

1-1-1999

Evaluacion tecno-económica de una red de distribución óptima, para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía

Mónica Johanna Gualdrón Villarraga
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Gualdrón Villarraga, M. J. (1999). Evaluacion tecno-económica de una red de distribución óptima, para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/311

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

12.03
BQUE
R. 3198

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UNA
RED DE DISTRIBUCIÓN ÓPTIMA, PARA SATISFACER
EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA**

MÓNICA JOHANNA GUALDRON VILLARRAGA

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA
SANTAFÉ DE BOGOTÁ
1999**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UNA
RED DE DISTRIBUCIÓN ÓPTIMA, PARA SATISFACER
EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA**

MÓNICA JOHANNA GUALDRON VILLARRAGA

**Trabajo de grado presentado como
requisito para optar al título de
Ingeniera Electricista.**

**Director: GERMAN CASTRO FERREIRA
Ingeniero Electricista.**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA
SANTAFÉ DE BOGOTÁ
1999**

Nota de aceptación

[Handwritten signature]

Director

[Handwritten signature]

Jurado

[Handwritten signature]

Jurado

Santa fe de Bogotá, Febrero 10 de 1999.

ARTICULO 95
REGLAMENTO ESTUDIANTIL 1998
UNIVERSIDAD DE LA SALLE

Ni la universidad, ni el asesor, ni el jurado calificador, son responsables de las ideas expuestas por el graduando.

La esencia de la vida está en lograr las metas a base de un esfuerzo propio, por esto, no importa cuantas veces tengas que recomenzar para volar tan alto como deseas. "Lucha por conseguirlo".

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

GERMAN CASTRO FERREIRA, Ingeniero Electricista y Director de la investigación, porque a pesar de sus innumerables ocupaciones nos dedico su tiempo y paciencia; además nos aportó su experiencia y nos facilito información para la investigación.

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	17
INTRODUCCIÓN	18
1. SISTEMA DE POTENCIA	21
1.1 COMPOSICION DE UN SISTEMA DE POTENCIA	21
1.1.1 Generación de energía	23
1.1.2 Líneas de Transmisión	24
1.1.3 Sistemas de Distribución	25
1.1.3.1 Subestaciones de Distribución Primaria	25
1.1.3.2 Circuito Primario o "Alimentadores"	25
1.1.3.3 Transformadores de Distribución	26
1.1.3.4 Circuito Secundario	26
1.1.3.5 Acometida	27
1.2 MODELOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	27
1.2.1 ESQUEMA CON NEUTRO FLOTANTE	28
1.2.1.1 Sistema Monofásico Bifilar (120V)	29
1.2.1.2 Sistema Monofásico Trifilar (120/240V)	30
1.2.1.3 Sistema Trifásico Tetrafilar	31
1.2.2 ESQUEMA CON NEUTRO CORRIDO	32
2. CARACTERIZACION DE LA CARGA	35
2.1 DENSIDAD DE CARGA	35
2.2 CARGA	36
2.3 CAPACIDAD INSTALADA	37
2.4 DEMANDA	37
2.4.1 Curva de Carga	38
2.4.1.1 Curva de Carga diaria	38
2.4.1.2 Curva de Carga Anual	39
2.4.2 Curva de Duración de Carga	39
2.5 TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	40
2.6 FACTOR DE DEMANDA	42
2.7 FACTOR DE UTILIZACIÓN	42
2.8 FACTOR DE CARGA	43
2.9 FACTOR DE DIVERSIDAD	44
2.10 FACTOR DE PÉRDIDAS	44
2.11 CURVA DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA	46

3	ANÁLISIS DE CARGA	48
3.1	ANÁLISIS DE CARGA ESTRATO UNO	48
3.1.1	Caracterización del Consumo de Energía Eléctrica	48
3.1.2	Densidad de Carga	49
3.1.3	Cargabilidad óptima de Transformadores	50
3.1.4	Curva de Carga Diaria	53
3.1.5	Factor de Carga	53
3.1.6	Factor de Pérdidas	53
3.1.7	Factor de Potencia	54
3.1.8	Curva de Demanda Máxima Diversificada	54
3.2	ANÁLISIS DE CARGA ESTRATO DOS	54
3.2.1	Caracterización del Consumo de Energía Eléctrica	55
3.2.2	Densidad de Carga	56
3.2.3	Cargabilidad óptima de Transformadores	56
3.2.4	Curva de Carga Diaria	57
3.2.5	Factor de Carga	58
3.2.6	Factor de Pérdidas	58
3.2.7	Factor de Potencia	58
3.2.8	Curva de Demanda Máxima Diversificada	59
3.3	ANÁLISIS DE CARGA ESTRATO TRES	59
3.3.1	Caracterización del Consumo de Energía Eléctrica	59
3.3.2	Densidad de Carga	60
3.3.3	Cargabilidad óptima de Transformadores	61
3.3.4	Curva de Carga Diaria	62
3.3.5	Factor de Carga	63
3.3.6	Factor de Pérdidas	63
3.3.7	Factor de Potencia	63
3.3.8	Curva de Demanda Máxima Diversificada	64
3.4	ANÁLISIS DE CARGA ESTRATO CUATRO	64
3.4.1	Caracterización del Consumo de Energía Eléctrica	64
3.4.2	Densidad de Carga	65
3.4.3	Cargabilidad óptima de Transformadores	66
3.4.4	Curva de Carga Diaria	67
3.4.5	Factor de Carga	67
3.4.6	Factor de Pérdidas	68
3.4.7	Factor de Potencia	68
3.4.8	Curva de Demanda Máxima Diversificada	68
3.5	ANÁLISIS DE CARGA ESTRATO CINCO	69
3.5.1	Caracterización del Consumo de Energía Eléctrica	69
3.5.2	Densidad de Carga	70
3.5.3	Cargabilidad óptima de Transformadores	70
3.5.4	Curva de Carga Diaria	72

3.5.5	Factor de Carga	72
3.5.6	Factor de Pérdidas	72
3.5.7	Factor de Potencia	73
3.5.8	Curva de Demanda Máxima Diversificada	73
3.6	ANÁLISIS DE CARGA ESTRATO SEIS	73
3.6.1	Caracterización del Consumo de Energía Eléctrica	74
3.6.2	Densidad de Carga	75
3.6.3	Cargabilidad óptima de Transformadores	75
3.6.4	Curva de Carga Diaria	76
3.6.5	Factor de Carga	77
3.6.6	Factor de Pérdidas	77
3.6.7	Factor de Potencia	77
3.6.8	Curva de Demanda Máxima Diversificada	77
4.	ESTUDIO DE PÉRDIDAS	78
4.1	MODELAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	79
4.1.1	Pérdidas de demanda y energía sin carga	80
4.1.2	Pérdidas con carga	80
4.1.3	Pérdidas reactivas	82
4.1.4	Pérdidas totales	84
4.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES	86
4.2.1	Análisis de costos anuales equivalentes	89
4.3	SUSTITUCION DE TRANSFORMADORES	90
4.4	MODELAMIENTO DE CIRCUITOS SECUNDARIOS	90
4.4.1	Redistribución de circuitos secundarios	92
4.4.2	Evaluación económica de las pérdidas en el sistema de distribución	94
4.5	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	96
4.6	BENEFICIOS POR REDUCCION DE PÉRDIDAS	98
5	COSTOS DE DISTRIBUCIÓN	100
5.1	COSTOS DE PÉRDIDAS – ESTRATO UNO	102
5.1.1	Costo de pérdidas en la red de distribución	102
5.1.2	Costos de pérdidas en transformadores de Distribución	103
5.1.3	Costos de Operación y Mantenimiento	103
5.1.4	Recuperación de la Inversión	103
5.2	COSTOS DE PÉRDIDAS – ESTRATO DOS	105
5.2.1	Costo de pérdidas en la red de distribución	105
5.2.2	Costos de pérdidas en transformadores de Distribución	106
5.2.3	Costos de Operación y Mantenimiento	107
5.2.4	Recuperación de la Inversión	107
5.3	COSTOS DE PÉRDIDAS – ESTRATO TRES	109
5.3.1	Costo de pérdidas en la red de distribución	109

5.3.2	Costos de pérdidas en transformadores de Distribución	109
5.3.3	Costos de Operación y Mantenimiento	110
5.3.4	Recuperación de la Inversión	110
5.4	COSTOS DE PÉRDIDAS – ESTRATO CUATRO	111
5.4.1	Costo de pérdidas en la red de distribución	111
5.4.2	Costos de pérdidas en transformadores de Distribución	112
5.4.3	Costos de Operación y Mantenimiento	113
5.4.4	Recuperación de la Inversión	113
5.5	COSTOS DE PÉRDIDAS – ESTRATO CINCO	114
5.5.1	Costo de pérdidas en la red de distribución	114
5.5.2	Costos de pérdidas en transformadores de Distribución	115
5.5.3	Costos de Operación y Mantenimiento	116
5.5.4	Recuperación de la Inversión	116
5.6	COSTOS DE PÉRDIDAS – ESTRATO SEIS	117
5.6.1	Costo de pérdidas en la red de distribución	117
5.6.2	Costos de pérdidas en transformadores de Distribución	118
5.6.3	Costos de Operación y Mantenimiento	119
5.6.4	Recuperación de la Inversión	119
5.7	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN	120
5.8	RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	121
5.9	MODELO DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	122
5.9.1	FORMULACIÓN DEL MODELO	123
5.9.1.1	Cálculo de los Funcionarios de Operación y Mantenimiento	124
5.9.1.2	Calculo del costo de materiales de Operación y Mantenimiento	126
6.	ESPECIFICACIONES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ÓPTIMA	128
6.1	RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	129
6.1.1	Selección del conductor	129
6.1.2	Regulación	130
6.2	RED SECUNDARIA	133
6.2.1	Selección del Conductor	134
6.2.1.2	Capacidad de carga del conductor	134
6.2.1.3	Niveles de Sobrecarga y Corto Circuito	138
6.3	CONFIGURACIÓN	140
6.3.1	Elementos de Protección	140
6.3.2	Transformador	141
6.3.3	Elementos Auxiliares	142
6.4	Selección del Conductor para la Acometida	142
7.	CONCLUSIONES	144
8.	RECOMENDACIONES	146
	NORMAS APLICABLES	147
	BIBLIOGRAFIA	148

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1	Niveles de Pérdidas para el Sistema de Potencia	23
Tabla 2	Tipos de montaje de Transformadores	26
Tabla 3	Parámetro de las Curvas de Demanda máxima Diversificada	47
Tabla 4	Consumo Promedio – Estrato Uno	49
Tabla 5	Cargabilidad óptima de Transformadores Trifásicos para estrato uno	52
Tabla 6	Cargabilidad óptima de Transformadores Monofásicos para estrato uno	52
Tabla 7	Consumo Promedio – Estrato dos.	55
Tabla 8	Cargabilidad óptima de Transformadores Trifásicos para estrato dos.	56
Tabla 9	Cargabilidad óptima de Transformadores Monofásicos para estrato dos.	57
Tabla 10	Consumo Promedio – Estrato tres.	60
Tabla 11	Cargabilidad óptima de Transformadores Trifásicos para estrato tres.	61
Tabla 12	Cargabilidad óptima de Transformadores Monofásicos para estrato tres.	62
Tabla 13	Consumo Promedio – Estrato cuatro.	65
Tabla 14	Cargabilidad óptima de Transformadores Trifásicos para estrato cuatro.	66
Tabla 15	Cargabilidad óptima de Transformadores Monofásicos para estrato cuatro.	67
Tabla 16	Consumo Promedio – Estrato cinco.	69
Tabla 17	Cargabilidad óptima de Transformadores Trifásicos para estrato cinco.	71
Tabla 18	Cargabilidad óptima de Transformadores Monofásicos para estrato cinco.	71
Tabla 19	Consumo Promedio – Estrato seis.	74
Tabla 20	Cargabilidad óptima de Transformadores Trifásicos para estrato seis.	75
Tabla 21	Cargabilidad óptima de Transformadores Monofásicos para estrato seis.	76
Tabla 22a	Parámetros de Pérdidas reactivas para Transformadores Trifásicos	83
Tabla 22b	Parámetros de Pérdidas reactivas para Transformadores monofásicos	83
Tabla 23	Pérdidas de Potencia y Energía en Transformadores Trifásicos	85
Tabla 24	Pérdidas de Potencia y Energía en Transformadores Monofásicos.	86
Tabla 25	Costo anual de pérdidas en Transformadores Trifásicos	87
Tabla 26	Costo anual de pérdidas en Transformadores Monofásicos	88

Tabla 27	Pérdidas no Técnicas presentes en el sector residencial.	96
Tabla 28	Valor estimado de las Pérdidas no técnicas.	97
Tabla 29	Costos de Operación y Mantenimiento para redes de Distribución	123
Tabla 30	Información Básica para el modelo de costos de O & M	124
Tabla 31	Regresión de Número de Funcionarios Vs Energía Facturada	125
Tabla 32	Valores Promedio de los costos de O & M	126
Tabla 33	Costos de Inversión totales.	126
Tabla 34	Porcentaje de Costos de O & M, respecto a la inversión.	127
Tabla 35	Porcentaje de Regulación.	132
Tabla 36	Calibre del conductor la configuración monofásica de distribución.	136
Tabla 37	Temperatura máxima permisible en condiciones de corto circuito.	139

LISTA DE FIGURAS

	Pág.	
Figura 1	Componentes del Sistema de Potencia	22
Figura 2	Esquema con Neutro Flotante.	29
Figura 3	Esquema Monofásico Bifilar	30
Figura 4	Esquema Monofásico Trifilar	30
Figura 5	Esquema Trifásico Tetrafilar	31
Figura 6	Esquema con Neutro Corrido	33
Figura 7	Configuración de la red Primaria Trifásica con neutro y red Secundaria Monofásica	34
Figura 8	Curva de Carga Diaria.	38
Figura 9	Curva de carga anual, Consumo residencial.	39
Figura 10	Curva de duración de Carga	40
Figura 11	Disgregación del consumo de electricidad en el estrato uno	49
Figura 12	Curva de carga diaria, Estrato uno.	53
Figura 13	Curva de demanda máxima Diversificada, Estrato uno.	54
Figura 14	Disgregación del consumo de electricidad en el estrato dos.	55
Figura 15	Curva de carga diaria, Estrato dos.	57
Figura 16	Curva de demanda máxima Diversificada, Estrato dos.	59
Figura 17	Disgregación del consumo de electricidad en el estrato tres.	60
Figura 18	Curva de carga diaria, Estrato tres.	62
Figura 19	Curva de demanda máxima Diversificada, Estrato Tres.	64
Figura 20	Disgregación del consumo de electricidad en el estrato cuatro.	65
Figura 21	Curva de carga diaria, Estrato cuatro.	67
Figura 22	Curva de demanda máxima Diversificada, Estrato cuatro.	68
Figura 23	Disgregación del consumo de electricidad en el estrato cinco.	70
Figura 24	Curva de carga diaria, Estrato cinco.	72
Figura 25	Curva de demanda máxima Diversificada, Estrato cinco.	73
Figura 26	Disgregación del consumo de electricidad en el estrato Seis.	74

Figura 27	Curva de carga diaria, Estrato Seis.	76
Figura 28	Curva de demanda máxima Diversificada, Estrato Seis.	77
Figura 29	Esquema básico de pérdidas en Transformadores.	79
Figura 30	Modelo de la Curva de Duración de Pérdidas	81
Figura 31	Nivel Económico óptimo de pérdidas.	95
Figura 32	Recuperación de la Inversión	122
Figura 33	Numero de funcionarios de Operación y Mantenimiento.	125
Figura 34	Porcentaje de Regulación. Para Conductores ACSR.	133
Figura 35	Configuración de la red de distribución Monofásica.	140

LISTA DE ANEXOS

		Pág.
Anexo A	Factores de Demanda Diversificada, Norma 2050	150
Anexo B	Análisis de Costo unitario de la red de Distribución – Estrato Uno	151
Anexo C	Análisis de Costo unitario de la red de Distribución – Estrato Dos	153
Anexo D	Análisis de Costo unitario de la red de Distribución – Estrato Tres	155
Anexo E	Análisis de Costo unitario de la red de Distribución – Estrato Cuatro	157
Anexo F	Análisis de Costo unitario de la red de Distribución – Estrato Cinco	159
Anexo G	Análisis de Costo unitario de la red de Distribución – Estrato Seis	161
Anexo H	Capacidad de Corriente del Conductor	163
Anexo J	Capacidad de Corriente para conductores Aislados	164
Anexo K	Tipos de Cableado	165
Anexo L	Estructuras de la red de distribución Utilizando Transformadores Monofásicos	166
Anexo M	Corriente de Corto Circuito	167
Anexo N	Conductor Económico, Configuración Trifásica	168
Anexo P	Conductor Económico, Configuración Monofásica	169
Anexo Q	Comparación Técnica, Proyecto anterior.	170

RESUMEN

Debido al alto nivel de pérdidas en el sistema de distribución de energía eléctrica, se ha desarrollado este estudio con el objeto de implementar un nuevo sistema de distribución con transformadores monofásicos que reduzca estas pérdidas.

En el diseño de las redes monofásicas, se parte del hecho de que la carga requerida por los usuarios residenciales es independiente del sistema de distribución, sea este trifásico o monofásico. Se escogen en el diseño transformadores de capacidades pequeñas: 10,15, 25 Y 37.5 KVA, para conectar las acometidas de los usuarios directamente a los bornes de los transformadores, disminuyendo la cantidad de conductores presentes en las redes de baja tensión.

En este nuevo sistema la red de media tensión esta conformada por alimentadores trifásicos tetrafilares, de los que se derivan ramales monofásicos de donde se conectan los transformadores; dentro de los nuevos criterios de diseño se ha implementado el tendido de un conductor adicional para el neutro en M.T, ya que esto permite mejorar la selectividad de las protecciones de los circuitos primarios de distribución.

Además las acometidas de cada centro de distribución (casas, edificios, fabricas etc.) se instalan en cable de cobre con neutro concéntrico (cable antifraude) para lo cual se suministra la caja de conexión con su respectivo medidor de energía, de tal manera que se pueda ejercer un control sobre las pérdidas no técnicas presentes en la red.

INTRODUCCION

La necesidad de garantizar un servicio confiable de Energía Eléctrica, hace que los esfuerzos representados en estudios, análisis y desarrollo de diferentes y posibles soluciones no sean perdidos, pues de lo anterior depende que la implementación de los mismos cumpla con los objetivos propuestos en cada uno de los planes. Además es de notar que gracias a la constitución de 1991 y a las leyes 142 y 143 de 1994, los usuarios de servicios públicos en Colombia adquieren una nueva posición en la cual dejan de ser simples suscriptores y pasan a ser "personas" ó específicamente, en términos comerciales, "clientes". Gracias a esta ley, está en curso de aprobación el código de distribución, el cual señala la penalización económica a los distribuidores que no cumplan con los índices de calidad requeridos para la prestación del servicio.

Como es sabido el uso de la energía eléctrica requiere de la aplicación de nuevos y mejores métodos para su aprovechamiento. Es aquí donde la red de distribución juega un papel importante pues en ella se presentan la mayor parte de las pérdidas en el sistema de potencia. Si tenemos en cuenta que una empresa electrificadora invierte entre un 30 y un 50 % de su presupuesto en el mantenimiento de la red secundaria, al optimizarla se obtendría una disminución de pérdidas, de costos de mantenimiento, de costos de operación y una mejor calidad y confiabilidad del servicio, lo que representaría menor inversión y mayor beneficio para la empresa y el cliente.

Un sistema de distribución se debe diseñar de modo que pueda suplir el crecimiento de la carga, con un gasto mínimo. Teniendo en cuenta que se necesita la flexibilidad para abastecer el crecimiento de la carga en zonas ya existentes, como también el crecimiento de la carga de zonas en desarrollo; se realizó este estudio enfocado hacia la posibilidad de la implementación de redes monofásicas de distribución secundaria.

Se presenta entonces, la información necesaria acerca de redes de distribución tanto trifásicas como monofásicas. Es importante tener en cuenta que en el diseño de las redes, la carga requerida por los usuarios residenciales es independiente del sistema de distribución, sea este trifásico o monofásico y que la construcción de redes monofásicas cumple con los mismos requerimientos de capacidad y calidad del servicio de las redes trifásicas; para cargas iguales por usuario, en los dos tipos de redes; además el consumo de energía depende directamente de la carga conectada y su tiempo de utilización que es acorde con las necesidades del usuario.

Determinando las respectivas características de los tipos de redes nombrados anteriormente y previendo la posibilidad de implementar una red de distribución con transformadores monofásicos que permita la expansión de la demanda de Energía, se estiman los costos de inversión, operación y mantenimiento y la posible reducción del porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas existentes actualmente en nuestro sistema de distribución.

Las pérdidas en redes de baja tensión en Santa Fé de Bogotá, representan el 25% de las pérdidas totales de energía (técnicas y no técnicas), por esto y teniendo en cuenta la experiencia de países como México, Chile, USA, etc; se estudia la implementación de transformadores monofásicos para alimentar cargas de usuarios residenciales. Es así como en el diseño de las nuevas redes existe la posibilidad de instalar transformadores de capacidades pequeñas teniendo en cuenta las características de carga del sistema, para conectar las acometidas de los usuarios a una caja de conexión, energizada desde los bornes de baja del transformador. En consecuencia, se reducen las pérdidas físicas al disminuir el número de conductores y se logra una menor contaminación visual en la ciudad.

Los transformadores de pequeñas capacidades, aumentan la confiabilidad del servicio de energía, al disminuir el número de personas afectadas en caso de falla de un transformador, asimismo se tiene un autocontrol sobre la conexión de cargas no

legalizadas y/o ampliaciones de la red no deseadas. A esto se suma la utilización del conductor trenzado necesario para conducir la energía, desde el transformador monofásico hasta el usuario y evitar las conexiones fraudulentas, cabe aclarar que el conductor de baja tensión necesario para las redes monofásicas será en menor cantidad que el utilizado actualmente para redes trifásicas.

1. SISTEMA DE POTENCIA

Sistema de Potencia se define a todas aquellas partes interconectadas, que unen a las voluminosas Centrales de Generación de energía con los últimos consumidores y que deben cumplir con especificaciones que garanticen la calidad y confiabilidad del servicio, así como la menor cantidad de pérdidas posible. Aunque la estructura básica no tenga cambios significativos, sus componentes como son: generadores, cables de energía, transformadores, elementos de maniobra y protección, etc. están sujetos a las variaciones que exige la nueva tecnología.

Como es sabido un Sistema de Potencia hace parte de un tema extenso, en el que fácilmente se profundizaría en cualquiera de sus ramas; pero por aplicación al presente estudio, se delimita el área comprendida entre las Subestaciones de distribución primaria hasta las acometidas de los usuarios.

