



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

**METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN Y EXPANSIÓN PARA EL DISEÑO DE
REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIALES-URBANAS.**

Alex Vicente Girón Castillo

Asesorado por el Ing. Juan Fernando Castro Martínez

Guatemala, mayo de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN Y EXPANSIÓN PARA EL DISEÑO DE
REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIALES-URBANAS.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ALEX VICENTE GIRON CASTILLO

ASESORADO POR EL ING. JUAN FERNANDO CASTRO MARTÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2006

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. Ing. Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
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 su consideración mi trabajo de graduación titulado:

METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN Y EXPANSIÓN PARA EL DISEÑO DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIALES-URBANAS,

tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 7 de abril de 2005. Ref. EIME 76. 2005.

Alex Vicente Girón Castillo

DEDICATORIA A

Dios	“Porque mejor es la sabiduría que las piedras preciosas y todo cuanto se puede desear, no es de compararse con ella”. Prov. 8:11.
Mis padres	Cristóbal Alfredo Girón, Dina Ester de Girón, a mi padrino Miguel Ángel Azaba Trabanino (Q.E.P.D.) que me han apoyado esforzándose siempre por darnos un futuro mejor a mí y a mi hermano. Siendo el instrumento que Dios ha usado para bendecirnos.
Mi hermano	Cristian Eduardo Girón Castillo.
Mi Abuelos	Vicente Girón, Secundina López, Imelda y Leopoldo(Q.E.P.D.)
Mi Esposa	Elda Alcira de Girón, por su apoyo y amor
Mi Hijo	Alessandro Alfredo Girón Navas, por ser mi inspiración
Mi Amigo	Luis F. Mazariegos, por ser el impulsador de este sueño.
Mis compañeros de estudio	Giovanni de León, Eddy Flores, Rodolfo Agustín, Carlos Fuentes, Edgar Manso,
Mis compañeros de trabajo	Omar, Milgen, Patricia, nuestro jefe Fernando Castro
Mi Primo	Marvín Monzón, por considerarlo como un hermano.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de San Carlos de Guatemala, por ser el medio que hizo posible mi visión.

Al claustro de catedráticos de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por su dedicación en la enseñanza y apoyo hacia mi persona y formación profesional.

Al asesor de este trabajo de graduación, por su ayuda para la realización del trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. CONCEPTOS INTRODUCTORIOS.....	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Sistemas de distribución.....	2
1.2.1 Componentes de los sistemas de distribución.....	4
1.3 Topologías de las redes de distribución en media tensión.	4
1.3.1 Sistemas radiales	5
1.3.2 Sistemas en anillo.....	5
1.3.3 Sistemas mallados.....	6
1.4 Densidad del servicio eléctrico	7
1.5 Consideraciones para el diseño de líneas de distribución.....	8

1.5.1 Líneas eléctricas de distribución.....	9
1.5.1.1 Conductores	9
1.5.1.1.1 Propiedades de los conductores.....	9
1.5.1.1.2 Limite térmico de los conductores ACSR.....	10
1.5.1.1.3 Selección de calibre de los conductores.....	11
1.6 Flujo de Carga en sistemas de distribución	12
1.7 Calidad del servicio suministrado	14

2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN Y EXPANSIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN URBANAS-RADIALES 15

2.1 Introducción	15
2.2 Metodología de planificación de sistemas de distribución radiales radiales-urbanas	16
2.2.1 Reglas de la Metodología	16
2.2.1.1 Línea principal	17
2.2.1.2 Líneas derivadas	17
2.2.1.3 Líneas subderivadas.....	18
2.2.1.4 Tipos de redes de distribución	20
2.2.1.4.1 Zonas urbanas:.....	20
2.2.1.5 Subestaciones	21
2.2.1.6 Elementos de maniobra	22
2.2.1.6.1 Seccionador monopolar:	22

2.2.1.7 Elementos de Compensación	23
2.2.1.7.1 Capacitares en MT:.....	23
2.2.1.7.2 Regulador de tensión en MT:.....	23
2.2.1.8 Elementos de señalización	25
2.2.1.8.1 Detector de paso de falta	25
2.2.1.9 Elementos de protección	26
2.2.1.9.1 Reconectador (recloser)	26
2.2.1.9.2 Cortacircuitos fusibles de expulsión.....	28
2.2.1.10 Consideraciones económicas	32
2.3. Metodología de Expansión de sistemas de distribución urbanos	
radiales	34
2.3.1 Horizonte del tiempo de planificación	34
2.3.2 Características de la demanda	35
2.3.2.1 Factor de carga.....	36
2.3.2.2 Factor de utilización.....	36
3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN Y	
EXPANSIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA LA	
PROBLACIÓN URBANA DE ESQUIPULAS	37
3.1 Sistema de distribución actual de la población de Esquipulas.....	37
3.1.1 Clasificación y cuantificación de clientes en la red urbana de	
Esquipulas.	38

3.1.2	Demanda del circuito de Esquipulas 13.8 KV	38
3.1.3	Diagnostico de la red de media tensión de Esquipulas 13.8 kV	40
3.1.4	Comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas	49
3.1.5	Cálculo y análisis de resultados de índices de confiabilidad	53
3.1.5.1	Índices de calidad de servicio (interrupciones)	53
3.1.5.2	Índices de calidad del producto	54
3.2	Aplicación de la Metodología de Planificación y Expansión para la red urbana de Esquipulas	54
3.2.1	Sistema de distribución propuesto	54
3.2.2	Remodelación de red de distribución de Esquipulas	56
3.2.3	Cálculo y análisis de flujo de carga de la red Esquipulas 13.8 kV propuesto.....	61
3.2.3.1	Comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas	72
3.2.4	Agrupación de derivadas y suberivadas con su respectiva protección	73
4.	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO	81
4.1	Inversión en la Aplicación de la metodología de planificación y expansión de redes	81
4.1.1	Inversión en remodelación de líneas de distribución	81
4.1.2	Inversión en instalación de equipos de maniobras y protección ..	82
4.2	Ahorros en la aplicación de la metodología de planificación y expansión de redes	83

4.2.1 Cálculo del ahorro de pérdidas de potencia activa	83
4.2.2 Cálculos en ahorros de perdidas por corriente de neutro	84
4.3 Análisis y cálculos de penalizaciones por mala regulación e interrupciones	86
4.3.1 Penalizaciones por TTIK y FMIK	86
4.3.2 Penalizaciones por mala regulación	87
4.4 Evaluación económica.....	88
4.5 Tiempo de recuperación de Capital.....	90
CONCLUSIONES	91
RECOMENDACIONES	93
BIBLIOGRAFÍA.....	95
ANEXO.....	97

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Sistema eléctrico en Guatemala	1
2	Red de distribución típica	3
3	Red de distribución típica radial	5
4	Red de distribución típica en anillo	6
5	Red de distribución típica en mallada	7
6	Red de distribución	19
7	Cuchillas	22
8	Porta fusible por una barra de cobre (SXS)	23
9	Diagrama del regulador de tensión	24
10	Regulador de tensión	25
11	Detector de paso de falla	26
12	Reconectador	28
13	Cortacircuitos fusibles de expulsión	29
14	Coordinación de protecciones	30
15	Curva de duración de carga horaria	35
16	Diagrama unifilar del sistema actual	37
17	Demanda horaria Esquipulas	39
18	Diagrama unifilar Esquipulas (demanda máxima)	47
19	Diagrama unifilar Esquipulas (demanda media)	48
20	Diagrama unifilar Esquipulas (demanda minima)	49
21	Gráfica del comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas	50 50
22	Diagrama topológico de la línea de Esquipulas 13.8 kV	51
23	Diagrama unifilar del sistema propuesto	55
24	Diagrama topológico propuesto	59

25	Diagrama unifilar Esquipulas (demanda máxima)	70
26	Diagrama unifilar Esquipulas (demanda media)	71
27	Diagrama unifilar Esquipulas (demanda baja)	71
28	Gráfica del comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas	73 73
29	Grafica de coordinación de protecciones	74
30	Diagrama topológico de agrupación y protección	79
31	Flujo económico del proyecto	88

TABLAS

I	Los conductores y sus característica	12
II	Parámetros de líneas	19
III	Criterio de salidas de subestaciones de distribución	21
IV	Total de usuarios registrados por sector de consumo en Esquipulas	38
V	Demanda horaria Esquipulas 13.8 kV	39
VI	Flujo de carga actual (demanda Máxima)	41
VII	Flujo de carga actual (demanda máxima)	47
VII	Flujo de carga actual (demanda media)	48
VIII	Flujo de carga actual (demanda minima)	48
IX	Comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas	49
X	Tramos a reconductorado	56
XI	Tramos a convertir de monofásica a trifásica	57
XII	Tramos a nuevos y línea nueva	57
XIII	Flujo de carga propuesto (demanda máxima)	61
XIV	Flujo de carga propuesto (demanda máxima).	70
XV	Resultado de flujo de carga propuesto (demanda media)	70
XVI	Resultado de flujo de carga propuesto (demanda baja).	71
XVI	Comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas	72
XVII	Agrupación y protección Esquipulas 1 Segmento 1	75
XVIII	Agrupación y protección Esquipulas 1 Segmento 2	76
XIX	Agrupación y protección Esquipulas 2 Segmento 1	77
XIX	Agrupación y protección Esquipulas 2 Segmento 2	78
XX	Cuantificación de la inversión en la remodelación	82

XXI	Cuantificación de la inversión de equipos de maniobras y protección	82
XXII	Registros penalizados por mala regulación	87
XXIII	Índices de calidad de servicio suministrado exigidos	98
XXIV	Tolerancias de los índices de regulación de tensión	98
XXV	Valorización de la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas	99

LISTA DE SÍMBOLOS

CEMS	Costo de energía
ENS	Costo de la energía no suministrada
CP	Costo de pérdidas
F_s	Factor de simultaneidad
T.T.	Transformador de tensión 20.000-15.000/220 V
n	Tiempo de recuperación de capital
TTIK	Tiempo medio de interrupción por KVA
CT	Centro de transformación de MT a BT
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
KV	Kilovoltio
Km	Kilómetro
KVA	Kilo voltios amperios
kWh	Kilovatios hora
SE	Subestación
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
FU	Factor de utilización
Q	Quetzal, moneda de la República de Guatemala
VPN	Valor presente neto
VP	Valor presente
%	Porcentaje
f.p.	Factor de potencia
US\$	Dólar de los Estados Unidos de América
Urb	Urbano
Rur	Rural
Q	Quetzal, moneda de la República de Guatemala

P/A	Valor presente a partir de un valor futuro
I	Interés mensual a plazo fijo
NC	Elemento de corte o seccionamiento normalmente cerrado
NA	Elemento de corte o seccionamiento normalmente abierto
kV	Kilovoltio
SSEE	Subestación Eléctrica
SMT	Salida de media tensión
INIG	Indemnización para ser distribuida globalmente entre los usuarios
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
FC	Flujo de carga

GLOSARIO

Alta tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil voltios (60,000 V).
Baja tensión	Nivel de tensión menor o igual a mil voltios (1,000 V).
Beneficio	Cambio a favor en el estado de las condiciones económicas de una distribuidora.
Cliente-Usuario	Persona individual o jurídica que recibe el servicio de energía eléctrica del distribuidor, en media o baja tensión.
Distribuidora	Ente privado o estatal que se dedica a la distribución de la energía eléctrica.
Incidencia	Interrupción del suministro de energía eléctrica.

Indicador de calidad	Índices normados por la CNEE para determinar la calidad del servicio técnico de una distribuidora.
Factor de potencia	Es el coseno del ángulo que existe entre la potencia activa y la potencia aparente.
Media tensión	Nivel de tensión superior a mil voltios (1,000 V) y menor o igual a sesenta mil voltios (60,000 V).
Penalización	Sanción que se aplica al distribuidor por haber sobrepasado los límites de los indicadores de calidad.
Índices	Son valores normados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para medir la calidad del servicio de una empresa.
Empresa distribuidora	Empresa que se dedica a suministrar la energía eléctrica al usuario final.
Potencia	Es el trabajo o transferencia de energía por unidad de tiempo.

Factor de potencia

Es el coseno del ángulo que existe entre la potencia activa y la potencia aparente.

Trifásico

Sistema compuesto por tres fases de voltaje y corriente alterna.

Monofásico

Sistema compuesto por una fase de voltaje y corriente alterna.

Transformador de distribución

Componente de las instalaciones eléctricas de una empresa distribuidora cuya función es la de convertir el voltaje a niveles comerciales de consumo.

Transformador de distribución

Componente de las instalaciones eléctricas de una empresa distribuidora cuya función es la de convertir el voltaje a niveles comerciales de consumo.

RESUMEN

La realización de este trabajo de graduación esta influenciado por la carencia de información acerca de este tema en nuestro medio. Esto podría ayudar a mejorar los conceptos acerca del control del nivel de voltaje, fiabilidad, energía sin suministrar, elementos de protección y la rentabilidad de los mismos.

Los mayores beneficiarios de un trabajo como éste serian todos los usuarios de electricidad, puesto que al poner en práctica los conceptos se podrá mejorar la calidad de voltaje en toda la línea, así como, todas sus cargas.

El primer capítulo se enfoca en la descripción de los conceptos generales tales como: Sistemas de Distribución, sus configuraciones, las topologías existentes, flujo de carga y al final los índices de calidad de servicio .

El segundo capítulo describe la metodología de planificación y expansión de sistemas de distribución, sus reglas, los elementos de maniobra y protección, así como también el calculo y localización adecuada de los mismos en función de la demanda de cada lugar.

El tercer capítulo es la aplicación de la metrología el cual se escogió la red urbana de la población de Esquipulas, como primer paso se simuló la red existente por medio de un flujo de carga donde se encontraron los parámetros de pérdidas de potencia, corriente de neutro y el porcentaje de caída de tensión, el siguiente paso fue la aplicación de la metrología, donde se propone una nueva configuración de la red, y para finalizar se simula nuevamente para encontrar los parámetros anteriores, también se calculan los índices de calidad (con y sin la metodología), para luego compararlos y encontrar los ahorros con esto la rentabilidad.

El cuarto capítulo se analiza la rentabilidad de la nueva configuración de la red, se cuantifica la inversión, se comparan los parámetros del flujo de carga actual y propuesto para encontrar los ahorros que se trasladarán a dinero, con los datos de inversión y beneficios se trasladan a valores presentes para encontrar el tiempo de recuperación de la inversión.

OBJETIVOS

General

Resolver el problema de planificación y expansión de sistemas de distribución eléctricos minimizando el costo de inversión y operando del mismo sistema con una configuración que mejore la calidad del producto y del servicio de acuerdo con los requerimientos de demanda de energía

Específicos

1. Definir la configuración en función de la carga.
2. Mejorar y ubicar los elementos de protección para liberar las fallas.
3. Evaluar económicamente las remodelaciones para encontrar la rentabilidad de las mismas.
4. Implementar la metodología de solución en un modelo de planificación.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución de energía tienen gran importancia en todos los países del mundo, ya que son los encargados de llevar hasta el usuario la energía eléctrica. La energía es un índice infalible del desarrollo económico y del bienestar social, ya que sin esta no se pueden realizar las actividades productivas y de servicios de la vida moderna. Cuanta más energía consume un país, más alto es su nivel socioeconómico.

El crecimiento de una red de distribución sin ningún tipo de criterio, representa un desarrollo no uniforme de la misma a lo largo del tiempo. Este desarrollo se ha debido principalmente a la necesidad de satisfacer puntualmente los nuevos suministros y de garantizar el servicio frente al progresivo aumento de la demanda, lo que ha dado lugar a un crecimiento desordenado de la misma.

Esta situación da lugar a problemas de todo tipo como: como desbalances (debido a la existencia de derivaciones bifásicas y monofásicas grandes), alimentación de zonas urbanas y rurales a través de una misma salida de media tensión, la protección no responde porque no existe un criterio de coordinación.

Se presenta en este trabajo de graduación una metodología de planificación y expansión de redes eléctricas de distribución radiales-urbanas, con el fin establecer las reglas para el análisis y ordenamiento de la explotación de la red de distribución actual y de las redes que se planifiquen en el futuro.

1. CONCEPTOS INTRODUCTORIOS

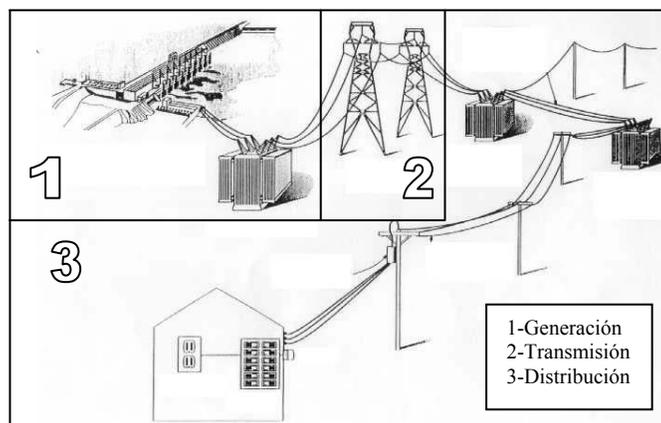
1.1 Generalidades

El abastecimiento eléctrico se provee a través de tres etapas, generación, transmisión y distribución, siendo esta última la encargada de llevar la energía eléctrica a los consumidores finales en forma eficiente y bajo estándares de calidad de servicio. Este proceso, realizado vía redes de alimentación y subestaciones.

En general, “**distribución**” incluye todas las partes de un sistema público de energía eléctrica, entre las voluminosas fuentes de la energía y los equipos de la entrada de servicio de los consumidores

En la siguiente figura se muestra el abastecimiento de la energía eléctrica en Guatemala.

Figura 1. Sistema eléctrico en Guatemala



El problema de planificación de la red nace de la necesidad de satisfacer la creciente demanda de energía por medio de la ampliación de la capacidad de las redes, las subestaciones, transferencia de carga a otras subestaciones con capacidad, o bien constituyendo nuevas instalaciones. Sumando a ello se tiene los futuros centros de carga, que involucran un aserie de factores que dificultan las decisiones a seguir para realizar una expansión optima.

La Planificación tanto de la operación y desarrollo de los sistemas de distribución eléctricos, es una tarea altamente completa, que involucra altos costo de inversión y una diversidad de alternativas posibles.

La construcción de una metodología se muestra en un sistema eléctrico existente donde se han definido las cargas, con demandas futuras conocidas, considerando factores de carga y demás teniendo en cuenta las consideraciones técnicas y económicas. De esta forma, la expansión que se busca obtener debe abastecer las demandas al mínimo costo posible, es decir, el problema tiene un enfoque económico, considerando costos de inversión, operación, de calidad de servicio, seguridad y confiabilidad.

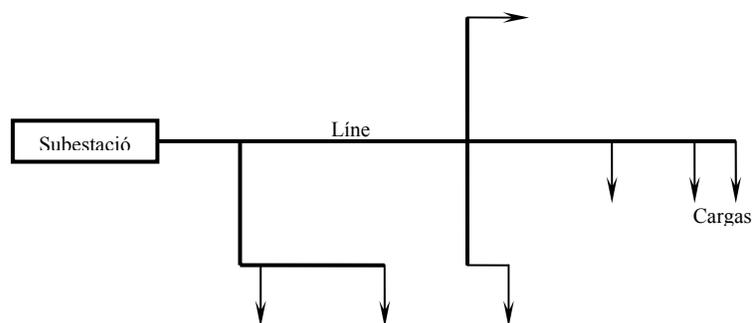
1.2 Sistemas de distribución

Los sistemas de distribución presentan características muy particulares que los diferencian de los sistemas de transmisión, entre los cuales se puede mencionar:

- Topologías radiales
- Topologías en Anillo
- Topologías Anillo-Radiales
- Múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas y trifásicas)
- Cargas de distinta naturaleza (comerciales, industriales, residenciales o mixtas).

El que típicamente sean radiales, significa que el flujo de potencia nace en un solo nodo. Este nodo corresponde a la subestación que alimenta al resto de la red o salida de media tensión, en la siguiente figura se muestra un diagrama típico de una salida de media tensión y su carga distribuida a lo largo de ella, sin importar su nivel de tensión.

Figura 2. Red de distribución típica



La distribución se efectúa en niveles de media tensión para la conducción primaria y en baja tensión la conducción secundaria, siendo los valores típicos en Guatemala los siguientes:

- Media tensión: 13.8 kV, 34.5 kV (Conducción primaria)
- Baja tensión: 120 V, 240 V, 208 V. (Conducción Secundaria)

Los clientes residenciales y comerciales se alimentan en baja tensión, los clientes industriales se alimentan en media tensión o baja tensión, según los requerimientos particulares de cada uno de ellos.

1.2.1 Componentes de los sistemas de distribución

En todo sistema de distribución suele encontrarse los siguientes elementos: subestaciones, red primaria, transformadores, red secundaria, equipos de compensación, equipos de protección, acometidas y equipos de medida.

Partiendo de la fuente de generación, esta se lleva a través de líneas de transmisión, hasta la subestación, donde la tensión disminuye para la distribución en una determinada área.

1.3 Topologías de las redes de distribución en media tensión

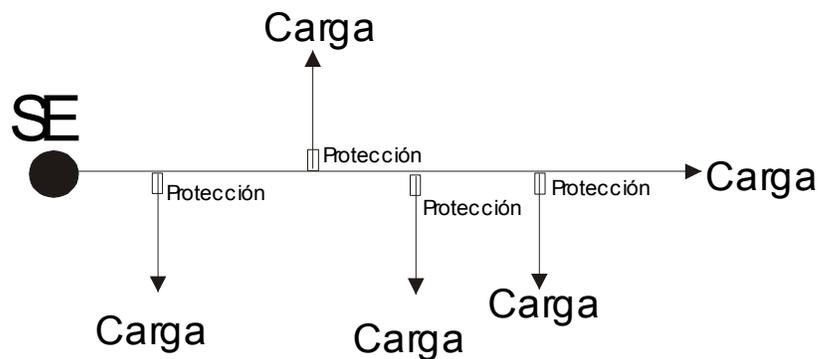
Uno de los objetivos claves de un servicio de distribución es diseñar una red que permita minimizar los cortes de energía a los usuarios. Para ello, existen distintas topologías de redes que condicionan la forma normal de explotar los sistemas eléctricos y las posibilidades de salvar el servicio en caso de falla o perturbaciones.

