que por métodos clásicos es trabajosa la determinación de la cantidad mínima de carga a disparar.

El diseño clásico del disparo de carga por subfrecuencia utiliza relés de protección ubicados en distintas subestaciones, cuyo principio de operación es la detección de subfrecuencia por:

- Nivel o frecuencia absoluta ($f <$), o
- Derivada o pendiente de la frecuencia ($df/dt <$),
- combina ambos principios en el mismo relé.

La idea es disparar carga en la cantidad mínima necesaria y no más, para mantener el sistema de potencia estable.

El disparo insuficiente de carga, no evitará que la caída de la frecuencia continúe.

El disparo excesivo de carga producirá cortes innecesarios a ciertas cargas.

La protección por subfrecuencia ($f <$) puede ser temporizada o instantánea y para operar la frecuencia debe haber descendido hasta el umbral ajustado $f = f_{aj}$ (la subfrecuencia se detecta ya avanzado el fenómeno).

Sin embargo, la protección por derivada de la frecuencia ($df/dt <$), que también puede ser temporizada o instantánea, detecta en etapas tempranas del fenómeno (la mayor pendiente es al principio del fenómeno de pérdida de generación).

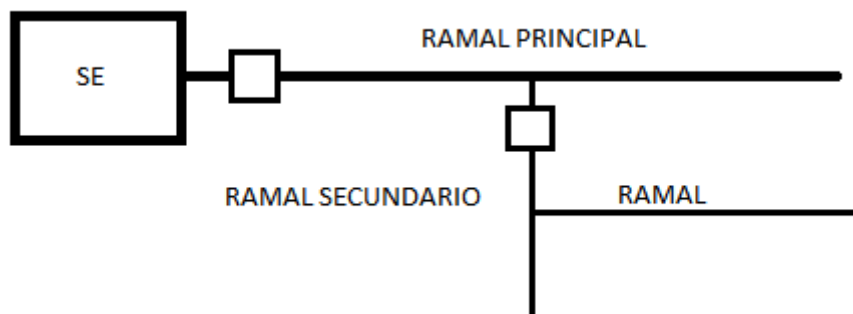
2. PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

2.1. Definición de líneas de distribución

Son líneas de media tensión con voltajes que se encuentran en un rango de 1 kv y 34,5 kv. Son las líneas que, después de las de baja tensión, son las más abundantes y que en el caso de países pobres, son mayoritariamente aéreas. Por esa razón, se da énfasis a la protección de sistemas aéreos de media tensión.

Para la operación, mantenimiento y protección, dependiendo de su ubicación en el sistema, las líneas pueden tomar los siguientes nombres.

Figura 13. Configuración subestación y sus ramales



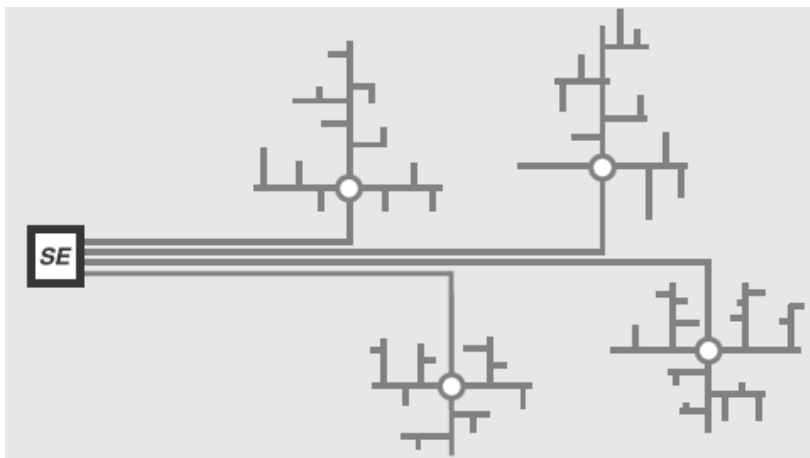
Fuente: elaboración propia.

- Ramal principal: son líneas que salen desde la subestación y están protegidas exclusivamente por el disyuntor o restaurador automático de la misma.

- Ramal secundario: son líneas que se desprenden del ramal principal y están protegidas por un elemento adicional que puede ser: un corta circuito con su fusible, un restaurador de línea o un seccionalizador.
 - Ramal: son líneas que a su vez se desprenden de un ramal secundario y están protegidos por un corta circuito y su fusible.

Una vez llegada la energía eléctrica de las subestaciones o centros de consumo por medio de las líneas de transmisión, hay que proceder a distribuirla hacia las cargas o consumidores existentes. Para ello se usan las líneas o redes de distribución, cuyos principales tipos vemos en las figuras que siguen:

Figura 14. **Distribución de la energía eléctrica**



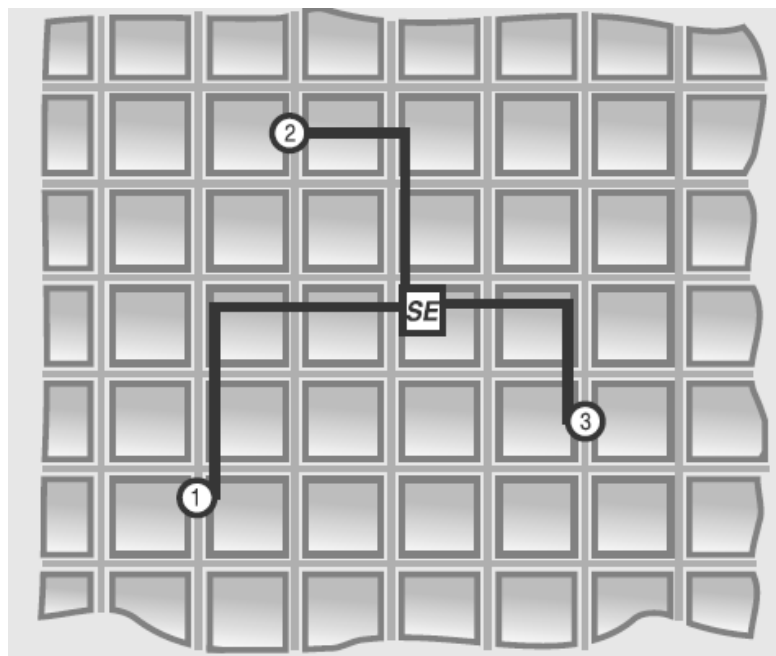
Fuente: FALLETY, Edgardo. *Circuitos para la transmisión y distribución de energía eléctrica*. 4

p.

En la figura 15 se puede observar el caso en que los alimentadores llegan desde la subestaciones a pequeños centros de consumo marcados con un círculo, y desde ellos se hace la distribución con ramificaciones.

En los grandes y medianos centros urbanos se usa el sistema de mallas, que procuramos ilustrar en la siguiente figura.

Figura 15. **Esquema radial de la distribución de energía eléctrica**

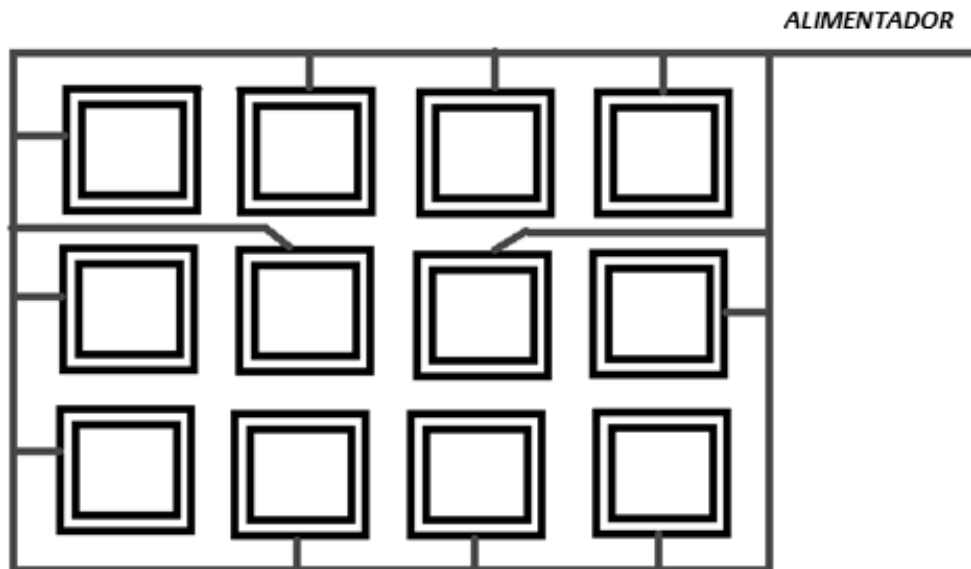


Fuente: FALLETY, Edgardo. *Circuitos para la transmisión y distribución de energía eléctrica*. 4 p.

Por las calles se colocan las líneas eléctrica que están unidas en todas las esquinas (los conductores de igual polaridad), formando una verdadera trama. La alimentación se hace desde la subestación hasta los puntos 1, 2 y 3, cuya ubicación depende de la distribución de las cargas. Los consumidores toman energía de los cables que pasan por su calle. También es común encontrar en

los grandes centros urbanos “anillos” que encierran una manzana, alimentados por anillos más importantes, y así sucesivamente.

Figura 16. **Esquema en anillo de la distribución de energía eléctrica**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 16 se observa que cada manzana, tiene anillo del que toman los consumidores, y el total de manzanas son alimentados por un anillo más importante, que se alimenta desde otro sistema.

2.2. **Fallas en líneas de distribución**

A partir de la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el mundo, el problema de la discontinuidad en el servicio, se ha convertido en un tema de gran interés para los agentes del sector eléctrico, en las áreas de planeación, operación, distribución, y más aún, para los usuarios residenciales e industriales.

Tanto las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, como lo usuarios, interactúan con respecto a la valoración de los costos debidos a las interrupciones del suministro de energía eléctrica.

Con los procesos de globalización, las empresas prestadoras del servicio de electricidad del mundo, realizan estudios para valorar los costos debidos a una inadecuada continuidad en el suministro, y de esta forma, obtener un punto equidistante entre el costo de inversión para mejorar la confiabilidad de un sistema y los costos que las interrupciones representan a los usuarios del servicio.

La localización de fallas no es un problema nuevo. Sin embargo, las investigaciones que se han realizado en esta área recaen sobre los sistemas de transmisión donde las características homogéneas de la línea, la medición en ambos terminales y la disponibilidad de más equipos, permiten localizar el sitio de falla con alta precisión. La localización en sistemas de distribución es más problemática, por la complejidad debida a la presencia de conductores no homogéneos, cargas intermedias, laterales y desbalance del sistema y de la carga. Con lo cual se evidencia, que un sistema de distribución local es más vulnerable a los diferentes factores que afecten la continuidad del servicio prestado, por la singularidad de las topologías de sus redes eléctricas.

Desde mediados del siglo XX hasta nuestros días, el sector eléctrico del mundo ha crecido de manera exponencial. Por ejemplo: las empresas distribuidoras de Estados Unidos experimentaron el comienzo de un rápido aumento en el número de usuarios de energía eléctrica. Este crecimiento de la demanda provocó la expansión de los sistemas de planeación y distribución.

Los sistemas de distribución crecieron en complejidad, la continuidad del servicio se volvió un tema de gran importancia para los ingenieros eléctricos, y más aún, cuando el 14 de agosto del 2003, los países: Estados Unidos y Canadá, experimentaron el mayor apagón de la historia, afectando a cerca de 50 millones de personas por la ausencia de electricidad con una duración aproximada de 29 horas. Se estima, que las pérdidas fueron más de \$USD 5 000 millones.

Se calcula que el costo de los apagones que actualmente sufre Estados Unidos llega a los \$USD 120 000 millones; el plan energético que planteó el presidente George W. Bush buscaba ahorrar energía mediante el uso adecuado de la tecnología, además de presentar recomendaciones para modernizar el sistema eléctrico de los Estados Unidos (Torres et al., 2003). Con todas las experiencias vividas en el mundo con respecto a deficiencias en la calidad de la energía eléctrica; organizaciones internacionales como la *International Electrotechnical Commission* (IEC) y el *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) desarrollaron una serie de normas y métodos de valoración directa de costos debidos a interrupciones.

Con el avance de las tecnologías, la mayoría de equipos eléctricos y electrónicos de uso doméstico e industrial, son más vulnerables a variaciones de los parámetros de alimentación. Por ende, la calidad de la energía y la continuidad en el servicio de suministro, deben regirse bajos principios de confiabilidad. En consecuencia es necesario adoptar metodologías que faciliten la rápida y confiable identificación de fallas y de esta manera establecer medidas que mitiguen el impacto económico y social, asociado los factores característicos de la energía eléctrica.

Las inversiones que hacen los operadores de red y los comercializadores para mejorar dicha calidad del servicio, se debe evidenciar de manera clara y transparente en interrupciones menos frecuentes y prolongadas, plasmadas en datos de indicadores veraces y definitivos.

2.2.1. Tipos de fallas

- Fallas permanentes: cuando ocurren, necesitan la intervención de personal y/o equipos para eliminarlas. El caso de postes chocados, árboles sobre las líneas, líneas en el suelo, etc.
- Fallas temporales: son fallas que se eliminan sin la intervención de personal y/o equipo.

Hay que hacer notar que según estadísticas recopiladas en lugares como Estados Unidos, las fallas temporales de un sistema aéreo de distribución cuentan por entre el 61 % y el 80 % del total de fallas que se presentan.

2.2.2. Identificación y localización de fallas

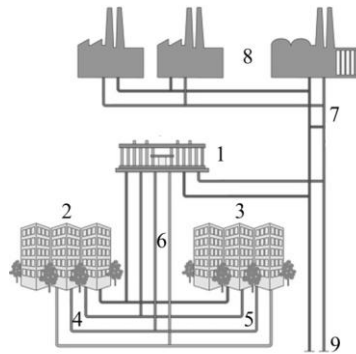
El diagnóstico de fallas en las redes de distribución es de gran importancia incluso en las redes de media tensión. Del mismo modo, la identificación y localización de tales eventos es un importante factor para la calidad del servicio. Para el diagnóstico de fallas se emplean algoritmos que consisten principalmente en el cómputo de la impedancia de la línea de falla, basados en el voltaje y la corriente registrados directamente en el alimentador primario. Por lo tanto, se establece una relación entre la impedancia y la distancia de la falla, teniendo presente los parámetros de la línea.

Este método es eficiente para los sistemas de transmisión porque permite detectar en un punto preciso la ocurrencia de la interrupción. Sin embargo, tal algoritmo no es aplicable a redes de distribución, debido a que estas, presentan topologías mucho más complejas, en la cual, la distancia asociada con la impedancia estimada, puede coincidir con diferentes puntos de un sistema ramificado.

En la figura 19 se logra observar, un diagrama del sistema de distribución, en el cual la subestación principal o alimentador primario (1) está encargada de suplir energía eléctrica a usuarios residenciales (2 y 3) e industriales (8) a través de líneas de distribución (4, 5 y 6) y de un nodo de interconexión (7). Los operadores de red miden la continuidad del servicio de energía directamente sobre la subestación (1). Entonces, si ocurre una falla en los puntos (4, 5, 6 o 7), esta interrupción no será oportunamente registrada por los medidores de la subestación, debido a que estos solo monitorizan los interruptores que se encuentran alojados en la misma.

En consecuencia, los usuarios residenciales e industriales serán los principales afectados por la discontinuidad del servicio, que repercutirá en altas pérdidas en productividad, daño en equipos, productos y procesos. Todo lo anterior, por la tardanza en la identificación y localización de la falla eléctrica, para su posterior reconexión. En Guatemala las pérdidas anuales son muy grandes debido a las interrupciones en el servicio de energía, por fenómenos naturales u ocasionados por una mala coordinación o supervisión de los sistemas de transmisión y distribución.

Figura 17. **Diagrama de un sistema de distribución**



Fuente: GÓMEZ, Víctor. *Fallas de circuitos de distribución*, 8 p.

2.3. Protección de los circuitos de distribución

El problema de Protección de los Sistemas Eléctricos de Distribución ha venido adquiriendo cada vez mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas, y la exigencia de un suministro de energía a los consumidores con una calidad de servicio cada vez mayor. A pesar de existir abundante bibliografía sobre Protecciones de Sistemas Eléctricos, esta en su mayoría está enfocada a los Sistemas de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica.

2.3.1. Funciones del sistema de protección

No son muy abundantes las publicaciones que tratan este tema tan interesante y hoy en día tan necesario, a nivel de distribución con un interés especial a la selección, aplicación y coordinación de los equipos de protección comúnmente usados en estos sistemas. Por esta razón, el objetivo de este capítulo es dar una visión lo más completa posible sobre los equipos de protección más utilizados en distribución.

Se tratan los temas de esquemas de protección, selección de equipos y coordinación de operación de los mismos en forma simple, más orientados a los conceptos, cálculos preliminares y recomendaciones generales, que a aspectos de construcción o mantenimiento de los equipos. Se pretende entregar los elementos necesarios para realizar los cálculos eléctricos involucrados en la protección y determinar los parámetros pertinentes, todo ello dentro del marco de la filosofía de las protecciones en sistemas eléctricos.

Se estudian en particular, los tres tipos de protecciones más utilizados y propios de los sistemas de distribución, como son, los fusibles, los *recloser* automáticos y los seccionadores, a pesar de que estos últimos están siendo dejados de lado por algunas empresas de distribución. Otros equipos, como los relés de sobrecorriente y los interruptores de potencia ya fueron analizados en los capítulos anteriores.

Las funciones principales de los sistemas de protección son:

- Liberar fallas permanentes, aislando la parte con problemas del resto del sistema
- Minimizar el número de fallas permanentes, desenergizando los circuitos con desperfecto temporal previendo que los mismos puedan desembocar en fallas permanentes.
- Minimizar el tiempo utilizado para ubicación del lugar donde ocurrió la falla.
- Prevenir daños en los equipos y línea, liberando las fallas antes de que ocurran daños en los mismos.
- Minimizar la probabilidad de cristalización de conductores.

Algunos aspectos importantes para el diseño del sistema de protección y selección de equipo son:

- Corrientes de carga máximas en cada punto donde se localizar un dispositivo de protección.
- Localización de cargas muy grandes o que requieren consideración especial.
- Localización de puntos de interconexión con otros circuitos.

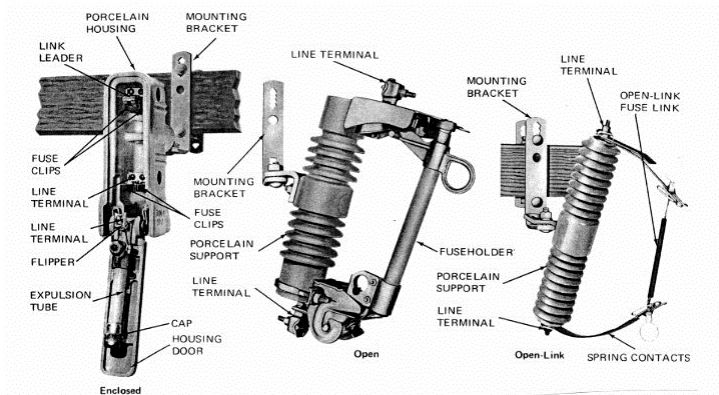
2.3.2. Fusibles

Se utilizan ampliamente en sistemas de distribución para proteger ramales relativamente cortos o de poca importancia. Los parámetros que es necesario conocer para una correcta aplicación son:

- Capacidad nominal en amperios: es la corriente máxima que pueden llevar un corta circuitos sin sufrir daños ni alteración. Normalmente se utilizan corta circuitos de 100 A y de 200 A.
- Capacidad de interrupción en amperios: es la máxima falla que puede interrumpir un dispositivo sin sufrir daños ni alteraciones. En el caso de los corta circuitos, el de 100 A puede interrumpir hasta 10 000 A y el de 200 A puede interrumpir hasta 16 000 A.

El elemento fusible se funde cuando circula por él, una corriente peligrosa durante un tiempo determinado. El mecanismo de soporte establece rápidamente una distancia eléctrica prudente a fin de minimizar el tiempo que dura el arco.

Figura 18. Partes de un fusible de distribución



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

El corta circuito se compone del tubo porta fusible que es donde se coloca el listón, el aislamiento y los herrajes que sirven para conectarlos a las líneas y colocarlos en el poste correspondiente.

El tubo porta fusible en su interior tiene un revestimiento de boro. Cuando la corriente en el listón llega a valores iguales o superiores al valor con el cual este empieza a fundirse, se forma un arco que a su vez estimula la emisión de gases en el revestimiento del tubo, gases que ayudan a interrumpir el arco.

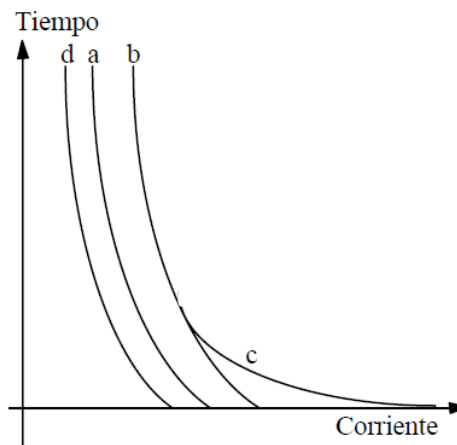
También tiene un resorte en la parte inferior que cuando se quema el listón fusible, hace que el tubo se suelte de la parte superior ayudando alargar y a extinguir el arco.

Las características de un fusible varían de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a su disposición. El tiempo y la intensidad mínima de fusión del elemento dependen del ambiente en que se encuentre y de la intensidad de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga.

En todo caso las curvas características de tiempo-corriente se dan para temperaturas ambientes de 20 a 25 °C y se indican para corrientes que producen fusión en 5 minutos o menos, partiendo de fusibles sin carga.

La curva característica de un fusible se puede separar en las siguientes partes, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 19. **Característica de operación de fusible**



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

- Curva de tiempo mínimo de fusión: relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde.
- Curva de tiempo máximo de fusión o de aclaramiento: se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva a.
- Curva de tiempo total para la extinción del arco: se obtiene adicionando a la curva el tiempo necesario para la completa extinción del arco.

- Curva tiempo-corriente de corta duración: relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen debajo de la curva a.

En general, los fusibles se aplican especialmente en el sector industrial, en la protección de transformadores de potencial, de distribución o de potencias reducidas y ocasionalmente, en protección de ramales. A menudo el fusible puede montarse como seccionador y en algunos casos tiene mecanismos automáticos.

Se debe tener en cuenta que en condiciones transitorias (*in-Rush* de transformadores, corriente de arranque de motores de inducción, etc.) y condiciones permanentes de carga de transformadores (con posibles variaciones de hasta 200 % de capacidad en los bancos autoenfriados), el transformador no sufre daño y por lo tanto, el fusible debe permitir fluctuación con un margen de seguridad. Adicionalmente, debe considerarse que el fusible tiene una franja de respuesta a las sobrecorriente (tiempo fusión del elemento + tiempo del arco), pudiendo presentar problemas de selectividad cuando está en serie con un interruptor automático u otros fusibles.

2.3.2.1. Estandarización de curva tiempo-corriente (NEMA)

- Rangos estándar o normalizados: las características tiempo-corriente de los fusibles, según NEMA consideran tiempos desde 0,01 a 300 segundos para fusibles con corrientes nominales de 100 A o menos y de 0,01 a 600 segundos para fusibles con corrientes nominales por sobre 100 A.

- Razón de velocidad de fusibles: se define como el cociente entre la corriente mínima de fusión en 0,1 segundos y la corriente mínima de fusión en 300 segundos para capacidad nominal de 100 A o menos y 600 segundos para capacidades nominal sobre 100 A.
- De acuerdo con esto, un fusible rápido (por ejemplo uno tipo K para distribución) es el que tiene una razón de velocidad de 6 a 8 y un fusible lento (tipo T, por ejemplo) es el que tiene una razón de velocidad de 10 a 13. Las curvas de los fusibles lentos se asemejan a las de calentamiento de los transformadores por lo que pueden usarse convenientemente en la protección de ellos. Las figuras 20 y 21 comparan las curvas de tiempo mínimo de fusión de fusibles 15K y 15T y de tiempo mínimo de fusión y máximo de aclaramiento de un fusible tipo K, respectivamente.
- Construcción del elemento fusible: la seguridad de un fusible está dada por el elemento fusible. Por tal motivo, el control de la corriente por éste debe ser muy riguroso. Normalmente, el elemento fusible está constituido por un hilo de plata, una unión de estaño o más comúnmente por la combinación física plata-estaño (ejemplo: un tubo de plata rodeado de un alambre de estaño (“time lag”). De esta forma, los puntos de tiempo rápido (alta corriente) de las curvas “tiempo-corriente de fusión” están determinados por la acción de uno de los elementos y los puntos de tiempo lento (baja corriente) por la acción del otro elemento.

2.3.3. Recloser de subestación

Es un dispositivo con la capacidad de interrupción de corrientes de falla y que tiene incorporada la inteligencia para poder detectar el nivel de corriente al que debe de iniciar el disparo, establecer el tiempo que debe de tardar en abrir, dependiendo del valor de la falla (curva tiempo-corriente), establecer la cantidad de reenganches que han sido programados antes de efectuar una apertura definitiva y operar en curvas rápida o en curva lenta dependiendo de la programación que se haya efectuado.

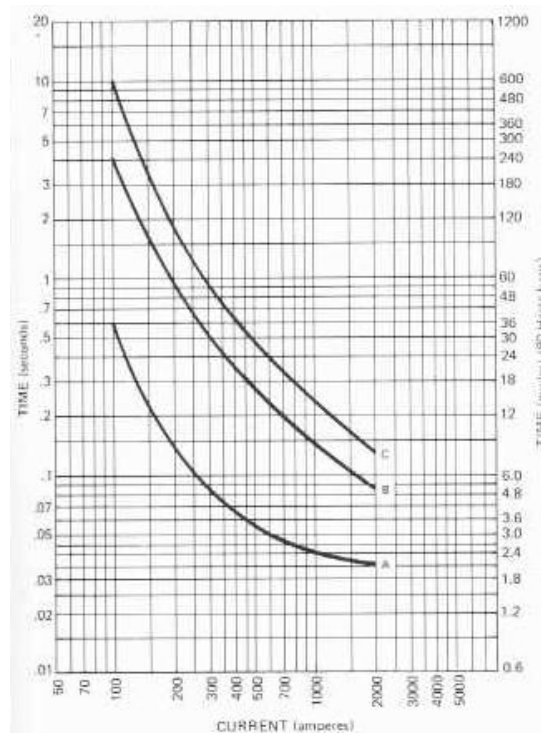
Normalmente estos equipos tienen capacidad de reenganchar automáticamente hasta 3 veces antes de efectuar la apertura definitiva, lo que implica que puede efectuar hasta 4 operaciones de apertura.

Dependiendo del tipo de control que tengas el restaurador, el valor en amperios del nivel de disparo tanto para fase como para tierra, se pueden seleccionar de una serie de valores fijos si es un control antiguo, o introduciendo un valor durante la programación del control en los más modernos. En los controles antiguos, los valores de disparo para fase son normalmente de 140, 200, 280, 400 y 560 A Los valores de disparo para tierra se pueden seleccionar de 50, 100, 200 A En los controles más modernos la programación se hace conectando el control a una computadora y programando desde el software correspondiente, los valores que se han seleccionado.

También se puede programar el número total de operaciones de apertura hasta un máximo de 4.

El control de estos dispositivos permite que en condiciones de falla el restaurador realice sus operaciones de apertura temporizando en 2 curvas diferentes, para lo cual se programa para que realice una o dos operaciones de apertura en curva rápida y normalmente dos o tres operaciones de apertura en curva lenta.

Figura 20. **Curvas de fase de restauradores**

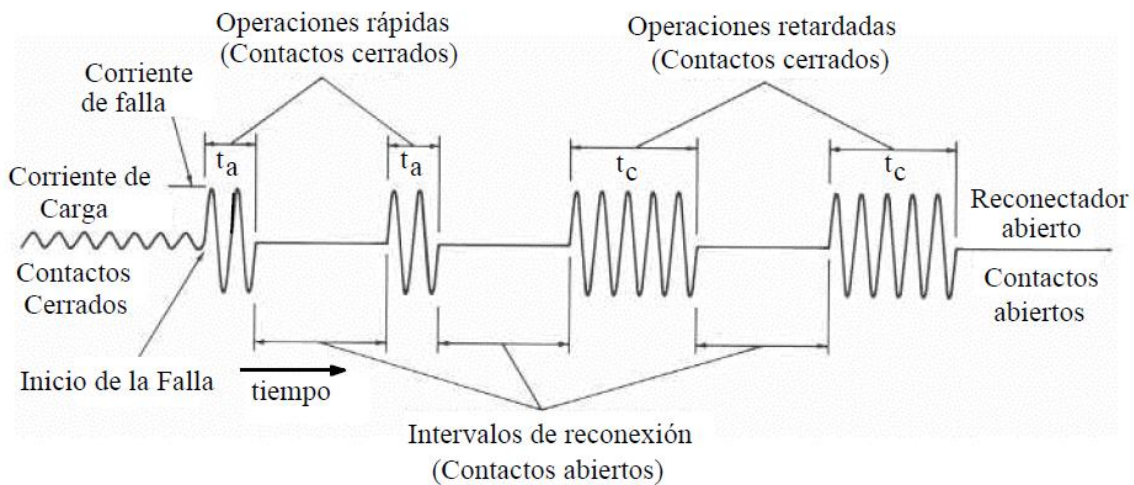


Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

La secuencia de operación típica de un *recloser* para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la figura 20, donde se ha supuesto que la programación es C 22, es decir, dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas,

con tiempos obtenidos respectivamente, de la curva A y de la curva C de la figura 21, para la magnitud de corriente de falla correspondiente.

