



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

**ESTUDIO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA REDES
ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL 13.8KV**

Rodolfo Alfredo Agustín Mazariegos

Asesorado por: Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, agosto del 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA REDES
ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL 13.8KV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

Rodolfo Alfredo Agustín Mazariegos
Asesorado por: Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Guatemala, agosto del 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Francisco Gonzales
EXAMINADOR	Ing. Jose Luis Herrera Galvez
EXAMINADOR	Ing. Pedro Cubes
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ESTUDIO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL 13.8KV,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica Eléctrica con fecha 16 de julio de 2003 No. EIME.94.2003.

Rodolfo Alfredo Agustin Mazariegos

ACTO QUE DEDICO A:

JESUS NUESTRO SEÑOR DIOS TODOPODEROSO	Fuente de sabiduría, entendimiento y fortaleza, estuvo y estará siempre a mi lado.
MI MADRE	Virginia Mazariegos Pérez. Tu como la gran madre de esta familia nos has visto crecer, sintiéndote orgullosa de todos los triunfos, por los cuales te has esforzado, y he aquí, yo te entregó uno más, con el corazón en la mano diciendo gracias.
MIS HERMANOS	Edgar Gustavo Agustín Mazariegos David Noe Agustín Mazareigos Armando Cesáreo Agustín Mazariegos Gracias por el apoyo brindado.
ALEX GIRÓN	Gracias por darme apoyo y ser uno de mis mejores amigos.
MIS AMIGOS	Fernando Moscoso, Kenneth, Victor Vega, Carlos Garcia, Iván, Tarot, Mónica Molina y muchos más.
MI JEFE Y COMPAÑEROS DE TRABAJO	Harol Letona, gracias por apoyarme.
ANA GABRIELA MOLINA COSENZA Y FAMILIA	En especial a ella, te quiero mucho.
LA FAMILIA MONTES	Con agradecimiento por haberme dado apoyo, amistad y motivación para culminar mi carrera.

AGRADECIMIENTO EN ESPECIAL A:

MI ASESOR

Ing. Guillermo Bedoya.
Gracias por haber aceptado el reto.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	XI
GLOSARIO	XVI
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. ASPECTOS GENERALES EN LA CONFIABILIDAD DEL SERVICIO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	
1.1. Generalidades.....	1
1.2. Sistemas de distribución de energía eléctrica de red radial 13.8KV.....	7
1.2.1. Sistema típico con una alimentación.....	9
1.2.2. Sistema típico con alternativa de alimentación.....	10
1.3. Porque el estudio de índices de confiabilidad.....	10
1.3.1. Naturaleza-causa-consecuencia de fallas.....	11
1.3.2. Causas en general que originan la mala calidad de la energía eléctrica.....	12
1.4. Ingeniería y administración de la confiabilidad aplicada a redes eléctricas de distribución radial 13.8KV.....	14
1.4.1. La confiabilidad para efectos de análisis.....	18
1.4.1.1. Cualidades y funciones en general de un sistema de protección.....	19
1.4.1.1.1. Requerimientos básicos para un estudio de coordinación de	

	protección en un sistema de red ante las fallas.....	22
1.4.1.1.2.	Coordinación básica de dispositivos de protección de sobre corriente...	23
1.4.1.1.3.	Coordinación básica de dispositivos de sobre tensión.....	25
1.4.1.1.4.	Aparatos y equipos de medición o control.....	25
1.4.2.	Condiciones generales de funcionamiento y operación en función de confiabilidad a tomar en cuenta para el servicio final.....	26
1.4.2.1.	Confiabilidad en cuanto a potencia recibida en las subestaciones de distribución.....	26
1.4.2.2.	Confiabilidad de las subestaciones eléctricas de distribución.....	27
1.4.2.3.	Confiabilidad de la red de distribución.....	28
1.4.2.3.1.	Variables eléctricas a considerar.	28
1.4.2.3.2.	Variables mecánicas a considerar.....	29
1.4.2.3.3.	Variables para protección y selección de equipo a considerar.....	29
1.4.2.3.4.	Otros factores a considerar.....	29
1.4.2.4.	Confiabilidad en el manejo administrativo del sistema de distribución.....	30
2.	ANÁLISIS DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL 13.8KV	
2.1.	Generalidades.....	31

2.2.	Análisis de confiabilidad en general en una red eléctrica de distribución radial 13.8KV.....	33
2.2.1.	Seguridad.....	35
2.2.2.	Suficiencia.....	36
2.2.3.	Calidad.....	38
2.3.	Análisis de frecuencia y duración.....	39
2.3.1.	Índices basados en el sistema.....	42
2.3.1.1.	Frecuencia [interrupciones/año].....	42
2.3.1.2.	Indisponibilidad [horas/año].....	42
2.3.2.	Índices basados en los clientes o usuarios.....	43
2.3.2.1.	Frecuencia[interrupciones/año].....	43
2.3.2.2.	Indisponibilidad [horas/año].....	43
2.3.3.	Índices basados en potencia.....	44
2.3.3.1.	Interrupciones [veces].....	44
2.3.3.2.	Duración [tiempo (horas)].....	44
2.3.4.	Índices basados en energía.....	45
2.4.	Sistema de medición y control de la calidad en los servicio eléctrico de distribución radial 13.8KV.....	47
2.5.	Sistema de control e identificación de usuario en los sistema de distribución radial 13.8KV.....	48
2.6.	Sistema de control de solicitudes y reclamos del usuario en los sistemas de distribución radial 13.8KV.....	48
2.7.	Índices de confiabilidad exigidos en Guatemala para determinar la calidad de la energía eléctrica.....	49
2.7.1.	Índices de calidad del producto suministrado por el distribuidor.....	49
2.7.1.1.	Regulación de la tensión.....	51
2.7.1.1.1.	Índices individuales.....	51
2.7.1.1.2.	Índices globales.....	51

2.7.1.1.3.	Tolerancias.....	53
2.7.1.1.4.	Control.....	54
2.7.1.1.5.	Indemnización por mala regulación.....	54
	2.7.1.1.5.1. Individual.....	55
	2.7.1.1.5.2. Global.....	56
2.7.1.2.	Índices de calidad del desbalance de la tensión suministrada por el distribuidor.....	56
2.7.1.2.1.	Tolerancias.....	57
2.7.1.2.2.	Control.....	57
2.7.1.2.3.	Indemnización.....	58
2.7.1.3.	Índices de distorsión de armónica de la tensión generada por el distribuidor.....	60
2.7.1.3.1.	Tolerancias.....	60
2.7.1.3.2.	Control.....	62
2.7.1.3.3.	Indemnización.....	61
2.7.1.4.	Índices de flicker de la tensión.....	63
2.7.1.4.1.	Tolerancias.....	63
2.7.1.4.2.	Control.....	64
2.7.1.4.3.	Indemnización.....	64
2.7.2.	Índices de incidencia del usuario en la calidad del producto.....	65
2.7.2.1.	Índices de calidad de la distorsión de armónica de la corriente de carga.....	65
2.7.2.1.1.	Tolerancias.....	69
2.7.2.1.2.	Control.....	67
2.7.2.1.3.	Indemnización.....	68
2.7.2.2.	Índices de flicker generado por el usuario.....	69
2.7.2.2.1.	Tolerancias.....	69

	2.7.2.2.2. Control.....	70
	2.7.2.2.3. Indemnización.....	71
2.7.3.	Índice de Factor de potencia.....	72
	2.7.3.1. Tolerancias.....	72
	2.7.3.2. Control.....	72
	2.7.3.3. Indemnización.....	73
2.7.4.	Índices de calidad del servicio técnico.....	73
	2.7.4.1. Índices de calidad para las interrupciones.....	73
	2.7.4.2. Tolerancias.....	75
	2.7.4.3. Control.....	76
	2.7.4.4. Indemnización.....	76
2.7.5.	Índices de calidad del servicio comercial.....	78
	2.7.5.1. Índices de calidad del servicio comercial del distribuidor.....	78
	2.7.5.1.1. Tolerancias.....	79
	2.7.5.1.2. Control.....	80
	2.7.5.1.3. Sanciones y/o multas por incumplimiento del servicio comercial.....	81
	2.7.5.2. Índices de calidad de la atención al usuario....	82
	2.7.5.2.1. Tolerancias.....	83
	2.7.5.2.2. Control.....	84
	2.7.5.2.3. Indemnización.....	84
	2.7.5.3. Índices de la calidad de los equipos.....	85
2.8.	Análisis y aspectos importantes a tomar para la evaluación de los índices de confiabilidad en presencia de fallas.....	85
2.8.1.	Descripción topológica de tramos de alimentación	85
2.8.2.	Indicadores como características de los tramos de alimentación y elementos de protección.....	87

2.8.2.1.	Tasa de falla.....	87
2.8.2.1.1.	Tramos de alimentadores.....	87
2.8.2.1.2.	Elementos individuales.....	88
2.8.2.2.	Tiempo de interrupción.....	88
2.8.2.2.1.	Tiempo para el conocimiento de la falla.....	89
2.8.2.2.2.	Tiempo de preparación.....	89
2.8.2.2.3.	Tiempo de localización.....	90
2.8.2.2.4.	Tiempo de maniobra para la transferencia.....	90
2.8.2.2.5.	Tiempo de reparación.....	90
2.8.2.2.6.	Tiempo de maniobra para reestablecer la configuración normal de operación.....	90
2.8.3.	Clasificación del comportamiento de los tramos de alimentación ante una falla.....	91
2.8.3.1.	Normal.....	91
2.8.3.2.	Reestablecible.....	91
2.8.3.3.	Transferible.....	91
2.8.3.4.	Irreestablecible.....	92
2.8.3.5.	Irreestablecible con espera.....	92
2.8.4.	Evaluación y determinación del comportamiento de los tramos de alimentación ante una falla.....	92
2.8.4.1.	Elementos que representan tramos de alimentación.....	93
2.8.4.2.	Elemento cualquiera.....	94
2.8.4.3.	Indisponibilidad de servicio.....	94
2.8.4.4.	Índices totales del sistema, duración y frecuencia equivalente por consumidor.....	95

2.8.4.5.	Energía no suministrada.....	96
2.9.	Algoritmo de solución para obtener los índices de confiabilidad en general en redes eléctricas de distribución radial 13.8KV.....	96
3.	MEJORAS EN GENERAL PARA LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL 13.8KV	
3.1.	Generalidades.....	99
3.2.	Acciones generales para mejora de los índices de confiabilidad..	99
3.2.1.	Mallado de las redes de distribución.....	99
3.2.2.	Instalación de equipo de señalización.....	100
3.2.3.	Instalación de equipo de seccionamiento.....	100
3.2.4.	Automatización de la red de distribución.....	100
3.3.	Alternativas para disminuir tiempos de paralización, continuidad de suministro.....	102
3.3.1.	Tasas de fallas.....	102
3.3.1.	Tiempos de interrupción.....	102
3.4.	Método de prevención y corrección en general en la calidad de onda de energía eléctrica.....	103
3.4.1.	Regulación de la tensión.....	103
3.4.2.	distorsión de armónica de la tensión.....	103
3.4.3.	Flicker.....	104
3.4.4.	Sistema de corrección universal.....	104
3.5.	Mejoras para la supervisión-operación de un sistema de red eléctrica de distribución radial 13.8KV en cuanto a confiabilidad de suministro.....	105
3.5.1.	Introducción de un flujo de carga y simulaciones.....	105
3.5.2.	Pantalla grafica y mensaje de limites de los indicadores de calidad de servicio.....	107

3.5.3.	Posibilidad de realizar incidencias de más de una subestación conectada.....	109
3.5.4.	Grabaciones y alerta grafica al ingresar un aviso.....	109
3.6.	Mejoras para la gestión de incidencias programadas en una red eléctrica de distribución radial 13.8KV en cuanto a confiabilidad de suministro.....	110
3.6.1.	Flujo de carga y simulaciones.....	110
3.6.2.	Mensaje de limites de los indicadores de calidad de servicio y mejoras para la generación de informes.....	111
4.	ANÁLISIS DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD EN LA LINEA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA RADIAL JUTIAPA 13.8 KV ESTADO ACTUAL "SIN MEJORAS"	
4.1.	Sistema de distribución radial línea 13.8KV Jutiapa.....	113
4.1.1.	Total de usuarios o consumidores registrados por sector de consumo.....	114
4.1.2.	Diagrama unifilar.....	115
4.1.2.1.	Diagrama topológico.....	116
4.1.3.	Criterios de facturación de la EGEE a DEORSA.....	117
4.1.4.	Demanda de potencia horaria.....	118
4.1.5.	Cálculo y análisis del flujo de carga.....	119
4.1.5.1.	Demanda máxima, hora pico.....	120
4.1.5.2.	Demanda media.....	120
4.1.5.3.	Demanda mínima, hora no pico.....	121
4.1.6.	Costo de perdidas.....	121
4.1.6.1.	Técnicas.....	121
4.1.6.2.	No técnicas.....	122
4.1.7.	Cálculo y análisis de resultados de índices de confiabilidad.....	122

4.1.7.1.	Índices de calidad de servicio.....	122
4.1.7.1.1.	Índices Globales	126
4.1.7.1.2.	Índices Individuales.....	129
4.1.7.2.	Índices de calidad del producto.....	130
4.1.8.	Calculo de Indemnizaciones y penalizaciones.....	135
5.	CALCULO Y ANÁLISIS DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD EN LA LINEA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA RADIAL JUTIAPA 13.8 KV "CON MEJORAS"	
5.1.	El programa NEPLAN, sistema de planeamiento y optimización de redes eléctricas como herramienta de ayuda.....	137
5.2.	Acciones para mejorar los índices de confiabilidad para esta red en análisis.....	138
5.2.1.	Acciones para mejorar el balance.....	138
5.2.1.1.	Incremento en el calibre de conductores.....	140
5.2.1.2.	Instalación de elementos de protección.....	140
5.2.2.	Resultados de flujo de carga con mejoras propuestas	144
5.2.2.1.	Demanda máxima, hora pico.....	145
5.2.2.2.	Demanda media.....	145
5.2.2.3.	Demanda mínima, hora no pico.....	146
5.2.3.	Costos de perdidas.....	146
5.2.3.1.	Técnicas.....	146
5.2.3.2.	No técnicas.....	147
5.3.	Calculo y análisis de resultados de índices de confiabilidad....	147
5.3.1.	Índices de calidad de servicio, interrupciones.....	147
5.3.1.1.	Índices individuales.....	149
5.3.1.2.	Índices globales.....	150

5.3.2.	Índices de calidad del producto, onda y perturbaciones.....	150
5.4.	Sistema de referencia.....	152
5.4.1.	Sistema radial con una alimentación.....	152
5.4.2.	Sistema radial con alternativa de alimentación.....	159
6.	ANÁLISIS ECONÓMICO	
6.1.	Costos y beneficios asociados a la confiabilidad.....	165
6.1.1.	Confiabilidad, costos y ganancias.....	166
6.1.2.	Análisis	169
6.1.2.1.	Planificación.....	169
6.1.2.2.	Características de la demanda.....	170
6.1.2.3.	Características técnicas y económicas.....	171
6.1.2.3.1.	Red de alimentadores y costos...	171
6.1.3.	Análisis y propuesta en general.....	175
6.1.3.1.	Análisis para la inversión.....	175
6.1.3.2.	Comparación entre análisis actuales y propuestas, análisis de ahorro en penalizaciones e indemnizaciones.....	184
6.1.3.3.	Análisis económico de inversión contra ahorro para encontrar la recuperación de capital.....	186
6.1.3.4.	Cronograma de inversiones e instalaciones..	191
6.1.4.	Comparación de resultados de confiabilidad con mejoras y sin mejoras.....	191
	CONCLUSIONES	195
	RECOMENDACIONES	198
	BIBLIOGRAFÍA	199
	ANEXO	201

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Sistema típico con una alimentación.....	9
2	Sistema típico con alternativa de alimentación	10
3	Sistema con dos estados.....	17
4	Curva de tasa de fallas, curva característica de la vida de un elemento o sistema	18
5	Clasificación de análisis-métodos-técnicas de confiabilidad.....	33
6	Confiabilidad	34
7	Características generales en cuanto a confiabilidad.....	35
8	Seguridad, generalizada	36
9	Suficiencia, generalizada	37
10	Calidad, generalizada	39
11	Esquema de una red de distribución radial 13.8KV y su modelo correspondiente.....	86
12	Tiempo total de interrupción de servicio eléctrico	89
13	Diagrama unifilar de la línea Jutiapa.....	115
14	Diagrama geográfico de la línea Jutiapa.....	116
15	Cargas actuales.....	117
16	Demanda horaria de potencia de la ciudad de Jutiapa.....	118
17	Demanda horaria de corriente de la ciudad de Jutiapa.....	119
18	Pantalla de inicio.....	137
19	Protecciones propuestas	141

20	Reconector instalado en un poste como ejemplo para la posición propuesta	142
21	Demanda en función de la corriente estado propuesto	144
22	Línea Jutiapa 13.8KV	148
23	Sistema de prueba 1	153
24	Modelo de la red de prueba 1.....	153
25	Sistema de prueba 2, con alternativa de alimentación	160
26	Modelo de la red de prueba 2, con alternativa de alimentación	160
27	Modelo de un sistema de gestión de confiabilidad basados en procesos	167
28	Costos mínimos para conductores de distinta sección.....	172
29	Costos y beneficios asociados a la confiabilidad.....	174
30	Clasificación de los costos en general en función de la confiabilidad.....	174
31	Costo de línea monofásica por km.	180
32	Costo de línea trifásica por km.	180
33	Diagrama orientativo	184
34	Diagrama actual	185
35	Diagrama propuesto	186
36	Interfase con el usuario	201
37	Organización de datos.....	202
38	Proceso	203
39	Maniobra para obtener los resultados	203
40	Tabla de resultados	204
41	Diagrama unificar cualquiera con componente de red	205
42	Redes parciales.....	208

TABLAS

I	Tolerancias porcentuales de índices de regulación de tensión.....	53
---	---	----

II	Valorización de la energía para regulación de tensión por banda “B”, rangos preestablecidos	54
III	Tolerancias de índices de desbalance de tensión	57
IV	Valorización de la energía para desbalance de tensión por banda “B”, rangos preestablecidos	58
V	Tolerancias de índices para las armónicas de voltaje	60
VI	Tolerancias de índices para las armónicas de corriente	66
VII	Tolerancias de índices de flicker	69
VIII	Tolerancias de índices de factor de potencia	72
IX	Índices y niveles exigidos en la etapa de transición	75
X	Índices y niveles exigidos a partir del inicio de la etapa de régimen	75
XI	Índices y niveles exigidos a partir del mes trece de la etapa de régimen.....	75
XII	Interrupciones aportadas, según tipo de elemento	93
XIII	Tiempos de interrupción.....	94
XIV	Mejoras al automatizar	101
XV	Datos actuales carga instalada estimada.....	114
XVI	Total de usuarios registrados por sector de consumo en Jutiapa	114
XVII	Tramos principales.....	114
XVIII	Demanda horaria de potencia de la ciudad de Jutiapa	118
XIX	Resultados de flujo de carga in mejoras demanda máxima	120
XX	Resultados de flujo de carga sin mejoras demanda media	120
XXI	Resultados de flujo de carga sin mejoras demanda mínima	121
XXII	Resultados de perdidas técnicas estado actual	121
XXIII	Resultados de perdida no técnicas estado actual	122
XXIV	Interrupciones registradas durante el periodo	123
XXV	Medición de índices de calidad de onda estado actual	131
XXVI	Indemnizaciones por FIU en la etapa de régimen.....	135
XXVII	Comparación de TIU-TIUexigido durante la etapa de transición.....	135

XXVIII	Balance de la línea	139
XXIX	Incremento de calibre de los conductores	140
XXX	Resultado de flujo de carga con mejoras demanda máxima	145
XXXI	Resultado de flujo de carga con mejoras demanda media	145
XXXII	Resultado de flujo de carga con mejoras demanda mínima	146
XXXIII	Resultados de perdidas técnicas estado con mejoras.....	146
XXXIV	Resultado de perdidas no técnicas estado con mejoras.....	147
XXXV	Parámetros de confiabilidad del sistema estado propuesto.....	148
XXXVI	Índices de confiabilidad estado propuesto	149
XXXVII	Resultados de índices de calidad de onda estado propuesto.....	150
XXXVIII	Matriz de estados resumida.....	155
XXXIX	Tasa de fallas, individuales o sectorizado, λ fallas/año.....	156
XL	Tiempos de interrupción de servicio r_j , individuales o sectorizado, hrs.....	156
XLI	Tiempos de indisponibilidad de servicio U, pérdida de servicio de energía eléctrica individual o sectorizado, horas/año.....	157
XLII	Duración r_j , tiempo de interrupción por falla total hrs.....	158
XLIII	Resumen de índices de confiabilidad	158
XLIV	Matriz de estados resumida.....	161
XLV	Tasas de fallas, individuales o sectorizado, λ fallas/año	161
XLVI	Tiempos de interrupción de servicio r_j , individual o sectorizado, hrs. ...	162
XLVII	Tiempos de indisponibilidad de servicio U, pérdida de servicio de energía eléctrica individual o sectorizado, horas/año.....	162
XLVIII	Resumen de índices de confiabilidad	163
XLIX	Balance de energía para el análisis de costos	168
L	Costos típico para línea aérea desnuda	178
LI	Costos típicos de conductores.....	179
LII	Datos para análisis	179
LIII	Costos típicos para el análisis	182

LIV	Comparación inversión corto-mediano plazo contra perdidas en función de costos, perdidas transformadas en inversión	189
LV	Propuesta de inversiones.....	191
LVI	Resultados con la propuesta.....	191

GLOSARIO

Algoritmo	Notación propia de una forma particular de cálculo.
Alimentador	Son los circuitos que entregan energía a la carga de una zona geográfica bien definida
Banda de tensión “B”	Desviación detectada como % CENS de conformidad en intervalos ya preestablecidos por la NTSD.
CENS	Costo de la energía no suministrada, Q/kwh.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Consumidor o usuario final	Persona individual o jurídica que recibe servicio.
Demanda Media	Es el máximo valor de potencia registrado por un contador demandómetro durante un periodo determinado.
Diagrama topológico	Representación esquemática de la instalación.
Diagrama unifilar	Representación del resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de una instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos.
Dsistema	Demanda de energía facturada durante el periodo de control para el sistema del distribuidor, kwh.
Dusuario	Demanda de energía facturada durante el periodo de control para cada usuario, kwh.

ENSsistema	Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, kwh.
ENSUsuario	Energía no suministrada al usuario, calculada por TIU y FIU, kwh.
INIG	Indemnización para ser distribuida globalmente Q. Cada usuario recibe una indemnización, proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidos
INII	Ideminizacion para ser distribuida individualmente, Q. A los usuarios que se les aplica una indemnización individual, no les corresponderá una indemnización global.
Monofásico	Una sola fase.
Nodo	Punto de distribución del flujo de potencia.
NTSD	Normas Técnicas de Servicio de Distribución emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Red radial	Es cuando el flujo de potencia nace en un solo nodo.
SCADA	Sistema de supervisión y adquisición de datos
Trifásico	Tres fases.

RESUMEN

Se presenta, en este trabajo, una metodología de estudio y evaluación de índices de confiabilidad para redes eléctricas de distribución radiales 13.8kV; esta evaluación se refleja en índices de frecuencia y duración de fallas, tanto para consumidores como elementos parciales de la red, como globales para el sistema. Está orientado al problema de la continuidad de suministro, que forma parte del concepto más general denominado “Confiabilidad de servicio.” No obstante, en lo que sigue de este trabajo, se entenderá confiabilidad como continuidad de servicio, de suministro de energía eléctrica al usuario.

Se desarrolla una amplia gama de información acerca de indicadores de confiabilidad, así, también, conceptos generales de la misma con la intención de entregar al lector una herramienta de evaluación de confiabilidad, que le permita tomar sus decisiones, adecuadamente, en cuanto a la planificación y estudio de la distribución de energía eléctrica con topología radial, considerando entre otros elementos; la incidencia que cada sector tiene sobre el desempeño del sistema, medido en términos de la capacidad de éste para abastecer la demanda conectada; políticas de mantenimiento, elementos de protección, operación, incorporación de elementos de maniobra automatizados, refuerzos de elementos, etc.

Se presenta la temática general que enmarca el trabajo realizado, presentando los objetivos y alcances generales del mismo. Así, también, en forma resumida, la teoría de confiabilidad y diferentes métodos de evaluación.

Se expone la metodología utilizada para evaluar los índices de confiabilidad de una red de distribución radial 13.8KV y la metodología para optimizar inversiones, cuando se desea mejorar el nivel de probabilidad o disponibilidad de servicio eléctrico en un punto cualquiera de la red; así como las definiciones de cada una de las variables involucradas en dicho proceso.

Se presentan las conclusiones más relevantes de este trabajo, así como las recomendaciones que permiten continuar avanzando en este tema; y, un análisis de la bibliografía consultada, indicando los aportes de cada publicación, contrastando finalmente con la contribución del presente trabajo.

Y por ultimo, en vista de la importancia del manejo de la confiabilidad en una red de distribución eléctrica radial y debido a los grandes cambios que ha tenido el sector eléctrico hoy en día en Guatemala, surge la necesidad, además de lo expuesto anteriormente, establecer una metodología de estudio y/o análisis de confiabilidad que se ajuste al nuevo esquema regulatorio del país.

OBJETIVOS

- **General.**

Efectuar un estudio de los índices de confiabilidad para redes eléctricas de distribución radiales 13.8KV. Tomando como criterio de éxito la continuidad de servicio par el consumidor o usuario final.

- **Específicos.**

1. Plantear una metodología para evaluar índices de confiabilidad en redes de distribución de energía eléctrica radiales.
2. Estudiar y Brindar al lector conceptos de confiabilidad en el ámbito de calidad de servicio de energía eléctrica reflejado en índices de desempeño de la línea.
3. Determinar índices que reflejen la calidad de servicio en la Línea de Distribución de Energía Eléctrica denominada Jutiapa, con topología radial, ubicada, geográficamente, en nuestro país en el departamento de Jutiapa.
4. Conocer los niveles de índices de confiabilidad globales e individuales permitidos en Guatemala.

5. Brindar recomendaciones acerca del tema estudiado e investigado, en cuanto a evaluación de confiabilidad en un sistema de distribución eléctrica radial.

INTRODUCCIÓN

Las altas exigencias en el suministro de la calidad de servicio de energía eléctrica obligan, cada vez mas, a realizar grandes estudios, desde la generación hasta la distribución, así, también la actualización o implementación de modernos equipos para su uso, dado que, las probabilidades de fallas en el suministro, pueden ocurrir en determinados tiempos, el estudio de la confiabilidad, conjuntamente con tal implementación, tendrán como objetivo disminuir la posibilidad de interrupción de la misma.

En un sistema de distribución de energía eléctrica con topología radial, es muy importante la confiabilidad y continuidad del servicio; pero, cuando el mismo pierde dichas características, se convierte en un problema para los usuarios y a la vez una limitante para el desarrollo de la población.

En general, en una red eléctrica de distribución radial por muy perfecta que sea; en promedio, cada cierto tiempo experimenta situaciones que derivan en cortes de servicio, dado que los elementos que lo componen sufren desperfectos o fallas, por condiciones de operación, accidentales o externas al sistema como se expondrá en el trabajo.

Debido a lo anterior, surge la necesidad entonces de realizar un estudio para este tipo de sistemas y establecer la confiabilidad en base a una serie de cuantificadores que intentan describir las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones.

La confiabilidad es un aspecto esencial, tanto en el diseño como en la práctica, cuantitativamente, puede expresarse como la probabilidad de falla; en la práctica la confiabilidad se determina mediante el número de fallas por unidad de tiempo durante la duración bajo consideraciones. En general, cuatro factores son muy utilizados para medir la confiabilidad en un sistema de distribución de energía eléctrica con ámbito topológico de red radial 13.8KV.

- relación promedio de fallas;
- tiempo promedio de restauración del servicio;
- indisponibilidad promedio de servicio,
- y pérdida de energía promedio, respectivamente.

Aunque no existe unanimidad en los criterios de evaluación en sistemas de distribución radiales 13.8kV, los índices más comunes utilizados en la cuantificación de confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica.

En el presente estudio se analizara además de tomar algunas referencias, tomando en cuenta las normas técnicas del servicio de distribución y los niveles de índices de confiabilidad exigidos en Guatemala como caso practico la Línea de Distribución de Energía Eléctrica denominada Jutiapa, con topología radial, ubicada en el Departamento de Jutiapa. Que esta a cargo de Unión Fenosa, DEORSA la empresa de distribución de energía en el lado de Oriente de Guatemala.

1. ASPECTOS GENERALES EN LA CONFIABILIDAD DEL SERVICIO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

1.1. Generalidades

En un sistema de distribución de energía eléctrica es muy importante la confiabilidad y continuidad del servicio, pero, cuando el mismo pierde dichas características, se convierte en un problema para los usuarios y a la vez una limitante para el desarrollo de la población. El concepto de calidad de servicio, se encuentra, íntimamente, ligado a la confiabilidad existente en un sistema de distribución. Actualmente, se ha convertido en un tema de amplio estudio debido a la reestructuración del sector energético en Guatemala.

Para poder calificar la energía, es necesario contar con indicadores de referencia, los cuales permiten saber si la calidad de la misma es buena o mala; el objetivo de este estudio es el análisis de la calidad de servicio técnico, interrupciones, ya que, es lo que tiene relación directa con el cliente en cuanto a corte de energía eléctrica se refiere. La continuidad del suministro es uno de los aspectos de calidad más inmediatos y evidente del cual el cliente siempre estará pendiente. Generalmente, es llamada “Confiabilidad de suministro.” Para el contenido de este trabajo de graduación son de particular interés las normas que rigen lo referente a la distribución de la energía eléctrica en el país; ya que, existen otras normas que rigen aspectos de transmisión y generación, por lo tanto, nos enfocaremos, como ya mencionamos, solamente, a la distribución y su régimen.

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

Además, los cortes de suministro de energía eléctrica que afectan a todos los usuarios, producen graves distorsiones, tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad como en el confort de las personas; se cuantifican midiendo su frecuencia de aparición y duración. Una manera más general de evaluar la confiabilidad del servicio eléctrico es a través de la disponibilidad.

La calidad de servicio de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de varios parámetros o índices de confiabilidad: *la continuidad de servicio*, las fluctuaciones de voltaje, flicker, por ejemplo, el contenido armónico de las formas de onda de voltaje y de corriente y las variaciones de frecuencia; de estos aspectos del servicio eléctrico; son imputables al sistema de distribución, en gran medida, la continuidad de suministro, las variaciones de voltaje y armónicos; puesto que, la regulación de frecuencia es responsabilidad de la generación.

El concepto de calidad de servicio, como puede apreciarse, es bastante amplio, de manera que no es posible sintetizarlo en un solo parámetro o índice; por una parte, para las fluctuaciones lentas y rápidas de voltaje, flicker y armónicos, existen diversos cuantificadores que dan cuenta de la presencia de tales anomalías e indican la necesidad de tomar medidas correctivas, dado que las fuentes de estos problemas son normalmente conocidas.

Las fluctuaciones de voltaje son imputables a algunos tipos de cargas, responsabilidad de usuarios, mientras que los cortes de suministro normalmente son problemas asociados a la red; bien, como puede verse, en cada caso, las acciones tendientes a corregir los problemas corresponden a entidades diferentes.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad. Las empresas de servicio eléctrico, normalmente, llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos indicadores económicos, especialmente la energía no suministrada. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

Aunque no existe unanimidad en los criterios de evaluación, los índices más comunes, utilizados en la cuantificación de confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica. En Guatemala, las empresas donde se evalúan estos factores, sólo consideran aquellos cortes de una duración mayor a tres minutos, según las NTSD. En ciertos casos, la sensibilidad de las cargas a la disponibilidad de electricidad es tan crítica, que los microsegundos son, también, materia de interés, como se comentara mas adelante.

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

El problema de la calidad de servicio y, en particular, de la continuidad de suministro de electricidad, tiene, también, un trasfondo económico; teóricamente, es posible lograr una calidad de servicio perfecto, es decir, cero interrupciones, frecuencia constante, etc., pero a costo infinito. Este trabajo describe una metodología para evaluación y mejoras en índices de confiabilidad, un análisis a los parámetros frecuencia y duración de fallas y una metodología para la incorporación de inversiones en forma óptima para el mejoramiento de confiabilidad.

Por el estudio que se realiza en el presente trabajo, se describirá de aquí en adelante, únicamente, sobre sistema de distribución con ámbito topológico de *red radial* y *tensión 13.8 KV* y, a la vez, *estará orientado* al problema de la *continuidad de suministro* que forma parte del concepto, mas general denominado “Confiabilidad de servicio.” No obstante, en lo que sigue de este trabajo, se entenderá **confiabilidad** como *continuidad de servicio*, continuidad de suministro de energía eléctrica al usuario. El 7 de abril del año 1999 la Comisión Nacional de energía eléctrica implemento mediante la resolución CNEE No. 09-99 las Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD, en las cuales se establecen los parámetros para que la población reciba la “energía eléctrica con calidad, continuidad y sin distorsiones que menoscaben la calidad del servicio al usuario final”.

Además, contiene tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros.

- **calidad del Producto suministrado por el Distribuidor:** regulación de Tensión, Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos, Distorsión Armónica, y Flicker;
- **incidencia del Usuario en la Calidad del Producto:** distorsión Armónica, Flicker y Factor de Potencia;
- **calidad del Servicio Técnico:** interrupciones;
- **calidad del Servicio Comercial:** calidad del Servicio Comercial del Distribuidor, y Calidad de la Atención al Usuario.

En el aspecto técnico, las normas establecen los parámetros de calidad para la continuidad del servicio, es decir, las interrupciones en el mismo. El último aspecto en parametrizar se basa en la calidad comercial de la energía y la atención al usuario. Es muy importante recordar que estas normativas se aplican a cualquier distribuidor y usuario dentro de la república de Guatemala sin discriminación o preferencia de ningún tipo. Por lo que su incumplimiento se categoriza como una violación a la ley.

Como se mencionó anteriormente, la implementación de un mercado regulado del sector eléctrico no se puede llevar de la noche a la mañana, por lo que se requirieron 4 etapas diferentes de implementación. La creación de estas etapas se dio con el propósito de lograr una adecuación gradual de los participantes a las exigencias de las normas. La división de estas etapas se basa en los niveles incrementales de exigencia en cada una. La creación de infraestructura o energización de las instalaciones no se puede llevar a cabo si no se cumple con la respectiva etapa anterior. La división de las dos últimas etapas se llevó a cabo como se describe a continuación.

En la etapa de transición, se inicia a partir de la finalización de la etapa de prueba y tiene una duración de doce meses, se controla la calidad del suministro eléctrico con base en los índices y valores límites implementados en las etapas anteriores. En este período se realizan los ajustes a los sistemas de control e identificación de clientes y los de solicitudes y reclamos para poder cumplir con las exigencias de las normas. Al igual que en la etapa anterior si los valores de los índices sobrepasan los establecidos o son inferiores dependiendo del caso no se aplicaran indemnizaciones o penalizaciones.

En la etapa de régimen, se le exige a todos los participantes el cumplimiento de los índices de calidad para desbalance de tensión, flicker y armónicos. Si no se llegase a cumplir se procederá al sancionamiento o indemnización según corresponda. El procedimiento de sanción se inicia después del mes trece de iniciada esta etapa. Actualmente, sé esta cursando la última etapa o etapa de régimen, donde se aplican todas las implementaciones realizadas, anteriormente, desde el punto de vista técnico y económico. En el transcurso de esta etapa se reajustan algunos índices con base en el desarrollo económico del país, como por ejemplo el CENS o Costo de energía No Suministrada que es el costo de la energía que por alguna causa no fue despachada al consumidor final. Este índice ajustable es proporcionado por la CNEE a partir de estudios económicos realizados en diferentes periodos de tiempo. Desde el punto de vista de las indemnizaciones y penalizaciones, estas se mantienen estables en su forma de calculo, viéndose afectadas, solamente, por los índices fluctuantes como el, anteriormente, mencionado. Podemos considerar a las NTSD como la base absoluta de los parámetros que rigen la red de distribución.

Como tal, estas normas presentan claramente las obligaciones de los participantes en el sistema. Dentro de las Obligaciones del Distribuidor tenemos:

- prestar a los usuarios un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos en las NTSD;
- responder ante otros participantes por el pago de indemnizaciones ocasionadas por transgresión a las tolerancias establecidas,
- suscribir con los usuarios los contratos de compraventa de energía eléctrica de conformidad con la Ley General de Electricidad;
- emitir facturas por el cobro de servicio entre otras, etc.

Dentro de las Obligaciones de los usuarios tenemos:

- suscribir con su distribuidor el contrato de compraventa de energía eléctrica;
- realizar todas las instalaciones internas necesarias para evitar introducir perturbaciones en la red del Distribuidor que afecte la Calidad del Servicio;
- pagar a la comisión el importe de sanciones;
- pagar al Distribuidor las indemnizaciones que correspondan al incumplimiento con la Calidad de Servicio entre otras, etc.

1.2. Sistemas de distribución de energía eléctrica de red radial 13.8KV

Al referirse a distribución, sé esta hablando de todas las partes de un sistema de energía eléctrica, entre las subestaciones de distribución y los equipos de la entrada de servicio de los consumidores. Un sistema de distribución normal consta de: redes de subtransmisión, subestaciones de distribución, las cuales transforman la energía a una tensión más baja con la cual son alimentadas las estaciones de transformación, alimentadores o circuitos de distribución, los cuales alimentan un área bien definida, estaciones transformadoras de distribución montadas sobre postes, en casetas o cámaras subterráneas cerca de los centros de consumo para transformar la energía a la tensión de los usuarios finales y así distribuirla en pequeñas cantidades.

Los sistemas radiales son aquellos en que desde una subestación salen uno o más alimentadores, cada uno de ellos puede o no ramificarse, pero jamás vuelven a encontrar un punto común. Estos sistemas, sencillos y fáciles de controlar y proteger, son evidentemente los más baratos, pero son los que menos ofrecen seguridad de servicio. Presentan características muy particulares que los diferencian de los sistemas de transmisión, entre los cuales se puede mencionar.

- topologías radiales;
- relación R/X alta, líneas predominantemente resistivas;
- múltiples conexiones, monofásicas, 2 fases a 120° y trifásicas;
- línea sin transposiciones;
- cargas de distinta naturaleza: comerciales, industriales, residenciales o mixtas, entre otras características.

El que típicamente sean radiales, significa que el flujo de potencia nace en un solo nodo. Este nodo representa la subestación que alimenta al resto de la red. En general, los circuitos eléctricos de distribución de energía en las áreas rurales o poblaciones pequeñas, que es, en este caso red a estudiar, son radiales, monofásicos en la mayor parte de su recorrido, son alimentados a una tensión de 13.8kV y se extienden a lo largo y ancho del territorio rural a fin de atender la demanda de energía, por lo que poseen una longitud considerable. Las figuras 1 y 2 muestran un diagrama unifilar simplificado para un circuito de distribución radial con el cual se puede comprender mejor la topología.

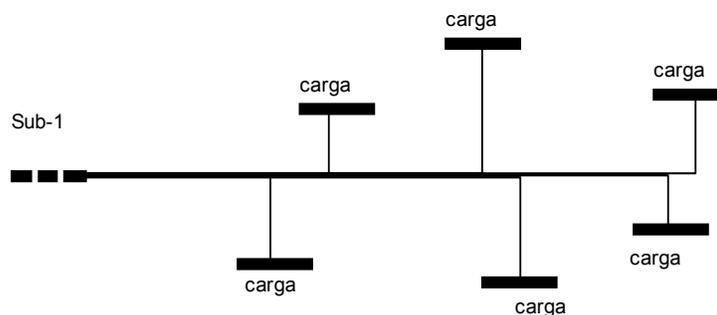
En estos circuitos los alimentadores primarios que parten de la subestación de distribución son trifásicos, y en el trayecto de su recorrido existen derivaciones que son: monofásicas, bifásicas o trifásicas.

Las derivaciones monofásicas, generalmente, se encuentran en la parte final y/o entre el transcurso de los recorridos, dependiendo de la situación del cliente, y son los que en su mayoría cubren la demanda de energía de consumidores rurales. No existe ninguna regla clara y concisa que explique en que parte de la trayectoria de un circuito están ubicadas las cargas del área rural, ya que, muchos circuitos de distribución que se encuentran en la periferia del área metropolitana, generalmente, cubren la demanda de energía de áreas urbanas y de áreas rurales, pero en general, se puede afirmar que, geográficamente, las líneas eléctricas del área rural están ubicadas en zonas alejadas de la influencia de los sistemas centralizados de distribución.

1.2.1. Sistema típico con una alimentación

En este modelo de distribución radial la alimentación de la línea es a través de una sola subestación, solamente de un nodo alimentador para toda la red. La figura 1 representa lo descrito.