Básicamente se pueden encontrar tres tipos de topologías: los sistemas radiales, sistemas de anillo y sistemas mallados.

1.3.1 Sistemas radiales

Los sistemas radiales son aquellos en que desde una subestación salen uno o mas alimentadores. Cada uno de ellos puede o no ramificarse, pero jamás vuelven a encontrarse en un punto común. Estos sistemas, son sencillos y fáciles de controlar y proteger, a continuación se muestra un diagrama donde describe lo mencionado.

Figura 3. Red de distribución típica radial

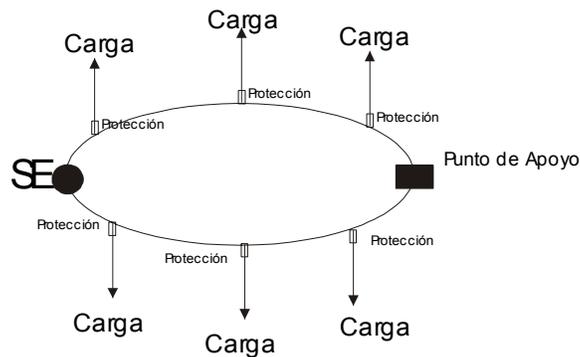


1.3.2 Sistemas en anillo

Los sistemas en anillo permiten mejorar la confiabilidad al ser alimentados en paralelo desde dos fuentes a la vez, mediante líneas continuas, sin interrupciones. El numero de anillos así formados es siempre reducido y cada uno puede contener derivaciones más o menos importantes y ramificaciones. Ahora bien, en caso de problemas con una fuente(subestación), es posible mantener la alimentación de los consumidores desde las fuentes restantes.

Si falla uno de los anillos, puede aislarse el segmento fallado y alimentar desde lados en forma radial. Mientras mayor sea el numero de trozos en que pueda dividirse el anillo, mayor será la seguridad, pero también el costo. A continuación se muestra un diagrama donde se ilustra lo antes mencionado

Figura 4. Red de distribución típica en anillo

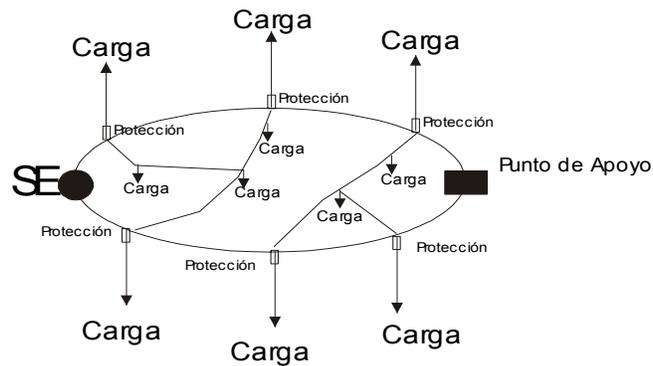


1.3.3 Sistemas mallados

Finalmente, los sistemas mallados son aquellos en que todas las líneas forman anillos, obteniendo una estructura similar a un malla. Esa disposición exige que todos los tramos de línea de soporte sobrecargas permanentes, y que estén unidos a equipos de desconexión en ambos extremos. Se obtiene así la máxima seguridad, aunque también el mayor costo.

A continuación se muestra un diagrama donde se ilustra lo antes mencionado

Figura 5. Red de distribución típica en mallada



1.4 Densidad del servicio eléctrico

Las compañías distribuidoras DEORSA y DEOCSA miden el alcance de su servicio a través de ciertos cocientes llamados parámetros de densidad. Estos parámetros indican qué tipo de áreas son abastecidas. Por ejemplo, en zonas rurales, las redes son más extensas y sirven menos clientes por kilómetro que en zonas urbanas.

Los parámetros de densidad mas comunes son: el cociente de la demanda máxima del sistema y los kilómetros de red de propiedad de la distribuidora así como también, el cociente entre el número de clientes asociados a la red y los kilómetros de red de propiedad de la compañía.

Ejemplos:

La línea de Media tensión de Cabrican 13.8 kV

- $13,275.5 \text{ kVA} / 376.80 \text{ km} = 35 \text{ kVA/km}$.
- $18,973 \text{ Clientes} / 376.80 \text{ km} = 50 \text{ Clientes/ km}$

La línea de Media tensión de Concepción Las Minas 13.8 KV

- $4077.5 \text{ kVA}/148.84 \text{ km} = 27.4 \text{ kVA/km}$
- $4378 \text{ kVA}/148.84 \text{ km} = 29.4 \text{ Clientes /km}$

Otro Cociente es el numero de clientes urbanos con relación a la superficie total servida por una distribuidora expresado en clientes urbanas por kilómetro cuadrado, y la relación entre la energía vendida a clientes regulados y el número de habitantes totales en el área de concesión, expresada en kWh por habitante.

Ejemplos:

La red urbana de Chiquimula 34.5 KV

- $10190 \text{ Clientes}/372 \text{ km}^2 = 27.3 \text{ Clientes/ km}^2$
- $4863.67 \text{ kW}/62894 \text{ habitantes} = 0.07 \text{ kW/habitantes}$

La red urbana de Esquipulas 13.8 KV

- $5889 \text{ Clientes}/188 \text{ km}^2 = 31.32 \text{ Clientes/ km}^2$
- $3492 \text{ Clientes}/18368 \text{ km}^2 = 0.190 \text{ Clientes/ km}^2$

1.5 Consideraciones para el diseño de líneas de distribución

Es importante aclarar que para realizar un estudio eléctrico para la construcción de líneas de distribución, como primer paso se debe planificar (objetivo de esta tesis) y luego entra en la etapa de diseño (que no entraremos en detalles), pero en estos dos pasos tiene un factor común el cual es el conductor, que es importante analizar en la etapa de planificación.

A continuación se analizarán todos los parámetros de los conductores.

1.5.1 Líneas eléctricas de distribución

La Red de distribución de la república de Guatemala opera con dos tipos de niveles de tensión las cuales son 13.8 KV y 34.5 KV, estos se transportan generalmente en líneas aéreas, muy escasamente con líneas subterráneas.

1.5.1.1 Conductores

Los conductores a emplear serán desnudos, de aluminio, con alma de acero ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) que oscilan de No. 2 ACSR hasta el 477 MCM.

1.5.1.1.1 Propiedades de los conductores

Para evaluar un conductor, debe considerarse las propiedades térmicas del material y las cualidades ambientales. Entre las propiedades térmicas se pueden mencionar:

- La Absorción solar y la emisividad de la superficie de los conductores
- La Resistencia del conductor con la temperatura,
- La variación longitudinal del conductor
- La Velocidad del viento (cualidad ambiental)
- La presión atmosférica (cualidad ambiental)

Otro aspecto que debe evaluarse , pero que en este caso no es tema de estudio es el efecto de las fuerzas mecánicas causadas por la circulación de la corriente en el conductor.

El deterioro causado a un conductor como consecuencia de ser sometido a calentamiento indebido es muchas veces irreversible, pudiendo reducirse la vida útil de un conductor en forma considerable e incluso puede presentarse daño total, un ejemplo de esto es el llamado CREEP que es el alargamiento no elástico de los cables con el tiempo.

El CREEP es el resultado de:

- Un alargamiento inicial no elástico debido a la estabilización de los haces de alambres, este es un proceso corto que dura unos pocas ciertas horas.
- Distorsión en el punto de contacto de las diferentes capas.
- Un deslizamiento puramente metalúrgico causado por la tensión mecánica.

Evidentemente el CREEP se manifiesta como un aumento de la longitud del conductor y el consiguiente aumento de la flecha. Si se deben mantener alturas libres dictadas por normas nacionales o municipales, es de gran importancia conocer el comportamiento del cable a largo plazo. El CREEP afecta al conductor a lo largo de toda su vida, es obvio que la adquisición de la información es también un trabajo de largo plazo.

1.5.1.1.2 Limite térmico de los conductores ACSR

La capacidad de transporte de una línea de distribución se refiere a la potencia máxima que puede fluir en un conductor sin producir daño a la estructura molecular del mismo y está condicionada a los siguientes factores:

- Tipo de conductor
- voltaje de operación
- carga
- características de la carga
- longitud de la línea.

Con relación a los conductores , la limitante mas importante se tiene en los incrementos de temperatura que llegan a superar la temperatura critica del material existen un valor máximo de temperatura que puede ser considerado limite en la operación de los conductores y sirve para fijar un valor máximo de corriente eléctrica que puede transmitirse por los conductores durante cierta etapa de su operación, esta corriente está definida en tablas de conductores.

La primera evaluación en la capacidad de transmisión es la temperatura ambiente a que deberá ser sometida el conductor; temperatura que varia durante el transcurso del día, con las dos estaciones del año y con la altitud sobre el nivel del mar. Para el calculo de la corriente eléctrica en la líneas de distribución, se considera que la temperatura del medio ambiente varia razonablemente entre 25°C y 40°C y se fija una temperatura máxima para la operación del conductor, que como norma de uso común se puede establecer en 75°C , siendo ésta la temperatura limite del conductor.

1.5.1.1.3 Selección de calibre de los conductores

La Selección del calibre de los conductores atienden criterios económicos, ampacidad, propiedades mecánicas y ambientes donde serán utilizados, es decir condiciones de temperatura y de viento.

No analizaremos estas características por separado, sin embargo a continuación se describe una tabla donde muestra lo antes mencionado.

Tabla I. Los conductores y sus características

DENOMINACIÓN		477 MCM (HAWK)	266 MCM (PARTRIDGE)	4/0 AWG (PENGUIN)	1/0 AWG (RAVEN)	
Sección transversal	Total (mm ²)	280,86	157,22	125,10	62,46	
	Aluminio (mm ²)	241,53	135,19	107,22	53,54	
	Acero (mm ²)	39,33	22,02	17,87	8,92	
Composición	Al	Nº Alambres	26	26	6	6
		Diámetro	3,44	2,57	4,77	3,37
	Acero	Nº Alambres	7	7	1	1
		Diámetro	2,67	2,00	7,77	3,37
Diámetro nominal del cable (mm)		21,793	16,307	14,310	10,109	
Peso (daN/m)		0,956	0,535	0,433	0,212	
Carga de rotura (daN)		≥ 8 677	≥ 5 028	≥ 3 716	≥ 1 949	
Módulo de elasticidad (daN/mm ²)		7 700	7 700	8100	8 100	
Coeficiente dilatación lineal (°C ⁻¹)		18,9·10 ⁻⁶	18,9·10 ⁻⁶	19,1·10 ⁻⁶	19,1·10 ⁻⁶	
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (Ω/km)		0,1171	0,2092	0,2611	0,5232	
Resistencia eléctrica en C.A. a 20 °C (Ω/km)		0,1182	0,2112	0,2636	0,5281	
Resistencia eléctrica en C.A. a 75 °C (Ω/km)		0,1439	0,2570	0,3904	0,7169	
Intensidad máx. admisible (A) (*)	Tª ambiente 25 °C	696	480	375	251	

Es importante mencionar la parte de planificación es distinta a la parte de diseño, por esta razón no se detallan las normas.

1.6 Flujo de Carga en sistemas de distribución

El flujo de carga es un algoritmo matemático que simula la operación de redes de distribución eléctricas y en el cual se obtienen resultados tales como magnitudes de regulación de tensión, pérdidas de potencia, niveles de desbalances (corriente de neutro).

La naturaleza desbalanceada de impedancias y cargas de los sistemas de distribución no hace atractiva la transformación a componentes simétricas. En efecto, la imposibilidad de desacoplar y modelar el sistema como una red de una secuencia, hace más complejo el análisis de flujo de potencia.

Las dos razones por la que nos interesa desarrollar flujos de potencia especializados para sistemas de distribución son:

- Las herramientas de análisis utilizadas hasta el momento no son las más adecuadas.
- La tendencia a una futura automatización de los sistemas de distribución.

Hasta el momento las principales herramientas de análisis que se disponen para resolver redes de distribución son los flujos de potencia monofásicos desarrollados para sistemas de transmisión. El problema principal con los métodos tradicionales es que tienen malas características de convergencia. El método de Newton–Raphson en sus versiones desacopladas es el menos idóneo para la distribución dado el amplio rango de variación de la razón X/R . Por otro lado las técnicas de la matriz de impedancia de barra, Gauss–Seidel directo, se muestran más rápidas, pero tienen un excesivo uso de memoria. En definitiva, estos resultados no satisfactorios son causa directa de las características ya mencionadas de los sistemas de distribución, especialmente de la topología radial y del amplio rango de la razón X/R .

Simulando una condición específica de carga, se puede determinar cuáles son las pérdidas en las redes de media tensión.

1.7 Calidad del servicio suministrado

La Calidad del Servicio Suministrado, es un aspecto importante en la Planificación y expansión de sistemas de distribución debido a que la comisión nacional de energía eléctrica (CNEE), establece índices de calidad del servicio que al no cumplirse, ésta impone penalizaciones a las empresas distribuidoras. En general la parte de planificación analiza los siguientes aspectos:

- Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)
- Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK);
- La Regulación de Tensión.
- Penalizaciones

Estos índices de calidad se definen en el anexo 1

2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN Y EXPANSIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN URBANAS-RADIALES

2.1 Introducción

Un sistema eléctrico de distribución está construido normalmente de un número de subestaciones, cada una de las cuales tiene cierta cantidad de salidas de media tensión que distribuyen la energía a los consumidores. La zona servida por la totalidad de las salidas de media tensión de una subestación se denomina “radio de influencia de la subestación”.

Debido al normal crecimiento del consumo eléctrico, la carga total en una área podría llegar a exceder la capacidad de una subestación. Esta podría expandirse o, en forma alternativa, el exceso de carga podría ser transferido a una subestación vecina y en el último de los casos, sería necesario definir la ubicación de una nueva subestación. Del mismo modo la aleatoriedad del crecimiento geográfico del consumo, conlleva continuos cambios en la configuración de las redes. Motivo por el cual el planificador, se enfrenta con el frecuente problema de determinar la mejor estrategia de expansión de los sistemas de distribución de manera de mantenerlo permanentemente adaptado.

La metodología para la planificación de la expansión de los sistemas de distribución radial, teniendo como parte integrante los sistemas eléctricos rurales y urbanos; el método en si cae en el ámbito de la simulación ya que en él se propone la determinación y posterior análisis de cada una de las posibles configuraciones radiales, la viabilidad de cada una de estas en cuanto a límites de capacidad y caídas de voltaje se examinan utilizando un programa de flujo de carga(metodo descrito en el inciso 1.6) este determina los lugares con déficit de capacidad, excesiva caída de voltaje, las pérdidas de potencia activa.

2.2 Metodología de planificación de sistemas de distribución radiales

radiales-urbanas

La metodología de planificación de sistemas de distribución tiene como fin establecer las reglas para el análisis de la explotación de la red de distribución.

De esta manera se podrá diseñar y planificar una red ordenada, con capacidad de absorber el crecimiento de la demanda, sencilla de operar, con una calidad de servicio acorde con las exigencias regulatorias.

La aplicación de la metodología en una red de distribución tiene una inversión, inversión que se debe justificar con una evaluación económica para encontrar la rentabilidad.

2.2.1 Reglas de la Metodología

Las reglas tiene por propósito el ordenamiento de las redes existente y futuras, con el objetivo de tener agrupada la carga instalada en un ramal.

2.2.1.1 Línea principal

Debe ser líneas trifásicas con neutro aterrizado que tiene su origen en una salida de la subestación y constituye el eje eléctrico de una zona geográfica de distribución. De la línea principal parten las líneas derivadas, subderivadas y/o transformadores de distribución independientes (conectados en la línea principal), para lo cual se tendrá en cuenta lo siguiente:

- La línea trifásica de media tensión que tiene la mayor carga.
- La línea trifásica con conductor de mayor capacidad.

Las líneas principales deben estar libres de elementos de protección pero pueden contener elementos de maniobra y señalización (con el objetivo de localizar fallas), la sección del conductor debe ser uniforme para líneas principales.

2.2.1.2 Líneas derivadas

Líneas derivadas son aquellas que parten de la línea principal a través de un elemento de protección, y alimentan a subderivadas. Las líneas subderivadas tienen su origen en líneas derivadas, a través de otro elemento de protección.

Derivadas y subderivadas podrán ser trifásicas, bifásicas o monofásicas, también estas tiene una línea principal que se llamará línea principal de derivada o subderivada.

La sección de una derivación no podrá ser mayor que la de la línea principal o derivación de mayor rango. Por lo tanto, en conjunto la red deberá ser telescópica .

El número máximo de derivaciones en serie en el diseño no podrá ser mayor de dos: derivada y subderivada o lo que indique su rentabilidad.

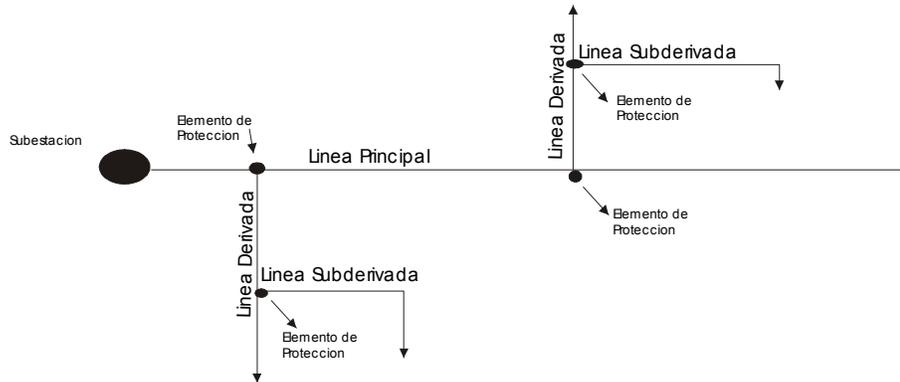
2.2.1.3 Líneas subderivadas

Son agrupamientos de líneas y transformadores de distribución que comparten un mismo elemento de protección y maniobra. Pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos.

Para limitar el desbalance de cargas la potencia instalada en cada derivada monofásica o bifásica, estas no podrán superar el 5% de la potencia total instalada en el circuito en el cual pertenece, esto aplicará para todas las salidas de media tensión dentro de cualquier subestación, de esta manera se tendrá un nivel de desbalance aceptable y de acuerdo a las exigencias regulatorias.

A continuación se representan gráficamente lo antes mencionado:

Figura 6. Red de distribución



La potencia y la longitud son factores que también determina el tipo de línea, y describen en el cuadro siguiente.

Tabla II. Parámetros de líneas

Linea	Longitud Km				Potencia kVA		Conductor	Tipo de Linea
	Rural		Urbano		13.8 KV	34.5 KV		
Linea Principal	40	50	20	25	10000	15000	4/0 AWG ACSR	Trifasica
Derivada	8	10	8	10	500	750	1/0 AWG ACSR	Trifasica
Subderivada	4	6	4	6	200	250	1/0 AWG ACSR	Monofasica o Trifasica

Dentro de las redes de Unión Fenosa existen ramales, derivadas y subderivadas que no cumplen con estos parámetros con es el caso de la línea de San Marcos 34.5 KV que tiene una derivada con 1235 kVA y 36 Km.

Todos los valores descritos en la tabla II fueron calculados con los resultados de flujos de carga para lograr obtener niveles de pérdidas y regulación aceptables, esto aplica para cualquier configuración.

2.2.1.4 Tipos de redes de distribución

Los criterios de diseño de redes se definen según las características de las redes que a su vez estarán asociados al mercado que atiendan. La segmentación del mercado la fijan normalmente las regulaciones vigentes del mercado eléctrico de cada país, al establecer distintos índices de calidad del servicio y del producto técnico tomando en consideración las características del cliente.

Según su tipo de construcción pueden clasificar en:

- Redes aéreas.
- Redes subterráneas.
- Redes mixtas aéreo-subterráneas.

Según su ámbito geográfico en:

- Redes urbanas (alto factor de carga)
- Redes rurales. (bajo factor de carga)

Para efectos de este trabajo se analizarán redes aéreas en las zonas urbanas.

2.2.1.4.1 Zonas urbanas

Constituidas por núcleos de población importantes por su tamaño o por su categoría administrativa y densidades de carga mayores que en zonas rurales

Las zonas urbanas pueden a su vez subdividirse en dos tipos:

- Áreas de alto consumo, caracterizadas por tener edificación elevada, centros comerciales, zonas bancarias y/o administrativas.
- Áreas de bajo consumo, con edificaciones de pocas plantas, pequeños locales comerciales, y zonas residenciales,

Estas dos áreas serán medidas por su factor de carga.

2.2.1.5 Subestaciones

La demanda de potencia eléctrica requerida por los consumidores define la capacidad y ubicación de una subestación.

Al definir el ámbito de una subestación se define también el área de influencia de cada salida de la subestación, que debe estar claramente delimitada evitándose cruzamientos de líneas. Esta definición debe permitir que la operación de la misma se haga sin problemas de caída de tensión, sin sobrecargas y que soporte el crecimiento de la demanda de la zona sin necesidad de realizar inversiones adicionales dentro del período comprendido entre el establecimiento de la explotación y el año horizonte considerado en el estudio, que normalmente es de 15 años.

El modelo de red urbana debe diseñarse con el criterio de que las líneas tengan socorro, la demanda determinara el numero de salidas en el cuadro siguiente se describe esto.

Tabla III. Criterio de salidas de subestaciones de distribución

Potencia (KVA)	Salidas	
	13.8 KV	34.5 KV
20000	3	2
30000	4	3
40000	3	4

El cuadro anterior describe que para una potencia instalada de 20 mVA es necesario tener 3 salidas de media tensión para un nivel de tensión de 13.8 kV y para 34.5 kV 2 salidas, estos datos están sustentados por estudios de flujos de carga.