Figura 21. **Secuencia de operación de un *recloser***



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

Según la figura 21, en condiciones normales de servicio, por la línea protegida circula la corriente de carga normal. Si ocurre una falla aguas abajo de la instalación del *recloser* y la corriente del cortocircuito es mayor a la corriente mínima de operación preestablecida, el mismo opera por primera vez según la curva rápida A en un tiempo t_a . Permanece abierto durante un cierto tiempo, usualmente 1 segundo, el cual reconecta la línea fallada. Si la falla ha desaparecido el *recloser* permanece cerrado y se restablece el servicio. Si por el contrario, la falla permanece, el *recloser* opera por segunda vez en curva rápida A y después de t_a segundos abre nuevamente sus contactos.

Luego de cumplirse el segundo tiempo de reconexión el *recloser* cierra sus contactos y si aún la falla persiste, abre por tercera vez pero de acuerdo al tiempo de aclaramiento t_c correspondiente a la curva lenta tipo C.

Una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión, reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si aún la falla está presente, el *recloser* al cabo de t_c segundos abre definitivamente.

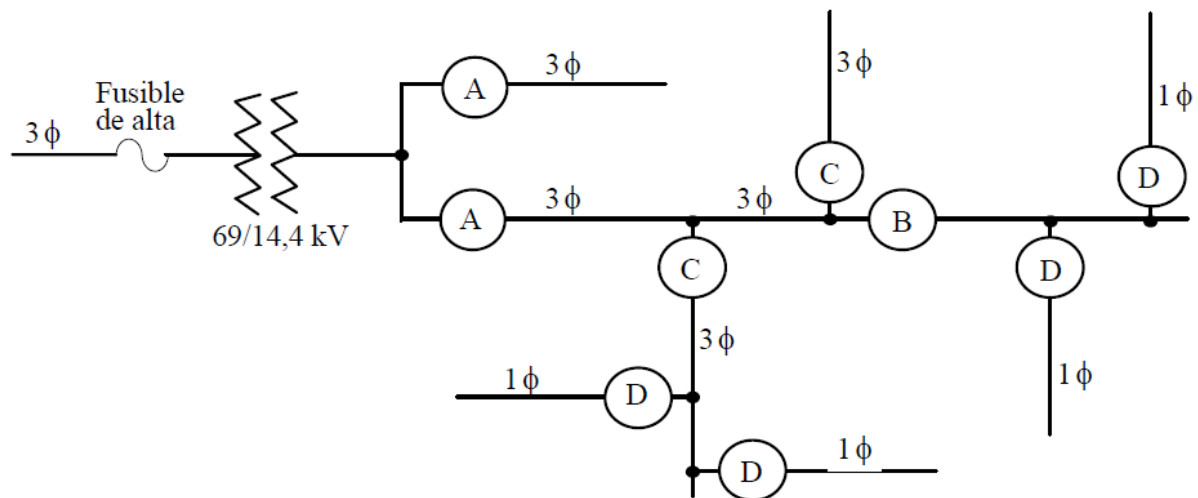
En caso que el *recloser* no haya completado su secuencia de operación, después de transcurrido el tiempo de reposición, repone su programación que tenía antes que ocurriera la falla, quedando en condiciones de ejecutar completamente su secuencia de operación en caso de presentarse una nueva condición de falla en la línea.

Los *recloser* pueden ser usados en cualquier punto de un sistema de distribución donde el rango del mismo es adecuado para los requerimientos del sistema. Las localizaciones lógicas para él se muestran en la figura 23 y corresponden a las indicadas por las respectivas letras:

- En subestaciones, como el dispositivo de protección del alimentador primario que permite aislar el alimentador en caso de falla permanente.
- En líneas de distribución a una distancia de la subestación, para seccionalizar alimentadores largos y así prevenir salidas del alimentador entero cuando una falla permanente ocurre cerca del final del alimentador.

- En ramales importantes desde el alimentador principal para proteger el alimentador principal de interrupciones y salidas debido a fallas en el ramal.
- En pequeños ramales monofásicos.

Figura 22. **Diagrama unifilar de un sistema de distribución mostrando aplicaciones de los *recloser***



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

Para la correcta aplicación de los *recloser*, se deben considerar los siguientes factores:

- La tensión nominal del sistema debe ser igual o menor a la tensión de diseño del *recloser*.

- La corriente máxima permanente de carga en el punto del sistema donde se ubicará, debe ser menor o igual a la corriente nominal de *recloser*.
- Debe tener una capacidad de ruptura mayor o igual, a la corriente máxima de falla en el punto de aplicación.
- La corriente mínima de operación debe escogerse de modo que detecte todas las fallas que ocurran dentro de la zona que se ha encomendado proteger (sensibilidad).
- Las curvas tiempo-corriente y la secuencia de operación deben seleccionarse adecuadamente, de modo que sea posible coordinar su operación con otros elementos de protección instalados en el mismo sistema.

2.3.4. Seccionador

El seccionador es un dispositivo de protección que tiene la capacidad de aislar una falla en una determinada línea de la red eléctrica. Se instala necesariamente aguas abajo de un equipo con reconexión automática. Para fallas ocurridas dentro de su zona de protección, el seccionador cuenta las aperturas y cierres efectuadas por el equipo dotado de reconexión automática instalado aguas arriba y de acuerdo a un ajuste previo, abre en el momento en que el *recloser* está abierto; es decir, el seccionador cuenta los impulsos de corriente de falla que fluyen en el sistema, ajustándose para que abra después de un determinado número de pulsos que pueden ser uno, dos o tres como máximo.

Siempre debe ajustarse para un pulso menos que el número de operaciones del *recloser* asociado. Se usan a menudo en lugar de desconectores fusibles en arranques donde es necesario reponer el servicio rápidamente y donde no se justifica el uso de otro *recloser* en serie. No tienen curvas características de operación tiempo-corriente y se coordinan como se verá más adelante, simplemente por sus corrientes nominales y sus secuencias de operación.

El restaurador hace su primera operación de apertura en curva rápida, el seccionador cuenta "1" posterior a lo cual el *recloser* hace su primer reenganche.

Siendo la falla permanente, el *recloser* hace su segunda operación de apertura en curva lenta, el seccionador cuenta "2" y hace su segundo reenganche.

Como la falla permanece, el *recloser* hace su tercera operación de apertura en curva lenta, el seccionador cuenta "3" y en el momento en que el está abierto, el seccionador se abre. El *recloser* hace su tercer y último reenganche y como la línea con falla ya ha sido aislada por los seccionadores, el *recloser* permanece cerrado, manteniendo la continuidad del servicio.

Los requisitos básicos que deben considerarse para su adecuada aplicación son los siguientes:

- El dispositivo de protección con reconexión automática, ubicado aguas arriba del seccionador, debe tener la sensibilidad suficiente para detectar la corriente mínima de falla en toda la zona asignada para ser protegida por él.

- La corriente mínima de falla del sector de la línea que debe ser aislada por el seccionador debe exceder a su corriente mínima de operación.
- El seccionador debe ajustarse como máximo para que abra en una operación menos que el dispositivo con reconexión automática ubicado aguas arriba.
- No debe excederse los valores de corrientes máximas de corta duración del seccionador.
- Puede ser usado en serie con otros dispositivos de protección, pero no entre dos *recloser*.

Las ventajas de usar seccionador en líneas radiales de distribución son:

- Cuando se emplean en lugar de un *recloser*, resultan de un costo de inversión inicial y de mantenimiento menor.
- Cuando se emplean sustituyendo un fusible, no presentan dificultades de coordinación como se presentaría, al ser reemplazado por otro fusible de tamaño diferente.
- Pueden ser utilizados para desconectar o conectar líneas de carga, siempre que estas estén dentro de su rango admisible.

Cuando se tiene que coordinar en secuencia, *recloser*, seccionadores, fusibles, la única secuencia que permite el funcionamiento correcto del esquema es la descrita anteriormente de programar una operación rápida y 3

operaciones lentas en el *recloser*, y programar el seccionador para que cuente 3 interrupciones de corriente de falla. Cualquier otra programación del *recloser* o del seccionador, hará que fallas que se deben de liberar con el fusible, hagan operar también el seccionador.

2.3.5. Coordinación de elementos de protección

En general, los conceptos básicos de coordinación de los elementos de protección en alimentadores de distribución radial, pueden resumirse en dos:

- El dispositivo de protección más próximo a la falla (local) debe despejarla, sea ésta permanente o transitoria, antes que el dispositivo de respaldo opere si este no tiene reconexión automática o antes que agote las reconexiones en caso de tenerlas.
- Las interrupciones deben restringirse al mínimo en fallas permanentes, tanto en el tramo de la línea conectada como en el tiempo de duración.

2.3.5.1. Coordinación de fusibles

Como se dijo, el fusible es normalmente usado en la protección de transformadores, por este motivo interesa su coordinación en este caso. Al proteger un transformador, el fusible podría estar coordinado con otros fusibles o con relés de tiempo extremadamente inverso, dado que para una buena coordinación, las curvas tiempo corriente deben ser similares. En este caso, es necesario trabajar con las curvas características tiempo-corriente tanto para los relés como para los fusibles, con el fin de realizar el proceso de coordinación.

Cuando se trata de coordinar solamente fusibles entre sí, se pueden utilizar sus curvas de tiempo-corriente, tal como las que se muestran en la tabla I, para los fusibles de tipo K y T respectivamente. Sin embargo, es más cómodo trabajar con tablas de coordinación como las que se indican en la tabla I entre fusibles tipo K y 2 entre fusibles tipo T.

Estas tablas indican el valor máximo de la corriente de falla a la cual coordinan los fusibles respectivos, ellas están basadas en las curvas de máximo tiempo de aclaramiento del fusible local y el 75 % de la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo; es decir, se exige que el 75 % del tiempo mínimo de fusión del fusible del lado fuente (de respaldo o protegido) sea mayor que el tiempo total de aclaramiento del fusible del lado carga (local o de protección).

Tabla I. **Coordinación entre fusibles tipo K según EEI-NEMA**

FUSIBLES DE PRO-TECCION	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACION (AMPERES)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

Tabla II. **Coordinación entre fusible tipo T según EEI-NEMA**

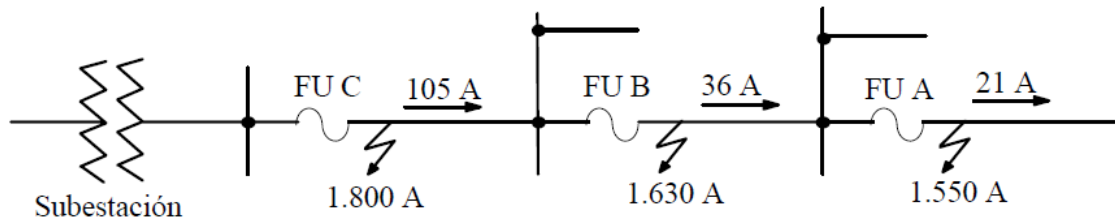
FUSIBLES DE PRO- TECCION	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACION (AMPERES)														
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

Se considerará a manera de ejemplo, el sistema que se muestra en la figura 25, donde se indican las corrientes de carga de cada alimentador y el nivel de cortocircuito en cada punto de ubicación de un fusible (barra). Considerando fusibles de tipo T se tiene que: En A se puede elegir un fusible 15T que soporta en forma permanente hasta 23 A, mayor que la corriente de carga de ese tramo.

Por lo mismo, en B se elige un fusible 25T (38 A máximo) y en C un 80T (120 A máximo). Según la tabla II, los fusibles 15T y 25T coordinan hasta una corriente de falla máxima de 730 A, por lo tanto en B se debe elegir un fusible 30T que coordina con el 15T hasta 1 700 A (mayor que los 1 550 A de falla). Los fusibles 30T y 80T coordinan hasta 5 000 A, mayor que los 1 800 A de falla y por lo tanto en C queda el 80T.

Figura 23. Ejemplo de coordinación de fusible



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

2.3.5.2. Coordinación entre recloser y fusible

Se pueden distinguir dos casos, *recloser*-fusible y fusible-*recloser*. En ambos, se usa el método de trazado de curvas del *recloser* y del fusible, con el fin de obtener el rango de corrientes de cortocircuito en que existe coordinación.

2.3.5.2.1. Coordinación de *recloser* con fusible en el lado de carga (*recloser*- fusible)

En este caso el *recloser* deberá detectar las fallas ocurridas en su zona y también las de la zona del fusible. Por lo tanto, el fusible debe operar después de la característica rápida y antes de la lenta del *recloser*, como se muestra en la figura 26. Para ello se debe cumplir lo siguiente:

- Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo mínimo de fusión debe ser mayor que el tiempo de operación del *recloser* en su característica rápida, multiplicada por el factor K_1 , dado

por el fabricante, que se indica en la tabla III y su valor depende de la secuencia de operación y del tiempo de la primera reconexión.

- La intersección de esta curva con la de tiempo mínimo de fusión del fusible determina el punto de corriente máxima de coordinación.

Tabla III. **Valores de factor de corrección K1**

Tiempo de Reconexión (ciclos)	Una operación rápida		Dos operaciones rápidas	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
25-30	1,3	1,2	2,0	1,80
60	1,3	1,2	1,5	1,35
90	1,3	1,2	1,5	1,35
120	1,3	1,2	1,5	1,35

Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

Los valores de la columna “promedio” se aplican cuando las curvas rápidas son dibujadas para valores promedio y la columna “máximo”, cuando la curva rápida se grafica para valores máximos.

- Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo máximo de aclaramiento, debe ser menor que el tiempo de operación del *recloser* en su característica lenta. Si estas curvas pasan muy cerca, el *recloser* deberá dejarse con a lo menos 2 operaciones lentas, para que pueda operar simultáneamente con el fusible. De esta forma, el *recloser* podrá reponer el servicio al resto del sistema. Determina el punto de corriente mínima de coordinación.

2.3.5.2.2. Coordinación de *recloser* con fusible en el lado fuente (fusible-*recloser*)

En la figura 26 se muestra un caso típico de coordinación entre fusible y *recloser*. El fusible en este caso, protege el sistema de fallas internas en el transformador, o en la barra de la subestación, que no pueden ser detectadas por el *recloser*.

Para el estudio de coordinación en este caso, es necesario considerar las fallas en el lado carga del *recloser*, para lo cual se deben referir las curvas de tiempo mínimo de fusión del fusible ubicado en el lado de alta del transformador, al voltaje del lado de baja tensión, donde está ubicado el *recloser*. Para una adecuada coordinación se debe cumplir que:

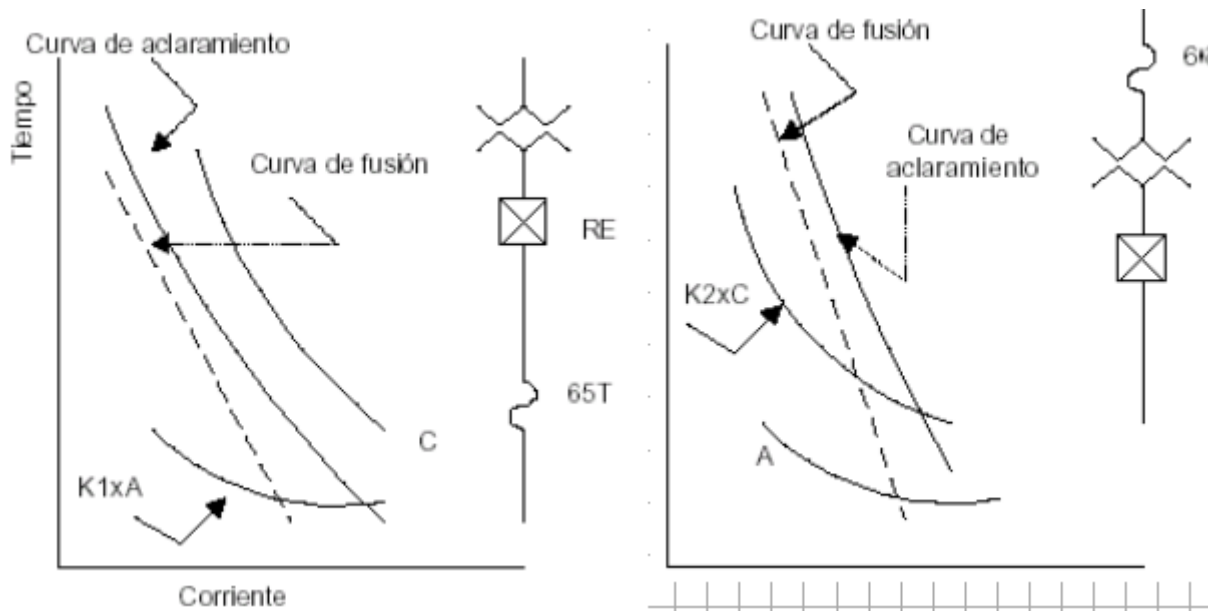
La curva de tiempo mínimo de fusión del fusible debe estar por sobre la curva de operación lenta del *recloser* en todo el rango de corriente de cortocircuito. Esta última debe ser modificada, por un factor de corrección K_2 , dada en la tabla IV, antes de comparar ambas curvas ya referidas a una tensión base común. El factor K_2 depende de la secuencia de operaciones elegidas en el *recloser* y los tiempos de calentamiento y enfriamiento del fusible.

Tabla IV. Valor de factor de corrección K2

Tiempo de Reconexión (ciclos)	Secuencia de operación		
	22	13	04
20	2,70	3,20	3,70
25	2,60	3,10	3,50
50	2,10	2,50	2,70
75	1,85	2,10	2,20
100	1,70	1,80	1,90
200	1,40	1,40	1,45
500	1,35	1,35	1,35

Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

Figura 24. Coordinación de recloser y coordinación de fusible-recloser



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

2.3.5.3. Coordinación entre *recloser* e interruptor

Esta coordinación es muy común en subestaciones donde el nivel de cortocircuito en la barra de alimentadores primarios es de 250 KVA o mayor, cuando se usan interruptores en el origen de alimentadores, con *recloser* en el troncal o en arranques importantes. Los alimentadores son protegidos mediante interruptores, comandados por relés de sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso.

El relé debe ser ajustado de manera que detecte y de orden de aclaramiento para todas las fallas que ocurran dentro de la zona del alimentador, hasta la ubicación del primer *recloser*, pero, no obstante, debe tener un retardo suficiente de manera que no operen simultáneamente.

El factor crucial para coordinar la operación entre estos elementos de protección, es el tiempo de reposición del relé de sobrecorriente durante la secuencia de operación de *recloser*. Si se utiliza un relé electromecánico en lugar de uno de estado sólido, sucede que mientras se cumple el tiempo de operación del *recloser* durante una falla, el relé comienza a integrar el tiempo, avanzando su disco en el sentido de disparo.

Si la reposición del disco es lenta, cuando el *recloser* está en el período de reconexión (abierto), el relé irá acumulando avance en la dirección de disparo, de manera que puede suceder una orden de apertura falsa durante las sucesivas operaciones de apertura y cierre de *recloser*.

Los tiempos típicos de reposición de los relés de sobrecorriente electromecánicos, para la curva de operación de mayor nivel, son de alrededor de 6 segundos para relés de características extremadamente inversas.

Una regla práctica que se puede aplicar para determinar si hay o no coordinación entre estos elementos es la siguiente: Es posible que no se logre una selectividad adecuada, si para un valor cualquiera de corriente de falla, el tiempo de operación del relé, es menor que dos veces el tiempo de operación del *recloser* en curva lenta, suponiendo que la secuencia de operación del *recloser* incluye dos operaciones en este tipo de curva.

2.3.5.4. Coordinación entre *recloser* y seccionador

Para coordinar un *recloser* con un seccionador no se requiere hacer análisis de curvas de tiempo-corriente debido a que el seccionador no tiene este tipo de curvas.

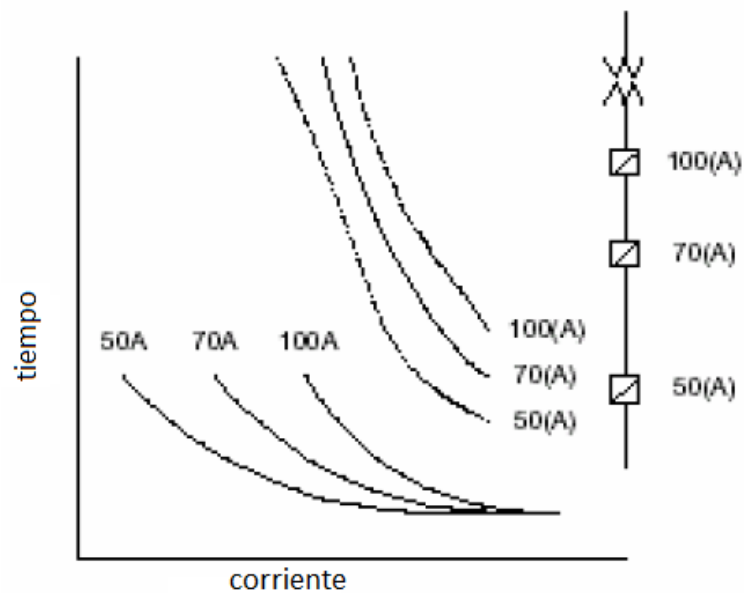
Solo cuenta pulsos de corriente de falla y se ajusta para que abra luego de un determinado número de pulsos, como máximo, uno menos que el número de operaciones del *recloser* ubicado aguas arriba y en el momento en que éste está abierto.

2.3.5.5. Coordinación entre *recloser* por corriente nominal

En este método se coordina de acuerdo a las corrientes nominales de los equipos, considerando que dichas corrientes disminuyen a medida que se aleja de la fuente. Con este método existirá coordinación aun cuando los *recloser* tengan el mismo ajuste, que normalmente corresponde a 2 operaciones rápidas y 2 retardadas. Es prácticamente imposible que no haya operación simultánea cuando operan en curva rápida, sin embargo se debe mantener una diferencia

de a lo menos 12 ciclos, entre las operaciones en curvas retardadas para asegurar en estos casos una buena selectividad.

Figura 25. **Coordinación entre *recloser* por corriente nominal**



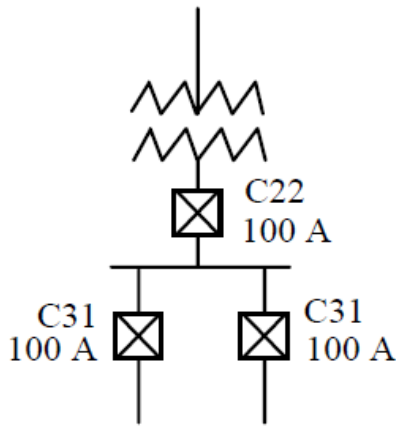
Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

2.3.5.5.1. **Combinando el número de aperturas**

Es posible coordinar *recloser* en serie, que tengan la misma corriente nominal, siempre que sus secuencia de operación sean diferentes, de tal manera que el *recloser* ubicado más cercano a la falla, tenga una operación menos en curva lenta que el *recloser* ubicado aguas arriba, de tal manera que se produzca el despeje de la falla selectivamente. Con esto se logra que ambos

operen simultáneamente, pero uno de ellos agotará su secuencia de operación antes, cuando aún al otro le quede una operación más.

Figura 26. **Coordinación entre *recloser* combinando el número de aperturas**

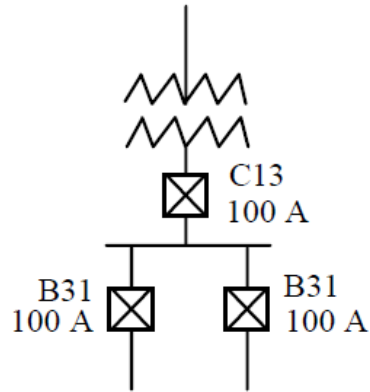


Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

2.3.5.5.2. Combinando en curva de operación retardada

En este método las corrientes de operación son idénticas, solo que además de tener programadas diferentes secuencias de operación, también realizan las aperturas con retardo en curvas diferentes. Esto se puede apreciar en el sistema mostrado en la figura 27.

Figura 27. **Coordinación entre *recloser* combinando curvas de operación retardada**



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

3. SISTEMA SCADA

3.1. Conceptos básicos del sistema SCADA

Los sistemas SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos.

Se trata de una aplicación de software, especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde una computadora. Además, envía la información generada en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como hacia otros supervisores dentro de la empresa, es decir, que permite la participación de otras áreas como por ejemplo: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

Cada uno de los ítems de SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de datos) involucran muchos subsistemas, por ejemplo, la adquisición de los datos puede estar a cargo de un PLC (Controlador Lógico Programable) el cual toma las señales y las envía a las estaciones remotas usando un protocolo determinado; otra forma podría ser que una computadora realice la adquisición vía un hardware especializado y luego esa información la transmita hacia un equipo de radio vía su puerto serial, y así existen muchas otras alternativas.

Las tareas de supervisión y control generalmente están más relacionadas con el software SCADA, en él, el operador puede visualizar en la pantalla del computador de cada una de las estaciones remotas que conforman el sistema, los estados de esta, las situaciones de alarma y tomar acciones físicas sobre algún equipo lejano, la comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

Estos sistemas actúan sobre los dispositivos instalados en el campo, como son los controladores, autómatas, sensores, actuadores, registradores, etc. Además permiten controlar el proceso desde una estación remota, para ello el software brinda una interfaz gráfica que muestra el comportamiento del proceso en tiempo real.

Generalmente se vincula el software al uso de una computadora o de un PLC, la acción de control es realizada por los controladores de campo, pero la comunicación del sistema con el operador es necesariamente vía computadora. Sin embargo, el operador puede gobernar el proceso en un momento dado si es necesario.

Un software SCADA debe ser capaz de ofrecer al sistema:

- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- Generación de datos históricos de las señales de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.

- Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómeta, bajo ciertas condiciones.
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador.

Existen diversos tipos de sistemas SCADA dependiendo del fabricante y sobre todo de la finalidad con que se va a hacer uso del sistema, por ello antes de decidir cuál es el más adecuado hay que tener presente si cumple o no ciertos requisitos básicos:

- Todo sistema debe tener arquitectura abierta, es decir, debe permitir su crecimiento y expansión, así como deben poder adecuarse a las necesidades futuras del proceso y de la planta.
- La programación e instalación no debe presentar mayor dificultad, debe contar con interfaces gráficas que muestren un esquema básico y real del proceso.
- Deben permitir la adquisición de datos de todo equipo, así como la comunicación a nivel interno y externo (redes locales y de gestión).
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables para el usuario.

3.2. Funciones principales del sistema SCADA

- Supervisión remota de instalaciones y equipos: permite al operador conocer el estado de desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.
- Control remoto de instalaciones y equipos: mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente (por ejemplo abrir válvulas, activa interruptores, prender motores, etc.), de manera automática y también manual. Además es posible ajustar parámetros, valores de referencia, algoritmos de control, etc.
- Procesamiento de datos: el conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.
- Visualización gráfica dinámica: el sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que representen el comportamiento del proceso, dándole al operador la impresión de estar presente dentro de una planta real. Estos gráficos también pueden corresponder a curvas de las señales analizadas en el tiempo.
- Generación de reportes: el sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador.

- Representación de señales de alarma: a través de las señales de alarma se logra alertar al operador frente a una falla o la presencia de una condición perjudicial o fuera de lo aceptable. Estas señales pueden ser tanto visuales como sonoras.
- Almacenamiento de información histórica: se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o del autor del programa.
- Programación de eventos: está referido a la posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

3.3. Transmisión de la información

Los sistemas SCADA necesitan comunicarse vía red, puertos GPIB, telefónica o satélite, es necesario contar con computadoras remotas que realicen el envío de datos hacia una computadora central, esta a su vez será parte de un centro de control y gestión de información.

Para realizar el intercambio de datos entre los dispositivos de campo y la estación central de control y gestión, se requiere un medio de comunicación, existen diversos medios que pueden ser cableados (cable coaxial, fibra óptica, cable telefónico) o no cableados (microondas, ondas de radio, comunicación satelital).

Cada fabricante de equipos para sistemas SCADA emplean diferentes protocolos de comunicación y no existe un estándar para la estructura de los mensajes, sin embargo, existen estándares internacionales que regulan el diseño de las interfaces de comunicación entre los equipos del sistema SCADA y equipos de transmisión de datos.

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas y procedimientos que permite a las unidades remotas y central, el intercambio de información. Los sistemas SCADA hacen uso de los protocolos de las redes industriales.