1.1 COMPOSICION DE UN SISTEMA DE POTENCIA

Las partes más representativas de los Sistemas de Potencia, son la Generación, Transmisión y Distribución, sin dejar de lado las subestaciones que hacen posible transformar los niveles de tensión y facilitar el transporte y la distribución de la energía. Cada una de estas partes se representa a continuación en la figura 1.

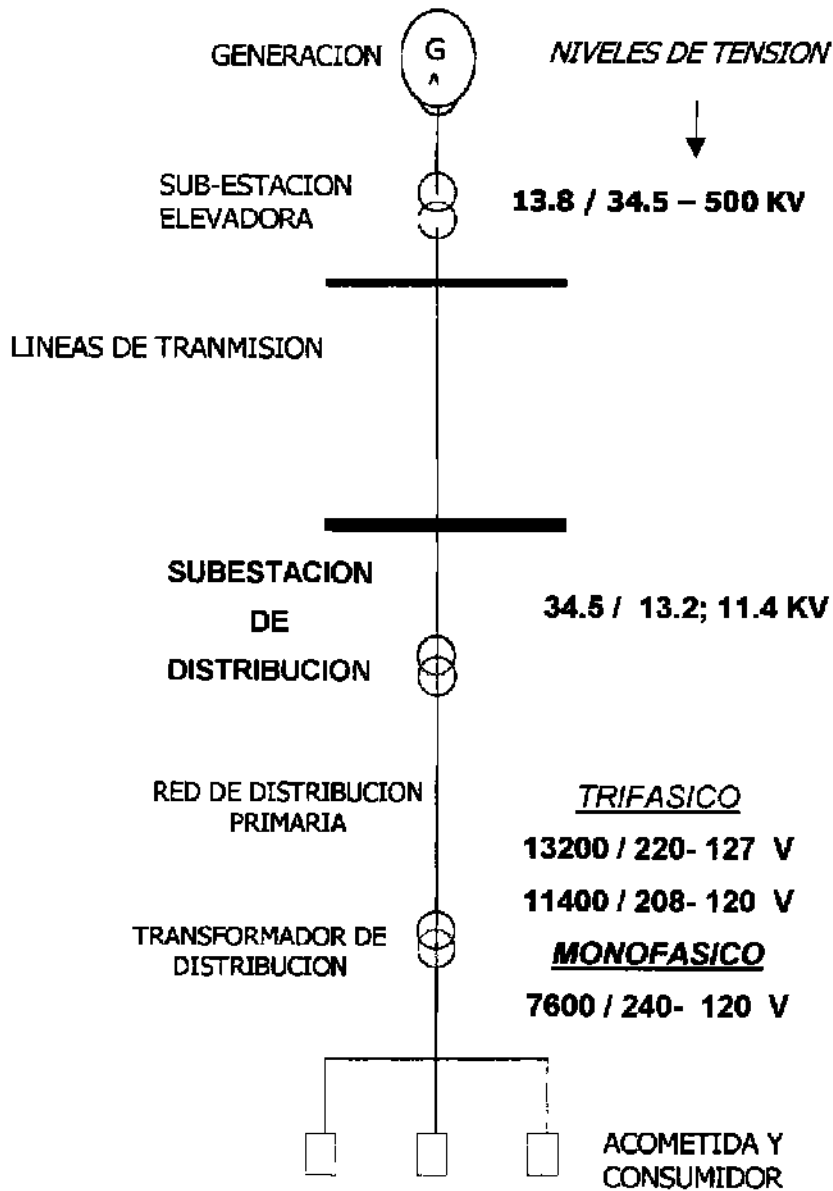


Figura 1. Componentes del sistema de potencia

En cuanto a las pérdidas en cada uno de los elementos del Sistema de Potencia se miden como un porcentaje de la potencia y energía de generación, siendo niveles utilizados en Colombia prácticamente alcanzables y posibles de mantener en el tiempo y con el incremento de la carga, los mostrados en la tabla 1.

Sin embargo, a pesar de ser el objetivo, los niveles de la tabla 1 tienen un máximo tolerable

Tabla 1. Niveles de pérdidas para el sistema de potencia. ¹

COMPONENTE DEL SISTEMA	NIVEL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)	NIVEL DE PÉRDIDAS DE POTENCIA (%)
Alta Tensión	1.5	2.0
Subestación de Distribución	0.5	0.25
Alimentadores Primarios	2.0	3.0
Transformadores de Distribución.	3.2	2.5
Redes Secundarias	3	6
Total	10.2	13.75

1.1.1 Generación de Energía. El hombre ha desarrollado diferentes formas de transformar la energía que le brinda la naturaleza en electricidad, la que adecua para utilizar en equipos, herramientas de trabajo o en aparatos que mejoran su calidad de vida. Para generar energía eléctrica se conocen: las centrales accionadas con combustibles fósiles, las centrales de energía nuclear, las centrales hidroeléctricas y las fuentes no convencionales de energía eléctrica; eólica, solar, fotovoltaica, geotérmica, etc. En Colombia actualmente el 65% de la energía generada se debe a centrales hidroeléctricas y el 35% a centrales térmicas de carbón,

¹ BARRERA, Eduardo. Estudio de Costos de Distribución de Electricidad. Santa Fe de Bogotá: FONADE. 1996 p 42.

gas o de ciclo combinado. Las fuentes no convencionales no son significativas. La tensión de generación de energía es de 13.8 KV, la cual se transforma en la subestación elevadora, a niveles comerciales y normalizados entre 34.5; 57.5; 115; 230 y 500 KV, para la transmisión de energía.

- **Subestación Elevadora.** Es la encargada de recibir la Energía producida por la central generadora y llevarla a la línea de transmisión. Como ejemplo tenemos la Subestación La Mesa a 230 KV, localizada en el municipio del mismo nombre, aproximadamente a 60 Km por carretera al occidente de Bogotá, es una subestación de maniobra que posee una configuración de doble barra con seccionador de transferencia y barra principal seccionada. Está conformada por ocho campos para la conexión de las líneas de transmisión de doble circuito La Guaca - La Mesa, La Mesa – Esmeralda – San Felipe – Enea y La Mesa – Torca – Balsillas, un campo de seccionamiento de barra y un campo para acoplamiento de barras.

1.1.2 Líneas de Transmisión. Alimentan las subestaciones de distribución desde las fuentes de energía eléctrica (subestaciones elevadoras); el rango de tensión utilizado en transmisión es de 34.5 a 500 KV. El diseño de las líneas de transmisión abarca lo que son las necesidades de flujo de energía, estabilidad y comportamiento dinámico del sistema, esto es equilibrio de cargas, nivel de tensión y flujo de energía reactiva, selección del conductor, niveles de pérdidas, efecto corona, aislamientos y sobrevoltajes y equipos de maniobra y protección. Adicional a los anteriores parámetros, se hacen estudios mecánicos, estructurales, ambientales, de ubicación y tramo de las líneas y los que competen a la adquisición de los terrenos.

Todo lo anterior, con el objetivo de lograr un balance económico entre los costos de instalación, costos de pérdidas y el retorno de la inversión.

1.1.3 Sistema de Distribución. Se define como aquella parte del sistema de potencia que se encuentra entre las subestaciones de distribución y los consumidores de energía.

En general un Sistema de Distribución consta de: las subestaciones de distribución, circuitos primarios o alimentadores, transformadores de distribución, redes de baja tensión y las acometidas; en donde se entrega la energía al usuario.

Los Sistemas de Distribución se clasifican de diversas maneras, siendo las más representativas para el presente estudio las siguientes:

- Según el esquema de conexión: radial, malla, múltiple y serie.
- Según la carga: residencial, industrial, comercial, oficial o alumbrado público
- Según el tipo de construcción: aéreo o subterráneo.
- Según el número de conductores: bifilar, trifilar o tetrafililar.
- Y para el caso, con red secundaria monofásica o trifásica.

Las características de las redes a comparar y analizar de acuerdo con la clasificación anterior es la siguiente: Es una red aérea de configuración radial con cargas residenciales y probabilidad de pequeños comercios e industrias, será bifilar y trifilar en el caso de la red monofásica y tetrafililar en el caso de la red trifásica.

Además de la anterior caracterización, es preciso definir lo que conocemos como *red con neutro flotante* y *red con neutro corrido*, en lo que se profundizará más adelante. A continuación se nombran las partes que conforman el Sistema de Distribución:

1.1.3.1 Subestaciones de distribución primaria. Aquí, se reduce el nivel de tensión de las líneas de transmisión (34.5 KV) al nivel de tensión del circuito de distribución primaria (13.2; 11.4 KV). La configuración utilizada es Delta – Estrella, con el neutro aterrizado.

1.1.3.2 Circuito primario o "alimentadores". Es la parte del sistema de distribución que transporta la energía desde la subestación de distribución primaria hasta los transformadores de distribución; se presenta tanto el sistema aéreo como el subterráneo, siendo más común el aéreo con diferentes topologías entre las cuales el sistema radial es

el más utilizado. La tensión trifásica utilizada es de 13.2 y 11.4 KV y la monofásica de 7.6 y 6.58 KV.

La alimentación monofásica Bifilar o Trifilar, debe estar balanceada entre las fases del circuito primario, admitiéndose un desequilibrio máximo del 10% con la máxima regulación admisible.

1.1.3.3 Transformadores de Distribución. Reduce la tensión primaria (13.2, 11.4, 7.62, 6.58 KV) a un rango adecuado para los consumidores, cuya tensión es de (440, 277, 220, 208, 127, 120 o 110V) según su necesidad.

De acuerdo con la capacidad del transformador se emplean diferentes tipos de montaje. Para el caso se mostraran los utilizados en redes aéreas. (Ver tabla 2)

Tabla 2. Tipos de montaje de Transformadores.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	TIPO DE MONTAJE GENERALIZADO PARA REDES DE DISTRIBUCION AEREA
10 – 75	Se sujeta con collarines o platinas en un solo poste; bien sean trifásicos o monofásicos.
112.5	Se montan en repisa en un solo poste
150	Se montan en camilla utilizando dos postes (estructura en H)

1.1.3.4 Circuito secundario. Las redes secundarias constituyen la parte del sistema de distribución por la cual se transporta la energía eléctrica desde el secundario del transformador de distribución, hasta cada uno de los usuarios con voltajes menores de 1 KV. Dichos usuarios presentan un consumo residencial, de pequeñas industrias, comercios y alumbrado público.

En la red secundaria de distribución es donde se presenta el mayor nivel de pérdidas técnicas, debidas a fenómenos físicos disipación térmica y no técnicas denominadas también pérdidas negras, las cuales son debidas a descalibración en contadores, alteración fraudulenta de los circuitos de conexión de los contadores, errores de lectura y facturación y la más significativa conexión ilegal a la red de distribución.

1.1.3.5 Acometida. Entrega la energía hasta el usuario. La tensión de recibo de ser un sistema monofásico trifilar podrá ser de 240/120V. Este sistema permite ramificaciones bifilares a 120V para circuitos de alumbrado, aparatos pequeños y tomas de corriente; al mismo tiempo provee alimentación a 240V, para electrodomésticos como estufas, motores, calentadores de agua, etc. que por sus características de funcionamiento no requieren alimentación trifásica, además las luminarias de alumbrado público que se conectarían a 240V.

Cuando las características de carga de un determinado grupo de usuarios lo requiere, por ejemplo zonas comerciales densamente cargadas, el sistema de distribución será trifásico a una tensión de alimentación de 208/120V el cual provee alimentación para circuitos de alumbrado, además para motores y equipos en general, que requiera alimentación trifásica a 208V. Asimismo es posible disponer de tensión monofásica a 120V; sin embargo este valor no es unificado presentándose tensiones de 220V e incluso de 480/277V para los circuitos de alumbrado público de grandes avenidas.

1.2 MODELOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION

A continuación se describirán los sistemas de Distribución de acuerdo con la forma de aterrizamiento del circuito. Esto es:

« Esquema con Neutro Flotante.

« Esquema con Neutro Corrido.

1.2.1 Esquema Con Neutro Flotante. Se reconoce en el sistema primario Trifásico Trifilar con conexión delta - estrella en la subestación de distribución primaria, donde no existe un conductor neutro que recorra el circuito. El sistema se protege aterrizando el neutro de la subestación y el conductor neutro del secundario de todos los transformadores de distribución, logrando en caso de falla que el circuito se cierre por tierra.

Con el anterior esquema la distribución monofásica secundaria, se realiza con un transformador de distribución que tenga el primario conectado a dos conductores de fase del Sistema de Distribución Primaria. Cada transformador requiere de dos fusibles y dos pararrayos (cuando se necesiten). Para distribución trifásica, se conecta un transformador alimentado de las tres fases del circuito Primario (Ver numeral 1.2.1.3).

A continuación se muestra en la figura 2 la configuración de un sistema de distribución con Neutro Flotante. De acuerdo con la figura la red secundaria se acondiciona de las siguientes formas:

- ⚡ Sistema Monofásico Bifilar.
- ⚡ Sistema Monofásico Trifilar.
- ⚡ Sistema Trifásico Tetrafilar.

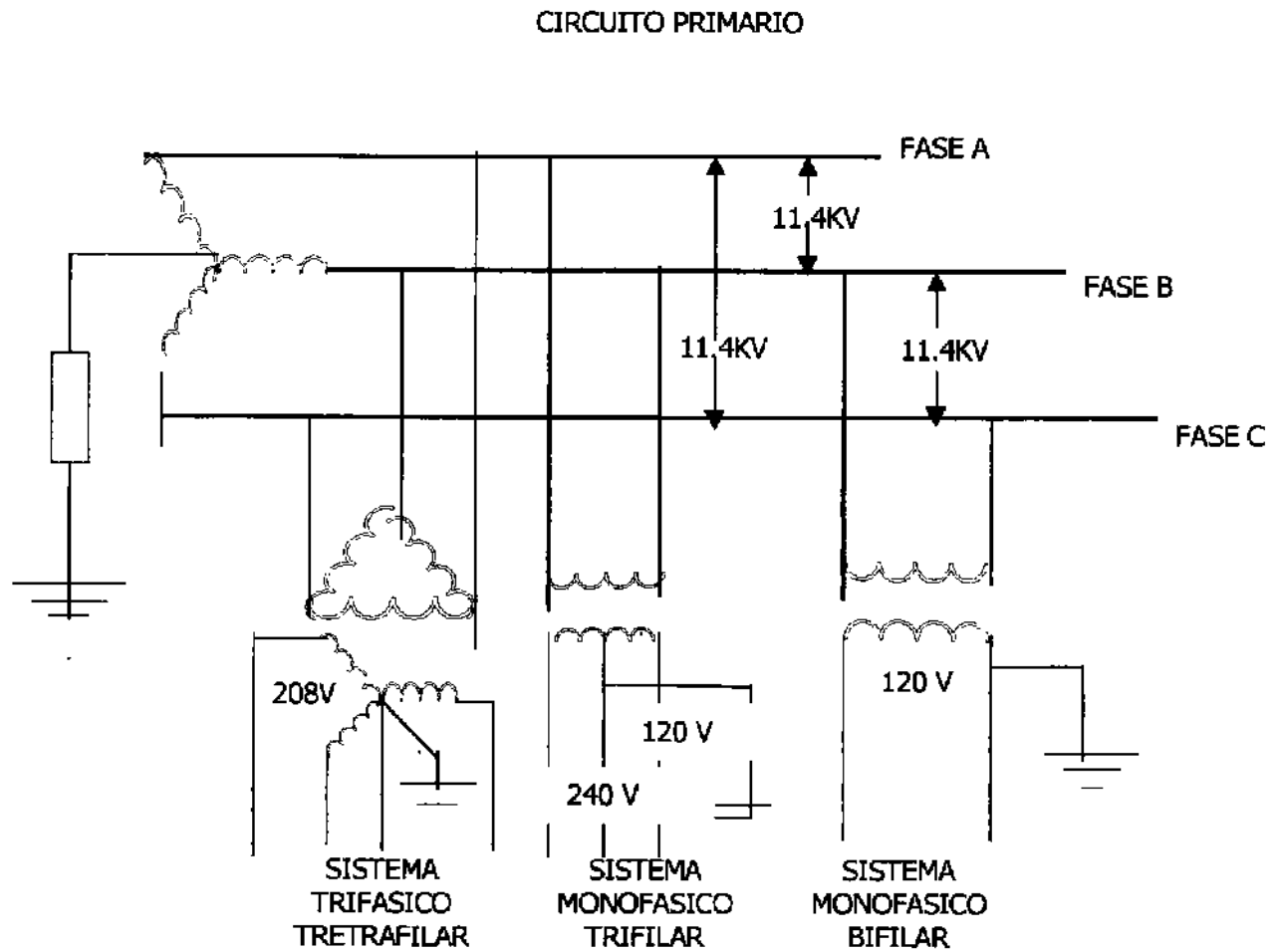


Figura 2. Esquema con neutro flotante

1.2.1.1 Sistema Monofásico Bifilar (120 V). Este esquema consta de dos hilos, una fase y un neutro. Se emplea en instalaciones residenciales cuya carga instalada es baja (3 a 10 kVA), donde se tendrían usuarios residenciales.

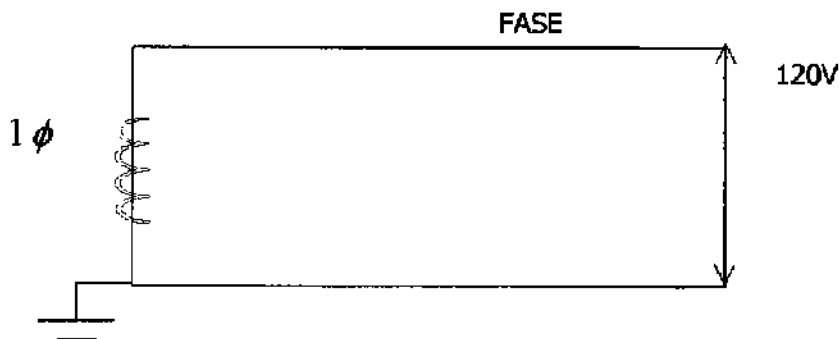


Figura 3. Esquema monofásico bifilar.

1.2.1.2 Sistema Monofásico Trifilar (120 V/ 240 V). Es equivalente a dos circuitos monofásicos cada uno con dos hilos (Ver Figura 4). El esquema se podrá utilizar para usuarios monofásicos residenciales de estratos 1 a 6, usuarios comerciales y pequeñas industrias.

Este sistema permite ramificaciones bifilares a 120V para circuitos de alumbrado, aparatos pequeños y tomas de corriente; al mismo tiempo provee alimentación a 240V, para electrodomésticos como estufas, motores, calentadores de agua, etc. que por sus características de funcionamiento no requieren alimentación trifásica, además las luminarias de alumbrado público que se conectarían a 240V.

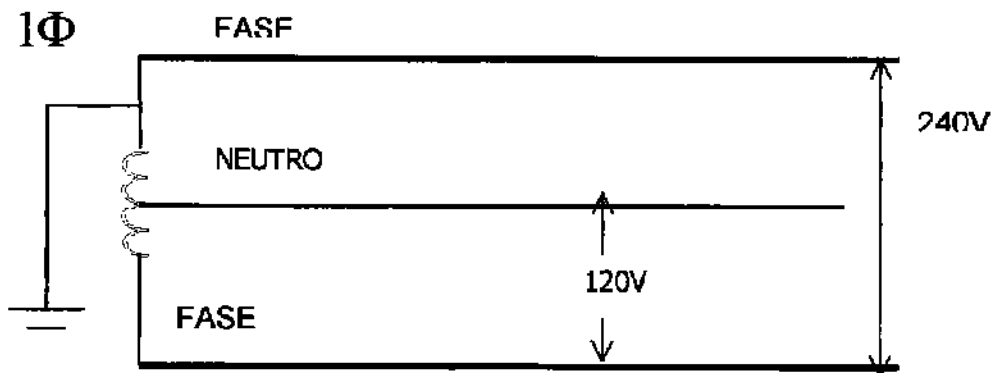


Figura 4. Esquema monofásico trifilar.

1.2.1.3 Sistema Trifásico Tetrafilar. Este sistema consta de cuatro hilos. Tres fases y un neutro que son conectados al secundario de un transformador en conexión estrella y cuyo primario esta conectado en delta al circuito primario.

Se utiliza en usuarios residenciales de todos los estratos, usuarios comerciales, industriales y en general en aquellos que requieran de energía trifásica o que posean cargas mayores (7 – 18 kVA).

Provee alimentación para circuitos de alumbrado, además para motores y equipos en general, que requiera alimentación trifásica a 208V. Además es posible disponer de tensión monofásica a 120V, como se ve en la figura 5.

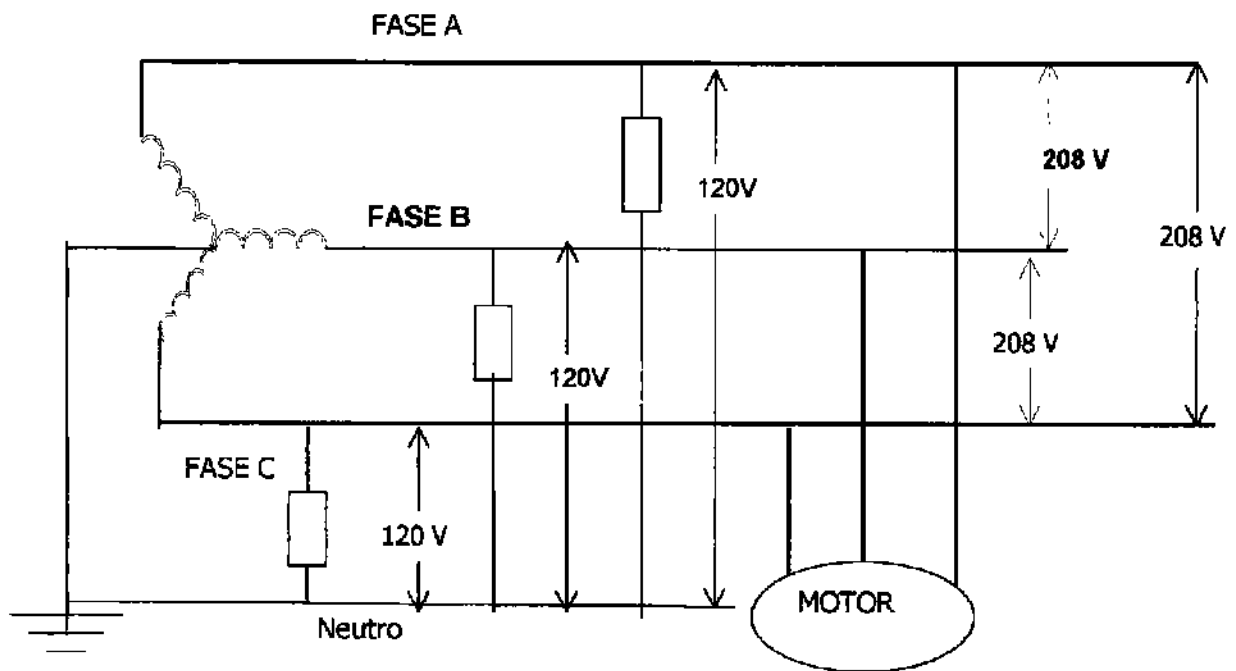


Figura 5. Esquema trifásico tetrafilar.