2.2.1.6 Elementos de maniobra

Los elementos de maniobra se instalarán en puntos estratégicos con el fin de traslado de carga, seccionamiento temporal de carga, socorro entre líneas de la misma tensión, también sirven para aislar las zonas donde se va a actuar, o se ha producido una falta

2.2.1.6.1 Seccionador monopolar

Aparato mecánico de accionamiento monofásico capaz de abrir un circuito sin carga y cerrar sobre corrientes de cortocircuito. Existen dos tipos de seccionadores: los de cuchillas y los basados en los seccionadores fusibles de expulsión, en los que se ha sustituido el tubo porta fusible por una barra de cobre (SXS) En ambos casos su diseño permitirá la apertura en carga mediante pértiga "Load-Booster". Debe garantizar nivel de aislamiento.

Figura 7. Cuchillas

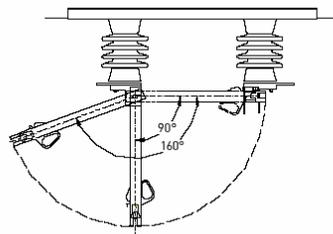
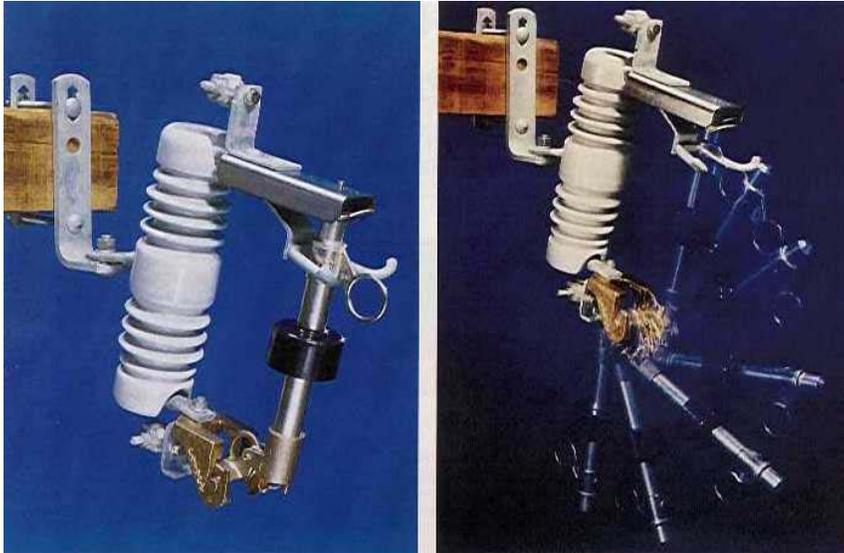


Figura 8. Porta fusible por una barra de cobre (SXS)



2.2.1.7 Elementos de compensación

2.2.1.7.1 Capacitares en MT

Conjunto de capacitores que se instalan para la compensación de la potencia reactiva en la red de MT. Se instalan en puntos intermedios de circuitos de MT. Pueden ser fijos o con conexión y desconexión automática, este equipo se instala con el objetivo de mejorar el porcentaje de regulación.

2.2.1.7.2 Regulador de tensión en MT

Equipo con características comunes a los autotransformadores, con determinada capacidad de regulación automática de la tensión de la red para la intensidad nominal especificada, las unidades monofásicas que se conecten en serie, estrella delta.

La conexión de la polaridad del secundario en forma aditiva, de tal modo que la tensión en él se suma a la tensión del primario, hacen al regulador funcionar como elevador de la tensión. Esta configuración se muestra en la figura 9. La inserción de un regulador en esta configuración en un determinado punto de la línea de distribución regenera el valor de la tensión al nominal de la línea a partir de ese punto; por supuesto el valor de voltaje regenerado puede ser mayor en cierto porcentaje al nominal si así lo requieren las condiciones de carga y la longitud del tendido.

Figura 9. Diagrama del regulador de tensión

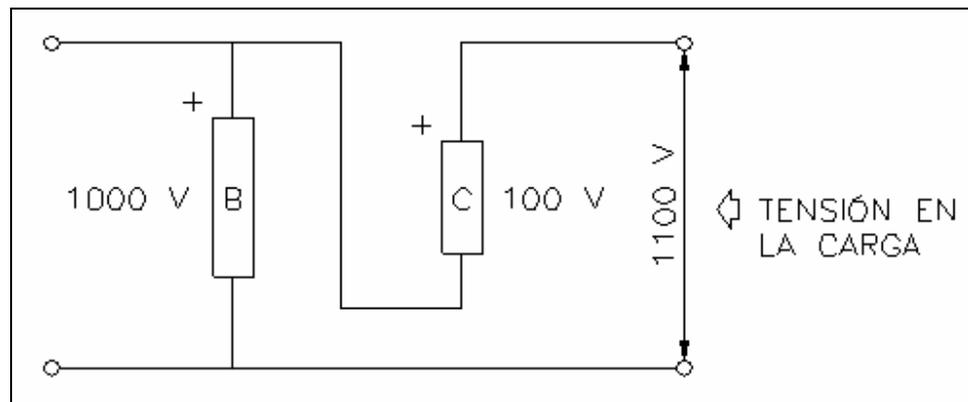


Figura 10. Regulador de tensión



2.2.1.8 Elementos de señalización

Son elementos que indican la existencia de una falla aguas debajo de su ubicación los cuales describiremos a continuación

2.2.1.8.1 Detector de paso de falta

Es un elemento que se activa al paso de una corriente de defecto ocasionada por una falla (de suma utilidad para que la brigada de operación ubique rápidamente el punto por donde ha pasado la falla) La indicación puede ser del tipo luminoso o bandera reflectante, y del tipo teleseñalizable. La reposición de la señal del detector a su estado normal se puede dar por presencia de tensión, corriente o tiempo.

Figura 11. Detector de paso de falla



2.2.1.9 Elementos de protección

La función de estos elementos es la actuar en el momento de falla, estos se deben instalar en cabeceras de salidas de media tensión en la subestación, en cabecera de derivadas y subderivadas.

2.2.1.9.1 Reconectador (recloser)

Elemento de protección y maniobra capaz de abrir y cerrar sobre corrientes de cortocircuito equipado con relés de apertura ajustables, que protege la línea contra cortocircuitos y sobreintensidades, y que se sitúa en puntos intermedios de la línea. Debe actuar en coordinación con el interruptor de cabecera de la subestación. Tiene la función de reenganche automático, con el mismo funcionamiento que el indicado para el interruptor de cabecera y puede tener telecontrol.

Con respecto a la realidad accional de este dispositivo sobre los los tiempos de respuestas están referidas para validar la señal de entrada en la interfase de entradas y salidas digitales entre un rango de 20mseg-200ms, luego esta información es procesada por la CPU del interruptor Cooper F5 en un periodo de 500 mseg, tomando en cuenta la velocidad de respuesta del Hardware y del Software, por lo que la actuación del interruptor despues de validar la señal es de 500 mseg (ejecución de software+hardware), para esto se tienen los siguientes valores:

Detención del Nivel Mínimo.....	8 Vac (50 o 60Hz)	10 Vdc
Máximo voltaje de Operación.....	135 Vac (50 r 60Hz)	175 Vdc
Impedancia de Entrada.....	10 k	Minimo
Máxima Carga de	2 mA	por entrada
Rechazo de fuga maxima.....	1 mA	
El tiempo Máximo de realidad accional.....	10 msec	(no cuenta el tiempo de respuesta del control)
Tiempo de entrada de pu.....	100 msec	
Tiempo minimo de transición entre las entradas de los pulso.....	200msec	

Estos valores son para el reconectador COOPER que es el que utiliza Union Fenosa, en las salidas de media tensión.

Se encuentra en cabecera de las líneas, ejerciendo las mismas funciones de interruptor automático, estos deben estar coordinados con los corta-circuitos en la línea que atiende, mas información se detallaran mas adelante, otro aspecto importante mencionar que el reconectados tiene diferentes curvas de protección siendo las principales la de curva de disparo por neutro, curva de disparo por sobre intensidad de fase, las cuales son programables en función de la corriente, el tiempo de respuesta.

A continuación se ilustra este elemento.

Figura 12. Reconectador



2.2.1.9.2 Cortacircuitos fusibles de expulsión

Aparato mecánico de protección y seccionamiento capaz de abrir un circuito con corrientes de intervención que incluye un elemento fusible que al fundir provoca la apertura de derivadas y subderivada cuando existe una falla dentro de las mismas. El cual se ilustra a continuación.

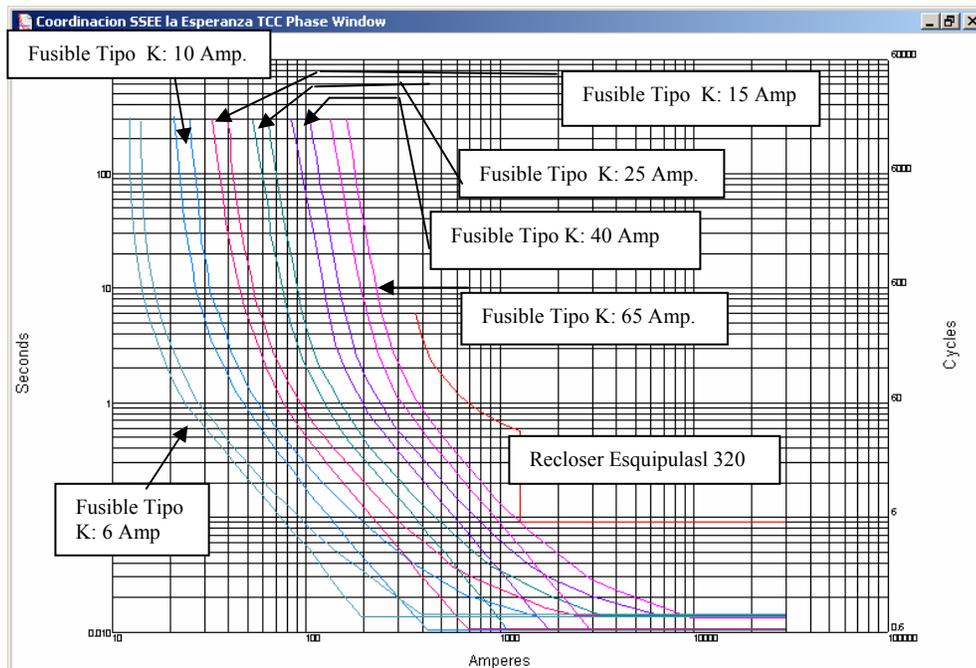
Figura 13. Cortacircuitos fusibles de expulsión



Con la coordinación de las protecciones se trata de minimizar los efectos de las faltas en los distintos elementos que componen la línea eléctrica. Para i dejar fuera de servicio la menor porción de línea posible, la protección que primero debe actuar es la que se encuentra más próxima a la falta “aguas arriba” de esta.

En la siguiente figura se muestran la curvas de tiempo inverso de los cortacircuitos coordinadas con la del reconector en cabecera en la subestación.

Figura 14. Coordinación de protecciones



Las curvas de actuación de los corta-circuitos están coordinadas al 60 %, unas con otras, además debe actuar mas rápidamente que la curva de disparo por sobre corriente del reconectador.

El cálculo de la protección con fusibles dependerá de la capacidad acumulada por fase de carga nominal instalada estimándose:

$$\frac{(\text{Max}(\sum R, \sum S, \sum T) / \text{tension} * \text{facto de potencia} * \text{factor de seguridad} * \text{factor de Coincidencia}_{(\text{trafo-trafo})} * \text{factor de Coincidencia}_{(\text{baja tensión})})}{}$$

Donde:

$\Sigma R, \Sigma S, \Sigma T$ = Capacidad instalada en KVA/fase

Tensión = Nivel de Tensión (para el caso de 34.5 kV es 19.9 kV, 13.8 kV es 7.6 kV.)

Factor de Potencia dependerá de la línea

Factor de Seguridad 1.5

Factor de Coincidencia_(trafo-trafo) = que es igual a 0.71

Factor de Coincidencia_(baja tensión) = que es igual a 0.71

El factor de coincidencia no es más que la coincidencia que usuarios de energía eléctrica la consuman al mismo tiempo, este dato es una probabilidad donde se tiene una muestra y se evalúa con la potencia de los clientes con la demanda de los mismos, y con la energía consumida por ellos en un periodo de tiempo.

Para la selección de los fusibles y obtener una buena coordinación se tienen las siguientes consideraciones:

- Si el resultado es menor de 20 A se instalara 10 A
- Si el resultado es menor de 30 A se instalara 15 A
- Si el resultado es menor de 50 A se instalara 25 A
- Si el resultado es menor 80 A se instalara 40 A
- Si el resultado es menor de 120 A se instalara 60 A
- Si el resultado es mayor a 160 A, se debe instalar un Reconector

En muchas salidas de media tensión donde se aplicaron estas consideraciones se ha logrado reducir las incidencias por fallas.

2.2.1.10 Consideraciones económicas

La metodología describe básicamente una reestructuración de las redes existentes pero es importante encontrar la rentabilidad de las mismas para lo cual se tiene las siguientes consideraciones:

Para lograr encontrar la recuperación de capital es importante encontrar el valor presente de las inversiones y de los beneficios, los cuales se calculan de la siguiente manera:

$$VPN = VP(\text{beneficios}) - VP(\text{costos}) - \text{inversión}$$

En donde:

VPN Es el valor presente neto del proyecto o plan a evaluarse.

VP(beneficios) Es el valor presente de los beneficios que se obtendrán del proyecto o plan.

VP(costos) Es el valor presente de los costos que se tendrán que realizar para ejecutar el proyecto o plan.

Los costos serán la inversión necesaria para la implementación de la red.

Los beneficios serán los ahorros de pérdidas de potencia activa y los ahorros de pérdidas por corriente de neutro los cuales se calculan de la siguiente manera:

C.p = Costes pérdidas de potencia Activa

Donde,

Cp= Potencia Perdidas x(FpxCosto de Energia+12xFsxCosto de potencia)

Donde:

$$F_p = 8760(0.15F_c + 0.85F_c^2)$$

FC = factor de carga

El Factor de simultaneidad con la demanda máxima del sistema que es 0.4

C.p.i = Costes pérdidas por corriente de neutro

$$\text{Potencia pérdidas} = \frac{2}{3} * r * L * I^2$$

donde:

r, rn, 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: A.

Luego es necesario encontrar el tiempo de recuperación de capital el cual será con la siguiente expresión:

$$n = \frac{\text{Ln} \left(\frac{A}{A - iP} \right)}{\text{Ln}(i + 1)}$$

Datos:

P = VP Inversión

A = VP Beneficio

i = interés.

2.3. Metodología de Expansión de sistemas de distribución urbanos

radiales

La expansión de las redes de distribución debe contemplar modelos de simulación 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, en el modelo se debe representar:

- Horizonte del tiempo de planificación
- Características de la demanda
- Características técnicas y económicas de las redes de distribución

2.3.1 Horizonte del tiempo de planificación

El rápido crecimiento y constante evolución del sistema eléctrico de distribución hace difícil determinar con exactitud las demandas y las localizaciones futuras de los centros de carga. Por esta razón, la metodología de planificación y expansión considera un horizonte 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, estos pueden ser de 10 a 15 años .

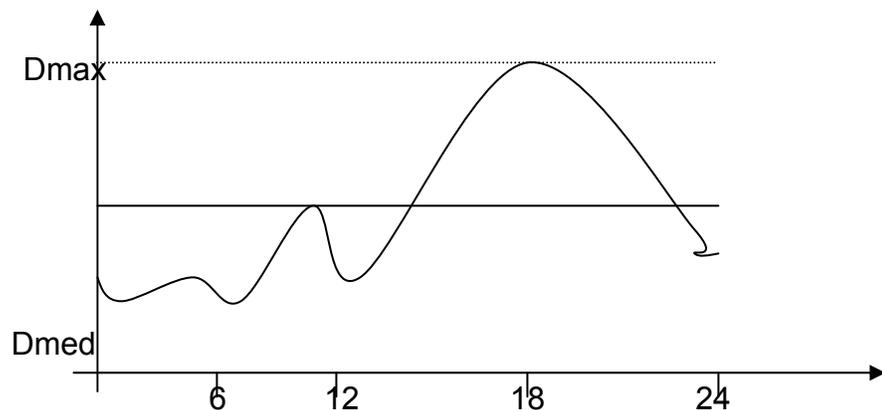
2.3.2 Características de la demanda

La metodología a plantear debe 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.

La demanda es entonces la potencia media correspondiente a un intervalo de medida adoptado. La demanda máxima en una hora resulta ser la potencia media mayor de quince minutos que todas las potencias medias registradas en intervalo de tiempo adoptado a lo largo de esa hora. La demanda máxima del día será la mayor de todas las demandas máximas obtenidas en cada una de las horas del día, la demanda máxima del mes, es la mayor de las demandas máximas obtenidas en cada uno de los días del mes, etc.

Curva de carga diaria típica se denomina con este nombre a la forma en que varía la demanda a lo largo de un día. La figura muestra un ejemplo.

Figura 15. Curva de duración de carga horaria



Esta curva típica de carga tiene variaciones de acuerdo al área de análisis .

2.3.2.1 Factor de carga

El factor de carga tiene importancia comercial pues indirectamente. Nos da una relación entre los KMH de energía consumida, (res decir cobrara por la empresa) y los KWH de potencias, que la empresa debe tener disponibles para responder a la demanda del publico, Es decir la carga promedio entre la carga en hora pico.

$$F_c = \text{Energía (kWh)} / (\text{Potencia (kW)} * \text{Tiempo (horas)})$$

2.3.2.2 Factor de utilización

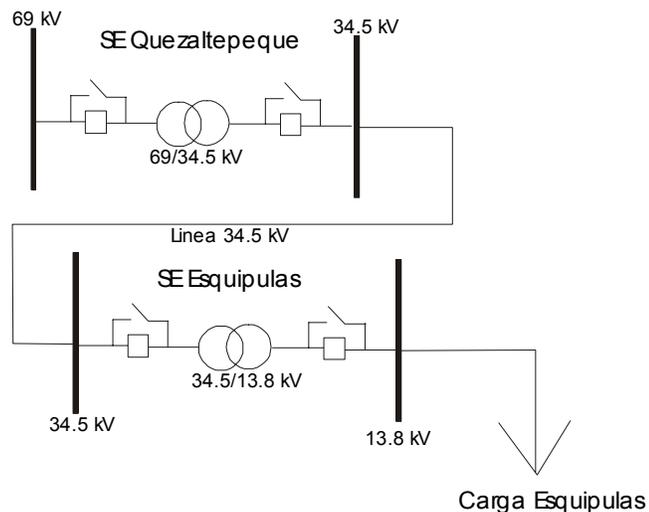
Es el índice del porcentaje en que esta siendo utilizando un sistema respecto a su 100%. Puede ser fracción de la unidad o mayor que ella (cuando la carga sobrepasa a la capacidad nominal del circuito

3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN Y EXPANSIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA LA POBLACIÓN URBANA DE ESQUIPULAS

3.1 Sistema de distribución actual de la población de Esquipulas.

En el presente caso práctico de estudio se analizará la red urbana de Esquipulas, departamento de Chiquimula, esta red de distribución es suministrada por la subestación de Esquipulas 34.5kV/13.8KV, y la línea de media tensión del mismo nombre, Esquipulas 13.8 kV, la alimentación de dicha subestación proviene de la subestación Quezaltepeque 69 kV/34.5kV y esta es parte del sistema nacional interconectado, lo cual se describe a continuación.

Figura 16. Diagrama unifilar del sistema actual



3.1.1 Clasificación y cuantificación de clientes en la red urbana de Esquipulas.

El casco urbano de Esquipulas tiene un total de habitantes hasta diciembre/2005 de 62, 894 de los cuales 5, tiene servicio eléctrico.

Tabla IV. Total de usuarios registrados por sector de consumo en Esquipulas.

SECTOR DE CONSUMO	TOTAL DE USUARIOS REGISTRADOS	PORCENTAJE
Residencial	4224	71.72%
Comercial	1542	26.18%
Industrial	12	0.20%
Gubernamental	9	0.15%
Diverso	80	1.37%
Trifásicos	22	0.38%
TOTAL	5889	100%

3.1.2 Demanda del circuito de Esquipulas 13.8 KV

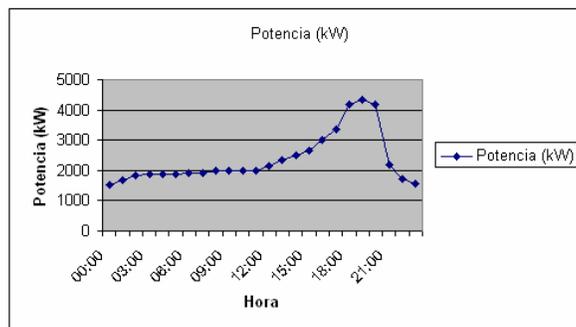
La demanda de Esquipulas 13.8 KV, se divide en tres partes, demanda mínima que comprende un factor de utilización del 15%, la demanda media que también comprende un factor de utilización del 25% y por ultimo la demanda máxima que tiene un factor de 41%, estos factores de 15%,25% y 41% es el porcentaje de lo que se esta utilizando durante las tres etapas de demanda.

A continuación se describe la potencia utilizada cada hora durante el día viernes 16 de diciembre del 2005 uno de los días de demanda máxima así como también su respectiva grafica.

Tabla V. Demanda horaria Esquipulas 13.8 kV

Hora	Potencia (kW)
00:00	1522.3
01:00	1672.1
02:00	1849.65
03:00	1860.1
04:00	1870.55
05:00	1891.45
06:00	1901.9
07:00	1912.35
08:00	1985.5
09:00	1985.5
10:00	1998.2
11:00	1996.3
12:00	2158.2
13:00	2348.8
14:00	2508.5
15:00	2638.1
16:00	3015.3
17:00	3344.3
18:00	4180.2
19:00	4329.4
20:00	4180.2
21:00	2200.3
22:00	1726.4
23:00	1567.5

Figura 17. Demanda horaria Esquipulas



3.1.3 Diagnóstico de la red de media tensión de Esquipulas 13.8 kV

La red de distribución de Esquipulas tiene una potencia instalada de 10,450 kVA y una longitud de línea de 50.5 Km. actualmente este circuito se encuentra con una diversidad de tramos de calibres de conductor diferentes los cuales tienen el 60% de 1/0, el 35% No.2 y el 5% No.4 intercalados en la toda la línea, aunque este 5% no sea significativo tiene localizados una buena concertación de carga, estos tramos están identificados en el cuadro de calculo y análisis de flujo de carga actual(cuadro VI) y identificados en el diagrama topológico de la red de distribución eléctrica de Esquipulas figura 21.