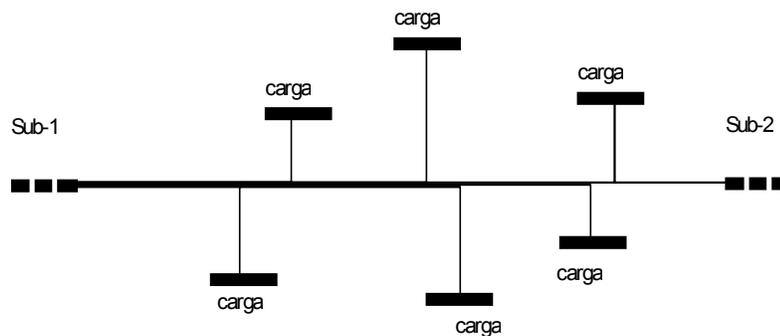
Figura 1. Sistema típico con una alimentación



1.2.2. Sistema típico con alternativa de alimentación

En este modelo de distribución radial la alimentación de la línea es a través de varias subestaciones, varios nodos alimentadores para toda la red, la figura 2 representa lo anterior descrito.

Figura 2. Sistema típico con alternativa de alimentación



1.3. Porque el estudio de índices de confiabilidad

Como ya se ha mencionado, en un sistema de distribución de energía eléctrica es muy importante la confiabilidad y continuidad del servicio, pero, cuando el mismo pierde dichas características, se convierte en un problema para los usuarios y a la vez una limitante para el desarrollo de la población; esta es una de las principales razones del porque el estudio de índices de confiabilidad se refiere. Como se ha apreciado, el concepto de calidad de servicio, se encuentra íntimamente ligado a la confiabilidad existente en un sistema de distribución. Y además, actualmente, se ha convertido en un tema de amplio estudio debido a la reestructuración del sector energético en Guatemala.

1.3.1. Naturaleza-causa-consecuencia de fallas

La *continuidad del suministro* es uno de los aspectos de calidad más inmediato y evidente del cual el cliente siempre estará pendiente, generalmente es llamada Confiabilidad del suministro; en consecuencia, una falla en el sistema es sinónima a la no-continuidad de suministro de la misma; dicho lo anterior, definiremos, en general, lo que significa una falla: es simplemente una condición anormal que ocasiona una reducción de la resistencia del aislamiento básico, ya sea entre los conductores de las fases, entre los conductores de las fases y la tierra o entre cualquiera de las mallas a tierra que rodeen a los conductores. Entre algunas consecuencias de las fallas, podemos mencionar:

- *interrupción del suministro eléctrico a los consumidores;*
- daños a los elementos eléctricos del sistema que alimenta la falla en caso de no-liberación inmediata de la misma;
- perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico;
- considerable reducción en el voltaje de los alimentadores en buen estado conectados al sistema que esta fallando;
- otros, dependiendo de la situación.

Antes de proceder al estudio de las diversas causas de falla, conviene clasificarlas en función de su origen y duración para tomarlas muy en cuenta posteriormente para un determinado análisis.

- la interrupción puede ocurrir con *voltajes normales a causa* de: deterioro del aislamiento, hechos impredecibles, como el que se posen pájaros sobre las líneas, los cortocircuitos accidentales ocasionados por serpientes, cuerdas de cometas, ramas de árboles, descargas atmosféricas, etc;

- la interrupción puede ocurrir por *voltajes anormales*, ya que el aislamiento solo puede soportar el voltaje normal. Esto *sucede* ya sea *por* variaciones ocasionadas por rayo, descarga atmosférica;
- fallas permanentes: son fallas que una vez ocurren, necesitan la intervención de personal y/o equipo para eliminarlas. El caso de postes chocados, árboles sobre las líneas, líneas en el suelo, etc;
- fallas Temporales: son fallas que ocurren y se eliminan sin la intervención de personal. Ejemplos de fallas temporales son: las ocasionadas por tempestad, o ramas que tocan las líneas y se vuelven a retirar.

1.3.2. Causas en general que originan la mala calidad de la energía eléctrica

Interrupciones: el nivel de calidad de las redes con respecto a indicadores de interrupciones depende de muchos factores; algunos controlables y otros, definitivamente, fuera del alcance de las distribuidoras. Entre los factores controlables se pueden mencionar los planes de mantenimiento preventivo, los cuales pretenden que sus instalaciones estén adecuadamente, diseñadas para evitar salidas de las mismas, por motivos tales como: ramas sobre las líneas, aisladores dañados que puedan flamear, corrosión que provoque rotura de los conductores o empalmes etc., como se menciono anteriormente. Por otro lado, existen factores externos a las distribuidoras como lo son: las fallas en las líneas de transporte, condiciones climáticas extremas, etc.; y, además, están las causas de fuerza mayor, las cuales no pueden ser minimizadas independientemente de la inversión que se realice en las redes de distribución.

Regulación de la tensión: dentro de las causas que producen una mala regulación de la tensión se pueden mencionar el constante cambio de demanda de la red, lo que ocasiona que la generación se ajuste a la demanda, este ajuste no puede ocurrir, instantáneamente, produciendo caídas y elevaciones constantes de la tensión. Otro factor que influye en este parámetro es la pérdida asociada a cada línea de distribución, esto se debe a que conforme aumenta la distancia del punto de suministro con respecto a la fuente, serán mayores las pérdidas y por consiguiente el valor de tensión decaerá.

Distorsión de armónica de la tensión: se puede considerar que, en su mayor parte, los equipos y elementos que componen los sistemas de distribución son lineales, sin embargo, hay equipos que tienen características no lineales; estos equipos emiten armónicos a la red de distribución en el punto de conexión.

Entre los equipos que generan armónicos y los inyectan a la red se puede diferenciar por su tipo de uso: industrial, tales como los rectificadores que son los equipos mediante los cuales se efectúa el proceso básico de conversión de energía; los hornos de inducción y de arco alteran la onda de tensión. Doméstico como lo son los elementos de potencia unitaria baja, pero en conjunto forman una fuente importante de armónicos. Entre ellos se pueden mencionar los receptores de televisión, electrodomésticos, reguladores de luminosidad, lámparas fluorescentes y lámparas de descarga de vapor de sodio. En instalaciones eléctricas, algunos elementos que se utilizan en las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica, también, producen distorsión de armónica, se pueden mencionar a los dispositivos electrónicos de control y mando que regulan la intensidad absorbida, también se encuentran los equipos que utilizan núcleos magnéticos, ya que, cuando funcionan en condiciones de saturación originan armónicos.

Flicker: el flicker es producido por fluctuaciones de tensión que son originadas por los receptores conectados a la red cuya demanda de potencia no es constante en el tiempo, los principales dispositivos perturbadores son de tipo industrial, entre ellos podemos mencionar: máquinas de soldadura, trituradoras, hornos de arco, compresores, laminadoras, maquinas herramientas, etc.

1.4. Ingeniería y administración de la confiabilidad aplicada a redes eléctricas de distribución radial 13.8 KV

La ingeniería de la confiabilidad es una disciplina, relativamente, nueva que se ocupa del diseño, manufactura y aseguramiento de la calidad del equipo y/o sistema de alta confiabilidad. La administración de la confiabilidad debe incluir la consideración de los requerimientos de desempeño del cliente, los factores económicos, las condiciones ambientales, el costo y el análisis de los datos en el campo.

La confiabilidad de un equipo está determinada, principalmente, por el diseño y confiabilidad de sus componentes. Sin embargo, la confiabilidad es un problema tan complejo que no siempre se puede determinar, únicamente, a partir del análisis teórico del diseño, por lo que se requiere de una prueba formal que involucre la simulación de condiciones ambientales para determinar el desempeño, el tiempo de operación y el modo de falla. No resulta fácil establecer una definición para la confiabilidad en forma general, tal como se mencionó en la introducción, de tal manera que abarque los aspectos y variables que entran en juego, ello sobretodo, a raíz de las diversas y conflictivas visiones que se tienen sobre el tema.

Por lo confuso y ambiguo que puede resultar el definir y enmarcar el término como la confiabilidad, resulta de utilidad comenzar planteando algunas definiciones que se dan según investigaciones, organismos internacionales y códigos de red de otros países.

- es la medida de la habilidad de una empresa de servicio público para entregar un servicio eléctrico ininterrumpido a sus clientes;
- habilidad para desempeñar una función específica bajo ciertas condiciones por un determinado periodo de tiempo;
- probabilidad de que cierto equipo opere sin fallas sobre un determinado periodo de tiempo;
- la confiabilidad se refiere a la probabilidad que el funcionamiento del sistema sea satisfactorio;
- igual que la calidad, a menudo la confiabilidad se define de una manera trascendente, similar a un sentido de confianza en la capacidad que tiene el sistema para desempeñarse satisfactoriamente o resistir la falla;
- sin embargo, la confiabilidad es un tema que requiere de un tratamiento más objetivo y cuantitativo, formalmente, se puede definir como la probabilidad de que el sistema lleve a cabo su función pretendida durante un periodo definido de tiempo, bajo condiciones de operación especificadas. Esta definición tienen cuatro elementos de importancia: probabilidad, tiempo, desempeño y condiciones de operación;

- en el primero se define como una probabilidad, esto es, como un valor entre 0 y 1, por lo tanto, se trata de una medición numérica con un significado preciso;

- el segundo elemento es el tiempo, claramente, un dispositivo con una confiabilidad de 0.97 durante 1000 horas de operación es inferior a uno que tenga la misma confiabilidad, pero durante 5000 horas de operación, suponiendo que la misión del dispositivo sea tener una vida larga;
- el desempeño se refiere al objetivo para el que se fabrico el elemento o sistema, comúnmente se utiliza el termino falla cuando no se cumplen las expectativas de desempeño de la función pretendida;
- por ultimo, condiciones de operación que involucra el tipo y cantidad de uso y el entorno al cual se utilizara.

Como concepto general, puede plantearse que la confiabilidad es una función que expresa una probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo; para un componente aislado, corresponde a una exponencial decreciente, indicando que la probabilidad de estar operando es mayor en los instantes iniciales a su puesta en funcionamiento o nacimiento que después de pasado un largo tiempo. Evidentemente, en el tiempo infinito tal probabilidad será cero; para el caso de un sistema eléctrico de distribución, la probabilidad de sobrevivencia se asocia con la posibilidad de disponer de energía eléctrica en cualquier instante.

Es obvio que el sistema eléctrico no se acaba, pero cada cierto tiempo experimentara situaciones que derivan en “cortes de servicio”, dado que los elementos que lo componen sufren desperfectos o fallas, por condiciones de operación, accidentales, etc. Entonces, la confiabilidad para este tipo de sistemas se establece en base a una serie de cuantificadores, que intentan describir, en promedio, las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones.

Es difícil definir una función de confiabilidad única para un sistema como el de distribución, puesto que diferentes consumidores, conectados en distintos puntos de este, verán comportamientos diferentes.

Por tal razón, se definen índices globales, para el sistema, e individuales, para un consumidor o grupo de consumidores conectados a un mismo nodo. A partir de las interpretaciones dadas para la confiabilidad, se puede identificar un matiz en la mayor parte de ellas, el cual corresponde, básicamente, a un adecuado funcionamiento del sistema y la entrega de un suministro interrumpido en todo instante, en consideración de las fallas a las cuales esta sujeto un sistema de distribución de red radial 13.8KV. En la práctica, la confiabilidad se determina mediante el número de fallas por unidad de tiempo durante la duración bajo consideración, llamada tasa de falla. Un sistema de distribución se puede modelar en dos estados como en la figura 3: en funcionamiento, o estado disponible; y averiado, o estado indisponible.

Figura 3. **Sistema con dos estados**



Entre los dos estados que puede tener el sistema, se definen tasas de transición. En el caso del sistema a analizar, las tasas de transición de un estado a otro son: λ , tasa de falla del sistema y μ , tasa de reparación del sistema:

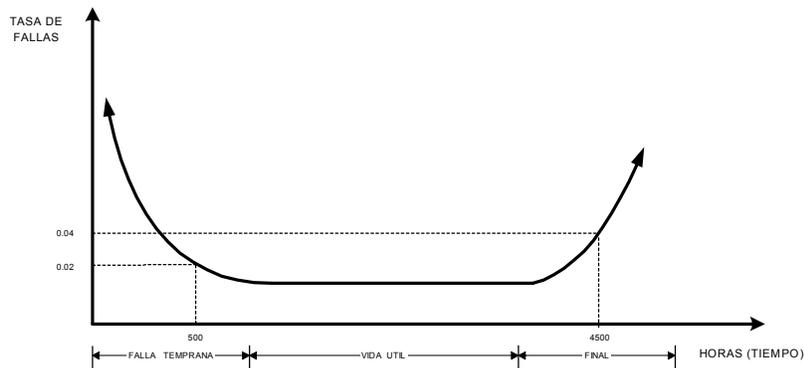
$$\mu = \frac{\text{numero de reparaciones del sistema durante el periodo considerado}}{\text{tiempo total durante el cual el sistema estaba siendo reparado}}$$

$$\lambda = \frac{\text{numero de fallas del sistema durante el periodo considerado}}{\text{tiempo total durante el cual el sistema estaba propenso a fallar}}$$

Es habitual que un sistema cualquiera tenga una tasa de falla respecto al tiempo de tipo “bañera” como la figura 4, en donde en los primeros momentos de la vida del sistema existe lo que se llama la mortalidad infantil, o las fallas precoces del sistema que obedecen a fallas de fabricación del mismo.

Una vez sobrepasado ese periodo, el sistema entra en el periodo de vida útil, donde las fallas aparecen en forma aleatoria y corresponde a una tasa de falla constante; al final de su vida, el sistema entra en la fase de envejecimiento, donde las fallas se multiplican y la tasa de falla crece.

Figura 4. **Curva de tasa de fallas, curva característica de la vida de un elemento o sistema**



1.4.1. La confiabilidad para efectos de análisis

La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado, y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

La distribución de energía eléctrica por líneas aéreas constituye uno de los elementos más importantes de los sistemas de energía eléctrica de la actualidad. Sin embargo, es común encontrar redes de distribución sobrecargadas o con algún tipo de falla, lo que ocasiona que el servicio de energía se vuelva poco continuo y por tanto poco confiable para el usuario final.

Para evitar este problema y otros, a la vez, debemos considerar algunas variables importantes y equipo de protección en cuanto a diseño y/o análisis de planificación, tanto de líneas como, también, del propio sistema general de distribución de energía eléctrica con ámbito radial 13.8KV se refiere, con el objeto de lograr satisfacción al consumidor en cuanto a confiabilidad de servicio, continuidad de suministro. Un sistema de distribución se debe diseñar de modo que pueda dar servicio al crecimiento anticipado en la carga, con un gasto mínimo, ya que se necesita esta flexibilidad para absorber el crecimiento en la carga de zonas ya existentes, así como el crecimiento en la carga en zonas nuevas de desarrollo. Dicho lo anterior, entre las consideraciones y/o análisis a tomar tenemos lo siguiente:

1.4.1.1. Cualidades y funciones en general de un sistema de protección

Todo sistema de protección va a depender de la configuración de la red, de sí es rural o urbana. Todo esto debe estar programado para que cada protección que se actúe afecte lo menos posible al sistema. Por ello, es importante que las curvas de tiempo vrs. corriente entre cada protección estén bien coordinadas.

Un buen sistema de protección es aquel que posee una selectividad eficiente, es decir, las protecciones deben instalarse en los puntos de mayor riesgo de falla y tratar la manera de colocarlos en forma de cascada desde el punto de vista de su capacidad en corriente, para que cuando la falla sea aislada y se presente una apertura de la instalación, no se afecten instalaciones que se encuentran antes del problema y contribuir, así, a la continuidad y calidad del servicio prestado a los usuarios.

Es necesaria una coordinación de las protecciones desde las más grandes hasta las más pequeñas como los fusibles o puntos de seccionamiento que se tienen en toda la línea de media tensión hasta las derivaciones finales. Para aclarar todo esto se pueden mencionar los siguientes casos: por ejemplo, cuando exista una falla en una acometida eléctrica debe actuar exclusivamente la protección del transformador auto protegido si es que la posee y en su defecto el fusible que alimenta dicho transformado. Si la falla se produce en una derivación, debe de actuar la protección de dicha derivación sea monofásica o trifásica y si la falla se da en un punto de la línea troncal deben actuar las protecciones instaladas en forma de cascada según la ubicación de donde se haya producido dicha falla, actuando de menor a mayor hasta llegar a la protección principal de la salida de media que se encuentra en la subestación de distribución.

Además, dentro de la subestación debe haber una coordinación de protecciones entre cada una de las salidas y la protección principal de alta y media tensión, para evitar, así, aperturas innecesarias que afecte a la línea de media tensión y a la vez a los usuarios finales que son los clientes. En general todo sistema de protección que aisle un elemento en condición de falla, debe tener las siguientes cualidades.

- **selectividad:** cuando en un sistema se presenta una falla, debe operar la protección más cercana a la falla, sin cortar la energía que alimenta otras áreas del sistema, seleccionando el elemento necesario que libere la falla;
- **confiabilidad:** que actúe cuando se requiera;
- **velocidad:** la característica de la velocidad es fundamental para disminuir al máximo los daños en la zona de falla. La velocidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones;
- **sensibilidad:** según esta característica, debe detectar y operar con señales de tamaño adecuado al elemento de protección;
- **precio:** el precio de una protección es un factor también importante; en resumen, generalizando, los costos de distribución se componen de cuatro elementos principales; el costo de capital de las instalaciones, más las nuevas inversiones, el costo de operación y mantenimiento de la red, las compras y las pérdidas de energía y potencia; dado que, la calidad del suministro eléctrico es valorada por los clientes finales, principalmente por su confiabilidad de suministro o continuidad de servicio que es el estudio que se realizara en este caso.

Entre las **funciones** más importantes del sistema de protección de una red de distribución eléctrica tenemos.

- liberación de fallas permanentes, aislando la parte fallada de la porción del sistema que permanece sin falla;

- relación de transformación de los CT's existentes y de los que ya se seleccionaron, en caso de ser diseño;
- niveles de corriente de corto circuito máximo y corto circuito mínimo en cada uno de los puntos donde se va a colocar un dispositivo de sobrecorriente así como en los extremos de los alimentadores protegidos por un dispositivo de sobrecorriente;
- impedancias en p. u. de los ramales donde están ubicados los dispositivos de sobrecorriente;
- características de la carga, especialmente características de arranque de motores que pudieran existir en la instalación, variaciones de carga;
- datos de los dispositivos de protección de sobrecorriente y sobretension a utilizar y equipo, en general, del sistema de distribución.

1.4.1.1.2. Coordinación básica de dispositivos de protección de sobrecorriente

Coordinar dispositivos de sobrecorriente se refiere a ajustar todos los dispositivos, de tal manera que cuando ocurre una falla, únicamente, opere el dispositivo más cercano a la misma y no afectar a los demás. La falta de coordinación entre dispositivos resulta en operación simultánea de dispositivos interrumpiendo innecesariamente el servicio. Debido a que un relevador de sobrecorriente, usualmente, se instala como uno de los dispositivos de sobrecorriente que protege el circuito, es necesario coordinar la operación de este relevador con el resto de dispositivos. Como ejemplos tenemos.

coordinación de recloser con fusibles de distribución: los pasos en general para elaborar un estudio de coordinación de recloser con fusibles de distribución son.

- hacer un diagrama unifilar del circuito y de los ramales donde se pretende colocar fusibles o seccionalizadores;
- hacer los cálculos de corto circuito obteniendo los valores de corto circuito máximo del ramal y corto circuito mínimo del ramal, obtener el rango de coordinación;
- definir el valor de disparo de fase para el recloser de la subestación, asegurándose que no va a disparar con carga, normalmente se utilizan valores que permitan llevar al circuito toda la carga que podría llevar el conductor sin sobrecargarse, o sin sobrecargar el transformador de la subestación;
- definir el valor del disparo de tierra para el recloser de la subestación, asegurándose de que no va a disparar con valores de desbalance que se consideren “razonables”;
- seleccionar las curvas que se utilizaran en el recloser y fusibles.

coordinación de relevadores de sobrecorriente: los pasos en general para elaborar el estudio de coordinación son los siguientes.

- siempre que sea posible utilizar relevadores que tengan las mismas características, inversa, muy inversa, o extremadamente inversa, en todos los puntos;
- asegurar que el relevador mas lejano de la fuente de alimentación requiere un valor mas bajo de corriente para arrancar que el relevador que esta mas cercano a la fuente;

- obtener un diagrama unifilar del circuito donde se colocará el relevador de sobrecorriente;
- obtener el valor de la corriente de carga máxima que circulara por el circuito donde se colocara el relevador y expectativas de crecimiento que pueden preverse;
- obtener las características de la carga, especialmente de cargas con altas corrientes de arranque tales como motores grandes;
- relación de vueltas de los transformadores de corriente;
- características de los relevadores a colocar, tiempo-corriente de los relevadores.

1.4.1.1.3. Coordinación básica de dispositivos de sobretensión

La protección contra sobretensiones puede llevarse a cabo, en general, mediante la utilización de uno o dos de los sistemas que se proponen: Pararrayos, Hilos de guarda. En el caso del primero, las características de los pararrayos deben seleccionarse con arreglo a las condiciones específicas del sistema y coordinarse con el aislamiento de los transformadores o cables de potencia; para seleccionar la tensión nominal de los pararrayos, uno de los puntos a considerar son las sobretensiones por fallas en el sistema, siendo la más importante la falla de fase a tierra que es la que produce las sobretensiones, a frecuencia nominal, de mayor magnitud. Y, por último, el hilo de guarda no es más que cables desnudos que están por encima de las líneas vivas para protegerlos a lo largo del trayecto contra descargas atmosféricas.

1.4.1.1.4. Aparatos y equipos de medición o control

Son los encargados de medir la cantidad de potencia eléctrica entregada en un tiempo determinado y constituyen un puente entre las variables eléctricas y económicas. Esta tarea es realizada mediante la utilización de instrumentos de medición de corriente y de voltaje. Los aparatos principales son: contadores eléctricos, monofásicos y trifásicos, transformadores de corriente, transformadores de potencial, entre otros.

1.4.2. Condiciones generales de funcionamiento y operación en función de confiabilidad a tomar en cuenta para el servicio final

Las condiciones de operación son aquellas que permiten la distribución de potencia eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta el punto final de entrega con el usuario. Mientras que el buen funcionamiento del sistema esta determinado por la confiabilidad del sistema, en general, de quienes lo conforman. Estas condiciones pueden producir pérdidas que hacen decaer la buena eficiencia del sistema.

1.4.2.1. Confiabilidad en cuanto a potencia recibida en las subestaciones de distribución

Confiabilidad al recibir la potencia en las subestaciones de distribución, que es en donde se da la transición entre el transporte y distribución. La confiabilidad en función de la calidad de potencia esta definida por varios factores, entre los que se pueden mencionar.

- mantener el nivel de voltaje en un valor nominal constante, teniendo una variación no mayor de +/-10% del valor requerido;
- mantener el nivel de frecuencia en un valor constante de 60 hz, que es el valor en nuestro medio;
- la forma de la onda sea lo más aceptable posible, teniendo una distorsión mínima;
- continuidad de suministro de potencia. La calidad como lo son FMIK, frecuencia media de interrupciones, y el TTIK, tiempo total de interrupción; estos, aspectos son los mínimos que se requieren para que el sistema de distribución cuente con la primera condición de funcionamiento, ya que, al recibir una buena calidad de potencia será posible distribuir una buena calidad del servicio final.

1.4.2.2. Confiabilidad de las subestaciones eléctricas de distribución

Desde el punto de vista de diseño, operación, protecciones eléctricas, calidad de los equipos, tales como: pórtico, aisladores, nivel de aislamiento, puentes o conductores, seccionadores, interruptores, transformadores, red de tierra física, equipo de control y medición, estructuras, pararrayos, capacidad técnica del operador, etc. Todos estos componentes dan la confiabilidad de que el sistema de distribución tiene o no la capacidad de poder entregar potencia eléctrica con calidad y confiabilidad a los usuarios; y recordando que es en las subestaciones de distribución en donde se da el punto de partida en la operación del propio sistema.

1.4.2.3. Confiabilidad de la red de distribución

Desde el punto de vista técnico y no técnico; para que el funcionamiento de un sistema de distribución se lleve a cabo, es necesario que la red de distribución tenga buenas condiciones de operación. El mantenimiento es el que define la calidad de la operación de la red de distribución, ya que, cuando las instalaciones se conforman de materiales y equipos que han sido bien instalados, se va a tener un mejor funcionamiento de dicha red.

Para la obtención de la información sobre la carga, se requiere de una gran cantidad de aparatos de medida y llevar un registro voluminoso de información; factor limitante que se presenta en la mayoría de empresas de distribución por lo elevado de los costos asociados. Por tal razón, las cargas se estiman de una manera indirecta con ayuda de una serie de factores: factor de carga, factor de pérdidas, capacidad instalada, número de usuarios, etc.

Al realizar un estudio sobre confiabilidad en un sistema, hay que considerar, entre otros factores lo siguiente.

1.4.2.3.1. Variables eléctricas a considerar

- tipo de cargas y demandas;
- crecimiento de la carga;
- factor de potencia;
- capacidad del conductor;
- nivel y caídas de voltaje;
- capacidad de transformadores;
- capacidad de reguladores;
- distancia mínimas de seguridad,
- tipo de aisladores;
- equipo de protección.

1.4.2.3.2. Variables mecánicas a considerar

- flecha de conductores;
- retenidas y anclas;
- esfuerzos sobre postes;
- tipo de herrajes;
- tipo de aisladores;
- cimentaciones.

1.4.2.3.3. Variables para protección y selección de equipo a considerar

Entre las características más importantes para el diseño del sistema de protección y selección del equipo tenemos:

- corriente de carga máxima en cada punto donde se localizara un dispositivo de protección;
- localización de cargas muy grandes, o localización de cargas que requieren consideración especial;
- especificaciones de los equipos de protección;
- coordinación de equipos de protección en el sistema, tiempos de coordinación.

1.4.2.3.4. Otros factores a considerar

- localización geográfica de la estructura y línea;
- factores sísmicos, tipo de terreno;
- clima.

1.4.2.4. Confiabilidad en el manejo administrativo del sistema de distribución

La confiabilidad en el manejo administrativo del sistema de distribución, comprende desde la medición de la potencia entregada, hasta la facturación y cobro de la misma. El sistema de distribución se centra en entregar potencia al consumidor y luego cobrar por el servicio prestado, y, es aquí, donde las empresas de distribución obtienen el punto de equilibrio de su inversión y las ganancias o utilidades respectivas.

Para luego, idealmente, poder invertir mas en el sistema en cuanto a un buen funcionamiento o confiabilidad se refiere en el sistema.

3. ANALISIS DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL 13.8KV

2.1. Generalidades

En general, existen dos tipos de análisis de confiabilidad; los análisis históricos y los predictivos, los cuales se utilizan para analizar el comportamiento de un sistema en el pasado o realizar predicciones sobre el comportamiento del sistema en el futuro.

Los análisis históricos son realizados por casi todas las compañías eléctricas, debido a las siguientes razones: son importantes para monitorear el nivel de confiabilidad de sistema, permitiendo identificar zonas expuestas a posibles problemas; establecen tendencias, en cuanto a confiabilidad del sistema a lo largo del tiempo, permitiendo analizar el impacto de posibles cambios de la operación o inversiones para mejorar la confiabilidad; establecen índices o niveles de confiabilidad que sirven de referencia para los resultados obtenidos de los análisis predictivos, y, por último, los datos históricos de confiabilidad obtenidos del análisis mencionado son esenciales para poder realizar análisis predictivos.

Los análisis predictivos tratan de cuantificar el nivel de confiabilidad que tendría un sistema en el futuro, basándose en los datos históricos obtenidos hasta el momento y el comportamiento del sistema analizado. Estos métodos permiten predecir el comportamiento del sistema frente a cambios en su explotación o diseño o frente a acciones para mejorar la confiabilidad del mismo que se quiera implementar.

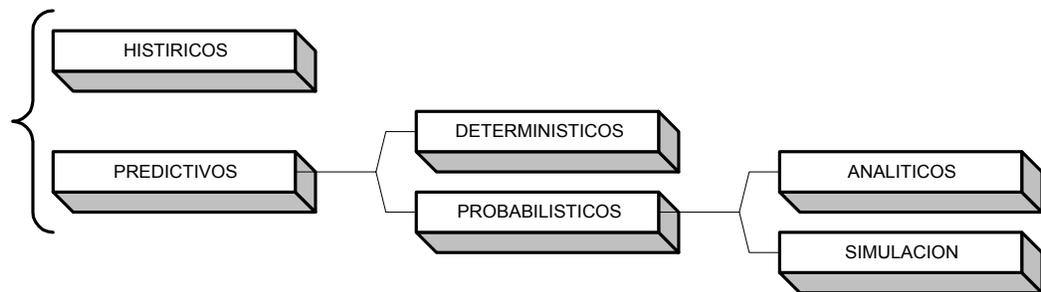
Además, son una herramienta adecuada para los agentes reguladores para evaluar y entregar señales correctas, que sirvan a los agentes del mercado para estudiar futuras mejoras. Dentro de los análisis predictivos existen principalmente dos métodos que se utilizan comúnmente. En primer lugar, tenemos los métodos determinísticos que se han utilizado mucho en el sector eléctrico. Y el segundo son los métodos probabilísticos que toman en cuenta la aleatoriedad natural de las fallas de un sistema. Si se tienen datos históricos de confiabilidad y si se conoce el funcionamiento del sistema, utilizar este tipo de métodos es, extremadamente, útil para poder analizar el comportamiento futuro de un sistema.

Dentro de los métodos predictivos probabilísticos existen dos grandes grupos: los métodos Analíticos y los métodos de Simulación Aleatoria. En los métodos analíticos se utiliza un modelo matemático del sistema y de su funcionamiento para poder estimar o predecir la confiabilidad del mismo utilizando variables aleatorias. La ventaja de este análisis es que suele ser rápido y de poco costo computacional y su inconveniente es que no permite deducir una distribución de probabilidad de los datos obtenidos, generalmente utilizan valores medios de las variables aleatorias.

Los métodos de simulación, “simulan” el sistema durante largos períodos de tiempo, introduciendo fallas que obedecen a distribuciones de probabilidad que se conocen. Los índices de confiabilidad se encuentran en forma directa a partir de los resultados de la simulación, de la misma forma que los índices históricos. La ventaja de estos métodos es que de ellos se puede estimar la distribución de probabilidad de los índices de confiabilidad estudiados, pero su inconveniente es que tiene un alto costo computacional.

Para entender mejor los tipos de análisis se presenta en la figura 5 un esquema de lo, anteriormente, mencionado respecto de los tipos de métodos. Para el caso práctico, en este trabajo de graduación se utilizará el análisis predictivo de simulación y el programa NEPLAN que se comenta en el apéndice A.

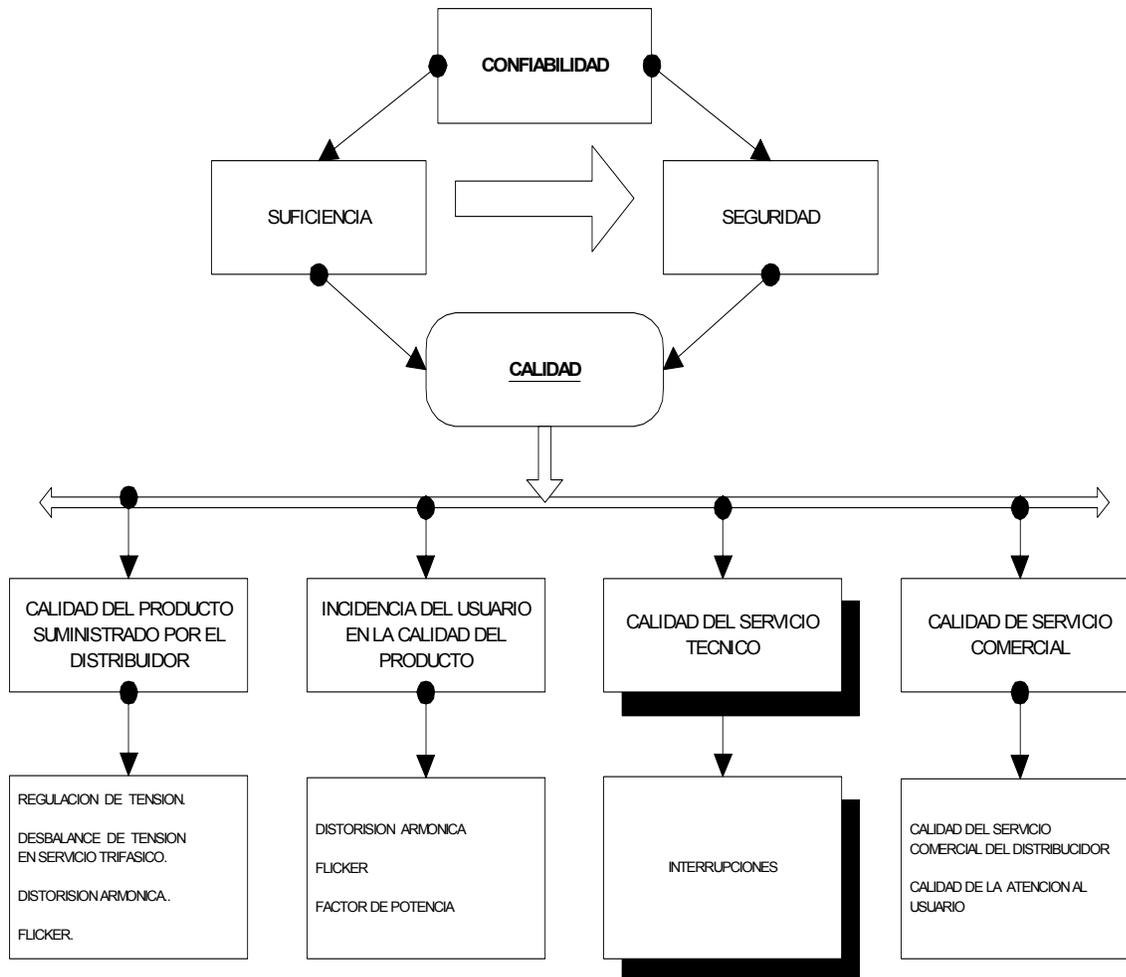
Figura 5. **Clasificación de análisis-métodos-técnicas de confiabilidad**



2.2. Análisis de confiabilidad en general en una red eléctrica de distribución radial 13.8KV

La distribución de energía eléctrica involucra actividades multidisciplinarias integradas que incluyen ingeniería, gestión, comercialización y administración que, a modo general, refleje confiabilidad en el área, para tener como único objetivo la satisfacción total al usuario final. La confiabilidad de un sistema de distribución de red radial 13.8KV, se puede considerar como el término; que, a modo general, refleje robustez, seguridad, en general, tanto en la que se refiera la respuesta frente a contingencias, **la continuidad del suministro** y la calidad del servicio prestado. La confiabilidad como lo demuestra la figura 6, para efectos de análisis en la distribución de energía eléctrica, en su modo general esta dividida en dos aspectos fundamentales: adecuación y seguridad.

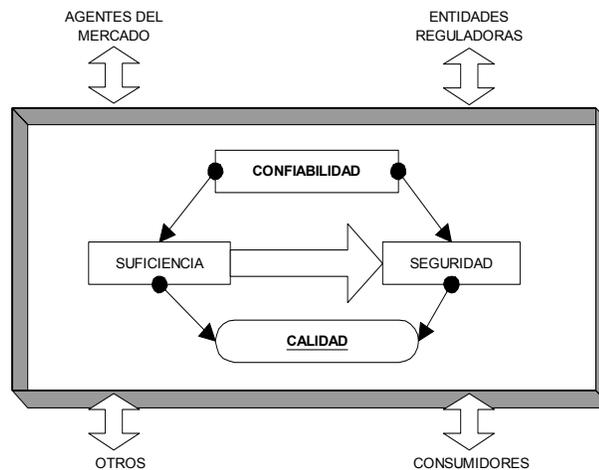
Figura 6. **Confiabilidad**



La adecuación o suficiencia del sistema esta relacionada a *condiciones estáticas* del mismo, esto es, a la existencia de instalaciones suficientes para abastecer a demanda de los consumidores, tanto en la generación como en la **distribución de energía**, respetando las restricciones de operación del sistema y sin considerar perturbaciones en el. Por lo anterior, la adecuación es una “medida de comportamiento”. Por otra parte, la seguridad o robustez del sistema se refiere a la capacidad de este para responder frente a eventuales perturbaciones registradas en el mismo, en unidades de generación y líneas de distribución, es decir, atendiendo a *condiciones dinámicas* del sistema.

De acuerdo a ello: términos como la seguridad, calidad y suficiencia vendrían denotando características generales del sistema en cuanto a confiabilidad, ya que según la NTSD en Guatemala se rigen, estrictamente, por índices o parámetros específicos que se mencionaran mas adelante. Desde este punto de vista se podría decir lo siguiente respecto de ellos, generalizado.

Figura 7. **Características generales en cuanto a confiabilidad**

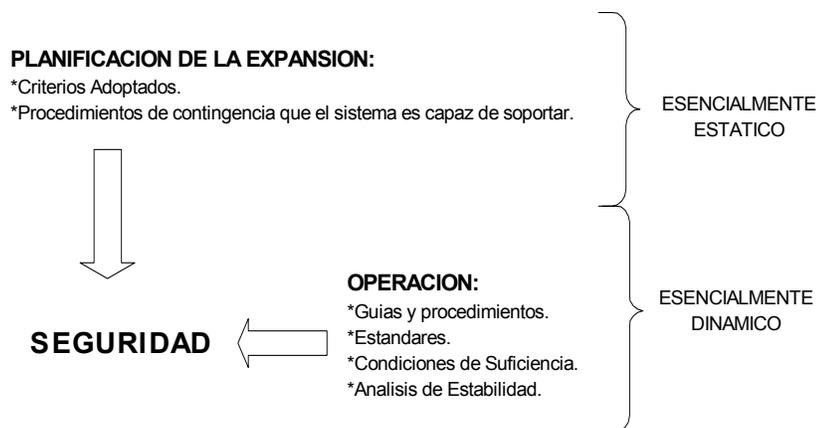


2.2.1. Seguridad

La seguridad del sistema es definida generalmente, como la habilidad o respuesta del sistema ante una determinada contingencia, como un cortocircuito o la pérdida de elementos del sistema. Claramente, la seguridad del sistema vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema, lo que determina el grado de robustez del mismo. Esto hace de la seguridad un factor más bien dinámico, dado la respuesta instantánea que ha de tener el sistema y los pequeños periodos de tiempo en consideración.

La seguridad existente en el sistema, depende, directamente, de las acciones de control y en particular de los procedimientos adoptados en la operación. Como se ve en la figura 8, la seguridad queda determinada principalmente por los procedimientos y acciones de control adoptados en la operación, donde se incluyen los servicios complementarios necesarios para la operación, y los criterios utilizados en la etapa de diseño o expansión del sistema. Por ello, el análisis existente en la red, debiera abarcar, tanto consideraciones de corto plazo como de largo plazo.

Figura 8. **Seguridad, generalizada**



2.2.2. Suficiencia

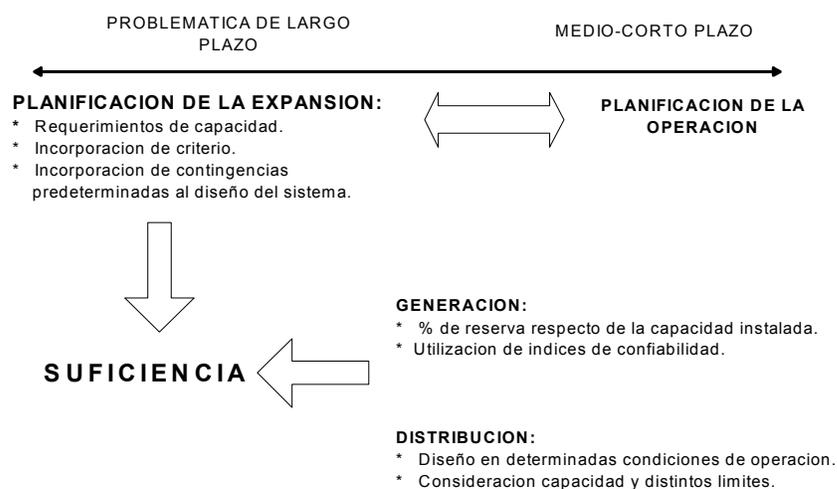
De acuerdo a literatura y a entidades reguladoras, por suficiencia se entiende la habilidad que posee el sistema para proveer la demanda agregada y los requerimientos de energía a los consumidores en todo instante, en consideración de salidas, tanto programadas como intempestivas razonablemente esperadas.