1.2.2 Esquema Con Neutro Corrido. Es un Sistema Primario de Distribución de 4 hilos (tres fases y neutro) conectados en estrella, en donde el conductor neutro recorre el circuito y se aterriza a intervalos frecuentes. La instalación del neutro a tierra en los puntos del primario debe hacerse con bajantes aislados y seguros. El conductor utilizado debe garantizar su funcionamiento con corrientes de neutro debidas a desbalances de las cargas. De acuerdo con la norma ANSI-C62.92.2-1991, la práctica general en sistemas multiaterrizados es conectar los neutros primarios y secundarios y utilizar un solo aterrizamiento para estos neutros, así como para los pararrayos y el tanque del transformador.

El Sistema Primario de Distribución con neutro corrido por las características que presenta, se hace recomendable para la evolución futura del sistema de distribución en Bogotá; ya que es posible la utilización del sistema primario actual suprimiendo la red de distribución secundaria tetrafilar, por transformadores monofásicos de menor capacidad que los trifásicos, a intervalos más frecuentes, esto es cada 30m o 60m de acuerdo con las características de consumo de los usuarios. Sin embargo el aumento de transformadores monofásicos conectados al sistema aumenta las pérdidas reactivas en el mismo, desventaja que se deberá tener en cuenta para la posible implementación, previendo la instalación de bancos de condensadores.

Otras características propias de este sistema son:

- ✍ La red secundaria se transforma o se reduce, disminuyendo la cantidad de conductores y así mismo las pérdidas técnicas debidas al efecto Joule y las no técnicas debidas a la inherente vulnerabilidad de las redes secundarias a las conexiones ilegales.
- ✍ Para transformadores tanto trifásicos como monofásicos, el pararrayo estará instalado directamente sobre el transformador.

En la página siguiente se muestra el diagrama de este tipo de sistema (Figura 6).

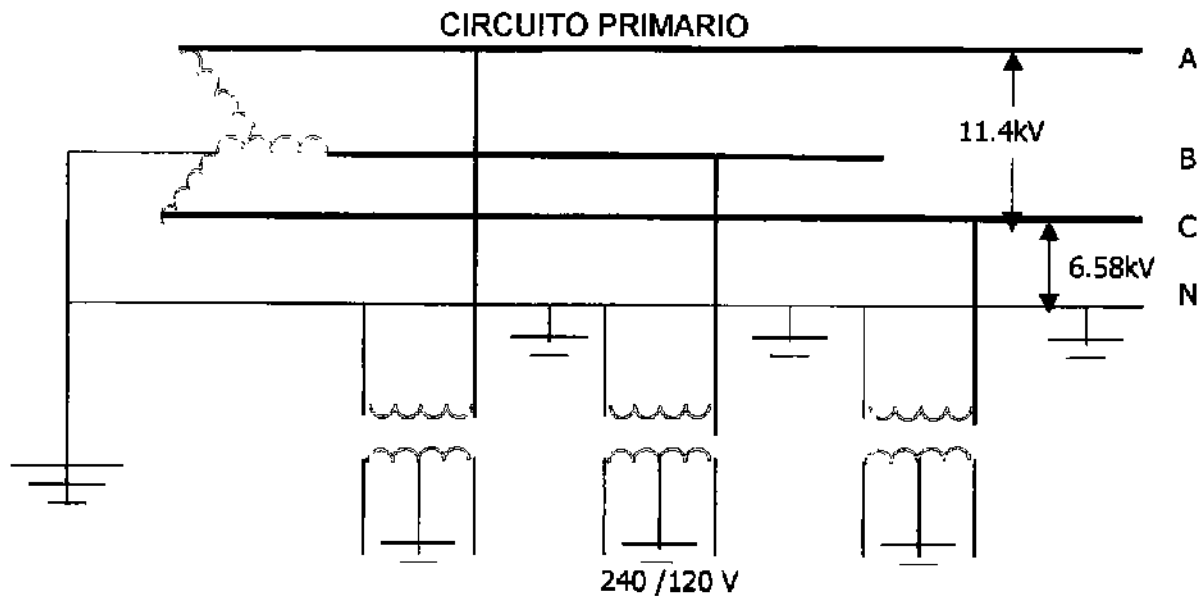


Figura 6. Sistema con neutro corrido.

El sistema propuesto estaría conformado por un alimentador principal trifásico con neutro y ramales laterales de una o dos fases y neutro, se presenta entonces una menor impedancia de secuencia cero, se reducen los sobrevoltajes temporales y hace más eficiente la protección contra sobrevoltajes. En la figura 7 se muestra el esquema propuesto.

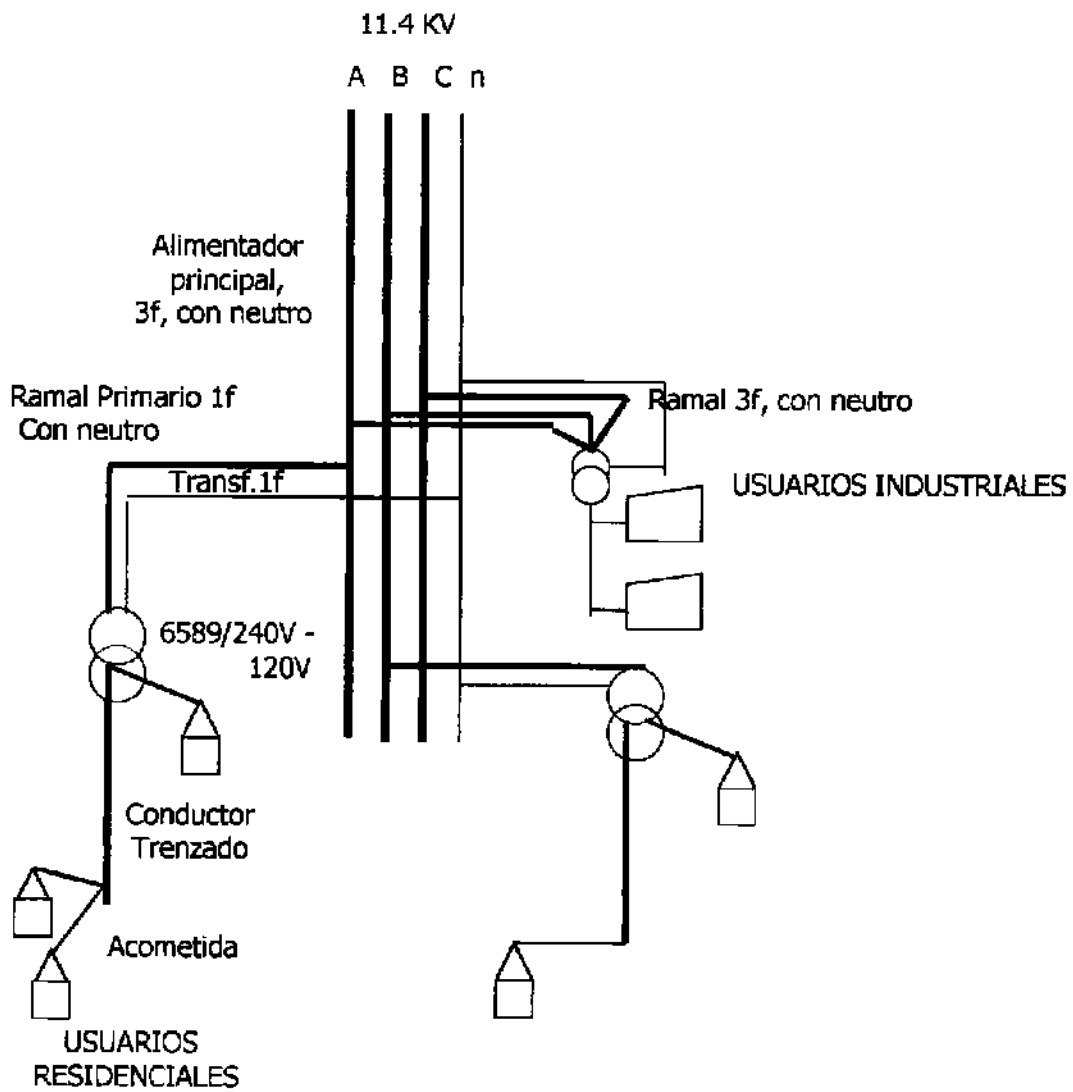


Figura 7. Configuración de red primaria trifásica con neutro y red secundaria monofásica.

2. CARACTERIZACION DE LA CARGA

Teniendo en cuenta que para la presente investigación se requiere la identificación de la carga, es necesario realizar un estudio de pérdidas, mediciones de potencia y energía y establecer los parámetros de densidad de carga, carga instalada, capacidad instalada, carga máxima, factor de carga, factor de potencia y demanda máxima diversificada. Para lo cual se tomaron como referencia los datos obtenidos en las facturaciones de los diferentes tipos de estratos.

2.1 DENSIDAD DE CARGA.

La densidad superficial de carga se define como la relación entre la potencia instalada y el área a servir; se da en:

$$Kw / Km^2$$

La densidad lineal de carga es la cantidad de Kw por cada 100 m de red para suministrar el servicio. Esta definición requiere de la estimación del factor de potencia, entonces:

$$\frac{KVA}{100} = \frac{KW}{100 * COS\Phi}$$

La densidad de carga es independiente de la capacidad de los transformadores, entonces para calcularla se tomó como referencia el área de una manzana típica de los estratos socioeconómicos del 1 al 4, que equivale a 3200 m², aproximadamente.

A continuación se relacionan las zonas escogidas como muestra para cada uno de los estratos:

BARRIO	ESTRATO	AREA TÍPICA/USUARIO (M ²)
MIRADOR DE MARRUECOS	1	30
VILLA AMALIA	2	45
LA GRANJA	3	60
NORMANDIA	4	80
ANTIGUO CONTRY	5	120
CHICO ORIENTAL	6	150

Además del área típica, la densidad de carga se calcula teniendo en cuenta:

- ✓ El hábito de consumo dependiendo de la tenencia de electrodomésticos para cada tipo de usuario.
- ✓ La carga instalada típica para cada uno de los estratos socioeconómicos.

A la densidad de carga va ligada la cargabilidad de los transformadores, pues como la primera depende en gran parte del consumo propio de cada estrato, es necesaria la selección adecuada de cada transformador para no someterlo a sobrecargas innecesarias, o por el contrario a tener bajos niveles de cargabilidad en los mismos.

2.2 CARGA

Se define como la suma de todas las potencias de los equipos que se conectan al sistema y que consumen energía. Teniendo en cuenta la carga en cada estrato (uso normal de electrodomésticos) se asumen como valores típicos de carga instalada los siguientes:

Estrato 1 3 KVA

Estrato 2 5 KVA

Estrato 3 7 KVA

Estrato 4 10 KVA

Estrato 5 15 KVA

Estrato 6 18 KVA

2.3 CAPACIDAD INSTALADA

Se define como la sumatoria de las potencias nominales de los Generadores conectados a las líneas que suministran energía. En la actualidad el Sistema Interconectado Nacional cuenta con una capacidad de 12000 MW instalados, de los cuales el 65% corresponde a generación hidráulica y el 35 % a generación térmica.

Para la ciudad de Bogotá la capacidad instalada es de 2316 MW de los cuales el 60% corresponde a generación hidráulica y el 40% corresponde a generación térmica, incrementándose esta última debido a la poca afluencia de lluvias que se presentó, como consecuencia del llamado fenómeno del Niño en el año de 1997.

2.4 DEMANDA

La demanda es la cantidad de potencia que requiere un consumidor, es decir el posible consumo en los terminales receptores de una instalación eléctrica. Para el diseño de circuitos primarios es necesario hacer proyecciones de la demanda en la zona de influencia de la red o de la subestación. Entonces se debe determinar una tasa de crecimiento basándose en:

- Crecimiento Demográfico.
- El aumento en el consumo por mejoramiento del nivel de vida.
- Los desarrollos industriales, comerciales, turísticos, etc.

Para establecer la demanda es necesario tener en cuenta el parámetro con el que será cuantificada; entonces tenemos para usuarios residenciales la potencia activa [Kw].

La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada, origina el ciclo de carga que se representa en una curva de carga (Demanda Vs Tiempo). Esta curva de Carga se explica a continuación.

2.4.1 Curva de Carga. Representa las variaciones de la demanda en un ciclo definido y se muestra de acuerdo al tiempo de referencia; tendríamos entonces la curva de carga diaria, mensual, anual, etc.

2.4.1.1 Curva de Carga Diaria. Esta curva es obtenida por los picos de carga en intervalos de una hora y determina mayores detalles en cuanto a la forma en que ha variado la carga desde un período anterior, además de facilitar la selección adecuada de los equipos de transformación, en lo que se refiere al límite de sobrecarga y el tipo de enfriamiento de los mismos. La figura 8 representa la forma de la curva.

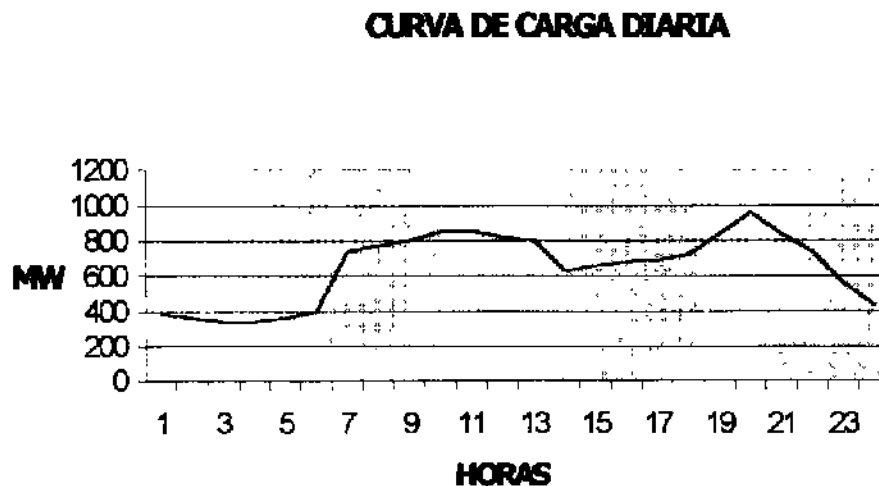


Figura 8. Curva de carga diaria.²

² RAMIREZ, Castaño Samuel. Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía. Manizales, Universidad Nacional de Manizales, 1995.p.15.

2.4.1.2 Curva de Carga Anual. Las curvas de carga anual están formadas por los valores de la demanda en la hora pico de cada mes y nos permiten visualizar el crecimiento y las variaciones de los picos mensuales y anuales. El análisis de dichos comportamientos deberá conducir a mejoras en los sistemas de distribución y el conocimiento de los factores que lo afectan.

En la figura 9 se representa la curva de carga anual para la ciudad de Bogotá en el año de 1997, teniendo en cuenta el consumo residencial.

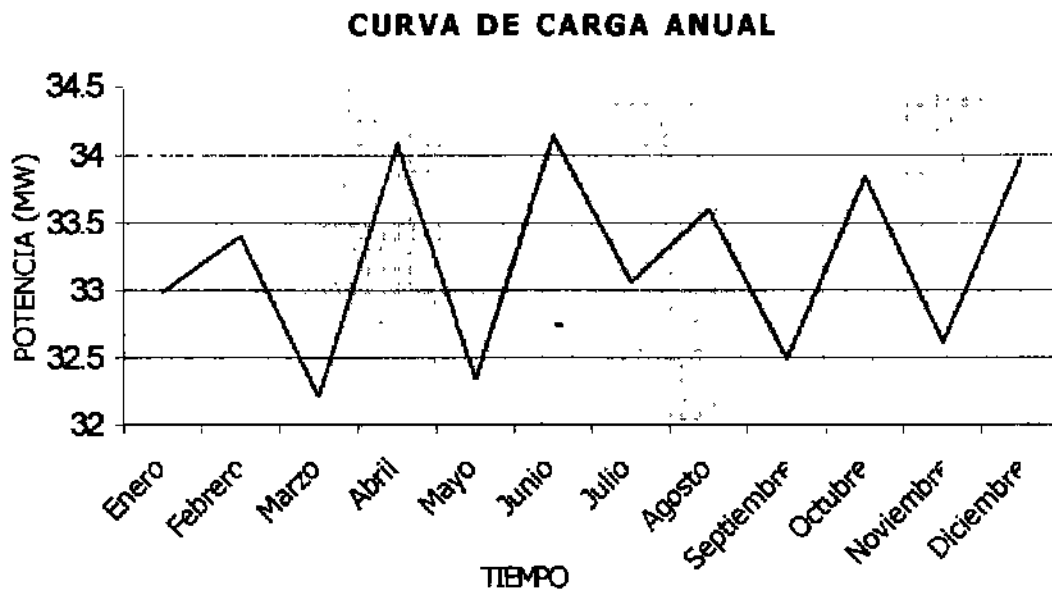


Figura 9. Curva de carga anual, consumo residencial.³

2.4.2 Curva de Duración de Carga. Nos muestra el tiempo que permanece la carga en un determinado valor; como ejemplo tenemos la curva de duración de carga anual (Ver Figura 10), la cual nos da una indicación en cuanto al comportamiento propio de la carga y de la misma en relación con la capacidad instalada.

Esta curva ⁴ se puede modelar por la siguiente relación matemática:

$$y = (1 + B)(1 - T)^K + B$$

En donde B, representa la asíntota de la curva y K un factor de decaimiento.

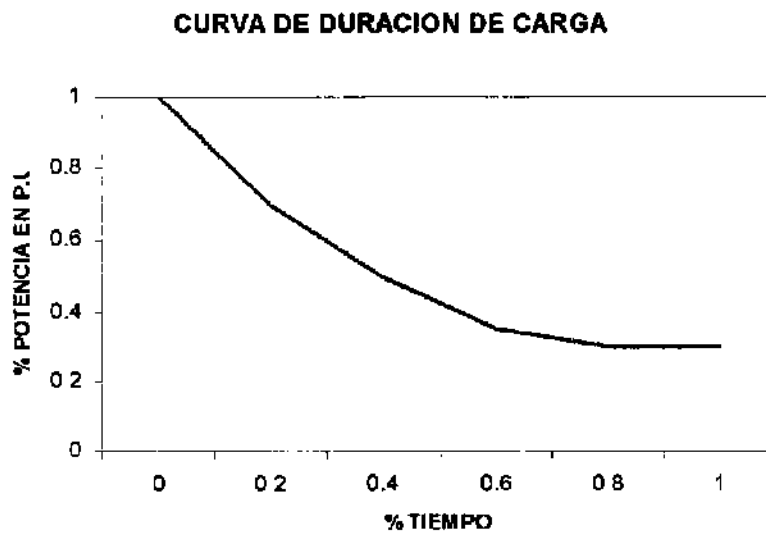


Figura 10. Curva de duración de carga.

2.5 TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Este parámetro es de gran utilidad pues permite la estimación de la demanda futura, por la cual se establece el dimensionamiento de los equipos que conforman una red.

³ BARRERA, Op.cit.,p.26.

⁴ CONSULTORIA COLOMBIANA. Redes para barrios Subnormales o de desarrollo progresivo. Empresa de energía de Bogotá, D.C.1994 p.30.

La tasa de crecimiento es diferente en cada clase de consumo y es más representativa en usuarios donde el consumo inicialmente es bajo. Para determinar una tasa de crecimiento es preciso tener en cuenta los siguientes factores:

- Crecimiento demográfico.
- Aumento del consumo por mejoramiento del nivel de vida.
- Desarrollos industriales, comerciales, turísticos, agropecuarios y otros previsibles.
- El posible represamiento de la demanda debido al mal servicio prestado anteriormente.

La tasa de crecimiento de la demanda se obtiene a partir de datos estadísticos materializados en las curvas de carga anual.

Tasa de crecimiento geométrico ⁵ :

$$r = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_o}} - 1$$

Tasa de crecimiento aritmético ⁶ :

$$r = \frac{\frac{D_n}{D_o} - 1}{n}$$

Donde

D_n, Demanda actual.

D_o, Demanda proyectada.

n. Período de proyección.

Para este caso se tomará una tasa de crecimiento de la demanda del 3% anual, desde 1995 hasta el 2010, es decir con un período de vida útil de 15 años.

⁵ RAMÍREZ, Op cit., p. 17.

⁶ Ibid, p. 18.

2.6 FACTOR DE DEMANDA

El factor de demanda en un intervalo de tiempo t de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada.

El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 solo cuando el intervalo considerado, es decir todos los aparatos conectados al sistema estuviese absorbiendo sus potencias nominales.

Matemáticamente este concepto se puede expresar como ⁷ :

$$F_d = \frac{C a r g a m á x i m a}{C a r g a i n s t a l a d a} = \frac{D_M}{D_I} \leq 1$$

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada se opera simultáneamente, es decir cuanta carga se esta consumiendo, respecto a la total instalada del sistema.

2.7 FACTOR DE UTILIZACION

El factor de utilización en un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo t , es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$F_u = \frac{C a r g a m á x i m a}{C a p a c i d a d i n s t a l a d a} = \frac{D_M}{C_{INS}}$$

⁷ Ibid., p. 18.

⁸ Ibid., p. 19.

Es conveniente hacer notar que mientras el factor de demanda, nos da el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de carga en el intervalo considerado, es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación.

2.8 FACTOR DE CARGA

Se define como la razón entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo.

9

$$F_c = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{D_{PROM}}{D_M}$$

En la determinación del factor de carga de un sistema, es necesario especificar el intervalo de la demanda en el que estén considerados los valores de demanda máxima instantánea y la demanda promedio, ya que para una misma carga, un periodo establecido mayor dará como resultado un factor de carga más pequeño, o sea:

$$F_c \text{ anual} < F_c \text{ mensual} < F_c \text{ semanal} < F_c \text{ diario.}$$

Para consumo residencial en la ciudad de Santa Fe de Bogotá, el factor de carga es el siguiente:

$$F_c = \frac{3500 \text{ GWh / AÑO}}{7230 \text{ GWh / AÑO}} = 0.48$$

⁹ Ibid., p. 19

2.9 FACTOR DE DIVERSIDAD

Al proyectar una red de distribución se debe tener en cuenta siempre su demanda máxima, debido a que ésta impondrá a la red condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo cuando muchos consumidores son alimentados por una misma red, deberá tomarse en cuenta el concepto de diversidad de carga ya que sus demandas máximas no coinciden con el tiempo; la razón de esto radica en que los consumidores aunque sean de la misma clase de consumo, tienen hábitos muy diferentes. Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo de cargas se establece por medio del factor de diversidad, definido como la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del grupo de usuarios.