La falta de uniformidad del conductor representa un porcentaje considerable de perdidas de potencia activa y mala regulación.

3.1.4 Cálculo y análisis de flujo de carga del ramal Esquipulas 13.8 kV actual

El análisis de flujo de potencia, consiste en simular las magnitudes de tensión en los transformadores y en los tramos de línea que une los mismos de un sistema de distribución , así como también, las perdidas de potencia activa. Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia, tanto en sistemas ya existentes (buscando resolver problemas de operación económica, regulación de tensión, et.), como en la planificación y expansión de nuevos sistemas.

Con un factor de utilización de 41% respecto a la carga instalada en la salida de media tensión en demanda máxima, un factor de potencia de 0.873 en la misma línea y apoyados con el programa que calcula flujo de carga propiedad de Unión Fenosa llamado OPEN-ESTUDIOS se obtuvo los cálculos de regulación y pérdidas en transformadores y tramos.

Tabla VI. Flujo de carga actual (demanda máxima)

No. Trafo	KVA S	KVA S	KVA T	Tensión Nominal	Tensión R	Tensión S	Tensión T	% Regulación	Pérdidas (kW)
1			15	7.6			7.6	0	0.1
2		10		7.6		7.6		0	0.1
3	50	50	50	7.6	7.6	7.6	7.6	0	0.1
4			10	7.6			7.6	0	0.1
5	50			7.6	7.5			1	0.2
6	50			7.6	7.5			1	0.1
7		37.5		7.6		7.5		1	0.3
8		25		7.6		7.5		1	0.3
9		25		7.6		7.5		1	0.4
10	15			7.6	7.5			1	0.1
11			25	7.6			7.4	2	0.2
12			25	7.6			7.4	2	0.1
13	25	25	25	7.6	7.5	7.5	7.5	1	0.3
14		10	37.5	7.6		7.5	7.5	1	0.3
15		37.5	37.5	7.6		7.5	7.5	1	0.4
16	50	50	50	7.6	7.4	7.4	7.4	2	0.4
17		25		7.6		7.3		3	0.5
18		25		7.6		7.3		3	0.6
19		25		7.6		7.3		3	0.7
20		25		7.6		7.3		3	0.6
21		25		7.6		7.3		3	0.8
22		25		7.6		7.3		3	0.9
23		25		7.6		7.3		3	0.5
24		10		7.6		7.3		3	0.6
25		25		7.6		7.3		3	0.7
26		25		7.6		7.3		3	0.6
27		25		7.6		7.3		3	0.8
28		25		7.6		7.3		3	0.9
29		25		7.6		7.3		3	0.9
30		25		7.6		7.3		3	0.5
31		25		7.6		7.3		3	0.6
32		25		7.6		7.3		3	0.7
33		25		7.6		7.3		3	0.6
34		37.5		7.6		7.3		3	0.8
35		37.5		7.6		7.3		3	1.123
36		25		7.6		7.3		3	0.3
37		25		7.6		7.3		3	1.3
38		25		7.6		7.3		3	0
39			25	7.6			7.5	1	0.2
40	10			7.6	7.5			1	0.2
41			25	7.6			7.5	1	0.4
42			25	7.6			7.5	1	0.3
43	25			7.6	7.5			1	0.2
44		37.5		7.6		7.5		1	0.2
45			25	7.6			7.5	1	0.4
46		40		7.6		7.3		3	0.3
47		25		7.6		7.3		3	0.2

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIO S/KM
1	1/0 AWG ASCR	0.8	0.71
2	1/0 AWG ASCR	0.379	0.71
3	No. 2 AWG ASCR	0.557	1.09
4	No. 2 AWG ASCR	0.102	1.09
5	No. 2 AWG ASCR	0.525	1.09
6	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09
7	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09
8	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09
9	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09
10	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
11	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09
12	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09
13	1/0 AWG ASCR	0.135	0.71
14	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09
15	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09
16	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09
17	1/0 AWG ASCR	0.115	0.71
18	1/0 AWG ASCR	0.266	0.71
19	No. 2 AWG ASCR	0.352	1.09
20	No. 2 AWG ASCR	1.163	1.09
21	No. 2 AWG ASCR	0.69	1.09
22	No.4 AWG ASCR	0.364	1.7
23	No. 2 AWG ASCR	0.209	1.09
24	No. 2 AWG ASCR	1.148	1.09
25	No. 2 AWG ASCR	0.374	1.09
26	No. 2 AWG ASCR	0.006	1.09
27	No. 2 AWG ASCR	0.222	1.09
28	No. 2 AWG ASCR	0.067	1.09
29	No. 2 AWG ASCR	0.078	1.09
30	No. 2 AWG ASCR	0.1	1.09
31	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
32	No. 2 AWG ASCR	0.05	1.09
33	No. 2 AWG ASCR	0.721	1.09
34	No. 2 AWG ASCR	0.023	1.09
35	No. 2 AWG ASCR	0.025	1.09
36	No. 2 AWG ASCR	0.045	1.09
37	No. 2 AWG ASCR	0.035	1.09
38	No. 2 AWG ASCR	0.141	1.09
39	No. 2 AWG ASCR	0.05	1.09
40	No. 2 AWG ASCR	0.077	1.09
41	No. 2 AWG ASCR	0.107	1.09
42	No. 2 AWG ASCR	0.041	1.09
43	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09
44	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
45	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
46	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
47	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09

No. Trafo	KVA S	KVA S	KVA T	Tensión Nominal	Tensión R	Tensión S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)
48		25		7.6		7.3		3	0.2
49		25		7.6		7.3		3	0.4
50		15		7.6		7.3		3	0.2
51		25		7.6		7.3		3	0.4
52		25		7.6		7.3		3	0.2
53		62.5		7.6		7.3		3	0.4
54			37.5	7.6			7.3	3	0.2
55			25	7.6			7.3	3	0.4
56			25	7.6			7.3	3	0.2
57			25	7.6			7.3	3	0.4
58			25	7.6			7.3	3	0.3
59			25	7.6			7.3	3	0.2
60		25		7.6		7.5		1	0.4
61	25	25		7.6	7.5	7.5		1	0.3
62	10	25		7.6	7.5	7.5		1	0.2
63	15			7.6	7.5			1	0.4
64		15		7.6		7.5		1	0.3
65	25			7.6	7.4			2	0.2
66	25			7.6	7.4			2	0.2
67	25			7.6	7.4			2	0.4
68	25			7.6	7.4			2	0.2
69			25	7.6			7.4	2	0.4
70	25			7.6	7.4			2	0.2
71	25			7.6	7.4			2	0.4
72			25	7.6			7.4	2	0.2
73			25	7.6			7.4	2	0.4
74			25	7.6			7.4	2	0.2
75			25	7.6			7.4	2	0.4
76			25	7.6			7.4	2	0.2
77			50	7.6			7.4	2	0.4
78			50	7.6			7.4	2	0.3
79	25			7.6	7.5			1	0.2
80			15	7.6			7.4	2	0.4
81		25	25	7.6		7.4	7.4	2	0.2
82			75	7.6			7.4	2	0.4
83	25			7.6	7.4			2	0.2
84	25			7.6	7.4			2	0.2
85			25	7.6			7.4	2	0.4
86	25			7.6	7.4			2	0.2
87			25	7.6			7.4	2	0.4
88	25			7.6	7.4			2	0.2
89	25			7.6	7.4			2	0.4
90	25			7.6	7.4			2	0.2
91	25			7.6	7.4			2	0.4
92	25			7.6	7.4			2	0.3
93	25			7.6	7.4			2	0.2
94	25			7.6	7.4			2	0.4
95	25			7.6	7.4			2	0.2
96	25			7.6	7.4			2	0.4
97		25		7.6		7.4		2	0.3
98		25		7.6		7.4		2	0.2
99		25		7.6		7.4		2	0.4
100		25		7.6		7.4		2	0.2
101		25		7.6		7.4		2	0.4
102			25	7.6			7.4	2	0.3
103			25	7.6			7.4	2	0.2
104		25		7.6		7.4		2	0.4
105	25			7.6	7.4			2	0.3
106	25			7.6	7.4			2	0.2
107			25	7.6			7.3	3	0.4
108			25	7.6			7.3	3	0.2
109			25	7.6			7.3	3	0.4
110			25	7.6			7.3	3	0.5
111			25	7.6			7.3	3	0.3
112			25	7.6			7.3	3	0.4
113			15	7.6			7.3	3	0.6

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIO S/KM
48	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
49	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
50	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
51	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
52	No. 2 AWG ASCR	0.057	1.09
53	No. 2 AWG ASCR	0.153	1.09
54	No. 2 AWG ASCR	0.072	1.09
55	No. 2 AWG ASCR	0.066	1.09
56	No. 2 AWG ASCR	0.065	1.09
57	No. 2 AWG ASCR	0.063	1.09
58	No. 2 AWG ASCR	0.027	1.09
59	1/0 AWG ASCR	0.088	0.71
60	1/0 AWG ASCR	0.022	0.71
61	3/0 AWG ASCR	0.11	0.472
62	No. 2 AWG ASCR	0.202	1.09
63	No. 2 AWG ASCR	0.066	1.09
64	3/0 AWG ASCR	0.065	0.472
65	3/0 AWG ASCR	0.001	0.472
66	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
67	3/0 AWG ASCR	0.001	0.472
68	3/0 AWG ASCR	0.001	0.472
69	No.4 AWG ASCR	0.001	1.7
70	No.4 AWG ASCR	0.001	1.7
71	No.4 AWG ASCR	0.001	1.7
72	No.4 AWG ASCR	0.001	1.7
73	No.4 AWG ASCR	0.06	1.7
74	No.4 AWG ASCR	0.063	1.7
75	No.4 AWG ASCR	0.148	1.7
76	No.4 AWG ASCR	0.18	1.7
77	No.4 AWG ASCR	0.073	1.7
78	No.4 AWG ASCR	0.567	1.7
79	No.4 AWG ASCR	0.129	1.7
80	No.4 AWG ASCR	0.081	1.7
81	No.4 AWG ASCR	0.035	1.7
82	No.4 AWG ASCR	0.085	1.7
83	No.4 AWG ASCR	0.113	1.7
84	No.4 AWG ASCR	0.345	1.7
85	No.4 AWG ASCR	0.211	1.7
86	No.4 AWG ASCR	0.014	1.7
87	No.4 AWG ASCR	0.1	1.7
88	1/0 AWG ASCR	0.062	0.71
89	1/0 AWG ASCR	0.077	0.71
90	1/0 AWG ASCR	0.237	0.71
91	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
92	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
93	No. 2 AWG ASCR	0.111	1.09
94	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09
95	No. 2 AWG ASCR	0.036	1.09
96	No. 2 AWG ASCR	0.065	1.09
97	No. 2 AWG ASCR	0.046	1.09
98	No. 2 AWG ASCR	0.127	1.09
99	No. 2 AWG ASCR	0.199	1.09
100	No. 2 AWG ASCR	0.045	1.09
101	No. 2 AWG ASCR	0.134	1.09
102	No. 2 AWG ASCR	0.127	1.09
103	No. 2 AWG ASCR	0.104	1.09
104	1/0 AWG ASCR	0.12	0.71
105	No. 2 AWG ASCR	0.226	1.09
106	No. 2 AWG ASCR	0.005	1.09
107	No. 2 AWG ASCR	0.102	1.09
108	No. 2 AWG ASCR	0.1	1.09
109	1/0 AWG ASCR	0.008	0.71
110	No.4 AWG ASCR	0.14	1.7
111	1/0 AWG ASCR	0.07	0.71
112	No.4 AWG ASCR	0.149	1.7
113	No.4 AWG ASCR	0.059	1.7

No. Trafo	KVA S	KVA S	KVA T	Tensión Nominal	Tensión R	Tensión S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)
114			62.5	7.6			7.3	3	0.8
115	25			7.6	7.3			3	0.7
116	25			7.6	7.3			3	0.6
117	25			7.6	7.3			3	0.5
118	25			7.6	7.3			3	0.7
119	35	25		7.6	7.3	7.3		3	0.8
120		35		7.6		7.3		3	0.6
121		25		7.6		7.3		3	0.6
122	10			7.6	7.3			3	0.8
123	25			7.6	7.3			3	0.7
124	25			7.6	7.3			3	0.6
125	25			7.6	7.3			3	0.5
126	50	50	50	7.6	7.3	7.3	7.3	3	0.7
127	50	50	50	7.6	7.3	7.3	7.3	3	0.6
128			35	7.6			7.3	3	0.8
129			10	7.6			7.3	3	0.7
130		25		7.6		7.1		5	1.2
131			62.5	7.6			7.1	5	1.5
132			50	7.6			7.1	5	2.2
133	37.5	37.5	37.5	7.6	7.1	7.1	7.1	5	2.3
134	25	25	25	7.6	7.3	7.3	7.1	5	0.9
135			75	7.6			7.1	5	0.8
136			45	7.6			7.1	5	0.7
137			15	7.6			7.1	5	0.9
138		25		7.6		7		6	2.3
139			50	7.6			7	6	2.5
140	50	50	50	7.6	7	7	7	6	2.6
141		25		7.6		7		6	2.4
142	37.5	37.5	37.5	7.6	7	7	7	6	2.3
143	37.5			7.6	7			6	2.5
144	50			7.6	7			6	2.6
145		25		7.6		7		6	2.4
146		25		7.6		7		6	2.3
147	10			7.6	7			6	2.2
148		62.5		7.6		7		6	2.9
149		25		7.6		7		6	2.8
150		25		7.6		7		6	2.7
151			10	7.6			7	6	3.1
152			50	7.6			7	6	3.3
153	15			7.6	6.9			7	3.4
154	25		20	7.6	6.9		6.9	7	3.5
155	50		10	7.6	6.9		6.9	7	3.6
156		25		7.6		6.9		7	4.3
157	50	50	50	7.6	6.9	6.9	6.9	7	4.2
158	50	75	75	7.6	6.9	6.9	6.9	7	4.5
159		50		7.6		6.8		8	4.6
160	15	15	15	7.6	6.8	6.8	6.8	8	4
161		10		7.6		6.8		8	4.5
162	10			7.6	6.8			8	5.5
163	15			7.6	6.8			8	5.6
164			25	7.6			6.8	8	5.4
165			25	7.6			6.8	8	6.5
166	25			7.6	6.8			8	6.5
167			25	7.6			6.8	8	7.2
168	25			7.6	6.8			8	7.3
169			25	7.6			6.8	8	7.3
170			10	7.6			6.8	8	7.4
171			25	7.6			6.8	8	7.5
172	50	50	50	7.6	6.8	6.8	6.8	8	7.6
173		10		7.6		6.8		8	7.5
174			25	7.6			6.8	8	8.6
175			25	7.6			6.8	8	8.6
176			50	7.6			6.8	8	8.5
177			50	7.6			6.8	8	8.6
178			50	7.6			6.8	8	8.4
179			50	7.6			6.8	8	8.6

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIO S/KM
114	No.4 AWG ASCR	0.103	1.7
115	No.4 AWG ASCR	0.238	1.7
116	No.4 AWG ASCR	0.222	1.7
117	No.4 AWG ASCR	0.039	1.7
118	No.4 AWG ASCR	0.26	1.7
119	No.4 AWG ASCR	0.242	1.7
120	No.4 AWG ASCR	0.043	1.7
121	No.4 AWG ASCR	0.058	1.7
122	No.4 AWG ASCR	0.04	1.7
123	No.4 AWG ASCR	0.251	1.7
124	No.4 AWG ASCR	0.023	1.7
125	No.4 AWG ASCR	0.145	1.7
126	No.4 AWG ASCR	0.206	1.7
127	No.4 AWG ASCR	0.065	1.7
128	No.4 AWG ASCR	0.015	1.7
129	No.4 AWG ASCR	0.068	1.7
130	No.4 AWG ASCR	0.107	1.7
131	No.4 AWG ASCR	0.021	1.7
132	No.4 AWG ASCR	0.063	1.7
133	No. 2 AWG ASCR	0.731	1.09
134	No. 2 AWG ASCR	0.568	1.09
135	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
136	1/0 AWG ASCR	0.038	0.71
137	1/0 AWG ASCR	0.031	0.71
138	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09
139	No. 2 AWG ASCR	0.104	1.09
140	No. 2 AWG ASCR	0.063	1.09
141	No. 2 AWG ASCR	0.12	1.09
142	No. 2 AWG ASCR	0.044	1.09
143	No. 2 AWG ASCR	0.149	1.09
144	No. 2 AWG ASCR	0.15	1.09
145	No. 2 AWG ASCR	0.109	1.09
146	No. 2 AWG ASCR	0.026	1.09
147	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09
148	No. 2 AWG ASCR	0.047	1.09
149	No. 2 AWG ASCR	0.107	1.09
150	No. 2 AWG ASCR	0.219	1.09
151	No. 2 AWG ASCR	0.042	1.09
152	No. 2 AWG ASCR	0.032	1.09
153	No. 2 AWG ASCR	0.041	1.09
154	No. 2 AWG ASCR	0.12	1.09
155	No. 2 AWG ASCR	0.246	1.09
156	No. 2 AWG ASCR	0.07	1.09
157	No. 2 AWG ASCR	0.02	1.09
158	No. 2 AWG ASCR	0.167	1.09
159	No. 2 AWG ASCR	0.087	1.09
160	No. 2 AWG ASCR	0.205	1.09
161	No. 2 AWG ASCR	0.13	1.09
162	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09
163	No. 2 AWG ASCR	0.236	1.09
164	No. 2 AWG ASCR	0.073	1.09
165	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09
166	No. 2 AWG ASCR	0.047	1.09
167	No. 2 AWG ASCR	0.05	1.09
168	No. 2 AWG ASCR	0.044	1.09
169	No. 2 AWG ASCR	0.049	1.09
170	No. 2 AWG ASCR	0.041	1.09
171	No. 2 AWG ASCR	0.053	1.09
172	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09
173	No. 2 AWG ASCR	0.158	1.09
174	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
175	No. 2 AWG ASCR	0.026	1.09
176	No. 2 AWG ASCR	0.036	1.09
177	No. 2 AWG ASCR	0.068	1.09
178	No. 2 AWG ASCR	0.036	1.09
179	No. 2 AWG ASCR	0.028	1.09

No. Trafo	KVA S	KVA S	KVA T	Tensión Nominal	Tensión R	Tensión S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)
180			50	7.6			6.8	8	8.5
181			50	7.6			6.8	8	8.4
182			50	7.6			6.8	8	8.2
183			25	7.6			7.3	3	0.6
184			37.5	7.6			7.3	3	0.8
185	35			7.6	7.3			3	0.7
186	37.5	37.5	37.5	7.6	7.3	7.3	7.3	3	0.6
187		75		7.6		7.3		3	0.5
188	20			7.6	7.3			3	0.7
189	25	25	25	7.6	7.3	7.3	7.3	3	0.6
190	10	10	10	7.6	7.3	7.3	7.3	3	0.8
191	25			7.6	7.3			3	0.7
192	37.5			7.6	7.3			3	1.2
193	50			7.6	7.3			3	1.5
194	50			7.6	7.3			3	2.2
195	50			7.6	7.3			3	2.3
196	50			7.6	7.3			3	0.6
197	50			7.6	7.3			3	0.8
198	10			7.6	7.3			3	0.7
199	25			7.6	7.3			3	0.6
200	25			7.6	7.3			3	0.5
201	25			7.6	7.3			3	0.7
202	15			7.6	7.3			3	0.6
203	50			7.6	7.3			3	0.8
204	62.5			7.6	7.3			3	0.7
205	62.5			7.6	7.3			3	0.6
206	25			7.6	7.3			3	0.8
207	50			7.6	7.3			3	0.7
208			47.5	7.6			7.3	3	0.6
209	25			7.6	7.3			3	0.5
210	25			7.6	7.3			3	0.7
211	50			7.6	7.3			3	0.6
212			25	7.6			7.3	3	0.8
213			25	7.6			7.3	3	0.7
214			25	7.6			7.3	3	1.2
215			15	7.6			7.3	3	1.5
216			50	7.6			7.3	3	2.2
217			50	7.6			7.3	3	2.3
218	25			7.6	7.3			3	0.9
219	25			7.6	7.3			3	0.8
220		35		7.6		7.2		4	1.8
221		25		7.6		7.2		4	2.3
222		15		7.6		7.2		4	2.4
223		25		7.6		7.2		4	2.5
224		25		7.6		7.2		4	2.9
225		25		7.6		7.2		4	2.3
226		25		7.6		7.2		4	2.4
227		25		7.6		7.2		4	2.5
228	10			7.6	7.2			4	2.9
229	25		25	7.6	7.2		7.2	4	2.5
230			25	7.6			7.2	4	2.9
231			25	7.6			7.2	4	2.3
232		25		7.6		7.2		4	2.5
233			25	7.6			7.2	4	2.9
234			15	7.6			7.2	4	2.3
235			37.5	7.6			7.2	4	2.4
236			25	7.6			7.2	4	2.5
237			10	7.6			7.2	4	2.9
238			75	7.6			7.2	4	2.3
239			25	7.6			7.2	4	2.5
240			15	7.6			7.2	4	2.9
241			25	7.6			7.2	4	2.3
243			15	7.6			7.2	4	2.5
244			15	7.6			7.2	4	2.9
245			25	7.6			7.2	4	2.3
246	15			7.6	7.2			4	2.5