A raíz de esto, la suficiencia, generalmente, es considerada como un objetivo asociado a la planificación del sistema y guarda relación,

específicamente, con los márgenes de reserva y capacidad en los distintos elementos del sistema y a su adecuado diseño. Los índices proveen una herramienta válida para efectuar el análisis de suficiencia, como parte de la confiabilidad, ya que, reflejan factores como: el tamaño de las unidades de generación, disponibilidad, requerimientos de mantenimiento, características de la carga y la incertidumbre.

A diferencia de la generación, la distribución suele ser el segmento donde se enfocan la mayor parte de los requerimientos, en cuanto a suficiencia, tomando como criterio la satisfacción de los usuarios, estos, deben ser diseñados, planificados y construidos, de tal forma que operen en forma confiable dentro de sus límites tanto térmicos, de estabilidad, como de voltaje, para, así, cumplir con sus objetivos, los que en forma compacta podrían sintetizarse en lo siguiente: entregar energía eléctrica a los centros de consumo y proveer flexibilidad para afrontar distintas situaciones de operación.

Figura 9. **Suficiencia, generalizada**



2.2.3. Calidad

Generalmente, se asocia la confiabilidad con el segmento de distribución, utilizando y estableciendo para ello índices para distintas características, de las interrupciones y sesgando en definitiva la utilización del término.

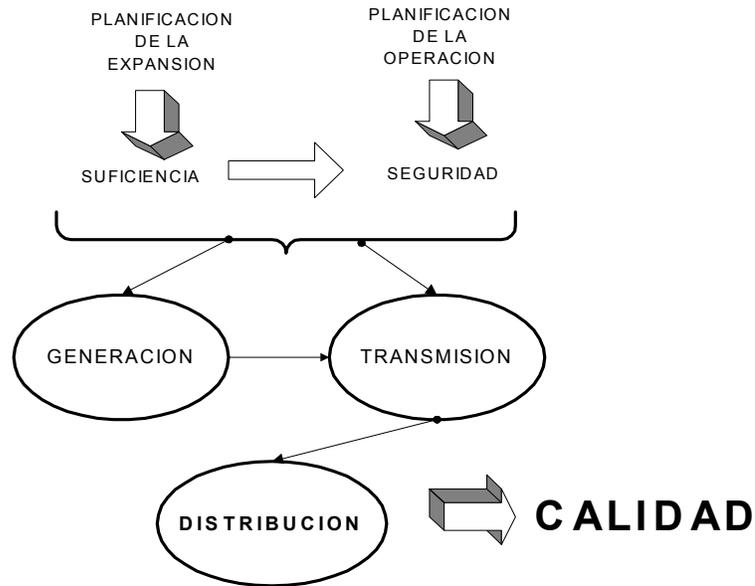
Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, o salidas de servicio, lo que, en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores del sistema eléctrico.

Dicho lo anterior, la razón primordial del estudio de la confiabilidad en este sistema de distribución es determinar índices que reflejen la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor o usuario final y en definitiva de traspasar el nivel de eficiencia en el servicio.

La continuidad de suministro se incorpora a los aspectos concernientes a la calidad del servicio, ello por cuanto refleja una característica fundamental del servicio que finalmente recibe el cliente.

La medición y el establecimiento de índices para la continuidad como parte de la calidad, también conforman parte de la suficiencia del sistema, aplicado principalmente a niveles de distribución, también se puede extender su aplicación al resto del sistema.

De acuerdo a grandes estudios, la suficiencia y la seguridad determinan la calidad existente en el sistema.



2.3. análisis de frecuencia y duración

Como ya se menciona, la idea central de la evaluación de confiabilidad en una red eléctrica es disponer de información cuantitativamente, que de alguna manera refleje el comportamiento y calidad de servicio que entrega. Puestos en el caso de un consumidor que desea conectarse a un nudo de la red de una empresa eléctrica suministradora, lo mas probable es que este interesado en conocer la cantidad de veces que quedara sin suministro de energía eléctrica y cuanto pueden durar estas fallas de servicio. La técnica de frecuencia y duración pretende encontrar relaciones para contestar estas interrogantes.

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

El método de evaluación propuesto se basa en una combinación de metodologías, aprovechando la condición de radiabilidad de la red eléctrica. El objetivo final es determinar los estados, comportamiento de cada uno de los elementos que componen el modelo de red, cuando cada uno de ellos presenta una falla. Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz de análisis, en donde: las columnas presentaran la condición del elemento, ante falla del elemento indicado por la fila en una matriz.

i = falla del elemento, fila;

j = condición del elemento, columna.

Los pasos de análisis del método propuesto se pueden sintetizarse de la siguiente manera.

- describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros: frecuencia y duración de fallas;
- preparar una matriz de orden $n \times n$, donde n es el numero de elementos del modelo, se forma un cuadrado perfecto en donde se analizan sus efectos “todos contra todos”;
- tomando un elemento a la vez, simular una falla, elemento i ;
- Para el resto de elementos j , analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado i .
 - si la actuación de la protección no afecta al elemento j , este se define como normal;
 - si el elemento j se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un switch normalmente abierto, entonces este elemento es transferible;

- el elemento que sufre la falla $i=j$, se define inmediatamente como irrestablecible, o bien como irrestablecible con tiempo de espera, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia;
- el elemento j debe definirse como restablecible, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red, es posible reponer el suministro de electricidad al resto de sistema;
- calcular los índices de frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema;
- calcular los índices asociados a clientes, al sistema en general, etc.

Utilizando como criterio de éxito la continuidad de servicio para los puntos de interés, se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los elementos que componen dicho sistema. Los índices o parámetros de confiabilidad utilizados para redes eléctricas de este tipo pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo. Los índices de sistema reflejan el comportamiento en percentiles de la continuidad del suministro en el sistema, siendo éste, una región que engloba un cierto número de usuarios. Estos índices suelen ser una media ponderada de los índices individuales de los usuarios afectados. Generalmente, al igual que para los índices individuales, suele utilizarse dos índices: uno para medir el número de interrupciones, y otro para medir la duración de estas interrupciones.

Es importante recalcar que estos índices no son los que ven directamente cada usuario, sino es una medida del estado medio de la calidad de la zona considerada. Por lo tanto, pueden existir clientes en una zona con una buena calidad del sistema que tengan una calidad individual muy mala.

Para el cálculo de los índices de sistema son necesarios registros de incidencias o interrupciones, el número de los usuarios suministrados y afectados, la potencia conectada y afectada, etc. Según el área de interés, estos índices se pueden clasificar como: dependiendo de las Normas de Servicio de distribución de cada país.

- índices basados en el sistema;
- índices basados en potencia;
- índices basados en los clientes;
- índices basados en energía.

2.3.1. Índices basados en el sistema

2.3.1.1. Frecuencia [interrupciones/año]

SAIFI: este índice corresponde a la frecuencia de interrupciones para todos los clientes hayan o no sido afectados, por interrupciones. Su medición requiere puntos de medida en cada localización de un cliente y por lo tanto de una alta inversión en equipos de medida. Este índice es equivalente al NIA, N° de interrupciones por cliente, o, también, denominado FIE, Frecuencia de interrupción equivalente.

$$SAIFI = \frac{\text{suma de interrupciones}}{\text{número total de usuarios}} \left[\frac{\text{int.}}{\text{año}} \right]$$

2.3.1.2. Indisponibilidad [horas/año]

SAIDI: este índice corresponde al tiempo que ha estado en promedio sin suministro de energía eléctrica para todos los clientes que hayan o no sido afectados, por interrupciones. Su medición requiere de una alta inversión en medidores y telemetría.

$$SAIDI = \frac{\text{suma de duraciones de interrupciones}}{\text{número total de usuarios}} \left[\frac{\text{hrs.}}{\text{año}} \right]$$

2.3.2. Índices basados en los clientes o usuarios

2.3.2.1. Frecuencia[interrupciones/año]

CAIFI: este índice corresponde a la frecuencia de las interrupciones para aquellos clientes que han sido afectados por una interrupción. A diferencia del SAIFI que se centra en la frecuencia de las interrupciones para todos los clientes hayan o no sido afectados por estas.

$$CAIFI = \frac{\sum \text{interrupciones a usuarios}}{\sum \text{usuarios afectados}} \left[\frac{\text{int.}}{\text{año}} \right]$$

2.3.2.2. Indisponibilidad [horas/año]

CAIDI: este índice representa la duración media de las interrupciones sufridas por los clientes. Los índices SAIDI y SAIFI son los utilizados con mayor frecuencia en el ámbito internacional.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{duraciones de interrupciones a usuarios}}{\sum \text{usuarios afectados}} \left[\frac{\text{hrs.}}{\text{año}} \right]$$

2.3.3. Índices basados en potencia

2.3.3.1. Interrupciones [veces]

NIEPI, Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada: este índice corresponde al número de interrupciones de toda la potencia instalada total equivalente. Su equivalente anglosajón es el SAIFI *Average System Interruption Frequency Index*.

$$NIEPI = \frac{\text{potencia instalada interrumpida (kVA)}}{\text{potencia total instalada}} [\text{int.}]$$

2.3.3.2. Duración [tiempo (horas)]

TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada): este índice corresponde al equivalente en horas de haber interrumpido toda la potencia instalada, por lo que reflejaría condiciones del sistema en su totalidad, teniéndose que diferenciar solo en el origen de las interrupciones. Su equivalente anglosajón es el SAIDI *Average System Interruption Duration Index*, distinguiéndose solo diferencias en cuanto a considerar potencias instaladas y conectadas.

$$TIEPI = \frac{\text{potencia instalada interrumpida (kVA) por horas interrumpidas}}{\text{potencia total instalada}} [\text{hrs.}]$$

Los índices FMIK y TTIK son análogos en su formulación a los índices de TIEPI y NIEPI respectivamente.

Índice de Interrupción del Suministro, Potencia Demandada, IIS (%) tiempo de interrupción equivalente de la Potencia Demandada: es el porcentaje de minutos de servicio interrumpidos sobre el total de los minutos de servicio demandados. A este índice también se le llama en sus siglas en inglés *ASAI Average Service Availability Index*.

$$IIS = \frac{\text{suma de minutos de interrupción a usuarios}}{\text{número total de minutos demandados}} * 100 [\text{min}]$$

2.3.4. Índices basados en energía

ENS [kwh] energía no suministrada: para efectos de calcular la energía no suministrada, estimación se debe buscar una metodología para calcular una estimación del consumo durante las interrupciones o la energía efectivamente no suministrada. Se utiliza frecuentemente para fines de la planificación del sistema y como medida de marcos regulatorios.

- ASCI [kwh/clientes totales] Average System Curtailment Index;
- ACCI [kwh/clientes afectados] Average Customer Curtailment Index.

Estos índices al basarse en un parámetro no mensurable, implican una estimación del mismo. Por ello, según el método de estimación pueden variar mucho. En estos casos es importante, por tanto, definir ese método si se quiere utilizar con fines regulativos. Energía No Suministrada: ENS en Kwh, es la energía no suministrada en todas las interrupciones. En Guatemala, se estima o calcula según la CNEE a través de las NTSD.

Después de lo anterior, es necesario tomar en cuenta un análisis de un sistema de gestión de control de la calidad de la energía eléctrica de distribución, así como lo tienen otras áreas de la vida diaria, tales como, por ejemplo, las ISO 9000, las HCCP, etc., que controle y/o establezcan los diferentes aspectos en cuanto a la calidad de energía eléctrica entregada al usuario final; como se ha mencionado anteriormente es uno de los principales intereses para el cliente; aspectos de calidad de energía eléctrica tales como:

FRECUENCIA [tasa de falla (λ): representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de 1 año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio entre fallas.

INDISPONIBILIDAD [tiempo anual de desconexión esperado (U): es una indisponibilidad total de servicio durante un año, medido en horas. Se obtiene como la multiplicación de la tasa de falla por su duración promedio.

DURACIÓN [tiempo total de interrupción por falla]: en este trabajo se utiliza como un nombre genérico, que representa la acción de cambio o reparación del “elemento causante del problema”. Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación.

ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS): representa la cantidad de energía que la empresa de distribución deja de vender. Este índice tiene gran relevancia para estas empresas dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad de servicio.

CARGA PROMEDIO DESCONECTADA (L): es una cuantificación de la cantidad de consumidores afectados por los cortes de suministro.

2.4. Sistema de medición y control de la calidad en los servicios eléctricos de distribución radial 13.8KV

El objetivo principal de un Sistema de Medición y Control de la Calidad de un Servicio Eléctrico de Distribución es: que todo Distribuidor disponga de

un sistema auditable que permita el análisis y tratamiento de las mediciones realizadas para la verificación de la Calidad del Producto y del Servicio Técnico, cuyo desarrollo deberá contemplar como mínimo, lo siguiente.

- la relación entre los registros de mediciones y las tolerancias previstas respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los índices o indicadores de calidad del Producto y del Servicio Técnico;
- el cálculo de las Indemnizaciones;
- el establecimiento del número y localización de los beneficiados por las Indemnizaciones;
- la adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias;
- la realización de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de la información;
- la implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información;
- las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

2.5. Sistema de control e identificación de usuarios en los sistemas de distribución radial 13.8KV

El objetivo de un Sistema de Control e identificación de los Usuarios es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo lo siguiente.

- la plena identificación del usuario;

- el conocimiento del tipo de servicio contratado y su correspondiente estructura tarifaria;
- la identificación de los componentes de la red;
- la adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes;
- la realización de procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recopilación de la información;
- la implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información;
- las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

2.6. Sistema de control de solicitudes y reclamos del usuario en los sistemas de distribución radial 13.8KV

El Objetivo del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del usuario es que todo Distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo lo siguiente.

- la recepción y trámite de nuevas solicitudes para la prestación del Servicio Eléctrico de Distribución;
- la recepción y trámite de reclamos o quejas de los usuarios;
- la atención personal, por la vía telefónica, fax, correo electrónico o por cualquier otro medio de comunicación, para atender los reclamos o quejas, ininterrumpidamente, durante las veinticuatro horas del día, todos los días;
- el procedimiento para dar a conocer al Usuario el código o número del reclamo o queja, mismo que le posibilite su seguimiento para dar respuesta y solución;
- la adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes;

- la realización de procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recopilación de la información;
- la implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información;
- las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

2.7. Índices de confiabilidad exigidos en Guatemala para determinar la calidad de la energía eléctrica

- índices de calidad del producto, onda y perturbaciones;
- índices de calidad de servicio técnico, continuidad de suministro;
- índices de calidad comercial;
- índices de calidad de los equipos.

2.7.1. Índices de calidad del producto suministrado por el distribuidor

La Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor debe ser evaluada mediante un Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, realizado por.

El propio Distribuidor y supervisado por una Comisión para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para: Regulación de Tensión, Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos, Distorsión Armónica y Flicker. La incidencia del Usuario en la Calidad del Producto será evaluada mediante el control, que efectúe de oficio el propio Distribuidor, de las transgresiones a las tolerancias establecidas respecto a Distorsión Armónica, Flicker y Factor de Potencia.

El control de la Calidad del Producto debe ser efectuado por los Distribuidores, mediante mediciones en períodos mensuales denominados Períodos de Control, en la cantidad de puntos establecidos en Normas preestablecidas, con los equipos especializados y apropiados. Con los resultados de la totalidad de estas mediciones, se determinarán semestralmente índices o indicadores Globales que reflejen el comportamiento del Servicio Eléctrico de Distribución en los últimos doce meses. Dentro del Período de Control, el lapso mínimo para la medición de los parámetros de la Calidad del Producto será de siete días continuos, denominado Período de Medición.

Dentro del Período de Medición, la medición de los parámetros de Regulación de Tensión y Desbalance de Tensión deberá hacerse en intervalos de quince minutos. Para el caso de Distorsión Armónica y Flicker el intervalo será de diez minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina Intervalos de Medición k. Cuando el caso lo requiera y ante el reclamo de un Usuario, el Distribuidor deberá efectuar la medición de los parámetros correspondientes, en el punto de la red objeto del reclamo, utilizando los mismos Períodos e Intervalos de medición, estipulados en los artículos anteriores.

2.7.1.1. Regulación de la tensión

A efectos de evaluar, convenientemente, el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo del proceso de medición, se determinarán los siguientes índices o indicadores individuales y globales, cuyo incumplimiento dará origen a la aplicación de indemnizaciones individuales y globales a los Usuarios afectados, según corresponda. Los valores de tensión registrados, utilizados para la determinación de los índices o indicadores, se analizarán con base a las

desviaciones del valor nominal medido, discriminados por bandas de unidad porcentual, rangos, detallado en indemnización por mala regulación de tensión.

2.7.1.1.1. Índices individuales

El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del Distribuidor al Usuario, en un intervalo de medición, k, será el valor absoluto de la diferencia, V_k , entre la media de los valores eficaces, RMS, de tensión, V_k y el valor de la tensión nominal, V_n , medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal.

$$\text{Índice de Regulación de Tensión (\%)} = V_k (\%) = ((V_k - V_n) / V_n) \times 100$$

2.7.1.1.2. Índices globales

Estos índices o indicadores se calcularán semestralmente considerando las mediciones realizadas durante un período de doce meses. Los índices o indicadores globales son los siguientes:

- frecuencia Equivalente por Banda de Tensión;

$$FEB_B = \frac{Nrg_B}{Nrg_{TOT}}$$

donde:

FEBB: Frecuencia Equivalente asociada a la Banda “B” de unidad porcentual.

NrgB: Cantidad de Registros válidos asociada a la Banda “B” de unidad porcentual.

NrgTOT: Cantidad total de registros válidos.

Este indicador se totaliza discriminando a su vez la cantidad de registros que están dentro y fuera de las tolerancias establecidas, de acuerdo a lo siguiente:

$$FEB_{PER} = \frac{Ntrg_{PER}}{Nrg_{TOT}}$$

donde:

FEBPER: Frecuencia equivalente dentro de las tolerancias establecidas.

NtrgPER: Número Total de Registros dentro de las tolerancias establecidas.

$$FEB_{noPER} = \frac{Ntrg_{noPER}}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEBNoPER: Frecuencia equivalente fuera de las tolerancias establecidas.

NtrgNoPER: Número Total de Registros fuera de las tolerancias.

- frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas;

$$FEBP_B = \frac{Nrgp_{B^p}}{Nrgp_{TOT}}$$

donde:

FEBPB: Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión "B" fuera de las tolerancias establecidas.

NrgPB(p): Cantidad de Registros fuera de las tolerancias establecidas asociados con la Banda "B" de unidad porcentual.

NrgPTot: Cantidad de Registros Totales fuera de las tolerancias establecidas.

- frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión.

$$FEEC_B = \frac{\sum_{med=1}^{totMed} Eng_{B^{med}}}{Eng_T}$$

donde:

FEECB: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión "B".

EngB (med): Energía registrada en la medición, asociada con la Banda de Tensión "B".

EngT: Energía Total registrada.

TotMed: Total de Mediciones realizadas en el Período considerado.

2.7.1.1.3. Tolerancias

Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual, respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica, serán las indicadas en cada una de las Etapas de Transición y Régimen.

Tabla I. Tolerancias porcentuales de índices de regulación de tensión

TENSIÓN	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL EN PORCENTAJE					
	ETAPAS					
	TRANSICIÓN		REGIMEN		REGIMEN	
			MES 1 AL 12		A PARTIR MES 12	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
MEDIA	10	13	8	10	6	7

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del Período de Medición, las mediciones muestran que la Regulación de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

2.7.1.1.4. Control

El control para la Regulación de Tensión se realizará por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales deberán ser rotadas mensualmente, y según corresponda al tipo de usuario, de la siguiente manera: para usuarios en media y/o alta tensión, una medición de control por cada veinticinco puntos de entrega.

2.7.1.1.5. Indemnización por mala regulación

Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de las tolerancias fijadas en tolerancias para la regulación de tensión, los Distribuidores deberán indemnizar a los Usuarios afectados, hasta que se demuestre de manera fehaciente la solución del problema.

La indemnización se calculará con base en la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla II, se define a V_{kSUP} como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible definido en las tolerancias para la regulación de tensión.

Tabla II. **Valorización de la Energía para regulación de tensión por banda “B”, rangos preestablecidos**

ΔV_{kSUP} superior al admisible en (%):	VALORIZACION DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	4
≤ 2	8
≤ 3	15
≤ 4	20
≤ 5	30
≤ 6	36
≤ 7	49
≤ 8	56
≤ 9	72
≤ 10	84
> 10	100

2.7.1.1.5.1. Individual

Esta indemnización será aplicada a cada uno de los Usuarios donde se ha instalado un equipo de medición y se hayan superado las tolerancias admisibles. El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición por desviación en el nivel de tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calculará mediante la siguiente expresión.

$$Cpm = \sum_{B=BP} CE_B * ENE_B * CENS / 100$$

donde:

Cpm: Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.

CE(B): Valorización de la Energía en función de la desviación detectada, como % del CENS, por cada banda "B".

CENS: Costo de la Energía No Suministrada, Q/kWh.

$\sum B-BP$: Sumatoria de todos los registros a indemnizar.

ENE (B): Energía Registrada durante el Periodo de Medición, por cada banda "B". Los Distribuidores podrán distribuir la Energía Registrada en el medidor de facturación con base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

La Indemnización individual se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre, mediante una nueva medición, que el problema ha sido resuelto, determinándose su monto de acuerdo a la siguiente expresión.

$$\text{Indemnización individual} = (Dpm + Dnm) * \frac{Cpm}{Dpm}$$

donde:

Dpm: Duración del Período de Medición en días.

Dnm: Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Período de Medición, hasta la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

2.7.1.1.5.2. Global

Para el caso de incumplimiento a los Índices o indicadores globales, la Indemnización será la siguiente.

$$\text{Indemnización global} = \text{ETF} * \left[\sum_{B=BP} \text{FEEC}_B * \text{CE}_B * \text{FEBP}_B \right] * \text{CENS} / 100$$

donde:

Σ B-BP: Sumatoria sobre las Bandas fuera de las tolerancias establecidas según corresponda con la Etapa considerada.

ETF: Energía Total Facturada por el Distribuidor en el período controlado, en kWh.

FEBPB: frecuencia Equivalente por Banda de Tensión "B" fuera de las tolerancias establecidas.

FEECB: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión "B".

CEB: Valorización de la energía suministrada fuera de las tolerancias establecidas por banda de Tensión "B".

Esta Indemnización global se calcula agrupando cada tipo de Usuarios, en relación de las tolerancias admisibles en la Etapa que corresponda, y será reintegrada a todos los usuarios en forma proporcional a su consumo del semestre controlado, exceptuando a aquellos que en dicho semestre se les ha pagado una Indemnización individual. El reintegro será global, es decir que no se discriminará por tipo de usuario o tarifa.

2.7.1.2. Índices de calidad del desbalance de la tensión suministrada por el distribuidor

El índice para evaluar el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos, se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces, RMS de tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición, k. Este índice está expresado como un porcentaje:

$$DDT(\%) = [3(V_{\max} - V_{\min}) / (V_a + V_b + V_c)] * 100$$

donde:

ΔDTD (%): Porcentaje de Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor.

V_{\max} : Es la tensión máxima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.

V_{\min} : Es la tensión mínima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.

V_a : Es la tensión de la fase a, registrada en el Intervalo de Medición k.

V_b : Es la tensión de la fase b, registrada en el Intervalo de Medición k.

V_c : Es la tensión de la fase c, registrada en el Intervalo de Medición k.

2.7.1.2.1. Tolerancias

La tolerancia admitida sobre el desbalance de tensión en los puntos de entrega de energía, será la siguiente.

Tabla III. **Tolerancias de índices de desbalance de tensión**

	DESBALANCE DE TENSION EN % ETAPA DE REGIMEN a partir del mes 13
TENSION MEDIA	3

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del Período de Medición, dichas mediciones muestran que el Desbalance de la Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

2.7.1.2.2. Control

El número de mediciones será en igual cantidad, y podrán ser los mismos puntos, que los utilizados para el control de la regulación de tensión de los servicios trifásicos.

2.7.1.2.3. Indemnización

Los Distribuidores deben indemnizar a sus usuarios con servicio trifásico, por aquellos servicios en los que se compruebe que la calidad del producto ha excedido el rango de las tolerancias fijadas en tolerancias para el desbalance de tensión por parte del distribuidor.

La Indemnización se calcula en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla IV, indicada a continuación.

Tabla IV. **Valorización de la Energía para desbalance de tensión por banda “B”, rangos preestablecidos**

Valorización de la Energía según el grado de desviación de las tolerancias establecidas

$\Delta DTDk_{SUP}$ superior al admisible en (%):	VALORIZACION DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	5
≤ 3	20
≤ 5	50
≤ 7	75
> 7	100

Se define a DTDkSUP como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible definido en tolerancias para el desbalance de tensión por parte del distribuidor. El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición por desviación en el desbalance de tensión admisible que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calcula mediante la siguiente expresión.

$$C_{pm} = \sum_{B=BP} CE_B * ENE_B * CENS / 100$$

donde:

C_{pm}: Factor de Compensación, en Quetzales, determinado para el Período de Medición.

CE(B): Valorización de la energía en función de la desviación detectada, como porcentaje % del CENS, de conformidad con la tabla anterior.

$\sum_{B=BP}$: Sumatoria considerando todos los registros a indemnizar.

ENE(B): Energía, en kWh, registrada durante el periodo de medición. Los Distribuidores podrán distribuir la energía registrada en el medidor de facturación con base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

La Indemnización se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre, en forma fehaciente que el problema ha sido resuelto, determinándose el monto de la Indemnización de acuerdo a la siguiente expresión.

$$\text{Indemnización} = (D_{pm} + D_{nm}) * \frac{C_{pm}}{D_{pm}}$$

donde:

D_{pm}: Duración del Período de Medición, en días.

D_{nm}: Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Período de Medición, hasta la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

2.7.1.3. Índices de distorsión de armónica de la tensión generada por el distribuidor

El índice está dado por la Distorsión Armónica de la Tensión, expresado como un porcentaje y se calcula utilizando las fórmulas indicadas a continuación:

$$DATT (\%) = \sqrt{\sum \frac{Vi^2}{V1^2}} * 100$$

$$DAIT (\%) = \frac{Vi}{V1}$$

donde:

DATT: Distorsión Armónica Total de Tensión.

DAIT: Distorsión Armónica Individual de Tensión.

Vi: Componente de tensión de la armónica de orden i.

V1: Componente de tensión de la frecuencia fundamental, 60 Hz.

2.7.1.3.1. Tolerancias

Tabla V. Tolerancias de índices para las armónicas de voltaje

ORDEN DE LA ARMONICA (n)	DISTORSION DE ARMONICA INDIVIDUAL DE TENSION, DAIT (%)
	MEDIA TENSION
IMPARES NO MULTIPLOS DE 3	v<=60KV
5	6
7	5
11	3.5
13	3
17	2
19	1.5
23	1.5
25	1.5
>25	0.2+1.3*25/n
IMPARES MULTIPLOS DE 3	
3	5

9	1.5
15	0.3
21	0.2
>21	0.2
PARES	
2	2
4	1
6	0.5
8	0.5
10	0.5
12	0.2
>12	0.2
DISTORSION DE ARMONICA TOTAL DE TENSION, DATT EN %	8

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al período de medición, las mediciones muestran que la Distorsión Armónica de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Una medición de Distorsión Armónica de Tensión es considerada fuera de las tolerancias establecidas, si se excede el valor de la Distorsión Armónica Individual o el valor de la Distorsión Armónica Total. Para propósitos de evaluación de las NTSD se considerará, inclusive, hasta la armónica de orden 40.

2.7.1.3.2. Control

El control se realiza a través de cuatro mediciones mensuales, realizadas en los bornes de Baja Tensión de los transformadores Media/Baja Tensión. Los puntos deberán ser propuestos a la Comisión, tres meses antes de realizarse la medición, y la Comisión podrá modificar los puntos si lo considera conveniente. De acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7, deberán ser tomadas mediciones de la Distorsión Armónica Total de Tensión y de la Distorsión Armónica Individual de

Tensión. La medición de armónicas comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesaria alguna modificación para evaluar la Distorsión Armónica en la Tensión.

2.7.1.3.3. Indemnización

Los Distribuidores deberán Indemnizar a sus usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las condiciones de Distorsión Armónica han excedido las tolerancias establecidas en tolerancias para la distorsión de armónica de tensión y se mantendrá hasta que se compruebe, en forma fehaciente, que el problema ha sido resuelto.

La Indemnización esta basada en función de las desviaciones por encima de las tolerancias establecidas para los índices o indicadores DAIT y DATT y la energía suministrada en esas condiciones. Se define como DPAk a la Distorsión Armónica encontrada en cada Intervalo de Medición k, por encima de las tolerancias establecidas, según la siguiente expresión:

$$DPAk = \text{Max} \left[0, \frac{D_{ATT(k)} - D_{ATT}}{D_{ATT}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[0, \frac{D_{AITi(k)} - D_{AITi}}{D_{AITi}} \right]$$

donde:

DPAk: Distorsión Penalizable de Armónicas para cada Intervalo de Medición k.

D ATT(k): Distorsión Armónica Total de Tensión, registrada en el Intervalo de Medición k.

D ATT: Tolerancia para la Distorsión Armónica Total de Tensión,

D AITi(k): Distorsión Armónica Individual de Tensión i, registrada en el Intervalo de Medición k.

D AITi: Tolerancia para la Distorsión Armónica Individual de Tensión i

En cada Intervalo de medición k registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad, intervalos con DPA mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas, Q/kWh para el cálculo de la Indemnización.

$$0 < DPA_k \leq 1 \quad CENS * (DPA_k)^2 \quad \text{en Q/kwh}$$

$$0 < DPA_k \quad CENS * \quad \text{en Q/kwh}$$

$$Indemnizacion(Q) = \sum_{k:DPA_k \leq 1} CENS * (DPA_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPA_k > 1} CENS * E(k)$$

donde:

E(k): Energía registrada en cada Intervalo de Medición k.

Solamente los usuarios afectados conectados al punto de medición, donde se excedan las tolerancias por Distorsión Armónica, serán indemnizados, a excepción de aquellos que sean los que están generando los armónicos del problema y que superen las tolerancias establecidas.

2.7.1.4. Índices de flicker de la tensión

El Flicker deberá ser medido por el índice de severidad de corto plazo Pst, definido por la Norma IEC 1000-3-7.

2.7.1.4.1. Tolerancias

El índice de tolerancia máxima para el Flicker está dado por: $Pst \leq 1$.

donde: Pst: índice de severidad de Flicker de corto plazo.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el Período de Medición, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

2.7.1.4.2. Control

El control se realizará a través de cuatro mediciones mensuales en los bornes de Baja Tensión de Transformadores Media/Baja Tensión. Los puntos deberán ser propuestos a la Comisión, tres meses antes de realizarse la medición y la Comisión podrá modificar los puntos si lo considera conveniente. Las mediciones deberán ser tomadas con un medidor de Flicker, de acuerdo con la Norma IEC 868. La medición de Flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesaria alguna modificación para evaluar el Flicker en la Tensión.

2.7.1.4.3. Indemnización

Los Distribuidores deberán indemnizar a sus usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las mediciones de flicker han excedido la tolerancia establecidas en las tolerancias para flicker en la tensión. La Indemnización esta basada en función de las desviaciones por encima de la tolerancia establecida para el índice o indicador de severidad, y la energía suministrada en esas condiciones. Se define como Distorsión Penalizable de flicker, DPF_k al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión encontrado en cada Intervalo de Medición k, por encima de la tolerancia establecida, y se determina según la siguiente expresión.

$$DPF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}} \right]$$

donde:

DPF_k: Distorsión Penalizable de Flicker para cada Intervalo de Medición k.

P_{st}(k): Índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el intervalo de Medición k.

Pst: Tolerancia establecida para el índice de severidad de corto plazo.

En el caso anterior, en cada intervalo, k, registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad, intervalos con DPF mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas, Q/kWh para el cálculo de la Indemnización.

$$\begin{array}{lll} 0 < P F k \leq 1 & C E N S * (D P F k)^2 & \text{en Q/kwh} \\ 0 < D P F k & C E N S * & \text{en Q/kwh} \end{array}$$

$$I n d e m n i z a c i o n (Q) = \sum_{k: D P F_k \leq 1} C E N S * (D P F_k)^2 * E(k) + \sum_{k: D P F_k > 1} C E N S * E(k)$$

La Indemnización deberá ser pagada por Los Distribuidores a los usuarios afectados por el Flicker, una vez que se haya detectado el disturbio, y hasta que el mismo haya sido resuelto. Solamente, los usuarios afectados conectados al punto de medición, donde se exceda la tolerancia de Flicker, serán indemnizados, a excepción de aquellos que sean los que están generando el Flicker y superen las tolerancias establecidas en estas Normas.

2.7.2. Índices de incidencia del usuario en la calidad del producto

2.7.2.1. Índices de calidad de la distorsión de armónica de la corriente de carga

El índice está dado por la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga medida en el punto de conexión. Para tensiones mayores de 1 kV y potencias de carga mayores de 10 kW, se utiliza.

$$DATI (\%) = \sqrt{\sum \frac{I_i^2}{I_1^2}} * 100$$

$$DAII (\%) = \frac{I_i}{I_1}$$

donde:

DATI: Distorsión Armónica Total de Corriente.

DAII: Distorsión Armónica Individual de Corriente.

I_i : Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i .

I_1 : Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental, 60 Hz.

2.7.2.1.1. Tolerancias

La distorsión armónica de tensión producida por una fuente de corriente armónica dependerá de la potencia del usuario, del nivel de tensión al cual se encuentra conectado, y del orden de la armónica. Por lo que en la Tabla siguiente se establecen las tolerancias de corrientes armónicas individuales para distintos niveles de tensión, potencia máxima demandada y orden de armónica.

Tabla VI. **Tolerancias de índices para las armónicas de corriente**

ORDEN DE LA ARMONICA (n)	DISTORSION DE ARMONICA INDIVIDUAL DE CORRIENTE, DATI EN %
	P>10KW 1KV<V<60KV
IMPARES NO MULT. DE 3	
5	12
7	8.5
11	4.3
13	3
17	2.7
19	1.9
23	1.6
25	1.6
>25	0.2+0.8*25/n
IMPARES MULTIPLOS DE 3	
3	16.6

9	2.2
15	0.6
21	0.4
>21	0.3
PARES	
2	10
4	2.5
6	1
8	0.8
10	0.8
12	0.4
>12	0.3
DISTORSION DE ARMONICA TOTAL DE CORRIENTE, DATI EN %	20

Se considerará que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el Período de Medición. Dichas mediciones muestran que la Distorsión Armónica de la Corriente de carga ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

2.7.2.1.2. Control

El control de la generación de armónicas por los usuarios será responsabilidad de los Distribuidores, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para que se dé solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios.

Las mediciones deberán ser realizadas de acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7 registrando la Distorsión Armónica Total Corriente de Carga conjuntamente con la Distorsión Armónica Individual de Corriente de Carga, así como de la corriente de carga. En aquellos casos, donde se decida realizar mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas por cinco horas.

La medición de la Distorsión Armónica comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesaria alguna modificación para medir la Distorsión Armónica en la Corriente. Podrán utilizarse los mismos puntos donde se mida la Distorsión Armónica de Tensión.

2.7.2.1.3. Indemnización

En los casos en que los Distribuidores verifiquen que alguno de sus Usuarios ha excedido las tolerancias establecidas en tolerancias para la distorsión de armónica de la corriente de carga; el Usuario deberá pagar al Distribuidor una Indemnización determinada en función a la Distorsión Penalizable Individual de Armónicas.

Se define como Distorsión Penalizable Individual de Armónicas, DPIAk a la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, registrada en cada Intervalo de Medición k, que supere las tolerancias establecidas, según la siguiente expresión.

$$DPIAk = \text{Max} \left[0, \frac{D_{ATI(k)} - D_{ATI}}{D_{ATI}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[0, \frac{D_{Alli(k)} - D_{Alli}}{D_{Alli}} \right]$$

donde:

DPIAk: Distorsión Penalizable Individual de Armónicas para cada Intervalo de Medición k.

D ATI(k): Distorsión Armónica Total de la Corriente de Carga, registrada en el intervalo de medición k, referida a la potencia Contratada por el usuario.

D ATI: Tolerancia para la Distorsión Armónica Total de la Corriente de carga.

D Alli(k): Distorsión Armónica Individual de Corriente de Carga i, registrada en el Intervalo de Medición k, que inyecta el Usuario en la red. Las corrientes y las distorsiones medidas deben ser expresadas en valores absolutos de corrientes o en valores porcentuales con respecto a la intensidad de carga correspondiente con la potencia contratada por el usuario, según corresponda.

D All: Tolerancia para Distorsión Armónica Individual de la Corriente de Carga i.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de DPIA mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas, Q/kWh para el cálculo de la Indemnización.

$$0 < DPIA_k \leq 1 \quad CENS * (DPIA_k)^2 \quad \text{en Q/kwh}$$

$$0 < DPIA_k \quad CENS * \quad \text{en Q/kwh}$$

$$Indemnizacion(Q) = \sum_{k:DPIA_k \leq 1} CENS * (DPIA_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPIA_k > 1} CENS * E(k)$$

2.7.2.2. Índices de flicker generado por el usuario

El índice de Flicker generado por el Usuario se determina por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo, Pst medido sobre la impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3. Donde: Scc: capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]

2.7.2.2.1. Tolerancias

Tabla VII. Tolerancias de índices de flicker

CARGA (SI) KW	Pst
Tensión 1kv<v<230kv	
SI/Scc<=0.005	0.37
0.005<SI/Scc<=0.02	0.58
0.02<SI/Scc<0.04	0.74
SI/Scc >0.04	0.80

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el Período de Medición, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

2.7.2.2.2. Control

El control del Flicker, generado por los usuarios, será responsabilidad de los Distribuidores, así como, también, el desarrollo de las acciones necesarias para que se dé solución al problema, realizando mediciones en los puntos que considere necesarios.

Las mediciones deberán realizarse usando un medidor de Flicker, según establece la norma IEC 868. Para cargas de baja tensión, la medición debe ser hecha sobre una impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3 con las siguientes características.

$$\begin{aligned}Z_{ph} &= 0.24 + j0.15 \text{ ohms} \\Z_n &= 0.16 + j0.10 \text{ ohms}\end{aligned}$$

La impedancia de referencia de neutro, Z_n , será utilizada solamente para aquellos usuarios cuya alimentación es monofásica. Para cargas en media tensión, las mediciones de Flicker deben ser realizadas sobre la impedancia de la red o sobre una impedancia que no cause que la tensión de estado estacionario caiga más del tres por ciento. Las mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas durante cinco horas. La medición de Flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesaria alguna modificación para evaluar el Flicker generado por el Usuario. Podrán utilizarse los mismos puntos donde se mida el Flicker en la Tensión.

2.7.2.2.3. Indemnización

En los casos en que los Distribuidores verifiquen que alguno de sus Usuarios ha excedido las tolerancias de Flicker establecidas en tolerancias para el flicker generado por el usuario, el usuario Deberá pagar al Distribuidor una indemnización en función a la Distorsión Penalizable Individual de Flicker. Se define como Distorsión Penalizable Individual de Flicker, $DPIF_k$ al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión detectado en cada Intervalo de Medición k , La Distorsión Penalizable Individual de Flicker, en el Intervalo de Medición k , se define como:

$$DPIF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{stm}(k) - P_{stm}}{P_{stm}} \right]$$

donde:

$DPIF_k$: Distorsión Penalizable Individual de Flicker, en el Intervalo de Medición k .

$P_{stm}(k)$: Índice de severidad de Flícker de corto plazo, registrado en el Intervalo de Medición k , según la carga del usuario.

P_{sti} : Tolerancia para el índice de severidad de Flicker de corto Plazo, según la carga del usuario.

En el caso anterior, en cada Intervalo de Medición k registrado, donde se verifique un valor $DPIF_k$ mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas, Q/kWh para el cálculo de la Indemnización.

$$0 < DPIF_k \leq 1 \quad CENS * (DPIF_k)^2 \quad \text{en Q/kwh}$$

$$0 < DPIF_k \quad CENS * \quad \text{en Q/kwh}$$

$$\text{Indemnizacion}(Q) = \sum_{k:DPIF_k \leq 1} CENS * (DPIF_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPIF_k > 1} CENS * E(k)$$

2.7.3. Índice de Factor de potencia

El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del usuario, de la siguiente forma.

2.7.3.1. Tolerancias

Tabla VIII. Tolerancias de índices de Factor de potencia

0.85 para Usuarios con potencias de hasta 11 KW.
0.90 para Usuarios con potencias superiores a 11 KW.