10

$$F_{Diver} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{Mgrupo}} = \frac{D_{m1} + D_{m2} + D_{m4} + \dots + D_{mn}}{D_{mgrupo}} \geq 1$$

Este factor de diversidad es criterio fundamental en el diseño económico de los sistemas de distribución. Podrá aplicarse a diferentes niveles del sistema; para nuestro caso entre consumidores energizados de una misma red y/o entre transformadores de un mismo alimentador.

2.10 FACTOR DE PERDIDAS

Esta característica de la carga se define como la relación entre las pérdidas promedio y las pérdidas pico. Se puede hallar con base en una curva de duración de pérdidas, que se calcula a partir del cuadrado de la curva de duración de carga y al igual que el factor de carga, el factor de pérdidas se puede obtener a partir del área bajo la curva de duración de pérdidas.

¹⁰ Ibid., p.21.

La forma de la curva de duración de pérdidas se puede modelar a través de una ecuación parabólica básica:

11

$$p.u.KVA = K + (1 - K) * (1 - t)^n$$

En donde:

K, Son los KVA mínimos en p.u del máximo para el período en consideración.

$$n = \frac{(1 - Fc)}{(Fc - K)}$$

T Tiempo en p.u. (Tiempo total = 1.0 p.u)

Fc, Factor de Carga.

Para determinar el factor pérdidas en el caso de usuarios con consumo residencial, se utiliza la ecuación que se muestra a continuación ¹² :

$$Fp = 0.4 Fc + 0.6 Fc^2$$

$$Fp = 0.4 * 0.48 + 0.6 * 0.48^2$$

$$Fp = 0.33$$

¹¹ CONSULTORIA COLOMBIANA, Op. Cit., p.32.

¹² RAMIREZ, Op. cit., p, 29.

2.11 CURVA DE DEMANDA MAXIMA DIVERSIFICADA

Esta curva es una representación de los KVA / Usuario Vs. Número de usuarios. Para obtener las curvas de demanda máxima diversificada, se debe determinar la potencia en KVA correspondiente al consumo pico de

los diferentes conjuntos de usuarios en función de la tensión V y la corriente I, de la medida obtenida en la red o de la lectura del registrador de demanda.

La forma matemática de la curva es ¹³ :

$$\frac{KVA}{Usuarios} = \frac{1}{c1 + c2 * N} + D$$

Donde:

N Número de usuarios
c1,c2 y D Constantes para cada estrato y año de proyección.

En la tabla 3 se muestran los parámetros de las curvas de demanda máxima diversificada, dichos parámetros caracterizan la carga y son de gran importancia, ya que con ellos se determina el comportamiento actual y futuro de las redes de distribución.

¹³ EEB, Estudio de confiabilidad del sistema de distribución. Santa Fe de Bogotá, 1995, p, 47

Tabla 3. Parámetros de las curvas de demanda máxima diversificada

$\frac{KVA}{Usuari} = \frac{1}{c1 + c2 * N} + D$			
ESTRATO	c1	c2	D
1&2	1.14448	0.07630	0.85216
3	0.48426	0.08071	0.98878
4	0.34552	0.06910	1.05485
5	0.33208	0.06642	1.25490
6	0.35354	0.03928	1.65245

3. ANALISIS DE CARGA

Teniendo en cuenta las características de la carga mencionadas anteriormente, se procede a determinar los parámetros propios de los estratos socioeconómicos del uno al seis.

3.1 ANALISIS DE CARGA ESTRATO UNO

Se tomó como muestra en la localidad de Rafael Uribe el barrio Mirador de Marruecos, está ubicado entre la Cl. 48 N /49 y Cra 5 I / 5 O Sur; la red de Distribución fue aplicada para alimentar a 232 Usuarios. Esta zona es de poca planeación urbana y presenta bajo consumo de energía eléctrica.

El consumo de este tipo de usuarios es completamente residencial. Es en este estrato donde se espera la mejor aplicabilidad del presente estudio, pues es aquí en donde existe la mayor parte de las pérdidas debidas a conexiones ilegales.

Al implementar la red monofásica se logra que estas zonas tengan el servicio de energía. La empresa prestadora del servicio, recibe el pago del consumo de los habitantes que estaban conectados ilegalmente y al mismo tiempo disminuye las pérdidas técnicas ocasionadas por dichas conexiones.

3.1.1 Caracterización Del Consumo De Energía Eléctrica. En la figura 11 se presenta el porcentaje de utilización de electrodomésticos para el consumo básico, así mismo, en la tabla 4 se presenta el consumo promedio de energía eléctrica para el estrato 1 según el hábito de consumo:

Tabla 4. Consumo promedio – Estrato uno.

USO	PROMEDIO HORAS USO/DIA	KW	KWH/MES
ILUMINACION	5	0.32	49
COCCION	2	1.083	65
NEVERA	24	0.113	82
TELEVISION	3	0.222	20
RADIO	3	0.011	1
PLANCHA	0.5	0.366	6
TOTAL		2.115	223

DISTRIBUCION DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD

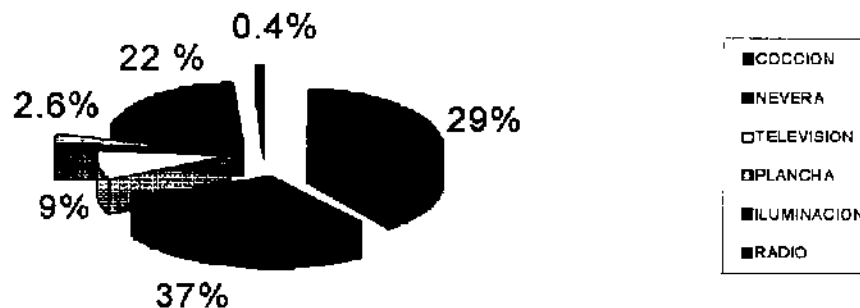


Figura 11. Disgregación del consumo de electricidad en el Estrato 1.¹⁴

3.1.2 Densidad De Carga. Si se tiene en cuenta que el lote típico para un usuario de estrato uno es de 30 m² y que su carga promedio es de 2.1 KW (Ver Tabla 4) entonces tenemos que su densidad de carga es igual a:

¹⁴ CONSULTORIA COLOMBIANA, Op. Cit, p. 23

$$\delta = \frac{2,1 \text{ Kw}}{30 \text{ m}^2} = 70 \text{ w / m}^2 \quad \text{Ec 15.}$$

El valor de la densidad de carga es independiente de que el transformador sea monofásico o trifásico, pero va ligada a la carga típica por estrato

3.1.3 Cargabilidad Óptima De Los Transformadores. En los Transformadores de distribución se debe tener en cuenta el nivel de cargabilidad de los mismos, ya que de eso depende el buen desempeño de las redes de B.T

En la ecuación 16 se define la capacidad del transformador de distribución¹⁵, es aquí donde se determina la capacidad de diseño teniendo en cuenta el número máximo de usuarios (N)

$$KVA = N * CI * D.M.D + A.P \quad \text{Ec.16}$$

Donde

- KVA: Capacidad de diseño del Transformador.
 N: Número de usuarios.
 CI: Carga Instalada por usuario, según estrato socioeconómico.
 D.M.D: Factor de Demanda máxima diversificada¹⁶.
 (Ver Anexo A).
 A.P: Alumbrado Público. Se asume de un 1 KVA por cada 150 m de red secundaria ¹⁷.

¹⁵ E.E.B. Criterios y Normas para el Diseño de Redes de Distribución. Norma-E.E.B-D-C01. 1994. P. 5.69

¹⁶ ICONTEC. Código Eléctrico Nacional. Norma 2050. 1992. P.72

¹⁷ E.E.B. Norma Para el Diseño y Construcción de Alumbrado Público. Santa Fe de Bogotá. Vol 2. A.P 815. 1994. P.52.

Así mismo teniendo en cuenta que la cargabilidad de los transformadores debe estar entre 0.9 y 1.1 veces su capacidad nominal, se verifica el valor obtenido en la Ecuación 16, aplicándolo en la siguiente expresión:

Donde

$$C = \frac{KVA}{KVA_N}$$

$$0.9 \leq C \leq 1.1$$

Ec 17

C: Cargabilidad del Transformador.

KVA: Capacidad de diseño del Transformador.

KVA N: Capacidad normalizada de transformadores.

Para obtener la carga final de los transformadores se tiene en cuenta una tasa de crecimiento anual del 3 %, con un tiempo de proyección de las redes de 15 años. Ver Ecuación 18

$$KVA_{FINAL} = KVA * (1 + TC)^t$$

Donde:

KVA FINAL: Demanda Futura

KVA: Demanda de diseño actual.

TC: Tasa de crecimiento de la demanda (3%, anual)

t: Tiempo de proyección de la red secundaria (15años).

En el levantamiento realizado en la zona de Mirador de Marruecos tenemos 4 transformadores trifásicos (2 de 75 KVA y 2 de 45 KVA).

En la tabla 5 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores trifásicos para estrato socioeconómico 1.

Tabla 5. Cargabilidad de Transformadores Trifásicos

Capacidad Nominal (KVA)	Carga Final estimada a 15 años (KVA)	Numero Máximo de Usuarios E-1
30	36	28
45	54	44
75	90	86
112.5	135	132
150	180	175

Para el diseño de la red de distribución con transformadores monofásicos, tenemos 21 transformadores: 18 de 10 KVA y 4 de 15 KVA. En la tabla 6 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores monofásicos.

Tabla 6. Cargabilidad óptima de Transformadores Monofásicos.

Capacidad Nominal (KVA)	Carga Final estimada a 15 años(KVA)	Número Máximo de usuarios E-1
10	12	10
15	18	14
25	30	23
37.5	45	35
50	60	47
75	90	82

3.1.3 Curva De Carga Diaria.

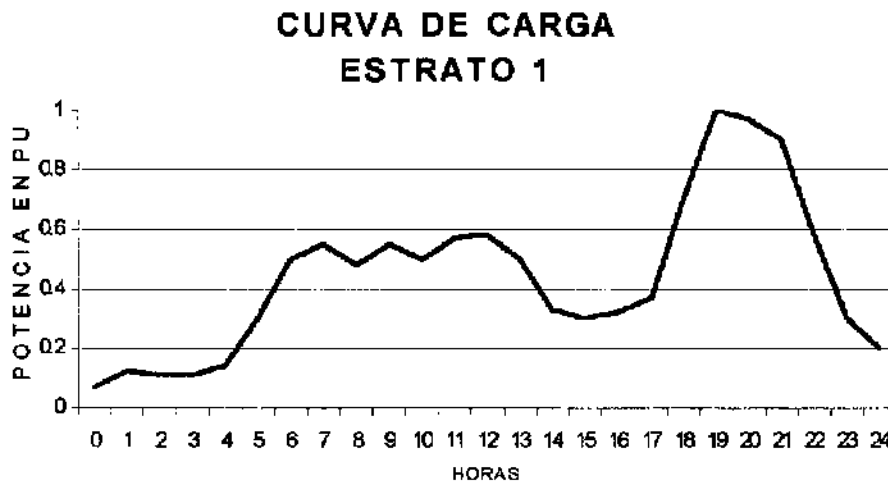


Figura 12. Curva de carga diaria – estrato uno.

3.1.5 Factor De Carga. Para el estrato 1 tenemos un factor de carga igual a :

$$F_c = \frac{\text{Carga Promedio}}{\text{Carga Pico}}$$

$$F_c = \frac{2,1 \text{ Kw}}{2,94 \text{ Kw}} = 0,71$$

3.1.6 Factor De Pérdidas.

$$F_p = 0,4 F_c + 0,6 F_c^2$$

$$F_p = 0,4(0,71) + 0,6(0,71^2)$$

$$F_p = 0,58$$

3.1.7 Factor De Potencia. El estrato uno presenta cargas netamente resistivas, por lo que su factor de potencia es:

$$F_{PT} = 0.98$$

3.1.8 Curva De Demanda Máxima Diversificada.

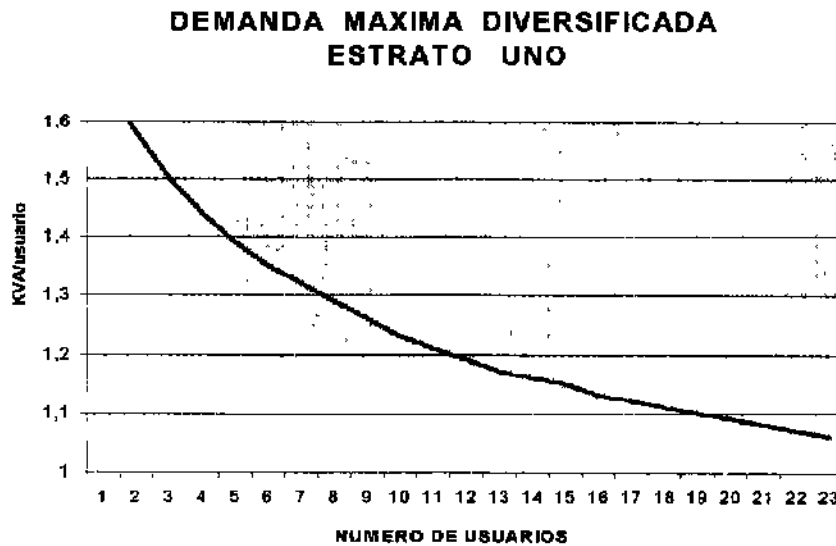


Figura 13. Curva de demanda máxima diversificada - estrato 1.

3.2 ANALISIS DE CARGA ESTRATO DOS.

Se tomo como muestra en la localidad de Engativa el barrio Villa Amalia, su ubicación esta entre la Cl. 70 B/70 F y Cra 107 C/110, la red de Distribución fue aplicada para alimentar a 302 Usuarios. El consumo de este tipo de usuarios es residencial con pequeñas cargas comerciales.

3.2.1 Caracterización Del Consumo De Energía Eléctrica. En la figura 14 se presenta el porcentaje de utilización de electrodomésticos para el consumo básico, así mismo, en la tabla 7 se presenta el consumo promedio de energía eléctrica para el estrato dos, según el hábito de consumo:

Tabla 7. Consumo promedio – Estrato dos.

USO	PROMEDIO HORAS USO/DIA	KW	Kwh/MES
ILUMINACION	5	1.00	150
COCCION	2	1.00	60
NEVERA	24	0.20	144
TELEVISION	3	0.20	18
RADIO	3	0.20	18
PLANCHA	0.5	0.90	13.5
TOTAL		3.50	403.5

DISTRIBUCION DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD

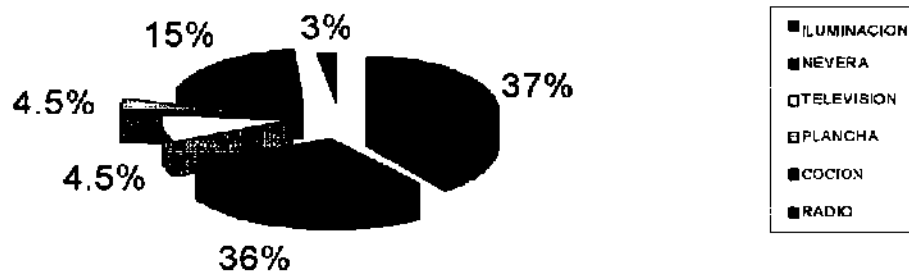


Figura 14. Disgregación del consumo de electricidad en el estrato 2.

3.2.2 Densidad De Carga. Si se tiene en cuenta que el lote típico para un usuario de estrato dos es de 45 m² y que su carga promedio es de 3.50 KW (Ver Tabla 7) entonces tenemos que su densidad de carga es igual a:

$$\delta = \frac{3,50 \text{ Kw}}{45 \text{ m}^2} = 77.7 \text{ w / m}^2 \quad \text{Ec 21.}$$

3.2.3 Cargabilidad Optima De Los Transformadores. En los Transformadores de distribución se debe tener en cuenta el nivel de cargabilidad de los mismos, ya que de eso depende el buen desempeño de las redes de B.T

En la ecuación 16, se define la capacidad del transformador de distribución, es aquí donde se determina la capacidad de diseño, teniendo en cuenta el número máximo de usuarios (N).

En el levantamiento realizado en la zona de Villa Amalia tenemos 7 transformadores trifásicos: 2 de 112.5 KVA, 4 de 75 KVA, 1 de 45 KVA.

En la tabla 8 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores trifásicos para estrato socioeconómico dos.

Tabla 8. Cargabilidad de Transformadores Trifásicos

Capacidad Nominal (KVA)	Carga Final estimada a 15 años (KVA)	Numero Máximo de Usuarios E-2
30	36	23
45	54	37
75	90	80
112.5	135	120
150	180	153

En el diseño de la red de Distribución con transformadores monofásicos de Villa Amalia tenemos 21 transformadores: 10 de 15 KVA, 6 de 25 KVA, 5 de 10 KVA. En la tabla 9 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores monofásicos.

Tabla 9. Cargabilidad de Transformadores Monofásicos.

Capacidad Nominal (KVA)	Carga Final estimada a 15 años (KVA)	Número Máximo de usuarios E-2
10	16	7
15	23	12
25	37	20
37.5	57	28
50	75	43
75	112	73

3.2.4 Curva De Carga Diaria.

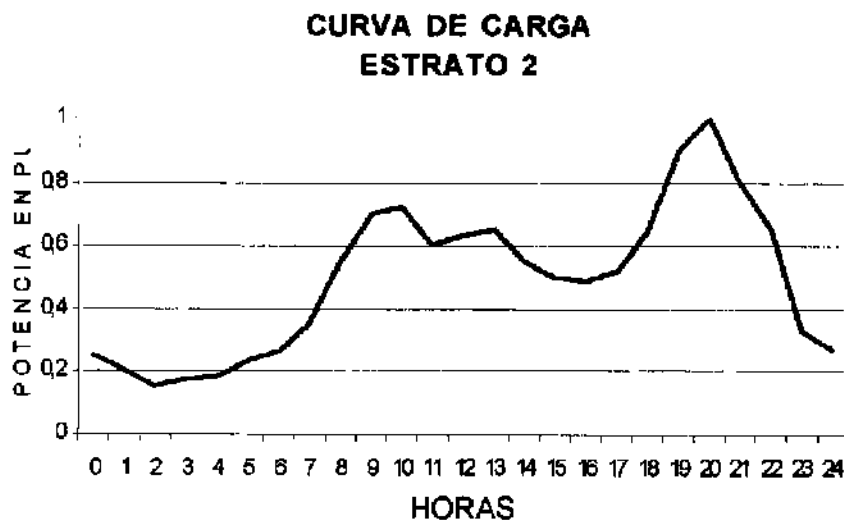


Figura 15. Curva de carga diaria – estrato dos.

Se puede observar que los estratos 1 y 2 presentan curvas de carga similares. Las cargas pico ocurren entre las 19 y las 20 horas, pero se nota una diferencia en las horas de la mañana. El estrato 1 presenta un menor consumo.

3.2.5 Factor De Carga. Para el estrato 2 tenemos un factor de carga igual a:

$$F_c = \frac{Carga\ Promedio}{Carga\ Pico}$$

$$F_c = \frac{3,50\ Kw}{4,9\ Kw} = 0,71$$

3.2.6 Factor De Pérdidas.

$$FP = 0,4F_c + 0,6F_c^2$$

$$FP = 0,4(0,71) + 0,6(0,71^2)$$

$$FP = 0,58$$

3.2.7 Factor De Potencia. El estrato dos presenta cargas resistivas con pequeños usuarios comerciales, por lo que el factor de potencia es:

$$F_{PT} = 0,98$$

3.2.8 Curva De Demanda Máxima Diversificada.

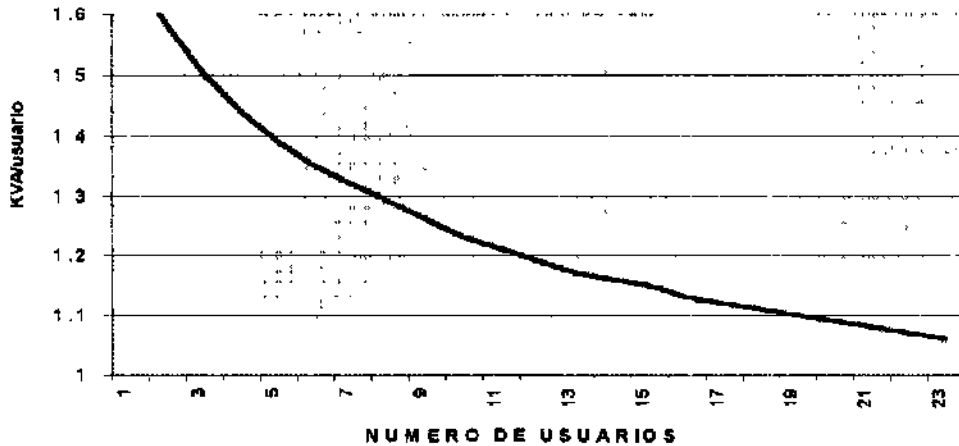


Figura 16. Curva de demanda máxima diversificada -- estrato 2.

3.3 ANALISIS DE CARGA ESTRATO TRES.

Se tomo como muestra en la localidad de Engativa el barrio La granja, su ubicación esta entre la Cl. 76/80 y Cra 76/82, la red de Distribución fue aplicada para alimentar a 312 Usuarios. El consumo de este tipo de usuarios es residencial con pequeñas cargas comerciales.

3.3.1 Caracterización Del Consumo De Energía Eléctrica. En la figura 17 se presenta el porcentaje de utilización de electrodomésticos para el consumo básico, así mismo, en la tabla 10, se presenta el consumo promedio de energía eléctrica para el estrato tres, según el hábito de consumo:

Tabla 10. Consumo promedio – Estrato 3.