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIO S/KM
180	No. 2 AWG ASCR	0.04	1.09
181	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
182	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
183	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
184	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
185	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
186	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
187	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09
188	No.4 AWG ASCR	0.001	1.7
189	No.4 AWG ASCR	0.033	1.7
190	No.4 AWG ASCR	4.054	1.7
191	No.4 AWG ASCR	1.517	1.7
192	No.4 AWG ASCR	0.065	1.7
193	No.4 AWG ASCR	0.097	1.7
194	No.4 AWG ASCR	0.518	1.7
195	No.4 AWG ASCR	0.089	1.7
196	No.4 AWG ASCR	0.034	1.7
197	No.4 AWG ASCR	0.063	1.7
198	No.4 AWG ASCR	0.161	1.7
199	No.4 AWG ASCR	0.078	1.7
200	No.4 AWG ASCR	0.205	1.7
201	No.4 AWG ASCR	0.228	1.7
202	No.4 AWG ASCR	0.558	1.7
203	No.4 AWG ASCR	0.526	1.7
204	No.4 AWG ASCR	0.348	1.7
205	No.4 AWG ASCR	0.164	1.7
206	No.4 AWG ASCR	0.1	1.7
207	No.4 AWG ASCR	0.026	1.7
208	No.4 AWG ASCR	0.095	1.7
209	No.4 AWG ASCR	0.051	1.7
210	No.4 AWG ASCR	0.059	1.7
211	No.4 AWG ASCR	0.033	1.7
212	No.4 AWG ASCR	0.027	1.7
213	No.4 AWG ASCR	0.203	1.7
214	No.4 AWG ASCR	0.048	1.7
215	No.4 AWG ASCR	0.201	1.7
216	No.4 AWG ASCR	0.111	1.7
217	No.4 AWG ASCR	0.048	1.7
218	No.4 AWG ASCR	0.184	1.7
219	No.4 AWG ASCR	0.177	1.7
220	No.4 AWG ASCR	0.07	1.7
221	No.4 AWG ASCR	0.245	1.7
222	No.4 AWG ASCR	0.001	1.7
223	No.4 AWG ASCR	0.061	1.7
224	No.4 AWG ASCR	0.16	1.7
225	No.4 AWG ASCR	0.236	1.7
226	No.4 AWG ASCR	0.14	1.7
227	No.4 AWG ASCR	0.038	1.7
228	No.4 AWG ASCR	0.073	1.7
229	No.4 AWG ASCR	0.081	1.7
230	No.4 AWG ASCR	0.079	1.7
231	No.4 AWG ASCR	0.033	1.7
232	No.4 AWG ASCR	0.519	1.7
233	No.4 AWG ASCR	0.089	1.7
234	No.4 AWG ASCR	0.027	1.7
235	No.4 AWG ASCR	0.179	1.7
236	No.4 AWG ASCR	0.053	1.7
237	No.4 AWG ASCR	0.038	1.7
238	No.4 AWG ASCR	0.039	1.7
239	No.4 AWG ASCR	0.071	1.7
240	No.4 AWG ASCR	0.118	1.7
241	No.4 AWG ASCR	0.118	1.7
242	No.4 AWG ASCR	0.009	1.7
243	No.4 AWG ASCR	0.102	1.7
244	No.4 AWG ASCR	0.519	1.7
245	No.4 AWG ASCR	0.109	1.7

No. Trafo	KVA S	KVA S	KVA T	Tensión Nominal	Tensión R	Tensión S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)
247			25	7.6			7.2	4	2.9
248	50	50	50	7.6	7.2	7.2	7.2	4	2.3
249			10	7.6			7.2	4	2.5
250	37.5			7.6	7.2			4	2.9
251	25			7.6	7.2			4	2.3
252	25			7.6	7.2			4	2.5
253	25			7.6	7.2			4	2.9
254		25		7.6		7.2		4	2.3
255		37.5		7.6		7.2		4	2.5
256		10		7.6		7.2		4	2.9
257		25		7.6		7.2		4	2.3
258		25		7.6		7.2		4	2.4
259		37.5		7.6		7.2		4	2.5
260		50		7.6		7.2		4	2.9
261	25			7.6	7.2			4	2.3
262	100	100	100	7.6	7.2	7.2	7.2	4	2.5
263			15	7.6			7.2	4	2.9
264			25	7.6			7.2	4	2.3
265			25	7.6			7.2	4	2.4
266			25	7.6			7.2	4	2.5
267			25	7.6			7.2	4	2.9
268			25	7.6			7.2	4	2.3
269			25	7.6			7.2	4	2.5
270			25	7.6			7.2	4	2.9
271			25	7.6			7.2	4	2.3
272		37.5		7.6		7.2		4	2.5
273		10		7.6		7.2		4	2.9
274	10			7.6	7.2			4	2.3
275			25	7.6			7.2	4	2.5
276		10		7.6		7.2		4	2.9
277		15		7.6		7.2		4	2.3
278		25		7.6		7.2		4	2.4
279		25		7.6		7.2		4	2.5
280		15		7.6		7.2		4	2.9
281		25		7.6		7.2		4	2.3
282	75	75	75	7.6	7.2	7.2	7.2	4	2.5
283	50	50	50	7.6	7.2	7.2	7.2	4	2.9
284		10		7.6		7.2		4	2.3
285	10			7.6	7.2			4	2.4
286		25		7.6		7.2		4	2.5
287		25		7.6		7.2		4	2.6
288			25	7.6			7.2	4	2.4
Total	3170	3313	3968						502.023

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIO S/KM
246	No.4 AWG ASCR	0.122	1.7
247	No.4 AWG ASCR	0.033	1.7
248	No.4 AWG ASCR	0.06	1.7
249	No.4 AWG ASCR	0.037	1.7
250	No.4 AWG ASCR	0.038	1.7
251	No.4 AWG ASCR	0.034	1.7
252	No.4 AWG ASCR	0.095	1.7
253	No.4 AWG ASCR	0.135	1.7
254	No.4 AWG ASCR	0.029	1.7
255	No.4 AWG ASCR	0.122	1.7
256	No.4 AWG ASCR	0.033	1.7
257	No.4 AWG ASCR	0.06	1.7
258	No.4 AWG ASCR	0.037	1.7
259	No.4 AWG ASCR	0.038	1.7
260	1/0 AWG ASCR	0.034	0.71
261	1/0 AWG ASCR	0.095	0.71
262	1/0 AWG ASCR	0.135	0.71
263	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09
264	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09
265	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09
266	1/0 AWG ASCR	0.115	0.71
267	No. 2 AWG ASCR	0.266	1.09
268	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09
269	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09
270	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09
271	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09
272	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
273	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09
274	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09
275	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09
276	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09
277	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09
278	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09
279	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09
280	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09
281	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09
282	1/0 AWG ASCR	0.06	0.71
283	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09
284	1/0 AWG ASCR	0.038	0.71
285	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09
286	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09
287	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09
288	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09
289	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09
290	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09
291	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09
292	No. 2 AWG ASCR	0.266	1.09
293	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09
294	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09
295	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09
296	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09
297	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
298	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09
299	1/0 AWG ASCR	0.095	0.71
300	1/0 AWG ASCR	0.135	0.71
301	1/0 AWG ASCR	0.029	0.71
302	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09
303	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09
304	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09
305	No. 2 AWG ASCR	0.266	1.09
306	1/0 AWG ASCR	0.122	0.71
307	1/0 AWG ASCR	0.033	0.71
308	1/0 AWG ASCR	0.06	0.71
309	1/0 AWG ASCR	0.037	0.71
310	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09

No. Trafo	KVA S	KVA S	KVA T	Tensión Nominal	Tensión R	Tensión S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)
-----------	-------	-------	-------	-----------------	-----------	-----------	-----------	--------------	---------------

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIO S/KM
311	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09
312	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09
313	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09
314	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09
315	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09
316	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09
317	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09
318	No. 2 AWG ASCR	0.266	1.09
319	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09
320	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09
321	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09
322	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09
323	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
324	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09
325	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09
326	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09
327	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09
328	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09
329	1/0 AWG ASCR	0.395	0.71
330	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09
331	No. 2 AWG ASCR	0.266	1.09
332	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09
333	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09
334	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09
335	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09
336	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
337	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09
338	1/0 AWG ASCR	0.095	0.71
339	1/0 AWG ASCR	0.135	0.71
340	1/0 AWG ASCR	0.029	0.71
341	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09
342	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09
343	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09
344	1/0 AWG ASCR	0.266	0.71
345	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09
346	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09
347	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09
348	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09
349	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
350	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09
351	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09
352	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09
353	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09
354	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09
355	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09
356	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09
357	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09
358	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09
359	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09
360	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09
361	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09
362	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09
363	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09
364	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09
365	1/0 AWG ASCR	0.009	1.09
366	1/0 AWG ASCR	0.395	1.09
367	1/0 AWG ASCR	0.122	1.09
368	1/0 AWG ASCR	0.033	1.09
369	No. 2 AWG ASCR	0.06	0.71
370	1/0 AWG ASCR	0.037	1.09
371	1/0 AWG ASCR	0.038	1.09
372	No. 2 AWG ASCR	0.034	0.71
373	1/0 AWG ASCR	0.095	1.09
374	No. 2 AWG ASCR	0.135	0.71
375	1/0 AWG ASCR	0.029	1.09
376	No. 2 AWG ASCR	0.009	0.71

No. Trafo	KVA S	KVA S	KVA T	Tensión Nominal	Tensión R	Tensión S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)
-----------	-------	-------	-------	-----------------	-----------	-----------	-----------	--------------	---------------

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIO S/KM
377	1/0 AWG ASCR	0.395	1.09
378	1/0 AWG ASCR	0.115	1.09
379	No. 2 AWG ASCR	0.266	0.71
380	1/0 AWG ASCR	0.122	1.09
381	1/0 AWG ASCR	0.033	1.09
382	1/0 AWG ASCR	0.06	1.09
383	No. 2 AWG ASCR	0.037	0.71
384	No. 2 AWG ASCR	0.038	0.71
385	No. 2 AWG ASCR	0.034	0.71
386	No. 2 AWG ASCR	0.095	0.71
387	No. 2 AWG ASCR	0.135	0.71
388	No. 2 AWG ASCR	0.029	0.71
389	No. 2 AWG ASCR	0.009	0.71
390	No. 2 AWG ASCR	0.395	0.71
391	No. 2 AWG ASCR	0.115	0.71
Total		50.526	

Tabla VII. Resultados de flujo de carga actual (demanda máxima)

Flujo de Carga	
kVA Instalado:	10,450.0
kVA Utilizado:	4,329.4
kW Utilizado:	3,680.0
Longitud (kms):	50.5
kW Pérdidas:	502.0
% Pérdidas:	13.6%
% Regulación:	8.0%

Figura 18. Diagrama unifilar Esquipulas (demanda máxima)

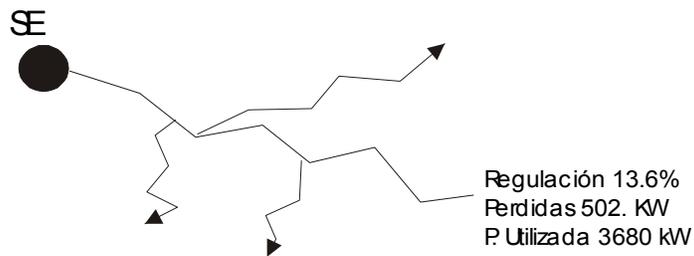


Tabla VII. Resultados de flujo de carga actual (demanda media)

Flujo de Carga	
kVA Instalado:	10,450.0
kVA Utilizado:	2,612.5
kW Utilizado:	2,220.6
Longitud (kms):	50.5
kW Pérdidas:	202.3
% Pérdidas:	9.1%
% Regulación:	5.0%

Figura 19. Diagrama unifilar Esquipulas (demanda media)

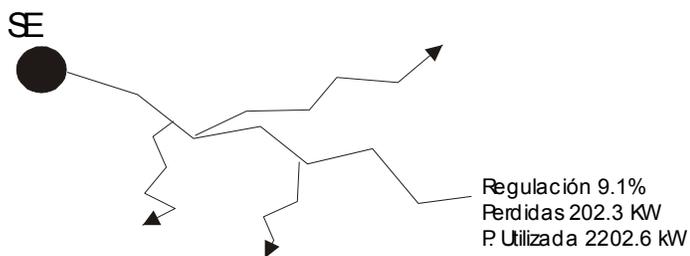
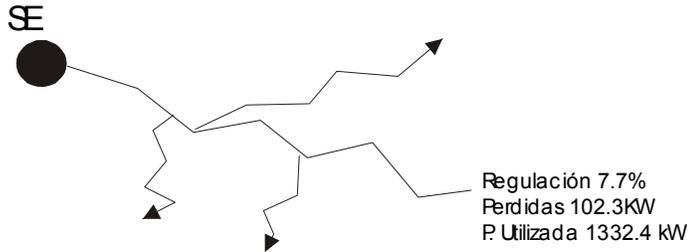


Tabla VIII. Resultados de flujo de carga actual (demanda mínima)

Flujo de Carga	
kVA Instalado:	10,450.0
kVA Utilizado:	1,567.5
kW Utilizado:	1,332.4
Longitud (kms):	50.5
kW Pérdidas:	102.3
% Pérdidas:	7.7%
% Regulación:	3.0%

Figura 20. Diagrama unifilar Esquipulas (demanda mínima)



3.1.4. Comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas

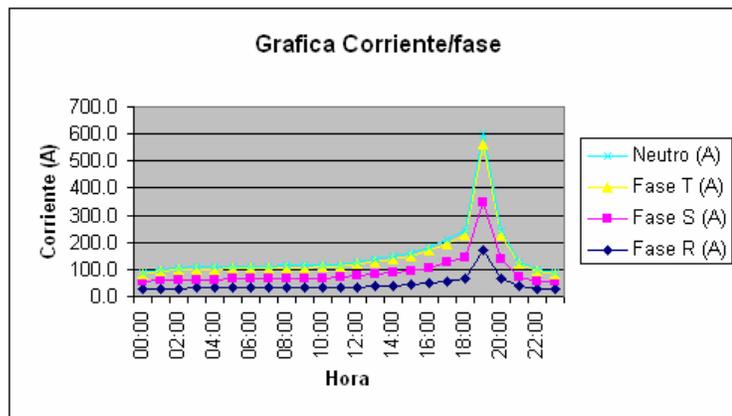
En la siguiente tabla se muestra la corriente de neutro que representa el nivel de desbalance en demanda máxima, este alcanza un valor máximo 39.71 A y un valor mínimo 5.45 A, que de acuerdo a las exigencia regulatorias no debe exceder en 3 A.

Tabla IX. Comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas

Hora	Fase R (A)	Fase S (A)	Fase T (A)	Neutro (A)
00:00	24.9	28.6	31.2	5.45
01:00	27.4	31.6	34.2	6.02
02:00	30.3	31.8	37.9	6.97
03:00	30.4	32.0	38.1	7.01
04:00	30.6	32.3	38.3	6.99
05:00	31.0	32.5	38.7	7.13
06:00	31.1	32.7	38.9	7.17
07:00	31.3	34.0	39.2	6.93
08:00	32.5	34.0	40.7	7.55
09:00	32.5	34.2	40.7	7.47
10:00	32.7	34.1	40.9	7.61
11:00	32.7	36.9	40.9	7.12
12:00	35.3	40.2	44.2	7.70
13:00	38.4	42.9	48.1	8.38
14:00	41.0	45.1	51.4	9.01
15:00	43.2	51.6	54.0	9.86
16:00	49.3	57.2	61.7	10.87
17:00	54.7	71.5	68.5	15.48
18:00	68.4	74.0	85.6	15.19
19:00	171.0	178.7	214.0	39.71
20:00	68.4	71.5	85.6	15.89
21:00	36.0	37.6	45.1	8.36
22:00	28.3	29.5	35.4	6.56
23:00	25.7	26.8	32.1	5.96

En la siguiente figura se muestra el comportamiento de las corrientes en cada fase y la corriente de neutro durante las horas del día, la fase R es la mas baja y la fase T es la mas alta.

Figura 21. Gráfica del comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas



A continuación se presenta el diagrama topológico de la red urbana de Esquipulas donde ilustra los códigos de los transformadores y de los tramos descritos en las tablas de flujo de carga.

Figura 22. Diagrama topológico de la línea de Esquipulas 13.8 kV

3.1.5 Cálculo y análisis de resultados de índices de confiabilidad

3.1.5.1 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. Todas las interrupciones de suministro se caracterizan por su duración, y solamente se toman en cuenta las interrupciones largas, que exceden más de tres minutos.

➤ $FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$

Tenemos

20 Interrupciones en el año (enero-Diciembre 2005)

5530 kVA interrumpidos en el semestre(enero-Diciembre 2005)

10450 kVA Instalados

$$FMIK = (20)*5530/10450 = 10.58 \text{ interrupciones / año}$$

➤ $TTIK = TIK = \sum_j Qkfsj*Tfsj/Qki$

Tenemos

20 Interrupciones en el año(enero-Diciembre 2005)

5530 kVA interrumpidos en el semestre(enero-Diciembre 2005)

23.6 horas de interrupción

10450 kVA Instalados

$$TTIK = (20)*5530*23.6/10450 = 249.77 \text{ interrupciones-Horas / año}$$

3.1.5.2 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.”

El control para la Regulación de Tensión se realizo por medio del sistema flujo de carga de la línea en análisis, debido a que se ha logrado identificar que son aproximadamente iguales.

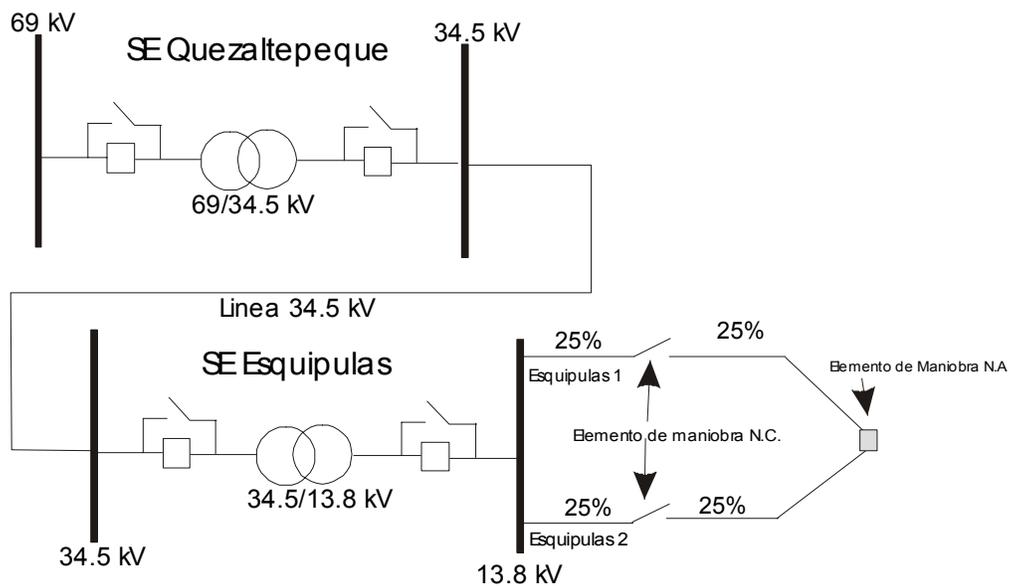
3.2 Aplicación de la Metodología de Planificación y Expansión para la red urbana de Esquipulas.

3.2.1 Sistema de distribución propuesto

La metodología de planificación y expansión de redes analiza diferentes puntos, que dependiendo del caso en análisis serán aplicados. Con el flujo de carga descrito anteriormente se termino que existe un porcentaje de perdidas de 13.6% y un 8% de regulación, también los registros de fallas registran un FMIK y TTIK alto por no tener un criterio de protección confiable nuestro objetivo es mejorar las condiciones de la red.

En la figura 22 se describe el diagrama unifilar correspondiente a la red a modificar, en la adecuación se creará otro circuito, con el objetivo de dividir la carga y que cada ramal tenga aproximadamente el 50% del total instalado, separado con el elemento de maniobra, y cada ramal se dividirá en dos segmentos, también separados por un elemento de maniobra, es decir que entre cada seccionamiento se tenga el 25% de lo instalado, esto mejorará la confiabilidad de la red, porque cuando exista una falla solo se perderá el 25% de la carga instalada, esto se describe en la figura siguiente.

Figura 23. Diagrama unifilar del sistema propuesto



3.2.2 Remodelación de red de distribución de Esquipulas

De acuerdo a la metodología se debe definir una línea principal, y luego de ella deberán salir derivadas y de estas saldrán subderivadas, con una protección en cabecera que coordine con la protección de la subestación.

En la configuración propuesta (figura 23) se define una línea principal, la cual será reconductorado debido a que será el eje principal del ramal, a continuación se describe el tramo y conductor a instalar:

Tabla X. Tramos a reconductorado

Tramos	Longitud	Conductor a instalar
1	0.8	4/0 AWG ASCR
12	0.095	4/0 AWG ASCR
17	0.115	4/0 AWG ASCR
58	0.027	4/0 AWG ASCR
59	0.088	4/0 AWG ASCR
60	0.022	4/0 AWG ASCR
64	0.065	4/0 AWG ASCR
66	0.001	4/0 AWG ASCR
67	0.001	4/0 AWG ASCR
217	0.048	4/0 AWG ASCR
219	0.177	4/0 AWG ASCR
253	0.135	4/0 AWG ASCR
254	0.029	4/0 AWG ASCR
298	0.034	4/0 AWG ASCR
299	0.095	4/0 AWG ASCR
300	0.135	4/0 AWG ASCR
304	0.115	4/0 AWG ASCR
305	0.266	4/0 AWG ASCR
306	0.122	4/0 AWG ASCR
307	0.033	4/0 AWG ASCR
Total	2.403	

Con la definición de la línea principal se debe convertir de línea monofásica a trifásica los siguientes tramo; con el fin de obtener derivaciones con carga instalada al menos 5%.

Tabla XI. Tramos a Convertir de monofásica a trifásica

Tramos	Longitud	Conductor a instalar
77	0.073	4/0 AWG ASCR
121	0.058	4/0 AWG ASCR
223	0.061	4/0 AWG ASCR
224	0.16	4/0 AWG ASCR
123	0.251	4/0 AWG ASCR
Total	0.603	

Como se describió en la figura 22 se creará un nuevo ramal al cual también, se debe definir un eje principal, la definición de la línea principal la constituirán tramos nuevos, los cuales se describen a continuación:

Tabla XII. Tramos a nuevos y línea Nueva

Tramos	Longitud	Conductor a instalar
392	0.6	4/0 AWG ASCR
393	0.4	4/0 AWG ASCR
394	1.3	4/0 AWG ASCR
Línea Nueva	4.3	4/0 AWG ASCR
Total	6.6	

Con la creación de nuevos tramos y la remodelación de otros se crea una nueva topología la cual se describe a continuación donde muestra los tramos mencionados en las tablas X, XI, XII.