2.7.3.2. Control

El control se realizará en el punto de medición o en la acometida del usuario, en períodos mínimos de siete días, registrando datos de energía activa y reactiva. El factor de potencia se determinará, efectuando mediciones tanto en el período horario de punta como en el resto del día, de acuerdo a lo indicado a continuación.

$$F_{pot_p} = \frac{EnergAct_p}{\sqrt{(EnergAct_p^2 + EnergReact_p^2)}}$$

donde:

Fpotp: Factor de Potencia para el período horario, p.

EnergActp: Energía activa registrada en el período de registro para el período horario, p.

EnergReactp: energía reactiva registrada en el período de registro para el período horario, p.

2.7.3.3. Indemnización

Todo lo relativo a la Indemnización por bajo Factor de Potencia será incluido en el contrato entre el Distribuidor y el usuario, considerando lo estipulado en los Pliegos Tarifarios fijados por la Comisión.

2.7.4. Índices de calidad del servicio técnico

La Calidad del Servicio Técnico será evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios. El control de la calidad del servicio técnico se llevará a cabo en períodos semestrales continuos. Se considerará como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega. Para efectos de las NTSD, no se considerarán las interrupciones menores de tres minutos; así como las que sean calificadas como casos de fuerza mayor.

2.7.4.1. Índices de calidad para las interrupciones

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 Interrupciones por usuario, FIU y Tiempo de Interrupción por usuario, TIU.

Frecuencia Media de Interrupción por kVA, FMIK: representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj / Qki$$

donde:

\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.

Tiempo Total de Interrupción por kVA, TTIK. Representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$\text{TTIK} = \sum j \text{Qkfsj} * \text{Tfsj} / \text{Qki}$$

donde:

$\sum j$: 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.

Frecuencia de Interrupciones por usuario, FIU:

$$\text{FIU} = \sum Ij$$

donde:

Ij: Número de Interrupción j, para cada usuario

Tiempo de Interrupción por usuario, TIU:

$$\text{TIU} = \sum \text{Tfsuj}$$

donde:

Tfsuj: Tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada usuario.

2.7.4.2. Tolerancias

Tabla IX. **Índices y niveles exigidos en la etapa de transición**

Todos los usuarios	Índices globales	FMIK (int./sem)		TTIK (h/sem)	
		urbano	rural	urbano	rural
	Causas internas	3	4	10	15
Causas externas	5		20		

Tabla X. **Índices y niveles exigidos a partir del inicio de la etapa de régimen**

usuarios de MT y AT	Índices individuales	FIU (int./sem)		TIU (h/sem)	
		urbano	rural	urbano	rural
Cualquier causa		6	8	12	14

Tabla XI. **Índices y niveles exigidos a partir del mes trece de la etapa de régimen**

Índices individuales	FIU (int./sem)		TIU (h/sem)	
	urbano	rural	urbano	rural
usuarios de MT	4	6	8	10

2.7.4.3. Control

A partir de la Etapa de Transición se controlarán las interrupciones mediante los índices o indicadores Globales FMIK y TTIK. Para tal fin, cada Distribuidor deberá tener actualizado el registro de la capacidad en kVA de todos los transformadores y mantener un registro de los transformadores afectados en cada interrupción y el tiempo que estuvieron fuera de servicio. A partir del primer mes de la Etapa de Régimen se controlarán las interrupciones mediante los índices o indicadores Individuales FIU y TIU para aquellos usuarios conectados en Media Tensión.

Para éstos últimos los Distribuidores deberán contar con el Sistema de Control e identificación de usuarios de forma tal que posibilite el registro de cada una de las interrupciones y su duración. A partir del décimo tercer mes de iniciada la Etapa de Régimen, se controlarán las interrupciones mediante los índices o indicadores Individuales para el cien por ciento de los usuarios; el registro del número de interrupciones y el tiempo respectivo se realizará en forma individual. Se continuará el cálculo de los índices o indicadores globales.

2.7.4.4. Indemnización

La determinación de la Indemnización a los Usuarios por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador, se realizará 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, a partir de la Etapa de Régimen:

Índices Globales:

$$\begin{aligned} \text{INIG} &= \text{ENS sistema} * \text{CENS} \\ \text{ENS sistema} &= \text{D sistema} [(\text{TTIK} - \text{TTIK límite}) / 8760] \\ \text{ENS sistema} &= \text{D sistema} [(\text{FMIK} - \text{FMIK límite}) (\text{TTIK} / \text{FMIK}) / 8760] \end{aligned}$$

Índices Individuales:

$$\begin{aligned} \text{INII} &= \text{ENS Usuario} * \text{CENS} \\ \text{ENS Usuario} &= \text{D Usuario} [(\text{TIU} - \text{TIU límite}) / 8760] \\ \text{ENS Usuario} &= \text{D Usuario} [(\text{FIU} - \text{FIU límite}) (\text{TIU} / \text{FIU}) / 8760] \end{aligned}$$

donde:

INIG: Indemnización para ser distribuida globalmente, Q. Cada usuario recibe una Indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del Distribuidor.

ENSsistema: Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, kWh.

INII: Indemnización para ser distribuida individualmente, Q. A los usuarios que se les aplica una Indemnización individual, no les corresponderá una Indemnización global.

ENSUsuario: Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, kWh.

Dsistema: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, kWh.

DUsuario: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada usuario, kWh.

CENS: Costo de la Energía No Suministrada, [Q / kWh]. 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, Frecuencia y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la Indemnización.

2.7.5. Índices de calidad del servicio comercial

El objetivo de la medición de la Calidad del Servicio Comercial es el de garantizar que el Distribuidor preste al usuario una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos, sin menoscabo de la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. El Servicio Comercial será evaluada sobre la base de dos aspectos: Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor, y Calidad de la Atención al usuario. El período de control para la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor será de seis meses continuos.

2.7.5.1. Índices de calidad del servicio comercial del distribuidor

Este concepto se refiere al cumplimiento global de las obligaciones que la Ley General de Electricidad asigna a los Distribuidores de energía eléctrica. El incumplimiento de estas obligaciones dará lugar a una sanción y/o multa por parte de la Comisión. Los índices o indicadores de la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor serán los siguientes:

- **porcentaje de Reclamos o Quejas:** $R(\%) = (Ra/Nu) \times 100$
donde: Ra: número total de reclamos o quejas recibidos, y Nu: número total de Usuarios;

- **tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o quejas:** el tiempo de procesamiento de un reclamo se mide desde el momento en que el usuario presenta el Reclamo o Queja, con la documentación necesaria, hasta el momento en que el usuario recibe respuesta del Reclamo o Queja presentada. Donde: Tai: Tiempo, en días, para resolver el reclamo o queja i;

$$TPPR = \Sigma T_{ai}/R_a$$

- **precisión de la medición del consumo de energía eléctrica:** es la calidad con que se efectúa la medición del consumo de energía eléctrica;
- **falta de Notificación de Interrupciones Programadas:** las interrupciones programadas por parte del Distribuidor, deben hacerse del conocimiento de los usuarios por medio de la respectiva publicación en un diario de mayor circulación y por los medios más directos hacia el usuario, al alcance del Distribuidor.

2.7.5.1.1. Tolerancias

Las tolerancias sobre los índices o indicadores son las siguientes.

- **porcentaje de Reclamos o Quejas:**

ETAPA TRANSITORIA: $R \leq 10\%$
 ETAPA DE RÉGIMEN: $R \leq 5\%$

- **tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas:**

ETAPA TRANSITORIA: $TPPR \leq 15$ días
 ETAPA DE RÉGIMEN: $TPPR \leq 10$ días

- **precisión de la medición del consumo de energía eléctrica:** la precisión de la medición del Consumo de energía eléctrica definida como admisible incluye al conjunto de equipos que conforman el equipamiento de medición, Transformadores de medición y medidores, y se la discrimina de acuerdo a la potencia del usuario:

Usuarios con potencias de hasta 11 kW:
 Usuarios con potencias superiores a 11 kW:

Error máximo de la medición 3%
 Error máximo de la medición 2%

el equipo de medición deberá responder a las normas internacionales de fabricación tales como IEC o ANSI u otras que apruebe la Comisión,

garantizando la precisión de la medición indicada anteriormente. El valor de la precisión del equipamiento de medición deberá ser indicado en la boleta de verificación, la cual hará referencia a la norma con la cual cumple.

- **falta de Notificación de Interrupciones Programadas:** 48 horas, antes del inicio la interrupción.

2.7.5.1.2. Control

- **porcentaje de Reclamos:** por medio del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del usuario;
- **tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas:** por medio del Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del usuario;
- **precisión del medidor de consumo de energía eléctrica:** se hará por medio de muestreos mensuales, a partir de la Etapa de Transición. La Distribuidora deberá proponer a la Comisión el plan de muestreo en forma semestral y con tres meses de anticipación. La Comisión podrá aprobar o modificar el plan. Según la cantidad de usuarios que tenga la Distribuidora, la cantidad de medidores que deben ser verificados será como se indica a continuación: Para Distribuidores con mas de 100,000 usuarios: 1 medidor por cada 5,000 usuarios. Para Distribuidores de 10,000 a 100,000 usuarios: 1 medidor por cada 1,000 usuarios.

Para Distribuidores con menos de 10,000 usuarios: 1 medidor por cada 500 usuarios. El plan de muestreo propuesto deberá estar basado en lotes de medidores de similares características tales como marca, tipo,

corriente nominal, antigüedad, y otras características que considere el Distribuidor.

El tamaño de la muestra deberá ser tal, que garantice la representatividad del lote y por ende del total del parque de medidores de el Distribuidor. Cada lote deberá ser inspeccionado con este criterio cada cinco años. Se considera que un Lote no cumple con las exigencias establecidas si más del cinco por ciento de la muestra no cumple con las normas de fabricación correspondientes. En estos casos la Comisión definirá las acciones a seguir, pudiendo solicitar que todos los medidores del lote deban ser sustituidos;

- **falta de Notificación de Interrupciones Programadas:** la Comisión podrá obtener por cualquier medio, la información en que el aviso de suspensión del servicio, en forma programada, no cumplió con el tiempo indicado en la tolerancia.

2.7.5.1.3. Sanciones y/o multas por incumplimiento del servicio comercial

- **porcentaje de Reclamos o Quejas:**

$$SPR = 20,000 \times C \times (Ra/Nu - R)$$

donde:

SPR: Sanción y/o multa por Porcentaje de Reclamos.

C: Cargo Unitario por energía de la Tarifa Simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes, del periodo de control que se esté evaluando.

R: Dependerá de la Etapa que se esté evaluando.

- **tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos o Quejas:**

$$STPPR = 20,000 \times C \times (Tai/Ra - TPPR)$$

donde:

STPPR: Sanción y/o multa por Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos.

TPPR: Dependerá de la Etapa que se esté evaluando.

- **precisión del medidor de consumo de energía eléctrica:** todo medidor de energía que no pase con las exigencias del porcentaje de error establecido, deberá ser sustituido por otro que cumpla con el porcentaje de error correspondiente. Se le deberá notificar al Usuario de cualquier cambio.

- **falta de Notificación por Interrupción Programada:**

$$SFNIT = 10,000 * C * NHI$$

donde:

SFNIT: Es la sanción y/o multa por falta de notificación de interrupción programada.

NHI: Es el tiempo, en horas, que dura la interrupción.

2.7.5.2. Índices de calidad de la atención al usuario

El Objetivo de la Calidad de la Atención al usuario es garantizar que el Distribuidor le provea al Usuario una atención que cumpla lo estipulado en las NTSD, respecto de los aspectos que le afectan de manera individual. El incumplimiento de estas obligaciones dará lugar al pago de una Indemnización del Distribuidor al usuario.

- solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red;
- solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red;
- reconexiones;

- facturación errónea.

2.7.5.2.1. Tolerancias

- **solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red:** 30 días, máximo.
- **solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red:** 4 meses, máximo.
- **reconexiones:** superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Usuario los pagos que correspondan, el Distribuidor estará obligado a conectar el servicio dentro de un plazo máximo de veinticuatro horas.
- **facturación errónea:** los reclamos por posibles errores de facturación, incluyendo la lectura de los medidores, deberán quedar resueltos en la próxima factura emitida. Si los reclamos se hubieran registrado dentro de los quince días calendario, anteriores a la fecha de emisión de la factura, el plazo de resolución se ampliará a la siguiente facturación.

El Distribuidor deberá verificar que el mismo error no se haya producido con otros usuarios. De ser ese el caso, procederá a resolverlos inmediata y automáticamente a todos los afectados, sin esperar nuevos reclamos. El mismo error no podrá producirse dentro de los siguientes seis meses, para los mismos Usuarios, en caso contrario, se considerará como reincidencia. La reincidencia será sancionada con una multa establecida por la Comisión, en función del historial del Distribuidor.

2.7.5.2.2. Control

Todos los índices o indicadores de calidad de la Atención al usuario, descritos en tolerancias para la atención al usuario, se controlarán por medio del sistema de control de solicitudes y reclamos de los usuarios.

2.7.5.2.3. Indemnización

El Distribuidor deberá indemnizar a los usuarios afectados al mes siguiente de haber presentado el reclamo, salvo lo indicado en la NTSD.

- **solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que no requieren modificación de la red:**

$$ISNS-SMR = 1,000 \times C \times D$$

donde:

ISNS-SMR: Indemnización por solicitud de nuevo servicio o ampliación de la potencia contratada, sin modificación de la red.

D: Número de días excedidos a la tolerancia.

- **solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red:**

$$ISNS-CMR = 10,000 \times C \times D$$

donde:

ISNS-CMR: Indemnización por solicitud de nuevo servicio o modificación de la potencia contratada con modificación de la red.

- **reconexiones:** por las primeras seis horas de exceso sobre la tolerancia admisible, el Distribuidor indemnizará al Usuario por un monto equivalente al uno por un ciento del valor del promedio mensual del consumo facturado en los últimos seis meses, actualizado al momento de hacer efectiva la

Indemnización; por cada hora adicional la Indemnización será del dos por ciento.

- **facturación errónea:** el Distribuidor indemnizará al usuario con el diez por ciento de la factura que motivo el reclamo, acreditándole dicho valor en la siguiente factura.

2.7.5.3. Índices de la calidad de los equipos

Todos los equipos de medición que sean utilizados para la medición de la calidad de la energía eléctrica, en los parámetros establecidos en las NTSD, incluyendo los que miden la energía eléctrica, deberán responder a Normas Internacionales de fabricación tales como IEC, ANSI e ISO, y otras que apruebe la Comisión. Las indemnizaciones, sanciones y/o multas contenidas en estas Normas se establecen sin perjuicio de que, por cualquier daño que se cause, la parte afectada sea indemnizada de conformidad con lo que al respecto determina el Código Civil.

2.8. Análisis y aspectos importantes a tomar para la evaluación de los índices de confiabilidad en presencia de fallas

2.8.1. Descripción topológica de tramos de alimentación

Para realizar las evaluaciones de los parámetros de confiabilidad para el sistema y, también, para los consumidores, se modelara la red, a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra. Esto, dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red.

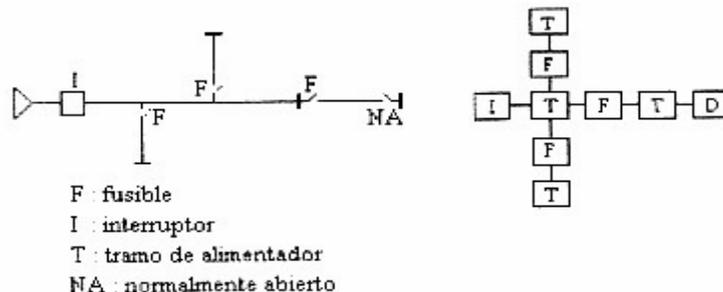
Esto significa que hay una correlación perfecta entre tramo, de alimentador y consumidor. Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluirán en este modelo: interruptores, fusibles y desconectores. La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación diferente de cada uno de estos elementos.

Por una parte, los fusibles operan, solamente, ante una falla activa, mientras que los interruptores además pueden ser comandados a voluntad, e incluso ser tele comandados, al igual que los desconectores, excepto que estos no operan ante la presencia de fallas. La existencia de algún grado de automatismo en la red se debe reflejar en los tiempos de maniobra de los dispositivos considerados. Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros.

- tasa de falla;
- y tiempo de reparación.

En caso de suponer elementos perfectos, 100% confiables, bastara asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero. En la figura 11, se muestra el esquema de una red de distribución y su modelo correspondiente.

Figura 11. **Esquema de una red de distribución radial 13.8KV y su modelo correspondiente**



2.8.2. Indicadores como características de los tramos de alimentación y elementos de protección

Los tramos de alimentadores y los elementos de protección considerados, se caracterizan por los siguientes indicadores:

2.8.2.1. Tasa de falla

Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que, en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislamiento, accidentes, etc. En ciertos casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

2.8.2.1.1. Tramos de alimentadores

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma:

- ***a través del historial de fallas, para el tramo individual;***
- ***mediante una estimación, considerando el sistema completo.***

$$\lambda = b \cdot l \quad (1/\text{año})$$

$$b = m/(L \cdot T) \quad (1/\text{km} \cdot \text{año})$$

donde:

m: cantidad de fallas

- L: longitud total de las líneas expuestas a falla, en km.
- T: periodo de estudio, años.
- b: numero de fallas, por kilómetro por año.
- l: longitud de la línea de interés.

2.8.2.1.2. Elementos individuales

Para elementos individuales, tales como transformadores, switches, interruptores, etc., se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = m/NT \quad (1/\text{año})$$

donde:

- m: cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento.
- N: cantidad de elementos expuestos a falla.
- T: periodo de observación, años.

Normalmente las empresas de distribución de energía eléctrica **llevan una estadística de fallas**, e incluso individualizan las causas que las originan, de manera que la utilización de las expresiones es una buena aproximación, en caso de ausencia de información específica para los tramos de alimentador o elementos de protección.

2.8.2.2. Tiempo de interrupción

El tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y de tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico, reparaciones, recambios, limpieza, etc.

Se denomina tiempo total de interrupción de servicio eléctrico, al periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. Gráficamente, este ciclo puede representarse como:

Figura 12. **Tiempo total de interrupción de servicio eléctrico**



El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá, para una red de distribución cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos:

2.8.2.2.1. Tiempo para el conocimiento de la falla

T_c: es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. La automatización juega aquí un importante papel, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones, por ejemplo en un panel, la magnitud de este tiempo es muy pequeña.

2.8.2.2.2. Tiempo de preparación

T_p: corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.

2.8.2.2.3. Tiempo de localización

Tl: es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.

2.8.2.2.4. Tiempo de maniobra para la transferencia

Tt: es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.

2.8.2.2.5. Tiempo de reparación

Tr: es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.

2.8.2.2.6. Tiempo de maniobra para reestablecer la configuración normal de operación

Tv: es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

2.8.3. Clasificación del comportamiento de los tramos de alimentación ante una falla

En función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo de alimentador.

2.8.3.1. Normal

El estado del tramo de alimentador i se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en el elemento j .

2.8.3.2. Reestablecible

El estado del tramo de alimentador i se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento j fallado, aislando j mediante algún elemento de maniobra.

2.8.3.3. Transferible

El tramo de alimentador i será transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el bloque j en falla.

2.8.3.4. Irrestablecible

Son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras.

2.8.3.5. Irrestablecible con espera

El tramo j, en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

2.8.4. Evaluación y determinación del comportamiento de los tramos de alimentación ante una falla

Para los sistemas de topología radial, como el que se analizara, se demuestra fácilmente que:

$$\lambda_T = \sum_i \lambda_i$$

$$U_i = \lambda_i * r_i$$

$$U_T = \sum_i U_i$$

$$r_T = \frac{\sum_i (\lambda_i * r_i)}{\sum_i \lambda_i} = \frac{U_T}{\lambda_T}$$

donde:

λ_i :

Tasa de falla del elemento i, fallas/año.

r_i :

Tiempo de reparación del elemento i, horas.

U_i :

Indisponibilidad anual del elemento i, horas/año.

λ_T

Tasa de falla del sistema serie, fallas/año.

r_T :

Tiempo de reparación total, horas.

U_T :

Indisponibilidad anual total del sistema serie, hora/año.

Como puede apreciarse de la metodología descrita, cada elemento “genera” independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de energía eléctrica es mayor, considerando los efectos de las fallas de otros elementos. La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestra en la siguiente tabla XII.

Tabla XII. **Interrupciones aportadas, según tipo de elemento**

Tipo Elemento	interrupciones
Normal	0
Reestablecible	λ
Transferible	2λ
Irreestablecible	λ
Irreestablecible c/esp.	λ

Observe que cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble. Esto se debe a que luego de efectuadas las reparaciones del elemento afectado por una falla, se debe volver a la configuración original del sistema, por lo tanto se interrumpe el servicio con una duración T_v .

2.8.4.1. Elementos que representan tramos de alimentación

Para el caso del elemento que representan tramos de alimentador, la tasa de falla debe calcularse como: $\lambda_T = \lambda_i * l_i$ donde:

λ_i : Tasa de falla unitaria del tramo i , fallas/año km.

l_i : Longitud del tramo alimentador i , km.

λ_T : Tasa de falla del tramo, falla/año.

2.8.4.2. Elemento cualquiera

Entonces, la tasa de falla total para un elemento cualquiera, se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema, según el tipo indicado en la columna de la matriz de estados y la tabla I es decir,

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad \text{donde:}$$

λ_{Ei} : Tasa de falla total del elemento i, fallas /año.

λ_i^j : Cantidad de interrupciones en el elemento i, debido a falla en elemento j.

n : Cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

2.8.4.3. Indisponibilidad de servicio

El tiempo total de interrupción de un elemento, corresponde a la indisponibilidad de el en el periodo considerado. Para obtener el tiempo total de indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportada por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados y la tabla XIII.

Tabla XIII. **Tiempos de interrupción**

Tipo de elemento	Tiempo Interrupción (r)
Normal	0
Reestablecible	Tc+Tp+Tl
Transferible	Tc+Tp+Tl+Tt+Tv
Irreestablecible	Tc+Tp+Tl+Tr
Irreestablecible c/espera	Tc+Tp+Tl+Tt+Tr

$$T_i^j = \lambda_i^j * r_j$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j$$

donde:

λ_i^j : Cantidad de interrupciones del elemento i, debido a falla en el elemento j.

r_j : Tiempo de interrupción o de reparación del elemento j, horas.

T_i^j : Indisponibilidad anual del elemento i, debido a falla en el elemento j.

T_{Ei} : Indisponibilidad anual total del elemento i, horas/año.

n : Cantidad de elementos del modelo.

2.8.4.4. Índices totales del sistema, duración y frecuencia equivalente por consumidor

Adicionalmente, se determinan índices orientados a medir la calidad de servicio que reciben los consumidores. Para ello, debe considerarse que los consumidores están conectados a algún tramo, de manera que, en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de electricidad, corresponde a la del tramo a la cual están conectados. Como índices generales para los consumidores, se determina la Frecuencia Equivalente por consumidor FEC, FMIK y la Duración Equivalente por consumidor DEC, TTIK.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^m C_j}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i * C_i}{\sum_{j=1}^m C_j}$$

donde:

C_j : Cantidad de consumidores conectados al tramo j.

nt : Cantidad de tramos de alimentador.

2.8.4.5. Energía no suministrada

Un indicador de interés para las empresas de distribución lo constituye la Energía no Suministrada, dado que tiene una connotación de pérdida.

$$ENS = \sum_{j=1}^m \frac{E_j}{720} * T_{Ej}$$

donde:

E_j : Energía promedio mensual demandada por los consumidores conectados al tramo j, en kW-h.

2.9. Algoritmo de solución para obtener los índices de confiabilidad en general en redes eléctricas de distribución radial 13.8KV

El procedimiento planteado hasta aquí se puede esquematizar en los siguientes pasos, además de todo lo anterior y dependiendo del caso.

- identificar todas las formas en que pueda ocurrir una falla, ver estructura topológica de la red, tomar un elemento a la vez y simular una falla, etc. estimar su efecto, causa y gravedad. Hacer un diagrama de análisis de causa y efecto si es necesario, para cada componente crítico; generalmente, consiste en especificar la siguiente información:
- causa de la falla;

- efecto sobre el sistema en el cual opera, seguridad, tiempo de paro, requerimientos de reparación o herramientas necesarias;
- determinar los parámetros de confiabilidad de cada elemento componente del sistema, a través de datos históricos.
- determinar la Matriz de Estados, para la configuración de operación considerada para la red de distribución;
- según los estados definidos en la Matriz de Estado, calcular los índices de confiabilidad λ , U y r para cada usuario, frecuencia, duración e indisponibilidad de servicio, y, así, también los índices generales FEC, FMIK y DEC, TTIK, respectivamente;
- para el usuario que se desea estudiar, se procede a definir el nivel de variación de indisponibilidad de servicio, ΔU .

4. MEJORAS EN GENERAL PARA LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL 13.8KV

4.1. Generalidades

En lo referente a confiabilidad generalizada en la red, el objetivo para tener un criterio de éxito muy bien definido es utilizar todo lo necesario o las formas mediante las que puede disminuir tasas de fallas, tiempos de interrupción, mala calidad de producto, etc.

4.2. Acciones generales para mejora de los índices de confiabilidad

Entre las acciones para mejora de los índices de confiabilidad, tenemos las siguientes.

- instalación de equipos de señalización;
- instalación de equipos de seccionamiento;
- automatización de la red de distribución;
- mallado de las redes de distribución.

4.2.1. Mallado de las redes de distribución

El mallado de redes es una acción que suele diseñarse durante la planificación si se toman en consideración los criterios de confiabilidad.

Con esta acción se trata de mejorar la estructura topológica de la red; será incluido un punto de alimentación alternativa donde se instale una nueva conexión normalmente abierta. Esta alimentación puede ser de conexión automática en caso de falla, o puede necesitar una operación manual.

4.2.2. Instalación de equipo de señalización

Los equipos de señalización intentan incidir en el tiempo de búsqueda del tramo averiado. Estos equipos detectan las fallas ocurridas abajo de su posición, y la señalizan mediante alguna fuente de luz o señal, como el que se señala en el inciso 3.5.2. de este capítulo.

4.2.3. Instalación de equipo de seccionamiento

Los equipos de seccionamiento permiten aislar la parte del alimentador con falla, y, de esta forma, realimentar parte de las cargas. Esto reduce la duración de la interrupción para esas cargas, evitando tener que esperar a reparar el elemento averiado. Entre los equipos utilizados están: los seccionadores, interruptores, seccionalizadores y reconectores.

4.2.4. Automatización de la red de distribución

Un paso necesario en cualquier evaluación económica de la automatización en distribución, es la definición de los beneficios potenciales asociados con las varias funciones de automatización. Las cuatro áreas de beneficio inciden en la mejora en la operación, pues recién empiezan a ser reconocidos, ya que, son más tangibles cuando eran difíciles de cuantificar.

- inversión, reducción de los costos del sistema;
- interrupción, mayor seguridad en la operación,
- clientes, mejor calidad del servicio;
- operación, un estado de operación más económico.

Todos los equipos de señalización y seccionamiento pueden automatizarse y telemandarse. El paso de seccionadores manuales a seccionalizadores automáticos tiene un impacto importante en el tiempo de indisponibilidad. Telemandar todos los equipos instalados, también, consigue reducir, considerablemente, el tiempo de indisponibilidad, reduciendo el tiempo de búsqueda de la falla, permitiendo realimentar rápidamente partes importantes del alimentador.

Tabla XIV. **Mejoras al automatizar**

Mejoras en la automatización de distribución de energía eléctrica		
Subestaciones	Alimentadores	Clientes
Regulación	Control de reactivos	Medida remota
Conexión/desconexión de alimentadores	Supervisión de cargas	Consumos y sus duraciones
Control de reenganches	Control de interrupciones	Detección de fraudes
Control de condensadores	Supervisión general, etc.	Gestión de cargas
Supervisión de:		Conexión/desconexión total, etc.
Nivel de tensión		
Intensidad de corriente		
Temperatura		
Humedad, etc.		

3.3. Alternativas para disminuir tiempos de paralización, continuidad de suministro

Se ha mencionado que la variación en el nivel de disponibilidad de energía, en un punto cualquiera dentro de un sistema de distribución, se logra con cambios en las tasas de falla y disminuciones de tiempos empleados en la reparación de las diferentes perturbaciones que pueden presentarse en la red.

3.5.1. Tasas de fallas

Respecto de las tasas de falla en los alimentadores, equipos de protección y control de las redes de distribución, estas pueden disminuir por acciones tales como:

- cambio de elementos viejos por nuevos;
- aumento de la capacidad de potencia;
- reforzamiento de elementos, etc.

No obstante, resulta difícil en extremo cuantificar el impacto en la variación de la tasa de falla. Esta podrá ser determinada con su posterior desempeño dentro de la red, si acaso existe un mecanismo para determinar individualmente parámetros de confiabilidad.

3.5.2. Tiempos de interrupción

En lo referente a tiempos de reparación, la situación es diferente en cuanto a la determinación de su impacto. Las formas mediante las que puede disminuir este tiempo incluye acciones, tales como.

- mejores planes de atención de averías;
- mejores sistemas de detección de fallas;
- utilización informática en los centros de atención de clientes;
- automatización de la red,
- aumento en la cantidad de personas que atiende problemas de la red, etc.

3.6. Método de prevención y corrección en general en la calidad de onda de energía eléctrica

3.6.1. Regulación de la tensión

Para minimizar los efectos de una deficiente regulación de la tensión se pueden utilizar reguladores de tensión, los cuales tienen la finalidad de reducir los márgenes de variación del valor eficaz de la tensión de alimentación. Una opción particular puede ser el autotransformador regulado, la variación de la relación de transformación a través del circuito de control le permite mantener la tensión de salida, prácticamente constante, con un margen de variación incluso menor que el que pueda aparecer en la entrada.

3.6.2. Distorsión de armónica de la tensión

Los filtros pasivos constituyen una solución al problema de la distorsión de armónica, con el uso de estos dispositivos se pretende convertir la característica no lineal en lineal; para esto se considera un conjunto, visto desde la red, receptor-filtro pasivo, conectados en paralelo. La conexión en paralelo del receptor que genera armónicos con un conjunto serie inductancia-capacitor.

3.6.3. Flicker

Para efectos puede utilizarse: reactancias controladas: su función es disminuir las variaciones de la potencia demandada que están asociadas a variaciones de la componente reactiva.

Capacitores controlados: su función es compensar los incrementos de demanda de potencia reactiva corrigiendo las correspondientes variaciones del factor de potencia, de manera que se mantenga aproximadamente a un valor constante prefijado. Y por ultimo Estabilizadores magnéticos. Estos son dispositivos que compensan los incrementos de potencias reactivas mediante la conexión de un transformador de elevada reactancia de dispersión en paralelo con la carga. El secundario del transformador es cortocircuitado durante determinados periodos de tiempo a través de un control de tiristores conectados a el.

3.6.4. Sistema de corrección universal

Se definen así a los correctores de redes que utilizan componentes electrónicos de potencia y son capaces de corregir prácticamente la totalidad de perturbaciones. Entre estos tipos de dispositivos tenemos:

Sistema de alimentación ininterrumpida: en este dispositivo la carga es alimentada por un conjunto formado por un rectificador-inversor, este conjunto es alimentado por la red, cuenta con una batería que es mantenida por el rectificador, y posee un by-pass o conmutador de red que en caso de fallo del inversor, se conecta la carga a la red.

Acondicionadores de red: estos dispositivos están constituidos por una fuente de tensión en serie con la red, el cual corrige las perturbaciones de tensión, y de una fuente de corriente en paralelo, que corrige las perturbaciones de corriente, generadas por los receptores.

Filtros activos de corriente: estos equipos consisten en una fuente de corriente conectada en paralelo a la carga; generan una corriente distorsionada que sumada a la que absorbe la carga, hace que la red registre un consumo de forma senoidal.

3.7. Mejoras para la supervisión-operación de un sistema de red eléctrica de distribución radial 13.8KV en cuanto a confiabilidad de suministro

Un sistema operativo de supervisión de red en tiempo real favorecería la mejora del servicio técnico, ya que, este cuenta con herramientas que permiten tomar la mejor decisión en algún problema determinado, herramientas que podrían ayudar para que este sistema ayude a tomar una decisión mas precisa, estas mejoras son las que favorecerían al operador de un centro de maniobras, que es el que lleva el control de la gestión de incidencias realizadas en campo.

3.5.1. Introducción de un flujo de carga y simulaciones

Las herramientas de análisis tienen por objeto proporcionar una facilidad para realizar un análisis eléctrico de la red. Para el sistema operativo de supervisión de red en tiempo real, un flujo de carga seria una herramienta muy poderosa para analizar las corrientes en los tramos, perdidas de potencia activa, perdidas de potencia reactiva, voltajes en los nodos, centro de transformación con mas caída de tensión.

Esta información es muy valiosa antes de realizar cualquier acción, ya que, se podría observar, por ejemplo, si se desea agregar carga a una línea de media por medio de una maniobra. Se podría observar antes si el conductor que transporta esa potencia soporta el amperaje que transportaría con el exceso de carga.

También, se podría observar e comportamiento de los índices de calidad de servicio, las nuevas pérdidas por la longitud de la línea y por el excedente de carga, etc. El objetivo de las simulaciones es poder realizar hipótesis sobre la red, de tal forma que se puedan analizar previamente las implicaciones que tendrían determinadas acciones. La idea es proporcionar la funcionalidad necesaria tanto para realizar dichos análisis como para gestionarlos. La base de las simulaciones se asentaría en:

Gestión de simulaciones mediante una jerarquía: para una misma situación de partida la opción de realizar distintos análisis, alternativas, con el objeto de extraer la mejor solución al problema. Dichas alternativas habría que agruparlas en una carpeta, para poder consultarlas en un futuro. Existen dos tipos de simulaciones:

Operación: serían simulaciones dadas de alta para analizar la explotación de la red. No existiría ninguna incidencia asociada ya que serian maniobras de estudio para reponer algún servicio. Sería una forma en la cual el operador pudiera practicar algunas maniobras sin realizarlas realmente.

Incidencias: serían simulaciones dadas de alta y asociadas a una incidencia en concreto, para simular las maniobras a ejecutar en la incidencia y al tomar una decisión, que exista la opción de elegir la simulación y que se ejecuten las maniobras sin necesidad de repetirlas.

3.5.2. Pantalla grafica y mensaje de limites de los indicadores de calidad de servicio

Debido a la rapidez con que se deben tomar las decisiones para resolver las incidencias ocurridas en la red eléctrica, se necesitarían más herramientas graficas donde se pueda visualizar lo siguiente.

Ubicación de las brigadas: al ingresar un aviso se necesita saber cual es la brigada que, geográficamente, se encuentra mas cerca, por lo que sería de gran ayuda poder hacer marcas de las ubicaciones de las brigadas, donde se asigne, manualmente, si la brigada no se encuentra haciendo ningún trabajo y que se genere, automáticamente, con otro color cuando se asigne una brigada a un aviso, donde, por medio del numero de identificación del suministro se puede saber que centro de transformación es el que lo alimenta, el cual esta localizado en pantalla del sistema de gestión de operaciones, SGO y a ese centro de transformación se le podría agregar, automáticamente, un símbolo que indique que la brigada se encuentra movilizándose a dicho punto.

Visualización de elementos bloqueados: cuando los elementos telecontrolados, por un SCADA, tienen aplicado algun bloqueo para evitar maniobrarlos, seria de gran ayuda que el sistema de gestión de operaciones pudiera tener una marca automática para visualizarlo. También, poder dibujar una marca con un texto asociado, donde se bloquee un elemento no telecontrolado, pero que le informe al operador de la red que no se puede maniobrar el elemento debido a que se encuentran haciendo trabajos aguas arriba o aguas debajo de dicha instalación.

Visualización de subestaciones fuera de telecontrol: debido al clima o fallos en el equipo de telecontrol en las subestaciones, en determinados momentos se pierde el mando sobre estas, por lo que ayudaría una visualización automática cada vez que se pierda y se recupere el telecontrol, guardando un histórico con opción a impresión fácil de las fechas y horas de las pérdidas y recuperaciones del telecontrol.

Notas: poder agregar notas sobre la pantalla grafica, para poder poner notas del clima, actividades realizándose en determinado lugar, problemas existentes o acciones a tomar a determinada hora del dia, etc.

Al momento de hacer una orden de apertura de un elemento de corte, si se interrumpieran centros de transformación que sobrepasaran los **índices de calidad de servicio** se muestre un mensaje de advertencia, con la lista de todos los centros de transformación y el valor del índice sobrepasado con su cantidad en quetzales que deberá pagar si se ejecuta dicha maniobra para que el operador pueda obtener una visión global de lo que sucederá si se realiza dicha maniobra. Los indicadores a tomar en cuenta serian:

FIU, FMIK: los cuales si se sobrepasan los límites, debería de mostrar un mensaje antes de realizar la maniobra, como una prevención o advertencia.
TIU, TTIK: si se encuentran en el limite superior muestre un mensaje antes de realizar la maniobra y si se encuentran por debajo del limite superior que exista un contador de tiempo el cual se active después de desenergizar los centros de transformación y muestre un mensaje automático que a partir de la hora actual se están excediendo los índices TIU y TTIK.

Al momento de alimentar de nuevo las instalaciones muestre un mensaje de los centros de transformación que excedieron el límite, en cuanto y el total en quetzales que significó la maniobra. Otro mensaje importante sería mostrar una lista de los centros de transformación que debido a la maniobra realizada obtengan un nivel de tensión por debajo del permitido, y así, poder controlar la calidad del producto.

3.5.3. Posibilidad de realizar incidencias de más de una subestación conectada

Debido a que el sistema funciona basándose en la conectividad gráfica de los elementos eléctricos y una empresa de distribución en Guatemala no cuenta con la digitalización de la red de transporte, cuando ocurre una falla en las líneas de transporte y salen de servicio más de una subestación, es de gran necesidad poder asociar más de una subestación en una incidencia, ya que, de no ser así se tendría que hacer una incidencia por subestación lo que afectaría los índices de FIU y TMIK.

3.5.4. Grabaciones y alerta gráfica al ingresar un aviso

Opción a poder grabar una secuencia de maniobras, para cuando falle alguna línea de la red de media tensión, para saber que hacer cuando se le corta la energía eléctrica a un gran cliente o a un conjunto grande de usuarios, de tal forma que se le restablezca el servicio lo más rápido posible de una forma segura. Cuando ingresa un aviso al SGI, la posibilidad de un parpadeo gráfico del centro de transformación en el SGO, mostraría una visión gráfica más real de lo que sucede en campo. Este parpadeo tendría que desaparecer cuando se interrumpa el centro de transformación debido a una maniobra o cuando el operador de la red lo halla resuelto.

3.7. Mejoras para la gestión de incidencias programadas en una red eléctrica de distribución radial 13.8KV en cuanto a confiabilidad de suministro

Con estas mejoras se ayudaría a estudiar de una forma más exacta las incidencias programadas las cuales pueden ser analizadas con más tiempo. Por lo que deben de tener mas cuidado en no afectar los índices de calidad de energía y calidad de servicio técnico. Para mejorar la gestión de incidencias programadas se tiene lo siguiente.

- flujos de carga y simulaciones;
- mensajes de límites de los indicadores de calidad de servicio y mejoras para la generación de informes.

3.7.1. Flujo de carga y simulaciones

Los flujos de carga son de gran utilidad en las incidencias programadas, debido a que antes de programar las maniobras a ejecutarse sobre la red es necesario hacer un estudio de comportamiento del flujo de carga sobre las líneas de media tensión. Sería de gran utilidad poder calcular corrientes, potencias activas, potencia reactiva y voltajes, ya que, después de una maniobra estos datos varían, lo que puede afectar los índices de calidad de servicio y de energía, lo que implicaría multas impuestas por la CNEE debido al incumplimiento de las normas técnicas. Posibilidad de dar de alta simulaciones asociadas a un descargo en concreto, para simular las maniobras a ejecutar en la incidencia programada. Las maniobras serian más confiables si se cuenta con un flujo de carga, donde se pueda observar el comportamiento de la carga. En los descargos es donde mas funcionalidad tiene el flujo de carga, ya que por el hecho de ser programados es donde se cuenta con más tiempo para analizar lo que se va hacer en campo.

3.7.2. Mensaje de límites de los indicadores de calidad de servicio y mejoras para la generación de informes

Al planificar una apertura de un elemento de corte, si se interrumpieran centros de transformación que sobrepasaran los índices de calidad de servicio, muestre un mensaje de advertencia, con la lista de todos los centros de transformación y el valor del índice sobrepasado, con su cantidad en quetzales que se deberá pagar, si se ejecuta dicha maniobra o acción. Los índices a tomar en cuenta serían: FIU, FMIK: los cuales si se sobrepasan los límites, debería de mostrar un mensaje antes de realizar la maniobra. TIU, TTIK: de acuerdo al periodo de tiempo planificado para las interrupciones, que muestre un mensaje: en lo que se excederá y la cantidad en quetzales que esto significa. Sería importante mostrar una lista de los centros de transformación que debido a la maniobra realizada obtengan un nivel de tensión por debajo del permitido.