USO	PROMEDIO HORAS USO/DIA	KW	KWH/MES
ILUMINACION	5	1.30	195
COCCION	2	1.50	90
NEVERA	24	0.30	216
TELEVISION	3	0.36	32.4
RADIO	3	0.24	21.6
PLANCHA	0.5	1.30	19.5
TOTAL		5.00	574.5

DISTRIBUCION DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD

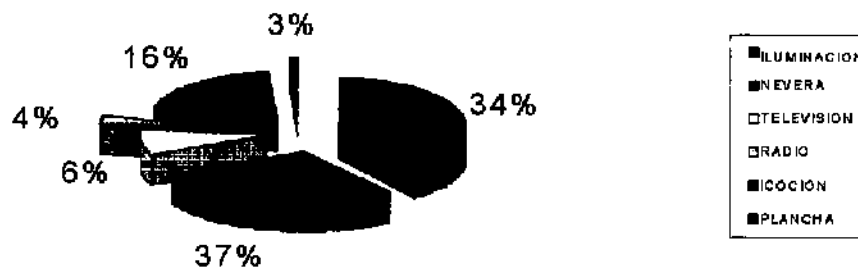


Figura 17. Disgregación del consumo de electricidad en el estrato 3.

3.3.2 Densidad De Carga. Si se tiene en cuenta que el lote típico para un usuario de estrato tres es de 60 m² y que su carga promedio es de 5.00 KW (Ver Tabla 10) entonces tenemos que su densidad de carga es igual a:

$$\delta = \frac{5.0 \text{ Kw}}{60 \text{ m}^2} = 83 \text{ w/m}^2$$

Ec.24

3.3.3 Cargabilidad Óptima De Los Transformadores. En los Transformadores de distribución se debe tener en cuenta el nivel de cargabilidad de los mismos, ya que de eso depende el buen desempeño de las redes de B.T

En la ecuación 16, se define la capacidad del transformador de distribución, es aquí donde se determina la capacidad de diseño, teniendo en cuenta el número máximo de usuarios (N). Así mismo en las ecuaciones 17 y 18, se muestra la carga final de los transformadores teniendo en cuenta una proyección de 15 años.

En el levantamiento realizado en la zona de La Granja tenemos 11 transformadores trifásicos: 3 de 112.5 KVA, 7 de 75 KVA, 1 de 45 KVA. En la tabla 11 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores trifásicos para estrato socioeconómico tres.

Tabla 11. Cargabilidad óptima de Transformadores Trifásicos

CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	CARGA FINAL (KVA)	Numero Máximo de Usuarios E-3
30	33	22
45	50	37
75	82.5	82
112.5	123.5	112
150	165	148

En el diseño de la red de Distribución con Transformadores Monofásicos tenemos 24 transformadores: 11 de 25 KVA, 6 de 15 KVA, 7 de 10 KVA. En la tabla 12 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores monofásicos.

Tabla 12 Cargabilidad óptima de Transformadores Monofásicos.

CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	CARGA FINAL (KVA)	Número Máximo de usuarios E-3
10	11	6
15	16.5	11
25	27.5	17
37.5	41	25
50	55	44
75	82.5	70

3.3.4 Curva De Carga Diaria.

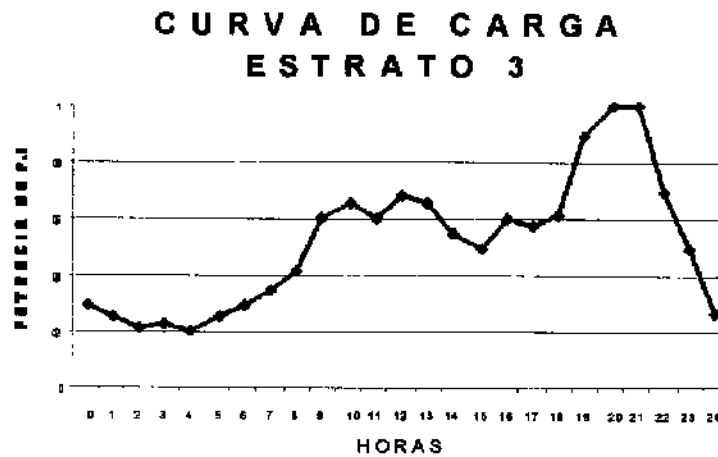


Figura 18. Curva de carga estrato tres.

3.3.5 Factor De Carga Para el estrato tres, tenemos un factor de carga igual a:

$$F_c = \frac{\text{Carga Promedio}}{\text{Carga Pico}}$$

$$F_c = \frac{5.0 \text{ Kw}}{7.3 \text{ Kw}} = 0.68$$

3.3.6 Factor De Pérdidas.

$$FP = 0.4F_c + 0.6F_c^2$$

$$FP = 0.4(0.68) + 0.6(0.68^2)$$

$$FP = 0.54$$

3.3.7 Factor De Potencia. El consumo de los usuarios de estrato 3 es de tipo resistivo por lo que el factor de potencia es igual a:

$$F_{PT} = 0.96$$

3.3.8 Curva De Demanda Máxima Diversificada.

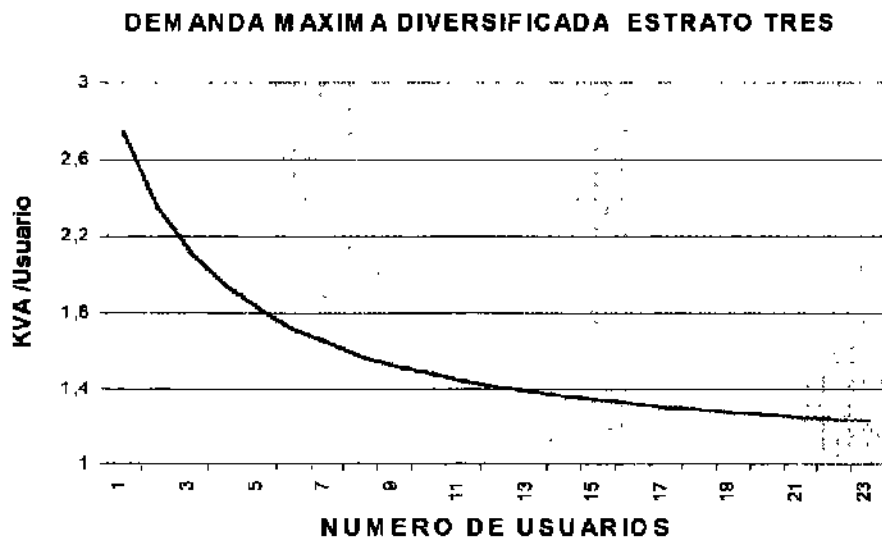


Figura 19. Curva de demanda máxima diversificada.

3.4 ANALISIS DE CARGA ESTRATO CUATRO

Se tomo como muestra en la localidad de Engativa el barrio Normandía, su ubicación esta entre la Cl. 48/53 y Cra 66 A/ 70, la red de Distribución fue aplicada para alimentar a 395 Usuarios. El estrato cuatro presenta en su mayoría usuarios residenciales y pequeñas cargas comerciales, además tenemos algunos edificios que utilizan motores que requieren una tensión de 240 V.

3.4.1 Caracterización Del Consumo De Energía Eléctrica. En la figura 20 se presenta el porcentaje de utilización de electrodomésticos para el consumo básico, así mismo, en la tabla 13, se presenta el consumo promedio de energía eléctrica para el estrato cuatro, según el hábito de consumo:

Tabla 13. Consumo Promedio – Estrato cuatro.

USO	PROMEDIO HORAS USO/DIA	KW	KWH/MES
ILUMINACION	6	1.30	234
COCCION	3	1.60	144
NEVERA	24	0.30	216
TELEVISION	4	1.50	180
RADIO	3	0.10	9
PLANCHA	0.5	0.90	13.5
TOTAL		5.7	796.5

DISTRIBUCION DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD

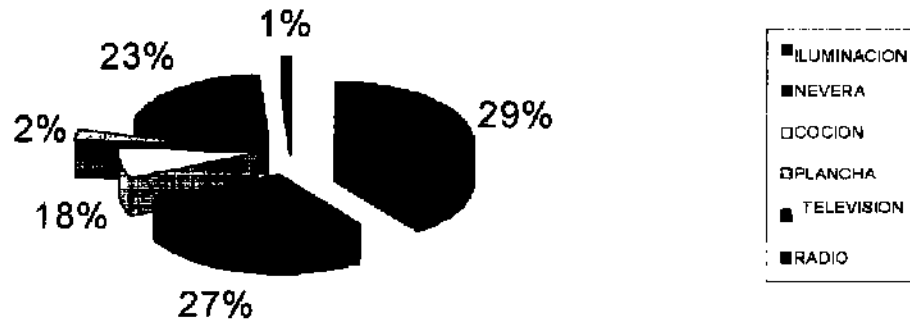


Figura 20. Disgregación del consumo de electricidad en el estrato 4.

3.4.2 Densidad De Carga. Si se tiene en cuenta que el lote típico para un usuario de estrato cuatro es de 80 m² y que su carga promedio es de 5.70 KW (Ver Tabla 13) entonces tenemos que su densidad de carga es igual a:

$$\delta = \frac{5.7 \text{ Kw}}{80 \text{ m}^2} = 61.2 \text{ w/m}^2 \quad \text{Ec. 27}$$

3.4.3 Cargabilidad Óptima De Los Transformadores. En los Transformadores de distribución se debe tener en cuenta el nivel de cargabilidad de los mismos, ya que de eso depende el buen desempeño de las redes de B.T

En la ecuación 16, se define la capacidad del transformador de distribución, es aquí donde se determina la capacidad de diseño, teniendo en cuenta el número máximo de usuarios (N).

En el levantamiento realizado en la zona de Normandía tenemos 8 Transformadores trifásicos: 5 de 112.5 KVA, 3 de 75 KVA. En la tabla 14 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores trifásicos para estrato socioeconómico cuatro.

Tabla 14. Cargabilidad de Transformadores Trifásicos

CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	CARGA FINAL (KVA)	Numero Máximo de Usuarios E-4
30	33	18
45	50	37
75	82.5	82
112.5	123.5	120
150	165	153

En el diseño de la red de Distribución con transformadores monofásicos tenemos 22 Transformadores: 5 de 37.5 KVA, 10 de 25 KVA, 7 de 15 KVA. En la tabla 15 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores monofásicos.

Tabla 15. Cargabilidad de Transformadores Monofásicos.

CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	CARGA FINAL (KVA)	Número Máximo de usuarios E-4
15	16.5	5
25	27.5	14
37.5	40.5	24
50	55	43
75	82.5	70

3.4.4 Curva De Carga Diaria.

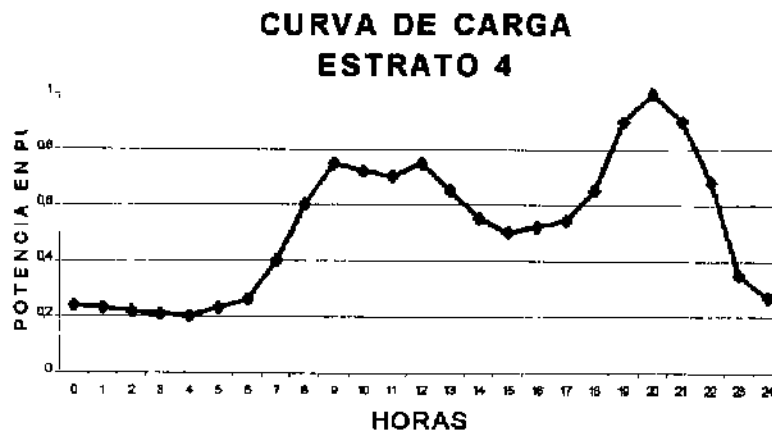


Figura 21. Curva de carga diaria

3.4.5 Factor de Carga. Para el estrato cuatro, tenemos un factor de carga igual a:

$$F_c = \frac{\text{Carga Promedio}}{\text{Carga Pico}}$$

$$F_c = \frac{5,70 \text{ Kw}}{9,6 \text{ Kw}} = 0,59$$

3.4.6 Factor De Pérdidas.

$$FP = 0.4Fc + 0.6Fc^2$$

$$FP = 0.4(0.59) + 0.6(0.59^2)$$

$$FP = 0,43$$

3.4.7 Factor De Potencia.

$$F_{PT} = 0.96$$

3.4.8 Curva De Demanda Máxima Diversificada.

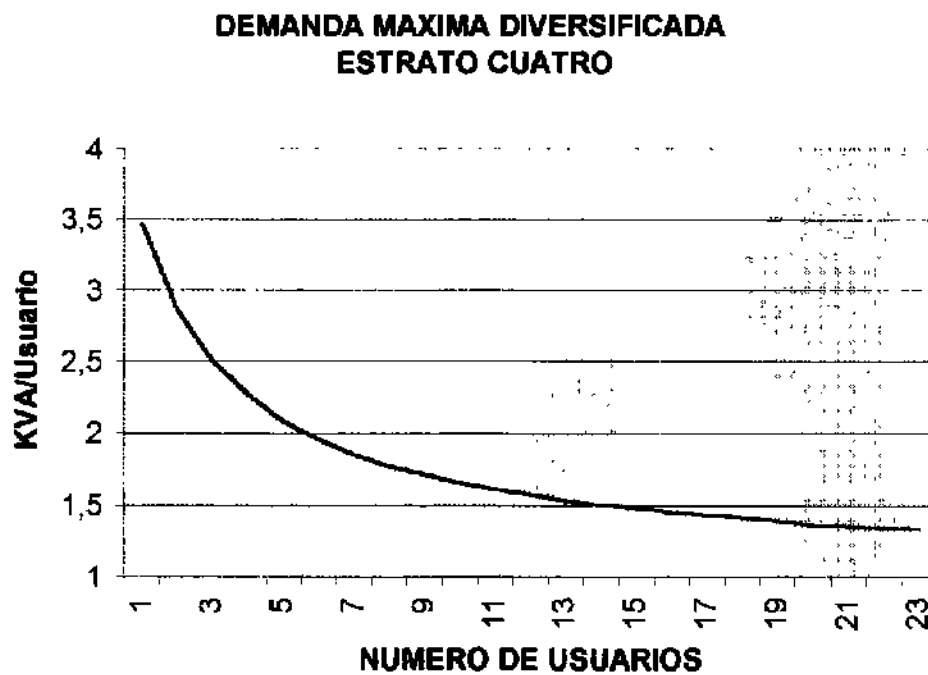


Figura 22. Curva de demanda máxima diversificada

3.5 ANALISIS DE CARGA ESTRATO CINCO

Se tomo como muestra el barrio Antiguo Country, su ubicación esta entre la Dg. 81/86 y Tr 24/Autopista norte, la red de Distribución fue aplicada para alimentar a 495 Usuarios. El estrato cinco presenta en su mayoría usuarios residenciales y pequeñas cargas comerciales, además tenemos algunos edificios que utilizan motores que requieren una tensión de 240 V.

3.5.1 Caracterización Del Consumo De Energía Eléctrica. En la figura 23 se presenta el porcentaje de utilización de electrodomésticos para el consumo básico, así mismo, en la tabla 16, se presenta el consumo promedio de energía eléctrica para el estrato cinco, según el hábito de consumo:

Tabla 16. Consumo Promedio – Estrato cinco.

USO	PROMEDIO HORAS USO/DIA	KW	KWH/MES
ILUMINACION	6	2.00	360
COCCION	3	1.88	169.2
NEVERA	24	0.5	360
TELEVISION	4	0.90	108
RADIO	3	0.60	54
PLANCHA	0.5	1.5	22.5
TOTAL		7.38	1073.7

**DISTRIBUCION DEL CONSUMO DE
ELECTRICIDAD**

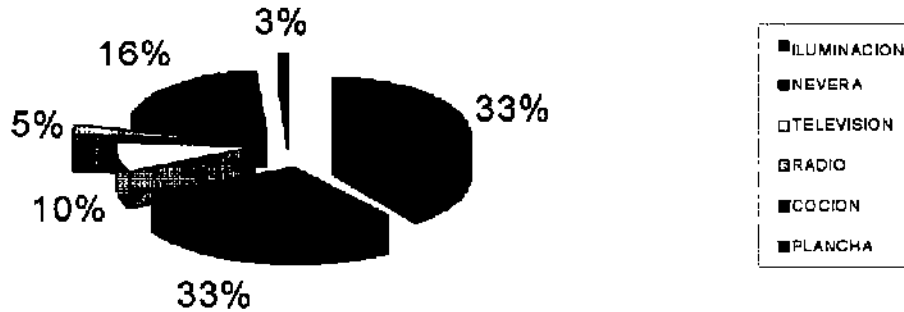


Figura 23. Disgregación del consumo de electricidad en el estrato 5.

3.5.2 Densidad De Carga. Si se tiene en cuenta que el lote típico para un usuario de estrato cinco es de 150 m² y que su carga promedio es de 7.38 KW (Ver Tabla 16) entonces tenemos que su densidad de carga es igual a:

$$\delta = \frac{7.38 \text{ Kw}}{150 \text{ m}^2} = 56.7 \text{ w/m}^2 \quad \text{Ec..30}$$

3.5.3 Cargabilidad Óptima De Los Transformadores. En los Transformadores de distribución se debe tener en cuenta el nivel de cargabilidad de los mismos, ya que de eso depende el buen desempeño de las redes de B.T

En la ecuación 16, se define la capacidad del transformador de distribución, es aquí donde se determina la capacidad de diseño, teniendo en cuenta el número máximo de usuarios (N).

En el levantamiento realizado en la zona de Antiguo Country tenemos 15 Transformadores trifásicos: 1 de 300 KVA, 3 de 225 KVA, 2 de 150 KVA, 4 de 112.5 KVA, 5 de 75 KVA. En la tabla 17 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores trifásicos para estrato socioeconómico cinco.

Tabla 17. Cargabilidad de Transformadores Trifásicos

CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	CARGA FINAL (KVA)	Numero Máximo de Usuarios E-5
45	50	23
75	82.5	35
112.5	123.5	42
100	110	51
150	165	66
225	250.5	92
300	330	120

En el diseño de la red de Distribución con transformadores monofásicos tenemos 29 Transformadores: 13 de 100 KVA, 11 de 75 KVA, 3 de 50 KVA, 2 de 37.5 KVA. En la tabla 18 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores monofásicos.

Tabla 18. Cargabilidad de Transformadores Monofásicos.

CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	CARGA FINAL (KVA)	Número Máximo de usuarios E-5
37.5	40.5	8
50	55	17
75	82.5	39
100	110	61

3.5.4 Curva De Carga Diaria.

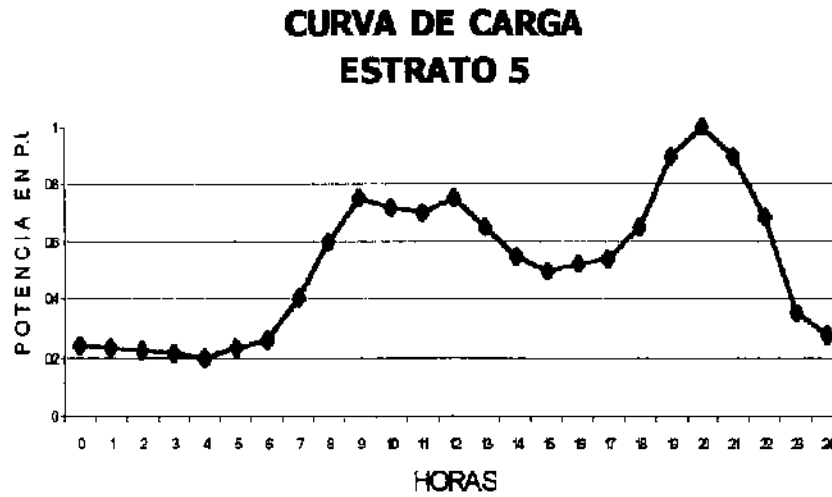


Figura 24. Curva de carga diaria

3.5.5 Factor De Carga. Para el estrato cinco, tenemos un factor de carga igual a:

$$F_c = \frac{\text{Carga Promedio}}{\text{Carga Pico}}$$

$$F_c = \frac{7.38 \text{ Kw}}{14.4 \text{ Kw}} = 0.51$$

3.5.6 Factor De Pérdidas.

$$FP = 0.4F_c + 0.6F_c^2$$

$$FP = 0.4(0.51) + 0.6(0.51^2)$$

$$FP = 0.36$$

3.5.7 Factor De Potencia.

$$F_{PT} = 0.96$$

3.5.8 Curva De Demanda Máxima Diversificada.

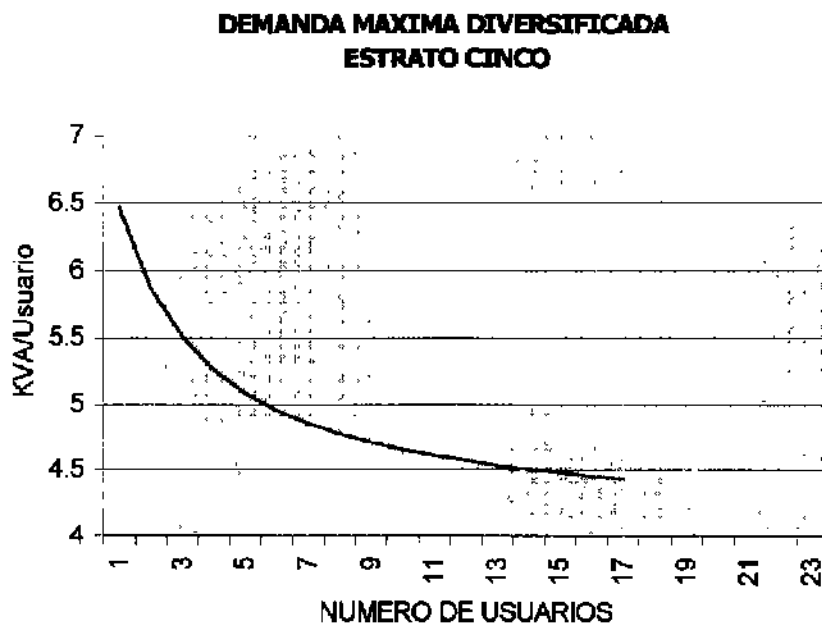


Figura 25. Curva de demanda máxima diversificada

3.6 ANALISIS DE CARGA ESTRATO SEIS

Se tomo como muestra el barrio Chico, su ubicación esta entre la Cra 7 A /11 y las Cl 88/92, la red de Distribución fue aplicada para alimentar a 550 Usuarios. El estrato seis presenta en su mayoría usuarios residenciales y pequeñas cargas

comerciales, además tenemos algunos edificios que utilizan motores que requieren una tensión de 240 V.

3.6.1 Caracterización Del Consumo De Energía Eléctrica. En la figura 26 se presenta el porcentaje de utilización de electrodomésticos para el consumo básico, así mismo, en la tabla 19, se presenta el consumo promedio de energía eléctrica para el estrato cinco, según el hábito de consumo:

Tabla 19. Consumo Promedio – Estrato seis.