Con la nueva configuración topológica se dismantelaran los siguientes tramos 36,38,39,92,140,190,285, a continuación se describe el nuevo diagrama topológico, en la figura 23, en el siguiente diagrama topológico propuesto.

Figura 24. Diagrama topológico propuesto

Luego del diagrama topológico propuesto se agruparán todas las derivadas que parten de la línea principal y las subderivadas que arranquen de las derivadas, con el objetivo de calcular la protección en cabeceras de las mismas.

3.2.3 Cálculo y análisis de flujo de carga de la red Esquipulas 13.8 kV propuesto.

En el apartado 3.1.4 muestra el análisis de flujo de carga actual, ahora se presenta el flujo de carga propuesto, con las modificaciones antes mencionados.

Tabla XII. Flujo de carga propuesta (demanda máxima)

Codigo del Trafo.	Fase R	Fase S	Fase T	Tensión Nominal	Tension R	Tension S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)	Codigo del Conductor	Longitud (km)	OHMIOS /KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)
1			15	7.6			7.6	0	0.1	14/0 AWG ASCR	0.8	1.25	385
2		10		7.6			7.6	0	0.1	24/0 AWG ASCR	0.379	1.25	385
3	50	50	50	7.6	7.6	7.6	7.6	0	0.1	34/0 AWG ASCR	0.557	1.25	385
4			10	7.6			7.6	0	0.1	4No. 2 AWG ASCR	0.102	1.09	184
5	50			7.6	7.5			1	0.2	54/0 AWG ASCR	0.525	1.25	385
6	50			7.6	7.5			1	0.1	6No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09	184
7		37.5		7.6			7.5	1	0.3	74/0 AWG ASCR	0.033	1.25	385
8		25		7.6			7.5	1	0.3	8No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09	184
9		25		7.6			7.5	1	0.4	9No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09	184
10	15			7.6	7.5			1	0.1	10No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	184
11			25	7.6			7.5	1	0.2	114/0 AWG ASCR	0.034	1.25	385
12			25	7.6			7.5	1	0.1	12No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09	184
13	25	25	25	7.6	7.5	7.5	7.5	1	0.3	134/0 AWG ASCR	0.135	1.25	385
14		10	37.5	7.6			7.5	1	0.3	14No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09	184
15		37.5	37.5	7.6			7.5	1	0.4	15No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09	184
16	50	50	50	7.6	7.5	7.5	7.5	1	0.4	16No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09	184
17		25		7.6			7.5	1	0.5	174/0 AWG ASCR	0.115	1.25	385
18		25		7.6			7.5	1	0.6	184/0 AWG ASCR	0.266	1.25	385
19		25		7.6			7.5	1	0.7	19No. 2 AWG ASCR	0.352	1.09	184
20		25		7.6			7.5	1	0.6	20No. 2 AWG ASCR	1.163	1.09	184
21		25		7.6			7.5	1	0.8	21No. 2 AWG ASCR	0.69	1.09	184
22		25		7.6			7.5	1	0.9	22No.4 AWG ASCR	0.364	1.25	385

Codigo del Trafo.	Fase R	Fase S	Fase T	Tensión Nominal	Tension R	Tension S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)
23		25		7.6		7.5		1	0.5
24		10		7.6		7.5		1	0.6
25		25		7.6		7.5		1	0.7
26		25		7.6		7.5		1	0.6
27		25		7.6		7.5		1	0.8
28		25		7.6		7.5		1	0.9
29		25		7.6		7.5		1	0.9
30		25		7.6		7.5		1	0.5
31		25		7.6		7.5		1	0.6
32		25		7.6		7.5		1	0.7
33		25		7.6		7.5		1	0.6
34		37.5		7.6		7.5		1	0.8
35		37.5		7.6		7.5		1	1.123
36		25		7.6		7.5		1	0.3
37		25		7.6		7.5		1	1.3
38		25		7.6		7.5		1	0
39			25	7.6			7.5	1	0.2
40	10			7.6	7.5			1	0.2
41			25	7.6			7.5	1	0.4
42			25	7.6			7.5	1	0.3
43	25			7.6	7.5			1	0.2
44		37.5		7.6		7.5		1	0.2
45			25	7.6			7.5	1	0.4
46		40		7.6		7.5		1	0.3
47		25		7.6		7.5		1	0.2
48		25		7.6		7.5		1	0.2
49		25		7.6		7.5		1	0.4
50		15		7.6		7.5		1	0.2
51		25		7.6		7.5		1	0.4
52		25		7.6		7.5		1	0.2
53		62.5		7.6		7.5		1	0.4
54			37.5	7.6			7.5	1	0.2
55			25	7.6			7.5	1	0.4
56			25	7.6			7.5	1	0.2
57			25	7.6			7.5	1	0.4
58			25	7.6			7.5	1	0.3
59			25	7.6			7.5	1	0.2
60		25		7.6		7.5		1	0.4
61	25	25		7.6	7.5	7.5		1	0.3
62	10	25		7.6	7.5	7.5		1	0.2
63	15			7.6	7.5			1	0.4
64		15		7.6		7.5		1	0.3
65	25			7.6	7.5			1	0.2
66	25			7.6	7.5			1	0.2
67	25			7.6	7.5			1	0.4
68	25			7.6	7.5			1	0.2
69			25	7.6			7.5	1	0.4
70	25			7.6	7.5			1	0.2
71	25			7.6	7.5			1	0.4

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIOS /KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)
23	No. 2 AWG ASCR	0.209	1.09	184
24	No. 2 AWG ASCR	1.148	1.09	184
25	No. 2 AWG ASCR	0.374	1.09	184
26	No. 2 AWG ASCR	0.006	1.09	184
27	No. 2 AWG ASCR	0.222	1.09	184
28	No. 2 AWG ASCR	0.067	1.09	184
29	No. 2 AWG ASCR	0.078	1.09	184
30	No. 2 AWG ASCR	0.1	1.09	184
31	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	184
32	No. 2 AWG ASCR	0.05	1.09	184
33	No. 2 AWG ASCR	0.721	1.09	184
34	No. 2 AWG ASCR	0.023	1.09	184
35	No. 2 AWG ASCR	0.025	1.09	184
36	No. 2 AWG ASCR	0.045	1.09	184
37	No. 2 AWG ASCR	0.035	1.09	184
40	No. 2 AWG ASCR	0.077	1.09	184
41	No. 2 AWG ASCR	0.107	1.09	184
42	No. 2 AWG ASCR	0.041	1.09	184
43	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09	184
44	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
45	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
46	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
47	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
48	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
49	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
50	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
51	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
52	No. 2 AWG ASCR	0.057	1.09	184
53	No. 2 AWG ASCR	0.153	1.09	184
54	No. 2 AWG ASCR	0.072	1.09	184
55	No. 2 AWG ASCR	0.066	1.09	184
56	No. 2 AWG ASCR	0.065	1.09	184
57	No. 2 AWG ASCR	0.063	1.09	184
58	4/0 AWG ASCR	0.027	1.25	385
59	4/0 AWG ASCR	0.088	1.25	385
60	4/0 AWG ASCR	0.022	1.25	385
61	4/0 AWG ASCR	0.11	1.25	385
62	No. 2 AWG ASCR	0.202	0.71	242
63	No. 2 AWG ASCR	0.066	0.472	315
64	4/0 AWG ASCR	0.065	1.25	385
65	4/0 AWG ASCR	0.001	1.25	385
66	4/0 AWG ASCR	0.001	1.25	385
67	4/0 AWG ASCR	0.001	1.25	385
68	4/0 AWG ASCR	0.001	1.25	385
69	No.4 AWG ASCR	0.001	0.472	315
70	No.4 AWG ASCR	0.001	0.472	315
71	No.4 AWG ASCR	0.001	1.7	140
72	No.4 AWG ASCR	0.001	1.7	140
73	No.4 AWG ASCR	0.06	1.7	140

Codigo del Trafo.	Fase R	Fase S	Fase T	Tensión Nominal	Tension R	Tension S	Tension T	% Regulación	Perdidas (kW)	Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIOS /KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)
72			25	7.6			7.5	1	0.2	74	No.4 AWG ASCR	0.063	1.7	140
73			25	7.6			7.5	1	0.4	75	No.4 AWG ASCR	0.148	1.7	140
74			25	7.6			7.5	1	0.2	76	No.4 AWG ASCR	0.18	1.7	140
75			25	7.6			7.5	1	0.4	77	No.4 AWG ASCR	0.073	1.25	385
76			25	7.6			7.5	1	0.2	78	No.4 AWG ASCR	0.567	1.7	140
77			50	7.6			7.5	1	0.4	79	No.4 AWG ASCR	0.129	1.7	140
78			50	7.6			7.5	1	0.3	80	No.4 AWG ASCR	0.081	1.7	140
79	25			7.6	7.5			1	0.2	81	No.4 AWG ASCR	0.035	1.7	140
80			15	7.6			7.5	1	0.4	82	No.4 AWG ASCR	0.085	1.7	140
81		25	25	7.6		7.5	7.5	1	0.2	83	No.4 AWG ASCR	0.113	1.7	140
82			75	7.6			7.5	1	0.4	84	No.4 AWG ASCR	0.345	1.7	140
83	25			7.6	7.5			1	0.2	85	No.4 AWG ASCR	0.211	1.7	140
84	25			7.6	7.5			1	0.2	86	No.4 AWG ASCR	0.014	1.7	140
85			25	7.6			7.5	1	0.4	87	No.4 AWG ASCR	0.1	1.7	140
86	25			7.6	7.5			1	0.2	88	1/0 AWG ASCR	0.062	1.7	140
87			25	7.6			7.5	1	0.4	89	1/0 AWG ASCR	0.077	1.7	140
88	25			7.6	7.5			1	0.2	90	1/0 AWG ASCR	0.237	0.71	242
89	25			7.6	7.5			1	0.4	91	No. 2 AWG ASCR	0.038	0.71	242
90	25			7.6	7.5			1	0.2	93	No. 2 AWG ASCR	0.111	0.71	242
91	25			7.6	7.5			1	0.4	94	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09	184
92	25			7.6	7.5			1	0.3	95	No. 2 AWG ASCR	0.036	1.09	184
93	25			7.6	7.5			1	0.2	96	No. 2 AWG ASCR	0.065	1.09	184
94	25			7.6	7.5			1	0.4	97	No. 2 AWG ASCR	0.046	1.09	184
95	25			7.6	7.5			1	0.2	98	No. 2 AWG ASCR	0.127	1.09	184
96	25			7.6	7.5			1	0.4	99	No. 2 AWG ASCR	0.199	1.09	184
97		25		7.6		7.5		1	0.3	100	No. 2 AWG ASCR	0.045	1.09	184
98		25		7.6		7.5		1	0.2	101	No. 2 AWG ASCR	0.134	1.09	184
99		25		7.6		7.5		1	0.4	102	No. 2 AWG ASCR	0.127	1.09	184
100		25		7.6		7.5		1	0.2	103	No. 2 AWG ASCR	0.104	1.09	184
101		25		7.6		7.5		1	0.4	104	1/0 AWG ASCR	0.12	1.09	184
102			25	7.6			7.5	1	0.3	105	No. 2 AWG ASCR	0.226	1.09	184
103			25	7.6			7.5	1	0.2	106	No. 2 AWG ASCR	0.005	1.09	184
104		25		7.6		7.5		1	0.4	107	No. 2 AWG ASCR	0.102	0.71	242
105	25			7.6	7.5			1	0.3	108	No. 2 AWG ASCR	0.1	1.09	184
106	25			7.6	7.5			1	0.2	109	1/0 AWG ASCR	0.008	1.09	184
107			25	7.6			7.5	1	0.4	110	No.4 AWG ASCR	0.14	1.09	184
108			25	7.6			7.5	1	0.2	111	1/0 AWG ASCR	0.07	1.09	184
109			25	7.6			7.5	1	0.4	112	No.4 AWG ASCR	0.149	0.71	242
110			25	7.6			7.5	1	0.5	113	No.4 AWG ASCR	0.059	1.7	140
111			25	7.6			7.5	1	0.3	114	No.4 AWG ASCR	0.103	0.71	242
112			25	7.6			7.5	1	0.4	115	No.4 AWG ASCR	0.238	1.7	140
113			15	7.6			7.5	1	0.6	116	No.4 AWG ASCR	0.222	1.7	140
114			62.5	7.6			7.5	1	0.8	117	No.4 AWG ASCR	0.039	1.7	140
115	25			7.6	7.5			1	0.7	118	No.4 AWG ASCR	0.26	1.7	140
116	25			7.6	7.5			1	0.4	119	No.4 AWG ASCR	0.242	1.7	140
117	25			7.6	7.5			1	0.2	120	No.4 AWG ASCR	0.043	1.7	140
118	25			7.6	7.5			1	0.4	121	4/0 AWG ASCR	0.058	1.7	140
119	35	25		7.6	7.5	7.5		1	0.2	122	No.4 AWG ASCR	0.04	1.7	140
120		35		7.6		7.5		1	0.4	123	No.4 AWG ASCR	0.251	1.7	140

Codigo del Trafo.	Fase R	Fase S	Fase T	Tensión Nominal	Tension R	Tension S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)	Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIOS /KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)	
121		25		7.6		7.5			1	0.2	124	No.4 AWG ASCR	0.023	1.7	140
122	10			7.6	7.5				1	0.4	125	No.4 AWG ASCR	0.145	1.7	140
123	25			7.6	7.5				1	0.3	126	No.4 AWG ASCR	0.206	1.7	140
124	25			7.6	7.5				1	0.2	127	No.4 AWG ASCR	0.065	1.7	140
125	25			7.6	7.5				1	0.2	128	No.4 AWG ASCR	0.015	1.7	140
126	50	50	50	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.4	129	No.4 AWG ASCR	0.068	1.7	140
127	50	50	50	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.2	130	No.4 AWG ASCR	0.107	1.7	140
128			35	7.6			7.5		1	0.4	131	No.4 AWG ASCR	0.021	1.7	140
129			10	7.6			7.5		1	0.2	132	No.4 AWG ASCR	0.063	1.7	140
130		25		7.6		7.5			1	0.4	133	No. 2 AWG ASCR	0.731	1.7	140
131			62.5	7.6			7.5		1	0.2	134	No. 2 AWG ASCR	0.568	1.7	140
132			50	7.6			7.5		1	0.4	135	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.7	140
133	37.5	37.5	37.5	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.4	136	1/0 AWG ASCR	0.038	1.09	184
134	25	25	25	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.2	137	1/0 AWG ASCR	0.031	1.09	184
135			75	7.6			7.5		1	0.4	138	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09	184
136			45	7.6			7.5		1	0.2	139	No. 2 AWG ASCR	0.104	0.71	242
137			15	7.6			7.5		1	0.4	141	No. 2 AWG ASCR	0.12	0.71	242
138		25		7.6		7.5			1	0.2	142	No. 2 AWG ASCR	0.044	1.09	184
139			50	7.6			7.5		1	0.4	143	No. 2 AWG ASCR	0.149	1.09	184
140	50	50	50	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.4	144	No. 2 AWG ASCR	0.15	1.09	184
141		25		7.6		7.5			1	0.2	145	No. 2 AWG ASCR	0.109	1.09	184
142	37.5	37.5	37.5	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.4	146	No. 2 AWG ASCR	0.026	1.09	184
143	37.5			7.6	7.5				1	0.2	147	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09	184
144	50			7.6	7.5				1	0.4	148	No. 2 AWG ASCR	0.047	1.09	184
145		25		7.6		7.5			1	0.2	149	No. 2 AWG ASCR	0.107	1.09	184
146		25		7.6		7.5			1	0.4	150	No. 2 AWG ASCR	0.219	1.09	184
147	10			7.6	7.5				1	0.4	151	No. 2 AWG ASCR	0.042	1.09	184
148		62.5		7.6		7.5			1	0.2	152	No. 2 AWG ASCR	0.032	1.09	184
149			25	7.6		7.5			1	0.4	153	No. 2 AWG ASCR	0.041	1.09	184
150	25			7.6		7.5			1	0.2	154	No. 2 AWG ASCR	0.12	1.09	184
151			10	7.6			7.5		1	0.4	155	No. 2 AWG ASCR	0.246	1.09	184
152			50	7.6			7.5		1	0.2	156	No. 2 AWG ASCR	0.07	1.09	184
153	15			7.6	7.5				1	0.4	157	No. 2 AWG ASCR	0.02	1.09	184
154	25		20	7.6	7.5		7.5		1	0.4	158	No. 2 AWG ASCR	0.167	1.09	184
155	50		10	7.6	7.5		7.5		1	0.2	159	No. 2 AWG ASCR	0.087	1.09	184
156		25		7.6		7.5			1	0.4	160	No. 2 AWG ASCR	0.205	1.09	184
157	50	50	50	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.2	161	No. 2 AWG ASCR	0.13	1.09	184
158	50	75	75	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.4	162	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09	184
159		50		7.6		7.5			1	0.2	163	No. 2 AWG ASCR	0.236	1.09	184
160	15	15	15	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.4	164	No. 2 AWG ASCR	0.073	1.09	184
161		10		7.6		7.5			1	0.2	165	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09	184
162	10			7.6	7.5				1	0.4	166	No. 2 AWG ASCR	0.047	1.09	184
163	15			7.6	7.5				1	0.2	167	No. 2 AWG ASCR	0.05	1.09	184
164			25	7.6			7.5		1	0.4	168	No. 2 AWG ASCR	0.044	1.09	184
165			25	7.6			7.5		1	0.2	169	No. 2 AWG ASCR	0.049	1.09	184
166	25			7.6	7.5				1	0.4	170	No. 2 AWG ASCR	0.041	1.09	184
167			25	7.6			7.5		1	0.4	171	No. 2 AWG ASCR	0.053	1.09	184
168	25			7.6	7.5				1	0.2	172	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09	184
169			25	7.6			7.5		1	0.4	173	No. 2 AWG ASCR	0.158	1.09	184

Codigo del Trafo.	Fase R	Fase S	Fase T	Tensión Nominal	Tension R	Tension S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)	Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIOS /KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)
170			10	7.6			7.5	1	0.2	174	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	184
171			25	7.6			7.5	1	0.4	175	No. 2 AWG ASCR	0.026	1.09	184
172	50	50	50	7.6	7.5	7.5	7.5	1	0.2	176	No. 2 AWG ASCR	0.036	1.09	184
173		10		7.6			7.5	1	0.4	177	No. 2 AWG ASCR	0.068	1.09	184
174			25	7.6			7.5	1	0.3	178	No. 2 AWG ASCR	0.036	1.09	184
175			25	7.6			7.5	1	0.4	179	No. 2 AWG ASCR	0.028	1.09	184
176			50	7.6			7.5	1	0.2	180	No. 2 AWG ASCR	0.04	1.09	184
177			50	7.6			7.5	1	0.4	181	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
178			50	7.6			7.5	1	0.2	182	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
179			50	7.6			7.5	1	0.4	183	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
180			50	7.6			7.5	1	0.2	184	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
181			50	7.6			7.5	1	0.4	185	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
182			50	7.6			7.5	1	0.3	186	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
183			25	7.6			7.5	1	0.4	187	No. 2 AWG ASCR	0.001	1.09	184
184			37.5	7.6			7.5	1	0.2	188	No.4 AWG ASCR	0.001	1.09	184
185	35			7.6	7.5			1	0.4	189	No.4 AWG ASCR	0.033	1.09	184
186	37.5	37.5	37.5	7.6	7.5	7.5	7.5	1	0.2	191	No.4 AWG ASCR	1.517	1.09	184
187		75		7.6			7.5	1	0.4	192	No.4 AWG ASCR	0.065	1.09	184
188	20			7.6	7.5			1	0.2	193	No.4 AWG ASCR	0.097	1.7	140
189	25	25	25	7.6	7.5	7.5	7.5	1	0.4	194	No.4 AWG ASCR	0.518	1.7	140
190	10	10	10	7.6	7.5	7.5	7.5	1	0.3	195	No.4 AWG ASCR	0.089	1.7	140
191	25			7.6	7.5			1	0.4	196	No.4 AWG ASCR	0.034	1.7	140
192	37.5			7.6	7.5			1	0.2	197	No.4 AWG ASCR	0.063	1.7	140
193	50			7.6	7.5			1	0.4	198	No.4 AWG ASCR	0.161	1.7	140
194	50			7.6	7.5			1	0.2	199	No.4 AWG ASCR	0.078	1.7	140
195	50			7.6	7.5			1	0.4	200	No.4 AWG ASCR	0.205	1.7	140
196	50			7.6	7.5			1	0.2	201	No.4 AWG ASCR	0.228	1.7	140
197	50			7.6	7.5			1	0.4	202	No.4 AWG ASCR	0.558	1.7	140
198	10			7.6	7.5			1	0.4	203	No.4 AWG ASCR	0.526	1.7	140
199	25			7.6	7.5			1	0.2	204	No.4 AWG ASCR	0.348	1.7	140
200	25			7.6	7.5			1	0.4	205	No.4 AWG ASCR	0.164	1.7	140
201	25			7.6	7.5			1	0.2	206	No.4 AWG ASCR	0.1	1.7	140
202	15			7.6	7.5			1	0.4	207	No.4 AWG ASCR	0.026	1.7	140
203	50			7.6	7.5			1	0.2	208	No.4 AWG ASCR	0.095	1.7	140
204	62.5			7.6	7.5			1	0.4	209	No.4 AWG ASCR	0.051	1.7	140
205	62.5			7.6	7.5			1	0.3	210	No.4 AWG ASCR	0.059	1.7	140
206	25			7.6	7.5			1	0.4	211	No.4 AWG ASCR	0.033	1.7	140
207	50			7.6	7.5			1	0.2	212	No.4 AWG ASCR	0.027	1.7	140
208			47.5	7.6			7.5	1	0.4	213	No.4 AWG ASCR	0.203	1.7	140
209	25			7.6	7.5			1	0.2	214	No.4 AWG ASCR	0.048	1.7	140
210	25			7.6	7.5			1	0.4	215	No.4 AWG ASCR	0.201	1.7	140
211	50			7.6	7.5			1	0.2	216	No.4 AWG ASCR	0.111	1.7	140
212			25	7.6			7.5	1	0.4	217	No.4 AWG ASCR	0.048	1.7	140
213			25	7.6			7.5	1	0.4	218	4/0 AWG ASCR	0.184	1.7	140
214			25	7.6			7.5	1	0.2	219	No.4 AWG ASCR	0.177	1.7	140
215			15	7.6			7.5	1	0.4	220	4/0 AWG ASCR	0.07	1.7	140
216			50	7.6			7.5	1	0.2	221	4/0 AWG ASCR	0.245	1.7	140
217			50	7.6			7.5	1	0.4	222	No.4 AWG ASCR	0.001	1.7	140
218	25			7.6	7.5			1	0.2	223	No.4 AWG ASCR	0.061	1.7	140