Mientras más fácil sea la extracción de los datos para la generación de informes, se podrán extraer, de una forma más rápida y por cualquier persona que conozca el medio. Cuando existen informes que se extraen repetitivamente de la base de datos generada por las incidencias ocurridas en campo se facilita hacer aplicaciones, las cuales facilitarían la reproducción de los informes de calidad de servicio técnico que exige la CNEE de acuerdo a las normas técnicas del servicio de distribución NTSD. Esto serviría para que el usuario del sistema pueda generar estos informes sin necesidad de ayuda de algún personal con muchos conocimientos de programación.

4. ANALISIS DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD EN LA LINEA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA RADIAL JUTIAPA 13.8 KV ESTADO ACTUAL "SIN MEJORAS"

4.1. Sistema de distribución radial línea 13.8KV Jutiapa

En el presente caso de estudio se analizará, tomando en cuenta las normas técnicas del servicio de distribución y los niveles de índices de continuidad de suministro de energía eléctrica exigidos en Guatemala, como caso práctico la Línea de Distribución de Energía Eléctrica denominada Jutiapa, con topología radial, 11 km de tramo principal. Las características que identifican a este circuito se detallan a continuación: en cuanto al suministro eléctrico, actualmente es alimentada desde la subestación eléctrica que es compartida entre la ETCEE, Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, y DEORSA, Distribuidora de Energía del Oriente S.A. llamada Subestación El Progreso ubicada en el municipio del Progreso Jutiapa.

El Ramal de Jutiapa tiene una carga instalada de 9707.5 KVA. y una longitud de 100 km, sumatoria total perimetral y el tramo principal de 11km aproximadamente; en las condiciones actuales, el circuito no tiene forma de aislar fallas, perdiendo la mayor parte de la carga. La parte rural de este ramal es servida por una extensión monofásica, que tiene el 22% de la carga instalada del ramal; esto conlleva a tener una corriente de neutro elevada, pérdidas de potencia activa altas y mala regulación, por lo tanto una confiabilidad baja.

Tabla XV. **Datos actuales carga instalada estimada**

Datos Actuales , Carga instalada estimada.

	Fase A (KVA)	Fase B (KVA)	Fase C (KVA)	TOTAL
Total	2,727.50	4,482.50	2,497.50	9,707.50

4.1.1. Total de usuarios o consumidores registrados por sector de consumo

El numero de usuarios que se tiene en el sistema de distribución de Jutiapa se presenta en la tabla XVI, según fuente de información de la empresa distribuidora DEORSA para el mes de julio del 2003.

Tabla XVI. **Total de usuarios registrados por sector de consumo en Jutiapa**

SECTOR DE CONSUMO	TOTAL DE REGISTRADOS	USUARIOS PORCENTAJE
Residencial	4977	76.79%
Comercial	1300	20.06%
Industrial	5	0.08%
Gubernamental	77	1.19%
Diverso	84	1.30%
Trifásicos	38	0.59%
TOTAL	6481	100%

Tabla XVII. **Tramos principales**

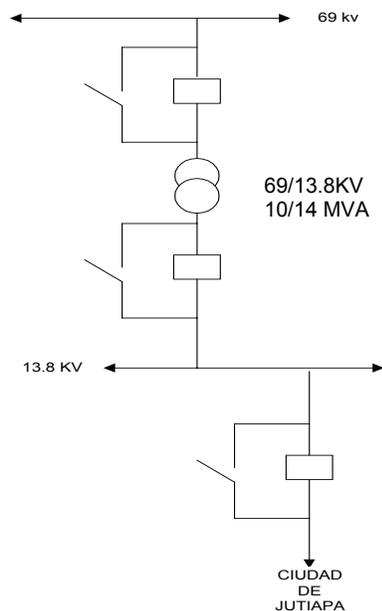
NODO	NOMBRE	LOCALIZACION
0	SUBESTACION	Salida del reconvertador de la subestación el Progreso, ramal Jutiapa
1	EXPENDIDO	Barrio el Cóndor, 0 calle y 4 calle y 4av., frente a expendio familiar
2	PENIEL	Barrio la Terminal, 4 calle y 4 Av., frente a comercial Peniel
3	SAN GABRIEL	Barrio Central, calle 6 de sep. 4 calle, frente a farmacia San Gabriel
4	IGLESIA	Barrio Latino, Jutiapa, frente a la Iglesia Evangélica Centro América

5	CONTRALORIA	Barrio Latino, 7av., calle al minicomplejo, frente a Contraloría General
6	GALLO	Frente a la bodega de cervecería Gallo
7	MARTA EUGENIA	Colonia Marta Eugenia, Jutiapa
8	CHILTEPE	Frente a la bomba de agua municipal, aldea el Chiltepe
9	EL BARRIAL	Aldea el Barrial, servicio exclusivo de bombeo municipal
10	EL PUEBLO	Colonia Democracia 2, diagonal 1, ferretería El Pueblo
11	HOSPITAL	Barrio Latino, 5ta. Calle, zona 1, Hospital General.

TRAMO	CODIGO CONDUCTOR	CALIBRE	No. DE HILOS	DIAMETRO (mm)	OHMIOS/KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)	LONGITUD (MTS)	ESTADO ACTUAL
0-1	RAVEN	1/0	6/1	10.11	0.535	242	8150	DEFICIENTE
1-2	PIEGEON	3/0	6/1	12.75	0.337	315	400	EFICIENTE
2-6	SPARROW	2	7/1	8.01	0.851	184	1130	DEFICIENTE
2-3	RAVEN	1/0	5/1	10.11	0.535	242	680	DEFICIENTE
3-4	RAVEN	1/0	5/1	10.11	0.535	242	250	DEFICIENTE
4-7	SPARROW	2	7/1	8.01	0.851	184	700	DEFICIENTE
4-5	RAVEN	1/0	5/1	10.11	0.535	242	420	EFICIENTE
5-8	SPARROW	2	7/1	8.01	0.851	184	2030	DEFICIENTE
5-9	RAVEN	1/0	5/1	10.11	0.535	242	1440	EFICIENTE
3-10	SPARROW	2	7/1	8.01	0.851	184	800	EFICIENTE
3-11	SPARROW	2	7/1	8.01	0.851	184	1040	DEFICIENTE

4.1.2. Diagrama unifilar

Figura 13. Diagrama unifilar de la línea Jutiapa



4.1.2.1. Diagrama geográfico

Figura 14. Diagrama geográfico de la línea Jutiapa

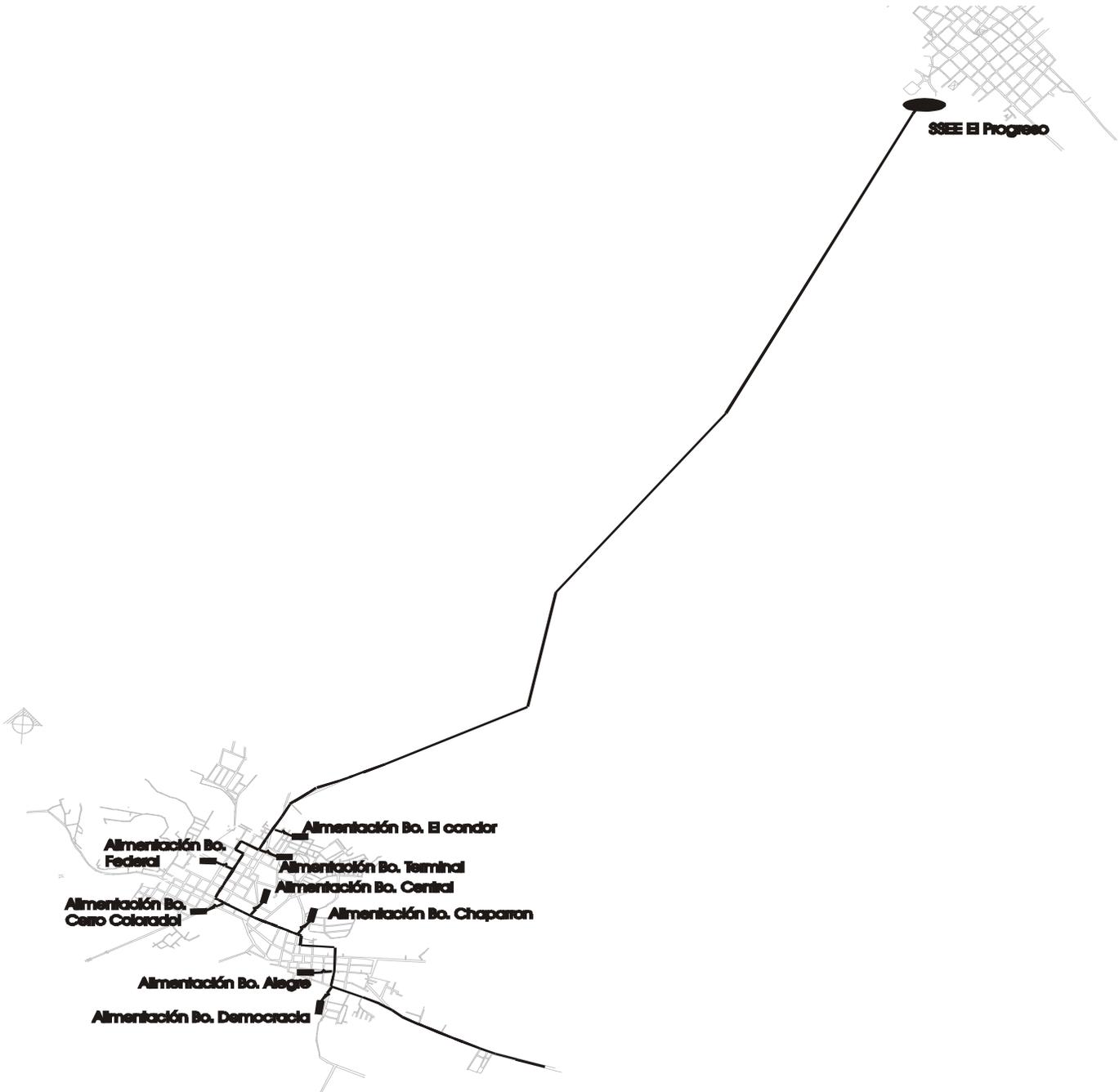
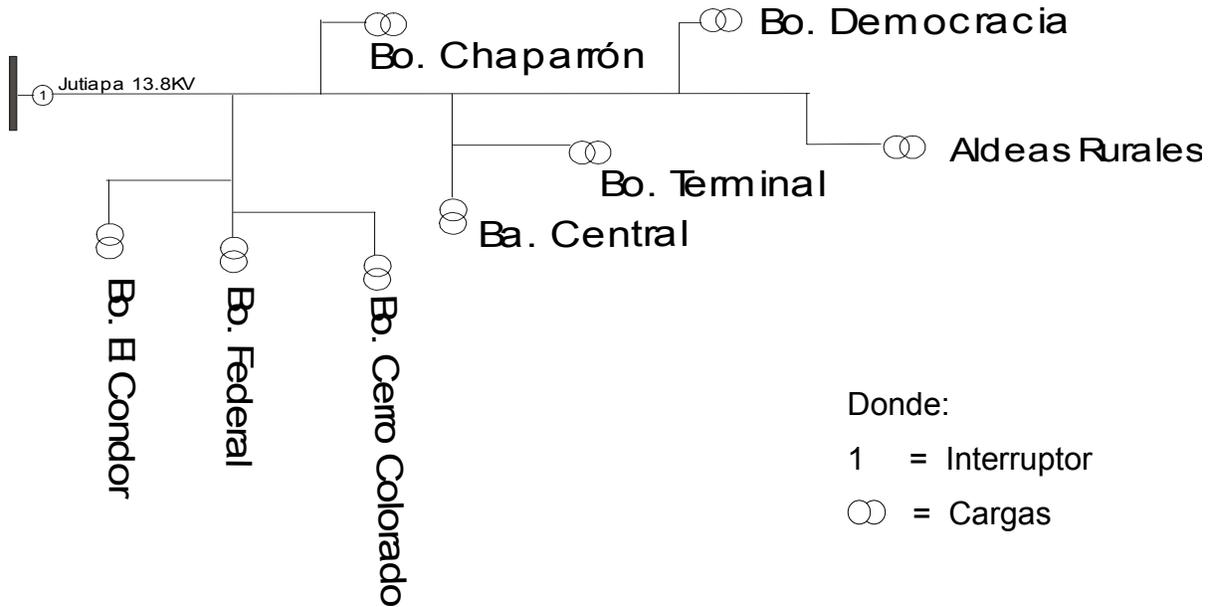


Figura 15. **Cargas actuales**

Protecciones (Actual)



4.1.4. Criterios de facturación de la EGEE a DEORSA

El criterio que la Empresa de Generación de Energía Eléctrica toma para el cobro de la energía entregada en la SSEE El Progreso para la empresa DEORSA es el siguiente.

- los gastos de transformación corren a cuenta de la distribuidora;
- la energía que se consume, así también como la potencia máxima se determinara por medio de un medidor de kwh, con indicador de máxima demanda kw. Con ciclos de integración de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que cualquier otro periodo de 15 minutos en el mismo mes;

- la estructura de cobro estará conformada por cargos: cargo por demanda de potencia: US\$6.43 por kw de demanda máxima al mes y cargo por energía: US\$ 0.05285 por cada kwh de consumo, todos estos precios a la tasa de cambio oficial para la moneda guatemalteca.

4.1.4. Demanda de potencia horaria

En la tabla XVIII se muestra la demanda horaria de la ciudad de Jutiapa, para el día 22 de agosto del 2003 uno de los días de demanda máxima.

Tabla XVIII. Demanda horaria de potencia de la ciudad de Jutiapa

HORA	DEMANDA (KW)	HORA	DEMANDA (KW)	HORA	DEMANDA (KW)
01:00	1,355.00	09:00	1,667.00	17:00	2,425.00
02:00	1,355.00	10:00	1,640.00	18:00	3,525.00
03:00	1,355.00	11:00	1,681.00	19:00	4,405.00
04:00	1,355.00	12:00	1,884.00	20:00	4,338.00
05:00	1,490.00	13:00	1,790.00	21:00	4,134.00
06:00	1,898.00	14:00	1,884.00	22:00	3,497.00
07:00	1,900.00	15:00	2,074.00	23:00	2,034.00
08:00	1,626.00	16:00	2,088.00	00:00	1,761.00

Figura 16. Demanda horaria de potencia de la ciudad de Jutiapa

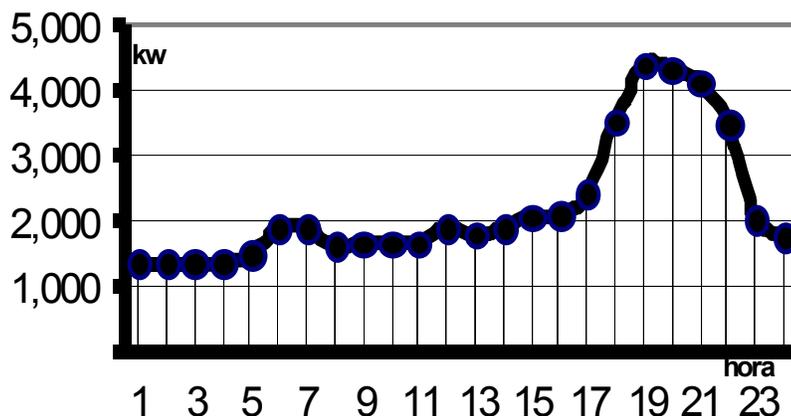
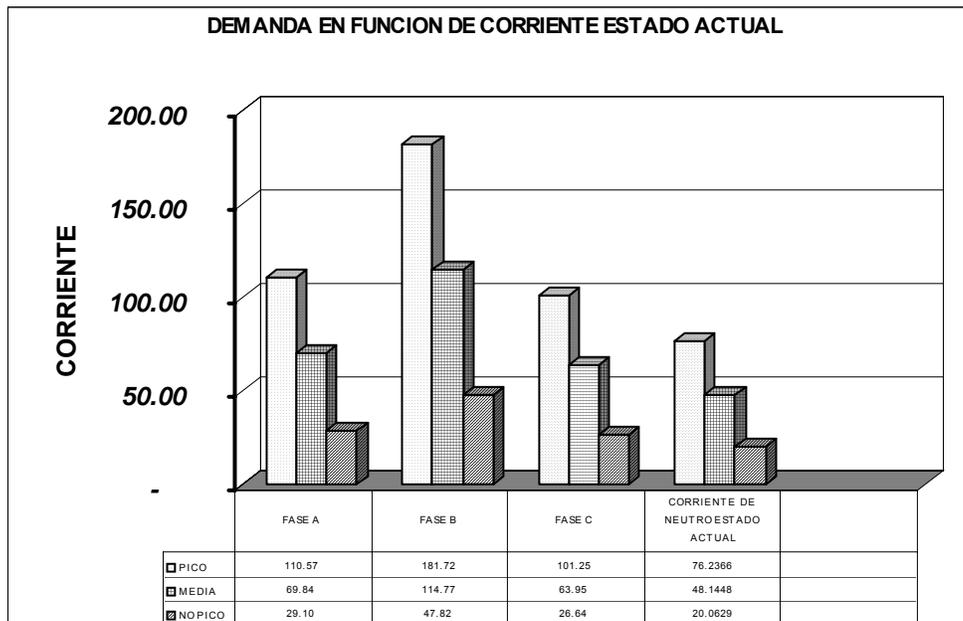


Figura 17. Demanda horaria de corriente de la ciudad de Jutiapa



4.1.5. Cálculo y análisis de flujo de carga

El análisis de flujo de cargas, consiste en calcular las magnitudes de tensión y sus ángulos de fase en los nodos de un sistema, así como también, los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas, teniendo una condición específica de carga. Los estudios de flujo de cargas son de gran importancia, tanto en sistemas ya existentes, buscando resolver problemas de operación económica, regulación de tensión, etc., como en la planificación de nuevos sistemas. El flujo de cargas realizado a la línea Jutiapa se efectuó con una simulación en el programa NEPLAN que es una herramienta poderosa para análisis de redes de distribución en cuanto a confiabilidad se refiere utilizada en DEORSA, UNION FENOSA. Los resultados se muestran a continuación:

4.1.5.1. Demanda máxima, hora pico

Tabla XIX. Resultados de flujo de carga sin mejoras demanda máxima

FLUJO DE CARGA SIN MEJORAS	
DEMANDA MAXIMA	
PARAMETROS	VALOR
Demanda de potencia activa considerada	4405 KW
Demanda de potencia reactiva considerada	3115 KVAR
Factor de potencia considerado	0.85
Factor de utilización considerado	0.38
RESULTADOS	VALOR
perdida de potencia activa	615.2 KW
pérdida de potencia reactiva	1015 KVAR
% perdida de potencia activa	10.08
% pérdida de potencia reactiva	32.58

4.1.5.2. Demanda media

Tabla XX. Resultados de flujo de carga sin mejoras demanda media

FLUJO DE CARGA SIN MEJORAS	
DEMANDA MEDIA	
PARAMETROS	VALOR
Demanda de potencia activa considerada	2200 KW
Demanda de potencia reactiva considerada	1660 KVAR
Factor de potencia considerado	0.85
Factor de utilización considerado	0.24
RESULTADOS	VALOR
perdida de potencia activa	222 KW
pérdida de potencia reactiva	197 KVAR
% perdida de potencia activa	10.09
% pérdida de potencia reactiva	11.87

4.1.5.3. Demanda mínima, hora no pico

Tabla XXI. Resultados de flujo de carga sin mejoras demanda mínima

FLUJO DE CARGA SIN MEJORAS	
DEMANDA MÍNIMA	
PARÁMETROS	VALOR
Demanda de potencia activa considerada	1355 KW
Demanda de potencia reactiva considerada	1024 KVAR
Factor de potencia considerado	0.85
Factor de utilización considerado	0.1
RESULTADOS	VALOR
perdida de potencia activa	108 KW
pérdida de potencia reactiva	66 KVAR
% perdida de potencia activa	7.97
% pérdida de potencia reactiva	6.45

4.1.6. Costo de pérdidas

4.1.6.1. Técnicas

Tabla XXII. Resultados de pérdidas técnicas estado actual

SITUACION:		ACTUAL	
TIPO DE PERDIDA	DESCRIPCION	%	Perdida económica anual
TECNICAS	Red primaria	10.1%	Q 551780.73
	Transformador de distribución	2.0%	Q 109263.51
	Red secundaria y acometida	3.4%	Q 185747.97
TOTALES		15.5%	Q 846792.21

4.1.6.2. No técnicas

Tabla XXIII. **Resultados de pérdidas no técnicas estado actual**

SITUACION:		ACTUAL	
TIPO DE PERDIDA	DESCRIPCION	%	Perdida económica anual
NO TECNICAS	Fraude	0.5%	Q 27315.88
	Usuarios no suscriptores	0.2%	Q 10926.35
	Error de medición en contadores	2.5%	Q 136579.39
	Falta de contadores	3.5%	Q 191211.14
	Error humano en las lecturas	3.2%	Q 174821.62
	Falta de medición en el consumo propio	0.2%	Q 10926.35
	Alumbrado publico registrado	2.9%	Q 158432.09
	Alumbrado publico no registrado	1.1%	Q 60094.93
	Error de facturación	1.6%	Q 87410.81
	Error en él recaude de fondos	2.7%	Q 147505.74
TOTALES		18.4%	Q 1005224.29

4.1.7. Calculo y análisis de resultados de índices de confiabilidad

4.1.7.1. Índices de calidad de servicio, interrupciones

La calidad del servicio técnico o continuidad del suministro hace referencia a la existencia o no de tensión en el punto de conexión. Cuando falla la continuidad del servicio, es decir, cuando la tensión de suministro desaparece voltaje = 0, en el punto de conexión se dice que hay una interrupción del suministro. Todas las interrupciones de suministro se caracterizan por su duración y solamente se toman en cuenta las interrupciones largas, de más de tres minutos.

Como se menciona en la etapa de régimen según las NTSD, el procedimiento de sanción se inicia después del mes trece de iniciada la etapa de régimen, por lo tanto se utilizaran solamente los datos del año 2003 mostrados en la tabla XXIV para realizar los cálculos de INDEMINIZACION POR FMIK Y FIU, respectivamente y, recordando que, como se menciona desde un inicio en este presente trabajo de graduación, este *está orientado* al problema de la *continuidad de suministro*, que forma parte del concepto mas general denominado “Confiability de servicio.” No obstante, se hizo énfasis en *confiability* como *continuidad de servicio*, continuidad de suministro de energía eléctrica al usuario.

Por lo tanto, nos enfocaremos a los cálculos de FMIK, TTIK y FIU, TIU respectivamente.

Tabla XXIV. **Interrupciones registradas durante el periodo**

No. Correlativo	INSTALACIÓN (LUGAR)	DURACION EN HORAS	CAUSA	POTENCIA AFECTADA En KVA
1	SE EL PROGRESO	0.53	Corrosión o contaminación	500
2	JUTIAPA	13.07	Descarga atmosférica	800
3	JUTIAPA	3.13	Autorizado / Ordenado por el AMM	200
4	JUTIAPA	2.67	Autorizado / Ordenado por el AMM	115
5	JUTIAPA	5.45	Lluvia	140
6	JUTIAPA	3.52	Fuerte viento	25
7	JUTIAPA	2.22	Fuerte viento	120
8	JUTIAPA	20.95	Descarga atmosférica	600
9	JUTIAPA	3.27	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	4000

10	JUTIAPA	15.28	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	2000
11	JUTIAPA	1.23	falla intempestiva de equipo	115
12	SE EL PROGRESO	1.12	Autorizado / Ordenado por el AMM	3000
13	JUTIAPA	15.53	Vandalismo	275
14	JUTIAPA	6.57	Fuerte viento	2500
15	JUTIAPA	6.73	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	25
16	JUTIAPA	1.17	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	375
17	JUTIAPA	6.37	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	2500
18	JUTIAPA	23.90	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	500
19	JUTIAPA	195.18	Autorizado / Ordenado por el AMM	4000
20	JUTIAPA	37.43	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	5000
21	JUTIAPA	23.03	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	40
22	JUTIAPA	25.02	Animales	775
23	JUTIAPA	0.07	Corrosión o contaminación	125

Datos :
08/02/2003 Fuente: UNION
08/07/2003 FENOSA

No. Correlativo	INSTALACION (LUGAR)	DURACION EN HORAS	CAUSA	POTENCIA AFECTADA
1	JUTIAPA	25.53	Corrosión o contaminación	500
2	SE EL PROGRESO	9.53	Error de mantenimiento	800
3	JUTIAPA	0.82	Con actuación de protección	200
4	JUTIAPA	0.85	Con actuación de protección	115
5	JUTIAPA	3.27	Rotura de empalmes, puentes o conexiones	140
6	JUTIAPA	1.02	Lluvia	25

7	SE EL PROGRESO	4.70	Autorizado / Ordenado por el AMM	115
8	JUTIAPA	18.80	Jumper Abierto	140
9	JUTIAPA	2.40	Jumper Abierto	25
10	JUTIAPA	21.33	Vegetación	120
11	JUTIAPA	24.42	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	600
12	JUTIAPA	38.05	Fuerte viento	4000
13	JUTIAPA	0.73	Corrosión o contaminación	2000
14	JUTIAPA	9.65	Corrosión o contaminación	115
15	JUTIAPA	1.83	Con actuación de protección	270
16	JUTIAPA	4.48	Con actuación de protección	375
17	SE EL PROGRESO	8.32	Autorizado / Ordenado por el AMM	2500
18	JUTIAPA	1.12	Rotura de empalmes, puentes o conexiones	500
19	JUTIAPA	20.32	Rotura por fatiga de conductor o cable de guarda	120
20	JUTIAPA	0.93	Vegetación	600
21	JUTIAPA	20.93	Fuerte viento	4000
22	JUTIAPA	17.43	Rotura de empalmes, puentes o conexiones	2000
23	JUTIAPA	28.83	Fuerte viento	115
24	QUEZADA	2.08	Autorizado / Ordenado por el AMM	270
25	JUTIAPA	20.75	Fuerte viento	6505
26	SE EL PROGRESO	8.43	Trabajo originado por terceros	2500
27	SE EL PROGRESO	0.77	Corrosión o contaminación	2500
28	JUTIAPA	4.33	Trabajo originado por terceros	375
29	JUTIAPA	6.18	Vandalismo	25
30	JUTIAPA	8.03	Vegetación	500
31	JUTIAPA	2.77	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	125
32	SE EL PROGRESO	4.15	Falla Transporte	125
33	JUTIAPA	30.07	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	120
34	JUTIAPA	19.78	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	800
35	JUTIAPA	1.82	Vegetación	100
36	JUTIAPA	1.85	Descarga atmosférica	115
37	JUTIAPA	5.25	Lluvia	140
38	JUTIAPA	46.95	Descarga atmosférica	15
39	JUTIAPA	25.68	Vehículos	120
40	JUTIAPA	4.92	Jumper Abierto	7000

41	JUTIAPA	1.38	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	4525
42	JUTIAPA	1.38	Cond. climáticas extremas - fuerte lluvia-viento	7085
43	JUTIAPA	5.88	Fuerte viento	115
44	JUTIAPA	2.48	Lluvia	270
45	JUTIAPA	14.90	Falla intempestiva de equipo	6505
46	JUTIAPA	0.65	Falla Transporte	3300
47	JUTIAPA	1.48	Descarga atmosférica	25
48	JUTIAPA	5.18	Lluvia	375
49	JUTIAPA	0.78	Autorizado / Ordenado por el AMM	3900
50	JUTIAPA	0.12	Fuerte viento	7000
51	JUTIAPA	74.22	Autorizado / Ordenado por el AMM	4000
52	JUTIAPA	1.25	Corrosión o contaminación	500
53	JUTIAPA	1.65	Sobrecarga	125

Datos:

25/04/2002 Fuente: UNION
02/11/2002 FENOSA

4.1.7.1.1. Índices Globales

Utilizando los datos de la tabla XXIV, las figuras 13 y 19, y las ecuaciones de FMIK, TTIK, FIU y TIU respectivamente tenemos lo siguiente.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$$

$$\begin{aligned} \sum_j &: 1 \\ Qkfsj &: 9,707.5 \text{ KVA} \\ Qki &: 14,000,000 \text{ KVA} \end{aligned}$$

donde:

\sum_j : Sumatoria de todas las interrupciones de salida de servicio, de toda la línea Jutiapa durante el semestre de la subestación el Progreso.

$Qkfsj$: Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j, KVA de toda la línea Jutiapa.

Qki : Cantidad de kVA instalados en la subestación el Progreso en la barra de 13.8KV.

TTIK = se utilizará el TTIK exigido durante un semestre en la etapa de régimen que es igual a 10 hora en total de interrupciones según se muestra en la tabla Tabla IX, ya que, en este lapso de tiempo o en este periodo del 2003 no hubo interrupción total de la línea y como la máxima interrupción exigida por la CNEE a través de las NTSD es 10 entonces se tomara el valor máximo para su respectivo calculo tomando siempre el limite máximo para hacerle ver al lector el impacto de la sanción impuesta por dicho ente regulador. Así, entonces tenemos, además recordando que TTIK = tiempo total de interrupción global.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$$

$$FMIK = (1) * 9707.5 / 14000000 = 0.000694$$

FMIK = 0.000694 interrupciones / semestre

Indemnización por interrupciones: las indemnizaciones a pagar a los usuarios en caso de incumplimiento de los niveles exigidos se calculan como la energía no suministrada **ENS** multiplicada por el costo de la energía no suministrada **CENS**.

$$\text{Indemnización} = ENS * CENS$$

Para el calculo de demanda semestral de parte del usuario: se tomará como base promedio: 6 horas X 30 días X 6 meses; en función de datos históricos recabados por DEORSA durante periodo anteriores del consumo promedio diario, así pues se obtendrá el promedio semestral, ya que, es lo necesitado, según se observan las ecuaciones de FMIK, TTIK, FIU y TIU, respectivamente. Entonces, las horas totales utilizadas en un semestre serán aproximadamente: 1080 horas/ semestre. Ahora bien como:

$$ENS_{\text{sistema}} = \frac{\text{Demanda (sistema)}}{8760} (FMIK - FMIK_{\text{exigido}}) \frac{TTIK}{FMIK}$$

esta en función de la Demanda del sistema entonces tendremos que: la demanda del sistema se obtuvo a través de la multiplicación de 1080 por la demanda máxima horaria de potencia de la línea de la Subestación el Progreso en el instante, así tenemos que para el caso:

Dsistema = 15120000000 kwh en el semestre

$$ENS_{\text{sistema}} = \frac{\text{Demanda (sistema)}}{8760} (FMIK - FMIK_{\text{exigido}}) \frac{TTIK}{FMIK}$$

Entonces:

$$ENS_{\text{sistema}} = (15120000000/8760) * (3.500694 - 3.5) * (10/3.500694)$$

ENS sistema = 3421.787 kwh.

Así, también, tenemos que el CENS o Costo de Energía No Suministrada de la energía que por alguna causa no fue despachada al consumidor final, es proporcionado por la CNEE a partir de estudios económicos realizados en diferentes periodos de tiempo por dicho ente regulador y es = Q 10.087 Q/kwh para este caso, entonces,

INDEMINIZACION POR FMIK: 3421.787 kwh * 10.081 Q/kwh

INDEMINIZACION POR FMIK: Q 34,495.037

4.1.7.1.2. Índices Individuales

Ahora, siempre utilizando los datos históricos como se uso anteriormente en el inciso 4.1.7.1.1. Índices Globales, tenemos que el usuario utilizara también solamente en todo el semestre: 6 horas X 30 días X 6 meses; entonces, las horas totales utilizadas en un semestre serán aproximadamente: 1080 horas/semestre. Tomando en cuenta también:

$$ENS_{usuario} = \frac{Demanda (usuario)}{8760} (FIU - FIU_{exigido}) \frac{TIU}{FIU}$$

Indemnización = $ENS_{usuario} * CENS$

como anteriormente, ahora solamente que para cada usuario o sector; como se puede observar; la energía no suministrada al usuario, esta en función de la demanda del usuario o sector y además del FIU y el TIU, respectivamente, entonces, tenemos lo siguiente, tomando en cuenta los valores de la tabla XXIV de interrupciones de la etapa de régimen para cada sector en este periodo; para poder sacar las indemnizaciones por FIU; tenemos lo siguiente.

Para demostrar paso a paso como se obtienen los índices individuales de interrupción, serán el mismo procedimiento como se obtuvo el índice global de FMIK); tenemos que, se tomara el primer dato de la tabla XXIV. Del primer dato tenemos: utilizando: TIU = 0.53 horas/semestre, obtenido de la tabla XXIV proporcionado por DEORSA, y FIU = 7 veces/ semestre, ya que, el limite es 6 según la tabla XI, así que, para efectos del cálculo, se toma uno de mas, pues la idea es hacerle llegar al lector el impacto de sobrepasarse el limite exigido por el ente regulador como lo es la CNEE.

Tabla XI. **Índices y niveles exigidos a partir del mes trece de la etapa de régimen**

Índices individuales	FIU (int./sem)		TIU (h/sem)	
	urbano	rural	urbano	rural
Usuarios de MT	4	6	8	10

Y finalmente, utilizando además la tabla XI tenemos: TIU exigido igual a 10, FIU exigido igual a 6. también: 6 horas X 30 días X 6 meses; entonces, las horas totales utilizadas en un semestre serán aproximadamente: 1080 horas/semestre. De manera que: Dusuario = 540000kwh/semestre, entonces tenemos para el primer dato lo siguiente, y así sucesivamente para los demás datos a calcular.

$$ENSusuario = (540000/8760) * (7-6) * (0.53/7) \text{ Kwh / semestre.}$$

$$ENSusuario = 4.667 \text{ Kwh. / semestre.}$$

$$\text{Entonces ahora, INDEMINIZACION por FIU} = 4.667 * 10.081$$

INDEMINIZACION POR FIU = Q 47.05

4.1.7.2. **Índices de calidad del producto**

“Las interrupciones breves, o menores de tres minutos, lo exigido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, **se consideran un problema de calidad de onda**, ya que, se deben a la operación de los sistemas de protección de las redes: reenganches rápidos debidos a fallas transitorias o fugitivas, operación de aislamiento de tramos con falla, etc.”

Las mediciones correspondientes para la línea Jutiapa en distintos puntos actuales son las siguientes. El control para la Regulación de Tensión se realizó por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución de DEORSA, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales se rotaron mensualmente, y según corresponda al tipo de usuario, de la siguiente manera: para usuarios en media tensión, una medición de control por cada veinticinco puntos de entrega.

El Control para la Distorsión Armónica de la Tensión se realizó a través de cuatro mediciones mensuales, realizadas en los bornes de Baja Tensión de los transformadores Media / baja Tensión. Los puntos que se propusieron a la comisión son los tramos principales arriba mencionados, tres meses antes de realizarse la medición.

El Control para el Flicker en la Tensión se realizó a través de cuatro mediciones mensuales en los bornes de Baja Tensión de Transformadores Media / baja Tensión. Los puntos que se propusieron a la comisión son los tramos principales, anteriormente, mencionados, tres meses antes de realizarse la medición.

Tabla XXV. **Mediciones de índices de calidad de onda estado actual**

FECHA	HORA	REGULACION DE TENSION: 7% = % V_k	FLICKER: P_{st}≤1	DISTORSION DE ARMONICA DE LA TENSION: 8% = %DATT
11/04/2003	17:00:00	8.05	1	9.63
11/04/2003	18:00:00	8.08	0.95	9.4
11/04/2003	19:00:00	9	0.95	9.05
11/04/2003	20:00:00	9.31	0.85	9
11/04/2003	21:00:00	8.52	0.85	9.03

12/04/2003	03:00:00	8.21	1	9.8
12/04/2003	04:00:00	8.92	1	9.78
12/04/2003	05:00:00	7.44	1	9.43
12/04/2003	06:00:00	7.87	0.95	9.4
12/04/2003	07:00:00	8	1	9.48
12/04/2003	13:00:00	8.4	0.95	9.5
12/04/2003	14:00:00	7.42	0.9	9.5
12/04/2003	15:00:00	8.21	0.85	9.6
12/04/2003	16:00:00	8.23	1	9.6
12/04/2003	17:00:00	8.21	0.83	9.6
12/04/2003	23:00:00	8.04	1	9.7
13/04/2003	00:00:00	8.23	1	9.78
13/04/2003	01:00:00	8.81	0.95	9.9
13/04/2003	02:00:00	8.9	1	9.88
13/04/2003	03:00:00	8.85	0.85	9.8
13/04/2003	09:00:00	7.29	0.78	9.45
13/04/2003	10:00:00	7.48	1	9.38
13/04/2003	11:00:00	7.31	0.88	9.4
13/04/2003	12:00:00	7.44	1	9.5
13/04/2003	13:00:00	8.48	0.95	9.68
13/04/2003	19:00:00	7.56	0.85	9.08
13/04/2003	20:00:00	8.71	0.9	8.93
13/04/2003	21:00:00	8.13	0.75	9.03
13/04/2003	22:00:00	7.04	1.08	9.28
13/04/2003	23:00:00	7.79	1	9.55
14/04/2003	05:00:00	7.25	0.9	9.53
14/04/2003	06:00:00	7.92	0.88	9.5
14/04/2003	07:00:00	8.23	0.9	9.55
14/04/2003	08:00:00	7.54	1	9.23
14/04/2003	09:00:00	7.35	0.95	9.3
14/04/2003	15:00:00	7.52	0.98	9.53
14/04/2003	16:00:00	8.92	0.9	9.75
14/04/2003	17:00:00	8.92	0.85	9.78
14/04/2003	18:00:00	8.81	1	9.63
14/04/2003	19:00:00	7.31	0.85	9.23
15/04/2003	01:00:00	8.35	0.98	9.55
15/04/2003	02:00:00	8.15	0.85	9.6
15/04/2003	03:00:00	8.71	0.95	9.6
15/04/2003	04:00:00	8.77	0.83	9.58
15/04/2003	05:00:00	8.04	0.9	9.4
15/04/2003	11:00:00	7.17	0.83	9.55
15/04/2003	12:00:00	7.19	0.73	9.53
15/04/2003	13:00:00	7.65	0.78	9.73

15/04/2003	14:00:00	7.19	0.78	9.8
15/04/2003	15:00:00	7.54	0.78	9.88
15/04/2003	21:00:00	8.21	0.73	9.23
15/04/2003	22:00:00	7.02	1	9.38
15/04/2003	23:00:00	7.79	1	9.6
16/04/2003	00:00:00	7.65	1.05	9.68
16/04/2003	01:00:00	8.4	0.98	8.85
16/04/2003	07:00:00	8.06	1	8.38
16/04/2003	08:00:00	8.06	0.9	8.58
16/04/2003	09:00:00	7.35	0.9	9.65
16/04/2003	10:00:00	7.33	1	9.58
16/04/2003	11:00:00	7.4	0.83	9.68
16/04/2003	17:00:00	8.52	0.98	9.58
16/04/2003	18:00:00	8.25	0.95	9.5
16/04/2003	19:00:00	8.54	1.03	9.15
16/04/2003	20:00:00	9.38	0.95	9
16/04/2003	21:00:00	8.88	0.93	9.13
17/04/2003	03:00:00	8.79	0.75	9.68
17/04/2003	04:00:00	8.19	0.88	9.58
17/04/2003	05:00:00	7.75	0.9	9.4
17/04/2003	06:00:00	7.67	0.85	9.08
17/04/2003	07:00:00	8.21	1	9.33
17/04/2003	13:00:00	7.9	1	9.6
17/04/2003	14:00:00	7.08	0.9	9.6
17/04/2003	15:00:00	7.17	1	9.65
17/04/2003	16:00:00	8.02	0.95	9.68
17/04/2003	17:00:00	8.56	0.73	9.73
17/04/2003	23:00:00	7.77	1	9.48
18/04/2003	00:00:00	8.06	0.83	9.53
18/04/2003	01:00:00	8.48	0.83	9.53
18/04/2003	02:00:00	8.67	0.93	9.63
18/04/2003	03:00:00	9.19	0.9	9.68
18/04/2003	09:00:00	7.4	0.93	9.53
18/04/2003	10:00:00	7.75	0.9	9.6
18/04/2003	11:00:00	7.6	43.5	9.6
18/04/2003	12:00:00	7.79	0.9	9.8
18/04/2003	13:00:00	9.06	48.5	9.9
18/04/2003	19:00:00	7.94	1	9.33
18/04/2003	20:00:00	9.5	0.85	9.1
18/04/2003	21:00:00	8.4	0.85	9.1
18/04/2003	22:00:00	7.23	0.95	9.28
18/04/2003	23:00:00	8	1	9.58
19/04/2003	05:00:00	8.19	1	9.45

19/04/2003	06:00:00	7.94	1	9.13
19/04/2003	07:00:00	8.21	1.03	9.4
19/04/2003	08:00:00	7.54	1	9.38
19/04/2003	09:00:00	7.63	1	9.5

La determinación de la Indemnización a los usuarios por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador, se realizará por medio de la aplicación de las siguientes fórmulas, de acuerdo al período que se esté evaluando que es la etapa de régimen y al grupo de usuarios que se esté considerando que en este caso serán los usuarios afectados en la línea Jutiapa, respectivamente. Se aplicarán indemnizaciones a los usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias establecidas por causas atribuibles o no al Distribuidor, a partir de la Etapa de Régimen.