La comunicación entre los dispositivos generalmente se realiza utilizando dos medios físicos: cable tendido, en la forma de fibra óptica o cable eléctrico, o radio. Algunos sistemas grandes usan una combinación de radio y líneas telefónicas para su comunicación. Debido a que la información que se transmite sobre un sistema SCADA debería ser pequeña generalmente la velocidad de transmisión de los módem suele ser pequeño. Muchas veces 300 bps (bits de información por segundo) es suficiente. Pocos sistemas SCADA, excepto en aplicaciones eléctricas, suelen sobrepasar los 2 400 bps, esto permite que se pueda usar las líneas telefónicas convencionales, al no superar el ancho de banda físico del cable.

3.3.1. Sistema de comunicación

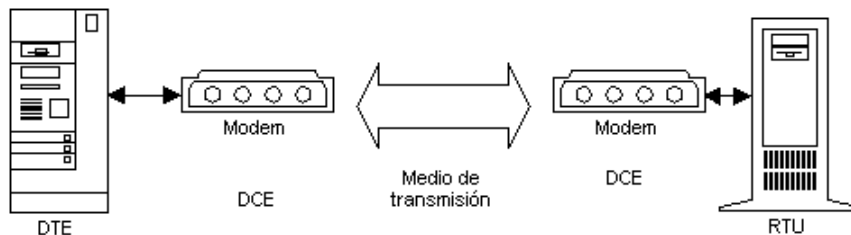
En una comunicación deben existir tres elementos necesariamente:

- Un medio de transmisión, sobre el cual se envían los mensajes
- Un equipo emisor que puede ser el MTU
- Un equipo receptor que se puede asociar a los RTU's

En telecomunicaciones, el MTU y el RTU son también llamados equipos terminales de datos (*DTE, Data Terminal Equipment*). Cada uno de ellos tiene la habilidad de generar una señal que contiene la información a ser enviada. Asimismo, tienen la habilidad para descifrar la señal recibida y extraer la información, pero carecen de una interfaz con el medio de comunicación.

La figura siguiente muestra la conexión de los equipos con las interfaces para el medio de comunicación. Los módems, llamados también Equipo de Comunicación de Datos (*DCE, Data Communication Equipment*), son capaces de recibir la información de los DTE's, hacer los cambios necesarios en la forma de la información, y enviarla por el medio de comunicación hacia el otro DCE, el cual recibe la información y la vuelve a transformar para que pueda ser leído por el DTE.

Figura 28. **Esquema de conexión de equipos e interfaces de comunicación**



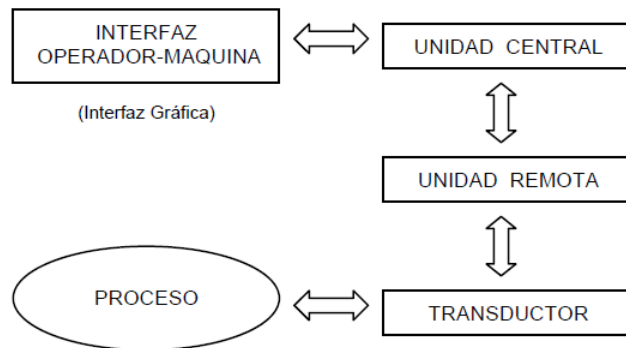
Fuente: Henry Mendiburu Díaz (hamd.galeon.com). Consulta 3 de marzo 2013.

3.4. Elementos del sistema

Un sistema SCADA está conformado por:

- Interfaz operador máquinas: es el entorno visual que brinda el sistema para que el operador se adapte al proceso desarrollado por la planta. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.
- Unidad Central (MTU): conocido como Unidad Maestra. Ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas. La programación se realiza por medio de bloques de programa en lenguaje de alto nivel (como C, Basic, etc.). También se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.
- Unidad Remota (RTU): lo constituye todo elemento que envía algún tipo de información a la unidad central. Es parte del proceso productivo y necesariamente se encuentra ubicada en el campo.
- Sistema de Comunicaciones: se encarga de la transferencia de información del punto donde se realizan las operaciones, hasta el punto donde se supervisa y controla el proceso. Lo conforman los transmisores, receptores y medios de comunicación.
- Transductores: son los elementos que permiten la conversión de una señal física en una señal eléctrica (y viceversa). Su calibración es muy importante para que no haya problema con la confusión de valores de los datos.

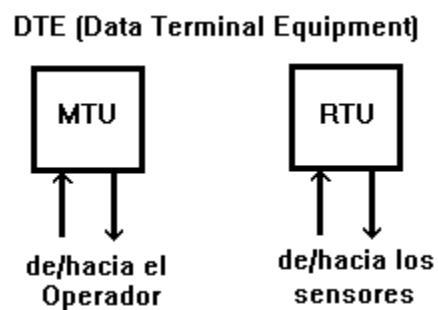
Figura 29. **Esquema de los elementos que conforma un sistema SCADA**



Fuente: Henry Mendiburu Díaz (hamed.galeon.com). Consulta: 3 marzo de 2013.

En la siguiente figura se observa un esquema referente a las conexiones del MTU y el operador, y del RTU con los dispositivos de campo (sensores, actuadores).

Figura 30. **Esquema de conexión para el MTU y el RTU**



Fuente: Henry Mendiburu Díaz (hamed.galeon.com). Consulta: 3 marzo de 2013.

La RTU es un sistema que cuenta con un microprocesador e interfaces de entrada y salida tanto analógicas como digitales que permiten tomar la información del proceso provista por los dispositivos de instrumentación y control en una localidad remota y, utilizando técnicas de transmisión de datos, enviarla al sistema central.

Un sistema puede contener varios RTUs; siendo capaz de captar un mensaje direccionado hacia él, decodificando lo actuando, respondiendo si es necesario, y esperar por un nuevo mensaje

La MTU, bajo un software de control, permite la adquisición de la data a través de todas las RTUs ubicadas remotamente y brinda la capacidad de ejecutar comandos de control remoto cuando es requerido por el operador.

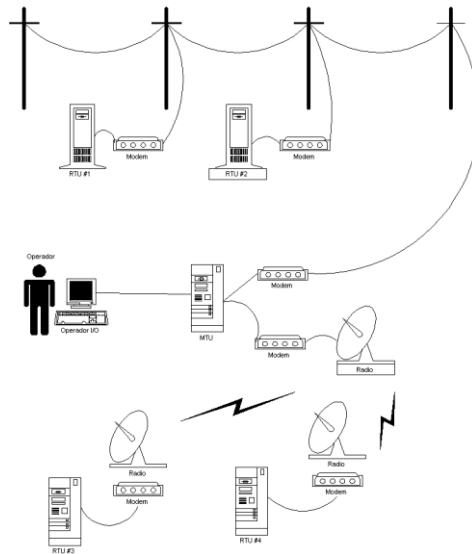
Normalmente el MTU cuenta con equipos auxiliares como impresoras y memorias de almacenamiento, las cuales son también parte del conjunto MTU.

En muchos casos el MTU debe enviar información a otros sistemas o computadoras. Estas conexiones pueden ser directas y dedicadas o en la forma de una red LAN.

La conexión entre el RTU y los dispositivos de campo es muchas veces realizados vía conductor eléctrico. Usualmente, el RTU provee la potencia para los actuadores y sensores, y algunas veces éstos vienen con un equipo de soporte ante falla en la alimentación de energía (UPS, *uninterruptible power supply*).

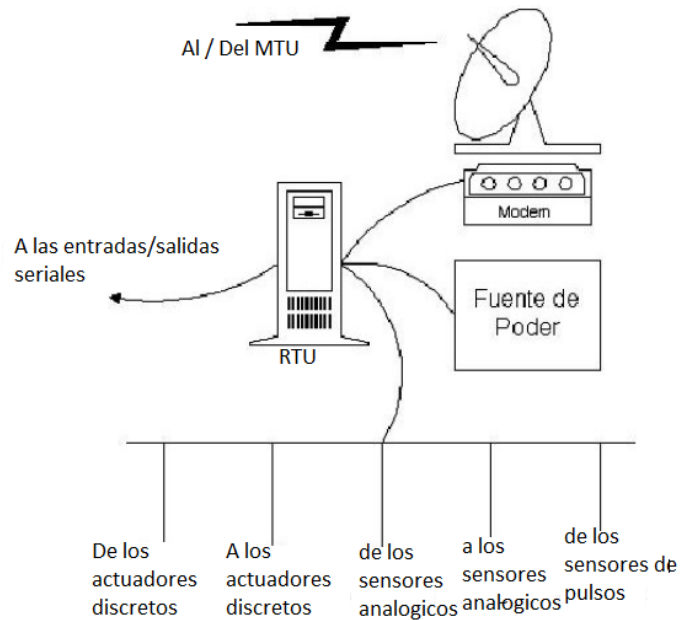
Los datos adquiridos por la MTU se presenta a través de una interfaz gráfica en forma comprensible y utilizable, y más aún esta información puede ser impresa en un reporte.

Figura 31. Esquema de conexión de los elementos de un sistema SCADA



Fuente: Henry Mendiburu Díaz (hamed.galeon.com). Consulta: 3 marzo de 2013.

Figura 32. Esquema de conexión de la RTU



Fuente: Henry Mendiburu Díaz (hamed.galeon.com). Consulta: 3 marzo de 2013.

3.4.1. Período de escaneo

Uno de los aspectos importantes que debe ser considerado es el tiempo de escaneo de los RTU's por el MTU, que se define como el tiempo que demora el MTU en realizar una comunicación con cada uno y todos los RTU's del sistema. Uno de los factores que determina el tiempo de escaneo es el número de RTU's, en general a mayor número de RTU's mayor el tiempo de escaneo. Un segundo factor a ser considerado es la cantidad de datos a ser transmitido el cual puede variar entre un par de estados a cientos de estados lo cual incrementa el tiempo de escaneo. Otro factor importante es el número de bits por segundo que puede soportar el medio de transmisión el cual determina el material del medio y el tipo de modulación.

Así como el MTU busca y encuentra cada RTU, el RTU busca y encuentra cada sensor y actuador a los cuales está conectado. Esta búsqueda se realiza a mucha mayor velocidad del MTU hacia los RTU.

3.5. Dispositivos de campo y cableado

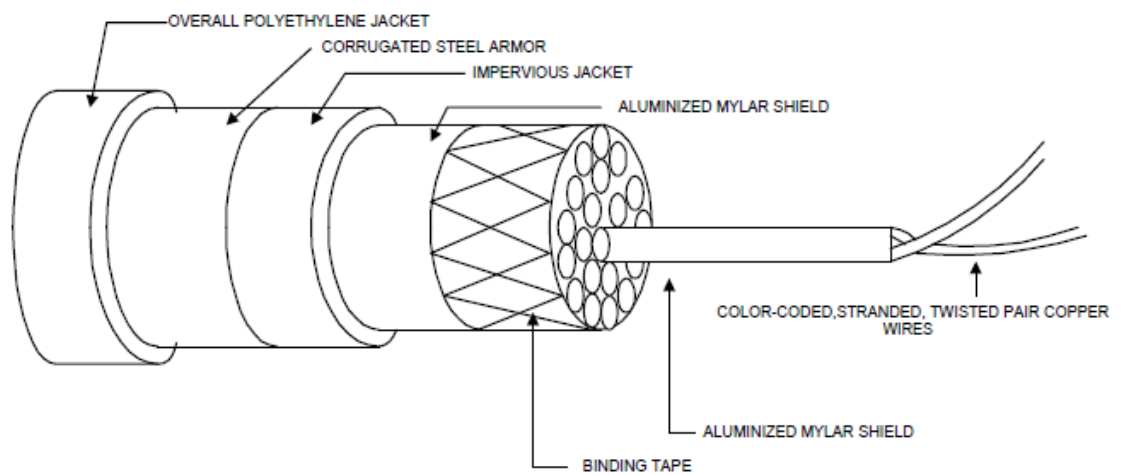
Los dispositivos de campo con los que se dispone en un sistema SCADA son de diversos tipos y en cada uno de ellos existen parámetros de selección, desde el rango de trabajo, precisión, dimensiones, precio, etc., los cuales hacen que cada sistema sea un caso particular aunque todos ellos tienen siempre características comunes.

Un detalle que a veces no se toma en cuenta es que los sensores actuadores y el cableado entre ellos también cuestan, generalmente cuestan tres o cuatro veces más que el RTU mismo, UPS, y equipos de comunicaciones para un lugar determinado.

Otro punto importante es que un sensor cuya lectura puede ser leída directamente por el operador humano, generalmente cuesta menos que un sensor cuya lectura debe ser leída por un RTU, esto es sencillamente por el sistema de acondicionamiento que debe ser usado.

Aún más, un costo adicional debe ser incorporado por el cableado de los equipos hacia el RTU. Alambre de cobre es usado generalmente, porque las señales son generalmente de bajo voltaje. En muchas aplicaciones, un blindaje debe ser adicionado sobre el hilo de cobre para prevenir interferencia electromagnética o ruido sobre la señal. Esto generalmente se manifiesta como un recubrimiento de PVC flexible sobre los conductores. Un corte de un cable típico se observa en la figura siguiente:

Figura 33. **Corte transversal de un cable de fibra óptica**



Fuente: Henry Mendiburu Díaz (hamd.galeon.com). Consulta: 3 marzo de 2013.

Generalmente los dispositivos de campo no suelen tener borneras suficientes como para poder realizar todos los empalmes necesarios para el funcionamiento del sistema, deben utilizarse cajas de paso o cajas terminales donde se pueden realizar las uniones de los puntos que se desean empalmar.

Muchas veces los cables deben llegar al RTU y salir de él, en ese caso siempre se tiene un tablero de conexiones cerca al equipo que puede incluir pequeños elementos de mando y supervisión como displays, pulsadores, LEDS indicadores e inclusive albergar otros dispositivos como fuentes y dispositivos de protección y control auxiliar.

Todos estos dispositivos deben estar debidamente documentados. Esto se realiza mediante planos y manuales de instrucciones. Además todas las licencias, software y protocolos de operación deben ser adjuntados.

El costo de los trabajos de ingeniería puede llegar a representar el 50 % del costo total del proyecto a diferencia de proyectos no automatizados donde puede llegar a 10 % o 15 %.

Los requerimientos de mantenimiento para un sistema SCADA no son muy diferentes de los requerimientos de mantenimiento de otra alta tecnología de sistemas de control. Los equipos de comunicación, módems, radio y drivers de protocolo no son la excepción. Calibración, validación, y servicio de estos equipos requieren equipo especial y entrenamiento de personal calificado. Este tipo de servicio suele ser muy especializado y uno debe prever este tipo de gastos de mantenimiento.

Los sensores y actuadores generalmente tienen un comportamiento en donde su eficiencia va disminuyendo con respecto al tiempo debido a efectos de desgaste y condiciones ambientales. El ingeniero debe prever la posibilidad de un control manual en caso de reemplazo del equipo para no interferir con el sistema.

En conclusión, el mantenimiento de esta clase de sistemas suele depender de la magnitud del proyecto pero en general se debe brindar un mantenimiento general regular una o dos veces al año mínimo, donde se verifiquen los parámetros de calibración, se realicen pruebas dinámicas y estáticas a los equipos y se observe el estado físico de los mismos.

A continuación se muestra una lista de algunos software SCADA y su fabricante:

- Aimax Desin Instruments S. A.
- CUBE Osi España S. A.
- FIX Intellution
- Lookout National Instruments
- Monitor Pro Schneider Electric
- Scada InTouch LOGITEK
- SYSMAC SCS Omron
- Scatt Graph 5000 ABB
- WinCC Siemens
- Coros LS-B/Win Siemens
- CIRNET CIRCUTOR S. A.
- FIXDMACS Omron-Intellution
- RS-VIEW32 Rockwell
- GENESIS32 Iconics

4. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DMS BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA METROPOLITANA

4.1. Descripción general de un sistema DMS

En la actualidad, el mundo se está aproximando siempre más rápidamente a un momento de transición hacia una nueva fase donde las fuentes principales serán conceptos totalmente innovadores, como la eficiencia energética, el uso de fuentes de energía limpias (renovables y tecnología de baja emisión de carbono).

4.1.1. Concepto de una red inteligente

El constante incremento de la demanda de energía eléctrica agregada, que se ve reflejado en un mayor consumo, y los grandes desafíos que un fenómeno como el cambio climático impone están poniendo a dura prueba la infraestructura de la red eléctrica mundial. La red de hoy en día fue diseñada y construida prevalentemente en una época durante la cual la energía eléctrica era relativamente barata y abundante, siendo la prioridad la expansión de la electrificación.

En este contexto el proceso de transformación de la actual red eléctrica en una red “más inteligente” resulta ser fundamental para enfrentarse con éxito al proceso de cambio, existen numerosos factores que están favoreciendo dicha actualización.

Sin querer priorizar unos por sobre otros estos son:

Factores tecnológicos:

- Red de transmisión y distribución demasiado obsoleta.
- Importantes inversiones de capital a nivel global para el desarrollo de nuevas tecnologías y la mejora de la actual.

Factores económicos:

- Mejoras a la fiabilidad (Ej. reducción de frecuencia y duración de los apagones, etc.).
- Reducción de los costos laborales directos e indirectos (Ej. mantenimiento y lectura de los medidores; vehículos corporativos, seguros, reparaciones, etc.).
- Reducción de las pérdidas del sistema (Ej. mejor planificación del sistema y gestión de los recursos, etc.).

El “*Smart Grid*”, o red inteligente, no es un concepto unívoco, considerando los múltiples aspectos que abarca esta tecnología. Sin embargo, a nivel general, se puede definir una red inteligente como una amplia gama de soluciones que optimizan la cadena de valor de la energía eléctrica.

En definitiva, el *smart grid* tiene el apreciable efecto de aumentar la conectividad, la automatización y la coordinación entre los proveedores, los consumidores y las propias redes que realizan tanto la transmisión a largas distancias, así como las tareas de distribución local. Una Red Inteligente incluye además un nuevo sistema de control que realiza con precisión el seguimiento y la medición de toda la electricidad que fluye en el sistema.

Para concluir, el concepto de Red Inteligente no es resumible en un dispositivo específico, una “cosa” o “acto” concreto, sino refleja más bien una visión integral del sistema, un conjunto de acciones que, apoyadas por una actualización de la infraestructura, conllevarán al perseguimiento de objetivos determinados en función de las prioridades de política energética de cada país.

En los casos de red obsoleta y en estado precario, como en algunas áreas del país, se aprovecharán las actualizaciones en primer lugar para reducir las pérdidas técnicas del sistema y aumentar su fiabilidad frente a los apagones.

Es importante destacar entonces como el desarrollo de una Smart Grid debe responder a una planificación preventiva y a un atento análisis sobre costos y beneficios de determinadas políticas. La complejidad de una red eléctrica requiere un acercamiento gradual, que sea capaz de aprovechar el potencial de las nuevas tecnologías de la información y comunicación. Todos los componentes de la red eléctrica verán su funcionalidad modificada y mejorada como parte de un proceso de modernización basado en etapas cuyo alcance, además de transformar la red en (siempre más) “inteligente”, facilite el conseguimiento de múltiples objetivos estratégicos en los ámbitos mencionados anteriormente.

4.1.2. Concepto de un sistema de gestión de distribución

La transmisión de energía eléctrica hoy en día se enfrenta a retos muy grandes, para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, las empresas y los clientes industriales, manteniendo los costos bajo control. La fiabilidad y la calidad del servicio en términos de minimizar las interrupciones, manteniendo el voltaje aceptable y perfiles de potencia reactiva, la reducción de tiempos de parada, minimizar el costo creciente de las operaciones del sistema han sido un importante incentivo para que las empresas transmisión busquen soluciones de automatización creativas.

La base de una estrategia de un DMS exitosa debe estar basada en una efectiva “integración de sistemas” estrategia basada en un enfoque “centrada en la automatización”. Este enfoque proporciona una plataforma unificada, así como una interfaz de usuario unificada para todas las herramientas necesarias para toda la operación del sistema de distribución fiable y eficiente. La capacidad de adquirir información en tiempo real de cada cliente, y ser capaz de controlar y afectar el uso de energía del cliente con lecturas en tiempo real, traerá consigo un modelo de transmisión comercial totalmente nuevo.



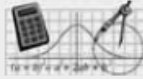
Con una integración y un enfoque “centrado en la automatización”, el sistema se convertirá en su mayor bus de integración con datos en tiempo real, lo que le permite vincular fácilmente varias herramientas esenciales para el buen funcionamiento de un sistema de distribución.

La gestión eficaz de los activos implica una monitorización eficiente e integral de la red de transmisión, las herramientas de seguridad inteligentes y confiables de análisis para el desarrollo de estrategias efectivas para evitar, mitigar y hacer frente a las emergencias del sistema, los apagones, los colapsos de voltaje, pérdida de equipo crítico, etc.

Muchos sistemas de control de supervisión y adquisición de datos SCADA se han ampliado a partir del sistema de transmisión para incluir la vigilancia y el control de los disyuntores de alimentación de media tensión (MT). En algunos casos, el sistema SCADA se ha ampliado aún más, más allá del disyuntor de alimentación de media tensión, a equipos tales como reconectores, interruptores y conmutadores de condensador.

La tabla recoge ejemplos y describe las consecuencias de los sistemas de LT separados (no integrados), de una imagen incompleta del estado del sistema en tiempo real y de la falta de aplicaciones avanzadas en las operaciones de las organizaciones de transmisión y distribución.

Tabla V. **Deficiencias en los centros de operaciones de distribución actuales para la gestión de redes inteligentes**

	Sistemas de TI independientes 	Estado del sistema en tiempo real incompleto 	Pocas aplicaciones avanzadas 
Ejemplos	Falta de integración en: <ul style="list-style-type: none"> ■ Sistema de información al cliente ■ Sistema de información geográfica ■ Gestión de equipos ■ Gestión de pedidos de conmutación ■ SCADA ■ Gestión del trabajo 	Falta de: <ul style="list-style-type: none"> ■ Información sobre carga de equipos ■ Estado de los contactos de los reguladores de tensión de los conmutadores, baterías de condensadores ■ Localización de fallos momentáneos en el sistema ■ Estado de los recursos distribuidos ■ Demanda/carga de clientes 	Falta de aplicaciones para: <ul style="list-style-type: none"> ■ Localización de fallos ■ Análisis de conmutación de restablecimiento ■ Control volt/var ■ Estimación del estado de distribución
Consecuencias	<ul style="list-style-type: none"> ■ Procesos de trabajo ineficientes ■ Datos inexactos y/o redundantes ■ Cortes de suministro más largos ■ Posible incumplimiento de los procesos de trabajo con posibles problemas de seguridad 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Utilización ineficiente de equipos ■ Dificultad para permitir a los clientes la conexión a la red de los recursos de energía de distribución ■ Falta de comprensión de las operaciones automáticas en el alimentador 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Cortes de suministro más largos ■ Uso ineficiente de las horas de los equipos ■ No ofrece oportunidad de reducir la demanda de los clientes mediante control de la tensión en horas punta ■ Mayores pérdidas del sistema ■ Más quejas de los clientes por tensión fuera de los márgenes

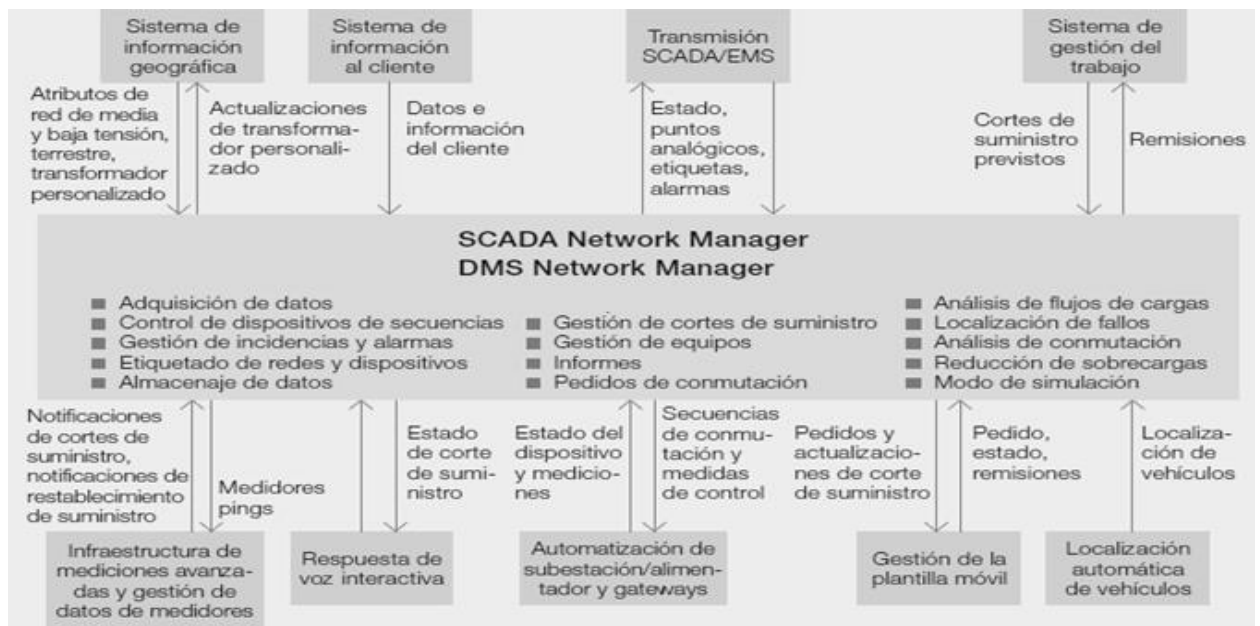
Fuente: Revista *Gestión de Redes* ABB 3/2009.

La funcionalidad disponible incluye ahora la transferencia de situación/puntos analógicos desde SCADA al DMS; el envío de comandos de control de supervisión y de cancelación manual desde el DMS al sistema SCADA; una interfaz de usuario integrada que se ejecuta en la misma consola del operador de PC entre los dos sistemas; y conexión única integrada para los usuarios.

Las ventajas de integrar SCADA con DMS son:

- Operaciones mejoradas gracias a la estrecha integración de las aplicaciones de DMS con el SCADA de distribución.
- Mayor eficiencia del operador con un solo sistema, al eliminar la necesidad de recurrir a varios sistemas con datos potencialmente distintos.
- Análisis integrado de la seguridad para las operaciones de subestaciones y circuitos para comprobar si existen en un área etiquetas que afecten a las operaciones de otra.
- Gestión simplificada de conexiones y autorizaciones en un solo sistema.
- Soporte de sistemas consolidado para DMS, OMS y SCADA de distribución.

Tabla VI. Integración de sistemas para el centro de operaciones de las redes de distribución



Fuente: Revista *Gestión de Redes* ABB 3/2009.

Tabla VII. **Funcionalidades y ventajas de la aplicación de un DMS**

Aplicación DMS	Funcionalidad	Ventajas
Análisis de flujos de cargas desequilibrados	Determinación de las intensidades de las líneas y las tensiones de los nodos por fase para el conjunto del sistema de distribución, ya sea online u offline en el modo de simulación	<ul style="list-style-type: none"> ■ Se da a conocer mejor el sistema ■ Se utilizan más los activos ■ Se mejora la planificación de contingencias
Asignación de cargas y estimación de estado	Asignación inteligente de las mediciones a distancia o de los históricos de mediciones en la red para calcular flujos de potencia estimados, tensiones e infracciones de límites basados en condiciones en tiempo real	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mejores flujos de cargas y cálculos de estimaciones de estado ■ Mejor notificación de equipos con sobrecarga e infracciones en relación con la tensión
Localización de fallos	Identificación de posibles localizaciones de fallos en el sistema	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mayor eficiencia de los equipos en la gestión de los cortes de suministro ■ Menores índice de duración media de las interrupciones de suministro a clientes (CAIDI) e índice de duración media de las interrupciones del sistema (SAIDI)
Análisis de conmutación de restablecimiento	Evaluación de los esquemas de conmutación de restablecimiento y de aislamiento	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mayor eficiencia de los operarios durante los cortes de suministro ■ Más fiabilidad
Control volt/var	Supervisión y control de los condensadores de línea, los reguladores de tensión y los cambiadores de tomas en carga (LTC) para reducir las cargas pico y las pérdidas del sistema	<ul style="list-style-type: none"> ■ Menor demanda de los clientes en los picos del sistema ■ Menores pérdidas del sistema ■ Mejores perfiles de tensión
Descarga de líneas	Cómputo y análisis de las opciones de transferencia de cargas, incluida la reducción de sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> ■ Menos fallos en modo térmico ■ Vida de los equipos más larga debido a la reducción de sobrecargas ■ Mayor utilización de los activos
Conmutación y restablecimiento a distancia	Reconfiguración automática del alimentador teniendo en cuenta las condiciones operativas de la red	<ul style="list-style-type: none"> ■ Menores CAIDI y SAIDI ■ Menores pérdidas del sistema

Fuente: Revista *Gestión de Redes* ABB 3/2009.

4.2. Beneficios de un sistema de gestión de distribución (DMS)

En el contexto de una moderna red de transmisión, la capacidad de operar autónomamente y autoarreglarse hace referencia a un diseño de ingeniería que permite aislar los elementos problemáticos del sistema e idealmente, restablecer las normales operaciones sin la necesidad de intervención humana. Las acciones de autoarreglo tendrán el efecto de disminuir, o incluso eliminar, toda interrupción en el servicio de abastecimiento a los consumidores.