Codigo del Trafo.	Fase R	Fase S	Fase T	Tensión Nominal	Tension R	Tension S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)	Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIOS /KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)	
219	25			7.6	7.5				1	0.4	224	4/0 AWG ASCR	0.16	1.25	385
220		35		7.6		7.5			1	0.4	225	No.4 AWG ASCR	0.236	1.7	140
221		25		7.6		7.5			1	0.2	226	No.4 AWG ASCR	0.14	1.7	140
222		15		7.6		7.5			1	0.4	227	No.4 AWG ASCR	0.038	1.7	140
223		25		7.6		7.5			1	0.2	228	No.4 AWG ASCR	0.073	1.7	140
224		25		7.6		7.5			1	0.4	229	No.4 AWG ASCR	0.081	1.7	140
225		25		7.6		7.5			1	0.2	230	No.4 AWG ASCR	0.079	1.7	140
226		25		7.6		7.5			1	0.4	231	No.4 AWG ASCR	0.033	1.7	140
227		25		7.6		7.5			1	0.3	232	No.4 AWG ASCR	0.519	1.7	140
228	10			7.6	7.5				1	0.4	233	No.4 AWG ASCR	0.089	1.7	140
229	25		25	7.6	7.5		7.5		1	0.2	234	No.4 AWG ASCR	0.027	1.7	140
230			25	7.6			7.5		1	0.4	235	No.4 AWG ASCR	0.179	1.7	140
231			25	7.6			7.5		1	0.2	236	No.4 AWG ASCR	0.053	1.7	140
232		25		7.6		7.5			1	0.4	237	No.4 AWG ASCR	0.038	1.7	140
233		25		7.6			7.5		1	0.2	238	No.4 AWG ASCR	0.039	1.7	140
234		15		7.6			7.5		1	0.4	239	No.4 AWG ASCR	0.071	1.7	140
235		37.5		7.6			7.5		1	0.2	240	No.4 AWG ASCR	0.118	1.7	140
236		25		7.6			7.5		1	0.4	241	No.4 AWG ASCR	0.118	1.7	140
237		10		7.6			7.5		1	0.2	242	No.4 AWG ASCR	0.009	1.7	140
238		75		7.6			7.5		1	0.4	243	No.4 AWG ASCR	0.102	1.7	140
239		25		7.6			7.5		1	0.2	244	No.4 AWG ASCR	0.519	1.7	140
240		15		7.6			7.5		1	0.4	245	No.4 AWG ASCR	0.109	1.7	140
241		25		7.6			7.5		1	0.3	246	No.4 AWG ASCR	0.122	1.7	140
243		15		7.6			7.5		1	0.4	247	No.4 AWG ASCR	0.033	1.7	140
244		15		7.6			7.5		1	0.2	248	No.4 AWG ASCR	0.06	1.7	140
245		25		7.6			7.5		1	0.4	249	No.4 AWG ASCR	0.037	1.7	140
246	15			7.6	7.5				1	0.2	250	No.4 AWG ASCR	0.038	1.7	140
247			25	7.6			7.5		1	0.4	251	No.4 AWG ASCR	0.034	1.7	140
248	50	50	50	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.2	252	No.4 AWG ASCR	0.095	1.7	140
249			10	7.6			7.5		1	0.4	253	4/0 AWG ASCR	0.135	1.25	385
250	37.5			7.6	7.5				1	0.2	254	4/0 AWG ASCR	0.029	1.25	385
251	25			7.6	7.5				1	0.4	255	No.4 AWG ASCR	0.122	1.7	140
252	25			7.6	7.5				1	0.2	256	No.4 AWG ASCR	0.033	1.7	140
253	25			7.6	7.5				1	0.4	257	No.4 AWG ASCR	0.06	1.7	140
254		25		7.6		7.5			1	0.2	258	No.4 AWG ASCR	0.037	1.7	140
255		37.5		7.6		7.5			1	0.4	259	No.4 AWG ASCR	0.038	1.7	140
256		10		7.6		7.5			1	0.4	260	1/0 AWG ASCR	0.034	1.7	140
257		25		7.6		7.5			1	0.2	261	1/0 AWG ASCR	0.095	1.7	140
258		25		7.6		7.5			1	0.4	262	1/0 AWG ASCR	0.135	1.7	140
259		37.5		7.6		7.5			1	0.2	263	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.7	140
260		50		7.6		7.5			1	0.4	264	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.7	140
261	25			7.6	7.5				1	0.2	265	No. 2 AWG ASCR	0.395	0.71	242
262	100	100	100	7.6	7.5	7.5	7.5		1	0.4	266	1/0 AWG ASCR	0.115	0.71	242
263	15			7.6			7.5		1	0.4	267	No. 2 AWG ASCR	0.266	0.71	242
264	25			7.6			7.5		1	0.2	268	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09	184
265	25			7.6			7.5		1	0.4	269	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09	184
266	25			7.6			7.5		1	0.2	270	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09	184
267	25			7.6			7.5		1	0.4	271	No. 2 AWG ASCR	0.037	0.71	242
268	25			7.6			7.5		1	0.2	272	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	184

Codigo del Trafo.	Fase R	Fase S	Fase T	Tensión Nominal	Tension R	Tension S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)
269	25			7.6			7.5	1	0.4
270	25			7.6			7.5	1	0.3
271	25			7.6			7.5	1	0.4
272		37.5		7.6		7.5		1	0.2
273		10		7.6		7.5		1	0.4
274	10			7.6	7.5			1	0.2
275			25	7.6			7.5	1	0.4
276		10		7.6		7.5		1	0.2
277		15		7.6		7.5		1	0.4
278		25		7.6		7.5		1	0.4
279		25		7.6		7.5		1	0.2
280		15		7.6		7.5		1	0.4
281		25		7.6		7.5		1	0.2
282	75	75	75	7.6	7.5	7.5	7.5	1	0.4
283	50	50	50	7.6	7.5	7.5	7.5	1	0.2
284		10		7.6		7.5		1	0.4
285	10			7.6	7.5			1	0.3
286	25			7.6		7.5		1	0.2
287	25			7.6		7.5		1	0.1
288		25		7.6			7.5	1	0.2
Total	3460	3545	3445						95.623

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIOS /KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)
273	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09	184
274	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09	184
275	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09	184
276	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09	184
277	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09	184
278	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09	184
279	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09	184
280	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09	184
281	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09	184
282	1/0 AWG ASCR	0.06	1.09	184
283	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09	184
284	1/0 AWG ASCR	0.038	1.09	184
286	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09	184
287	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09	184
288	No. 2 AWG ASCR	0.029	0.71	242
289	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09	184
290	No. 2 AWG ASCR	0.395	0.71	242
291	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09	184
292	No. 2 AWG ASCR	0.266	1.09	184
293	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09	184
294	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09	184
295	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09	184
296	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09	184
297	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	184
298	4/0 AWG ASCR	0.034	1.25	385
299	4/0 AWG ASCR	0.095	1.25	385
300	4/0 AWG ASCR	0.135	1.25	385
301	4/0 AWG ASCR	0.029	1.25	385
302	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09	184
303	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09	184
304	4/0 AWG ASCR	0.115	1.25	385
305	4/0 AWG ASCR	0.266	1.25	385
306	4/0 AWG ASCR	0.122	1.25	385
307	4/0 AWG ASCR	0.033	1.25	385
308	4/0 AWG ASCR	0.06	1.25	385
309	1/0 AWG ASCR	0.037	1.09	184
310	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	184
311	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09	184
312	No. 2 AWG ASCR	0.095	0.71	242
313	No. 2 AWG ASCR	0.135	0.71	242
314	No. 2 AWG ASCR	0.029	0.71	242
315	No. 2 AWG ASCR	0.009	0.71	242
316	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09	184
317	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09	184
318	No. 2 AWG ASCR	0.266	1.09	184
319	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09	184
320	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09	184
321	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09	184
322	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09	184

Codigo del Trafo.	Fase R	Fase S	Fase T	Tensión Nominal	Tension R	Tension S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)
-------------------	--------	--------	--------	-----------------	-----------	-----------	-----------	--------------	---------------

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIOS /KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)
323	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	184
324	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09	184
325	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09	184
326	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09	184
327	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09	184
328	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09	184
329	1/0 AWG ASCR	0.395	1.09	184
330	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09	184
331	No. 2 AWG ASCR	0.266	1.09	184
332	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09	184
333	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09	184
334	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09	184
335	No. 2 AWG ASCR	0.037	0.71	242
336	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	184
337	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09	184
338	1/0 AWG ASCR	0.095	1.09	184
339	1/0 AWG ASCR	0.135	1.09	184
340	1/0 AWG ASCR	0.029	1.09	184
341	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09	184
342	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09	184
343	No. 2 AWG ASCR	0.115	1.09	184
344	1/0 AWG ASCR	0.266	0.71	242
345	No. 2 AWG ASCR	0.122	0.71	242
346	No. 2 AWG ASCR	0.033	0.71	242
347	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09	184
348	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09	184
349	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	184
350	No. 2 AWG ASCR	0.034	0.71	242
351	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09	184
352	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09	184
353	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09	184
354	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09	184
355	No. 2 AWG ASCR	0.395	1.09	184
356	No. 2 AWG ASCR	0.122	1.09	184
357	No. 2 AWG ASCR	0.033	1.09	184
358	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09	184
359	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09	184
360	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	184
361	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09	184
362	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09	184
363	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09	184
364	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09	184
365	1/0 AWG ASCR	0.009	1.09	184
366	1/0 AWG ASCR	0.395	1.09	184
367	1/0 AWG ASCR	0.122	1.09	184
368	1/0 AWG ASCR	0.033	1.09	184
369	No. 2 AWG ASCR	0.06	1.09	184
370	1/0 AWG ASCR	0.037	1.09	184
371	1/0 AWG ASCR	0.038	1.09	242

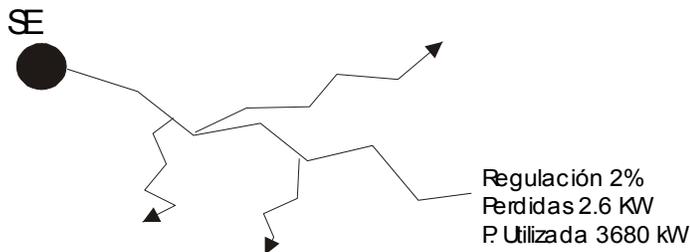
Codigo del Trafo.	Fase R	Fase S	Fase T	Tensión Nominal	Tension R	Tension S	Tensión T	% Regulación	Perdidas (kW)
-------------------	--------	--------	--------	-----------------	-----------	-----------	-----------	--------------	---------------

Codigo del Conductor	Conductor	Longitud (km)	OHMIOS /KM	CAPACIDAD (AMPERIOS)
372	No. 2 AWG ASCR	0.034	1.09	242
373	1/0 AWG ASCR	0.095	1.09	242
374	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09	242
375	1/0 AWG ASCR	0.029	0.71	184
376	No. 2 AWG ASCR	0.009	1.09	242
377	1/0 AWG ASCR	0.395	1.09	242
378	1/0 AWG ASCR	0.115	0.71	184
379	No. 2 AWG ASCR	0.266	1.09	242
380	1/0 AWG ASCR	0.122	0.71	184
381	1/0 AWG ASCR	0.033	1.09	242
382	1/0 AWG ASCR	0.06	0.71	184
383	No. 2 AWG ASCR	0.037	1.09	242
384	No. 2 AWG ASCR	0.038	1.09	242
385	No. 2 AWG ASCR	0.034	0.71	184
386	No. 2 AWG ASCR	0.095	1.09	242
387	No. 2 AWG ASCR	0.135	1.09	242
388	No. 2 AWG ASCR	0.029	1.09	242
389	No. 2 AWG ASCR	0.009	0.71	184
390	No. 2 AWG ASCR	0.395	0.71	184
391	No. 2 AWG ASCR	0.115	0.71	184
392	4/0 AWG ASCR	0.6	1.25	385
393	4/0 AWG ASCR	0.4	1.25	385
394	4/0 AWG ASCR	1.3	1.25	385
393	4/0 AWG ASCR	0.723	1.25	385
394	4/0 AWG ASCR	0.62	1.25	385
395	4/0 AWG ASCR	0.015	1.25	385
396	4/0 AWG ASCR	0.321	1.25	385
397	4/0 AWG ASCR	0.215	1.25	385
398	4/0 AWG ASCR	0.352	1.25	385
399	4/0 AWG ASCR	0.02	1.25	385
400	4/0 AWG ASCR	0.214	1.25	385
401	4/0 AWG ASCR	0.214	1.25	385
402	4/0 AWG ASCR	0.281	1.25	385
403	4/0 AWG ASCR	0.182	1.25	385
404	4/0 AWG ASCR	0.181	1.25	385
405	4/0 AWG ASCR	0.154	1.25	385
406	4/0 AWG ASCR	0.22	1.25	385
407	4/0 AWG ASCR	0.14	1.25	385
408	4/0 AWG ASCR	0.153	1.25	385
409	4/0 AWG ASCR	0.15	1.25	385
410	4/0 AWG ASCR	0.21	1.25	385
Total		52.811		

**Tabla XIV. Resultado de flujo de carga propuesta
(demanda máxima).**

Flujo de Carga	
kVA Instalado:	10,450.0
kVA Utilizado:	4,329.4
kW Utilizado:	3,680.0
Longitud (kms):	52.8
kW Pérdidas:	95.6
% Pérdidas:	2.6%
% Regulación:	2.0%

Figura 25. Diagrama unifilar Esquipulas (demanda máxima)



**Tabla XV. Resultado de flujo de carga propuesta
(demanda media).**

Flujo de Carga	
kVA Instalado:	10,450.0
kVA Utilizado:	2,612.5
kW Utilizado:	2,220.6
Longitud (kms):	52.8
kW Pérdidas:	55.0
% Pérdidas:	2.5%
% Regulación:	1.0%

Figura 26. Diagrama unifilar Esquipulas (demanda media)

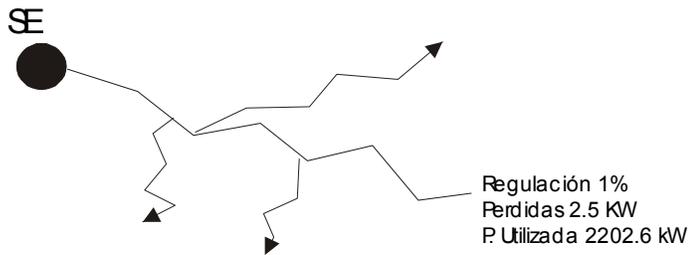
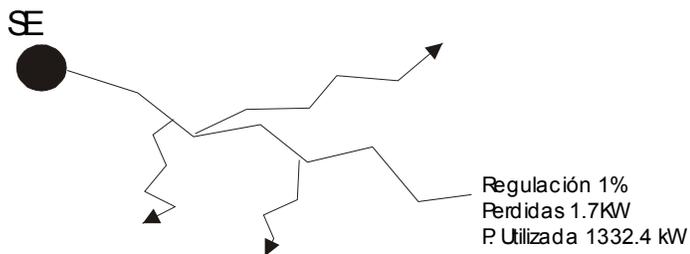


Tabla XVI. Resultado de flujo de carga propuesta (demanda baja).

Flujo de Carga	
kVA Instalado:	10,450.0
kVA Utilizado:	1,567.5
kW Utilizado:	1,332.4
Longitud (kms):	58.2
kW Pérdidas:	23.0
% Pérdidas:	1.7%
% Regulación:	1.0%

Figura 27. Diagrama unifilar Esquipulas (demanda baja)



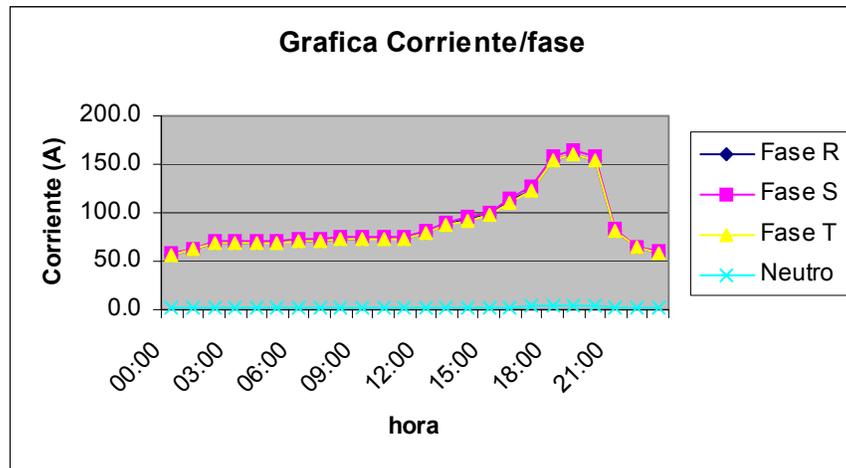
3.2.3.1 Comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas

En la siguiente tabla se muestra la corriente de neutro que representa el nivel de desbalance en diferentes horarios en la barra de la subestación, que de acuerdo a la aplicación de la metodología se logra alcanzar la corriente de neutro a niveles regulatorios.

Tabla XVI. Comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas

Hora	Fase R (A)	Fase S (A)	Fase T (A)	Neutro (A)
00:00	56.4	57.8	56.1	1.5
01:00	61.9	63.4	61.7	1.7
02:00	68.5	70.2	68.2	1.8
03:00	68.9	70.6	68.6	1.9
04:00	69.3	71.0	69.0	1.9
05:00	70.0	71.8	69.7	1.9
06:00	70.4	72.2	70.1	1.9
07:00	70.8	72.6	70.5	1.9
08:00	73.5	75.3	73.2	2.0
09:00	73.5	75.3	73.2	2.0
10:00	74.0	75.8	73.7	2.0
11:00	73.9	75.7	73.6	2.0
12:00	79.9	81.9	79.6	2.2
13:00	87.0	89.1	86.6	2.3
14:00	92.9	95.2	92.5	2.5
15:00	97.7	100.1	97.3	2.6
16:00	111.7	114.4	111.2	3.0
17:00	123.8	126.9	123.3	3.3
18:00	154.8	158.6	154.1	4.2
19:00	160.3	164.3	159.6	4.3
20:00	154.8	158.6	154.1	4.2
21:00	81.5	83.5	81.1	2.2
22:00	63.9	65.5	63.7	1.7
23:00	58.0	59.5	57.8	1.6

Figura 28 Gráfica del comportamiento de desbalance del ramal Esquipulas



En la grafica anterior se muestra el comportamiento de la corriente de neutro que bajo considerablemente.

3.2.4 Agrupación de derivadas y subderivadas con su respectiva protección

Como se describió en la figura 12, y de acuerdo a la metodología de planificación y expansión de sistemas de distribución se hicieron las siguientes modificaciones en la red de distribución de Esquipulas:

- Se repartió la carga instalada en dos ramales, los cuales les llamaremos Esquipulas 1 & Esquipulas 2, los cuales se unirán en un elemento de maniobra que estará normalmente abierto y que se le llamara punto de reflexión.

- Cada ramal también se dividió en dos segmentos y unidos por medio de un elemento de maniobra que estará normalmente cerrado.
- Cada ramal tienen un eje llamada línea principal, de esta saldrán todas las derivaciones y cuando estas sean muy grandes también tendrán una línea principal la cual saldrán las subderivaciones.
- Cada subderivada tendrán un corta-circuito en cabecera y debe coordinar con el fusible de cabecera en la derivada de origen y luego este debe coordinar con el reconectador de cabecera en la subestación .

A continuación se muestra las graficas de tiempo inverso de los fusibles y las curvas de disparo del recloser de la subestación.