Índices Individuales:

$$\begin{aligned} \text{INII} &= \text{ENS Usuario} * \text{CENS} \\ \text{ENS Usuario} &= \text{D Usuario} [(\text{TIU} - \text{TIU límite}) / 8760] \\ \text{ENS Usuario} &= \text{D Usuario} [(\text{FIU} - \text{FIU límite}) / 8760] \end{aligned}$$

donde:

INII: Indemnización para ser distribuida individualmente, Q. A los usuarios que se les aplica una Indemnización individual, no les corresponderá una Indemnización global.

ENSUsuario: Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, kwh.

DUsuario: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada usuario, kwh.

CENS: Costo de la Energía No Suministrada, [Q / kwh]. 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.

4.1.8. Calculo de Indemnizaciones y penalizaciones

Tabla XXVI. **Indemnizaciones por FIU en la etapa de régimen**

DURACION EN HORAS	Dusuario Kwh. (durante 1 sem.)	INDEMINIZACION POR FIU (Q)
0.53	540000	Q 47.05
13.07	864000	Q 1855.82
3.13	216000	Q 111.25
2.67	124200	Q 54.44
5.45	151200	Q 135.46
3.52	27000	Q 15.61
2.22	129600	Q 47.22
20.95	648000	Q 2231.61
3.27	432000	Q 2319.78
15.28	2160000	Q 5426.63
1.23	124200	Q 25.18
1.12	3240000	Q 594.74
15.53	297000	Q 758.37
6.57	2700000	Q 2914.52
6.73	27000	Q 29.88
1.17	405000	Q 77.67
6.37	2700000	Q 2825.75
23.90	540000	Q 2121.53
195.18	4320000	Q 138606.90
37.43	5400000	Q 33228.49
23.03	43200	Q 163.57
25.02	837000	Q 3442.02
0.07	135000	Q 1.48
INDEMINIZACION TOTAL	=	Q 197,034.99

Tabla XXVII. **Comparación de TIU-TIUexigido durante la etapa de transición**

TIU (DURACION EN HORAS)	Dusuario Kwh. (durante 1 sem.)	DIFERENCIA: TIU-TIUexigido EN HORAS
25.53	540000	15.53
18.80	151200	8.80
21.33	129600	11.33

24.42	648000	14.42
38.05	4320000	28.05
20.32	129600	10.32
20.93	4320000	10.93
17.43	2160000	7.43
28.83	124200	18.83
20.75	7025400	10.75
30.07	129600	20.07
19.78	864000	9.78
46.95	16200	36.95
25.68	129600	15.68
14.90	7025400	4.90
74.22	4320000	64.22

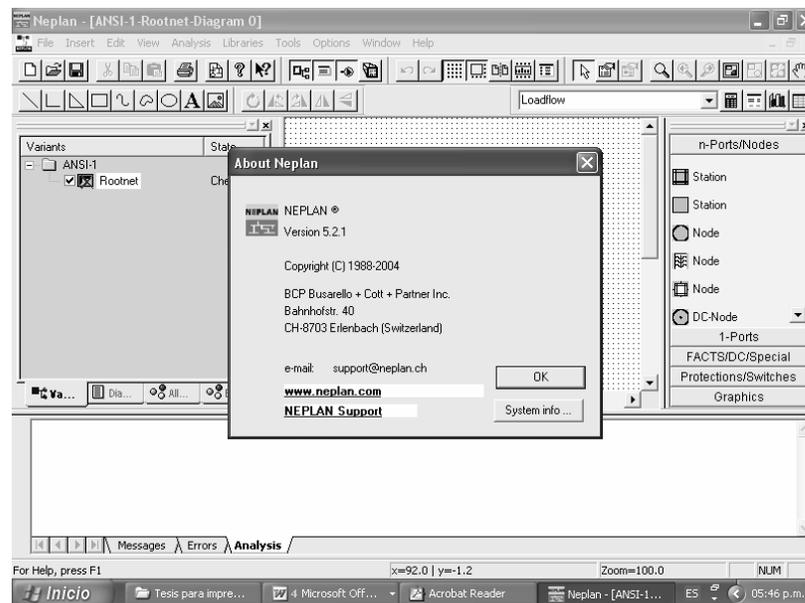
Los valores para TIU y FIU, se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado. Los valores para TIUlímite y FIUlímite, se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores.

5. CALCULO Y ANALISIS DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD EN LA LINEA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA RADIAL JUTIAPA 13.8 KV "CON MEJORAS"

5.1. El programa NEPLAN, sistema de planeamiento y optimización de redes eléctricas, como herramienta de ayuda

NEPLAN Power System Analysis – una de las más completas herramientas de planeamiento, optimización y simulación de redes de transmisión, distribución e industriales Neplan es una herramienta de dibujo y análisis de sistemas de distribución eléctrica, que permite de una manera fácil y flexible crear y modificar diagramas unifilares.

Figura 18. Pantalla de inicio



Cuenta con una gran gama de módulos, entre los cuales se cuenta con un módulo para realizar cálculos de flujo de carga, cálculo de índices de confiabilidad que es del interés para el trabajo de graduación; todas las funciones que realiza se encuentran organizadas por categorías en el menú principal. El funcionamiento básico del programa se expondrá en el apéndice A, además, en este capítulo, se mostrarán los resultados de la simulación de análisis propuesto en cada sub-inciso, respectivamente.

5.2. Acciones para mejorar los índices de confiabilidad para esta red en análisis

Las acciones para mejoras en el sistema y, mayormente, para los índices de confiabilidad, respectivamente, se han mencionado en el inciso 3.2 del capítulo 3; dicho lo anterior, se hará lo necesario, de acuerdo a la situación actual de la línea, que para este caso se presentará a partir del subinciso 5.2.1. en adelante de este trabajo de graduación, aumento a la respuesta frente a las contingencias, balance de la carga, instalación de equipos de protección en ciertos puntos, reconversión de líneas monofásicas a trifásicas, etc.

5.2.1. Acciones para mejorar el balance

Cambios en la capacidad nominal de carga instalada en la línea, balance de cargas en la línea. Realizar conversiones de tramos de líneas monofásicas y bifásicas a trifásicas, los sistemas trifásicos permiten una repartición adecuada de cargas, este tipo de inversión, ayuda a disminuir el desbalance de tensión y también mejora la regulación de la misma. Y, por último utilizar reguladores de voltaje, con la finalidad de mantener el nivel de tensión dentro de las tolerancias. Redistribución de las cargas a los distribuidores actuales en la red, transformadores sobrecargados y transformadores subutilizados.

La metodología o pasos importantes para determinar el análisis y resultado de propuesta será de obtener: la topología, diagrama unifilar de la red, determinar las cargas, analizar el flujo de carga, analizar el balance de energía así también como cuantificar la potencia suministrada por la fuente, o sea la potencia suministrada por la subestación eléctrica el Progreso con la salida de media tensión que alimenta la cabecera departamental de Jutiapa con el fin de verificar un balance de energía; y, por ultimo, el análisis general de confiabilidad y sus índices respectivos de calidad de servicio respectivamente.

Tabla XXVIII. **Balance de la línea**

Datos Actuales, Carga instalada estimada.

	Fase A (KVA)	Fase B (KVA)	Fase C (KVA)	TOTAL
Total	2,727.50	4,482.50	2,497.50	9,707.50

Datos Propuesto, Carga instalada estimada.

	Fase A (KVA)	Fase B (KVA)	Fase C (KVA)	TOTAL
Total	3,235.50	3,234.50	3,237.50	9,707.50

MEDICION ACTUAL en amperios

Nombre de la fase		FASE A	FASE B	FASE C	TOTAL	CORRIENTE DE NEUTRO ESTADO ACTUAL
1	PICO	110.6	181.7	101.2	393.5	76.24
2	MEDIA	69.8	114.8	63.9	248.6	48.14
3	NO PICO	29.1	47.8	26.6	103.6	20.06

MEDICION PROPUESTO en amperios

Nombre de la fase		FASE A	FASE B	FASE C	TOTAL	CORRIENTE DE NEUTRO ETADO PROPUESTO
1	PICO	131.2	131.1	131.2	393.5	0.10583
2	MEDIA	82.8	82.8	82.9	248.6	0.06245
3	NO PICO	34.5	34.5	34.5	103.6	0.02646

5.2.1.1. Incremento en el calibre de conductores

Aumentar la capacidad de los conductores en tramos claves.

Tabla XXIX. Incremento de calibre de los conductores

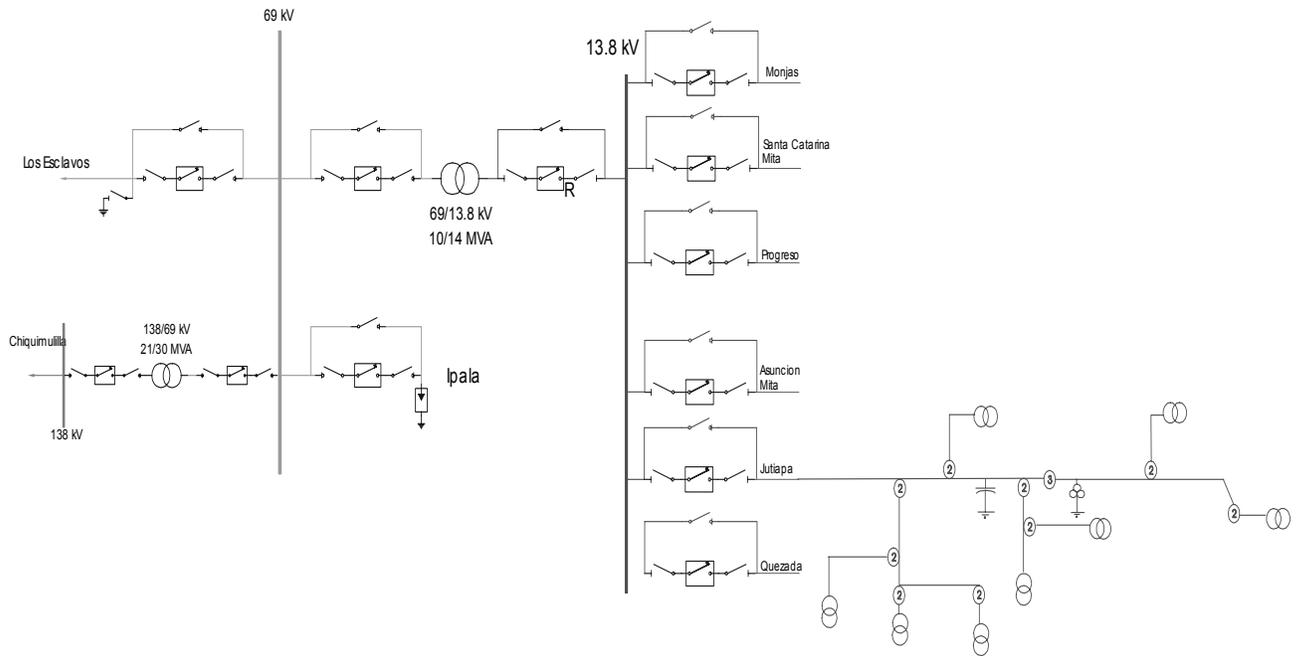
TRAMO	CODIGO CONDUCTOR	CALIBRE AWG	TRENZADO	DIAMETRO (mm)	OHMIOS/KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)	LONGITUD (MTS)	ESTADO ACTUAL
0-1	PENGUIN	3/0	6/1	14.31	0.2671	357	8150	EFICIENTE
1-2	PIGEON	3/0	6/1	12.75	0.3367	315	400	EFICIENTE
2-6	RAVEN	1/0	7/1	10.11	0.5351	242	1130	EFICIENTE
2-3	PIGEON	3/0	6/1	12.75	0.3367	315	680	EFICIENTE
3-4	PIGEON	3/0	6/1	12.75	0.3367	315	250	EFICIENTE
4-7	RAVEN	1/0	7/1	10.11	0.5351	242	700	EFICIENTE
4-5	PIGEON	3/0	6/1	12.75	0.3367	315	420	EFICIENTE
5-8	RAVEN	1/0	7/1	10.11	0.5351	242	2030	EFICIENTE
5-9	PIGEON	3/0	6/1	12.75	0.3367	315	1440	EFICIENTE
3-10	RAVEN	1/0	7/1	10.11	0.5351	242	800	EFICIENTE
3-11	RAVEN	1/0	7/1	10.11	0.5351	242	1040	EFICIENTE

5.2.1.2. Instalación de elementos de protección

Remodelación de la red en cuanto a colocación de protecciones.

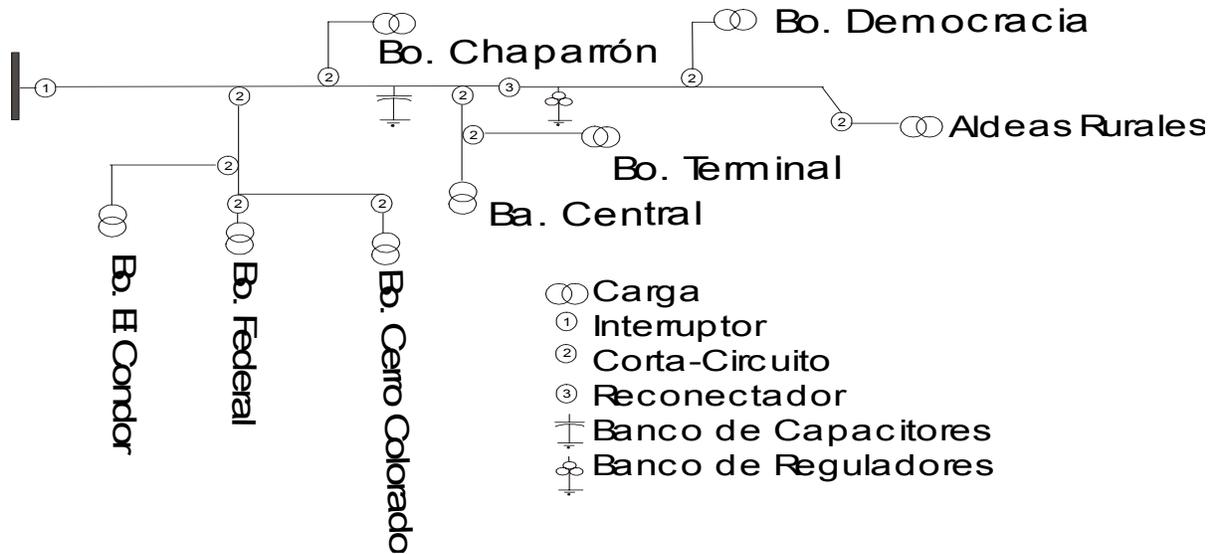
- cortacircuitos;
- reconectado;
- equipos de compensación;
 - regulador;
 - banco de capacitores;
 - introducción a un sistema telecontrolado, software principalmente;
 - aumentar la capacidad de los conductores en la mayoría de tramos;
 - redistribución de las cargas a los transformadores actuales en la red, transformadores sobrecargados y transformadores subutilizados,

Figura 19. Protecciones propuestas



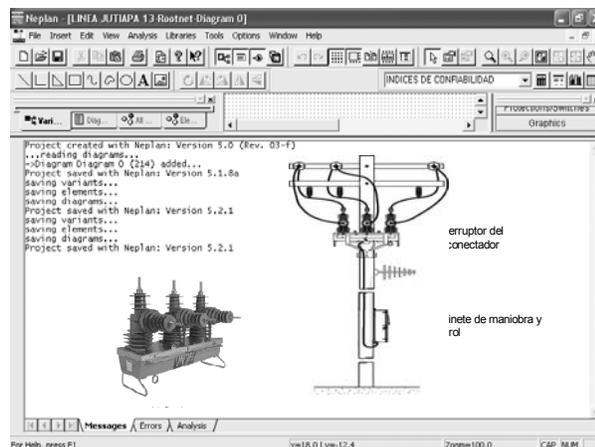
SIMBOLOGIA			
	Transformador de Potencia		Regulador de Voltaje
	Transf. de Tensión (PT s)		Transf. de Corriente (CT s)
	Disyuntor (Interruptor Automático)		Recloser Telecontrolado
	Interruptor Seccionador (Funcionamiento en Carga) Telecontrolado		Interruptor Seccionador Con Fusible
	Seccionador		Seccionador con Fusible
	Seccionador de Puesta a Tierra		Seccionador Conmutador
	Autovalvula (Pararrayos)		Banco de Condensadores
	Puesta a Tierra		Disyuntor Telecontrolado
CODIGO DE COLORES			
230 kV _____	138 kV _____	69 kV _____	
13.8 kV _____			

Protecciones (Propuesto)



La manera en que el reconectador será colocado en el lugar sugerido es como se muestra en la figura 20, así como, también, el banco de capacitores y el regulador de voltaje propuesto. El tipo de reconectador automático sugerido es el de tipo poste que tiene las siguientes características.

Figura 20. **Reconectador instalado en un poste como ejemplo para la posición propuesta**



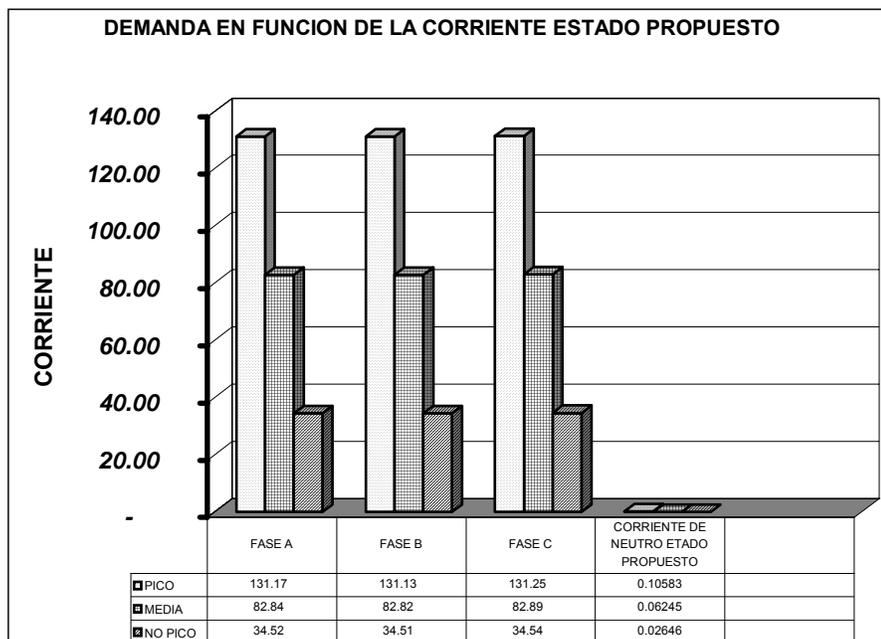
- la puesta en servicio de la unidad es simple. La configuración del equipo se realiza a través del menú en el panel de control del operador;
- las estructuras para el montaje sobre poste son provistas dentro del paquete estándar;
- un relé de protección integral permite un rápido aislamiento de la falla, reduciendo así los daños;
- el reconector monitorea constantemente las corrientes y las tensiones de línea sin que sea necesario instalar instrumentos de medición adicionales. Estos datos pueden ser luego utilizados para la planificación futura y para la optimización de las redes existentes, y, de éste modo, reducir las pérdidas en el sistema de distribución;
- un equipo con una larga vida útil y bajo mantenimiento reduce el costo durante toda su vida operativa. La construcción en dieléctrico sólido, asegura un producto libre de mantenimiento y de larga vida útil.

Después de haber realizado el flujo de carga y la simulación respectiva con el programa NEPLAN ya propuesto; para este caso, se utilizará un banco de capacitores de 900KVAR con un voltaje de fase a fase de 13.8KV. La mayoría de los capacitores de potencia que se instalan en alimentadores primarios de distribución, se conectan en estrella aterrizada, ya que, son varias las ventajas y beneficios que se derivan de este tipo de conexión. Con la conexión en aterrizada, los tanques y armazones de los interruptores están al potencial de tierra lo que permite mas seguridad para el potencial. Los capacitores en estrella aterrizada producen una operación más rápida del fusible en serie en caso de falla de un capacitor. Los capacitores aterrizados pueden dejar pasar en desvío a tierra algunas fluctuaciones de la línea y, por tanto muestran autoprotección contra los voltajes transitorios y las fluctuaciones causadas por el rayo. La conexión en estrella aterrizada proporciona también una trayectoria de baja impedancia para las armónicas.

Mientras que el regulador de voltaje recibirá un voltaje variable de la fuente y la entrega constante a la carga, un voltaje cuya variación solo se permite dentro de un rango preestablecido, 7% máximo para el estudio según las NTSD. En realidad es un auto transformador equipado con varios taps, los cuales se ubican, automáticamente, en la posición que su control electrónico les ordene, a fin de entregar la carga a un voltaje constante. Para el caso del regulador de voltaje, también, después de haber realizado la simulación respectiva, se propone uno con una capacidad de 100 amperios tipo poste de 13.8kv, respectivamente, en la posición como lo muestra la figura 33 del capítulo de análisis económico.

5.2.2. Resultados de flujo de carga con mejoras propuestas

Figura 21. Demanda en función de la corriente estado propuesto



5.2.2.1. Demanda máxima, hora pico

Tabla XXX. Resultados de flujo de carga con mejoras demanda máxima

FLUJO DE CARGA CON MEJORAS	
DEMANDA MAXIMA	
PARAMETROS	VALOR
Demanda de potencia activa considerada	4405 KW
Demanda de potencia reactiva considerada	3115 KVAR
Factor de potencia considerado	0.85
Factor de utilización considerado	0.38
RESULTADOS	VALOR
perdida de potencia activa	232 KW
perdida de potencia reactiva	100 KVAR
% perdida de potencia activa	5.27
% perdida de potencia reactiva	16.95

5.2.2.2. Demanda media

Tabla XXXI. Resultados de flujo de carga con mejoras demanda media

FLUJO DE CARGA CON MEJORAS	
DEMANDA MEDIA	
PARÁMETROS	VALOR
Demanda de potencia activa considerada	2200 KW
Demanda de potencia reactiva considerada	1660 KVAR
Factor de potencia considerado	0.85
Factor de utilización considerado	0.24
RESULTADOS	VALOR
perdida de potencia activa	122 KW
perdida de potencia reactiva	50 KVAR
% perdida de potencia activa	5.55
% perdida de potencia reactiva	6.20

5.2.2.3. Demanda mínima, hora no pico

Tabla XXXII. Resultados de flujo de carga con mejoras demanda mínima

FLUJO DE CARGA CON MEJORAS	
DEMANDA MINIMA	
PARAMETROS	VALOR
Demanda de potencia activa considerada	1355 KW
Demanda de potencia reactiva considerada	1024 KVAR
Factor de potencia considerado	0.85
Factor de utilización considerado	0.1
RESULTADOS	VALOR
perdida de potencia activa	55 KW
pérdida de potencia reactiva	25 KVAR
% perdida de potencia activa	4.06
% pérdida de potencia reactiva	3.22

5.2.3. Costo de pérdidas

5.2.3.1. Técnicas

Tabla XXXIII. Resultados de pérdidas técnicas estado con mejoras

SITUACION:		PROPUESTO	
TIPO DE PERDIDA	DESCRIPCION	%	Perdida económica anual
TECNICAS	Red primaria	2.3%	Q 68257.21
	Transformador de distribución	0.4%	Q 11570.82
	Red secundaria y acometida	1.7%	Q 50450.98
TOTALES		4.4%	Q 130579.01

5.2.3.2. No técnicas

Tabla XXXIV. **Resultados de pérdidas no técnicas estado con mejoras**

SITUACION:		PROPUESTO		
TIPO DE PERDIDA	DESCRIPCION	%	Perdida económica anual	
NO TECNICAS	Fraude	0.1%	Q	2967.70
	Usuarios no suscriptores	0.05%	Q	1483.85
	Error de medición en contadores	0.2%	Q	5935.41
	Falta de contadores	0.5%	Q	14838.52
	Error humano en las lecturas	0.6%	Q	17806.23
	Falta de medición en el consumo propio	0.05%	Q	1483.85
	Alumbrado publico registrado	0.0725%	Q	21515.86
	Alumbrado publico no registrado	0.0366%	Q	10861.80
	Error de facturación	0.4%	Q	1187.82
	Error en él recaude de fondos	0.5%	Q	14838.52
TOTALES		7.891%	Q	103602.58

5.3. Cálculo y análisis de resultados de índices de confiabilidad

5.3.1. Índices de calidad de servicio, interrupciones

Los datos que se utilizarán en esta simulación y análisis se muestran en la Tabla XXXV. Como parámetros de confiabilidad se utilizan valores estándar. Mientras que el número de clientes es estimado. Tanto los elementos de protección como los de maniobra se consideran plenamente confiables, por lo tanto, se indican solamente los datos referentes a tramos de alimentador. Los resultados de la evaluación de índices de confiabilidad para cada uno de los tramos modelados de este alimentador se muestran en la tabla XXVI.

Figura 22. Línea Jutiapa 13.8KV

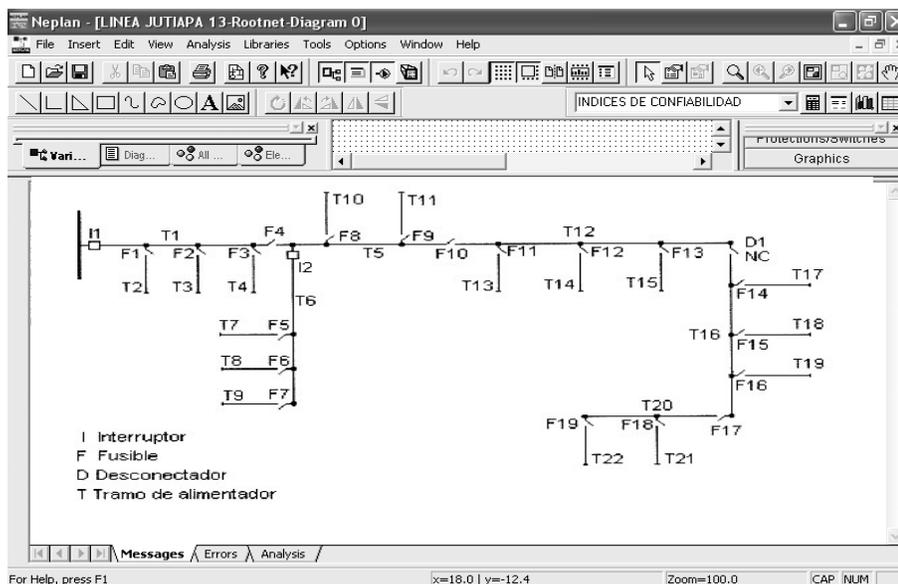


Tabla XXXV. Parámetros de confiabilidad del sistema estado propuesto

TRAMO	TASA FALLA 1/año	LONG. KM	TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION						NUMERO DE CLIENTES
			T.C. (min)	T.L. (min)	T.P. (min)	T.T. (min)	T.R. (min)	T.V. (min)	
T1	0.05	2	5	5	5	5	90	5	2
T2	0.08	5	5	5	5	5	90	5	10
T3	0.08	4	5	5	5	5	120	5	250
T4	0.02	10	5	5	5	5	60	5	120
T5	0.02	4	5	5	5	5	120	5	2
T6	0.02	5	5	5	5	5	90	5	3
T7	0.1	3	10	10	10	10	90	10	100
T8	0.04	2	10	10	10	10	90	10	150
T9	0.05	5	10	10	10	10	90	10	250
T10	0.05	10	10	10	10	10	90	10	80
T11	0.05	3	10	10	10	10	90	10	200
T12	0.05	5	10	10	10	10	120	10	2
T13	0.04	5	10	10	10	10	100	10	100
T14	0.04	2	10	10	10	10	100	10	250
T15	0.05	10	10	10	10	10	90	10	300
T16	0.04	4	10	10	10	10	90	10	2

T17	0.05	5	5	5	5	5	120	5	250
T18	0.04	55	5	5	5	5	100	5	200
T19	0.05	6	5	5	5	5	100	5	200
T20	0.05	4	5	5	5	5	90	5	2
T21	0.05	4	5	5	5	5	120	5	250
T22	0.1	55	10	10	10	10	120	10	300

5.3.1.1. Índices Individuales

Tabla XXXVI. Índices de confiabilidad estado propuesto

TRAMO	FRECUENCIA	DURACIÓN	INDISPONIBILIDAD
	VECES/ INTERVALO DE TIEMPO	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION REAL/FALLA	CANTIDAD DE TIEMPO SIN SERVICIO/ INTERVALO DE TIEMPO CONSIDERADO
CONSUMIDOR	FALLA/AÑO	HRS	HRS/AÑO
T1	0.1	1.75	0.175
T2	0.5	1.75	0.875
T3	0.42	2.13095	0.895
T4	0.3	1.41667	0.425
T5	0.18	1.97222	0.355
T6	0.28	1.89286	0.53
T7	0.58	1.94828	1.13
T8	0.36	1.91667	0.69
T9	0.53	1.9434	1.03
T10	0.68	1.99265	1.355
T11	0.33	1.984885	0.655
T12	0.59	1.79661	1.06
T13	0.79	1.8903	1.493
T14	0.67	1.8408	1.233
T15	1.09	1.88991	2.06
T16	0.59	2.20339	1.3
T17	0.84	2.29167	1.925
T18	0.79	2.138	1.683
T19	0.89	2.10674	1.875
T20	0.79	2.08861	1.65
T21	0.99	2.12121	2.1
T22	1.29	2.24806	2.9

5.3.1.2. Índices Globales

De acuerdo a la cantidad de consumidores indicados en la columna 10 de la tabla XXXV se tienen los siguientes índices globales DEC, TIKK y la Frecuencia equivalente por consumidor FEC, FMIK, dados por las ecuaciones siguientes, respectivamente, así los índices para el sistema serán:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 1.528 \text{ horas / año}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 0.745 \text{ veces / año}$$

5.3.2. Índices de calidad del producto, onda y perturbaciones

Tabla XXXVII. Resultados índices de calidad de onda estado propuesto

PUNTO EN MEDIDA (TRAMO)	REGULACION DE TENSION: 7% = % Vk	FLICKER: Pst≤1	DISTORSION DE ARMONICA DE LA TENSION: 8% = %DATT
1	0.44	0.5	1.5
2	1.48	0.45	1.68
3	0.56	0.35	1.08
4	1.71	0.4	0.93
5	1.13	0.25	1.03
6	0.04	0.58	1.28
7	0.79	0.5	1.55
8	0.25	0.4	1.53
9	0.92	0.38	1.5
10	1.23	0.4	1.55
11	0.54	0.5	1.23

12	0.35	0.45	1.3
13	0.52	0.48	1.53
14	1.92	0.4	1.75
15	1.92	0.35	1.78
16	1.81	0.5	1.63
17	0.31	0.35	1.23
18	1.35	0.48	1.55
19	1.15	0.35	1.6
20	1.71	0.45	1.6
21	1.77	0.33	1.58
22	1.04	0.4	1.4

En, la tabla XXXVII se pueden observar los indicadores resultantes: de regulación de tensión, distorsión de armónica y flicker, respectivamente.

La columna de regulación de tensión en la región no excede la tolerancia indicada en la norma, 7% para el área rural para este caso, ya que, el indicador mas alto es de 1.92%, el cual esta por debajo de la tolerancia permisible.

Los valores máximos de los indicadores de distorsión de armónicas de tensión son del 1.78% y 1.63% respectivamente, también estos valores de distorsión de armónicas no superan la tolerancia de medición indicada por las normas, 8% para este caso.

El último indicador que se analiza es el del efecto flicker, según la norma, la medición del flicker no debe exceder en una unidad al índice de severidad de corto plazo Pst y, según los resultados obtenidos, los valores máximos obtenidos son de 0.58 y 0.48, respectivamente, también, estos no superan a los indicados, por lo tanto, no presenta ningún problema por exceder la tolerancia del flicker.

5.4. Sistema de referencia

Con el objetivo de demostrar paso a paso como se realiza el calculo de los índices de confiabilidad de frecuencia y duración, respectivamente, se estudiarán los tramos principales de la línea Jutiapa que es un sistemas de distribución con ámbito radial con una alimentación; y, a la vez, se analizará la misma línea con alternativa de alimentación y voltaje 13.8KV, respectivamente, con el objetivo de ilustrar la metodología de evaluación de índices de confiabilidad presentada ya anteriormente en el capítulo 2. Los resultados de la evaluación de índices son satisfactorios, toda vez que concuerdan exactamente con aquellos señalados en la literatura anterior.

5.4.1. Sistema radial con una alimentación

En la referencia se analiza la red simulada resumida de la línea Jutiapa de la figura 23 y se determinan los índices de confiabilidad asociados para un mejor entendimiento. Los datos estarán dados en λ =fallas/km.

Según el algoritmo y/o análisis planteado anteriormente; el primer paso corresponde a modelar la red indicando solo la interconexión y la identidad de los elementos, ver figura 24. La identificación de elementos es la siguiente.

- S/E: conexión a la subestación
- I1: interruptor principal del alimentador
- A1-A3: tramos principales de alimentador
- A-B-C: tramos laterales de alimentador
- D1-D2: desconectores
- FA-FC: fusibles de los tramos A, B y C

Figura 23. Sistema de prueba 1

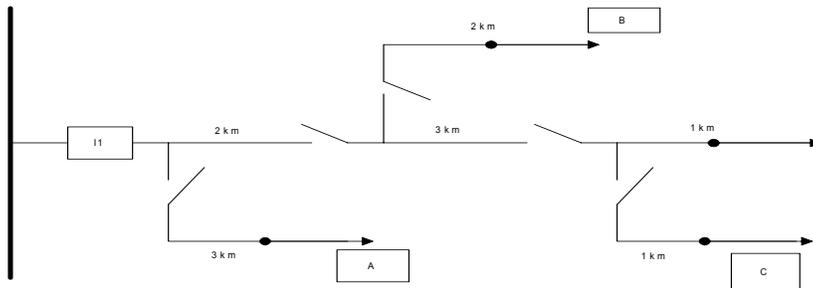
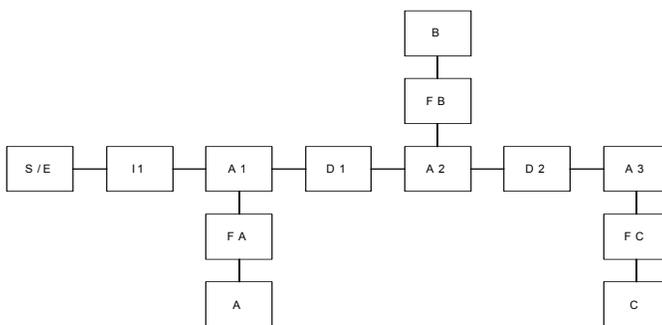


Figura 24. Modelo de la red de prueba 1



Para este sistema, se ha supuesto que los elementos de protección y maniobras son plenamente confiables, localizándose las fallas solamente en los diferentes tramos de alimentador.

Los siguientes son los datos de falla considerados.

Tramos de alimentador principal:

- tasa de falla (λ): 0.10 fallas/km.
- tiempo de interrupción total: 3hrs.

Tramos de alimentador lateral:

- tasa de falla (λ): 0.25 fallas/km.
- tiempo total de interrupción: 1hr.

Cualquier maniobra de seccionamiento manual demora 0.5 hrs.

Dado que los antecedentes de tiempo de interrupción se dan en general, se plantea la siguiente división:

- tiempo de conocimiento + tiempo de preparación + tiempo de localización = 0.5 horas.
- tiempo de reparación = 2.5 hrs.

Para este sistema se ha considerado la siguiente cantidad de clientes:

- tramo A: 250
- tramo B: 100
- tramo C: 50

Utilizando la ecuación: $\lambda_T = \lambda_i * l_i$ y las tablas: XII & XIII:
donde:

- λ_i : Tasa de falla unitaria del tramo i, (fallas/año km.)
 l_i : Longitud del tramo alimentador i, km.
 λ_T : Tasa de falla del tramo, falla/año.

Tabla XII. **Interrupciones aportadas, según tipo de elemento**

Tipo Elemento	interrupciones
Normal	0
Reestablecible	λ
Transferible	2λ
Irreestablecible	λ
Irreestablecible c/esp.	λ

Tabla XIII. **Tiempos de interrupción**

Tipo de elemento	Tiempo Interrupción (r)
Normal	0
Reestablecible	$T_c+T_p+T_I$
Transferible	$T_c+T_p+T_I+T_t+T_v$
Irreestablecible	$T_c+T_p+T_I+T_r$
Irreestablecible c/espera	$T_c+T_p+T_I+T_t+T_r$

Se obtienen las siguientes tablas: XXXVIII, XXXIX, XL, XLI, XLII respectivamente, con las tasas de falla y tiempos de interrupción.

Tabla XXXVIII. **Matriz de estados resumida**

i = Falla del elemento, fila.

j = Condición del elemento, columna.

	A1i	A2i	A3i	Ai	Bi	Ci
A1j	IE	IE	IE	I	I	I
A2j	R	R	R	R	R	R
A3j	I	I	I	I	I	I
Aj	N	N	N	I	N	N
Bj	N	N	N	N	I	N
Cj	N	N	N	N	N	I

Tabla XXXIX. Tasas de fallas, individuales o sectorizado λ , falla/año

	A1i	A2i	A3i	Ai	Bi	Ci
A1j	$\lambda_{i-j}=\lambda T$					
A2j	$\lambda_{i-j}=\lambda T$					
A3j	$\lambda_{i-j}=\lambda T$					
Aj	$\lambda_{i-j}=\lambda T$					
Bj	$\lambda_{i-j}=\lambda T$					
Cj	$\lambda_{i-j}=\lambda T$					
TOTAL	A1	A2	A3	A	B	C

	A1i	A2i	A3i	Ai	Bi	Ci
A1j	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
A2j	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
A3j	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Aj	0	0	0	0.75	0	0
Bj	0	0	0	0	0.5	0
Cj	0	0	0	0	0	0.25
TOTAL	0.6	0.6	0.6	1.35	1.1	0.85

Tabla XL. Tiempos de interrupción de servicio r_j , individuales o sectorizado, hrs

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j
A2	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j
A3	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j
A	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j
B	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j
C	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j	r_j

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	3	3	3	3	3	3
A2	0.5	3	3	0.5	3	3
A3	0.5	0.5	3	0.5	0.5	3
A	0	0	0	1	0	0
B	0	0	0	0	1	0
C	0	0	0	0	0	1

De acuerdo a la ecuación: $T_i^j = \lambda_i^j * r_j$ y utilizando los datos de los resultados de las tablas XXXIX y XL, respectivamente, se determinan los tiempos de interrupción individuales por cada falla, así como el total, para todas las fallas, sumando los parciales de cada columna.

$$\text{indisponibilidad} = U = T_i^j = \lambda_i^j * r_j$$

donde:

T_i^j : indisponibilidad anual del elemento i, debido a falla en el elemento j, horas/año

λ_i^j : cantidad de interrupciones del elemento i, debido a falla en el elemento j, fallas/año

r_j : tiempo de interrupcion o de reparacion del elemento j, horas

Tabla XLI. **Tiempos de indisponibilidad de servicio U, perdida de servicio de energía eléctrica individual o sectorizado, horas/año**

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$
A2	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$
A3	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$
A	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$
B	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$
C	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$	$\lambda_{i-j}^*(r_j)$
TOTAL	A1	A2	A3	A	B	C

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
A2	0.15	0.9	0.9	0.15	0.9	0.9
A3	0.05	0.05	0.3	0.05	0.05	0.3
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.5	0
C	0	0	0	0	0	0.25
TOTAL	0.8	1.55	1.8	1.55	2.05	2.05

Los consumidores individuales, conectados a los distintos tramos de alimentador, experimentaran los mismos índices que estos. En la Tabla XLIII se entrega el resumen de estos índices.

La columna correspondiente a tasa de falla, Frecuencia, se obtiene de la fila denominada Total, en la Tabla XXXIX, mientras que la columna de Indisponibilidad U, es la fila Total de la Tabla XLI. El tiempo de interrupción, Duración, por falla r, se obtiene como U/λ de la Tabla XLII de acuerdo en lo indicado en la ecuación: $T_i^j = \lambda_i^j * r_j$ anterior.