4.2.1. Capacidad de operar automáticamente y de arreglarse en forma automática

En general una Red Inteligente ejecuta una autoevaluación continua y un monitoreo constante finalizados a predecir potenciales problemas, a detectar fallas existentes o emergentes y, como consecuencia de esto, a poner en marcha las respuestas correctivas en forma inmediata.

En el contexto del autoarreglo el objetivo del sistema es el mantenimiento del nivel de abastecimiento del mayor número de subestaciones y clientes posible a través de su transferencia y repartición instantánea hacia fuentes eléctricas alternas. Dichas fuentes pueden comprender tanto las conexiones con diferentes alimentadores (*feeders*).

En este contexto las fallas en las subestaciones, los cambios de configuración en el circuito, los problemas a la calidad de la energía y del voltaje y, más en general, toda anomalía en la red podrán ser rápidamente descubiertas y corregida.

Las áreas de alto riesgo, así como las componentes individuales de la maquinaria, podrán ser analizadas en forma remota para actuar de inmediato y para preparar modelos avanzados de análisis finalizados a mostrar las congestiones de carga y las amenazas al sistema.

4.2.1.1. Objetivos y beneficios

En definitiva la moderna red eléctrica va a tener un gran conocimiento acerca de sí misma, de sus eventuales problemas de operación y de cómo resolverlos en forma autónoma y automática. La clave para lograr este objetivo pasa por la utilización de una amplia gama de informaciones recolectadas por los dispositivos inteligentes de la red, cuya funcionalidad es la de permitir el rápido análisis de dichos datos y la de facilitar las acciones correctivas correspondientes.

El objetivo general de la función de autoarreglo es el de limitar el impacto de los eventos negativos a el área más reducida posible. Todo tipo de acción, finalizada a la reducción del número y duración de los apagones, al acortamiento de los tiempos de restablecimiento del abastecimiento y a la reconfiguración de la red para garantizar un nivel de fiabilidad y calidad de servicio óptimo, cabe en la definición de autoarreglo y presenta numerosos beneficios desde diferentes puntos de vista:

- **Fiabilidad:** la resolución de la brecha causada por las frecuentes interrupciones del servicio tendrá efectos sensibles tanto en el aumento de la fiabilidad del entero sistema, como en términos económicos a la luz de los ahorros resultantes de los apagones evitados.

- Calidad: la red moderna detectará y corregirá en tiempo real las fallas en la calidad de la energía entregada, eliminando todas las pérdidas relacionadas con este aspecto.

4.2.1.2. Barreras

La actual condición de la red apunta a la prevención de daños infraestructurales ulteriores, poniendo el acento sobre la protección de los recursos como consecuencia de las inevitables fallas de sistema. Esta perspectiva es diametralmente opuesta a la visión de la moderna Red Inteligente. El camino para llegar al sistema ideal, capaz de detectar y responder en tiempo real a los problemas de transmisión y distribución que se presenten en la red, basados en la prevención como concepto clave, está lleno de barreras de diferentes tipos:

- Recursos financieros: los estudios de “caso de negocio” para una red de suministro con la función de autoarreglarse garantizan buenos resultados, más aun si se llegarán a incluir los beneficios sociales; sin embargo, las autoridades reguladoras suelen exigir pruebas amplias y exhaustivas antes de autorizar importantes inversiones.
- Infraestructura incompatible: la maquinaria y los equipos más antiguos podrían tener que ser reemplazados considerada la imposibilidad de su actualización para hacerlos compatibles con los requisitos de la función de autoarreglo. Esto podría presentar un problema para las empresas y los reguladores desde el momento que se impondría una especie de “jubilación anticipada” de los equipos, cuya utilización no llegará hasta el cumplimiento de vida útil, con el efecto de aumentar los costos para los usuarios.

- Políticas y reglamentación: los nuevos proyectos en construcción generalmente gozan de escasa consideración por parte de las autoridades competentes. A menos de que no se promuevan atractivos rendimientos para las inversiones dirigidas a la función de autoarreglo, las empresas seguirán siendo reacias a invertir en nuevas tecnologías.
- Cooperación: el desafío para las numerosas empresas de servicio será lograr la cooperación mutua necesaria para la instalación de los puntos nodales del circuito y para el libre intercambio de la información útil a la implementación de una Red – verdaderamente – Inteligente.

4.2.2. Mayor resistencia y fiabilidad ante eventos naturales catastróficos y ataques proporcionados por el hombre

Estrechamente vinculada con la función descrita anteriormente que en alguna manera la posibilita, la mayor resistencia y fiabilidad del sistema ante los eventos catastróficos, sean ellos naturales o provocados, es una característica destacada de una red inteligente.

Gracias a la combinación de un mayor control sobre el estado su propia infraestructura y a la capacidad, de manejar simultáneamente un gran volumen de datos utilizando diferentes medios, el entero sistema adquiere niveles de resistencia y fiabilidad antes desconocidos.

Una amplia gama de soluciones, que comienzan con el diseño y encuentran su máxima aplicación en la operatividad de la red, son la clave para disminuir la vulnerabilidad del sistema frente a los ataques físicos y cibernéticos.

- Identificación de las amenazas y vulnerabilidades
- Protección de la red
- Incorporación del riesgo de seguridad en la planificación del sistema.

La funcionalidad del autoarreglo garantiza un desempeño más que suficiente para hacer frente a eventos incontrolables, como son las condiciones meteorológicas extremas (inundaciones, huracanes, sequías), los terremotos, las tormentas magnéticas solares, etc. En otras palabras, la incorporación de los datos relativos a las condiciones del ambiente circunstante en un modelo probabilístico capaz, a la vez, de evaluar también el estado de la red, asegura a los operadores una mejor capacidad de interpretación, y de minimización, de los riesgos que dichos eventos catastróficos comportan.

En general es posible afirmar que la piedra angular de la mayor resistencia y fiabilidad de la red pasa por el monitoreo inteligente de todos sus componentes y por la capacidad de gestionar un volumen de datos mucho mayor de una red tradicional. Esta situación depende en mayor medida de la utilización a todo nivel de dispositivos digitales capacitados para la trasmisión bidireccional de información y operables remotamente.

4.2.2.1. Objetivos y beneficios

Los objetivos generales del aumento de resistencia y fiabilidad de la red son la reducción de los apagones y de las interrupciones provocadas, tanto en términos de número como de duración, y la minimización de los tiempos de restablecimiento del suministro en caso de siniestro. Además la introducción de mejoras relacionadas con la seguridad favorece indirectamente también la optimización de variados aspectos de la red, como su fiabilidad, el sistema informático y de comunicaciones, y la toma de decisiones de los operadores.

Mientras que los beneficios generales corresponden a grandes rasgos con aquellos mencionados anteriormente para la función de autoarreglo, en particular, con respecto a las amenazas humanas, cabe destacar que la misma idea de una red resistente y difícil de atacar representa en sí, un aspecto de fuerte disuasión para aquellos individuos determinados en llevar a cabo cualquier acción de disturbio. En otras palabras, un sistema capaz de autoarreglarse y de defenderse autónomamente sobre diferentes niveles de los ataques externos resultará ser un blanco estratégicamente mucho menos atractivo que otros, más aún cuando su capacidad de recuperación reduce al mínimo el impacto que dichos ataques puedan causar.

4.2.2.2. Barreras

La red eléctrica actual es sumamente vulnerable a los ataques humanos y a los desastres naturales. Para lograr el objetivo ideal de un sistema resistente a dichas amenazas y con una rápida capacidad de recuperación del suministro se deben superar tres tipos de barreras:

- **Tecnológica:** el sistema de monitoreo tradicional resulta ser muy débil y propenso a fallar en presencia de errores flagrantes, que pueden ser de medición, paramétricos o topológicos. Por ende es necesaria la adopción de una nueva tecnología de monitoreo capaz de integrar el control de diversos sectores de la moderna red.
- **Informática:** la transición desde una infraestructura eléctrica analógica a una digital, con el consecuente aumento exponencial de datos e informaciones a manejar a raíz de la introducción de medidores inteligentes, sensores y un *network* de comunicación avanzado,

4.2.3. Implementación de un sistema de automatización

La automatización de los sistemas eléctricos le permite a las empresas de energía, coordinar, operar y controlar algunos o todos los componentes de su sistema, sin intervención humana. De esta manera, se logran múltiples beneficios entre los que se destacan:

- Acciones mucho más rápidas (a veces casi instantáneas)
- Mayor confiabilidad
- Mejores condiciones de operación
- Reducción significativa de costos operativos

La automatización se está aplicando en el mundo entero a la totalidad de los sistemas eléctricos, incluyendo por lo tanto los sistemas de generación, transmisión y distribución.

Ventajas de la automatización del sistema de transmisión:

- Mejora la calidad del servicio
 - Control y supervisión en tiempo real del sistema eléctrico agilizando la toma de decisiones y la restauración de la red.
- Reduce costos operacionales
 - Automatización de tareas y centralización de decisiones operativas.
- Optimiza la inversión
 - El perfil de la curva de carga posibilita conocer la expectativa de vida útil de los equipos.

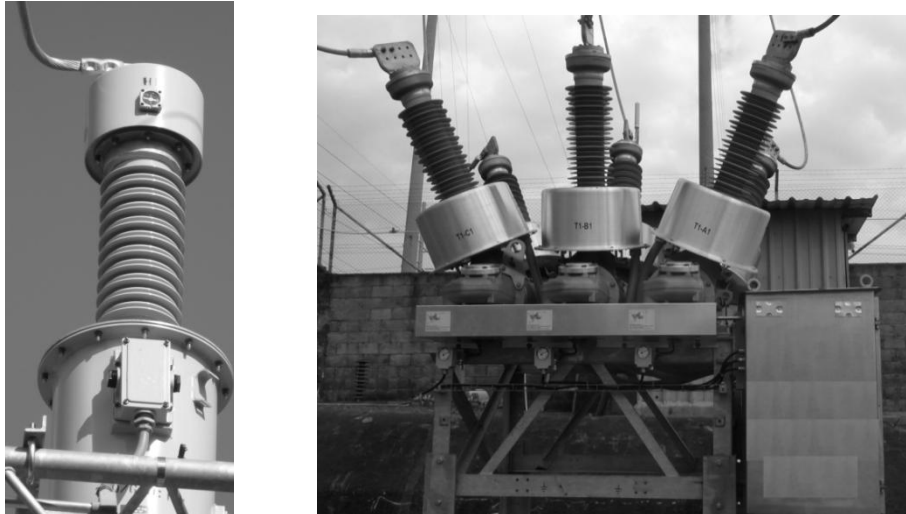
- Optimiza la planificación de mantenimiento
 - Información del comportamiento real de la red.

Figura 34. **Recloser de un circuito de distribución**



Fuente: subestación eléctrica de 69 kV Palmeras.

Figura 35. **Transformador de voltaje (PT) e interruptores de potencia**



Fuente: subestación eléctrica de 69 kV, Palmeras.

La función del SCADA es esencial para la correcta implementación de la automatización de un sistema eléctrico la cual requiere de comunicación en tiempo real entre los diferentes elementos. El SCADA permite ejecutar las operaciones de control y hacer la recolección y procesamientos de la información.

Los beneficios del SCADA son múltiples, principalmente porque permiten enviar a la red información rápida y confiable que incluyen datos como los siguientes:

- Mediciones analógicas de magnitudes eléctricas tales como voltajes, corrientes, megavatios y mega vares
- Estado y medidas analógicas tales como posiciones de taps de transformadores
- Estado y medidas analógicas de relés

- Conectividad de circuitos (estado de interruptores y switches dentro de las subestaciones y los circuitos de distribución)
- Identificación especial de elementos de sistemas de distribución
- Información de eventos que puedan originar la ejecución de acciones dentro del sistema de distribución.

El centro de control es el responsable de manejar todas las funciones de gestión y automatización propiamente de los sistemas de generación y transmisión.

Entre las funciones principales se mencionan las siguientes:

- Estimador de estado
- Análisis de contingencia
- Cálculo de flujo de carga y cortocircuito
- Seguridad
- Despacho óptimo
- Compensación de reactivos

El centro de control es el responsable de manejar todas las funciones de gestión y de automatización propiamente del sistema de distribución.

Las funciones que lo conforman se pueden agrupar, por lo tanto en dos componentes importantes:

- El sistema de gestión de distribución que contiene todas las funciones de gestión.
- El DA (distribución automatizada) que contiene las funciones de automatización propiamente.

Algunas fuentes engloban ambas componentes bajo el término DMS

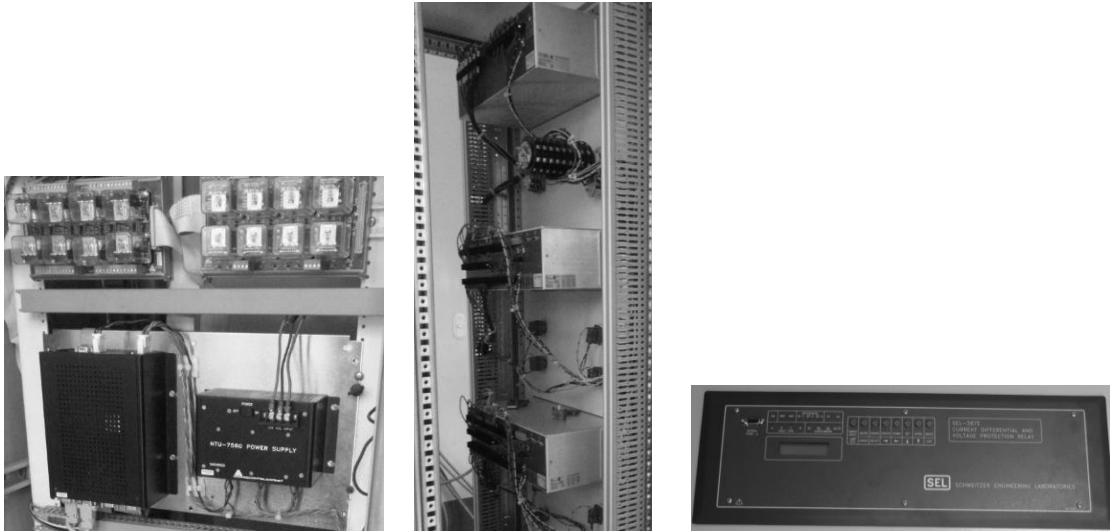
Estas son las funciones que el Centro de Operación deber realizar:

- Control de subestación
- Control de bahías y alimentadores
- Control de secuencia
- Protección de bahías y alimentadores
- Medición de parámetros de calidad
- Medición de parámetros eléctricos

Para la automatización de la subestación se deben integrar:

- Relés digitales de protección.
- Sistema de supervisión y control
- Adquisición de datos de campo con la adaptación de equipos existentes
- RTU (Unidad remota)
- Equipos de comunicación
- Configuración
 - Control convencional: centralizada y distribuida
 - Control digital: centralizada y distribuida
- Control coordinado
- Control integrado
- Comunicaciones
 - Redes de área local
 - Protocolo de comunicación
 - Medios de comunicación

Figura 36. **Relés digitales de protección y sistema de comunicación (RTU's)**



Fuente: subestación eléctrica de 69 kV Palmeras.

Figura 37. **Reguladores de Voltaje de 13,8 kV**

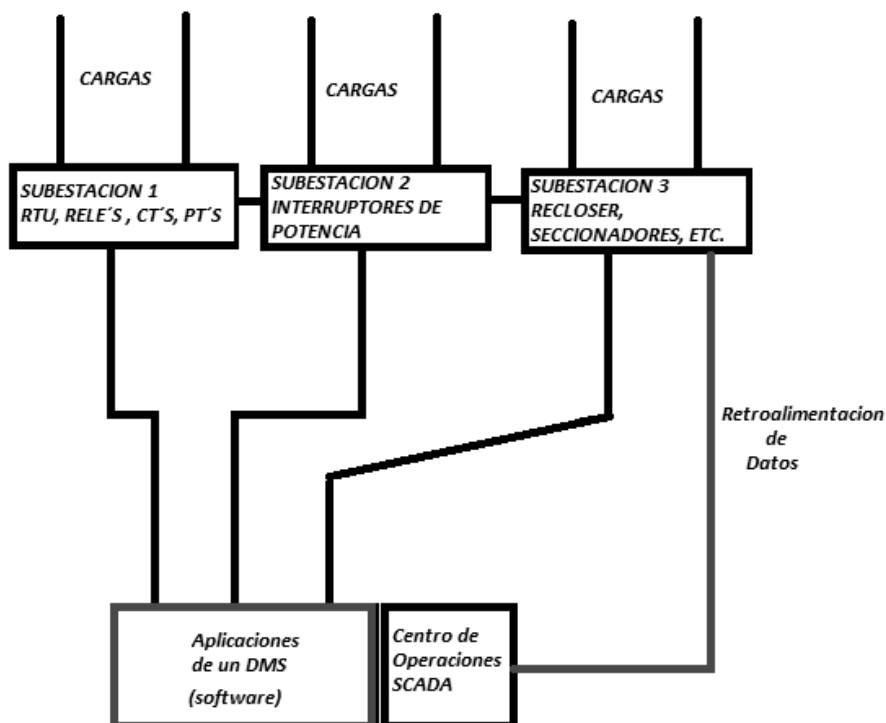


Fuente: Subestación eléctrica de 69 kV, Palmeras

4.2.3.1. Funciones del DMS

En el sistema eléctrico se tiene el equipo necesario de campo y centro de control para poder llegar los datos de campo al SCADA. El DMS no es más que un conjunto de programas o software que se acoplan sobre la plataforma del SCADA con datos en tiempo real para un mejor control del sistema, estas aplicaciones del DMS entonces realizan la función de un operador de red, con la ventaja de que puede monitorear el sistema continuamente y poder predecir o detectar un mal funcionamiento en la red y solucionar el problema antes de que esta se produzca.

Figura 38. Esquema general de un sistema DMS



Fuente: elaboración propia.

Las funciones principales son las siguientes:

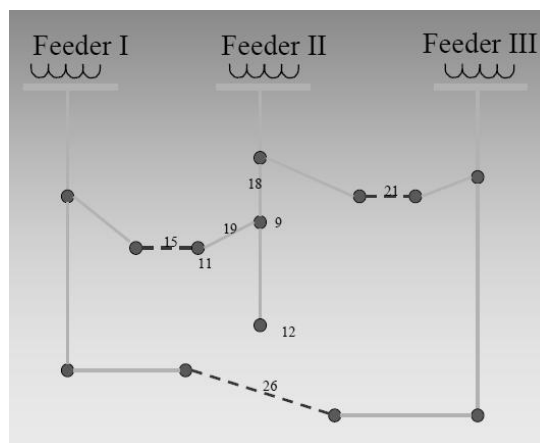
- Análisis topológico, coloreo de alimentadores y detección de puntos abiertos, para esto es esencial disponer del GIS o Sigre.
- Cálculo de flujo de carga y de cortocircuito
- Reconfiguración de alimentadores
- Restablecimiento del servicio
- Control de capacitores y regulación de voltaje

Reconfiguración de alimentadores

- La reconfiguración se lleva a cabo para obtener una condición de operación mejor.
- Se logran modificando los puntos de frontera entre alimentadores hasta llegar a una topología óptima.

La siguiente figura ilustra un ejercicio de reconfiguraciones de un circuito o alimentador de distribución (*feeders*).

Figura 39. **Reconfiguración de un circuito**



Fuente: Guías para la implementación de sistemas de distribución automatizados (Juan M. Gers.)

Cualquiera que sea la topografía seleccionada se deben asegurar que cumplan con las restricciones mínimas que son:

- Que se conserve la configuración radial de los alimentadores
- Todas las cargas sean servidas
- Los dispositivos de protección de sobrecorriente queden debidamente coordinados
- Que no sean excedidos los límites térmicos de líneas, transformadores y otros equipos sean respetados
- Los niveles de voltaje queden dentro de los límites establecidos.

4.2.3.2. Localización de interruptores aéreos para reconfiguración de alimentadores en línea

Una vez la topografía optima se ha establecido, se definen los puntos de ubicación de los interruptores aéreos de frontera y seccionamiento para permitir reconfiguraciones que sean necesarias para mejorar condiciones de operación o para restablecer el servicio después de fallas en el sistema.

Los interruptores aéreos de frontera operan normalmente abiertos y se ubican en la frontera más alejada a las subestaciones que haya entre dos alimentadores vecinos.

Los interruptores aéreos de seccionamiento operan normalmente cerrados y se distribuyen a lo largo de cada alimentador. Idealmente se debe colocar un interruptor aéreo de seccionamiento por cada MW de carga. Esto da bastante flexibilidad a la operación de los alimentadores.

Figura 40. **Interruptores de gas aéreos de seccionamiento automático**



Fuente: línea de transmisión de 69 kV, Guadalupe – Cambray.

Las funciones de restablecimiento del servicio, después de eventos o fallas del sistema de transmisión, buscan opciones que permitan normalizar la situación a la mayor cantidad posible de usuarios.

Para el efecto es muy importante la posibilidad de disponer de interruptores aéreos en lo posible operados automáticamente para aligerar la velocidad de respuesta y aumentar la confiabilidad en las decisiones. Las soluciones óptimas consisten en seleccionar una combinación de estados de los equipos que satisfagan las condiciones operativas.

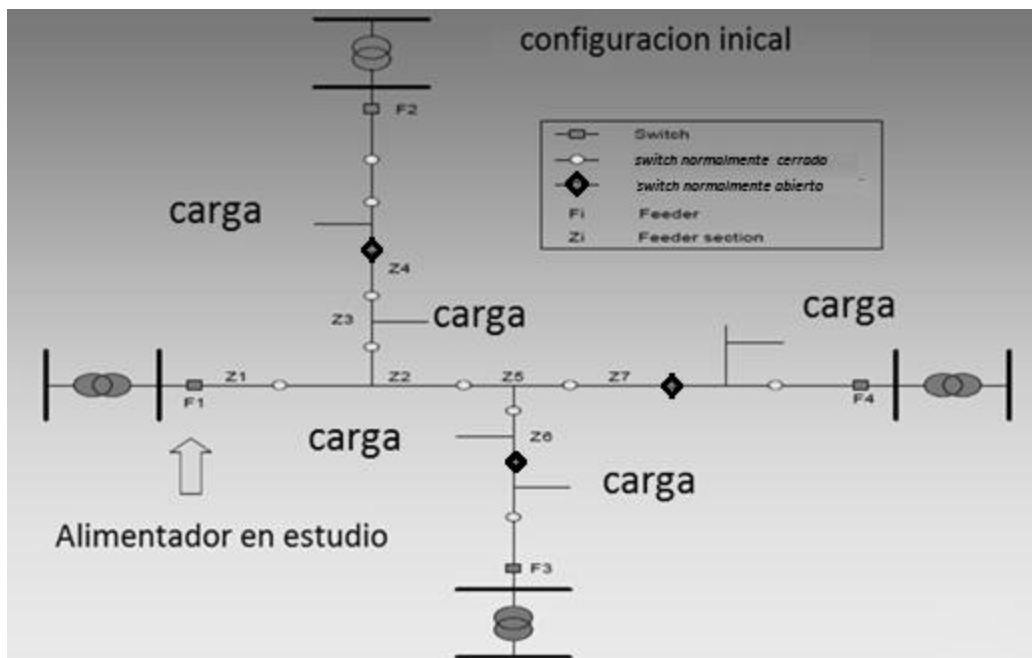
Lo anterior lleva a una situación de muchas opciones que aumenta en número exponencialmente con el tamaño del sistema.

La solución se define tratando el problema mediante programación lineal en donde un mayor número de cargas (Aij) sean alimentadas de los transformadores (Xij) que hallen disponible en un momento dado.

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n A_{ij} * X_{ij} \Rightarrow \text{Max}$$

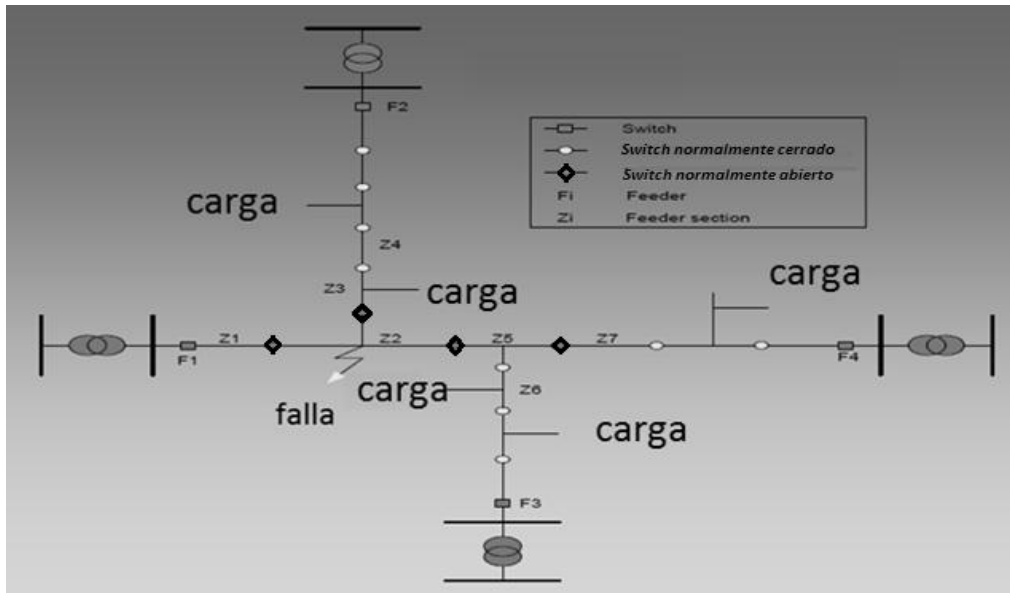
(Ec. 4.1)

Figura 41. Configuración inicial del sistema



Fuente: GERS, Juan M. *Guías para la implementación de sistemas de distribución automatizados* 84 p.

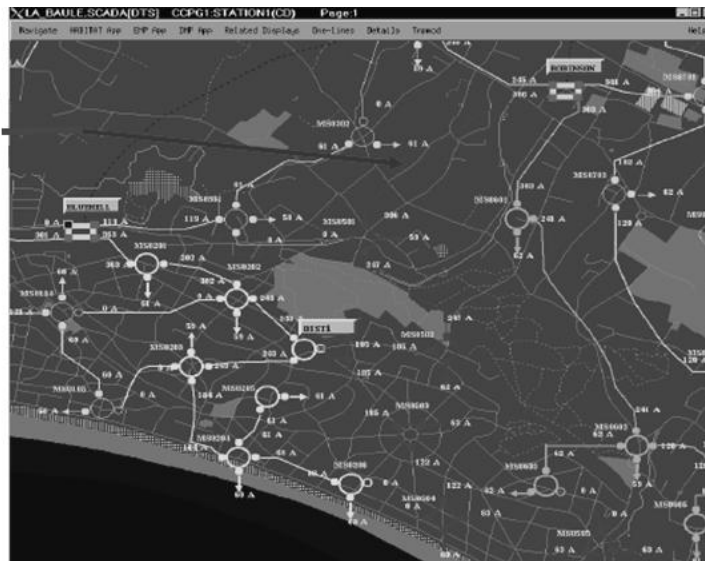
Figura 42. Configuración para restaurar el servicio después de una falla en Z2



Fuente: GERS, Juan M. *Guías para la implementación de sistemas de distribución automatizados* 84 p.

Figura 43. Esquemático de la red de distribución 1

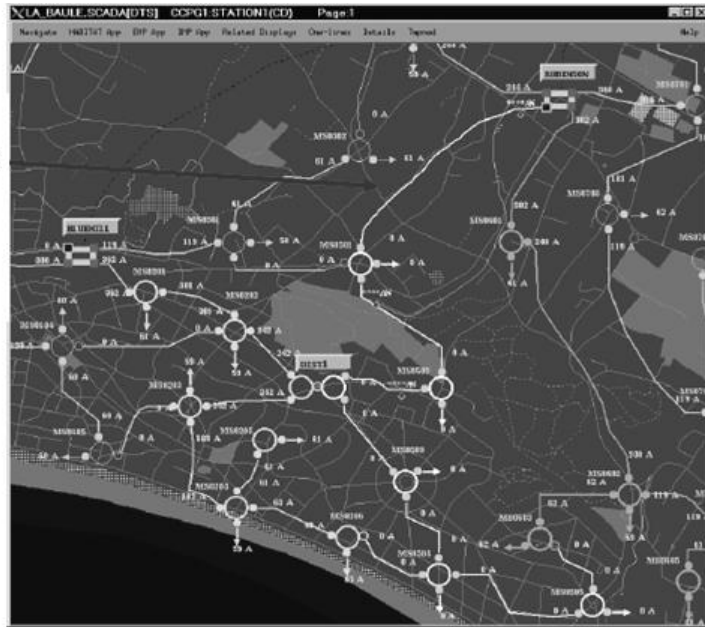
la falla tiene lugar en este alimentador



Fuente: GERS, Juan M. *Guías para la implementación de sistemas de distribución automatizados* 84 p.