Figura 29. Gráfica de coordinación de protecciones

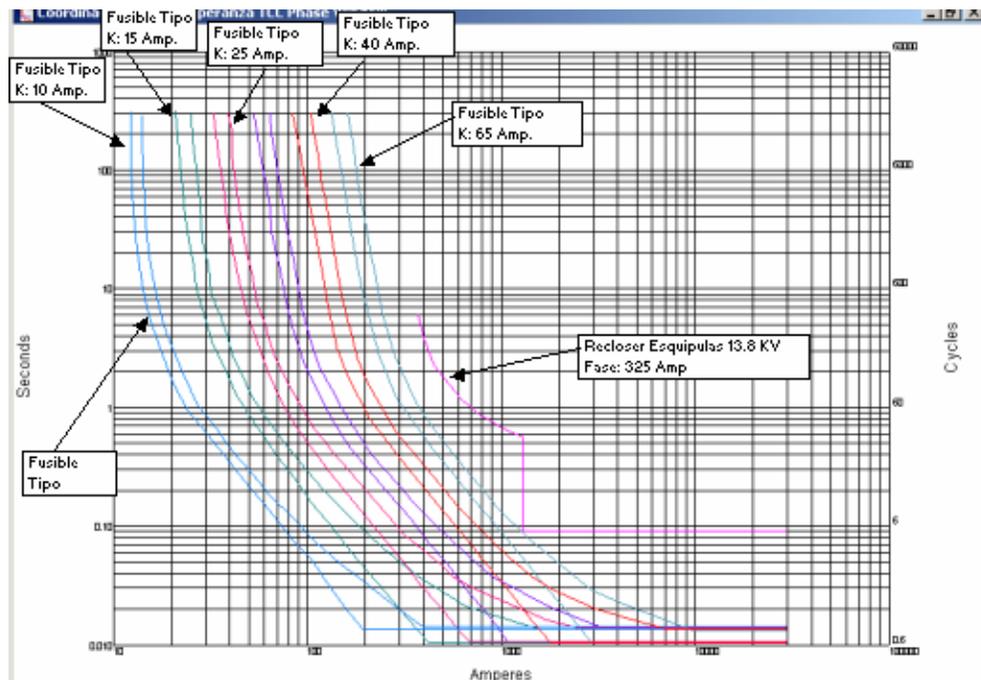


Tabla XVII. Agrupación y protección Esquipulas 1 segmento 1

Agrupación	Fase R	Fase S	Fase T	$I_{max} \cdot 1.5$	Protección
Derivada 1			10	1.97	Fusible 10
Derivada 2	15			2.96	Fusible 11
Derivada 3	50			9.87	Fusible 12
Derivada 4		225		35.53	Fusible 40
Derivada 5		125		24.67	Fusible 25
Derivada 6			10	1.97	Fusible 10
Derivada 7		175		34.54	Fusible 40
Derivada 8	50	50	50	9.87	Fusible 10
Derivada 9	150	15	75	23.68	Fusible 25
principal	50	15	75		
Subderivada a	100			15.79	Fusible 15
Derivada 10			25	4.93	Fusible 10
Derivada 11	375	125	352.5	59.21	Fusible 60
principal	100	25	75		
Subderivada a			25	4.93	Fusible 10
Subderivada b	150			29.61	Fusible 10
Subderivada c		75		14.80	Fusible 10
Subderivada d			25	4.93	Fusible 10
Subderivada e		25		4.93	Fusible 10
Subderivada f	100			19.74	Fusible 10
Subderivada g	25		227.5	44.90	Fusible 15
Derivada 12	390	445	660	130.26	Fusible 40
principal	55	60	62.5		
Subderivada a			25	4.93	Fusible 10
Subderivada b	25	25	25	4.93	Fusible 10
Subderivada c	72.5	112.5	37.5	22.20	Fusible 10
Subderivada d	62.5	87.5	295	58.22	Fusible 15
Subderivada e		10		1.97	Fusible 10
Subderivada f	100	100	100	19.74	Fusible 10
Subderivada g	25	25		4.93	Fusible 10
Subderivada h	50	25	115	22.70	Fusible 10
Principal	215	85	65		
Total / fase	1245	1245	1247.5		

Tabla XVIII. Agrupación y protección Esquipulas 1 segmento 2

Agrupación	Fase R	Fase S	Fase T	I_{max}*1.5	Protección
Derivada 13		225		35.53	Fusible 40
Derivada 14			50	9.87	Fusible 10
Derivada 15	732.5	550	730	106.02	Fusible 65
principal	47.5		50		
Subderivada a			307.5	44.51	Fusible 40
Subderivada b	90			14.21	Fusible 15
Subderivada c	50	122.5	0	24.18	Fusible 25
Subderivada d		87.5		17.27	Fusible 15
Subderivada e	25			4.93	Fusible 10
Subderivada f	225			38.49	Fusible 40
Subderivada g	150	150	150	25.66	Fusible 25
Subderivada h			25	4.93	Fusible 10
Subderivada i	10			1.97	Fusible 10
Subderivada j			37.5	7.40	Fusible 10
Subderivada k	10			1.97	Fusible 10
Subderivada l			10	1.97	Fusible 10
Subderivada m			25	4.93	Fusible 10
Subderivada n		65		12.83	Fusible 10
Subderivada ñ	125	125	125	24.67	Fusible 25
Principal	75	35	25		
Total / fase	807.5	810	805		

Tabla XIX. Agrupación y protección Esquipulas 2 segmento 1

Agrupación	Fase R	Fase S	Fase T	Imax*1.5	Protección
Derivada 1		87.5		13.82	Fusible 40
Derivada 2			50	7.89	Fusible 10
Derivada 3		47.5	75	11.84	Fusible 10
Derivada 4	45	50	175	27.63	Fusible 25
Derivada 5	25			3.95	Fusible 10
Derivada 6		25		3.95	Fusible 10
Derivada 7	25			3.95	Fusible 10
Derivada 8		90		14.21	Fusible 15
Derivada 9		65		10.26	Fusible 10
Derivada 10	162.5			25.66	Fusible 25
Derivada 11		25		3.95	Fusible 10
Derivada 12			25	3.95	Fusible 10
Derivada 13	50	0	140	22.11	Fusible 25
Derivada 14		25		3.95	Fusible 10
Derivada 15	265	0	47.5	41.84	Fusible 40
Derivada 16			25	3.95	Fusible 10
Derivada 17		50	50	7.89	Fusible 10
Derivada 18	210	250	222.5	39.47	Fusible 40
principal	25	25	60		
Subderivada a	87.5	112.5	137.5	21.71	Fusible 25
Subderivada b	97.5	112.5	25	17.76	Fusible 15
Principal	100	150	75		
Total / fase	882.5	865	885		

Tabla XIX. Agrupación y protección Esquipulas 2 segmento 2

Agrupación	Fase R	Fase S	Fase T	$I_{max} * 1.5$	Protección
Derivada 19	50	95	475	62.50	Fusible 60
principal	50	50	50		
Subderivada a		10		1.32	Fusible 10
Subderivada b			425	55.92	Fusible 40
Subderivada c		25		3.29	Fusible 10
Subderivada d		10		1.32	Fusible 10
Derivada 20		50		6.58	Fusible 10
Derivada 21	15			1.97	Fusible 10
Derivada 22	25	20		3.29	Fusible 10
Derivada 23	115	225	140	29.61	Fusible 25
Derivada 24	287.5			37.83	Fusible 40
Derivada 25		60		7.89	Fusible 10
Derivada 26	10	10	10	1.32	Fusible 10
Principal	50	20			
Total / fase	552.5	480	625		

En la figura siguiente se describe los ramales, derivadas y subderivadas con la numeración que se les asigno, también la localización de la protección

Figura 30. Diagrama topológico de agrupación y protección

4. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

4.1 Inversión en la Aplicación de la metodología de planificación y expansión de redes

En los capítulos anteriores se describió la metodología, también se eligió una población para la aplicación de la misma.

La realización del proyecto representa una inversión, porque una red PLANIFICADA con criterios de crecimiento y protección , es una red con bajas perdidas , un índice de interrupción bajo y buena regulación . En el presente capítulo se analizaran las variables que intervienen para encontrar la rentabilidad.

4.1.1 Inversión en remodelación de líneas de distribución

Debido al mal estado de la red con una diversidad de calibres de conductores fue necesario plantear el reconductorado, la construcción de tramos nuevos para el nuevo ramal, la definición del nuevo ramal que significo la reconversión de monofásico a trifásico y otros tramos nuevos para unir los dos ramales como se describió en la figura 12 donde muestra los tramos antes mencionados.

En el siguiente cuadro se muestra la magnitud de la obra:

Tabla XX. Cuantificación de la inversión en la remodelación

Descripción	Costo (Q/km)	Cantidad (km)	Total
Líneas a Recondutorar	Q58,953.45	2.403	Q141,665.14
Líneas a Reconvertir de mono. a tri.	Q78,604.61	0.603	Q47,398.58
Líneas Nuevas	Q119,620.30	6.6	Q789,493.97
Total de la Inversión			Q978,557.69

Los costos de recondutorar y reconversiones ya tienen incluido el costo de mano de obra del desmontado del material a sustituir.

4.1.2 Inversión en instalación de equipos de maniobras y protección

En la siguiente tabla se muestra la cuantificación de los equipos de maniobra y protección que se deben instalar en los ramales.

Tabla XXI. Cuantificación de la inversión de equipos de maniobras y protección

Elementos	Cantidad	Costo (Q/unidad)	Total
Corta-Circuito	134	836.4	112077.6
Cuchillas Monopolares	9	1436.2	12925.8
Posición en Subestación	1	152000	152000
Total			Q277,003.4

En los costos de los corta-circuitos están incluidos los costos de mano de obra, de igual manera para las cuchillas .

En el desarrollo de un nuevo ramal también es necesario instalar los equipos de protección ubicados en la subestación. En el cuadro anterior le llamamos costo de posición en subestación

4.2 Ahorros en la aplicación de la metodología de planificación y

expansión de redes

En esta sección analizaremos los ahorros que se obtendrán con la nueva red de distribución, para luego determinar el tiempo de recuperación del capital.

4.2.1 Cálculo del ahorro de pérdidas de potencia activa

Con los resultados del flujo de carga con la red actual tenemos unas pérdidas de potencia activa de 502 kW y con y con una red propuesta pérdidas de 95.6 kW, la diferencia es el ahorro y quedaría 406.4 kW.

Para el calculo del costo de pérdidas de potencia activa se utilizará la siguiente ecuación:

$$\mathbf{Cp = Potencia Pérdidas \times (Fp \times Costo de Energia + 12 \times Fs \times Costo de potencia)}$$

Donde:

$$Fp = 8760(0.15Fc + 0.85Fc^2)$$

FC = factor de carga

8 760: horas/ año.

12: Cantidad de meses de un año.

Fs = Factor de simultaneidad con la demanda máxima del sistema valor 0.85

Costo de Energía = 0.057736 US\$-kWh

Costo de Potencia 0.394 US\$-kW mes

Entonces,

$F_p = [8760(0.15 \cdot 0.41) + (0.85 \cdot 0.41^2)] = 1790.41$ horas

Pedidas Actuales:

$C_p = 502 \text{ kW} [(1790.41 \text{ horas} \cdot 0.057736 \text{ US\$-kWh} + 12 \text{ mese} \cdot 0.85 \cdot 0.394 \text{ US\$-kW mes})$

$C_p = \text{US\$}53,894.11$

Pedidas Propuestas:

$C_p = 95.6 \text{ kW} [(1790.41 \text{ horas} \cdot 0.057736 \text{ US\$-kWh} + 12 \text{ mese} \cdot 0.85 \cdot 0.394 \text{ US\$-kW mes})$

$C_p = \text{US\$}10262.66$

El Ahorro será Actuales-Propuestas $\text{US\$}53,894.11 - \text{US\$}10262.66 = \text{US\$}43,631.45$

Con el cambio a Q7.67 por US\$1 tenemos **Q331,599.02 anuales**

4.2.2 Cálculos en ahorros de perdidas por corriente de neutro

Con los resultados del flujo de carga red actual tenemos una corriente de neutro de 39.1 A y con la remodelación una corriente de neutro 4.3 A (en la barra de la subestación)

Para el calculo del costo de perdidas por corriente de neutro se utilizará la siguiente ecuación:

Potencia de perdidas por corriente de neutro =

$$\frac{2/3[(r \cdot I \cdot i^2)]}{1000} [(F_p \cdot \text{Costo de Energia} + 12 \cdot F_s \cdot \text{Costo de potencia})]$$

r, es la resistencia del conductor de fase y de neutro. Unidades: Ω/km

L, longitud del conductor de la línea principal. Unidades: km.

I, intensidad de línea de neutro (n). Unidades: Amp.

Entonces,

r, conductor 1/0 AWG ACSR 0.71 Ω/km

L, 15.506 km

I_{actual}, 39.1 Amp

Fp= $[8760(0.15*0.41)+(0.85*0.41^2)]= 1790.41$ horas

Costo de Energía = 0.057736 US\$-kWh

Costo de Potencia 0.394 US\$-kW mes

Fs = Factor de simultaneidad con la demanda máxima del sistema valor 0.85

1000 = Para uniformizar las unidades

Actuales:

Potencia de perdidas por corriente de neutro =

$$\frac{(2/3[(0.71 \Omega/\text{km} * 15.506 \text{ km} * 39.1 \text{ Amp}^2)] * [(1790.41 \text{ horas} * 0.057736 \text{ US\$-kWh} + 12$$

mese * 0.85 * 0.394 US\$-kW mes)]

Potencia de perdidas por corriente de neutro = US\$1,181.2

Propuesta:

Dentro de la propuesta se crearon dos salidas de media tensión las cuales tendrán conductor 4/0 ACSR r= 1.25 Ω/km

Ramal 1 con una longitud de línea principal de 12.3 km, con corriente de neutro de 2.1 amperios.

Potencia de perdidas por corriente de neutro =

$$\frac{(2/3[(1.25 \Omega/\text{km} * 12.3 \text{ km} * 2.1 \text{ Amp}^2)] * [(1790.41 \text{ horas} * 0.057736 \text{ US\$-kWh} + 12$$

mese * 0.4 * 0.394 US\$-kW mes)]

Potencia de perdidas por corriente de neutro = US\$ 4.75

Ramal 2 tiene una longitud de línea principal de 6.4 km, con corriente de neutro de 3.1 amperios.

Ramal 1

Potencia de perdidas por corriente de neutro =

$$\frac{(2/3[(1.25 \Omega/\text{km} * 6.4\text{km} * 3.1\text{Amp}^2) * [(1790.41\text{horas} * 0.057736 \text{ US\$-kWh} + 12$$

$$\text{mese} * 0.85 * 0.394 \text{ US\$-kW mes})] =$$

Potencia de perdidas por corriente de neutro = US\$ 2.39

El Ahorro será Actuales-Propuestas US\$1,181.2- US\$ 4.75- US\$ 2.39= US\$1,874 .06

Con el cambio a Q7.67 por US\$1 tenemos **Q9,058.73 anuales**

4.3 Análisis y cálculos de penalizaciones por mala regulación e interrupciones

4.3.1 Penalizaciones por TTIK y FMIK

Para el Calculo de las penalizaciones se tomarán los datos calculados de en la sección 3.1.5.1 la forma de calculo es de siguiente manera.

Penalización = ENS sistemas CEMS

Donde:

$$\text{ENS}_{\text{sistema}} = \text{Demanda del sistema}[(\text{FMIK}_{\text{calculado}} - \text{KMIK}_{\text{limite}}) * (\text{TTIK}/\text{FMIK})]/8760$$

CEMS = 10 veces la BTS donde BTS=1.4326 Q/kWh

Tenemos

Demanda del sistema = 4285.4 kW/h

FMIK_{calculado} = 10.58 KMIK_{limite} = 2.5

TTIK = 249.7

$$ENS_{\text{sistema}} = 4285.4 \text{ kWh} [(10.58 - 2.5) * (249.7 / 10.58)] / 8760 = 93.58$$

$$\text{Penalización} = 93.58 \text{ kWh} * 14.326 \text{ Q/kWh} = \text{Q1336.46}$$

Tenemos unas Penalizaciones de **Q1,336.46 anuales**

4.3.2 Penalizaciones por mala regulación

Para el cálculo de las penalizaciones por mala regulación se tomarán los datos calculados en el flujo de carga, para este caso se penalizarán todos los transformadores que registren una regulación mayor del 6% y el cálculo será de la siguiente manera:

$$\text{Penalización} = \sum_{\text{registros}} (\text{KVA} * \text{factor de utilización} * \text{CENS})$$

Factor de utilización es 41%

En el siguiente cuadro se muestra lo antes mencionado:

Tabla XXII. Registros penalizados por mala regulación

No. Trafo	KVA R	KVA S	KVA T	% de Regulación	Penalizaciones
153	15			7	Q88.10
154	25		20	7	Q264.31
155	50		10	7	Q352.42
156			25	7	Q146.84
157	50	50	50	7	Q881.05
158	50		75	7	Q1,174.73
159			50	8	Q293.68
160	15		15	8	Q264.31
161			10	8	Q58.74
162	10			8	Q58.74
163	15			8	Q88.10
164			25	8	Q146.84
165			25	8	Q146.84
166	25			8	Q146.84
167			25	8	Q146.84
168	25			8	Q146.84
169			25	8	Q146.84
170			10	8	Q58.74

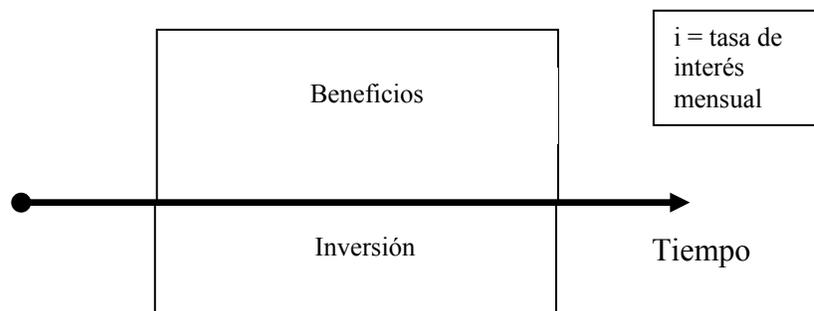
No. Trafo	KVA R	KVA S	KVA T	% de Regulación	Penalizaciones
171			25	8	Q146.84
172	50	50	50	8	Q881.05
173		10		8	Q58.74
174			25	8	Q146.84
175			25	8	Q146.84
176			50	8	Q293.68
177			50	8	Q293.68
178			50	8	Q293.68
179			50	8	Q293.68
180			50	8	Q293.68
181			50	8	Q293.68
182			50	8	Q293.68
Total					Q8,046.91

Tenemos unas Penalizaciones de **Q8,046.91 anuales**

4.4 Evaluación económica

El objetivo de elaborar evaluación económica es encontrar la rentabilidad del proyecto.

Figura 31. Flujo económico del proyecto



En este diagrama observamos que para un período de tiempo determinado representado por la línea horizontal más gruesa, lo que esté por encima de ella es ingreso y por debajo es egreso, todo esto evaluado por un interés.

Tenemos:

$$VPN = VP(\text{beneficios}) - VP(\text{costos}) - \text{inversión}$$

En donde:

VPN Es el valor presente neto del proyecto o plan a evaluarse.

VP(beneficios) Es el valor presente de los beneficios que se obtendrán del proyecto o plan.

VP(costos) Es el valor presente de los costos que se tendrán que realizar para ejecutar el proyecto o plan.

Entonces para el cálculo del valor presente neto se tiene:

Inversión: Q1,255,561.09

Beneficios con la metodología : Q35,0041.12 (ahorros en perdidas de potencia activa, ahorros por corriente de neutro y penalizaciones)

Interés del 10% en 30 años

$$VPN = VPN (\text{Beneficios}) - VPN (\text{Costos}) - \text{Inversión}$$

$$VPN = Q (10\%, 30\text{años}, Q35,0041.12) - Q (10\%, 30 \text{ años}; Q1,255,561.09) - Q1,255,561.09$$

$$VPN = Q 3,254,308.32 - Q 11,836,067.00 - Q1,255,561.09$$

$$VPN = Q 7,326,197.60$$

Para el cálculo de beneficio costo:

$\frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos}} = \text{Relación costo beneficio}$

Beneficios / Inversión = B / C

$$B / C = Q 11,836,067.00 / Q 3,254,308.32 = 27.5 \%$$

4.5 Tiempo de recuperación de Capital.

Según la ecuación siguiente tenemos que el tiempo en que se recupera la inversión sería de:

$$n = \frac{\text{Ln} \left(\frac{A}{A - iP} \right)}{\text{Ln} (i + 1)}$$

Datos:

P = VP Inversión = Q 11,836,067.00

A = VP Beneficio = Q 3,254,308.32

i = 10 %.

El resultado sería n = 4.7 años.

Este dato indica que en 4 años siete meses se estará recuperando la inversión.

CONCLUSIONES

1. La aplicación de la metodología nos dará una red ordenada que permitirán una explotación más fácil y ágil apuntando a la mejora en la calidad del servicio.
2. Las industrias y los usuarios son totalmente favorecidos cuando las empresas distribuidoras cuentan con sistemas de distribución confiable, debido que se reduce el tiempo de recuperación de la energía cuando ocurren fallas.
3. Con la herramienta del flujo de carga se pueden determinar los parámetros de regulación, pérdidas de potencia activa aproximadas de los sistemas de distribución y, es de uso obligatorio en planificación de redes.
4. La Rentabilidad de la inversión de la inversión se basa en la recuperación de capital, por las mejoras.

RECOMENDACIONES

1. Usar flujo de carga para simular eventos en la red.
2. Se debe tener separada la carga urbana y rural.
3. La Proyección de la demanda se realiza en función de la demanda histórica y modelos estadísticos.
4. Con los resultados de flujo de carga , al combinar dos escenarios de la red se obtiene la información para el análisis económicas y rentabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Balance energético de las instalaciones de DEORSA, Union Fenosa, 2004.
2. BLANK, Leland y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica**. 3ª ed.; México, McGraw-Hill, 1992.
3. Información alfanumérica de incidencias del Centro de Operaciones de Red de DEORSA. Unión Fenosa, 2004.
4. Información alfanumérica de instalaciones eléctricas de la Base de Datos de Instalaciones de DEORSA. Unión Fenosa, 2004.
5. TANEMBAUM, Andrew, **Redes de computadoras**, 3ª ed.; México,
6. GROCC, G **Planificación y Operación Económica de sistemas de Potencia**.
7. García Trasancos, José. **Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión** España: Editorial Paraninfo, 2001. 392pp.
8. 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.

ANEXO

Índices de calidad

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.

$$TIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki$$

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.

Tabla XXIII. Índices de calidad de servicio suministrado exigidos.

INTERRUPCIONES	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
Interrupciones Atribuibles a Distribución	2.5	3.5	8	10
Interrupciones Atribuibles a Causas				
Externas a la Distribución	4		12	

Regulación de tensión.

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 (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_n), medidos en del mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal:

Tabla XXIV. Tolerancias de los índices de regulación de tensión

TENSION	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	8	10
MEDIA	6	7
ALTA	5	

Indemnizaciones y penalizaciones

Indemnización y penalizaciones por mala regulación de tensión

Para el caso de incumplimiento en la Regulación de Tensión, 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, indicada a continuación:

Tabla XXV. Valorización de la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas

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

Se define a ΔV_{kSUP} como el porcentaje de desviación superior del Valor admisible.

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).

Indemnización y penalizaciones por KMIK y TTIK

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:

$\Sigma_{(B=BP)}$: 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.

FEBP_B: Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión “B” fuera de las tolerancias establecidas.

FEEC_B: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión “B”.

CE_B: Valorización de la energía suministrada fuera de las tolerancias establecidas por banda de Tensión “B”.