Tabla XLII. Duración rj, Tiempo de interrupción por falla total, hrs

	DURACIÓN TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION REAL / HORAS		DURACIÓN TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION REAL / FALLA HORAS
A1	$r_j=(T_{i-j})/(\lambda_i)$	A1	1.333
A2	$r_j=(T_{i-j})/(\lambda_i)$	A2	2.583
A3	$r_j=(T_{i-j})/(\lambda_i)$	A3	3
A	$r_j=(T_{i-j})/(\lambda_i)$	A	1.148
B	$r_j=(T_{i-j})/(\lambda_i)$	B	1864
C	$r_j=(T_{i-j})/(\lambda_i)$	C	2.142

Tabla XLIII. Resumen de índices de confiabilidad

TRAMO	FRECUENCIA	DURACIÓN	INDISPONIBILIDAD
	VECES/ INTERVALO DE TIEMPO	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION REAL/ FALLA	CANTIDAD DE TIEMPO SIN SERVICIO/ INTERVALO DE TIEMPO CONSIDERADO
CONSUMIDOR	FALLA/AÑO	HRS	HRS/AÑO
A1	0.6	1.333	0.8
A2	0.6	2.583	1.55
A3	0.6	3	1.8

A	1.35	1.148	1.55
B	1.1	1.864	2.05
C	0.85	2.142	2.05

Los índices totales para el sistema son la Duración Equivalente por consumidor DEC, TIKK y la Frecuencia equivalente por consumidor FEC, FMIK, dados por la ecuación siguiente respectivamente, así, los índices globales son:

$$DEC = (250*1.55+100*2.05+50*2.05) / (250+100+50) = 1.7375$$

$$FEC = (250*1.35+100*1.1+50*0.85) / (250+100+50) = 1.2250$$

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^m C_j} = 1.7375 \text{ horas / año}$$

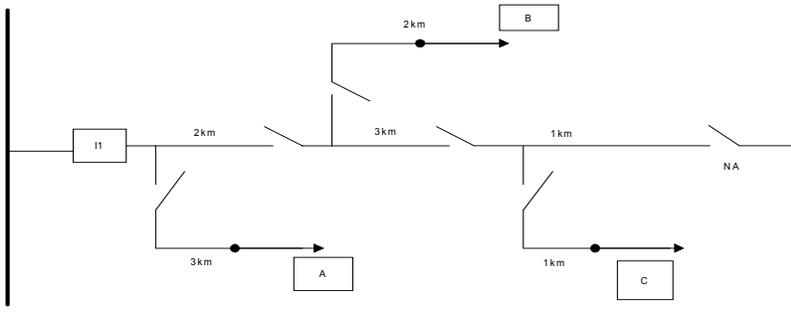
$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i * C_i}{\sum_{j=1}^m C_j} = 1.2250 \text{ veces / año}$$

la duración equivalente por consumidor, indica que, en promedio, cada consumidor de esta red, experimenta una perdida de su servicio de energía eléctrica 1.7375 horas en un año, con una frecuencia de 1.225 veces en el año.

5.4.2. Sistema radial con alternativa de alimentación

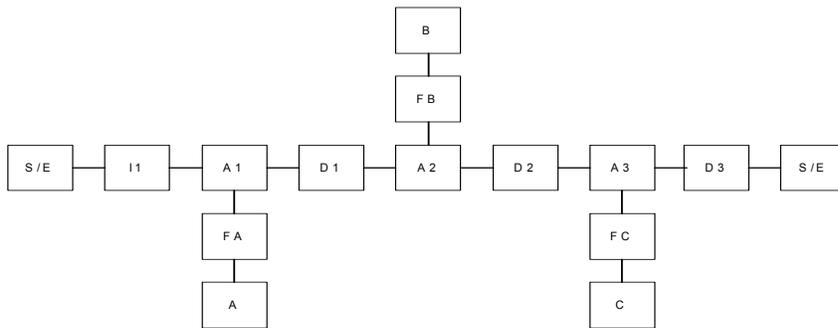
Un aporte importante de esta metodología de evaluación de confiabilidad, corresponde a la capacidad de efectuar análisis de alternativas de diseño. Se presenta en este ejemplo como referencia, además de los anteriores ya planteados, la variación de índices de confiabilidad incluyendo una alternativa de alimentación al final del alimentador principal, en la misma red de la figura 23 anterior, tal como se muestra en la figura 25:

Figura 25. **Sistema de prueba 2, con alternativa de alimentación**



El modelo de la red incluyendo ahora un desconectador D3, el cual en operación normal se encuentra normalmente abierto.

Figura 26. **Modelo de la red de prueba 2, con alternativa de alimentación**



Los antecedentes de falla corresponden exactamente a los ya indicados en el ejemplo anterior, figura 23. Además, como existe la posibilidad de transferencia, se supondrá que esta toma una hora en total, repartida en 0.5 horas al final, para retornar a la configuración de operación normal, como indica la filosofía de operación adoptada. De esta manera,

$$T_c + T_p + T_I = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_t = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_v = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_r = 2.5 \text{ horas}$$

Aplicando el procedimiento ya conocido, se obtiene primero la matriz de estados y, a partir de esta, se determinan las contribuciones de cada falla, según el tipo, como lo indica la tabla XII, los tiempos de interrupción y la duración de las indisponibilidades de servicio.

Tabla XLIV. **Matriz de estados resumida**

i = Falla del elemento, fila.

j = Condición del elemento, columna.

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	IE	T	T	I	T	T
A2	R	IE	T	R	I	T
A3	I	I	I	I	I	I
A	N	N	N	I	N	N
B	N	N	N	N	I	N
C	N	N	N	N	N	I

Tabla XLV. **Tasas de fallas, individuales o sectorizado λ , falla/año**

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.2	0.4	0.4	0.2	0.4	0.4
A2	0.3	0.3	0.6	0.3	0.3	0.6
A3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.5	0
C	0	0	0	0	0	0.25
TOTAL	0.6	0.8	1.1	1.35	1.3	1.35

Obsérvese que en esta tabla XLV, aparecen las celdas correspondientes a los estados “T” con una doble tasa de falla. Esto se debe a que, efectivamente, estos elementos son sometidos a dos cortes de suministro, pero con duraciones distintas. Al principio, al ocurrir la falla y realizar la transferencia, se contabilizan los tiempos $T_c+T_i+T_p+T_t$, mientras que, al final de la reparación del elemento fallado, solo es necesario esperar un tiempo T_v para recuperar el servicio. Un esquema similar de notación se ha adoptado para la tabla correspondiente a tiempos de interrupción.

Tabla XLVI. **Tiempos de interrupción de servicio r_j , individuales o sectorizado, hrs**

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	3.5	1.5	1.5	3	1.5	1.5
A2	0.5	3.5	1.5	0.5	3	1.5
A3	0.5	0.5	3.5	0.5	0.5	3
A	0	0	0	1	0	0
B	0	0	0	0	1	0
C	0	0	0	0	0	1

Tabla XLVII. **Tiempos de indisponibilidad de servicio U, pérdida de servicio de energía eléctrica individual o sectorizado, horas/año**

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.7	0.3	0.3	0.6	0.3	0.3
A2	0.15	1.05	0.45	0.15	0.9	0.45
A3	0.05	0.05	0.3	0.05	0.05	0.3
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.5	0
C	0	0	0	0	0	0.25
TOTAL	0.9	1.4	1.05	1.55	1.75	1.3

Tabla XLVIII. **Resumen de índices de confiabilidad**

	FRECUENCIA	DURACIÓN	INDISPONIBILIDAD
TRAMO	VECES/ INTERVALO DE TIEMPO	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION REAL/FALLA	CANTIDAD DE TIEMPO SIN SERVICIO/ INTERVALO DE TIEMPO CONSIDERADO
CONSUMIDOR	FALLA/AÑO	HRS	HRS/AÑO
A1	0.6	1.5	0.9
A2	0.8	1.75	1.4
A3	1.1	0.95	1.05
A	1.35	1.15	1.55
B	1.3	1.35	1.75
C	1.35	0.96	1.3

Los índices globales del sistema, DEC, TIKK y la Frecuencia equivalente por consumidor FEC, FMIK, dados por la ecuación siguiente son:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 1.5687 \text{ horas / año}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 1.3375 \text{ veces / año}$$

El análisis de resultados para este ejemplo muestra dos cosas importantes. La primera dice relación con las tasas de falla individuales y los tiempos de interrupción individuales, mientras los elementos definidos como transferibles ven aumentar la tasa de falla, disminuye en los mismos el tiempo de interrupción, ya que mientras dure la reparación del elemento fallado, están siendo alimentados desde una fuente alternativa. Por supuesto, estas variaciones están muy ligadas con los tiempos de maniobra y reparación.

En caso de tener seccionadores automatizados, el impacto en la tasa de falla desaparece, disminuyendo aun más el tiempo de interrupción.

Por otra parte, los índices globales también sufren variaciones. El índice FEC, FMIK aumenta, debido al crecimiento de las tasas de falla en los elementos tipo T, pero la duración promedio DEC, TIKK disminuye, al igual que lo hace la energía no suministrada ENS.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1. Costos y beneficios asociados a la confiabilidad

Un sistema de distribución está dispuesto de tal forma que pueda entregar un servicio de calidad bajo ciertos márgenes de confiabilidad y al mínimo costo posible. Se tienen distintas configuraciones de los alimentadores dependiendo de los requerimientos, siendo los tipos radiales los más utilizados en los centros urbanos y rurales, pues, son fáciles de modificar mediante la apertura y/o cierre de interruptores y son simples en sus esquemas de protección.

La representación de un sistema eléctrico dentro de un modelo de planificación de la distribución puede ser, altamente compleja, producto del gran número de variables continuas y discretas involucradas, muchas de las cuales poseen un alto grado de incertidumbre, principalmente, debido al entorno macroeconómico y las características técnicas del sistema.

Conocidos los elementos que conforman la red, se puede formular el desarrollo de un modelo de planificación generalizado con el cual se busca resolver el problema de expansión óptima del sistema de distribución en el tiempo. Es decir, se busca una herramienta que permita tomar decisiones correctas en cuanto a la construcción y/o ampliación de instalaciones, la definición de las capacidades de éstas y en qué momento realizarlas, con el objeto de mantener el sistema en equilibrio.

6.1.1. Confiabilidad, costos y ganancias

En general, tomando en cuenta el crecimiento exponencial poblacional en nuestro país, y, haciendo referencia en estudios efectuados en años anteriores podemos estimar el crecimiento aproximado en la población, usuarios futuros para el caso, del área de la cabecera de Jutiapa, actualmente, futurísticamente hablando. Esto con el fin de estimar la cantidad aproximada de usuarios a servir para una planificación con éxito, en cuanto al servicio de suministro de calidad de servicio eléctrico se refiere. Como se menciona, anteriormente, el crecimiento poblacional tiene una característica exponencial de la forma: $P_f = P_o e^{kt}$, donde: *P_f* es la población final, *P_o* es la población inicial de la muestra, *k* es la constante de crecimiento, *t* es el tiempo para la estimación, y $K = \ln(P_f/P_o)t$.

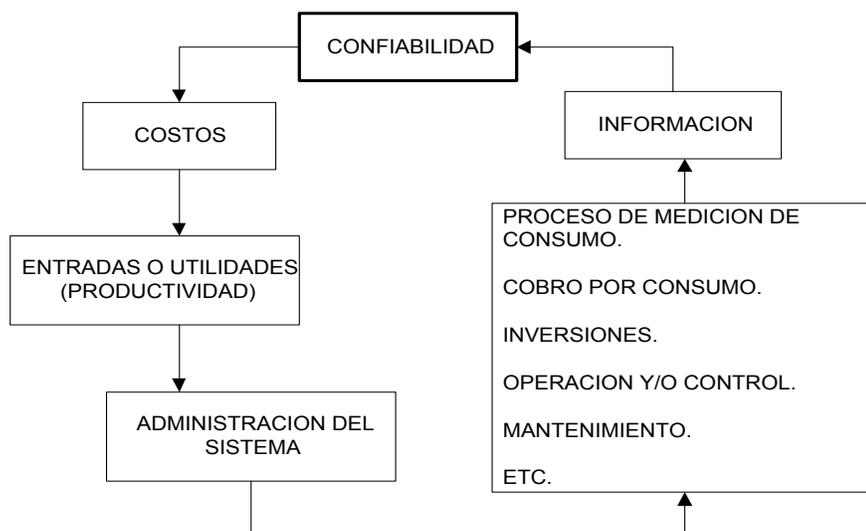
La confiabilidad esta íntimamente relacionada, en la realidad, en función de costos de inversión en el sistema, en diferentes áreas multidisciplinarias integradas que incluyen, ingeniería, gestión, comercialización, administración, etc.

Tomando en cuenta la figura 30 y la figura 27, confiabilidad en función de costos y los procesos respectivos y los análisis anteriores de los respectivos capítulos; tenemos el siguiente análisis general para transformar las pérdidas e indemnizaciones en ganancias como fuente de solución a los problemas de inversión. Lo anterior se reflejaría, idealmente, a una muy buena inversión en el sistema de la línea como base para el inicio del estudio de confiabilidad en el sistema. Desafortunadamente, en la vida y no descartando este análisis todo en su gran mayoría está en función del dinero o costos.

Las pérdidas de energía en general por diversos factores se traduce en perdidas en “dinero” , esto es, pérdidas variables, costos variables dado por las perdidas por efecto joule o en cualquier caso energía no suministrada a causa de una falla en el sistema y pérdidas por mala administración en cuanto a cobro por servicio prestado al consumidor; que afectan los ingresos del ente distribuidor, entre otros factores; y esto, a la vez, se traduce en menos ganancias y, por lo tanto, menos inversión para el sistema; entonces, hay que tener en cuenta una buena administración en general para que esto se traduzca en buenos ingresos o ingresos totales verdaderos.

El costo de la empresa, generalmente, crecerá a medida que los consumidores son suministrados con mayor grado de confiabilidad, por otra parte, el costo de los consumidores se incrementa a medida que se reduce el grado de confiabilidad con el cual son suministrados.

Figura 27. **Modelo de un sistema de gestión de confiabilidad basado en procesos**



Las pérdidas por efecto joule representan una verdadera pérdida de energía en dinero, casi el 33.9% de pérdidas totales en el sistema, según se ve en la tabla: XXII & XXIII respectivamente del capítulo 4, desde el punto de vista físico, mala administración en cuanto a cobro de consumo; como se verá en el análisis siguiente:

Tabla XLIX. **Balance de energía para el análisis de costos**

MES	ENERGIA COMPRADA A EGEE kwh	COSTO EN QUETZALES
Agosto	1,137,514.37	Q 468,917.55
Septiembre	1,141,032.98	Q 470,368.03
Octubre	1,138,777.43	Q 469,438.22
Noviembre	1,147,022.77	Q 472,837.20
Diciembre	1,149,144.25	Q 473,711.73
Enero	1,072,773.29	Q 442,229.33
Febrero	1,011,512.04	Q 416,975.61
Marzo	1,104,444.30	Q 455,285.07
Abril	1,059,002.26	Q 436,552.50
Mayo	1,133,344.00	Q 467,198.40
Junio	1,061,829.33	Q 437,717.90
Julio	1,082,799.85	Q 446,362.58
TOTAL	13,269,196.87	Q 5,469,961.03

MES	ENERGIA FACTURADA A LOS CLIENTES kwh	COSTO EN QUETZALES
Agosto	749,659.19	Q 309,032.01
Septiembre	768,163.78	Q 316,660.16
Octubre	803,789.28	Q 331,346.05
Noviembre	813,811.78	Q 335,477.63
Diciembre	826,428.38	Q 340,678.57
Enero	742,415.32	Q 306,045.87
Febrero	688,651.79	Q 283,882.93
Marzo	737,066.36	Q 303,840.87
Abril	676,176.26	Q 278,740.14
Mayo	654,950.96	Q 269,990.43
Junio	640,539.88	Q 264,049.75
Julio	674,866.15	Q 278,200.07
TOTAL	8,770,939.131	Q3,615,644.24

MES	ENERGIA PERDIDA POR EFECTO JOULE, MALA ADMON. EN COBROS Y OTROS	COSTO EN QUETZALES EN PERDIDAS
Agosto	387,855.18	Q 159,885.54
Septiembre	372,869.20	Q 153,707.87
Octubre	334,988.15	Q 138,092.17
Noviembre	333,210.99	Q 137,359.57
Diciembre	322,715.87	Q 133,033.16
Enero	330,357.97	Q 136,183.47
Febrero	322,860.25	Q 133,092.68
Marzo	367,377.94	Q 151,444.21
Abril	382,826.00	Q 157,812.36
Mayo	478,393.04	Q 197,207.96
Junio	421,289.45	Q 173,668.15
Julio	407,933.70	Q 168,162.51
TOTAL	4,492,677.74	Q 1,852,016.50

6.1.2. Análisis

Un modelo de planificación de la distribución debe contemplar atributos propios de los sistemas eléctricos con el fin de recrear las situaciones de forma tal que se acerque lo más que se pueda a la realidad.

- planificación;
- características de la demanda;
- características técnicas y económicas de las redes de distribución.

6.1.2.1. Planificación

El rápido crecimiento y constante evolución del sistema eléctrico de distribución hace casi imposible determinar con exactitud las demandas y las localizaciones futuras de los centros de carga. Por tal razón, el modelo de planificación considera una visión de tiempo finito, para el cual se han dado como variables conocidas.

La localización geográfica de las cargas y las demandas para cada uno de los años del período en estudio. Esta simplificación transforma el problema aleatorio en uno determinístico con lo que es posible determinar la ubicación cronológica de las obras manteniendo el sistema permanentemente adaptado. Por otra parte, el período de planificación debe ser considerado en la evaluación económica, producto de la vida útil de los elementos y estructuras del sistema eléctrico.

6.1.2.2. Características de la demanda

En un modelo a plantear se deben considerar las modificaciones y reestructuraciones que sufren las redes de distribución, producto de los constantes cambios en la demanda. Así, para mantener el sistema adaptado es necesario poder predecir la demanda con la mayor exactitud posible; pero la gran cantidad de variables involucradas y la aleatoriedad de éstas, hacen de la estimación un subproblema igualmente complejo que la planificación.

Para efectos de análisis, se considerará un problema de naturaleza determinística, donde el factor de potencia es constante para toda la red y los consumos son conocidos para los diferentes años de planificación con un factor de diversidad uno con lo que la demanda anual corresponde exactamente a la suma de todas las cargas. Por otra parte, la distribución geográfica de la demanda se define, adecuadamente, mediante nodos, los que representan, tanto los centros de consumo y subestaciones, como la estructura física, básica necesaria para conformación de redes de distribución.

6.1.2.3. Características técnicas y económicas

En la modelación de las redes de distribución deben contemplarse los diversos aspectos técnicos y económicos involucrados en éstas y, además, entregar información respecto a la topología. Dicho lo anterior, se distinguen dos modelos para efectos de análisis, siendo el primero el eléctrico; compuesto por las estructuras, es decir, conductores, subestaciones y transformadores. Mientras que el segundo, es el modelo económico, donde se tienen los costos de construcción, instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de distribución eléctricos. Con base a lo anterior, se desarrollara un modelo de sistema de distribución radial 13.8KV, donde los costos considerados están representados por elementos de protección y los alimentadores, respectivamente.

6.1.2.3.1. Red de alimentadores y costos

Los costos involucrados en la red de alimentadores vienen dados, primero por un costo fijo que contempla las estructuras y elementos físicos, mantenimiento e instalación y un costo variable dado por las pérdidas por efecto Joule. Cabe mencionar que los costos fijos se consideran nulos si la estructura ya existe, aunque si un tramo sufre un cambio de conductor, producto de un aumento en la demanda o en los flujos de potencia, el modelo contempla un costo adicional, y las pérdidas o costos variables se reajustan en función del nuevo conductor. Modelo matemático para el costo de alimentadores:

$$C_{TA} = x * C_{fijo} + C_v + y * C_{cambio}$$

donde:

C_{TA} : Costo total del alimentador.

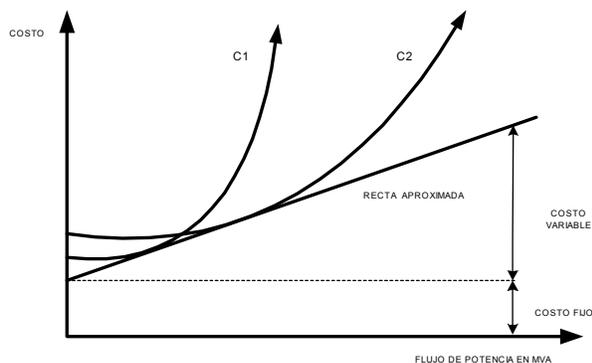
C_{fijo} : Costo fijo de inversión.

C_v : Costo variable que representa las pérdidas de transmisión y que es función de la corriente.

C_{cambio} : Costo de cambio de conductor, faena y mano de obra.

Las variables x e y están relacionadas con las decisiones de construcción y cambio, respectivamente, es decir, pueden tomar los valores de cero y uno.

Figura 28. **Costos mínimos para conductores de distinta sección**



La figura 28, muestra el costo total, inversión más operación, para dos conductores de secciones diferentes, mientras que el costo mínimo para transportar una potencia determinada corresponde a la envolvente, la cual puede ser, aproximadamente, una recta de pendiente constante para fines de simplificación de la modelación. Esta recta, corresponde a la componente variable del costo, producto de las pérdidas, puede expresarse en función del flujo de potencia kVA:

$$C_v = \hat{d}_{ij} * P_{ij}^2 \quad \text{con} \quad \hat{d}_{ij} = \frac{0.001 * r}{kV^2} * L_{ij}$$

donde:

r : Resistencia por fase en ohms por kilómetro,

L_{ij} : Longitud del conductor en kilómetros del nodo i al nodo j ,

kV : Voltaje del circuito en kilovoltios y

P_{ij}: Flujo de potencia en kilovolt–ampere (kVA).

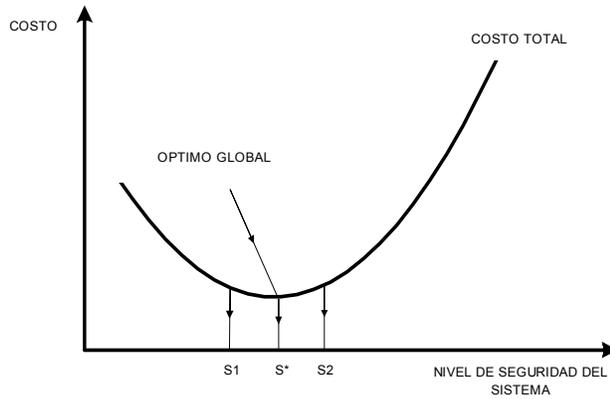
Y por último, se tiene, también, el modelo matemático para el valor presente de un segmento de alimentador L_{ij} construido en el año t respectivamente: donde: u : tasa de interés anual.

$$C_{ij} = \sum_{k=1}^t \left[\frac{\sum_0^t C_{fijo\ ij} * x + \sum_0^t C_{v\ ij} + \sum_0^t C_{cambio\ ij} * y}{(1+u)^k} \right]$$

En resumen; generalizando, tenemos que los costos de distribución se componen de cuatro elementos principales; el costo de capital de las instalaciones, mas las nuevas inversiones, el costo de operación y manutención de la red, las compras y las perdidas de energía y potencia; dado que, la calidad del suministro eléctrico es valorada por los clientes finales, principalmente por su confiabilidad y para zanjar el conflicto que se presenta en el balance de costos, entre costos de inversión, operación y falla, en la expansión de los sistemas, se han utilizado en el mundo dos enfoques de planificación que compatibilizan los costos asociados. El primero de ellos es la realización de una optimización restringida, asociada mas bien a un criterio técnico, dependiendo, por ejemplo, del nivel de seguridad de servicio que se predetermine u otro criterio de abastecimiento establecido.

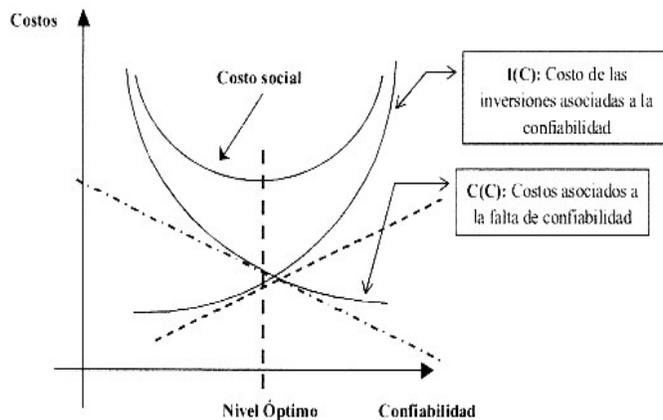
Esquemáticamente, el análisis anterior puede ser apreciado en la figura 29. En ella se presenta la curva del costo total, que equivale a la suma de los costos señalados anteriormente.

Figura 29. **Costos y beneficios asociados a la confiabilidad**



Desde el punto de vista netamente teórico, el situarse en el óptimo de mercado involucraría el conocer, tanto el costo que tiene para las empresas eléctricas el entregar el producto electricidad o suministro con un cierto grado de confiabilidad, como el costo que tiene para los clientes el ser suministrados con cierta falta de esta, lo que en definitiva se traduce en conocer las funciones de utilidad para cada uno de los participantes. Lo anterior queda esquematizado en la figura 30.

Figura 30. **Clasificación de los costos en general en función de la confiabilidad**



La figura 30 muestra que el costo de la empresa generalmente crecerá a medida que los consumidores son suministrados con mayor grado de confiabilidad, por otra parte, el costo de los consumidores se incrementa a medida que se reduce el grado de confiabilidad con el cual son suministrados.

6.1.3. Análisis y propuesta en general

El estudio incluye la repercusión de las pérdidas de energía por efecto Joule en los conductores en el costo final de la línea. Además, establecer la justificación de la decisión de la normalización de las secciones de conductores a utilizar en las redes desnudas de distribución aérea, éste estudio se *apoya* en la Normalización de conductores del área Caribe. La normalización realizada es de aplicación en conductores desnudos del tipo ACSR de aplicación en las líneas aéreas de media tensión en las empresas eléctricas del área Centroamérica y Caribe de UNIÓN FENOSA. El estudio se extiende a la comparación de aquellos conductores de gran volumen de pedido que fueron sustituidos por otros normalizados de precio de compra en el mercado superior. Concretamente, en la sustitución del ACSR #2 por el 1/0 en redes monofásicas y la sustitución del ACSR 3/0 por el 4/0 tanto en redes monofásicas como trifásicas.

6.1.3.1. Análisis para la inversión

Metodología: se han comparado los costos anuales de inversión y de pérdidas, en función de distintos niveles de carga, para **1 Km** para distintos calibres de conductores. El estudio pretende demostrar la eficiencia económica de la Normalización; en conductores que aparentemente son de precio menor, pero de comportamiento eléctrico inferior a los normalizados. Para estudiar el coste de un conductor es necesario tener en cuenta dos componentes.

Costo anual conductor = Costo anual inversión + Costo anual pérdidas

Coste anual de inversión: resulta de aplicar al valor de la inversión inicial el factor de anualidad. Este factor se determina para una vida útil de las instalaciones de 30 años y una tasa de interés del 12%.

Coste anual de pérdidas: se calculan las pérdidas técnicas de energía y potencia anual para 1 Km. de red trifásica y para 1km de red monofásica.

C.p = Costes pérdidas,

$$C_p = \text{Potencia pérdidas} \times \frac{(\text{Fp} \times 8760 \times \text{Coste energía} + 12 \times \text{Fs} \times \text{Coste potencia})}{1000}$$

donde:

Potencia perdidas.

En redes trifásicas y carga uniformemente repartida:

$$\text{Potencia pérdidas} = \frac{L}{3} * [r * (I_a^2 + I_b^2 + I_c^2) + m * I_n^2]$$

En redes monofásicas y carga uniformemente repartida:

$$\text{Potencia pérdidas} = \frac{2}{3} * r * L * I^2$$

r, m, es la resistencia del conductor de fase y de neutro. Unidades: Ω/km .

L, longitud del conductor, (para este estudio 1 km). Unidades: km.

I, intensidad de línea, siendo el subíndice el indicador de la fase: a, b o c, o del neutro n. Unidades: Amp.

Fp: $F_p = (1-x) \times F_c^2 + x \times F_c$

x, constante, para este estudio 0,15. Unidades: adimensional.

Fc, factor de carga del circuito. Unidades: adimensional, utilizado un valor promedio de 0,6.

8 760: horas/ año.

Costo de energía, Costo de la energía de pérdidas:

valor medio de compra de energía en DEORSA y DEOCSA: 0,0291646 U\$\$/kWh.

12: cantidad de meses de un año.

Fs: factor de simultaneidad con la demanda máxima del sistema. Se tomó el valor de 0,7. Se observó que los resultados no son sensibles a variaciones en el entorno a este valor. Unidades: adimensional.

Costo de potencia, Costo de la potencia de pérdidas:

valor medio de compra de potencia de DEORSA y de DEOCSA: 6,61 U\$\$/kW-mes.

1000: Factor que corrige la diferencia en los órdenes utilizados en las unidades.

ANÁLISIS DE COSTOS EN GENERAL

Este estudio de costos aproxima el costo real de instalar uno u otro conductor en función de la servidumbre económica que puede representar.

El análisis contempla: sobrecosto exclusivamente de la línea del conductor normalizado frente al no normalizado, deducido el conductor. Costo exclusivamente del conductor, precio de mercado y capitalización de pérdidas.

Costo completo: para el estudio de costos del conductor se han empleado los datos de Costo de potencia y Costo de Energía de Guatemala, que por ser los más bajos de los otros países, resultan más críticos en la evaluación de la capitalización del conductor y afectan en menor grado a la influencia del precio del conductor; que es por tanto, mayor. El sobrecosto de la línea de referencia de los conductores es el que sigue.

Tabla L. **Costos típicos para línea aérea desnuda**

COSTOS TÍPICOS PARA LINEAS AEREAS DESNUDAS			
Tensión: 13.8KV , Poste de concreto			
		Costo (U\$/km)	
CONDUCTOR	NEUTRO	1F	3F
477 MCM ACSR	266	9,333.33	28,000.00
336,4 MCM ACSR	3/0	7,400.00	22,200.00
266,8(26/7)MCM ACSR	1/0	6,833.33	20,500.00
4/0 ACSR	1/0	12,300.00	19,200.00
3/0 ACSR	1/0	11,800.00	18,500.00
1/0 ACSR	1/0	11,000.00	17,200.00
2 ACSR	2	10,600.00	16,700.00

Se entiende que la influencia que pueda tener la elección de un conductor u otro en una línea tipo queda demostrada en una línea de referencia, no es necesario detallar el estudio para todos los tipos y configuraciones de líneas. A continuación se presentan los costos típicos de diferentes conductores, respectivamente como base para el estudio.

Tabla LI. **Costos típicos de conductores**

CONDUCTOR	PRECIO REFERENCIA (U\$S/ KM)
#2 AWG	262
1/0 AWG	417
3/0 AWG	641
4/0 AWG	774
266 MCM	1029
336 MCM	1225
477 MCM	1690

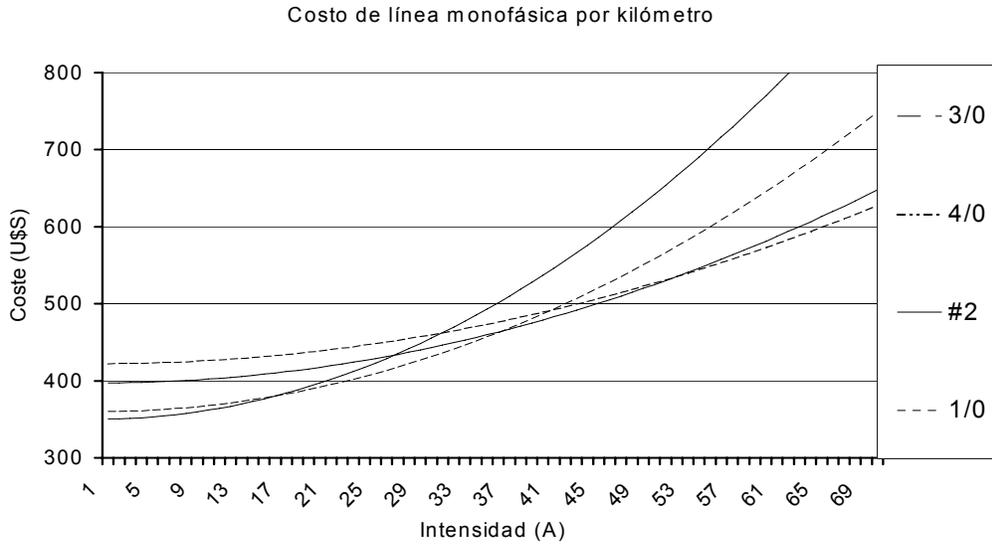
COSTO DE LA LÍNEA CON CONDUCTOR CAPITALIZADO: sustituyendo valores en la ecuación del subinciso 2.1.2.3.1., obtenemos el siguiente resultado; se analizará un tramo de línea monofásica para luego analizar una trifásica que es lo que interesa para este caso:

Línea monofásica: el cálculo considera el coste del conductor y de la línea capitalizados a 30 años, lo que equivale, utilizando un tipo de interés medio del 12% a una tasa anual equivalente del 12%. A este costo fijo anual se le añade el costo de las pérdidas, anteriormente, detallado. Se observa que la influencia de las pérdidas es tal que el precio de mercado del conductor no tiene apenas influencia en el coste de la línea, lo anterior sí estamos hablando de derivaciones de carga con conductores, #2, 1/0, 3/0 y 4/0 considerando que los siguientes transformadores para un factor de potencia hipotético de 0,85 tendríamos las siguientes intensidades de línea.

Tabla LII. **Datos para análisis**

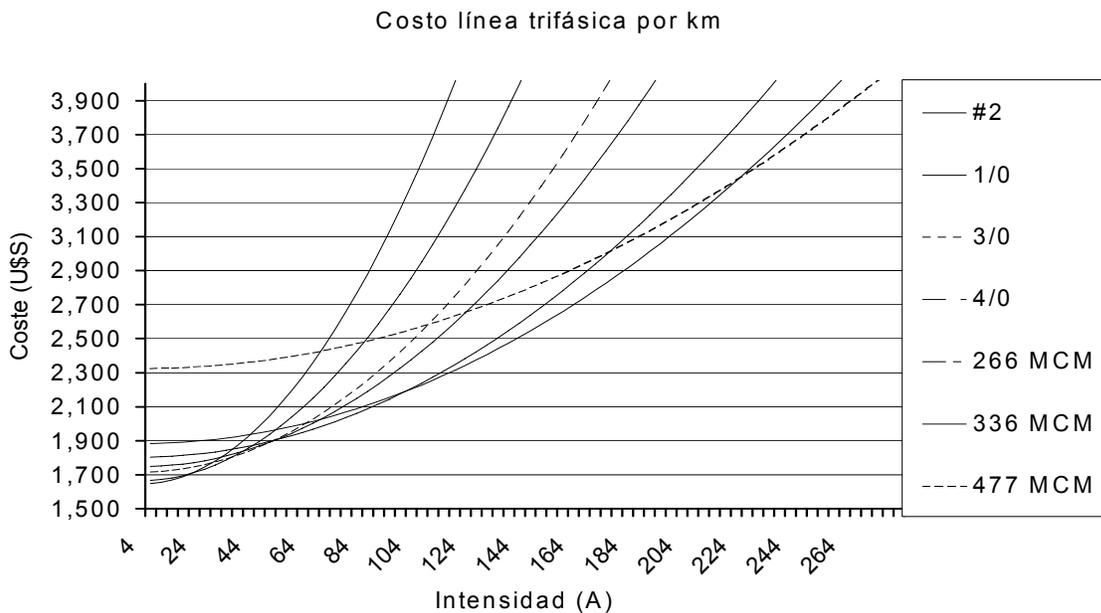
TRANSFORMADOR	INTENSIDAD DE LÍNEA
10	1.255
25	3.137
50	6.255
75	9.445

Figura 31. Costo de línea monofásica por km



Línea trifásica: el procedimiento de cálculo para las líneas trifásicas es el mismo. Los costos están reflejados en las tablas precedentes y el resultado es el que se observa en la gráfica y tablas adjuntas.

Figura 32. Costo de línea trifásica por km.



Los datos del análisis confirman que, en las decisiones tomadas, se tienen las siguientes decisiones de contraste.

- el precio del conductor de menor sección es inferior;
- el costo de la línea por kilómetro es inferior en el conductor de menor sección;
- el costo de la línea capitalizada incluyendo la capitalización de las pérdidas del conductor, lleva a la solución normalizada;
- la normalización no solamente no supone un sobre costo, sino que es eficiente en términos económicos.

Si se trata de analizar simplemente la influencia de las compras en los conductores únicamente desde la perspectiva del precio de compra se desvirtúa la forma de valorar este material. El precio del #2 frente al precio del 1/0 podía llevar a consideraciones tales como que para 10 millones de metros, pedido procedente de Guatemala, pasar del conductor de menor calibre al de mayor implicaría un coste de 1,3 millones de dólares. Las gráficas y tablas indican que no es así.

La misma reflexión es válida para otros conductores que teniendo un precio inferior se han sustituido por un conductor normalizado de precio superior pero mejor comportamiento. Considerando las pérdidas los resultados varían sustancialmente, de manera que se puede prácticamente desprestigiar el precio del conductor, en el costo por Km. del conductor. Conviene destacar igualmente que la línea de un conductor #2 difiere poco en la línea de un 1/0. Las diferencias más sustanciales las encontraríamos en la sujeciones de los cables a los aisladores.

Lo que nos lleva a considerar que como mecánicamente tendríamos en el 1/0 un conductor más resistente que el #2, podríamos ir a vanos de línea más largos y, por tanto, abaratar la línea.

Tabla LIII. **Costos típicos para el análisis**

COSTOS TÍPICOS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN			
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	\$ COSTO
1	Construcción línea 13.8 kV	Km.	\$11,000.00
2	Construcción línea 7.6 kV	km	\$5,000.00
3	Remodelación red 13.8 kV	km	\$13,000.00
4	Cambio monofásico a trifásico 13.8 kV	km	\$8,500.00
5	Cambio de aislamiento de 2.4 a 13.8 kV	km	\$8,000.00
6	Cambios de postes	poste	\$270.00
7	Reconectador 13.8 kV	Un	\$9,454.00
8	Seccionalizador trifásico	Un	\$1,825.00
9	Cambio de aislamiento p/fase (13.8 kV)	Un	\$35.00
10	Reubicación corta circuito (7.6 kV)	Un	\$100.00
11	Cortacircuito Nuevo (7.6 kV)	Un	\$175.00

Tomando en cuenta los análisis anteriores; la empresa distribuidora DEORSA debe realizar planes de inversión, control, mantenimiento, etc., en la línea Jutiapa para modificar y/o adecuar su red de distribución con la finalidad de reducir al máximo cualquier tipo de parámetro que pudiera ocasionar que el nivel de calidad de la energía se reduzca, de manera tal que puedan mantenerse dentro de las tolerancias aceptadas por el ente regulador CNEE. Entre las modificaciones o reestructuraciones que deben hacerse se propone lo siguiente.

Pospuesta de cambios:

conversión de 6.5 km líneas monofásicas a trifásicas en uno de sus tramos que es el principal aportador de corriente de neutro, como se observa en la figura 35. Los sistemas trifásicos permiten una repartición adecuada de cargas, este tipo de inversión, ayuda a disminuir el desbalance de tensión y también mejora la regulación de la misma. Remodelación de la red urbana en cuanto a colocación de protecciones.

- cortacircuitos;
- reconectador;
- equipos de compensación.
 - ◆ regulador;
 - ◆ banco de capacitores;
 - ◆ introducción a un sistema telecontrolado, software principalmente;
 - ◆ aumentar la capacidad de los conductores en la mayoría de tramos;
 - ◆ redistribución de las cargas a los transformadores actuales en la red transformadores sobrecargados y transformadores subutilizados.

Con la finalidad de analizar resultados tanto en estado actual como en estado con mejoras de la red y realizar la comparación respectiva para verificar la eficiencia de la línea y a la vez iniciar un análisis económico de la inversión, análisis de ahorro en penalizaciones e indemnizaciones, análisis económico de inversión contra ahorro para encontrar la recuperación de capital, cronograma de inversiones y posible fuente de inversión, se verificará a través de una comparación de mejoras en “perdidas en dinero”, perdidas técnicas y no técnicas; que podrían utilizarse en inversión para mejorar los índices de confiabilidad en la red, ya que, como se dijo, anteriormente, son casi el 33.9% del total de energía perdida. Se obtienen los siguientes resultados.