Figura 44. **Esquemático de la red de distribución 2**

la línea con falla
dispara

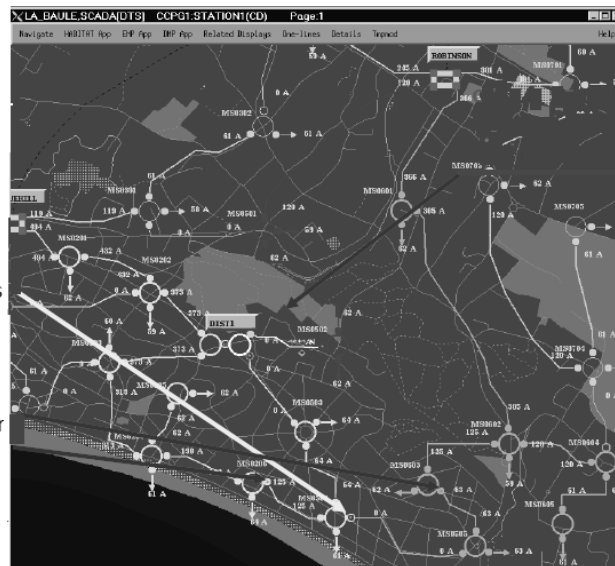


Fuente: GERS, Juan M. *Guías para la implementación de sistemas de distribución automatizados* 84 p.

Figura 45. **Esquemático de la red de distribución (el plan de restauración se ha ejecutado)**

Los interruptores se abren para evitar alimentación de otros alimentadores

los interruptores se cierran para reestablecer el servicio



solo una pequeña
sona esta todavia
fuera de servicio

Fuente: GERS, Juan M. *Guías para la implementación de sistemas de distribución automatizados* 84 p.

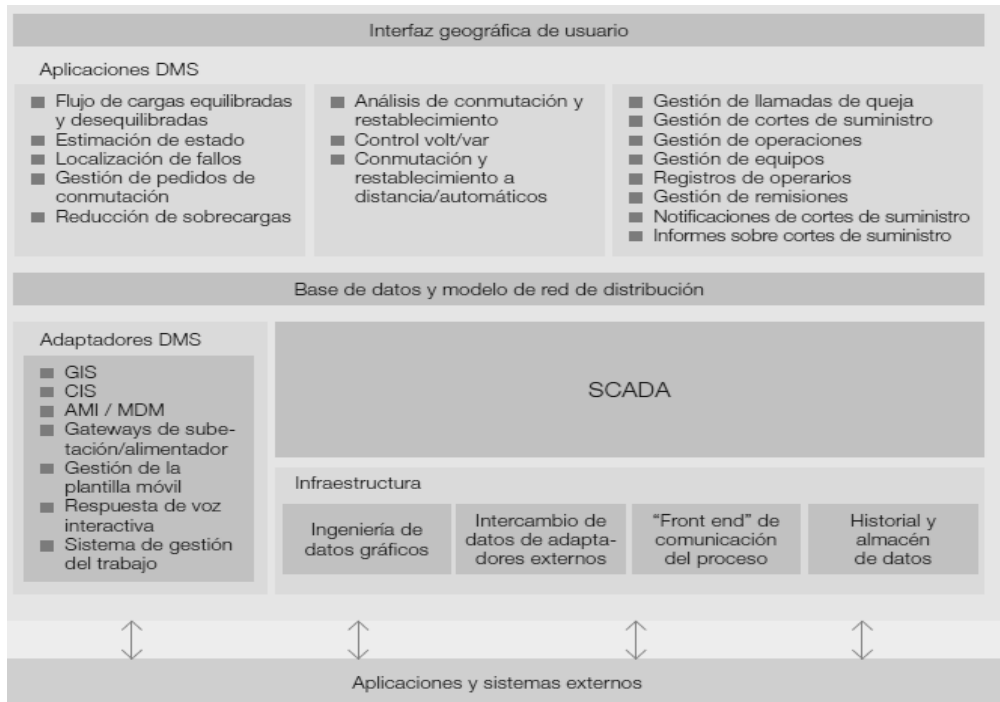
A continuación se presentan las actividades que se siguieren para iniciar un plan que permita la implementación de un sistema automatizado de distribución.

- Recolección de información
- Definición de la configuración optima
- Definición del sistema a automatizar
- Estudio del sistema
- Definición del sistema de comunicación
- Diseño de subestación y redes
- Ajuste de protecciones
- Implementación de base de datos

4.3. Aplicaciones de un sistema de gestión de distribución

Las aplicaciones avanzadas utilizan el modelo de red junto con el control de las condiciones de funcionamiento de la red con el fin de proporcionar recomendaciones para que dicho funcionamiento sea óptimo, como es muestra en la tabla. Las aplicaciones avanzadas, pueden ofrecer soluciones a muchos de los problemas a los que se enfrentan actualmente las organizaciones de distribución. En muchos casos las organizaciones de distribución deciden dejar al operador en el bucle de decisiones para que pueda supervisar el sistema; pero a medida que las redes inteligentes evolucionen el deseo de reducir al mínimo la intervención humana favorece un enfoque de bucle cerrado o automatizado. En el futuro, el grado de automatización del sistema será una decisión empresarial para cada organización de distribución.

Figura 46. **Arquitectura de un centro de operaciones totalmente integradas**



Fuente: GERS, Juan M. *Guías para la implementación de sistemas de distribución automatizados* 84 p.

4.3.1. Control de voltaje y potencia reactiva (VAR)

Dados dos nudos de un sistema eléctrico conectados entre sí, la diferencia entre los valores eficaces de sus tensiones y el flujo de potencia reactiva entre ellos están fuertemente relacionados. A su vez, tanto la caída de tensión como el flujo de reactiva son relativamente independientes de los desfases de tensión y del flujo de potencia activa. El desacoplamiento entre flujo de reactiva y caída de tensión, por un lado, y flujo de activa y desfase angular de tensión, por otro, es tanto mayor cuanto más inductivo es el carácter de las líneas, es decir, más en la red de transporte que en las de distribución, y también cuanto menos cargadas están.

En general, puede afirmarse que la potencia reactiva circula desde los nudos con tensión mayor hacia los nudos con tensión menor, considerando ambas tensiones por unidad. De la misma forma, puede afirmarse que para aumentar la tensión en un nudo hay que inyectar en él potencia reactiva, y para disminuir su tensión hay que extraer potencia reactiva, o dicho de otro modo, inyectar potencia reactiva negativa. Por eso es muy común emplear indistintamente las expresiones “control de tensión” y “control de reactiva”. El control de tensión es necesario en la red por varias razones:

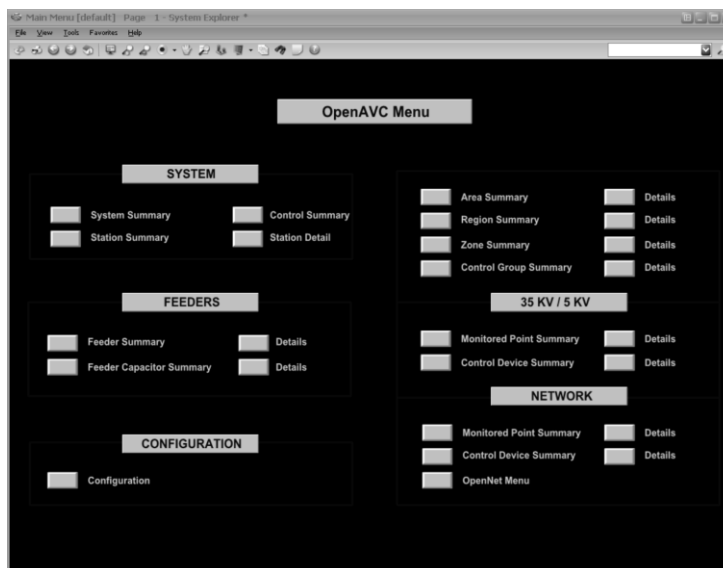
- Las tensiones en los nudos deben permanecer dentro de unos límites aceptables. Tanto los equipos de las instalaciones eléctricas como los de los consumidores están diseñados para trabajar en un rango determinado de tensión, por lo que la operación de los mismos fuera de este rango puede afectar a su funcionamiento o estropearlos.
- Un buen nivel de tensión mejora la estabilidad del sistema.
- El flujo de reactiva provoca pérdidas en las líneas por efecto Joule, y un control adecuado ayuda a reducir estas pérdidas.

A lo largo del día las cargas en un sistema eléctrico varían, y con ellas la demanda de reactiva, por lo que el sistema de control debe operar de forma continua para corregir las desviaciones de tensión. Además, a ser posible, la potencia reactiva debe producirse allí donde se necesita, con el fin de reducir los gradientes de tensión y las pérdidas del sistema. En este sentido el control de tensión es un control esencialmente local, al contrario que el control de frecuencia, y por ello se ejecuta mediante dispositivos repartidos por todo el sistema.

4.3.1.1. *Open AVC software*

Controla el nivel de tensión y la potencia reactiva, el flujo en la red siempre ha sido muy importante para centros de despacho de energía. Casi todas las cargas están diseñadas para operar dentro de ciertos rangos limitados de tensiones, y cualquier exceso innecesario de flujo de potencia reactiva causara pérdidas adicionales de energía activa para el sistema. La instalación de dispositivos adicionales de reactivos pueden ser necesarios para aliviar los problemas locales de tensión. Para un funcionamiento eficiente del sistema de potencia, su perfil de tensión y el flujo de potencia reactiva se deben controlar de forma inteligentes.

Figura 47. **Menú software *Open AVC***

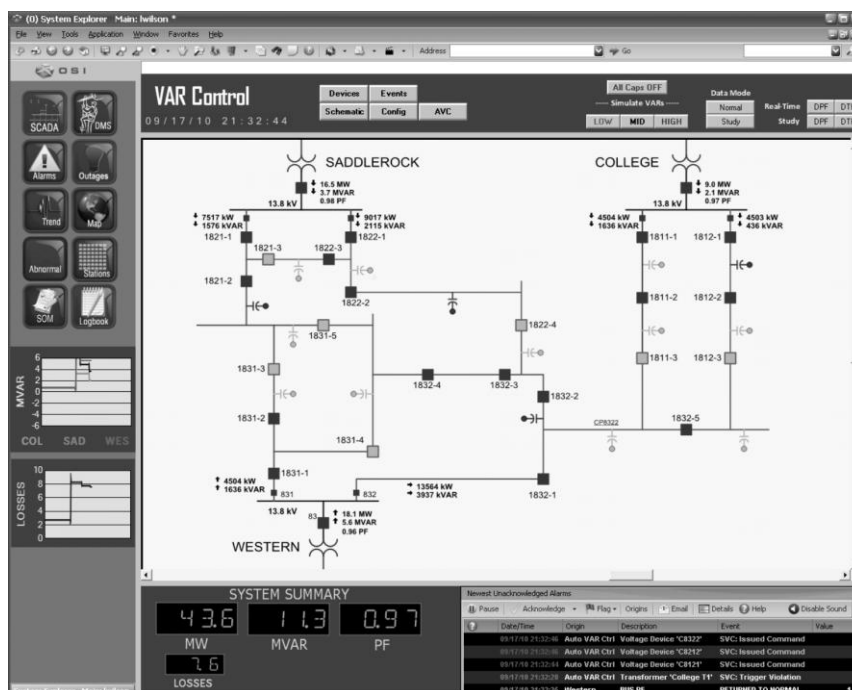


Fuente: [en línea] <http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp> (*open AVC.pdf*). Consulta: 2 de septiembre de 2013.

El controlador automático de potencia reactiva (*Open AVC*) implementa estrategias de despacho de tensión y de potencia reactiva. Estas estrategias de despacho abarca la transmisión, subtransmisión y redes de distribución, En los niveles de transmisión y subtransmisión el *Open AVC* se puede acoplar con el flujo óptimo de potencia.

Puede emitir puntos adecuados establecidos para los dispositivos controlables que minimizaran las pérdidas totales en el sistema, mientras que mantiene los parámetros de potencia reactiva relacionados con el sistema dentro de los límites razonables, incluso para los sistemas que no se pueden relacionar *Open AVC* ofrece buenos puntos de ajuste de los dispositivos controlables, los operadores pueden intervenir en el control del sistema si el sistema no está operando en estado normal.

Figura 48. Panel de control del controlador de voltaje



Fuente:[en línea] <http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp> (*open AVC.pdf*). Consulta: 2 de septiembre de 2013.

Open AVC: también puede controlar la tensión, potencia reactiva y el nivel del factor de potencia para alimentadores individuales en una red de distribución. La tensión, potencia reactiva y el nivel del factor de potencia pueden ser monitoreados de cada alimentador en tiempo real y el control de señales pueden ser utilizados para los bancos de capacitores disponibles para mantener las señales motorizadas en un rango deseables.

Open AVC en tiempo real es una aplicación de la plataforma *MONARCH*. *Open AVC* monitorea y controla la rama del factor de potencia y la magnitud de voltajes mediante el control de la fuente de reactiva.

Este puede interactuar con otros subsistemas *MONARCH*, se monitorea el estado de todas las fuentes de reactiva y los voltajes periódicamente y calcula el control del punto de referencia. En el modo circuito cerrado de operación envía señales de control adecuadas a través del SCADA.

Cada día el sistema eléctrico es más grande, el trabajo en los centros de despacho es más y más complicado, la mayor parte de la complejidad se debe a la amplitud de procesamiento de datos involucrados. Toda la información acumulada en las RTU's debe ser analizada y debe ser emitido un comando de acción apropiado en un período de tiempo corto. *Open AVC* puede ayudar a los operadores en la tediosa tarea de procesar una gran cantidad de datos mediante el control de los voltajes y corrientes reactivas y realizar medidas de control adecuadas.

Bajo una operación de emergencia, esto permite la concentración del operador en las partes de la red que requieren operación inmediata, mediante la reducción de procesamiento de datos para el operador, sin el riesgo de variación de tensión importantes.

4.3.2. Corte de energía y reconexión

Es un hecho inevitable que los sistemas de distribución están sujetos a varios tipos de fallas ya sea de la subestación o de alimentadores, fallas temporales, como *flashover* durante un período de rayo se borran con los reenganches de los *recloser* y el servicio se restablece de nuevo a todos los clientes. Fallas permanentes causan acciones en el relé que abren los interruptores y desenergizan la zona con falla de la subestación o alimentador. Las fallas pueden ocurrir dentro de una subestación o un alimentador, *Open FISR* utiliza información de telemetría de estado en SCADA para detectar los sistemas de gestión de cortes de energía y aislar los fallos de una subestación o alimentador.

El aislamiento de fallas y sistema de restauración (*Open FISR*), proporcionan una instalación eficiente para el sistema de distribución, aislamiento de fallas y restauración del servicio, *Open FISR* es una aplicación de un sistema de gestión de distribución.

Las características principales de *Open FISR* son:

- Multi_subestaciones, multi_alimentadores, y multi_fallas, procesamiento y restauración.
- Un entorno integrado que abarca SCADA, análisis de red de distribución, (*Open DNA*), problema de gestión de llamadas (*Open TCM*), y gestión de orden de cambio (*Open SOM*).
- Son compatibles con múltiples estrategias de restauración.

Como su nombre lo indica, *Open FISR* contiene los dos componentes para la gestión de fallas, un componente de aislamiento de fallas que identifica la ubicación de la falla, y señala el punto de falla en el sistema. Un componente de restauración, seccionando en un punto y en otro sobre el sistema, un componente de restauración, seccionando en un punto y en otro sobre la base de un número de criterios especificados y deseados.

Open FISR es una aplicación con una total automatización que incorpora avanzadas técnicas de interfaz gráficas, dentro del medio de *MONARCH*, *Open FISR* se ejecuta en conjunto con *Open View*, interfaz gráfica de usuario y utiliza la avanzada tecnología de procesamiento, se puede fácilmente manejar errores con condiciones que involucren múltiples estaciones o situaciones con falla en un lugar. Hay varios modos de operación, incluyendo un monitor, un control totalmente automatizado y un modo de suspensión/tormenta.

En el caso de una falla permanente en la subestación, el equipo de protección aísla automáticamente los dispositivos defectuosos, dependiendo del tipo de falla y los alimentadores malos. *Open FISR* analizan la condición y recomienda la acción de conmutación que maximice la restauración del alimentador, a través de la conexión con alimentadores sanos.

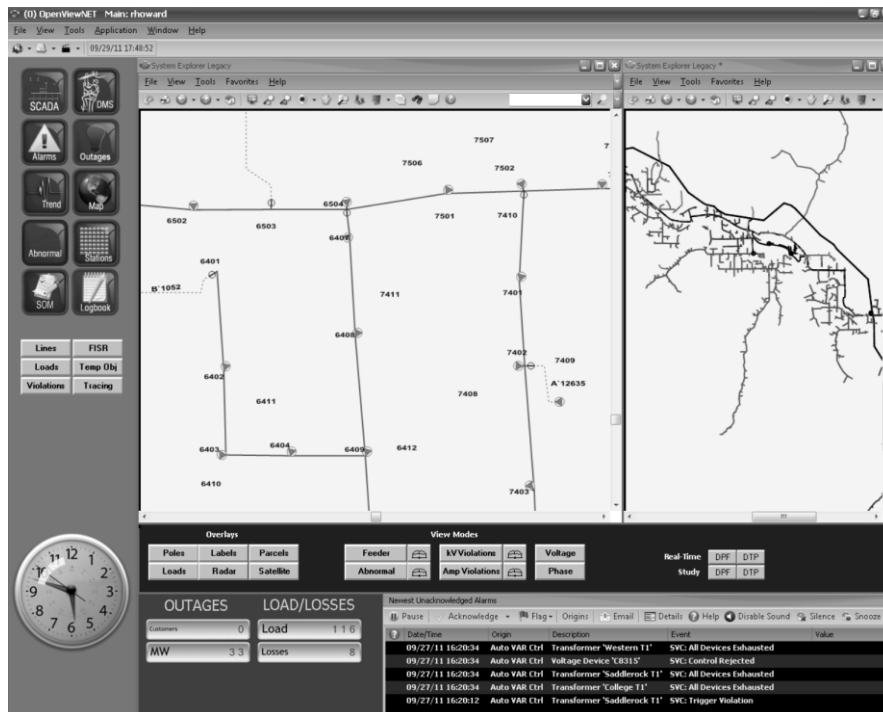
Los operadores también pueden utilizar los indicadores de alarma o llamada de problema de los clientes, esto determina la extensión de las áreas de interrupción, para aislar secciones defectuosas, sin tener en cuenta el aislamiento manual o automático.

4.3.3. Sistema de interfaz gráfico

El Sistema de Información Geográfico (SIG) tiene como objetivo brindar información tanto geográfica como eléctrica que facilite la dirección, operación, explotación y planificación de la red eléctrica. Logrando así la reducción de los costos operativos y la mejora en la calidad del servicio al cliente, contribuyendo al aumento del control existente sobre la red, a la vez que facilita las operaciones de mantenimiento de las partes de las líneas eléctricas.

Este sistema resulta muy útil a los operadores de la Red eléctrica del despacho provincial, brindándoles la posibilidad no solo de acceder a la información eléctrica de los elementos sino además a la información física de los mismos, o sea que cuentan en el mapa con los datos necesarios para un mejor control y operación del sistema eléctrico. Ello facilita la toma de decisiones en un momento dado, conocer el lugar de una avería y los sitios donde tiene mayor posibilidad de ocurrir un fallo de la red, entre otras opciones. Todo esto incide de manera importante en la gestión de la empresa en cuanto a la atención de las interrupciones y la mejor operación de la red

Figura 49. Interfaz software *Open GIS*



Fuente: [en línea] <http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp> (*open GIS.pdf*). Consulta: 2 de septiembre de 2013.

Algunas utilidades del GIS en la parte operativa:

- Localizar más rápidamente las quejas de interrupciones de la población.
- Localizar una instalación fallada con facilidad.
- Organizar el recorrido de los carros de forma más eficiente, disminuyendo el consumo de combustible. (Despachadores).
- Ver en el mapa las zonas con defectos en nuestras instalaciones, circuitos con conductores inadecuados o con mal aislamiento, postes en mal estado, etc.

En lo referente a la explotación de la red:

- Permite localizar las instalaciones con parámetros diferentes (anormales).
- Visualizar los voltajes de los clientes en el mapa y por tanto detectar problemas de voltaje en los mismos.
- Hacer un estudio de fallas de equipamiento por zonas rurales. (Despachadores)
- Tener la ubicación de transformadores sobrecargados y tomar acciones.
- Observar los circuitos de alumbrado con problemas y las luminarias o bombillas fundidas y realizar acciones

En la parte de planificación:

- Permite la optimización del uso de las redes.
- Una expansión óptima de las redes de distribución al conocer en detalles las características de las redes existentes y su ubicación en el mapa.
- En determinadas escalas permite dibujar el croquis de los nuevos proyectos con la exactitud necesaria, lo que disminuye los costos totales del proyecto.

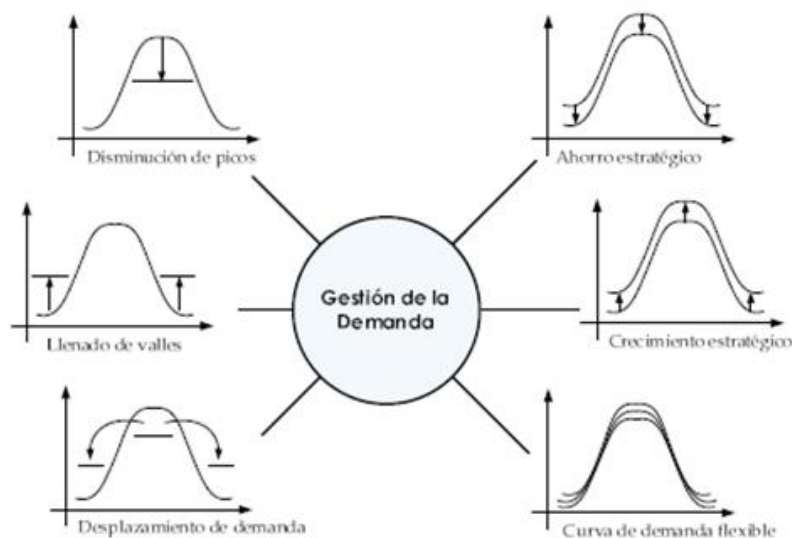
4.3.4. Gestión de carga

La implementación de cualquier programa de DSM lleva implícita una modificación de la curva de demanda. No obstante, todas las acciones no provocan el mismo tipo de cambio, y además, los objetivos perseguidos en cada caso pueden ser disminución de demanda, crecimiento estratégico.

Por tal motivo, resulta necesario definir para cada situación objetivos concretos y de este modo, escoger las acciones más adecuadas en base a los resultados deseados. La siguiente figura muestra las principales modificaciones de la curva de carga que es posible conseguir a través de la implementación de estos programas, lo cual viene a definirnos el conjunto básico de objetivos que pueden alcanzarse.

Respecto al tipo de acción más adecuada para la obtención de cada objetivo propuesto, la figura establece una correspondencia entre ambos conjuntos, definiendo para cada uno de los objetivos los programas o acciones que más se ajusten a su consecución.

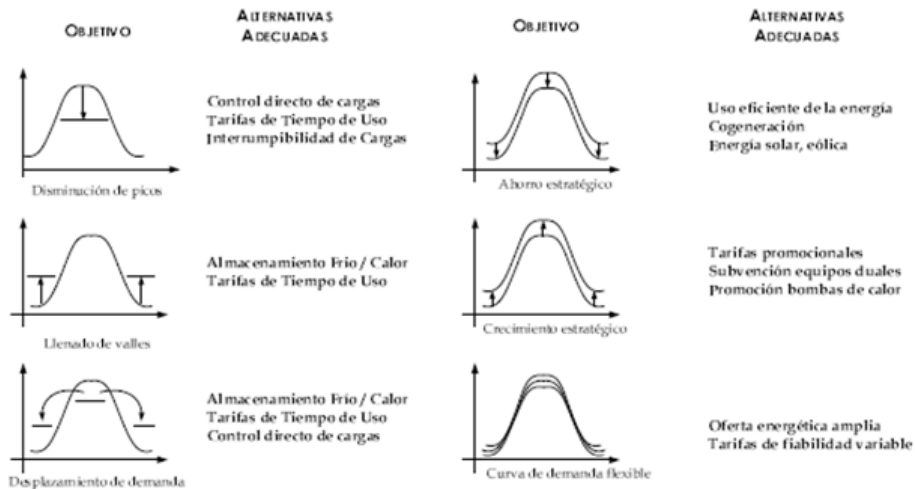
Figura 50. **Modificaciones de la curva de demanda**



Fuente: [en línea] <http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp>.

Consulta: 2 de septiembre de 2013.

Figura 51. **Alternativas adecuadas, modificación de la curva de demanda**



Fuente: [en línea] <http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp>.

Consulta: 2 de septiembre de 2013.

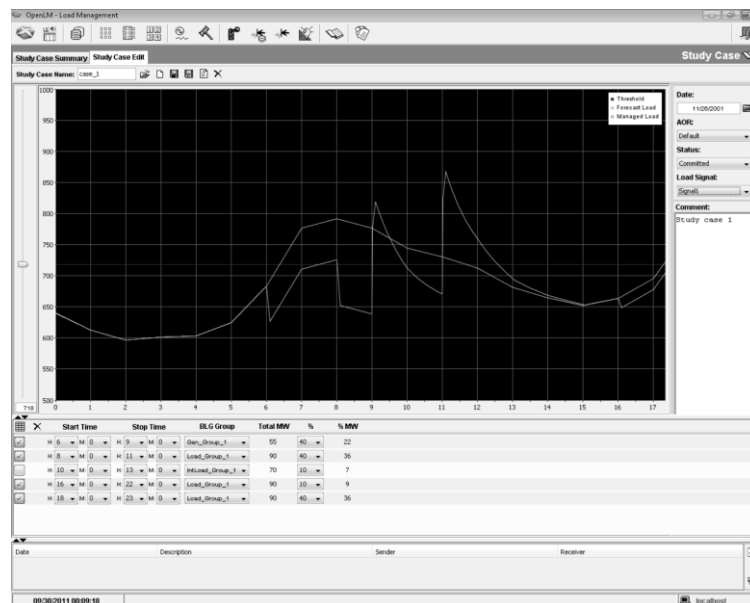
Los programas de DSM han sido catalogados en base a diferentes criterios. Así, por ejemplo, algunos autores consideran la Gestión de Cargas (LM) formada por dos grandes grupos: control de carga directa y control de carga indirecta, en función de que sea la compañía o el propio usuario quien tengan la potestad de conectar o desconectar las cargas respectivamente. Otros añaden un tercer grupo en el que consideran las acciones de almacenamiento energético, las cuales permiten tanto a la compañía como a los clientes tomar decisiones sobre la energía a almacenar en horas valle y su utilización posterior en períodos de punta.

Una clasificación más detallada es la que el organismo estadounidense Energy Information Administration (EIA) ha elaborado en función de los programas implementados en este país.

El subsistema de gestión de carga *Open LM* es una aplicación para una efectiva implementación de estrategias para la gestión de cargas para sistemas eléctricos de potencia. El software puede calcular una estrategia o disminuir una carga pico esperado y evitar demandas excesivas.

Open LM es una aplicación genérica, no específica para un hardware de gestión de carga, y puede ser empleada para interfaces con una variedad de hardware de gestión de carga. La aplicación *Open LM Web-enabled*, su base de datos *back-end* está relacionado a un navegador web que se utiliza como interfaz del operador, por lo tanto *Open LM* se puede utilizar a través del internet para el transporte de datos.

Figura 52. Interfaz software *Open LM*



Fuente: [en línea] <http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp> (*open LM.pdf*). Consulta: 2 de septiembre de 2013.

Existen tres componentes principales de *Open LM*

- Servidores *Open LM*: controla la ejecución del programa de gestión de carga, maneja la interacción de base de datos y registra todos los eventos del sistema.
- Controlador *Open LM*: acepta comandos de ejecución desde el servidor de *Open LM* y los pasa a la RTU/transmisor.
- Cliente *Open LM*: utilizado por el operador para acceder al sistema, y realizar el ingreso de datos y realizar la actualización de datos y las tareas de control.

La interfaz del SCADA se utiliza para recuperar los datos necesarios para la operación de gestión de carga, monitoreo continuo en tiempo real de las variables de gestión de carga. *Open LM* con la información del SCADA recupera la carga en tiempo real y determina la acción apropiada a través de la comparación de carga predefinida y dispositivos disponibles.

Los dispositivos son automáticos liberando la carga para el usuario final, implementando un plan predefinido, la historia de operación es automática manteniendo dentro de *Open LM* la base de datos relacionado para facilitar el acceso.

Una característica del modo de estudio también está disponible permitiendo al usuario la evaluación efectiva de varias estrategias de sistemas de gestión de carga, asociado dentro de cada estrategia un modelo automatizado incluyendo el efecto de una potencia acumulada si los dispositivos controlados permanecen apagados durante períodos de tiempos prolongados. Estos pueden ser almacenados y comparados con determinadas soluciones de gestión de carga óptima, una vez determinado el resultado puede ser utilizado como entrada para el componente de control como una operación programada.