USO	PROMEDIO HORAS USO/DIA	KW	KWH/MES
ILUMINACION	6	2.00	360
COCCION	3	1.88	169.2
NEVERA	24	0.5	360
TELEVISION	4	0.90	108
RADIO	3	0.60	54
PLANCHA	0.5	2.5	37.5
TOTAL		7.38	1088.7

DISTRIBUCION DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD

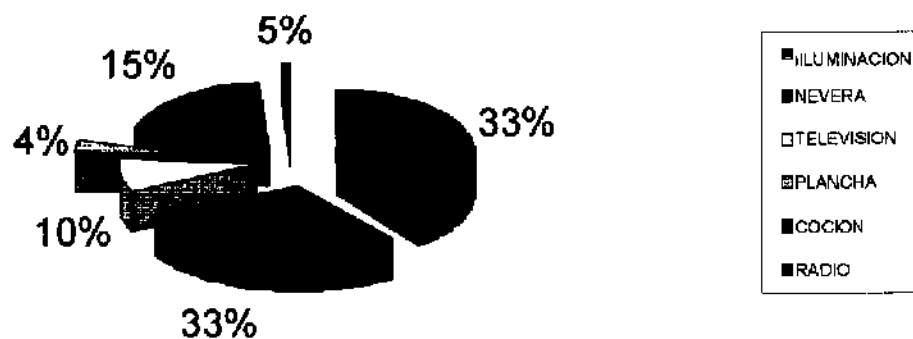


Figura 26. Disgregación del consumo de electricidad en el estrato 6.

3.6.2 Densidad De Carga. Si se tiene en cuenta que el lote típico para un usuario de estrato seis es de 150 m² y que su carga promedio es de 7.38 KW (Ver Tabla 19) entonces tenemos que su densidad de carga es igual a:

$$\delta = \frac{7,38 \text{ Kw}}{150 \text{ m}^2} = 49.2 \text{ w / m}^2 \quad \text{Ec 30.}$$

3.6.3 Cargabilidad Optima De Los Transformadores. En los Transformadores de distribución se debe tener en cuenta el nivel de cargabilidad de los mismos, ya que de eso depende el buen desempeño de las redes de B.T

En la ecuación 16, se define la capacidad del transformador de distribución, es aquí donde se determina la capacidad de diseño, teniendo en cuenta el número máximo de usuarios (N).

En el levantamiento realizado en la zona del barrio Chico tenemos 20 Transformadores trifásicos: 3 de 225 KVA, 1 de 200 KVA, 5 de 150 KVA 2 de 100 KVA, 7 de 112.5 KVA, 1 de 75 KVA, 1 de 45 KVA. En la tabla 20 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores trifásicos para estrato socioeconómico seis.

Tabla 20. Cargabilidad de Transformadores Trifásicos

CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	CARGA FINAL (KVA)	Numero Máximo de Usuarios E-6
45	50	12
75	82.5	35
100	110	43
112.5	123.5	48
150	165	56
225	250.5	80
300	330	115

En el diseño de la res de Distribución con transformadores monofásicos tenemos 41 Transformadores: 16 de 50 KVA, 11 de 75 KVA, 14 de 100 KVA. En la tabla 21 se muestran los resultados obtenidos utilizando transformadores monofásicos.

Tabla 21. Cargabilidad de Transformadores Monofásicos.

CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	CARGA FINAL (KVA)	Número Máximo de usuarios E-4
37.5	40.5	9
50	55	13
75	82.5	32
100	110	44

3.6.4 Curva De Carga Diaria.

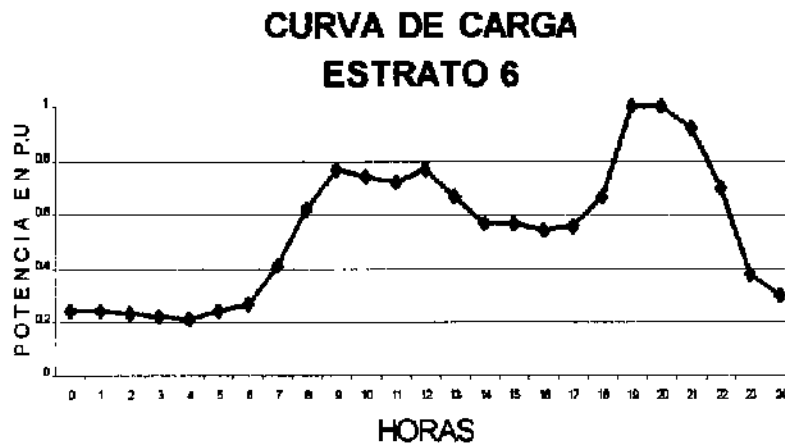


Figura 27. Curva de carga diaria

3.6.5 Factor de Carga. Para el estrato seis, tenemos un factor de carga igual a:

$$F_c = \frac{C \text{ arg a Pr omedio}}{C \text{ arg a Pico}}$$

$$F_c = \frac{7.38 \text{ Kw}}{17.4 \text{ Kw}} = 0.42$$

3.6.6 Factor De Pérdidas.

$$FP = 0.4F_c + 0.6F_c^2$$

$$FP = 0.4(0.42) + 0.6(0.42^2)$$

$$FP = 0.27$$

3.6.7 Factor De Potencia.

$$F_{PT} = 0.96$$

3.6.8 Curva De Demanda Máxima Diversificada.

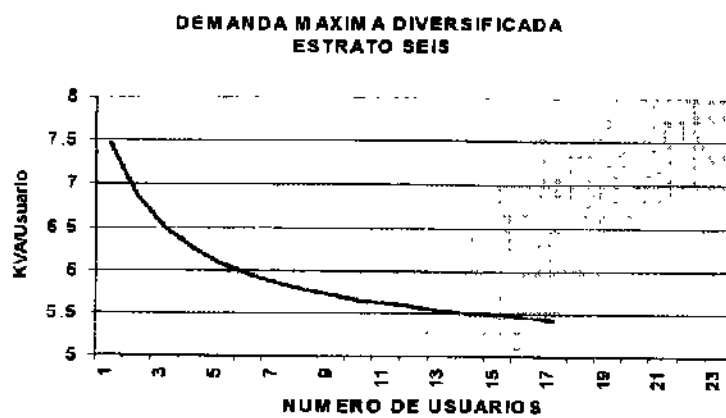


Figura 28. Curva de demanda máxima diversificada.

4. ESTUDIO DE PÉRDIDAS

Las pérdidas físicas en las redes de distribución se producen en los conductores de los circuitos primarios y secundarios y en los devanados y núcleos de los transformadores de distribución; estas pérdidas son tanto de energía como de potencia y ambos tipos de pérdidas tienen un costo económico para las empresas electrificadoras; dicho costo es la inversión del capital requerido para producir y transportar la energía que se pierde, desde las plantas generadoras hasta donde se disipa a través de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución.

Usualmente la demanda se proyecta para las condiciones pico, por lo cual es conveniente efectuar los cálculos de pérdidas a partir de la corriente máxima. En el caso de conductores y devanados de transformadores, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente, por lo que, para calcular las pérdidas de energía en un periodo de tiempo dado, es necesario multiplicar las pérdidas de potencia calculadas para la corriente pico del circuito o transformador por el número de horas del periodo y por el factor de pérdidas. Si se conoce la curva de carga del circuito, se puede calcular la curva cuadrática y a partir de ella calcular el factor de pérdidas.

Así pues, en un plan de reducción de pérdidas se deben ordenar las pérdidas de acuerdo con su impacto económico, para poder analizar posibles medidas a mediano y largo plazo tendientes a disminuir las pérdidas a niveles más económicos para permitir estimarlas y controlarlas con mayor confiabilidad y continuidad en el futuro.

4.1 MODELAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

La demanda total del transformador (Ver Figura 29) consiste en las pérdidas en el núcleo y las demandas asociadas a las cargas:

1. Pérdidas de Potencia $I^2 R$.
2. Pérdidas de Energía $I^2 R * t$.
3. Pérdidas de vida útil.

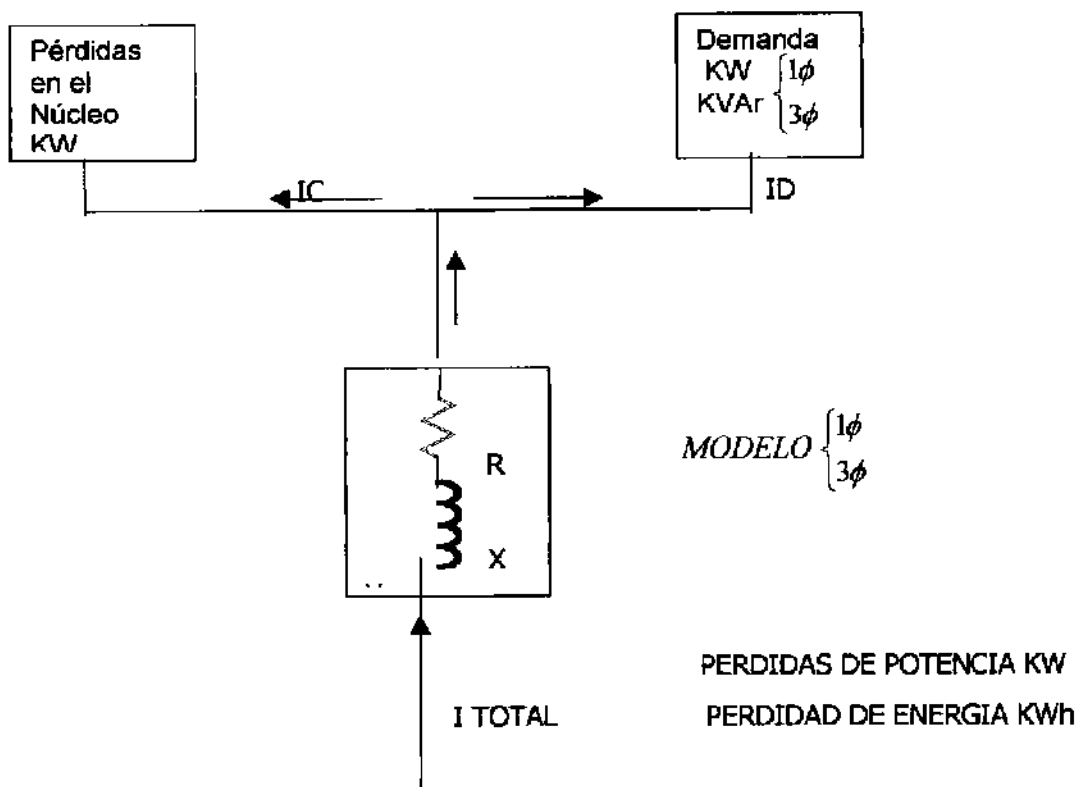


Figura 29. Esquema Básico Pérdidas de Transformador

Para obtener la estimación total de las pérdidas en los transformadores se consideran tanto las pérdidas de potencia y energía, como también las pérdidas reactivas con y sin carga.

4.1.1 Pérdidas de Demanda y Energía sin Carga. Las pérdidas sin carga de un transformador son las pérdidas por corrientes de Eddy, pérdidas de histéresis, pérdidas producidas por la corriente de excitación y las pérdidas en el dieléctrico. Estas pérdidas son prácticamente constantes, ya que en su mayoría son producidas en el núcleo del transformador y existirán tanto en los períodos de carga pico, como en los períodos de no pico.

La componente de pérdidas sin carga de demanda (PSCD) es igual a las pérdidas nominales en vacío (PSC).

$$P S C D = P S C [K w]$$

La componente de energía (PSCE) es la energía consumida por las pérdidas sin carga.

$$P S C E = P S C D * h [K W h]$$

Donde h es el tiempo considerado en horas.

4.1.2 Pérdidas Con Carga. Estas pérdidas son las pérdidas $I^2 R$ en los devanados del transformador, las pérdidas por corriente de Eddy inducidas por los flujos dispersos dentro de la estructura del transformador y pérdidas similares que varían con el cuadrado de la corriente de carga.

Las pérdidas con carga varían con el cuadrado de la carga en el transformador y se calculan mediante la siguiente ecuación:

$$PCCD = \left[\frac{KW Demanda}{KVA Nominales * Cos\theta} \right]^2 * PCC [KW]$$

Donde:

PCCD	Pérdidas con carga de demanda.
PCC	Pérdidas con carga a potencia nominal. (KW)
KW Demanda	Carga dada en KW
KVA Nominal	Capacidad nominal del transformador.
$\cos. \theta,$	Factor de potencia de la carga.

La ecuación anterior permite determinar la curva de duración de pérdidas para transformadores (Ver figura 30)¹⁸. Esta curva puede aproximarse a una función exponencial dada por:

$$Y_p = \left[B + (1 - B)(1 - t)^K \right]$$

Donde:

Y_p : Función de duración de Pérdidas.

K: Es igual a la constante de decaimiento de la duración de carga.

B: Es la demanda base, es decir aquella que se consume el 100 % del tiempo.

t: El periodo de 24 horas.

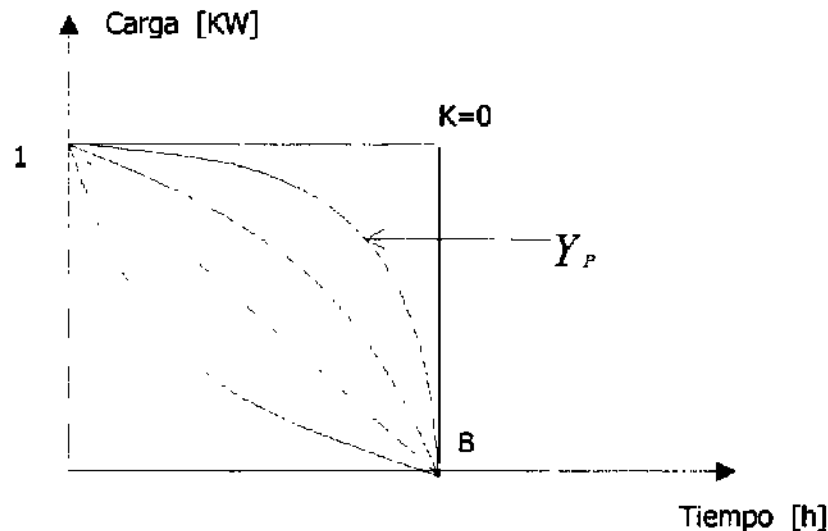


Figura 30. Modelo de la curva de duración de Pérdidas

¹⁸ E.E.B. Criterios y Normas para el Diseño de Redes de Distribución. Op cit., p. 4.28

La energía diaria consumida se obtiene de la integral de esta curva:

$$E = PCCD * \frac{(1 - B)}{(K + 1)} \quad [KWh]$$

Entonces, la componente de energía de las pérdidas con carga se define como:

$$PCC E = 8760 * PCCD * F_p \quad [KWh - año]$$

Donde FP es el factor de pérdidas ¹⁹:

$$F_p = [0.4 F_c + 0.6 F_c^2]$$

4.1.3 Pérdidas Reactivas. Las pérdidas reactivas sin carga son las debidas a la componente reactiva de los KVA de magnetización y las pérdidas con carga son las producidas por la carga.

Las pérdidas reactivas con carga se determinan mediante la siguiente ecuación:

$$PRCC = (KVAnom^2 * Z^2 - PCC^2)^{1/2} \quad [KVar]$$

En donde:

Z: Impedancia del transformador p.u.

PCC: Pérdidas con carga.

¹⁹ E.E.B. Criterios y Normas para el Diseño de Redes de distribución Op. Cit. P. 4.27

Las pérdidas reactivas sin carga se determinan mediante la siguiente ecuación:

$$PRSC = \left(KVA_{nom}^2 * I_o^2 - PSC^2 \right)^{1/2} \quad [KVA_r]$$

En donde:

I_o : Corriente de excitación en p.u.

PSC: Pérdidas sin carga.

En las tablas 22a y 22b se muestran los porcentajes de pérdidas reactivas para transformadores trifásicos y monofásicos.

Tabla 22a. Parámetros de pérdidas reactivas - Transformadores Trifásicos.

CAPACIDAD KVA	Z %	I_o %
30	2.6	5.2
45	2.8	5.0
75	3.0	4.0
112.5	3.2	3.5

Tabla 22b. Parámetros de pérdidas reactivas – Transformadores monofásicos.

CAPACIDAD KVA	Z %	I_o %
10	2.1	1.4
15	1.6	1.0
25	2.1	1.7
37.5	2.3	1.9
50	2.1	1.8
75	2.3	2.1

4.1.4 Pérdidas Totales. Las pérdidas totales discriminadas en pérdidas de potencia o de demanda, pérdidas de energía y pérdidas reactivas son:

Pérdidas de potencia:

$$PP = PS CD + PC CD \quad [KW - año]$$

Donde:

PS CD: Pérdidas sin carga de demanda.

PC CD: Pérdidas con carga de demanda

Pérdidas de energía:

$$PE = PS CE + PC CE \quad [KWh - año]$$

Donde:

PS CE: Pérdidas sin carga de Energía.

PC CE: Pérdidas con carga de Energía.

Pérdidas de reactivos:

$$PR = PR SC + PR CC \quad [KVAr]$$

Donde:

PR SC: Pérdidas reactivas sin carga.

PR CC: Pérdidas reactivas con carga.

En las tablas 23 y 24 se muestran los valores de pérdidas, para transformadores trifásicos y monofásicos, con carga y sin carga, teniendo un factor de pérdidas de 0.45

Tabla 23. Pérdidas de potencia y energía anuales para los Transformadores trifásicos.

Tamaño KVA	PERDIDAS DE POTENCIA			PERDIDAS DE ENERGÍA		
	PSC KW	PCC KW	Total	PSC KWh	PCC KWh	Total
30	0.16	0.595	0.755	1402	2345	3747
45	0.215	0.855	1.07	1883	3370	5253
75	0.315	1.265	1.58	2759	4987	7746
100	0.39	1.32	1.71	3416	5263	8619
112.5	0.44	0.76	2.2	3854	6938	10792
150	0.54	2.285	2.825	4730	9007	13737
200	0.61	2.98	3.59	5344	11747	17091
225	0.745	3.315	4.06	6526	13068	19594
300	0.875	4.265	5.14	7665	16813	24478
400	1.04	5.51	6.55	9110	21720	30830

Tabla 24. Pérdidas de potencia y energía anuales para los Transformadores monofásicos.²⁰

Tamaño KVA	PERDIDAS DE POTENCIA			PERDIDAS DE ENERGÍA		
	PSC KW	PCC KW	Total KW	PSC KWh	PCC KWh	Total KWh
10	0.06	0.15	0.21	526	591	1117
15	0.085	0.215	0.3	745	848	1593
25	0.125	0.33	0.45	1095	1301	2396
37.5	0.165	0.455	0.62	1445	1794	3239
50	0.2	0.575	0.77	1752	2267	3991
75	0.255	0.815	1.07	2234	3213	5447
100	0.33	1.07	1.4	2891	4218	7109

Comparando las tablas anteriores, notamos que las pérdidas tanto de Potencia como de Energía, son menores para los transformadores Monofásicos, hecho que se debe tener en cuenta pues se reduciría el nivel de pérdidas en el sistema de distribución.

4.2 EVALUACION ECONOMICA DE LAS PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Los componentes de demanda se evalúan según el costo del Kw de demanda pico, mientras que los componentes de energía se evalúan respecto al costo del KWh de demanda de energía.

Los valores utilizados para la evaluación de pérdidas de los transformadores son:

$$C_{Kwh} = 83,89 \$ / Kwh - año$$

$$C_{Kwpico} = 330.695 \$ / KW - año$$

En las tablas 25 y 26, se presentan los costos en pérdidas de potencia y energía de cada uno de los transformadores normalizados, tanto trifásicos como monofásicos.

Tabla 25. Costo anual de pérdidas para Transformadores Trifásicos.

CAPACIDAD KVA	COSTO DE POTENCIA [\$]	COSTO DE ENERGÍA [\$]	TOTAL [\$]
30	149.675	314.223	563.898
45	353.844	440.516	794.360
75	522.498	649.579	1.172.077
100	565.488	722.789	1.288.277
112.5	727.529	905.017	1.632.546
150	934.213	1.151.985	2.086.198
200	1.187.195	1.433.251	2.620.446
225	1.342.622	1.643.152	2.985.774
300	1.699.772	2.052.725	3.752.497
400	2.166.052	2285.403	4.751.455

²⁰ SIEMENS, Catálogos Generales. Información Técnica Transformadores.1997.

Tabla 26. Costo anual de pérdidas en Transformadores Monofásicos.

CAPACIDAD KVA	COSTO DE POTENCIA [\$]	COSTO DE ENERGÍA [\$]	TOTAL [\$]
10	69.446	93.671	163.117
15	99.208	133.588	232.796
25	150.466	200.928	351.394
37.5	205.631	271.622	476.653
50	256.288	334.685	590.973
75	353.844	456.785	810.629
100	462.973	596.160	1'059.133

Los costos totales de las pérdidas se evalúan como la suma de los costos de las pérdidas de potencia, energía y reactivos.

$$C T = C P D + C P E + C P R$$

En donde :

Costo de Pérdidas de Potencia

$$C P D = [P S C D + P C C D] * C K w \text{ pico}$$

Costo de Pérdidas de Energía

$$C P E = [P S C E + P C C E] * C K w h$$

Costo de Pérdidas Re activas

$$C P R = [(P R S C * C I C F) + (P R C C * C I C V)]$$

4.2.1 Análisis de Costos Anuales Equivalentes. En el análisis de los costos anuales equivalentes deben considerarse las siguientes tasas:

TD	Tasa de descuento	= 12 %
INF	Tasa de Interés	= 27 %
TCC	Tasa de crecimiento de la carga	= 3 %
TCE	Tasa de incremento del costo de energía	= 18 %
TC	Tasa de incremento del costo de los condensadores	= 18 %.

Con base en estas tasas se toman los factores de valor presente de las pérdidas por componentes proyectadas durante el período de estudio:

« Factor para componentes sin carga:

$$FVPSC = \sum \left[\frac{1}{(1 + TD)(1 + INF)} \right]^K$$

K Año de proyección.

El factor del valor presente de las pérdidas sin carga que se utiliza para determinar el costo anual equivalente es: [FVPSC = 0.015]²¹

« Factor para componentes con carga:

$$FVPCC = \sum \left[\frac{(1 + TCC)^2}{(1 + TD)(1 + INF)} \right]^2$$

El factor del valor presente de las pérdidas con carga, que se utiliza para determinar el costo anual equivalente es: [FVPCC = 0.64]²²

²¹ Ibid., p. 6.28.

²² Ibid., p. 6.29.