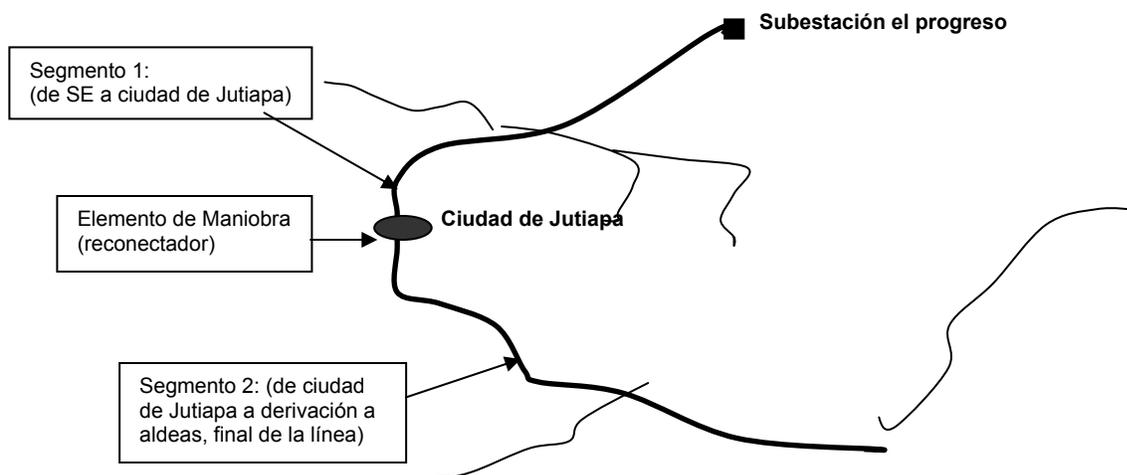
6.1.3.2. Comparación entre análisis actuales y las propuestas, análisis de ahorro en penalizaciones e indemnizaciones

Para poder mejorar la confiabilidad en la línea Jutiapa 13.8KV y por ende los índices de confiabilidad, es necesario hacer una conversión de 1-3 fases de 6.5 km aproximadamente, en la derivación monofásica, final de la línea alimentando aldeas.

Con la conversión a tres fases se logra obtener un balance adecuado, con esto se reducen las pérdidas de potencia en MT, disminuye la corriente de neutro y se mejora la regulación. El ramal se dividió en dos segmentos; los cuales fueron balanceados y separados por un elemento de maniobra llamado reconectador, quedando de la siguiente manera.

- segmento 1: 4752.5 KVA y una longitud de 21.578 km;
- segmento 2: 4955.0 KVA y una longitud de 78.52 km.

Figura 33. Diagrama orientativo



Beneficios con el Balance

- actual
 - Corriente de neutro de 68.69 A.
 - Perdidas de Potencia Activa de 615.12kW.
 - Regulación de 32%, en la parte de la monofásica.
 - Regulación de 22%, en la parte urbana.
- propuesto
 - Corriente de neutro de 0.4A.
 - Perdidas de Potencia Activa de 391.5kW
 - Regulación de 11%, en la parte de la monofásica.
 - Regulación de 2%, en la parte urbana.

Estos resultados fueron obtenidos con un flujo de carga utilizando un factor de utilización de 38%, hora no pico 10% y Hora pico de 38%, y un factor de Potencia de 0.85.

Figura 34. Diagrama actual

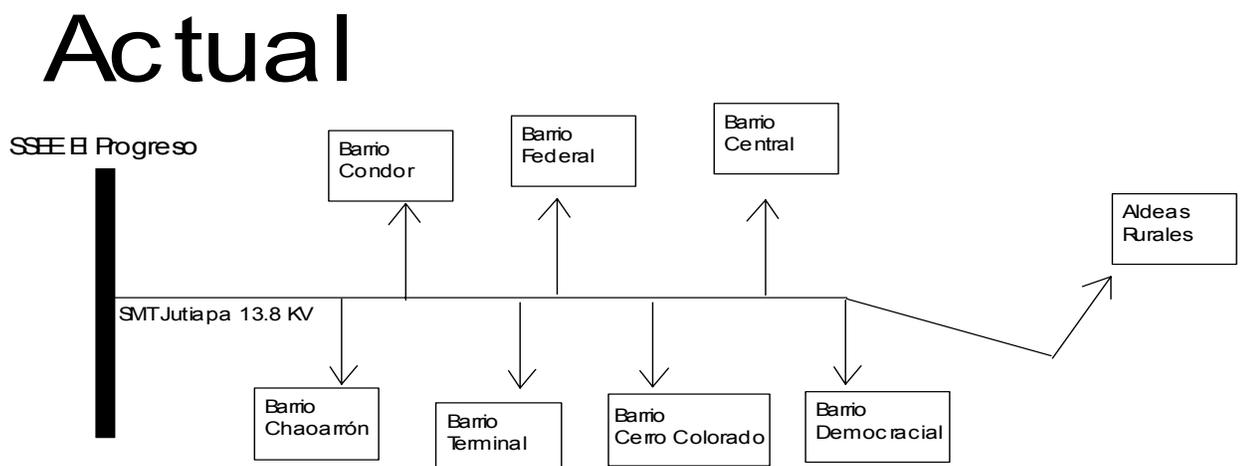
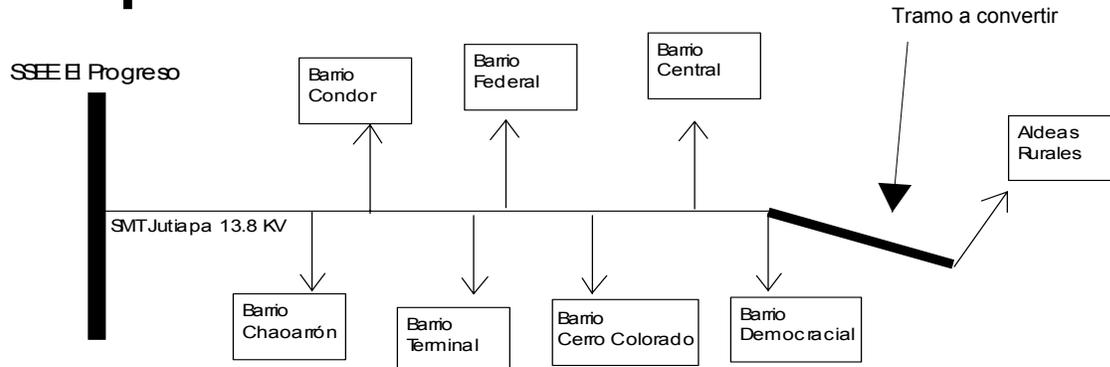


Figura 35. Diagrama propuesto

Propuesto



6.1.3.3. Análisis económico de inversión contra ahorro para encontrar la recuperación de capital

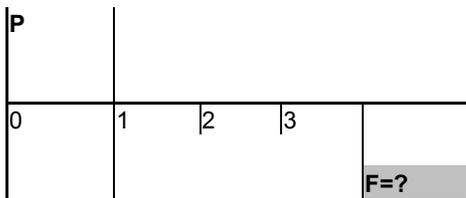
Para el siguiente análisis económico se propone:

- recuperar la inversión durante tres años;
- a un interés anual de 12%;
- y una inversión como se plantea en la tabla LIV, respectivamente.

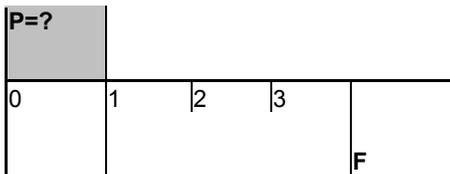
Con diferentes opciones de pago, que a continuación se definen: se ha tomado como base una capitalización anual durante 3 años, tiempo propuesto para recuperación del capital según el análisis de la tasa interna de retorno en función del tiempo TIR, una inversión de Q 3067,000.00 como se puede observar en la tabla de LV propuestas de inversión y un interés anual del 12%, con diferentes opciones de pago como se vera de la siguiente manera.

PROPUESTAS:

BUSCAR UN FUTURO A PARTIR DE UN PRESENTE

ANALISIS:	
CON ENGANCHE IGUAL A LA INVERSION TOTAL=Q 3,067,000.00	
CAPITALIZACION ANUAL DURANTE 3 AÑOS	
INTERES DEL 12 % ANUAL	
DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA	
	
DATOS A PROCESAR:	FORMULA A USAR:
P=Q 3,067,000.00	$F=P(1+i)^n$
n=3	
i=12	
F=?	
RESULTADOS: TOTAL A PAGAR	
F=Q 4,308,914.176	
DIFERENCIA:	
D=F-P=Q 1,241,914.176 (DE INTERES TOTAL)	

BUSCAR UN PRESENTE A PARTIR DE UN FUTURO

ANALISIS:	
CON ENGANCHE IGUAL A UNA CANTIDAD "P"	
CAPITALIZACION ANUAL DURANTE 3 AÑOS	
INTERES DEL 12 % ANUAL	
DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA	
	
DATOS A PROCESAR:	FORMULA A USAR:
P=?	$P=F(1 / (1+i)^n)$
n=3	
i=12	
F=Q 3,067,000.00	
RESULTADOS:	
P=Q 2,183,030.02	

DIFERENCIA:

D=F-P=Q 883,969.98 (DE INTERES TOTAL)

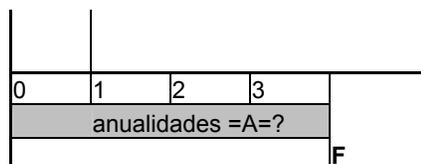
BUSCAR UNA ANUALIDAD A PARTIR DE UN FUTURO**ANALISIS:****CON ENGANCHE INICIAL "A" Y ANUALIDADES "A"**

CAPITALIZACION ANUAL DURANTE 3

AÑOS

INTERES DEL 12 % ANUAL

DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA

**DATOS A PROCESAR:**

A=?

n=3

i=12

F=Q 3,067,000.00

RESULTADOS:

A=Q 908,902.33

FORMULA A USAR:

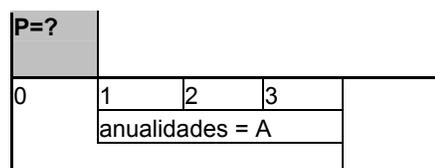
$$A = F / (i / ((1+i)^n - 1))$$

BUSCAR UN PRESENTE A PARTIR DE UNA ANUALIDAD**ANALISIS:****SIN ENGANCHE AL INICIO Y CON ANUALIDADES "A"**

CAPITALIZACION ANUAL DURANTE 3 AÑOS

INTERES DEL 12 % ANUAL

DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA

**DATOS A PROCESAR:**

P=?

n=3

i=12

A=Q 1,276,958.95

RESULTADOS:

P=Q 3,067,000.00

FORMULA A USAR:

$$P = A / (i * ((1+i)^n - 1) / (1+i)^n)$$

BUSCAR UNA ANUALIDAD A PARTIR DE UN PRESENTE

ANALISIS:	
CON ENGANCHE IGUAL UNA CANTIDAD "P" Y ANUALIDADES "A"	
CAPITALIZACION ANUAL DURANTE 3 AÑOS	
INTERES DEL 12 % ANUAL	
DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA	
DATOS A PROCESAR:	FORMULA A USAR:
P=Q 1,000,000.00	$A=P((i(1+i)^n) / (((1+i)^n)-1))$
n=3	
i=12	
A=?	
RESULTADOS: TOTAL A PAGAR	
A=Q 416,345.00	

Tabla LIV. **Comparación inversión contra perdidas en función de costos , perdidas actuales trasformadas en ganancias o utilidades**

De los resultados de la Tabla XLIX Balance de energía, para el análisis de costos se obtendrán los resultados finales de perdidas sin mejoras y con mejoras:

MES	ENERGIA COMPRADA A EGEE Kwh.	COSTO EN QUETZALES
TOTAL	13,269,196.87	Q 5,469,961.03

SIN MEJORAS: 33.90% de perdidas totales, suma de perdidas técnicas y no técnicas total anual, con una perdida anual equivalente en quetzales de: Q 1,482,016.50

MES	ENERGIA FACTURADA A LOS CLIENTES Kwh. ANUAL	COSTO EN QUETZALES ANUAL
TOTAL	8,770,939.131	Q 3,615,644.24

MES	ENERGIA PERDIDA, POR EFECTO JOULE, MALA ADMÓN. EN COBROS Y OTROS, ANUAL	COSTO EN QUETZALES EN PERDIDAS ANUAL
TOTAL	4,492,677.74	Q 1,852,016.50

	PERDIDA EN QUETZALES POR SEMESTRE
FIU TOTAL:	Q197,035.00
FMIK TOTAL:	Q34,495.037
TOTALES	Q231,530.03

CON MEJORAS: 9.26% de pérdidas totales, suma de pérdidas técnicas y no técnicas total anual, con una pérdida anual equivalente en quetzales de: Q 274,720.45

MES	ENERGIA FACTURADA A LOS CLIENTES Kwh. ANUAL	COSTO EN QUETZALES ANUAL
TOTAL	12,040,469.2398	Q 5,195,240.58

MES	ENERGIA PERDIDA, POR EFECTO JOULE, MALA ADMÓN. EN COBROS Y OTROS, ANUAL	COSTO EN QUETZALES EN PERDIDAS ANUAL
TOTAL	1,228,727.63	Q 274,720.45

6.1.3.4. Cronograma de inversiones e instalaciones

Tabla LV. Propuesta de inversiones

AÑO/INVERSION EN DOLARES AMERICANOS			
ACTIVIDAD	2003	2004	2005
Reconversión de líneas monofásicas a trifásicas en uno de sus tramos que es el principal aportador de corriente de neutro, como se observo en la figura 35, con un total de 6.5km.	\$ 75,000.00	\$ 32,500.00	\$ 20,000.00
Remodelación de la red urbana en cuanto a colocación de protecciones			
Cortacircuitos	\$ 2,500.00	\$ 2,500.00	
Reconectador		\$ 10,000.00	
Equipos de compensación:			
Regulador		\$ 5,000.00	
Banco de capacitor		\$ 4,000.00	
Introducción a un sistema telcontrolado, software principalmente.			\$ 150,000.00
TOTAL INVERSIÓN	\$ 77,500.00	\$ 54,000.00	\$ 170,000.00

6.1.4. Comparación de resultados de confiabilidad con mejoras y sin mejoras

Tabla LVI. Resultados con la propuesta

Flujo de carga en general:

FLUJO DE CARGA SIN MEJORAS Y CON MEJORAS		
DEMANDA MAXIMA		
PARAMETROS	SIN MEJORAS	CON MEJORAS
Demanda de potencia activa considerada	4405 KW	4405 KW
Demanda de potencia reactiva considerada	3115 KVAR	3115 KVAR
Factor de potencia considerado	0.85	0.85
Factor de utilización considerado	0.38	0.38
RESULTADOS	SIN MEJORAS	CON MEJORAS
perdida de potencia activa	615.2 KW	232 KW

pérdida de potencia reactiva	1015 KVAR	100KVAR
% perdida de potencia activa	10.08	5.27
% pérdida de potencia reactiva	32.58	16.95

FLUJO DE CARGA SIN MEJORAS Y CON MEJORAS		
DEMANDA MEDIA		
PARAMETROS	SIN MEJORAS	CON MEJORAS
Demanda de potencia activa considerada	2200 KW	2200 KW
Demanda de potencia reactiva considerada	1660 KVAR	1660 KVAR
Factor de potencia considerado	0.85	0.85
Factor de utilización considerado	0.24	0.24
RESULTADOS	SIN MEJORAS	CON MEJORAS
perdida de potencia activa	222 KW	122 KW
pérdida de potencia reactiva	197 KVAR	50 KVAR
% perdida de potencia activa	10.09	5.55
% pérdida de potencia reactiva	11.87	6.20

FLUJO DE CARGA SIN MEJORAS Y CON MEJORAS		
DEMANDA MINIMA		
PARAMETROS	SIN MEJORAS	CON MEJORAS
Demanda de potencia activa considerada	1355 KW	1355 KW
Demanda de potencia reactiva considerada	1024 KVAR	1024 KVAR
Factor de potencia considerado	0.85	0.85
Factor de utilización considerado	0.1	0.1
RESULTADOS	SIN MEJORAS	CON MEJORAS
perdida de potencia activa	108 KW	55 KW
pérdida de potencia reactiva	66 KVAR	25 KVAR
% perdida de potencia activa	7.97	4.06
% pérdida de potencia reactiva	6.45	3.22

Datos de Flujo de Carga específico			
Datos Actuales	TRAMO	Regulación	
		(%V)	Perdidas (KW)
HORA PICO	Barrio El Cóndor	3%	62.5
	Barrio Terminal	4%	55.3
	Barrio Federal	4%	50.3
	Barrio Cerro Colorado	4%	51.6
	Barrio Democracia	4%	65.3
	Barrio Chaparrón	4%	44.5

Barrio Central	4%	62.3
Aldeas Rurales	32%	223.4

Datos Propuestos
HORA PICO

TRAMO	Regulación (%V)	Perdidas (KW)
Barrio El Cóndor	0.20%	23.57
Barrio Terminal	0.20%	20.85
Barrio Federal	0.20%	18.97
Barrio Cerro Colorado	0.20%	19.46
Barrio Democracia	0.20%	24.63
Barrio Chaparrón	0.20%	16.78
Barrio Central	0.20%	23.49
Aldeas Rurales	11%	84.25

SITUACIÓN:		ACTUAL		PROPUESTO		COSTO DE INVERSION (DURANTE TRES AÑOS)	BENEFICIO OBTENIDO ANUAL	RELACION BENEFICIO COSTO (%)
TIPO DE PERDIDA	DESCRIPCION	%	Perdida económica anual	%	Perdida económica anual			
TECNICAS	Red primaria	10,1%	551780,73	3,67%	108796,06	1812000,00	147661,55	8,15
	Transformador de distribución	2,00%	109263,51	0,40%	11870,82	300000,00	32464,23	10,82
	Red secundaria y acometida	3,40%	185747,97	1,70%	50450,98	300000,00	45098,99	15,03
NO TECNICAS	Fraude	0,50%	27315,88	0,10%	2967,70	100000,00	8116,06	8,12
	Usuarios no suscriptores	0,20%	10926,35	0,05%	1483,85	50000,00	3147,50	6,29
	Error de medición en contadores	2,50%	136579,39	0,20%	5935,41	100000,00	43547,99	43,55
	Falta de contadores	3,50%	191211,14	0,50%	14838,52	130000,00	58790,87	45,22
	Error humano en las lecturas	3,20%	174821,62	0,60%	17806,23	150000,00	52338,46	34,89
	Falta de medición en el consumo propio	0,20%	10926,35	0,05%	1483,85	25000,00	3147,50	12,59
	Alumbrado publico registrado	2,90%	158432,09	0,73%	21515,86	25000,00	45638,74	182,55
	Alumbrado publico no registrado	1,10%	60094,93	0,37%	10861,80	25000,00	16411,04	65,64

	Error de facturación	1,60%	87410,81	0,40%	11870,82	25000,00	25180,00	100,72
	Error en el recaude de fondos	2,70%	147505,74	0,50%	14838,52	25000,00	44222,40	176,89
TOTALES		33,90%	1852016,50	9,26%	274720,45	3067000,00	525765,35	710,48

Nota: la relación de mejora de 10.1% a 2.3% se obtuvo de los resultados de mejoras en la simulación de la línea Jutiapa a través del programa NEPLAN. Por ejemplo: la corriente de neutro de 68.69 A bajo a 0.4 A con una relación de mejora equivalente al 99.41%, como se muestra en la siguiente tabla:

	CORRIENTE DE NEUTRO EN AMPERIOS	EQUIVALENTE EN %
SIN MEJORAS	68.69	100 %
CON MEJORAS	0.4	0.5823 %

	% DE PERDIDAS TECNICAS	EQUIVALENTE EN %
SIN MEJORAS	10.1 %	100 %
CON MEJORAS	0.5823 %	5.76 %

CONCLUSIONES

1. La utilización de información de indicadores de confiabilidad por parte de las empresas de distribución; pretende determinar el comportamiento que tendrá la red basándose en el desempeño pasado; ayudar a la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos, planificación y diseño de nuevas redes o sistemas.
2. Los cortes de suministro de energía eléctrica en redes radiales de distribución que afectan a todos los usuarios, se cuantifican midiendo su frecuencia de aparición y su duración.
3. El objetivo de la evaluación de confiabilidad de una red eléctrica de distribución radial, es determinar índices que reflejen la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor o usuario final.
4. Las industrias y los usuarios son, totalmente, favorecidos cuando las empresas distribuidoras cuentan con sistemas de automatización eficientes. Esto, debido que se reduce el tiempo de recuperación de la energía cuando ocurren fallos, ya que, se cuenta con telecontrol de elementos en subestaciones y se pueda ubicar rápidamente los elementos a maniobrar para reestablecer el servicio.
5. En Guatemala, se cuenta con un marco legal regulatorio que describe las responsabilidades, derechos y obligaciones de las empresas de distribución de energía eléctrica y usuarios, a efectos de no incurrir en faltas, que ocasionen el pago de multa e indemnizaciones.

6. El Análisis de Confiabilidad es Importante para:
 - optimizar la asignación de bienes y análisis costo-beneficio para la inversión en redes de distribución y transmisión;
 - diseño y evaluación de disposiciones novedosas de subestaciones;
 - analizar la existencia de puntos débiles en la red;
 - discusión objetiva y detallada de conceptos de conexión de redes para clientes con gran demanda y plantas de potencia;
 - mitigación del costo efectivo para solucionar problemas de calidad de energía;
 - complemento para el Mantenimiento de NEPLAN, una herramienta para aplicar RCM, Estrategias de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, lo cual conduce a una reducción substancial de costos.

7. Los equipos de seccionamiento permiten aislar la parte del alimentador con falla, y de esta forma, realimentar parte de las cargas. Esto reduce la duración de la interrupción para esas cargas, evitando tener que esperar a reparar el elemento averiado. Entre los equipos utilizados están: los seccionadores, interruptores, seccionalizadores y reconectores.

8. Alternativas para disminuir tiempos de paralización, continuidad de suministro: se ha mencionado que la variación en el nivel de disponibilidad de energía, en un punto cualquiera dentro de un sistema de distribución, se logra con cambios en las tasas de falla y disminuciones de tiempos empleados en la reparación de las diferentes perturbaciones que pueden presentarse en la red.

- tasas de fallas: respecto de las tasas de falla en los alimentadores, equipos de protección y control de las redes de distribución, estas pueden disminuir por acciones tales como: Cambio de elementos viejos por nuevos, Aumento de la capacidad de potencia, Reforzamiento de elementos, etc.
- tiempos de interrupción: en lo referente a tiempos de reparación, la situación es diferente en cuanto a la determinación de su impacto. Las formas mediante las que puede disminuir este tiempo incluye acciones tales como: mejores planes de atención de averías, mejores sistemas de detección de fallas, utilización informática en los centros de atención de clientes, automatización de la red, aumento en la cantidad de personas que atiende problemas de la red, etc.

RECOMENDACIONES

1. Los tiempos de reparación de fallas pueden disminuir de varias maneras: aumentando el personal de operación para atender averías, automatizar algunos elementos de maniobra, mejorando el sistema de información del estado de la red, o bien una combinación de todos estos elementos.
2. La automatización de sistemas de distribución se presenta como una opción para las empresas de distribución de energía eléctrica con la finalidad de disminuir al mínimo el tiempo total de corte del suministro a los usuarios, mejorando los índices de confiabilidad y así evitar multas de parte del ente regulador.

BIBLIOGRAFÍA

1. Álvarez, C., Roldan, C. **Eficiencia, seguridad y calidad en los sistemas de distribución Radial.** Introducción a la automatización en distribución. Pontificia Universidad Católica de Chile, escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, curso tutorial. Chile. Septiembre 1992.
2. Arraigada M. Aldo Garay. Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución. Tesis Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica. 1994.
3. Arraigada, A., Valdivia, F. **Predicción de índices de confiabilidad en sistemas Eléctricos de distribución.** VIII Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica, Concepción. Chile. Octubre 1989. pp. 219-224.
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas Técnicas de diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.** Guatemala. 1999.
5. Grupo de investigaciones eléctricas. **Universidad de Santander, Facultad de Ingeniería.** <<http://www.uis.edu.co/investigacion/paginas/grupos/gisel.htm>> enero 2002.

6. Montagnon Casanova, Francois Maurice. Planificación de la expansión de sistemas de distribución. Tesis Ing. Civil de Industrias con Mención en Electricidad Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, 1999. 98pp.
7. Pinto, P. R. **Planificación de sistemas eléctricos de distribución.** Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Curso Tutorial. Chile. Noviembre 1989.
8. R. N., Allan. **Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia.** Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, curso tutorial. Chile. septiembre 1992.
9. Revista eléctrica. **Universidad Industrial del Valle** Colombia facultad de ingeniería.http://www.univalle.edu.co/~enycompu/edicion17/revista_17_6a.htm> julio 2002.
10. Soto, M. Calculo de Índices Nodales y Funcionales de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia. Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica. 1997.
11. Unión Fenosa Guatemala, DEORSA. **Manual para el diseño de líneas y redes De distribución.** Guatemala. 1999.

Anexo

GUÍA PARA EL SOFTWARE NEPLAN

Los siguientes números indican las características principales de la Ventana de interfase con el usuario.

- | | |
|---|--------------------------------|
| 1. barra de Título; | 5. administrador de Variantes; |
| 2. barra de Opciones de Menú ; | 6. ventana de Símbolos; |
| 3. barra de Herramientas ; | 7. ventana de Mensajes; |
| 4. area de trabajo con diagramas y tablas de datos; | 8. barra de Estado. |

Figura 36. **Interfase con el usuario**

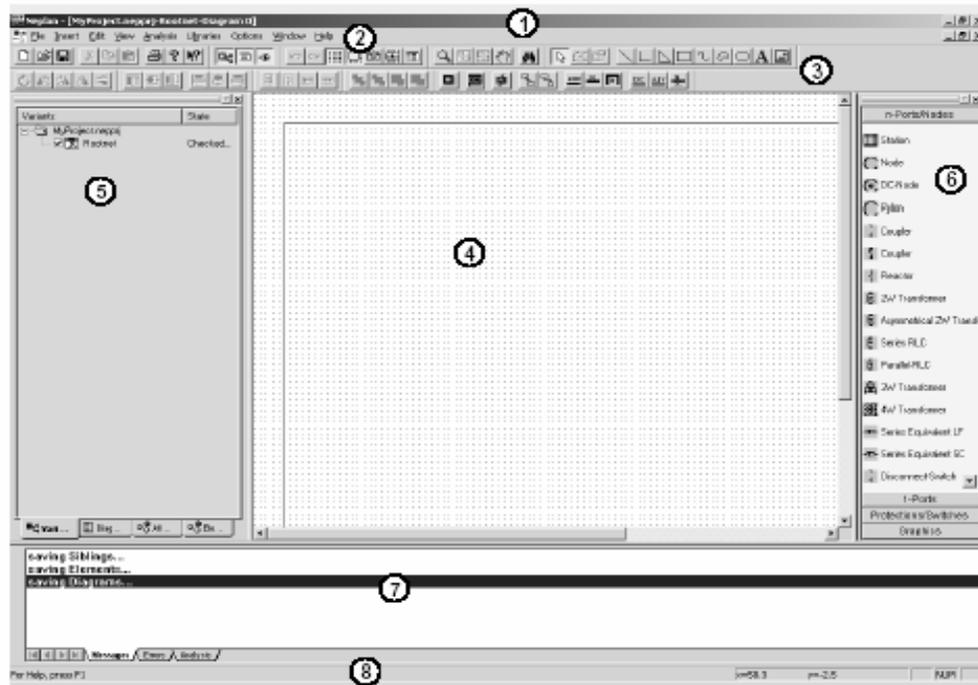
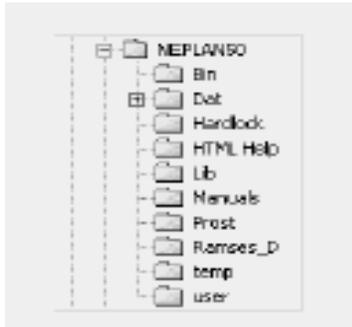


Figura 37. **Organización de datos**



La figura anterior muestra la organización de datos en NEPLAN. El directorio NEPLAN5 contiene las siguientes carpetas.

- Bin: Contiene archivos ejecutables y de control
- Dat: Contiene proyectos de NEPLAN
- Hardlock: Contiene el archivo ejecutable para el controlador de la Llave de Seguridad
- HTML Help: Contiene los archivos de ayuda HTML
- Lib: Contiene librerías de NEPLAN
- Manuals: Contiene los manuales en archivos *.pdf
- Ramses: Contiene archivos del módulo de Confiabilidad
- Temp.: Contiene archivos temporales
- user: Contiene archivos del usuario y los proyectos

Durante el proceso de instalación, NEPLAN creará una entrada en el registro del sistema operativo. Esta se trata de la información acerca de dónde el programa podrá encontrar las diferentes carpetas para guardar y leer información.

Figura 38. Proceso

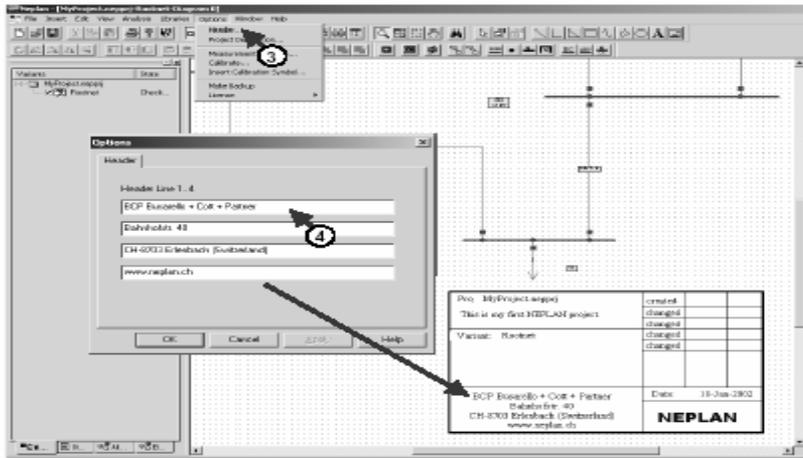


Figura 39. Maniobra para obtener los resultados

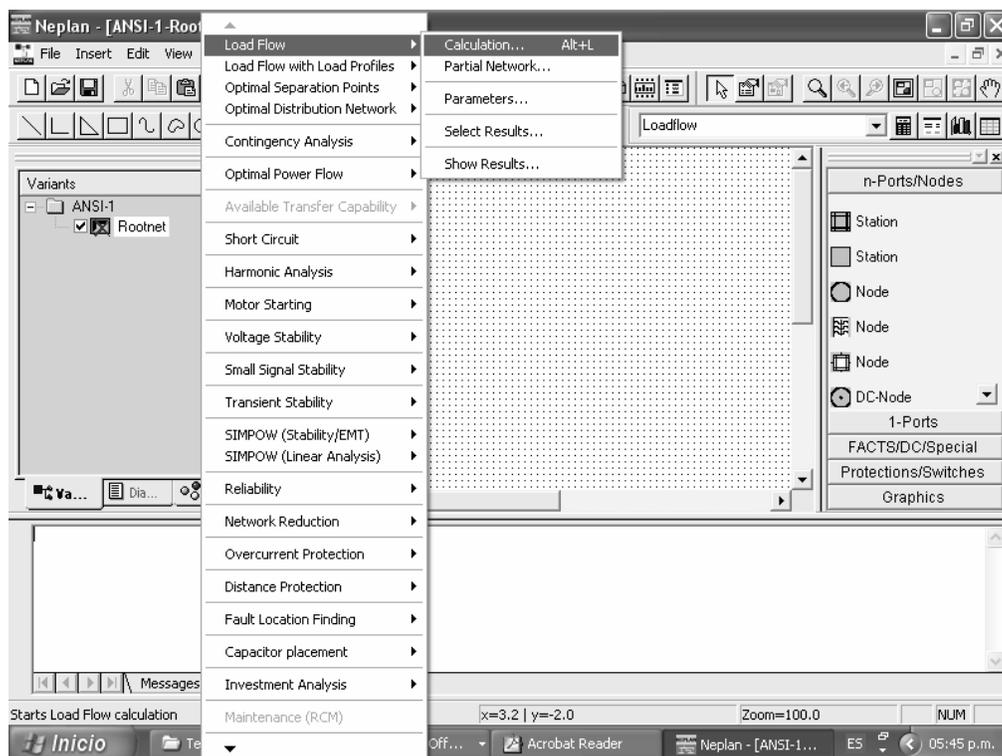


Figura 40. **Tabla de resultados**

Líneas:

Nombre	Tipo	Long. km	Num.	Unidad.	R(1) Ohm/...	X(1) Ohm/...	C(1) uF/...	G(1) uS/...	R(0)	X(0)	C(0)	Ir min A	Ir máx A	Fact. reduc.	Q mm2
N-L2	KS 3x150/150	0.03	1	Ohm/km	0.1240	0.072	0	0	0.508	0.115	0	0	360	1	150
N-L1	KS 3x240/240	0.02	1	Ohm/km	0.0754	0.072	0	0	0.308	0.119	0	0	470	1	240

Cargas:

Nombre	Desde nodo	Tipo FC	P	Q	Unidades Residenciales	Unidades
N-V3	N3	PQ	20	10	0	LV

Transformadores:

Nombre	Tipo	Desde Nodo	Hasta Nodo	Grupo Vectorial	Unid Transf.	Devanado Compens.	Sr MVA	Vr1 kV	Vr2 kV	Zcc(1) %	R(1) %	Zcc(0) %	R(0) %
TRAFO-NS	18/0.4 KV 630 KVA	TWELVE	NS_SS_N1	DY.07	0	0	0.63	18	0.4	5.24	1.12	5.24	1.12

Nombre	ID %	Pfe kW	V01(0) %	V02(0) %	Puesta Tierra Primario	RE1 Ohm	XE1 Ohm	ZE1 activo %	Puesta Tierra secundario	RE2 Ohm	XE2 Ohm	ZE1 activo %
TRAFO-NS	0	0	0	0	Directa	0	0	100	directa	0	0	100

Nombre	Cambiador taps Bajo carga	Lado regulado	Nodo Controlado	Tap act	Tap mín	Tap r	Tap máx	Delta V %	Beta V °	Vreg %	Preg %	Sr mín MVA	Sr máx MVA
TRAFO-NS	0	Primario	Secundario	0	0	0	0	0	0	0	0	0.63	0.63

Nodos:

Nombre	Tipo Nodo	Vn kV	Frecuen. Hz	Vmín %	Vmáx %	Ir A	Ipnáx KA
N3	Barraje aislado	0.4	50	0	0	0	0
N2	Barraje aislado	0.4	50	0	0	0	0
NS_SS_N1	Barraje	0.4	50	0	0	0	0

Barra de Herramientas: todos los botones de comando están equipados con ayudas textuales desplegadas, burbuja, las cuales aparecen cuando el cursor se sostiene inmóvil por un momento sobre el botón, sin presionar ninguna tecla. Muchos comandos que pueden ser ejecutados desde la barra de herramientas, también, se pueden encontrar en los menús respectivos. Otros, principalmente, los comandos gráficos, sólo pueden ser ejecutados desde la barra de herramientas.

Área de Trabajo: en el área de trabajo se pueden abrir diferentes diagramas. El mismo diagrama puede ser utilizado para crear la red, construir los sistemas de control o elaborar dibujos.

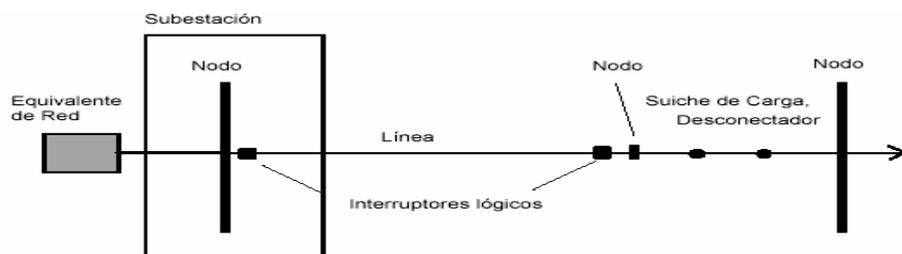
Administrador de Variantes: el administrador de variantes suministra una buena visión general de los proyectos y variantes abiertas. Se pueden manejar y administrar nuevos proyectos y variantes, lo cual significa que éstos pueden ser eliminados, adicionados, activados o desactivados. Desde el administrador de variantes, el usuario puede pasar hacia el Administrador de Diagramas, el cual administra los diagramas abiertos con sus capas gráficas.

Ventana de Símbolos: la ventana de símbolos contiene todos los símbolos de los elementos disponibles en el software. Aparte de los símbolos estándares, para algunos elementos existen otros símbolos con apariencia gráfica diferente, pero con exactamente las mismas características. Se pueden crear nuevos símbolos o modificar los existentes mediante la Librería de Símbolos.

Conceptos Básicos de NEPLAN

Para entender el ambiente de NEPLAN, es esencial describir algunos conceptos que se utilizan en el sistema:

Figura 41. **Diagrama Unifilar cualquiera con Componentes de Red**



Nodos: un nodo es el punto de conexión de dos elementos, o un “lugar” donde se produce o se consume la energía eléctrica, generador, carga. Un nodo se describe por medio de:

- nombre;
- voltaje nominal del sistema en kV;
- zona y área;
- tipo de nodo, barraje de distribución principal, barraje de distribución, barraje aislado, barraje especial;
- descripción.

El voltaje nominal del sistema, V_n , es el voltaje línea a línea para el cual el sistema de potencia está diseñado y respecto al cual se refieren varias características del sistema como tal. En NEPLAN, el voltaje nominal del sistema para los nodos se debe digitar durante la entrada de los datos de los mismos. Todo voltaje se debe dar como valor línea – línea, voltajes delta. No es necesario insertar un nodo entre todos los elementos. Estos, también, pueden conectarse directamente mediante una unión. En este caso, no se podrán conectar más de dos elementos en el mismo punto, y no se presentará ningún resultado de nodo al correr un módulo de cálculo.

Elementos: un elemento corresponde a un componente de red, por ejemplo una línea, un transformador. Existen elementos activos y elementos pasivos. Un elemento se describe topológicamente por medio de un nodo inicial y un nodo final. Para transformadores de tres devanados, es necesario indicar un tercer nodo. Los elementos se describen eléctricamente por medio de:

- la corriente, voltaje y potencia nominales;
- sus parámetros, tales como, pérdidas, reactancias, etc.

Estos parámetros se ingresan por medio de Cajas de Diálogo de Entrada de Datos. Entre los elementos **activos** se encuentran las Máquinas Sincrónicas, Equivalentes de Red, Máquinas Asíncronas y Unidades Generadoras. Un Equivalente de Red o Alimentador de Red representa una red frontera o red vecina, Distribuidora – Electrificadora. Entre los elementos **pasivos** se encuentran las Líneas, Acoples, Suiches, Reactores, Transformadores de Dos y Tres Devanados, Elementos Paralelos, Shunts y Cargas. Las cargas, también se pueden ingresar directamente a lo largo de las líneas, sin necesidad de entrar nodos, Cargas de Línea.

Dispositivos de Protección y Transformadores de Corriente y Voltaje: los equipos de protección, Relés de Sobrecorriente, Relés de Distancia, Interruptores y los transformadores de corriente y voltaje están asociados a un nodo y a un elemento de suicheo. Estos dispositivos no influyen en los cálculos de Flujo de Carga. Durante los cálculos sólo se chequean sus valores límite. Estos elementos se utilizan en los módulos de coordinación de relees.

Subestación: una subestación puede contener varios nodos, y no tiene efecto sobre los cálculos o en la coordinación de los equipos de protección. Sólo se utiliza con relación a la base de datos.

Símbolo: en la ventana de Símbolos existen diferentes símbolos para cada tipo de elemento. El usuario puede seleccionar el que desee para colocarlo en el diagrama. NEPLAN incluye una Librería de Símbolos, en la cual se pueden crear símbolos definidos por el usuario.

Suiches: en NEPLAN, los suiches se utilizan para cambiar la topología de la red, los suiches son elementos de tipo ON/OFF. Existen dos tipos diferentes de suiches:

- suiche físico y
- suiche lógico.

Los suiches físicos son los Acoples, Interruptores y Suiches de Desconexión, Seccionadores o de Carga. Los suiches lógicos son suiches ficticios, los cuales se asignan a todos los elementos del sistema. Una línea, por ejemplo, contiene dos suiches lógicos, uno ubicado en el nodo de inicio y el otro en el nodo de finalización. A un suiche físico no se le asocia un suiche lógico, debido a que de por sí ya es suicheable. Durante la entrada de la red se pueden omitir los suiches físicos, debido a que el suicheo se puede realizar con la ayuda de los suiches lógicos.

Redes Parciales: a diferencia de las zonas y áreas, una red parcial es una red independiente. Una red parcial no tiene conexiones con otras redes. Se pueden crear redes parciales abriendo los suiches lógicos o los físicos.

Figura 42. **Redes parciales**