4.3.5. Gestión de red de distribución

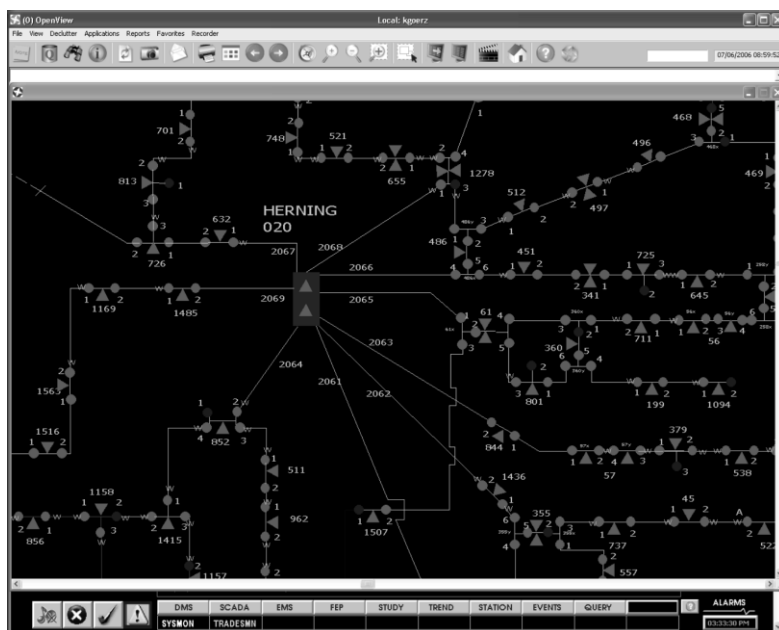
Las redes eléctricas clásicas se han gestionado cuidadosamente desde los centros de operaciones para garantizar el mantenimiento de un suministro de energía suficiente a pesar de los picos y valles de la demanda.

Cada sección de la red tiene un centro de operaciones que realiza y coordina diversas funciones, como la vigilancia de sistemas, el control y la administración y expedición de cuadrillas. Se ha considerado tradicionalmente “el cerebro” del sistema eléctrico, desde el que se han dirigido las operaciones.

La aplicación *Open Map* tiene la capacidad de trazos de circuitos para el análisis de soluciones de la red. Al trazar la topografía de la red desde un punto de falla una representación visual del área de la falla puede ser analizada a través de la colocación de colores del diagrama unifilar del sistema, a medida que más datos estén disponibles, se puede visualizar mejor para un análisis más completo, por su puesto toda la telemetría de estado de la red es utilizado en el análisis.

Open Map es un sistema gráfico completo que soporta una base de coordenadas sobre la pantalla. El sistema soporta capas, superposiciones y zoom. Los datos gráficos se pueden importar hacia o desde otro sistema a través del formato dxf.

Figura 53. Interfaz *Open Map*



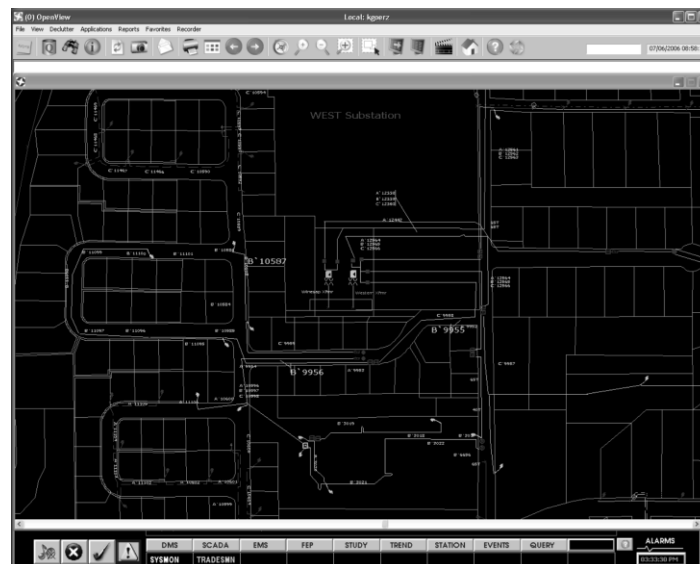
Fuente: [en línea] <http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp> (open Map.pdf). Consulta: 2 de septiembre de 2013.

También proporciona la interpretación visual del circuito a través del uso de coloración. Los elementos de la red están codificados con colores de acuerdo a sus condiciones de energía, no energizados, con conflictos, etc. Varias extensiones de la red de distribución pueden ser monitoreadas, incluyendo:

- Coloración de nodos y dispositivos
- Condiciones de isla, incluyendo la coloración de nodos y dispositivos dentro de un sistema en isla.
- Fuente de rastreo incluyendo la coloración de los nodos y los dispositivos de hasta e incluyendo una fuente de alergización.

Está totalmente integrado con el sistema SCADA para activar el cambio en la remota en el campo, y el estado de información actualizado para los equipos afectados y los clientes. Además toda la red puede estar en un modo estudio, donde la reconfiguración de futuras conmutación, estado normal, y/o escenario de estado propuesto puede ser examinada. Para facilitar el análisis en tiempo real y escenarios propuestos, el *Open Map* puede estar integrado con el sistema de análisis de red (es decir *Open DNA*) los resultados de los cuales (incluyendo la violación del sistema) se pueden ver directamente en el topográfico.

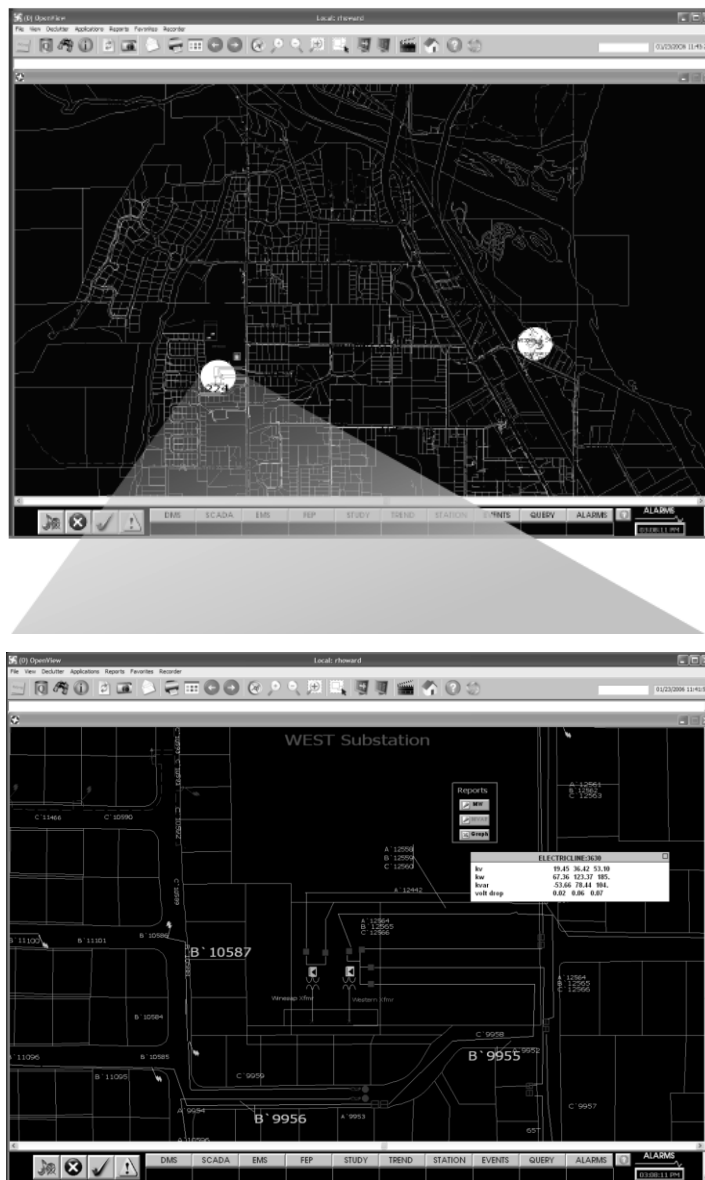
Figura 54. **Interfaz geográfica *Open Map***



Fuente:[en línea] <http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp> (*open Map.pdf*). Consulta: 2 de septiembre de 2013.

Open Map puede estar integrado con un sistema GIS con el fin de facilitar las actualizaciones del modelo de red, cuando estas sean necesarias y estén disponibles.

Figura 55. Interfaz geográfica *Open Map*



Fuente: [en línea] <http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp> (*open Map.pdf*). Consulta: 2 de septiembre de 2013.

4.3.6. Gestor de orden de conmutación

La formulación de una estrategia de ejecución es bastante difícil, *Open SOM* proporciona las herramientas necesarias para la formulación de tales estrategias de conmutación, permitiendo que el operador verifique las acciones antes que se dé la orden de ejecución.

Su base de datos es relacional y un navegador web se utiliza como interfaz del operador, por lo tanto el acceso del operador se puede proporcionar usando el internet como transporte de datos. El usuario interactúa con el sistema por la formulación de escenarios de conmutación a través del navegador web, la aplicación del servidor es una aplicación Java, se ocupa de las interacciones de base de datos y registros de los propios eventos del sistema.

Los diferentes niveles de responsabilidad y autoridades son aplicados a diferentes funciones dentro del *Open SOM*, por lo tanto, el uso del producto puede ser calificado como:

- Operador de sistema: analiza estrategias y verifica la respuesta esperada.
- Autoridad: opina, reverifica, y aprueba cambios a las órdenes.
- *Crew*: implementa las órdenes de conmutación, actualizaciones en tiempo real en cuanto al estado de las órdenes y puede ser alimentado nuevamente al centro de control.

El medio principal de definir una orden de conmutación es a través del “*pint and click*” aplicación con interacción grafica tales como *Open View* para realizar.

- Selección de dispositivos como entradas a *Open SOM*
- Representación visual para comprobar la conectividad de la red

Una vez que una orden de interrupción está establecida puede ser validada contra tiempo real o proponer una operación condicionada a través de una interfaz como herramienta para el análisis de la red permitiendo así una verificación previa de la orden antes de enviarse.

Además de generar órdenes de conmutación *Open SOM* es capaz de enviar señales de control automático a través del SCADA para realizar y verificar el cabio automático de las operaciones.

4.4. Medios de comunicación del sistema DMS

Las redes de comunicación permiten interconectar físicamente todos y cada uno de los dispositivos que conforman el sistema para el intercambio de datos.

Algunos medios comunes son:

- Radiofrecuencia
- Teléfono
- Portadora por línea de potencia
- Microondas
- Fibra óptica

Se requiere de un control para mantener la frecuencia y la corriente en las líneas de: transmisión y distribución, para esto se requiere de algunas características que son:

- Supervisar miles de valores
- Conocer el estado eléctrico de la red
- Conocer el efecto de cualquier interrupción

4.4.1. Hilo de guarda OPGW

Este cable está compuesto por un núcleo óptico, formado por fibras ópticas alojadas holgadamente en tubos de plástico de alto módulo resistente a altas temperaturas. Los tubos con sus fibras se colocan helicoidalmente con un paso adecuado, sobre un elemento central resistente de fibra de vidrio compactada con resina. Este núcleo óptico de modo holgado irá alojado dentro de un tubo de aluminio.

Aquel antes de introducirlo en el tubo de aluminio, se impregna de un compuesto de relleno de antihumedad de baja viscosidad y elevado punto de fusión. Sobre el tubo de aluminio se cablean alambres de acero recubiertos de aluminio (*alumoweld*) en una capa. Se trata de un tubo extruido de aluminio puro 99,7 %, que proporciona estanqueidad (no admitiéndose soldaduras) y protección mecánica al núcleo de fibra óptica como conductividad eléctrica al conjunto del cable.

4.4.1.1. Características constructivas

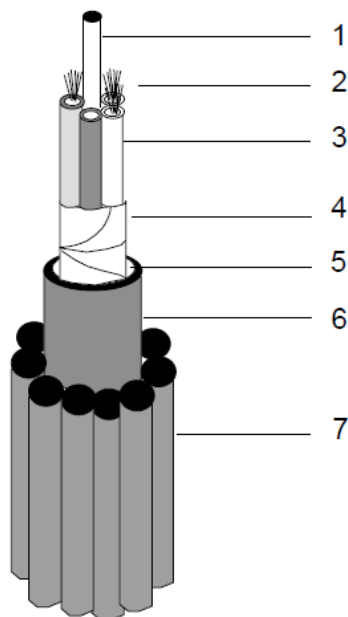
En la siguiente figura se presenta a título orientativo, la construcción y estructura del cable tipo OPGW.

Las características de este tipo de cable aconsejan tratarlo en dos partes perfectamente diferenciadas atendiendo a las funciones que tienen asignadas.

Los elementos relacionados con los números 1, 2, 3, 4 y 5 corresponden al núcleo óptico.

Los elementos relacionados con los números 6 y 7 corresponden a la parte metálica, destinada a garantizar las prestaciones de tipo mecánico y eléctrico.

Figura 56. **Construcción orientativa del cable OPGW**



Fuente: Norma Iberdrola. 20 p.

1. Soporte central dieléctrico
2. Fibras ópticas
3. Tubos de protección holgada de las fibras taponados con gel antihumedad
4. Sujeción del núcleo óptico
5. Núcleo óptico con taponado antihumedad
6. Tubo de aluminio
7. Armadura de hilos de aleación de aluminio

4.4.1.2. Núcleo óptico

El núcleo óptico estará formado por un soporte central dieléctrico y un grupo de tubos, reunidos y sujetos convenientemente, en configuración de hélice o SZ alrededor del soporte central. Cada tubo va taponado con un gel hidrófugo, con las fibras de protección holgada. En los cables en que se utilice dos tipos de fibras las del tipo G655 irán en un mismo tubo, de color amarillo.

4.4.1.3. Envoltente metálico

La envoltente metálica estará constituida por un tubo estanco y una corona de hilos de acero recubierto de aluminio.

Sobre el núcleo óptico se extruye un tubo estanco que impida el paso de la humedad a la vez que disminuya la resistencia eléctrica del cable. Encima de este tubo se colocará una corona de hilos de acero recubierto de aluminio, según UNE EN 61 232, dispuestos helicoidalmente a derecha confiriendo al cable las características mecánicas necesarias.

El cable en su aspecto exterior deberá presentar un cableado uniforme, brillante y limpio de jabones y grasas. Los alambres estarán perfectamente tensados.

4.4.1.4. Utilización

Los cables OPGW son utilizados para la implementación de fibra óptica para comunicación a través del cableado de alta tensión. Por lo tanto son de mayor resistencia, durabilidad y fiabilidad especialmente por sus tipos de recubrimiento y protección robusta.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DMS BASADO EN EL SISTEMA SCADA ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV DEL ÁREA METROPOLITANA

5.1. Análisis económico de los equipos actuales y faltantes en la red eléctrica

Para la implementación de este sistema es necesario conocer los equipos y materiales más importantes que se necesitan en la red eléctrica para su correcto funcionamiento.

A continuación se presentan algunas tablas con los materiales existentes y faltantes en la red eléctrica con el costo de cada elemento.

Tabla VIII. Equipos existentes en las líneas de transmisión de 69 kV

ítem	Descripción	Precio Unitario	Unidad
1	Cable OPGW T/centra core36F.G652 y12F.G65	Q 30,26	mts
2	Cable fibra ADSS 48 hilos	Q 19,71	mts
3	Grapa hierro Remate L. Guarda 5/16"	Q 214,52	pza
4	Grapa hierro Susp. L. Guarda 5/16"	Q 100,88	pza
5	Empalme FOpt.P/cableOPGW 48hilos4Puer.En	Q 1 552,22	pza
6	Juego Herraje de paso P/OPGW de 12.05mm	Q 606,97	pza
7	Juego Herraje d/remate P/OPGW de 12.05mm	Q 1 177,55	pza
8	Amortiguadores Amorfos Stockbridge	Q 96,47	pza
9	Juego Grapas d/Bajada para poste	Q 58,07	pza
10	Grapa Acumuladora.d/cable OPGW	Q 244,10	pza
11	INT/ AIRE KPF T-MD-207 ANGULO 88KV RIGTH	Q 98 460,72	pza
12	Local/Remote Weitch (SEECO)	Q 146 328,00	pza
TOTAL ESTIMADO		Q 248 889,47	

Fuente: elaboración propia (datos: transportista eléctrica metropolitana).

Tabla IX. Equipos existentes en una subestación eléctrica

item	Descripcion	Precio Unitario	unidad
1	INT TRIF APERT CENT 69KV 1200A C/TIERRA	Q 66 121,9	pza
2	secc.trif. 69KV aper. Central motorizado	Q 71 120,0	pza
3	INTERRUPTOR D/POTENCIA 69KV P/PROTC.LINE	Q 396 920,0	pza
4	Secc.Trif. 69KV aper.lat.central 1200 A.	Q 51 268,7	pza
5	EPL-1 EtherPoll Single Port Ethernet SCA	Q 4 109,6	pza
6	RELE SEL 387E CON DNP3	Q 52 428,5	pza
7	Relevadores diferenc. P/lineas de15-50km	Q 63 795,7	pza
8	SEL-587Z H IMPEDANCE DIFERENCIAL PROTCTI	Q 34 992,9	pza

Continuación de la tabla IX.

9	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE PARA PROTECCI	Q	78 176,0	pza
10	TRANSFORMADOR POTENCIAL 69kV,REL.350:1-1	Q	55 104,0	pza
11	TERMINALES DIGITALES	Q	148 110,1	pza
12	ELECTROSWITCH 7802D	Q	9 061,4	pza
13	RELEVADOR DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA	Q	174 999,1	pza
14	Regulador de voltaje	Q	8 878,9	pza
15	Relevador diferencial de alta impedancia	Q	34 992,9	pza
TOTAL ESTIMADO		Q	1 250 079,51	

Fuente: elaboración propia (datos: transportista eléctrica metropolitana).

Como se observa en las tablas anteriores, los equipos principales en la línea de transmisión y en las subestaciones del área metropolitana ya se encuentran instalados, a diferencia del centro de operaciones o sala de mando en donde para tener un sistema automatizado son necesarios software como los mencionados en el capítulo 4.3.

A continuación se muestra una tabla con los equipos faltantes en el sistema eléctrico.

Tabla X. **Equipos faltantes en el centro de control**

ítem	Descripción	Precio Unitario
1	software VAR control	Q 118 600,00
2	Software Corte de energía y reconexión	Q 148 000,00
3	Sistema de interfaz gráfico	Q 382 600,00
4	Software para gestión de carga	Q 162 800,00
5	Gestor de red de Distribución	Q 311 600,00
6	Gestor de orden de conmutación	Q 170 000,00
	TOTAL ESTIMADO	Q 1 293 600,00

Fuente: elaboración propia, [en línea: <http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp>]. Consulta: 2 de septiembre de 2013.

5.2. Beneficios económicos para los participantes con el DMS

El Sistema Eléctrico de Guatemala está compuesto por tres componentes: generación (oferta eléctrica), transporte, y distribución (demanda de energía).

El Sistema de Generación está conformado por: centrales hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna y centrales geotérmicas.

El Sistema de Transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario. Estando el sistema principal compartido por los generadores y las interconexiones a otros países, y operando básicamente en tres niveles de voltaje: 230, 138, y 69 kV. El sistema secundario es el medio de interconexión de un generador a la red principal.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución – líneas, subestaciones y las redes de distribución – que opera en tensiones menores a 34,5 kV. Las principales empresas distribuidoras, coordinadas por la Asociación del Mercado Mayorista son: Empresa Eléctrica de Guatemala, Distribuidora de Electricidad de Occidente, Distribuidora de Electricidad de Oriente y Empresas Eléctricas Municipales.

5.2.1. Incidencias en el transportista

En la Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones – NTCSTS- establece los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y las sanciones respecto de los siguientes parámetros.

- Calidad del producto por parte de los transportistas
- Incidencia de los participantes en la calidad del producto
- Calidad del servicio técnico

La evaluación de la calidad del servicio técnico se hará por medio del sistema de medición y control de los participantes según la NTCSTS, en función de la duración de una indisponibilidad en minutos, el número de salidas o indisponibilidades forzadas y de los sobrecostos que sus restricciones produzcan en el sistema de transporte.

Se considerará como indisponibilidad toda circunstancia o falla que impida o restrinja la circulación del flujo eléctrico a los participantes del sistema de transporte, incluyendo la indisponibilidad forzada de líneas, la indisponibilidad

del equipo de compensación, la indisponibilidad programada, las desconexiones automáticas y la reducción a la capacidad de transporte.

No serán consideradas las indisponibilidades relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados por la comisión.

La calidad del servicio técnico del transportista respecto de la indisponibilidad forzada de líneas de transmisión, dependerá de la categoría y tensión de las líneas y se evaluará en función del número de salidas o indisponibilidad forzada, la duración total de la indisponibilidad forzada de cada línea, y los sobrecostos por restricciones ocasionados.

El Número Total de Indisponibilidades o Salidas Forzadas de la Línea i , $NTIFLi$, durante el período de control es:

$$NTIFLi = \sum_{j=1}^n IFjLi \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Donde:

n : número total de indisponibilidades forzadas de la línea i ,

$IFjLi$: indisponibilidad forzada j de la línea i .

La Duración Total de Indisponibilidad Forzada de la Línea i , $DTIFLi$, durante el período de control es:

$$DTIFLi = \sum_{j=1}^n DIFjLi \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Donde:

n: número total de indisponibilidades forzadas de la línea i,

DIF_{jLi}: duración de la indisponibilidad forzada j de la línea i.

La tolerancia a la Indisponibilidad forzada, para cada una de las líneas de transmisión, dependerá de la categoría y del nivel de tensión según lo indicado en la siguiente tabla:

Tabla XI. **Tolerancia de la tasa de indisponibilidad forzada**

CATEGORÍA	TENSIÓN kV	TOLERANCIA AL NUMERO TOTAL DE INDISPONIBILIDADES FORZADAS PARA CADA LINEA, NTIF, POR AÑO
A, B y C	230	2
	138	3
	69	3

Fuente: Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones (CNEE).

La tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada, para cada línea, en función de la categoría de la línea y del nivel de tensión, será la indicada en la siguiente tabla:

Tabla XII. **Tolerancia de la duración total de indisponibilidades forzadas**

CATEGORÍA	TENSIÓN kV	TOLERANCIA A LA DURACION TOTAL DE LAS INDISPONIBILIDES FORZADAS PARA CADA LINEA, DTIF, MINUTOS, POR AÑO
A, B y C	230	180
	138	300
	69	300

Fuente: Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones (CNEE)

5.2.1.1. Sanciones por Indisponibilidades forzadas

Para cada línea, en la que se superen las tolerancias correspondientes a la tasa de indisponibilidad o a la duración total de indisponibilidad forzada, la sanción se determinará de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Si el número total de indisponibilidades forzadas es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada línea i, es igual a:

$$SNTIFLi = [NTIFLi - NTIF] * DTIFLi / NTIFLi * k * RHT / 60$$

(Ec. 5.3)

Si la duración total de indisponibilidad forzada es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada línea i, es igual a:

$$SDTIFLi = [DTIFLi - DTIF] * k * RHT / 60$$

(Ec. 5.4)

La sanción total para el período de control será:

$$ST = \sum SNTIFLi + \sum SDTIFLi$$

(Ec. 5.5)

Donde:

SNTIFLi: sanción, en quetzales, por el número total de indisponibilidad forzada para la línea i.

SDTIFLi: sanción, en quetzales, por la duración total de indisponibilidad forzada para la línea i.

NTIF: tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea.

NTIFLi: número total de indisponibilidades forzadas, para la línea i.

DTIF: tolerancia a la duración total de indisponibilidad forzada para cada línea.

DTIFLi: duración total de indisponibilidad forzada, para la línea i.

RHT: remuneración horaria del transportista, para la instalación que corresponda, según el artículo 132 del reglamento de la ley general de la electricidad.

ST: sanción total, para el período de control.

K: coeficiente según la categoría de la instalación de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla XIII. **Coeficiente según la categoría de la instalación**

CATEGORIA	ETAPA 4
A	2
B	1
C	0.5

Fuente: Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones (CNEE).

Para fallas o indisponibilidades de larga duración (mayores a 48 horas) el valor de K, se incrementa en un cincuenta por ciento.

Los propietarios de redes y operadores se enfrentan hoy a nuevos desafíos debido a las estrictas exigencias reglamentarias como anteriormente se describió, las preocupaciones de seguridad del sistema y las limitaciones inherentes de capacidad en la demanda de una mayor transferencia. Al mismo tiempo, ellos también se enfrentan a crecientes presiones de costos para minimizar o restringir las inversiones operativas o de capital en el ámbito de activos de transmisión. La necesidad de herramientas prácticas, eficaces y fiables para ayudar a manejar estos importantes activos en tiempo real nunca ha sido más fuerte.

La gestión eficaz de los activos implica una monitorización eficiente e inteligente de la red de transmisión, las herramientas de seguridad inteligentes y confiables de análisis para el desarrollo de estrategias efectivas para evitar, mitigar y hacer frente a las emergencias del sistema, disminuyendo así las interrupciones en el sistema y por ende disminuyendo las sanciones correspondientes.

En la siguiente tabla se da una idea del número y tiempo de indisponibilidades forzadas en un año estacionario y el costo económico para la empresa transportista.

Tabla XIV. Costo de falta de suministro eléctrico de líneas por falla

NOMBRE	TIPO	NTIFI	DTIFI	NTIF	DTIF	VECES EXCEDIDAS	MINUTOS EXCEDIDOS	K	RHT	ENS NTIF	ENS DTIF	INII
Linea 1	A	4	841	2	180	2	661.0000	2	609.79194	Q 8,547.25	Q 13,435.75	Q 21,983.00
Linea 2	A	3	1637.33	2	180	1	1457.3300	2	273.506953	Q 4,975.79	Q 13,286.33	Q 18,262.12
LINEA 3	C	4	364.57	3	300	1	64.5700	0.5	750.704058	Q 570.18	Q 403.94	Q 974.12
Linea 4	C	3	219.43	3	300	0	0.0000	0.5	394.03879	Q -	Q -	Q -
Linea 5	C	2	167.02	3	300	0	0.0000	0.5	354.126864	Q -	Q -	Q -
Linea 6	C	4	212.02	3	300	1	0.0000	0.5	205.5642	Q 90.80	Q -	Q 90.80
Linea 7	C	3	187.02	3	300	0	0.0000	0.5	367.732798	Q -	Q -	Q -
Linea 8	C	3	189.02	3	300	0	0.0000	0.5	117.917661	Q -	Q -	Q -
Linea 9	C	3	349.38	3	300	0	49.3800	0.5	480.057967	Q -	Q 197.54	Q 197.54
Linea 10	C	2	180.02	3	300	0	0.0000	0.5	126.393407	Q -	Q -	Q -
Linea 11	C	5	1423.33	3	300	2	1123.3300	0.5	200.154365	Q 949.62	Q 1,873.66	Q 2,823.28
Linea 12	C	3	187.02	3	300	0	0.0000	0.5	156.157168	Q -	Q -	Q -
Linea 13	C	2	271	3	300	0	0.0000	0.5	54.7763436	Q -	Q -	Q -
Linea 14	C	1	365.4	3	300	0	65.4000	0.5	13.5477824	Q -	Q 7.38	Q 7.38
Linea 15	C	1	381	3	300	0	81.0000	0.5	13.0030531	Q -	Q 8.78	Q 8.78
Linea 16	B	12	3822.1	3	300	9	3522.1000	1	92.7104677	Q 4,429.36	Q 5,442.26	Q 9,871.62
Linea 17	B	4	971.07	3	300	1	671.0700	1	213.237569	Q 862.79	Q 2,384.96	Q 3,247.74
Linea 18	C	3	307.07	3	300	0	7.0700	0.5	153.364811	Q -	Q 9.04	Q 9.04
Linea 19	C	6	1628.07	3	300	3	1328.0700	0.5	345.105333	Q 2,341.07	Q 3,819.37	Q 6,160.43
Linea 20	C	6	1550.07	3	300	3	1250.0700	0.5	531.427755	Q 3,432.29	Q 5,536.02	Q 8,968.31
Linea 21	C	9	1467.82	3	300	6	1167.8200	0.5	644.157069	Q 5,252.81	Q 6,268.83	Q 11,521.64
Linea 22	C	2	166.02	3	300	0	0.0000	0.5	454.900089	Q -	Q -	Q -
Linea 23	C	4	857.07	3	300	1	557.0700	0.5	257.071677	Q 459.02	Q 1,193.39	Q 1,652.41
Linea 24	C	8	2118.07	3	300	5	1818.0700	0.5	236.09384	Q 2,604.50	Q 3,576.96	Q 6,181.46
Linea 25	C	3	287.73	3	300	0	0.0000	0.5	Q 219.93	Q -	Q -	Q -
Linea 26	C	14	3415.03	3	300	11	3115.0300	0.5	101.790804	Q 2,276.07	Q 2,642.35	Q 4,918.42
Linea 27	C	15	3428.03	3	300	12	3128.0300	0.5	139.973609	Q 3,198.89	Q 3,648.68	Q 6,847.57
Linea 28	C	1	10	3	300	0	0.0000	0.5	3	Q -	Q -	Q -
Linea 29	C	3	166.67	3	300	0	0.0000	0.5	3	Q -	Q -	Q -
Linea 30	C	1	4587	3	300	0	4287.0000	0.75	127.065482	Q -	Q 6,809.12	Q 6,809.12
										Q 39,990.43	Q 70,544.35	Q 110,534.78

Fuente: archivos Transportista Eléctrica Metropolitana.

Utilizando un sistema de gestión de distribución podríamos estimar una disminución en la duración de las interrupciones forzadas asociadas a la línea con falla de hasta en un 90 %, el número de indisponibilidades forzadas es muy difícil estimarla ya que no depende de factores controlables, tales mencionadas anteriormente en el capítulo 4.

Tabla XV. Costo de interrupción de líneas con un tiempo de disminución del 90 %

NOMBRE	NTIFLi	disminucion del 90%	NTIF	DTIF	VECES EXCEDIDAS	MIN EXCEDIDOS	K	RHT	ENS NTIF	ENS DTIF	INII
Línea 1	4	84.1	2	180	2	0.0000	2	Q 609.79	Q 854.73	Q -	Q 854.73
Línea 2	3	163.733	2	180	1	0.0000	2	Q 273.51	Q 497.58	Q -	Q 497.58
LÍNEA 3	4	36.457	3	300	1	0.0000	0.5	Q 750.70	Q 57.02	Q -	Q 57.02
Línea 4	3	21.943	3	300	0	0.0000	0.5	Q 394.04	Q -	Q -	Q -
Línea 5	2	16.702	3	300	0	0.0000	0.5	Q 354.13	Q -	Q -	Q -
Línea 6	4	21.202	3	300	1	0.0000	0.5	Q 205.56	Q 9.08	Q -	Q 9.08
Línea 7	3	18.702	3	300	0	0.0000	0.5	Q 367.73	Q -	Q -	Q -
Línea 8	3	18.902	3	300	0	0.0000	0.5	Q 117.92	Q -	Q -	Q -
Línea 9	3	34.938	3	300	0	0.0000	0.5	Q 480.06	Q -	Q -	Q -
Línea 10	2	18.002	3	300	0	0.0000	0.5	Q 126.39	Q -	Q -	Q -
Línea 11	5	142.333	3	300	2	0.0000	0.5	Q 200.15	Q 94.96	Q -	Q 94.96
Línea 12	3	18.702	3	300	0	0.0000	0.5	Q 156.16	Q -	Q -	Q -
Línea 13	2	27.1	3	300	0	0.0000	0.5	Q 54.78	Q -	Q -	Q -
Línea 14	1	36.54	3	300	0	0.0000	0.5	Q 13.55	Q -	Q -	Q -
Línea 15	1	38.1	3	300	0	0.0000	0.5	Q 13.00	Q -	Q -	Q -
Línea 16	12	382.21	3	300	9	82.2100	1	Q 92.71	Q 442.94	Q 127.03	Q 569.96
Línea 17	4	97.107	3	300	1	0.0000	1	Q 213.24	Q 86.28	Q -	Q 86.28
Línea 18	3	30.707	3	300	0	0.0000	0.5	Q 153.36	Q -	Q -	Q -
Línea 19	6	162.807	3	300	3	0.0000	0.5	Q 345.11	Q 234.11	Q -	Q 234.11
Línea 20	6	155.007	3	300	3	0.0000	0.5	Q 531.43	Q 343.23	Q -	Q 343.23
Línea 21	9	146.782	3	300	6	0.0000	0.5	Q 644.16	Q 525.28	Q -	Q 525.28
Línea 22	2	16.602	3	300	0	0.0000	0.5	Q 454.90	Q -	Q -	Q -
Línea 23	4	85.707	3	300	1	0.0000	0.5	Q 257.07	Q 45.90	Q -	Q 45.90
Línea 24	8	211.807	3	300	5	0.0000	0.5	Q 236.09	Q 260.45	Q -	Q 260.45
Línea 25	3	28.773	3	300	0	0.0000	0.5	Q 219.93	Q -	Q -	Q -
Línea 26	14	341.503	3	300	11	41.5030	0.5	Q 101.79	Q 227.61	Q 35.21	Q 262.81
Línea 27	15	342.803	3	300	12	42.8030	0.5	Q 139.97	Q 319.89	Q 49.93	Q 369.82
Línea 28	1	1	3	300	0	0.0000	0.5	Q 3.00	Q -	Q -	Q -
Línea 29	3	16.667	3	300	0	0.0000	0.5	Q 3.00	Q -	Q -	Q -
Línea 30	1	458.7	3	300	0	158.7000	0.75	Q 127.07	Q -	Q 252.07	Q 252.07
									Q 3,999.04	Q 464.23	Q 4,463.27

Fuente: archivos Transportista Eléctrica Metropolitana.

Para tomar una idea de la disminución del tiempo con un sistema de gestión se utilizan algunos ejemplos reales de fallas de la empresa Transportista Eléctrica Metropolitana.

Ejemplo 1

Falla o contingencia: Apertura de Línea subestación 1 y subestación 3
Causa: Árbol sobre línea e IA-1068
Duración del evento: 20:41:55 Fecha: 02/01/2013

Apertura de interruptor subestación 1- Modelo a las 21:52:05, marcó relé 21 AGT zona 1, 4,2 km. Prueba negativa. Al mismo tiempo abrió interruptor Subestación 3- subestación, mientras que G. Usuario 1 y G. usuario 4 no abrió.

Al estar la falla entre la sub 1 e IA-1068 se procede a hacer maniobras para rescatar sub 4, G. usuario 2 y G. usuario 3 a las 21:58. Se maniobra en Laguna y se rescata sub. 6 sub 5, sub 3, el G. usuario 5 y generación asociada a las 22:00. Quedando pendiente G-usuario 7, G. usuario 6 y la sub 2. Se procede a realizar prueba a Int. De la Sub 3 - Sub 1, resultando esta positiva, energizando así a la sub 2, y G. Usuario 7 y G. usuario 6 a las 22:20. En la revisión encuentra falla entre la salida de línea entre sub 1 y el IA-1068, la cual fue provocada por la caída de árbol de grandes dimensiones a inmediaciones de la finca Urruela, quedando las rama enredadas entre las línea, además de otras ramas enredadas en otros puntos por el fuerte viento en la zona.

La caída del árbol también provoco daños sobre el circuito 63 de sub. 2, el cual también fue necesario seccionar, quedando toda su carga rescatada a las 22:14. Línea fue cerrada y regresada su configuración normal a las 18:31 del día siguiente de la falla.

En resumen:

Tabla XVI. **Proceso para recuperar la línea fuera de servicio sin DMS**

<i>No.</i>	<i>Hora</i>	<i>Acción</i>	<i>fecha</i>
1	21:52:05	Dispara la línea.	02/01/2013
2	21:58:24	Se recupera la sub 4, G. usuario 3 y G. usuario 2.	02/01/2013
3	22:00:00	Se maniobra en laguna y se recupera la sub 5, sub 6 y sub 3.	02/01/2013
4	22:20:00	Se recupera la sub 2, G. usuario 6 y G. usuario 7.	02/01/2013
5	18:31:00	Línea en configuración normal. Hora del 03 de enero 2012.	03/01/2013

Fuente: elaboración propia.

Con un sistema inteligente.

Tabla XVII. **Proceso para recuperar la línea fuera de servicio con DMS**

No.	Hora	Acción	Fecha
1	21:52:05	Dispara la línea	02/01/2013
2	21:53:05	Se recupera a la sub 4, G. usuario 3 y G. usuario 2. Con los datos de relé de distancia podemos se ubicó la falla y lo podemos aislar y alimentar las subestaciones que quedaron sin tención transfiriendo las cargas.	02/01/2013
3	21:54:05	Se maniobra en laguna y se recupera la sub 5, sub 6 y sub 3 Se cierra el IG que alimenta la sub 5 para poder alimentar las subestaciones sin tención.	02/01/2013
4	21:55:05	Se recupera la sub 2, G. usuario 6 y G. usuario 7. Se realiza una prueba de la sub 3 y sub 2 dando esta positiva alimentado así la sub y los usuarios antes mencionados.	02/01/2013
5	21:56:05	Línea en configuración normal. Hora del 03 de enero 2012.	02/01/2013

Fuente: elaboración propia.

Las líneas y subestaciones afectadas por la falla anteriormente descrita fueron restauradas en un tiempo menor, tal como se describe en la siguiente tabla.

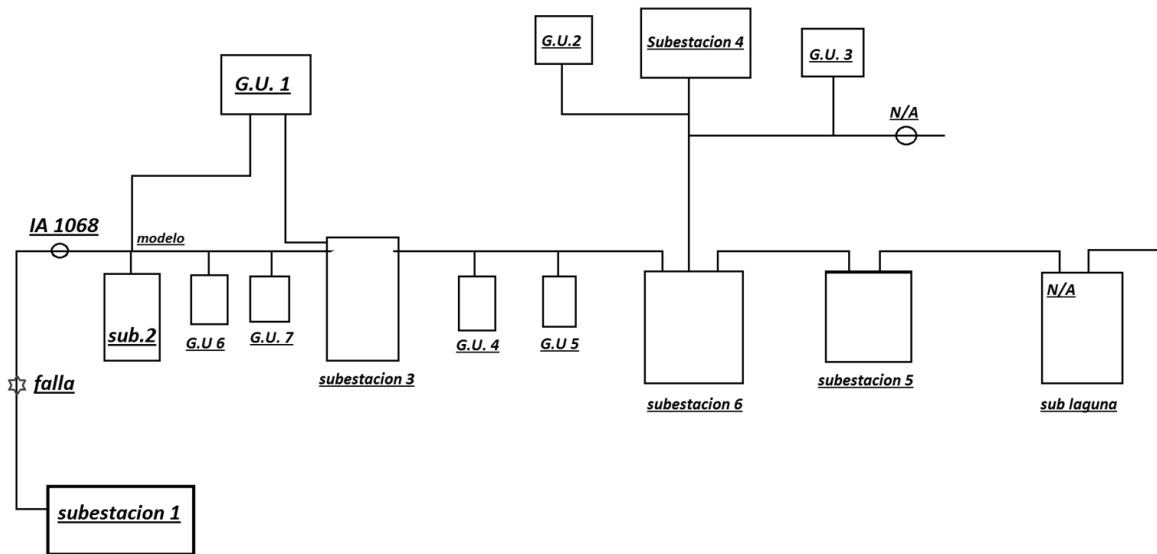
Tabla XVIII. **Comparación de tiempos**

Descripción	Tiempo de restauración de líneas y subes
Sin el sistema DMS	00:27:55
Utilizando el DMS	00:03:00

Fuente: elaboración propia.

Se puede concluir que para esta falla el tiempo disminuyó en un 90 % respecto al tiempo más largo.

Figura 57. Diagrama unifilar de la red de transmisión del área sur 1



Fuente: archivo empresa eléctrica de transmisión.

Ejemplo 2

Falla o contingencia: Apertura de Línea subestación A – Centro
 Causa: Poste de transmisión, línea e IA-1179 en el suelo por derrumbe de gran proporción.
 Duración del evento: 10:48:37 Fecha: 10/01/2013

Apertura de interruptor sub A-Centro a las 05:36:50 con prueba negativa. A las 06:13 se cierra el interruptor sub A -Guate Sur para recuperar la generación de TDL. Se realizan maniobras en 13,8 kv para poder energizar a la subestación B quedando toda su carga recuperada a las 07:25:00. Momentos después de la apertura de línea llega la información de un derrumbe de grandes proporciones en el Boulevard de San Cristóbal, al llegar personal al lugar se encontró línea de transmisión caída juntamente con el IA-1179 por quebradura de poste debido al derrumbe.

En las reparaciones se procede a levantar la línea y se retira el poste quebrado junto con el IA-1179, el cual se procederá a programar su colocación en otro punto de la línea en los próximos días. La línea queda en su configuración normal a las 16:24:01.

En resume:

Tabla XIX. **Proceso para recuperar la línea fuera de servicio sin DMS**

<i>No.</i>	<i>Hora</i>	<i>Acción</i>	<i>Fecha</i>
1	05:36:50	Abre la línea.	10/01/2013
2	06:13:10	recupera generación de TLD	10/01/2013
3	07:25:00	Se recupera toda la carga de la subestación B	10/01/2013
4	16:24:01	Se regresa la línea a su configuración normal.	10/01/2013

Fuente: elaboración propia.

Con un sistema inteligente:

Tabla XX. **Proceso para recuperar la línea fuera de servicio con DMS**

No.	Hora	Acción	Fecha
1	05:36:50	Abre la línea.	10/01/2013
2	05:37:50	recupera generación de TLD Se cerró el IG de la sub A-Guatemala sur para poder recuperar la generación de TDL	10/01/2013
3	05:42:50	Se recupera toda la carga de la subestación B Se realizan maniobras en 13.8 Kv para poder recuperar la carga de la subestación mencionada.	10/01/2013
4	05:43:50	Se regresa la línea a su configuración normal.	10/01/2013

Fuente: elaboración propia.

Las líneas y subestaciones afectadas por la falla anteriormente descrita fueron restauradas en un tiempo menor, tal como se describe en la siguiente tabla.

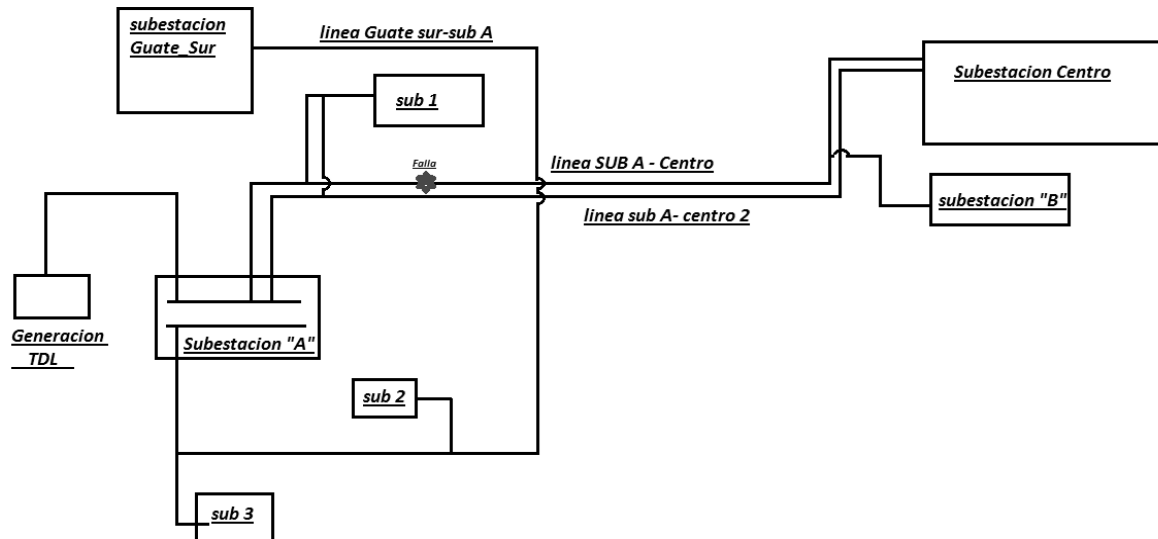
Tabla XXI. **Comparación de tiempos**

Descripción	Tiempo de restauración de líneas y subes
Sin el sistema DMS	01:48:50
Utilizando el DMS	00:07:00

Fuente: elaboración propia.

Se puede concluir que para esta falla el tiempo disminuyo en un 95 % respecto al tiempo más largo.

Figura 58. Diagrama unifilar de la red de transmisión del área sur 2



Fuente: archivo empresa eléctrica de transmisión.

Ejemplo 3

Falla o contingencia: Apertura de Línea subestación A – subestación B
 Causa: Lámina desprendida por fuertes viento se enreda y queda soldada a líneas.
 Duración del evento 01:35:08 Fecha: 04/04/2013

Dispara línea que va de la subestación A – a la subestación B a las 14:26:13, perdiéndose con ello la carga de la subestación C y grandes usuarios 1 y 2. Primera prueba positiva por lo que se procede a energizar nuevamente la carga de de la sub. C, al cerrar el circuito 92 de la sub. C, se abre nuevamente el interruptor y se asume la falla entre sub. A y e IA-1129, por lo que se decide abrir el IA-1129 y ha cerrar el IA-1061 con el fin de energizar a través de la sub. B la Sub. C.

Al cerrar el IA-1061 abre el IG de la sub D-sub C, se abre nuevamente el IA-1061 y se cierra el IG-de la sub D-Sub B con prueba positiva. Ya con estas acciones se traslada la mayor parte de la carga de la sub C en 13,8 Kv entre las 14:36 y 15:28, quedando únicamente sin servicio el circuito 200 y los grandes usuarios1 y 2. Se patrulla la línea y se encuentra en la revisión en el poste 602297 una lámina del techo de una vivienda que por el fuerte viento se enreda entre las líneas y queda soldada a las mismas. Se procede al retiro de esta y la línea no sufre mayor daño, al terminar el retiro se realiza otra prueba con resultado positivo y se procede a regresar a su configuración normal la carga de la sub C.

En resumen:

Tabla XXII. **Proceso para recuperar la línea fuera de servicio sin DMS**

<i>No.</i>	<i>Hora</i>	<i>Acción</i>	<i>Fecha</i>
1	14:26:13	Dispara la línea.	04/04/2013
2	14:28:55	Línea abre nuevamente al cerrar el circuito 92 de la sub C.	04/04/2013
3	14:36:15	Se recupera carga del circuito 91	04/04/2013
4	15:28:20	Recuperada la carga del circuito 92.	04/04/2013
5	16:01:31	Se energiza la línea recuperando con ello al circuito 200 y a los grandes usuarios 1 y 2.	04/04/2013

Fuente: elaboración propia.

Con un sistema inteligente:

Tabla XXIII. **Proceso para recuperar la línea fuera de servicio con DMS**

No.	Hora	Acción	Fecha
1	14:26:13	Dispara la línea.	04/04/2013
2	14:27:13	Línea abre nuevamente al cerrar el circuito 92 de la sub C. La primera prueba es positiva y se procede a energizar la sub C y las cargas asociadas a la subestación, abriendo nuevamente al conectar el circuito 92, se trata de alimentar la sub C dese sub D, pero la prueba es negativa , abre otra vez IG 1061	04/04/2013
3	14:29:13	Se recupera carga del circuito 91 Se traslada la carga en 13.8 kv	04/04/2013
4	14:30:13	Recuperada la carga del circuito 92. Se traslada la carga en 13.8 kv.	04/04/2013
5	14:32:13	Se energiza la línea recuperando con ello al circuito 200 y a los grandes usuarios 1 y 2.	04/04/2013

Fuente: elaboración propia.

Las líneas y subestaciones afectadas por la falla anteriormente descrita fueron restauradas en un tiempo menor, tal como se describe en la siguiente tabla.

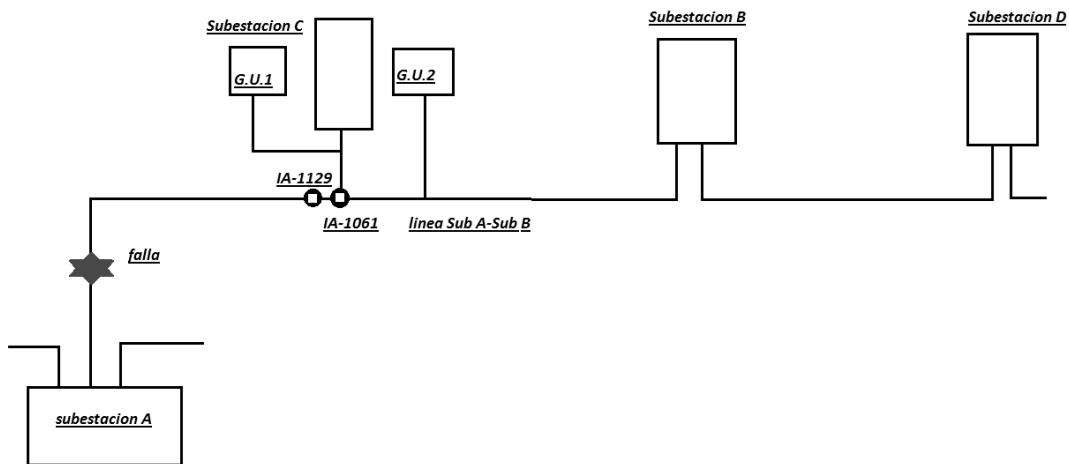
Tabla XXIV. **Comparación de tiempos**

Descripción	Tiempo de restauración de líneas y subes
Sin el sistema DMS	01:35:08
Utilizando el DMS	00:06:00

Fuente: elaboración propia.

Se puede concluir que para esta falla el tiempo disminuyo en un 93 % respecto al tiempo más largo.

Figura 59. **Diagrama unifilar de la red de transmisión del área sur-occidente**



Fuente: archivo empresa eléctrica de transmisión.

En resumen, el tiempo promedio de disminución de las líneas y subestaciones asociadas a la línea o circuito con falla se reduce a un 90 % y la disminución de los costos es casi del 95 %.

5.2.2. Incidencias en la empresa distribuidora

La calidad del servicio técnico será evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios.

Se considera como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega, no se consideran las interrupciones menores de tres minutos según las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), así como las que sean calificadas de fuerza mayor.

La calidad del servicio técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: frecuencia media de interrupción por KVA (FMIK) y tiempo total de interrupción por KVA (TTIK); y por índices o indicadores individuales: frecuencia de interrupción del usuario (FIU) y tiempo de interrupción por usuario (TIU).

- a) Frecuencia Media de interrupción por KVA (FMIK)
- b) Representa la cantidad de veces que el KVA promedio de distribución sufrió una interrupción del servicio.

$$FMIK = \sum_j \frac{Q_{kfsj}}{Q_{ki}} \quad (\text{Ec. 5.6})$$

Dónde:

Σ_j : sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

Q_{kfsj} : cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Q_{ki} : cantidad de kVA instalados.

- c) Tiempo total de interrupción por KVA(TTIK)

Representa el tiempo total, en horas, en que cada KVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * \frac{Tfsj}{Qki} \quad (\text{Ec. 5.7})$$

Dónde:

\sum_j : sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$: cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki : cantidad de kVA instalados

$Tfsj$: tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

d) Frecuencia de interrupción por usuario (FIU)

$$FIU = \sum I_j \quad (\text{Ec. 5.8})$$

Dónde:

I_j : número de interrupciones j, para cada usuario

e) Tiempo de interrupciones por usuarios (TIU)

$$U = \sum Tfsuj \quad (\text{Ec. 5.9})$$

Dónde:

$Tfsuj$: es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada usuario.

Las interrupciones causadas por fallas de larga duración no serán incluidas en la evaluación de los índices individuales, frecuencia de interrupción por usuario y tiempo de interrupción por usuarios (según la adición a las NTSD resolución CNEE 18-2006).

Tabla XXV. **Tolerancia en los índices indicadores de calidad del servicio técnico de energía eléctrica**

Índices Globales

ETAPA DE TRANSICIÓN	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISRIBUCIÓN	3	4	10	15
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCIÓN	5		20	
A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGINEM (Para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISRIBUCIÓN	2.5	3.5	8	10
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCIÓN	4		12	

Índices Individuales

A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGINEM (Para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSIÓN	-	-	-	-
USUARIOS EN MEDIA Y ALTA TENSIÓN	6	8	12	14
A PARTIR DEL MES TRECE DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para todos los usuarios)	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSIÓN	6	8	12	14
USUARIOS EN MEDIA TENSIÓN	4	6	8	10
USUARIOS EN ALTA TENSIÓN	3		6	

Fuente: Normas técnicas de Servicio de distribución. (CNEE).

La determinación de la indemnización a los usuarios por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador, se realiza por medio de la aplicación de las siguientes fórmulas de acuerdo al período que se esté evaluando y al grupo de usuarios que se esté considerando, se aplicarán indemnizaciones a los usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias establecidas por causas atribuibles o no al distribuidor.

Índices globales:

$$\text{INIG} = \text{ENS sistema} * \text{CENS} \quad (\text{Ec. 5.10})$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} \left[\frac{(\text{TTIK} - \text{TTIK límite})}{8760} \right] \quad (\text{Ec. 5.11})$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} \left[\frac{(\text{FMIK} - \text{FMIK límite}) \left(\frac{\text{TTIK}}{\text{FMIK}} \right)}{8760} \right] \quad (\text{Ec. 5.12})$$

Índices Individuales:

$$\text{INII} = \text{ENS Usuario} * \text{CENS} \quad (\text{Ec. 5.13})$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} \left[\frac{(\text{TIU} - \text{TIU límite})}{8760} \right] \quad (\text{Ec. 5.14})$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} \left[\frac{(\text{FIU} - \text{FIU límite}) \left(\frac{\text{TIU}}{\text{FIU}} \right)}{8760} \right] \quad (\text{Ec. 5.15})$$

En donde:

- INIG: indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada usuario recibe una indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto del consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.
- ENS sistema: energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, (kW.h).
- INII: indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). A los usuarios que se les aplica una indemnización individual, no les corresponderá una indemnización global.
- ENS Usuario: energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, (kW.h).
- D sistema: demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del distribuidor, (kW.h).
- D Usuario: demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kW.h).
- CENS: costo de la energía no suministrada, [Q / kW.h]. El Costo de energía no suministrada es diez veces el valor del Cargo Unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

Los valores para TTIK, FMIK, TIU y FIU se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado. Los valores para TTIKlímite, FMIKlímite, TIUlímite y FIUlímite, se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores. Tanto para indemnización global como para individual, el distribuidor deberá determinar el valor de la energía no suministrada mediante las dos fórmulas (indicador de tiempo y frecuencia) y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la indemnización.

Para cada una de las interrupciones determinadas como fallas de larga duración, que no sean clasificadas de fuerza mayor de acuerdo al procedimiento señalado en la NTSD, la distribuidora, y en su defecto la comisión, dará inicio al procedimiento de cálculo de indemnización a los usuarios afectados, inmediatamente después de recibir la información que sea presentada por los distribuidores y la evaluación de la comisión haga sobre la misma.

La indemnización será calculada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$IIFLD = PI * T * CENS \quad (Ec: 5.16)$$

Donde:

IIFLD: indemnización de interrupción por falla de larga duración (Quetzales)

PI: potencia de cada interrupción por falla de larga duración (kilowatt)

T: tiempo de duración de cada interrupción por falla de larga duración, desde el inicio de la interrupción hasta que se conecte el último usuario afectado por la misma.

CENS: costo de la energía no suministrada de acuerdo al artículo 58 de las NTSD (Quetzales / kwatt-hora)

Debido a que las interrupciones pueden afectar desde un usuario hasta todo el circuito de alimentación o todo el transformador de potencia en una subestación de energía eléctrica, la potencia interrumpida será considerada mediante la aplicación de algunos de los siguientes criterios, o de otro que resulte razonable en el caso concreto:

- Para el caso que existan mediciones, la diferencia entre la potencia registrada por el equipo de medición de la subestación en el intervalo anterior de 15 min., o de una hora si fuera el caso, el registro de la interrupción menos la potencia registrada por el mismo equipo de medición en el intervalo posterior de 15 min., o de una hora si fuera el caso, inmediatamente después del registro de la interrupción.
- Para el caso en que no existan mediciones, la potencia en kilowatts (KW) se obtendrá del producto de los kilo voltamperios (KVA) por un factor igual a 0,45. Donde la potencia en kilo voltamperios (KVA) es la parte de la red de distribución afectada por la interrupción, de acuerdo con la potencia informada por el distribuidor, o la contenida en el último informe que contenga la tabla datos centros a que se refiere la metodología para el control a que se refiere la metodología para el control de calidad del servicio técnico de las Normas Técnicas de Servicio de Distribución, que la distribuidora haya entregado a la comisión y el factor de 0,45 es el producto de un factor de carga de 0,5 por un factor de potencia de 0,9.

El total de la indemnización será distribuida entre los usuarios afectados proporcionalmente al promedio de consumo de los últimos tres meses, o de los meses disponibles si el servicio del usuario tiene menos de tres meses.

Tabla XXVI. **Costo de Indemnización por falta de suministro a los usuarios**

Usuario	FIU	TIU	ENSfiu	ENStiu	INDEMNIZACIÓN
Usuario 1	13	26,35	2907,49	3350,28	Q 54 777,02
Usuario 2	2	10,03	0,00	773,61	Q 12 648,57
Usuario 3	14	28,58	625,05	711,07	Q 11 625,94
Usuario 4	15	31,60	405,31	483,68	Q 7 908,24
Usuario 5	15	31,60	357,57	426,71	Q 6 976,74
Usuario 6	13	26,35	331,41	403,82	Q 6 602,47
Usuario 7	13	26,35	309,96	357,16	Q 5 839,60
Usuario 8	11	27,13	195,45	346,83	Q 5 670,60
Usuario 9	14	19,43	339,44	288,30	Q 5 549,90
Usuario 10	15	31,60	260,36	310,70	Q 5 080,01
Usuario 11	13	36,89	187,65	302,73	Q 4 949,71
Usuario 12	13	26,35	245,49	299,12	Q 4 890,69
Usuario 13	13	26,35	242,10	295,00	Q 4 823,25
Usuario 14	13	31,75	157,08	228,30	Q 3 732,70
Usuario 15	15	41,01	144,98	204,62	Q 3 345,46
Usuario 16	13	26,35	133,89	163,14	Q 2 667,40
Usuario 17	12	24,43	120,64	154,53	Q 2 526,50
Usuario 18	15	27,97	129,78	138,90	Q 2 270,99
Usuario 19	13	31,75	89,56	130,17	Q 2 128,36
Usuario 20	15	41,01	84,20	118,83	Q 1 942,94
Usuario 21	7	17,13	90,81	112,94	Q 1 846,52
Usuario 22	12	33,56	59,83	104,60	Q 1 710,21
Usuario 23	5	18,39	0,00	103,84	Q 1 697,75
Usuario 24	5	7,44	85,12	0,00	Q 1 391,75
Usuario 25	15	41,01	55,90	78,90	Q 1 289,95
Usuario 26	15	41,01	53,87	76,03	Q 1 243,01
Usuario 27	15	41,01	46,83	66,09	Q 1 080,57
Usuario 28	14	40,73	40,82	62,51	Q 1 022,01
Usuario 29	13	36,89	49,53	62,06	Q 1 014,70
Usuario 30	15	31,60	47,99	57,27	Q 936,39

Continuación de la tabla XXVI.

Usuario 31	1	33,82	0,00	48,37	Q	790,78
Usuario 32	9	30,01	9,93	47,66	Q	779,16
Usuario 33	13	31,75	32,20	46,80	Q	765,21
Usuario 34	3	19,71	0,00	39,51	Q	646,01
Usuario 35	1	13,36	0,00	37,66	Q	615,69
Usuario 36	4	22,90	0,00	34,98	Q	571,86
Usuario 37	12	16,75	33,66	16,60	Q	550,33
Usuario 38	1	13,59	0,00	32,00	Q	523,23
Usuario 39	10	26,91	11,85	28,42	Q	464,74
total indemnización					Q	174 896,94

Fuente: archivo distribuidora eléctrica metropolitana.

Esta tabla es una pequeña muestra de usuarios afectados por interrupciones eléctricas e indica la indemnización que una distribuidora deberá reportar por falta de suministro eléctrico, suponiendo que el costo de kilowatt hora es de Q. 16.35 (CENS).

Como anteriormente se analizó, se puede decir que el tiempo de disminución de las fallas en líneas de distribución es del 90 %, aplicando este factor en la tabla XIV se obtiene:

La disminución en de los costos para una línea de distribución es menor que para una línea de transmisión debido a la disposición de la Norma Técnicas de Servicio de Distribución (NTSD), en donde se debe tomar el monto mayor entre el tiempo y el número de indisponibilidades forzadas. El costo disminuye un 20 %.

Tabla XXVII. **Costo de indemnización por falta de suministro a los usuarios implementando el DMS**

Usuario	FIU (No)	Tiu con un 90%	ENSfiu	ENStiu (90%)	INDEMNIZACIÓN
Usuario 1	13	2,63	2907,49	335,03	Q 47 537,41
Usuario 2	2	1,00	0,00	77,36	Q 12 648,57
Usuario 3	14	2,86	625,05	71,11	Q 10 219,49
Usuario 4	15	3,16	405,31	48,37	Q 6 626,79
Usuario 5	15	3,16	357,57	42,67	Q 5 846,23
Usuario 6	13	2,63	331,41	40,38	Q 5 418,55
Usuario 7	13	2,63	309,96	35,72	Q 5 067,81
Usuario 8	11	2,71	195,45	34,68	Q 3 195,63
Usuario 9	14	1,94	339,44	28,83	Q 5 549,90
Usuario 10	15	3,16	260,36	31,07	Q 4 256,85
Usuario 11	13	3,69	187,65	30,27	Q 3 068,08
Usuario 12	13	2,63	245,49	29,91	Q 4 013,71
Usuario 13	13	2,63	242,10	29,50	Q 3 958,37
Usuario 14	13	3,17	157,08	22,83	Q 2 568,22
Usuario 15	15	4,10	144,98	20,46	Q 2 370,38
Usuario 16	13	2,63	133,89	16,31	Q 2 189,10
Usuario 17	12	2,44	120,64	15,45	Q 1 972,38
Usuario 18	15	2,80	129,78	13,89	Q 2 121,97
Usuario 19	13	3,17	89,56	13,02	Q 1 464,37
Usuario 20	15	4,10	84,20	11,88	Q 1 376,64
Usuario 21	7	1,71	90,81	11,29	Q 1 484,78
Usuario 22	12	3,36	59,83	10,46	Q 978,15
Usuario 23	5	1,84	0,00	10,38	Q 1 697,75
Usuario 24	5	0,74	85,12	0,00	Q 1 391,75
Usuario 25	15	4,10	55,90	7,89	Q 913,97
Usuario 26	15	4,10	53,87	7,60	Q 880,72
Usuario 27	15	4,10	46,83	6,61	Q 765,62
Usuario 28	14	4,07	40,82	6,25	Q 667,42
Usuario 29	13	3,69	49,53	6,21	Q 809,79

Continuación de la tabla XXVII.

Usuario 30	15	3,16	47,99	5,73	Q	784,66
Usuario 31	1	3,38	0,00	4,84	Q	790,78
Usuario 32	9	3,00	9,93	4,77	Q	162,29
Usuario 33	13	3,17	32,20	4,68	Q	526,49
Usuario 34	3	1,97	0,00	3,95	Q	646,01
Usuario 35	1	1,34	0,00	3,77	Q	615,69
Usuario 36	4	2,29	0,00	3,50	Q	571,86
Usuario 37	12	1,68	33,66	1,66	Q	550,33
Usuario 38	1	1,36	0,00	3,20	Q	523,23
Usuario 39	10	2,69	11,85	2,84	Q	193,75
total indemnización						Q 146 425,51

Fuente: Archivo distribuidora eléctrica metropolitana.

5.3. Análisis económico de la inversión

Una vez definidos los costos de los equipos instalados en las líneas de transmisión, los equipos en las subestaciones y los beneficios para la empresa Transportista y empresa de Distribución Eléctrica con la implementación de un DMS, es necesario realizar una evaluación económica para la implementación y operación, con el fin de obtener ventajas económicas a corto y largo plazo.

Tabla XXVIII. **Resumen de beneficios para el transportista y distribuidor**

Beneficio económico para las empresa Transportista y Distribuidora	Sin el DMS	Con el DMS	Ahorro Económico
Sanción por indisponibilidad del Transportista	Q 110 534,78	Q 4 463,27	Q 106 071,51
Sanción por indisponibilidad del Distribuidor	Q 174 896,94	Q 146 425,11	Q 28 471,43
	TOTAL		Q 134 542,94

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIX. **Resumen equipo faltante en el centro de control**

Equipo faltante para un DMS	
Software implementados sobre el SCADA	Q 1 293 600,00

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXVIII se puede notar que el mayor beneficio se encuentra en las líneas de transmisión, ya que para una indisponibilidad mayor a diez minutos el transportista es sancionado dependiendo de la importancia de la línea en el sistema nacional interconectado y de la duración de esta como se indica en el apartado 5.2.1. Para la empresa de distribución el beneficio es menor porque esta depende de la duración de la falla o del número de indisponibilidades, la que tenga el mayor monto de indemnización, como se indica en el apartado 5.2.2.

5.4. Resultado final del análisis

Listado de costos:

- El costo de la inversión inicial es de Q 1 293 600,00.
- El mantenimiento anual de cada software es de aproximadamente \$740,00.

Lista de beneficios:

- La disminución de sanciones para la empresa transportista y menor indemnización a usuarios para la empresa de Distribución como se indica en la tabla XXVIII.

Tabla XXX. **Flujo de efectivo de la inversión**

AÑO	Costo	Beneficio
1	Q 1 293 600,00	Q 134 542,94
2	Q 35 568,00	Q 134 542,94
3	Q 35 568,00	Q 134 542,94
4	Q 35 568,00	Q 134 542,94
5	Q 35 568,00	Q 134 542,94
6	Q 35 568,00	Q 134 542,94
7	Q 35 568,00	Q 134 542,94
8	Q 35 568,00	Q 134 542,94
9	Q 35 568,00	Q 134 542,94
10	Q 35 568,00	Q 134 542,94
11	Q 35 568,00	Q 134 542,94
12	Q 35 568,00	Q 134 542,94
13	Q 35 568,00	Q 134 542,94
14	Q 35 568,00	Q 134 542,94
15	Q 35 568,00	Q 134 542,94
16	Q 35 568,00	Q 134 542,94
17	Q 35 568,00	Q 134 542,94
18	Q 35 568,00	Q 134 542,94
19	Q 35 568,00	Q 134 542,94
20	Q 35 568,00	Q 134 542,94
TOTAL	Q 1 969 392,00	Q 2 690 858,80

Fuente: elaboración propia.

A pesar de que la inversión puede recuperarse en 9.61 años (9 años y 7 meses aproximadamente) el análisis en 20 años revela que los beneficios obtenidos serán significativamente mayores que los costos incurridos.

$$\text{Razon de Recuperacion} = \frac{\text{Inversion inicial}}{\text{Beneficio}}$$

$$\text{Razón de recuperación} = \frac{1\,293\,600,00}{134\,542,94}$$

$$\text{Razón de Recuperación} = 9,61 \text{ años}$$

Como la relación costo beneficio es mayor que 1, se puede afirmar que el proyecto es rentable en los próximos 20 años.

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Beneficio total}}{\text{Costo total}}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{2\,690\,858,80}{1\,969\,392,00}$$

$$\frac{B}{C} = 1,37$$

A modo de interpretación de los resultados se puede decir que por cada quetzal que se invierte en el proyecto, se obtendrá 0,37 quetzales.

El punto de equilibrio se alcanza en el año diez, sin embargo, en general puede decirse que la inversión traerá más beneficios que los costos que representan, en este caso.

CONCLUSIONES

1. La utilización del software de gestión de redes para la red de transmisión descrita en el capítulo IV es aplicable para el sistema SCADA actual de la red eléctrica metropolitana.
2. Es factible la utilización del equipo actual de protección por un sistema de gestión de distribución DMS.
3. Se determinó que el sistema SCADA actual es una plataforma óptima para la implementación de las aplicaciones que conforman el sistema de gestión de distribución.
4. La consideración de un sistema de gestión de distribución representa una reducción en la duración de las interrupciones forzadas asociadas a la línea de transmisión con falla de hasta en un 90 %.
5. En el análisis económico se puede afirmar que por cada quetzal que se invierte en el proyecto de automatización de la red eléctrica, se obtienen 0,37 quetzales de beneficio.
6. El punto de equilibrio se alcanza en el año catorce, sin embargo, en general puede decirse que la inversión traerá más beneficios que los costos que representa.

RECOMENDACIONES

1. Se comparan las sanciones de la red eléctrica actual sobre la implementación de un sistema de gestión de distribución en el sistema SCADA actual y de acuerdo con una considerable diferencia de los costos de sanción, se recomienda la implementación del sistema de gestión de distribución DMS.
2. La función del SCADA es esencial para la correcta implementación de la automatización de un sistema eléctrico la cual requiere de comunicación en tiempo real entre los diferentes elementos, por tal razón se recomienda utilizar cables de hilo de guarda OPGW que implementan fibra óptica para la comunicación a través del cableado de alta tensión.
3. El mantenimiento de esta clase de sistemas suele depender de la magnitud de la red eléctrica, pero en general se debe brindar un mantenimiento general una o dos veces al año mínimo, donde se verifique los parámetros de calibración, se realicen pruebas dinámicas y estáticas a los equipos y se observe el estado físico de los mismos.
4. En el momento de considerar la implementación de un sistema de gestión de distribución en el sistema eléctrico de transmisión de 69 kV, se recomienda evaluar los equipos de protección que se adapten a este sistema.

BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución -NTDOID-*. Resolución CNEE No. 47-99. Guatemala: CNEE, 1999. 54 p.
2. _____. *Normas técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica -NTDOST-*. Resolución CNEE No. 49-99. Guatemala: CNEE, 1999. 10 p.
3. _____. *Normas técnicas de calidad de servicio de transporte y sanciones -NTSCTS-*. Resolución CNEE No. 49-99. Guatemala: CNEE, 1999. 39 p.
4. _____. *Normas técnicas de servicio de distribución -NTSD-*. Resolución CNEE No. 49-99. Guatemala: CNEE, 1999. 114 p.
5. *HARRIS CORPORATION. MICROPLEX Supervisory Control and Data Acquisition. Harris Corporation controls division, Melbourne, Florida 32901.*
6. *Landis & GyR Energy Management. Inc. TELEGRYR 8520 Technical description. United State, November 1994.*
7. MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*, Guatemala: primera edición, 2005, 169 p.
8. *National Electrical Safety Code. ANSI 1992. Estados Unidos: NESC, 1992.*

9. Niveles Isoceraunico de Guatemala [en línea]. [ref. 5 octubre 2011].
Disponibile en Web: <http://www.insivumeh.gob.gt/hidrologia/ATLAS_HIDROMETEOROLOGICO/Atlas_Clima.htm>.

10. Productos [*Distribution Management systems en línea*]. [ref. 10 de noviembre de 2012]. Disponible en Web: <<http://www.osii.com/solutions/products/distribution-management.asp>>

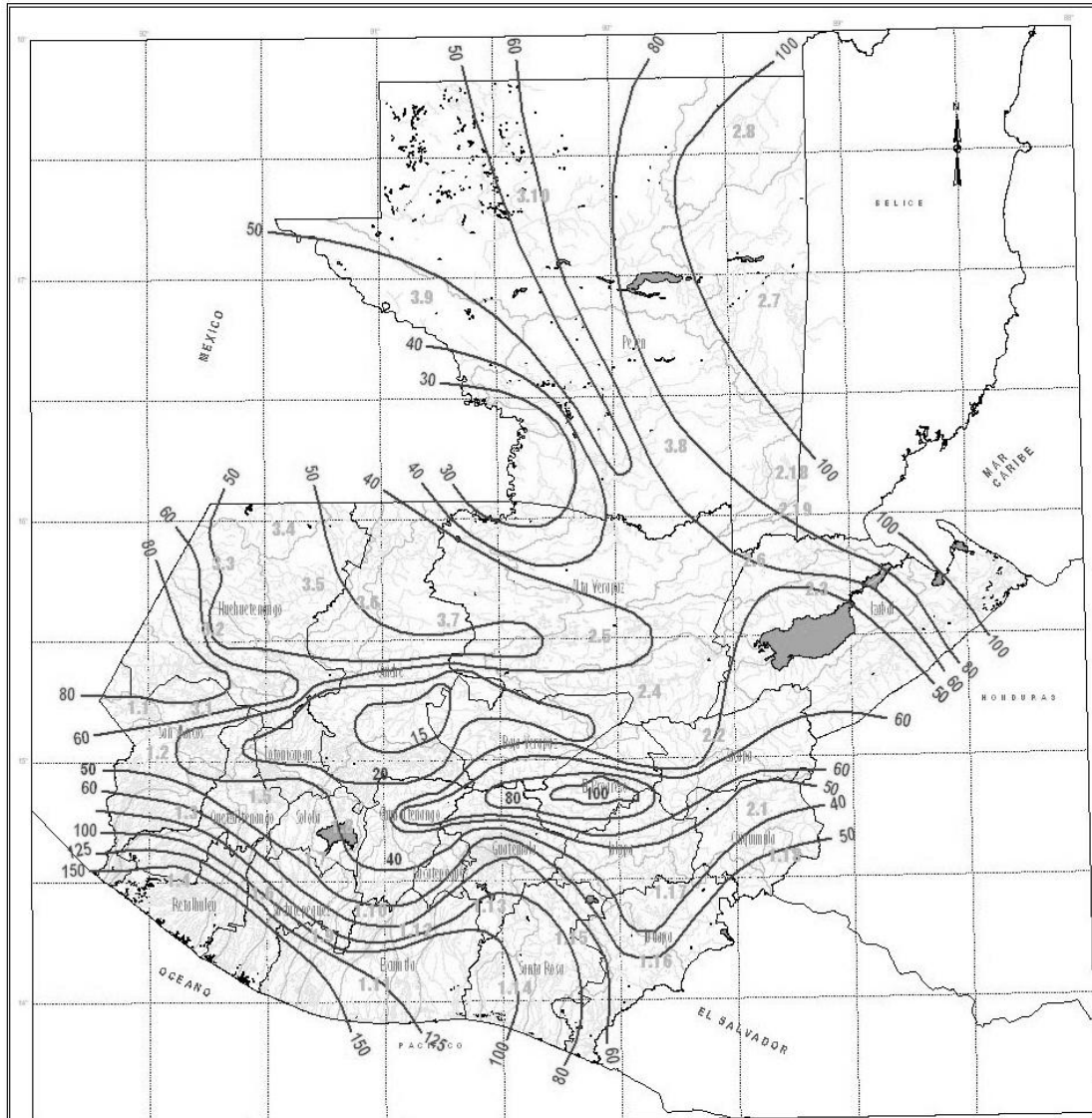
11. *Solutions [Initiatives] [Smart Grid] [en línea]*. [ref. 10 de noviembre de 2012]. Disponible en Web: <<http://www.osii.com/solutions/initiatives/smartgrid.asp>>

ANEXOS

- Anexo 1. Niveles Isoceráunicos de Guatemala.
- Anexo 2. Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo K y T del mismo rango.
- Anexo 3. Curvas típica de corriente-tiempo para un fusible de 10k.
- Anexo 4. Curvas de tiempo máximo de aclaramiento para fusibles tipo K.
- Anexo 5. Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusible tipo T

ANEXO 1

Mapa de niveles Isoceráunicos de Guatemala



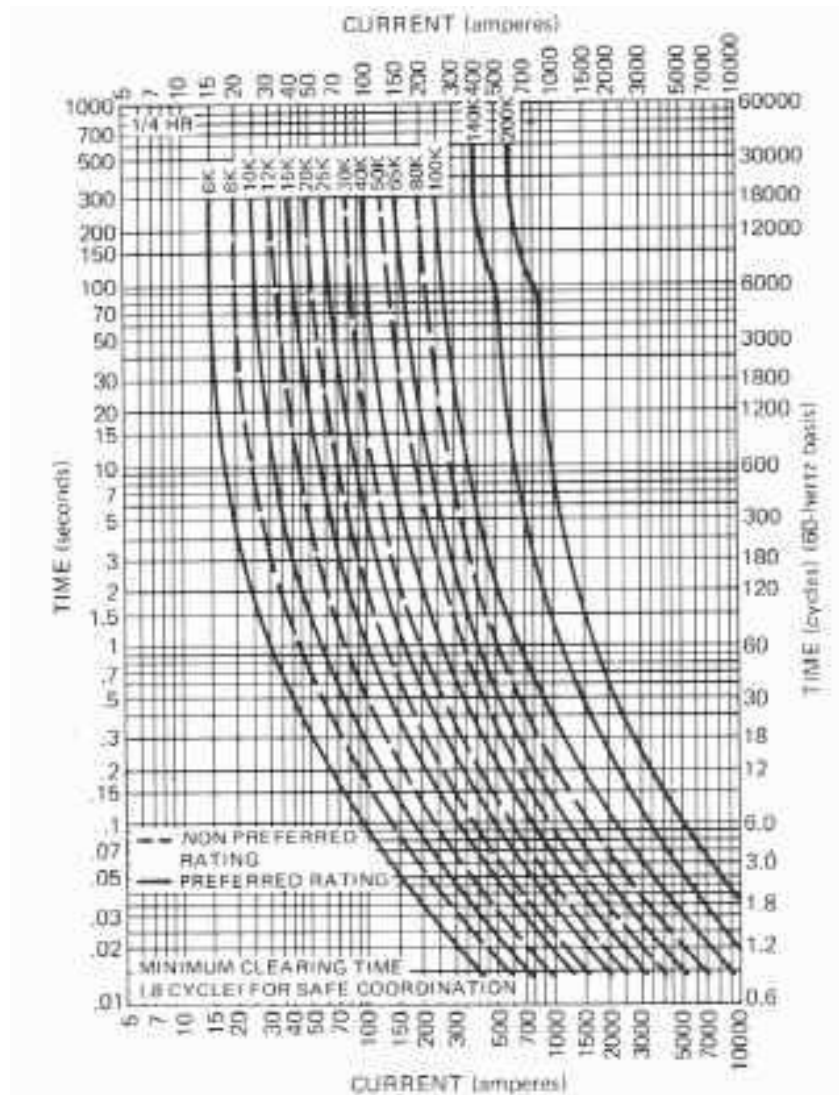
Fuente: Nivele Isoceráunicos De Guatemala.

http://www.insivumeh.gob.gt/hidrologia/ATLAS_HIDROMETEOROLOGICO/Atlas_Clima.htm.

Consultado el 12 de noviembre de 2012.

ANEXO 2

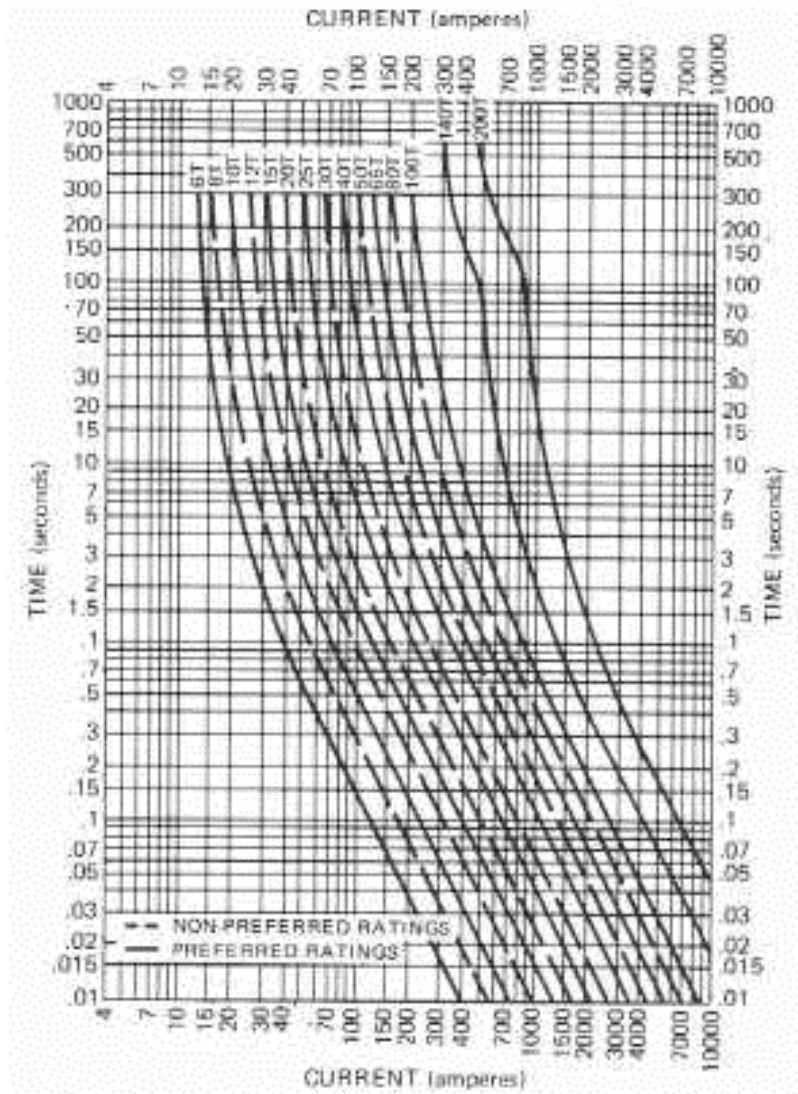
Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo K y T del mismo rango



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

ANEXO 3

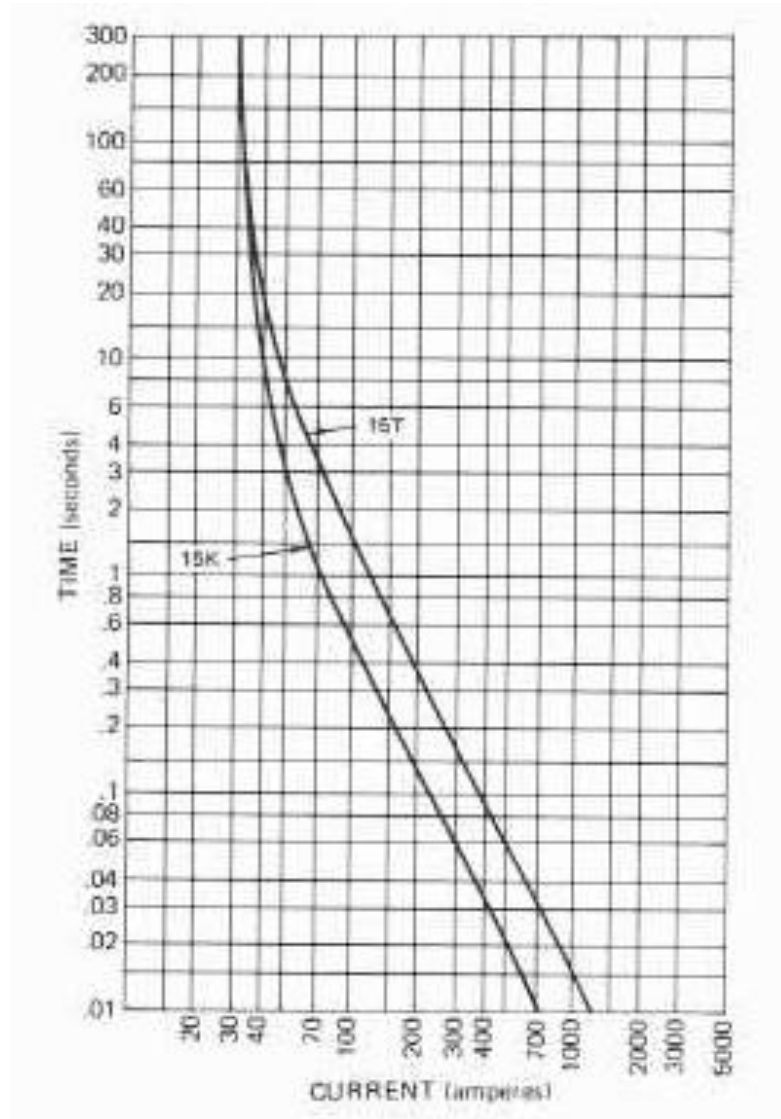
Curvas típica de corriente-tiempo para un fusible de 10k



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

ANEXO 4

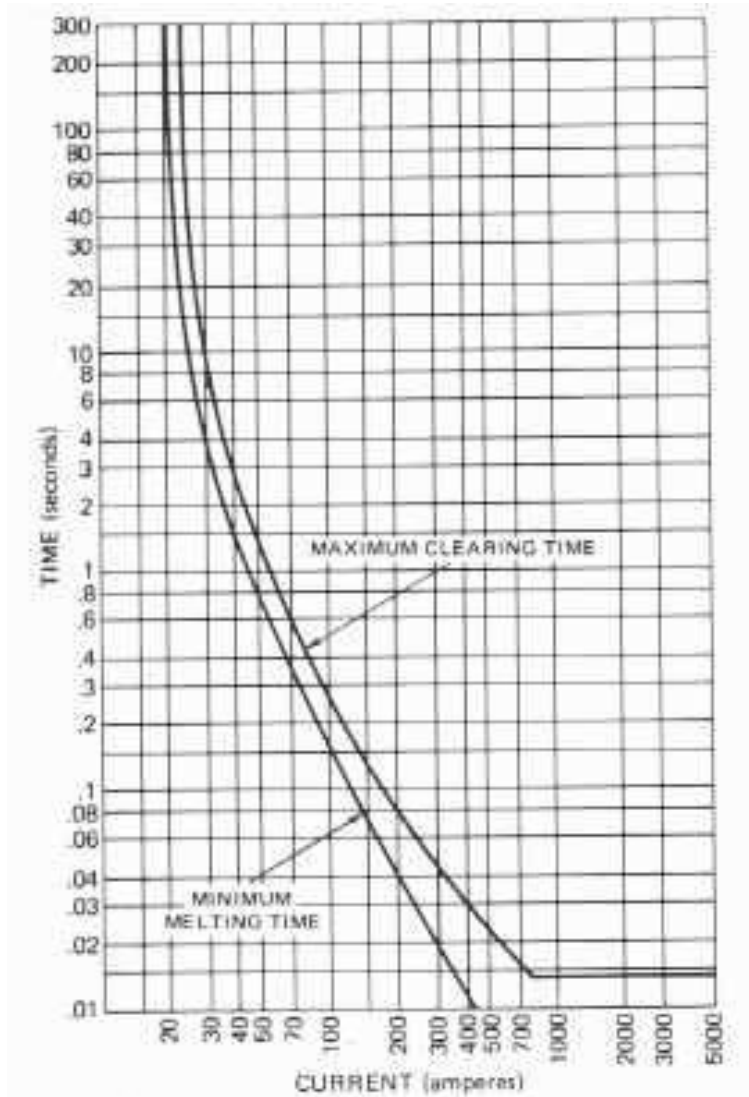
Curvas de tiempo máximo de aclaramiento para fusibles tipo K



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenergy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.

ANEXO 5

Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusible tipo T



Fuente: WILEY, John. Documento_ the art and science of protective Relaying, [en línea <http://www.gedigitalenegy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.] Consulta: abril 2013.