4.3 SUSTITUCION DE TRANSFORMADORES

Cuando la carga de un transformador supera su capacidad nominal o la cargabilidad máxima permitida(Ver tabla 5 y 6, en el caso de usuarios de estrato uno), las pérdidas aumentan con el cuadrado de la carga, lo cual aumenta los costos por pérdidas y disminuye la vida útil del transformador. Con base en este criterio se puede determinar el año en que el transformador debe sustituirse por otro de mayor capacidad, en nuestro caso los transformadores serán utilizados por un máximo de 15 años.

Para seleccionar la capacidad del nuevo transformador, se consideran tres aspectos:

1. Que pueda alimentar la carga proyectada al final del período de estudio, aproximadamente 15 años.
2. Que la sobrecarga del transformador no cause una pérdida de vida útil, tal que éste ni siquiera pueda ser empleado para alimentar otras cargas menores en otro punto del sistema.
3. Un costo anual equivalente de inversión y operación mínima sobre su vida útil.

4.4 MODELAMIENTO DE CIRCUITOS SECUNDARIOS

Es difícil encontrar topologías uniformes de circuitos secundarios, especialmente en los circuitos antiguos, los cuales con el tiempo han tocado las más diversas configuraciones topológicas. Sin embargo, es posible determinar algunas formas típicas luego de haber realizado el levantamiento de todos los secundarios del sistema y obtener para estas configuraciones el factor de distribución de pérdidas, para considerar la distribución de los usuarios a lo largo de los ramales.

En un circuito tipificado de n número de ramales, de los cuales $(n-1)$ son de igual longitud y el ramal n tiene una longitud superior. Las pérdidas de potencia pico están dadas por:

$$P_t = F_{dp} I_t^2 L_t r$$

Donde:

- F_{dp} Factor de distribución de la carga para pérdidas.
- I_t Corriente total a la salida del transformador.
- L_t Longitud total del circuito secundario.
- R Resistencia del conductor (Ohm/m).

El factor de distribución de pérdidas es función del número de cargas, entonces cuando se tienen cargas especiales, el factor de distribución de pérdidas es igual:

$$F_d = \frac{2n^2 + 3n + 1}{6(n + CAE_n)^2} + \sum_{j=1}^n \frac{CAE_j(2j + CAE_j)}{n(n + CAE_n)^2}$$

Cuando la carga es uniformemente distribuida, es decir no existen cargas especiales, el factor de distribución de pérdidas es igual a:

$$F_d = \frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2}$$

Se supone que la corriente por cada ramal es proporcional a la longitud de este y la corriente total se obtienen de la carga diversificada para el número de usuarios totales del transformador.

Al obtener el modelo para los circuitos secundarios, con los datos existentes en los levantamientos de los secundarios, es posible calcular las pérdidas de potencia como se describió anteriormente o bien utilizando un programa de computador, que permita la inserción de nuevos transformadores o el cambio de conductores en los circuitos.

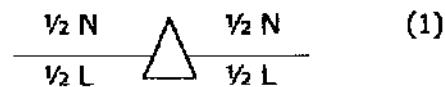
Además se deben tener en cuenta los siguientes parámetros para determinar el nivel de pérdidas de la red secundaria:

- ◆ Calibre del conductor: La selección del conductor óptimo se basa en la evaluación del conductor económico.
- ◆ Regulación: Esta definida por la longitud, la carga y configuración del circuito. El máximo permitido en la red secundaria es el 3%.

La configuración del alimentador secundario básicamente está definida por el número de ramales de salida del transformador.

4.4.1 Redistribución de Circuitos Secundarios. Esta medida remedial consiste en una redistribución de la topología de los circuitos secundarios tratando de llegar a un número de ramales balanceados en carga y longitud, reduciendo con ello la corriente nominal por cada ramal.

Si tenemos un transformador con una topología semejante al siguiente modelo.



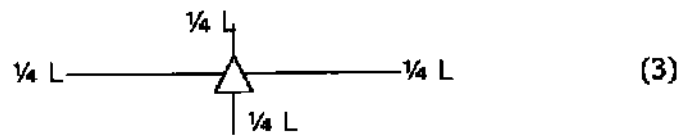
L Longitud total del secundario

N Número total de usuarios.

Se quiere llegar a:



y en lo posible a:



Calculando las pérdidas para estos modelos se tiene:

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L \cdot Fd$$

Por lo que el factor de distribución Fd es el que determina la reducción de pérdidas de una topología a otra:

Para el modelo (1)

$$Fd = \frac{1}{12} \left(1 + \frac{3}{N} + \frac{2}{N^2} \right)$$

Para el modelo (2)

$$Fd = \frac{1}{54} \left(2 + \frac{9}{N} + \frac{9}{N^2} \right)$$

Para el modelo (3)

$$Fd = \frac{1}{48} \left(1 + \frac{6}{N} + \frac{8}{N^2} \right)$$

Es decir que si se logra en un transformador de dos ramales pasar a tres ramales de salida, se tendrá una relación de pérdidas en:

$$\frac{P(1)}{P(2)} = \frac{FD(1)}{FD(2)} = \frac{1/12}{2/54} = 2.25 \text{ Veces}$$

Entonces, se reducen las pérdidas aproximadamente 2.25 veces.

Por otro lado, si se logra en un transformador con topología de dos ramales pasar a uno de cuatro ramales de salida, se tiene:

$$\frac{P(1)}{P(3)} = \frac{FD(1)}{FD(3)} = \frac{1/12}{1/48} = 4 \text{ veces}$$

Entonces, las pérdidas se reducirán en 4 veces.

Después de llevar a cabo la redistribución, existen algunos circuitos que presentan un porcentaje de pérdidas de consideración, a estos circuitos también se les puede remodelar el conductor.

4.4.2 Evaluación Económica de las Pérdidas en el Sistema de Distribución. El beneficio neto [BN], del consumo de electricidad desde el punto de vista social esta dado por:

$$BN = BT - CS$$

Donde

BT Beneficio Total del consumo, depende de la cantidad de electricidad consumida.

CS Costo del suministro de electricidad.

$$CS = BCS + DCS$$

BCS Costo de Suministro de electricidad.

DCS Costo del sistema de distribución (infraestructura)

El beneficio neto para la sociedad puede incrementarse si la reducción en el valor de las pérdidas excede el incremento en los costos de distribución, luego un criterio operacional para planear el sistema de distribución, es que la reducción de pérdidas se puede

continuar hasta un punto donde el incremento en los costos de distribución serán exactamente contrarrestados por la disminución en el valor de las pérdidas.

Se puede decir que el costo de suministro neto es:

$$NCS = VL + DCS$$

Donde:

VL Costo de las Pérdidas.

DCS Costo del sistema de Distribución.

Todas las anteriores expresiones se resumen en la figura 31, donde se muestra que para obtener el nivel óptimo de pérdidas en un componente del sistema de distribución, el valor total *NCS* debe ser mínimo.

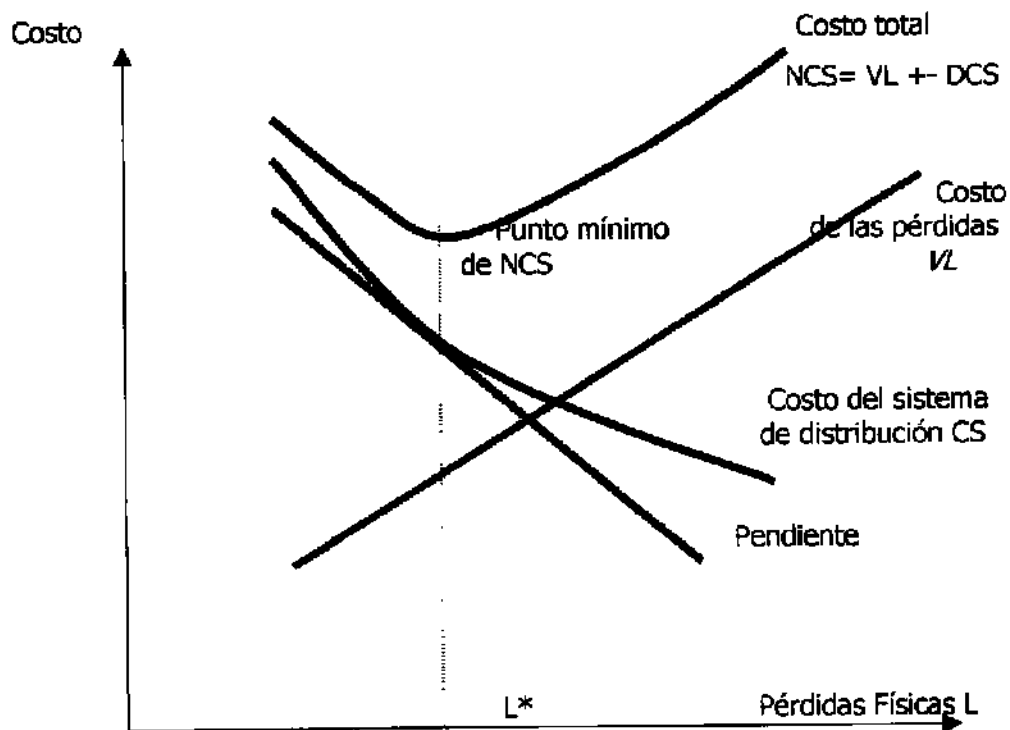


Figura 31. Nivel económico óptimo de pérdidas ²³.

²³ RAMIREZ. Op Cit., p.114

4.5 PERDIDAS NO TECNICAS

Estas pérdidas se definen como la energía consumida pero no facturada. Las causas de estas pérdidas son:

- « Descalibración de los contadores de energía, debidas en un alto porcentaje al hecho de que los contadores se calibran al 100% de su corriente nominal, en tanto que la corriente promedio de los usuarios resulta más cercana al 10%, nivel para el cual los contadores presentan descalibraciones más altas que al 100%.
- « Descalibración fraudulenta de los contadores.
- « Alteración fraudulenta de los circuitos de conexiones de los contadores.
- « Errores en la lectura de contadores y en el proceso de facturación.
- « Errores de facturación al estimar consumos sin contador de energía.
- « Conexiones a la red sin autorización (Usuarios ilegales).

Las pérdidas no técnicas en el sector residencial alcanzan actualmente el 6.91 % de las pérdidas totales presentes para la ciudad de Bogotá. En la tabla 27 se presenta la descripción de dichas pérdidas.

El valor estimado de las pérdidas negras se evalúa teniendo en cuenta las tarifas de generación de energía vigentes para la ciudad de Bogotá en cada uno de los estratos socioeconómicos. Ver tabla 28.

Tabla 27. Pérdidas no técnicas en el sector residencial.

CONCEPTO	POTENCIA MW	POTENCIA %
1. FRAUDES	19.08	0.97
1.1 Estrato Bajo	16.96	0.86
1.2 Estrato medio –bajo	1.00	0.05
1.3 Estrato medio.	0.47	0.02
1.4 Estrato medio – alto.	0.58	0.03
1.5 Estrato alto.	0.07	0.01

2. BARRIOS SUBNORMALES	105.26	5.37
3. SUBFACTURACION	2.66	0.14
3.1 Estrato bajo	0.16	0.01
3.2 Estrato medio- bajo.	2.35	0.12
3.3 Estrato medio.	0.14	0.01
4. CONTADORES DESCALIBRADOS	3.89	0.20
5. CONTADOR DAÑADO	4.48	0.23
TOTAL	135.37	6.91%

Tabla 28. Valor estimado de las pérdidas no técnicas.

CONCEPTO	ENERGÍA GWh	TARIFA \$/KWh	VALOR ESTIMADO MILLON \$
1. FRAUDES	69.37		6.289
1.1 Estrato Bajo	61.55	89	5478
1.2 Estrato medio –bajo	3.66	97	355
1.3 Estrato medio.	2.17	103	223
1.4 Estrato medio – alto.	1.73	114	197
1.5 Estrato alto.	0.26	140	36
2. BARRIOS SUBNORMALES	381.93	89	33.992
3. SUBFACTURACION	9.66		934
3.1Estrato bajo	0.58	89	51
3.2 Estrato medio- bajo.	8.53	97	827
3.3 Estrato medio.	0.55	103	56
4. CONTADORES DESCALIBRADOS	14.59	89	1.298
5. CONTADOR DAÑADO	16.27	89	1.448
TOTAL	491.82		43.961

En los barrios subnormales, es en donde se presenta un mayor índice de pérdidas negras, pues hay gran cantidad de usuarios conectados a la red de manera fraudulenta.

Con el fin de establecer prioridades de implantación de las medidas remediales para las pérdidas negras es preciso tener en cuenta, además del impacto económico, las limitaciones de tipo social y legal en cada empresa prestadora del servicio de Energía Eléctrica. Se recomienda sin embargo estudiar la factibilidad de ellas en el siguiente orden, sugerido por su importancia económica:

- Posibilidad de calibrar los contadores a niveles diferentes al 100% la corriente nominal.
- Revisión periódica de los circuitos para detectar usuarios ilegales
- Revisión y recalibración de contadores.
- Estimación de consumos con tarifa fija con relación a usuarios con contador.
- Detección y refacturación de consumos con contador dañado.

4.6 BENEFICIOS POR REDUCCION DE PERDIDAS

El ahorro de potencia y energía conlleva a la disminución de la generación de energía para servir la misma carga o permite atender un incremento de la demanda con las instalaciones existentes.

El valor económico del ahorro de potencia y energía no puede ser medido a través de su precio comercial o tarifa. Su verdadero costo de oportunidad no es otro que el costo incurrido en la instalación de capacidad adicional de generación y en la transmisión de energía, hasta el nivel de voltaje en el cual ocurre la pérdida física. En otras palabras, el costo de cada KWh ahorrado equivale al costo incremental de generación/Transmisión (Unico para todo el sistema interconectado), más el costo de distribución, el cual es particular para cada empresa de energía.

Por otro lado al reducir las pérdidas negras, la empresa electrificadora, aumenta el recaudo tarifario al conectar legalmente a usuarios fraudulentos.

El usuario puede o no aumentar su consumo y disponer de energía de mejor calidad.

El beneficio bruto global dependerá en cada caso de si el consumo con proyecto se expande o si tratándose de usuarios fraudulentos de bajos ingresos, su consumo tienda a reducirse al tener que enfrentar el pago de un servicio que antes utilizaba gratis o subfacturado. Su comportamiento dependerá también de la cantidad de electrodomésticos y de los sustitutos al consumo energético.

5. COSTOS DE DISTRIBUCION

La determinación de los costos de una red de distribución y en especial los costos de inversión, requiere la obtención de un modelo matemático o estadístico que permita conocer la cantidad de los diferentes componentes incluidos, con base en parámetros o variables externas tal como el tipo de cargas a suministrar y su magnitud.

Se presenta entonces, una metodología basada en leyes de cantidades de obra, para determinar los costos medios asociados a la inversión en redes de distribución de electricidad.

Es necesario establecer los costos actuales y los costos en un escenario de eficiencia, para obtener estos costos es necesario conocer la cantidad de componentes requeridos para distribuir la energía eléctrica en ambos escenarios.

Los costos asociados con el proceso de distribución de energía eléctrica pueden descomponerse en: costos de inversión en redes, costos de operación y mantenimiento.

Los costos a su vez se subdividen en costos de energía y de potencia según niveles de voltaje, de forma tal que se permita establecer tarifas diferentes dependiendo del punto de entrega de la energía.

• **MODELO DE COSTOS DE INVERSION**

En los costos totales de inversión en redes se incluyen los costos en: redes primarias, transformadores de distribución, redes secundarias y acometidas, así:

$$C I = C P + C T + C S + C A$$

Donde

CI:	Costos de Inversión totales.
Cp:	Costos de Inversión en redes primarias.
Ctr:	Costos de Inversión en transformadores de distribución.
Cs:	Costos de Inversión en redes secundarias
CA:	Costos de inversión en las acometidas.

La determinación de los costos que representa cada uno de estos componentes en un sistema óptimo u objetivo, se obtiene con base en modelos técnicos o en modelos estadísticos o econométricos. Los modelos técnicos se basan en diseños típicos que permiten evaluar los costos involucrados en un tipo de diseño específico. Los modelos de tipo estadístico o econométrico expresan las variables de cantidades de cada componente en función de variables explicatorias independientes.

En nuestro caso se utilizará el modelo técnico basándonos en el análisis de los costos unitarios de la red de distribución de acuerdo al diseño efectuado.

En el análisis de los costos unitarios de las redes se tiene en cuenta el patrón de consumo de los usuarios residenciales, las prácticas de diseño actualmente utilizadas (distribución monofásica o trifásica, tipos de estructuras, vanos, etc.) Igualmente se puede considerar el área de cubrimiento o densidad de la demanda, así como la composición de la red según el tipo aéreo o subterráneo, cuyo uso se deriva de conceptos urbanísticos y arquitectónicos, también tenemos en cuenta el tipo y calibre de los conductores utilizados en el diseño.

El modelo obtenido de esta manera puede ser aplicado según las características propias de cada mercado; entonces este será utilizado de acuerdo al diseño realizado para la utilización de las redes de distribución con transformadores monofásicos, así como para el levantamiento de las redes de distribución con transformadores trifásicos, para cada una de las zonas correspondientes a los usuarios residenciales de estrato socioeconómico del uno al seis.

5.1 COSTO DE PERDIDAS – ESTRATO UNO

5.1.1 Costo de Pérdidas en la Red de Distribución. De acuerdo al levantamiento realizado en el Barrio Mirador de Marruecos en la Localidad de Ciudad Bolívar tenemos 232 clientes de los cuales 40 son usuarios conectados ilegalmente a la red con transformadores trifásicos; existen 250 mt de red de media tensión y 368 mt de red de baja tensión. En el caso de red de distribución con transformadores monofásicos tenemos 300 mt de red de media tensión y 105 mt de red de baja tensión.

	PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	PERDIDAS DE ENERGIA (KWh/año)
RED TRIFASICA	11,44	100.214
RED MONOFASICA	6,81	59.656

Los valores utilizados para la evaluación de pérdidas en la red de distribución y en los transformadores son:

$$C_{Kwh} = 83,89 \$ / Kwh - año$$

$$C_{Kw\ pico} = 330.695 \$ / KW - año$$

	COSTO PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	COSTO PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)	TOTAL
RED TRIFASICA	3'783151	8'406.952	12'190.103
RED MONOFASICA	2'252.033	5'004.542	7'256.575

5.1.2 Costo de Pérdidas en Transformadores de Distribución. El costo de las pérdidas en el caso de los transformadores trifásicos es:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
45	2	1'588.720
75	2	2'344.154
TOTAL	4	3'932.874

Utilizando transformadores Monofásicos tenemos:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
10	18	2'936.106
15	4	931.184
TOTAL	22	3'867.290

5.1.3 Costo de Operación y Mantenimiento.

$$\Delta O \& M = O \$ M 3 \phi - O \& M 1 \phi$$

$$\Delta O \& M = \$4'252.320 - \$6'405.840$$

$$\Delta O \$ M = -\$2'153.520$$

5.1.4 Recuperación de la Inversión. En el proyecto de redes monofásicas tenemos una inversión inicial de \$ 112'398.078 (Ver anexo B) y la recuperación de la inversión estará dada por la diferencia de los costos en las pérdidas presentes en transformadores

monofásicos y trifásicos, en la red de distribución y teniendo en cuenta la diferencia entre el costo de operación y mantenimiento, entonces tenemos:

$$\Delta P = P_{3\phi} - P_{1\phi}$$

$$\Delta P = \$3'932.874 - \$3'867.290$$

$$\Delta P = \$65.584$$

$$\Delta R = R_{3\phi} - R_{1\phi}$$

$$\Delta R = \$12'190.103 - \$7'256.575$$

$$\Delta R = 4'933.528$$

$$\Delta O \& M = O\$M_{3\phi} - O \& M_{1\phi}$$

$$\Delta O \& M = \$4'252.320 - \$6'405.840$$

$$\Delta O \$ M = -\$2'153.520$$

$$\Delta T = \$4'933.528 + \$65.584 - \$2'153.520$$

$$\Delta T = \$2'845.592$$

Es decir la inversión se proyecta a 15 años con una tasa de interés efectivo anual del 27 %, teniendo en cuenta el valor de recuperación igual a \$ 2'845.592.

La Inversión se habrá recuperado a los 10 años de vida útil del proyecto.

La utilidad total del proyecto después de los 15 años será de \$ 336'590.251, trayéndolo a valor presente sería \$11'333.525

$$VP = VF(1+i)^{-n}$$

$$VP = \$336'590\ 251(1+0.27)^{-15}$$

$$VP = \$11'333.525$$

Obteniéndose una relación costo beneficio de 9.91.

Es de tener en cuenta que en el levantamiento de la red de distribución trifásica de los 232 usuarios que dependen de la red, el 17.3% son usuarios conectados ilegalmente a la red, con el diseño de la red de distribución monofásica estos 40 usuarios se conectan legalmente a la red con su respectivo medidor de Energía Eléctrica.

Lo anterior significa que la Empresa Electrificadora con la implementación de la red de distribución con transformadores monofásicos estaría facturando 2760 KWh al año por usuario, es decir 110.400 KWh /año por los 40 usuarios; sabiendo que un usuario de estrato uno, paga a la empresa 89 \$/KWh, tendríamos que la empresa percibe \$ 9'825.600 al año por concepto de los 40 usuarios.

5.2 COSTO DE PERDIDAS – ESTRATO DOS

5.2.1 Pérdidas en la Red de Distribución. De acuerdo al levantamiento realizado en el Barrio Villa Amalia en la Localidad de Engativa tenemos 302 clientes de los cuales 36 son usuarios conectados ilegalmente a la red con transformadores trifásicos; existen 590 mt de red de media tensión y 1280 mt de red de baja tensión. En el caso de red de distribución con transformadores monofásicos tenemos 880 mt de red de media tensión y 470 mt de red de baja tensión.

	PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	PERDIDAS DE ENERGIA (KWh/año)
RED TRIFASICA	15,21	133.239
RED MONOFASICA	9,06	79.365

Los valores utilizados para la evaluación de pérdidas de los transformadores son:

$$C_{Kwh} = 83,89 \$ / Kwh - año$$

$$C_{Kwpico} = 330.695 \$ / KW - año$$

	COSTO PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	COSTO PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)	TOTAL
RED TRIFASICA	5'029.870	11'177.419	16'207.289
RED MONOFASICA	2'996.096	6'657.929	9'654.025

5.2.2 Costo de pérdidas en los Transformadores de Distribución. El costo de las pérdidas en el caso de los transformadores trifásicos es:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
45	1	794.360
75	4	4'688.308
112.5	2	3'688.308
TOTAL	7	9'170.976

Utilizando transformadores Monofásicos tenemos:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
10	5	737.789
15	10	2'327.960
25	6	2'108.364
TOTAL	21	5'174.113

5.2.3 Costo de Operación y mantenimiento.

$$\Delta O \& M = O \$ M 3\phi - O \& M 1\phi$$

$$\Delta O \& M = \$5'657.271 - \$11'719.663$$

$$\Delta O \$ M = -\$6'062.392$$

5.2.4 Recuperación de la Inversión. En el proyecto de redes monofásicas tenemos una inversión inicial de \$ 127'833.472 (Ver Anexo C) y la recuperación de la inversión estará dada por la diferencia de los costos en las pérdidas presentes en transformadores monofásicos y trifásicos, en la red de distribución y teniendo en cuenta la diferencia entre el costo de operación y mantenimiento, entonces tenemos:

$$\Delta T = \Delta CT + \Delta CR + \Delta CO \& M$$

$$\Delta T = \$6'553.26 + \$4'597.441 - \$6'062.392$$

$$\Delta T = \$5'088.313$$

Es decir la inversión se proyecta a 15 años con una tasa de interés efectivo anual del 27 %, teniendo en cuenta el factor de recuperación igual a \$5'088.313

La Inversión se habrá recuperado a los 9 años de vida útil del proyecto.

La utilidad total del proyecto después de los 15 años será de \$ 657'410.690, trayéndolo a valor presente sería \$ 18'229.760

$$VP = VF(1+i)^{-n}$$

$$VP = \$657'410.690(1 + 0.27)^{-15}$$

$$VP = \$18'229.760$$

Obteniéndose una relación costo beneficio de 7,01.

Es de tener en cuenta que en el levantamiento de la red de distribución trifásica de los 302 usuarios que dependen de la red, el 12 % son usuarios conectados ilegalmente a la red, con el diseño de la red de distribución monofásica estos 36 usuarios se conectan legalmente a la red con su respectivo medidor de Energía Eléctrica.

Lo anterior significa que la Empresa Electrificadora con la implementación de la red de distribución con transformadores monofásicos estaría facturando 4644 KWh al año por usuario, es decir 167.184 KWh /año por los 36 usuarios; sabiendo que un usuario de estrato dos, paga a la empresa 98 \$/KWh(teniendo en cuenta el subsidio de Energía), tendríamos que la empresa percibe \$ 16'384.032 al año por concepto de los 36 usuarios.

5.3 COSTO DE PERDIDAS – ESTRATO TRES

5.3.1 Pérdidas en la Red de Distribución. De acuerdo al levantamiento realizado en el Barrio La Granja en la Localidad de Engativa tenemos 312 clientes, existen 620 mt de red de media tensión y 1330 mt de red de baja tensión. En el caso de red de distribución con transformadores monofásicos tenemos 915 mt de red de media tensión y 510 mt de red de baja tensión.

	PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)
RED TRIFASICA	16,02	140.335
RED MONOFASICA	10,06	88.126

Los valores utilizados para la evaluación de pérdidas de los transformadores son:

$$C_{Kwh} = 83,89 \$ / Kwh - año$$

$$C_{Kw\ pico} = 330.695 \$ / KW - año$$

	COSTO PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	COSTO PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)	TOTAL
RED TRIFASICA	5'297.733	11'772.703	17'070.436
RED MONOFASICA	3'326.791	7'392.890	10'719.681

5.3.2 COSTO DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

El costo de las pérdidas en el caso de los transformadores trifásicos es:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
45	1	794.360
75	7	8'204.539
112.5	3	4'897.638
TOTAL	11	13'896.537

Utilizando transformadores Monofásicos tenemos:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
10	7	1'141.819
15	6	1'396.776
25	11	3'865.334
TOTAL	24	6'403.929

5.3.3 Costo de Operación y Mantenimiento.

$$\Delta O \& M = O \$ M 3\phi - O \& M 1\phi$$

$$\Delta O \& M = \$5'657.271 - \$11'719.663$$

$$\Delta O \$ M = -\$6'062.392$$

5.3.4 Recuperación de la Inversión. En el proyecto de redes monofásicas tenemos una inversión inicial de \$ 146'580.814 (Ver anexo D) y la recuperación de la inversión estará dada por la diferencia de los costos en las pérdidas presentes en transformadores monofásicos y trifásicos, en la red de distribución y teniendo en cuenta la diferencia entre el costo de operación y mantenimiento, entonces tenemos:

Es decir la inversión se proyecta a 15 años con una tasa de interés efectivo anual del 27 %, teniendo en cuenta el factor de recuperación igual a \$9'646.454

$$\Delta T = \Delta CT + \Delta CR + \Delta CO \& M$$

$$\Delta T = \$6'350.755 + \$7'492.608 - \$4'196.908$$

$$\Delta T = \$9'646.454$$

La Inversión se habrá recuperado a los 9 años de vida útil del proyecto.

La utilidad total del proyecto después de los 15 años será de \$ 1.329'197.407, trayéndolo a valor presente sería \$36'858.161

$$VP = VF(1+i)^{-n}$$

$$VP = \$1.329'197.407(1+0.27)^{-15}$$

$$VP = \$36'858.161$$

Obteniéndose una relación costo beneficio de 3.97

5.4 COSTO DE PERDIDAS – ESTRATO CUATRO

5.4.1 Pérdidas en la Red de Distribución. De acuerdo al levantamiento realizado en el Barrio Normandía de la Localidad de Engativa tenemos 395 clientes, existen 680 mt de red de media tensión y 1120 mt de red de baja tensión. En el caso de red de distribución con transformadores monofásicos tenemos 770 mt de red de media tensión y 410 mt de red de baja tensión.

	PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)
RED TRIFASICA	20,28	177.652
RED MONOFASICA	12,73	111.515

Los valores utilizados para la evaluación de pérdidas de los transformadores son:

$$C_{Kwh} = 83,89 \$ / Kwh - año$$

$$C_{Kwpico} = 330.695 \$ / KW - año$$

	COSTO PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	COSTO PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)	TOTAL
RED TRIFASICA	6'706.494	14'903.226	21'609.720
RED MONOFASICA	4'209.747	9'354.993	13'564.740

5.4.2 Costo de Pérdidas en Transformadores de Distribución. El costo de las pérdidas en el caso de los transformadores trifásicos es:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
75	3	4'688.308
112.5	5	9'427.822
TOTAL	8	14'116.130

Utilizando transformadores Monofásicos tenemos:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
15	7	1629.572
25	10	3'513.940
37.5	5	2'383.265
TOTAL	22	7'526.777

5.4.3 Costo de Operación y Mantenimiento.

$$\Delta O \& M = O \$ M 3\phi - O \& M 1\phi$$

$$\Delta O \& M = \$5'657.271 - \$11'719.663$$

$$\Delta O \$ M = -\$6'062.392$$

5.4.4 Recuperación de la Inversión. En el proyecto de redes monofásicas tenemos una inversión inicial de \$ 170'484.961(Ver anexo E) y la recuperación de la inversión estará dada por la diferencia de los costos en las pérdidas presentes en transformadores monofásicos y trifásicos, en la red de distribución y teniendo en cuenta la diferencia entre el costo de operación y mantenimiento, entonces tenemos:

$$\Delta T = \Delta CT + \Delta CR + \Delta CO \& M$$

$$\Delta T = \$8'044.980 + \$8'589.352 - \$6'313.394$$

$$\Delta T = \$10'320.938$$

Es decir la inversión se proyecta a 15 años con una tasa de interés efectivo anual del 27 %, teniendo en cuenta el factor de recuperación igual a \$10'320.938

La Inversión se habrá recuperado a los 9 años de vida útil del proyecto.

La utilidad total del proyecto después de los 15 años será de \$ 1.421'838.489, trayéndolo a valor presente sería \$39'427.065

$$VP = VF(1+i)^{-n}$$

$$VP = \$1.421'838.489(1 + 0.27)^{-15}$$

$$VP = \$39'427.065$$

Obteniéndose una relación costo beneficio de 5,72.

5.5 COSTO DE PERDIDAS – ESTRATO CINCO

5.5.1 Pérdidas en la Red de Distribución. De acuerdo al levantamiento realizado en el Barrio Antiguo Country tenemos 495 clientes, existen 760 mt de red de media tensión aérea y subterránea y 1520 mt de red de baja tensión. En el caso de red de distribución con transformadores monofásicos tenemos 1050 mt de red de media tensión y 590 mt de red de baja tensión.

	PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)
RED TRIFASICA	25,42	222.679
RED MONOFASICA	15,95	139.722

	COSTO PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	COSTO PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)	TOTAL
RED TRIFASICA	8'406.266	18'680.541	27'086.807
RED MONOFASICA	5'274.585	11'721.278	16'995.863

Los valores utilizados para la evaluación de pérdidas de los transformadores son:

$$C_{Kwh} = 83,89 \$ / Kwh - año$$

$$C_{Kwpico} = 330,695 \$ / KW - año$$

5.5.2 Costo de Pérdidas en Transformadores de Distribución. El costo de las pérdidas en el caso de los transformadores trifásicos es:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
75	5	5'860.385
112.5	4	6'530.184
150	2	4'172.396
225	3	8'957.322
300	1	3'752.497
TOTAL	15	29'272.784

Utilizando transformadores Monofásicos tenemos:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
37.5	2	953.306
50	3	1'772.919
75	11	8'916.919
100	13	13'768.729
TOTAL	29	25'411.873

5.5.3 Costo de Operación y Mantenimiento.

$$\Delta O \& M = O \$ M 3\phi - O \& M 1\phi$$

$$\Delta O \& M = \$5'657.271 - \$11'719.663$$

$$\Delta O \$ M = -\$6'062.392$$

5.5.4 Recuperación de la Inversión. En el proyecto de redes monofásicas tenemos una inversión inicial de \$ 225'783.405 (Ver anexo F) y la recuperación de la inversión estará dada por la diferencia de los costos en las pérdidas presentes en transformadores monofásicos y trifásicos, en la red de distribución y teniendo en cuenta la diferencia entre el costo de operación y mantenimiento, entonces tenemos:

$$\Delta T = \Delta CT + \Delta CR + \Delta CO \& M$$

$$\Delta T = \$10'090.944 + \$9'522.188 - \$7'751.889$$

$$\Delta T = \$11'089.651$$

Es decir la inversión se proyecta a 15 años con una tasa de interés efectivo anual del 27 %, teniendo en cuenta el factor de recuperación igual a \$11'089.651

La Inversión se habrá recuperado a los 9 años de vida útil del proyecto.

La utilidad total del proyecto después de los 15 años será de \$ 1.432'560.849, trayéndolo a valor presente sería \$ 39'722.705

$$VP = VF(1+i)^{-n}$$

$$VP = \$1.432'560.849(1+0.27)^{-15}$$

$$VP = \$39'722.705$$

Obteniéndose una relación costo beneficio de 5,68.

5.6 COSTO DE PERDIDAS – ESTRATO SEIS

5.6.1 Pérdidas en la Red de Distribución. De acuerdo al levantamiento realizado en el Barrio Chico, tenemos 550 clientes, las redes de distribución empleadas en este diseño son de tipo subterráneo.

	PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)
RED TRIFASICA	28,23	247.294
RED MONOFASICA	17,72	155.273

Los valores utilizados para la evaluación de pérdidas de los transformadores son:

$$C_{Kwh} = 83,89 \$ / Kwh - año$$

$$C_{Kwpico} = 330.695 \$ / KW - año$$

	COSTO PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	COSTO PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)	TOTAL
RED TRIFASICA	9'335.519	20'745.493	30'081.012
RED MONOFASICA	5'859.915	13'025.851	18'885.766

5.6.2 Costo de pérdidas en Transformadores de Distribución. El costo de las pérdidas en el caso de los transformadores trifásicos es:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
45	1	794.360
75	1	1'172.077
100	2	1'288.277
112.5	7	4'897.638
150	5	4'172.396
200	1	2'620.446
225	3	2'985.774
TOTAL	20	17'930.968.

Utilizando transformadores Monofásicos tenemos:

CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	COSTO TOTAL [\$]
50	16	5'318.757
75	11	4'863.774
100	14	7'413.931
TOTAL	41	17'596.462

5.6.3 Costo de Operación y Mantenimiento.

$$\Delta O \& M = O \$ M 3 \phi - O \& M 1 \phi$$

$$\Delta O \& M = \$5'657.271 - \$11'719.663$$

$$\Delta O \$ M = -\$6'062.392$$

5.6.4 Recuperación de la Inversión. En el proyecto de redes monofásicas tenemos una inversión inicial de \$ 259'743.179 (Ver anexo G) y la recuperación de la inversión estará dada por la diferencia de los costos en las pérdidas presentes en transformadores monofásicos y trifásicos, en la red de distribución y teniendo en cuenta la diferencia entre el costo de operación y mantenimiento, entonces tenemos:

$$\Delta T = \Delta CT + \Delta CR + \Delta CO \& M$$

$$\Delta T = \$11'195.246 + \$6'345.060 - \$11'058.843$$

$$\Delta T = \$6'481.463$$

Es decir la inversión se proyecta a 15 años con una tasa de interés efectivo anual del 27 %, teniendo en cuenta el factor de recuperación igual a \$ 6'481.463

La Inversión se habrá recuperado a los 11 años de vida útil del proyecto.

La utilidad total del proyecto después de los 15 años será de \$ 676'789.342, trayéndolo a valor presente sería \$18'767.122

$$VP = VF(1+i)^{-n}$$

$$VP = \$676'789.342(1 + 0.27)^{-15}$$

$$VP = \$18'767.122$$

Obteniéndose una relación costo beneficio de 4,23.

5.7 EVALUACION ECONOMICA DE LAS PERDIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCION

	PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)
RED TRIFASICA	312,68	204.021
RED MONOFASICA	167,92	116.450

Los valores utilizados para la evaluación de pérdidas de los transformadores son:

$$C_{Kwh} = 83,89 \$ / Kwh - año$$

$$C_{Kw pico} = 330.695 \$ / KW - año$$

	COSTO PERDIDAS DE POTENCIA (KW)	COSTO PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)	TOTAL
RED TRIFASICA	103'401.712	17'115.321	120'517.033
RED MONOFASICA	55'530.304	9'768.990	65'299.294

5.8 RECUPERACION DE LA INVERSION

La inversión se proyecta a 15 años con una tasa de interés efectivo anual del 27 %, teniendo en cuenta el factor de recuperación igual a \$ 48'159.203,

Año1:

$$VF = 48'159.203$$

Año2:

$$VF = VP (1 + i)^n$$

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^2$$

$$VF = 77'675.978$$

Año3:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^3$$

$$VF = 98'648.492$$

Año4:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^4$$

$$VF = 125'283.585$$

Año5:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^5$$

$$VF = 159'110.153$$

Año6:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^6$$

$$VF = 202'069.895$$

Año7:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^7$$

$$VF = 256'628.767$$

Año8:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^8$$

$$VF = 325'918.534$$

Año9:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^9$$

$$VF = 413'916.538$$

Año10:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^{10}$$

$$VF = 525'674.004$$

Año11:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^{11}$$

$$VF = 667'605.985$$

Año12:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^{12}$$

$$VF = 847'859.601$$

Año13:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^{13}$$

$$VF = 1076'781.694$$

Año14:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^{14}$$

$$VF = 1367'512.751$$

Año15:

$$VF = 48'159.203(1 + 0.27)^{15}$$

$$VF = 1736'741.194$$

La Inversión se habrá recuperado a los 8 años de vida útil del proyecto, como se muestra en la figura.

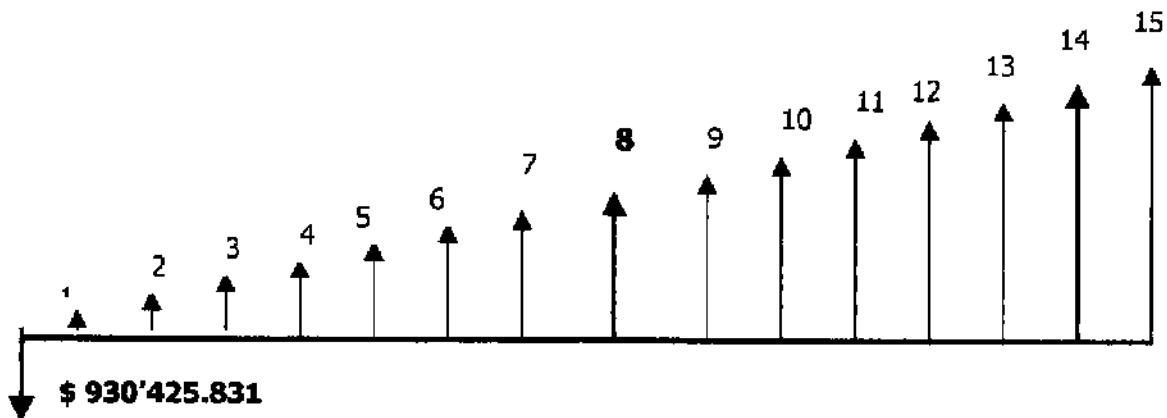


Figura 32. Recuperación de la Inversión.

La utilidad total del proyecto después de los 15 años será de \$ 6636'082.371, trayéndolo a valor presente sería \$ 184'016.145

$$VP = VF(1+i)^{-n}$$

$$VP = \$6636'082.371(1+0.27)^{-15}$$

$$VP = \$184'016.145$$

Obteniéndose una relación costo beneficio de 5.05

5.9 MODELO DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El modelaje de los costos de operación y mantenimiento se realizó a partir de la información disponible en las cuatro empresas consideradas piloto en el análisis y composición de dichos costos. Ver tabla 29.

Tabla 29. Costos de operación y mantenimiento de distribución.

CONCEPTO	ELECTRANTA		CHEC		ELECTRIBOL		EEB	
	VALOR Mill. \$	%	VALOR Mill. \$	%	VALOR Mill. \$	%	VALOR Mill. \$	%
Personal	2.431	65%	620	68%	1.760	77%	7.003	65%
Mat y Aceces.	852	23%	230	25%	405	18%	3.076	29%
Seg. Y otros.	453	12%	62	7%	134	6%	613	6%
TOTAL.	3.736	100%	912	100%	2.299	100%	10.693	100%

En la tabla anterior puede verse que los costos de personal, materiales y accesorios explican alrededor del 93 % del total.

La información disponible de las empresas permite contar con el número total de funcionarios de operación y mantenimiento existentes hasta Noviembre de 1997.

5.9.1 Formulación del Modelo. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se optó por basar el modelaje en los costos de operación de personal, obtenidos a partir de una regresión entre el número de funcionarios de operación y mantenimiento y las ventas de energía de cada empresa afectados por el salario promedio. Así mismo, se modelaron los costos de materiales como una proporción de los costos de inversión. Para incluir los costos distintos a personal y materiales que se detallan más adelante, se estimó un término a partir de los costos consolidados de las empresas mostrados en la tabla 29, adicionando los costos de los activos no eléctricos revaluados. La formulación se muestra en la siguiente ecuación:

$$COM = [f_1(E_f) * S_p + K * CI] + f_2(E_f)$$

Donde:

- f1 : Función que representa el número total de funcionarios de operación y mantenimiento en términos de las ventas de energía por empresa.
- Ef : Energía facturada en GWh (Para consumo residencial de estratos del 1 al 4)
- K: Factor de proporcionalidad entre los costos de accesorios y materiales de operación y mantenimiento y los costos totales de inversión (CI).
- SP : Salario Promedio de la empresa, incluido el factor prestacional.
- F2 : Función que calcula el valor de los costos de operación y mantenimiento distintos a personal y materiales, a partir de las ventas de energía. Allí se incluyen entre otros, edificios, terrenos, vehículos, equipos y herramientas, seguros, servicios públicos, vigilancia, aseo y arrendamientos.

5.9.1.1 Cálculo de las Funciones del Número de Funcionarios de Operación y Mantenimiento. La información utilizada para elaborar el modelo, se presenta en la tabla 30:

Tabla 30. Información básica para el modelo de Costos de Operación y Mantenimiento.

EMPRESA	NUMERO USUARIOS	ENERGIA FACTURADA GWH/AÑO	FUNCIONARIOS DE O & M
EEB	1'451.000	3465	1394
ELECTRANTA	309.688	869	463
CHEC	295.633	569	577
ELECTRIBOL	178.516	468	236
EDEQ	106.038	181	102
CORDOBA	154.640	249	296

A partir de la información se realizó un estudio económico buscando correlaciones entre funcionarios de operación y mantenimiento y energía facturada. Los resultados de la regresión se muestran en la tabla 31.

Tabla 31. Regresión de Número de Funcionarios Vs Energía Facturada.

NÚMERO DE ÍTEMS DE DATOS	CNT: N	6
Suma de los datos x	SUM x	5800
Suma de los datos y	SUM y	3068
Media de x	MEANX: x/n	966.7
Media de y	MEANY: y/n	511.3
Desviación estándar de x	SDXN: x ó n	1139.34
Desviación estándar de y	SDYN: y ó n	423.37
<i>Término constante de la regresión</i>	<i>LRA: a</i>	164.18
<i>Coefficiente de regresión lineal</i>	<i>LRB: b</i>	0.359
Coefficiente de correlación	COR: r	0.96

Por lo anterior, la función f1 será:

$$NF = 164.18 + 0.359 * E_f$$

Donde:

NF: Número de funcionarios de operación y mantenimiento de distribución por empresa. Los resultados se muestran en la Figura 33.

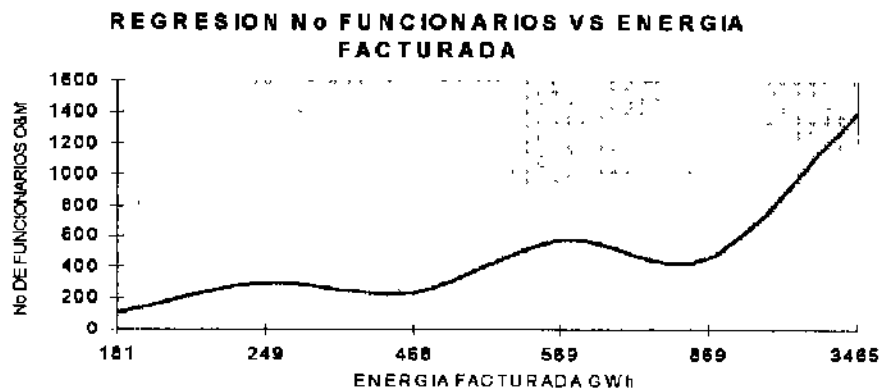


Figura 33. Numero de Funcionarios de O&M

La función f 2 se obtiene promediando los valores de los otros costos de acuerdo a la información de la tabla 29 y adicionando los costos de los activos no eléctricos (Edificios, terreno y vehículos). Los resultados intermedios se muestran en la tabla 32.

Tabla 32. Valores Promedio de los costos de O&M.

EMPRESA	COSTOS VARIOS O&M (MILLÓN \$/AÑO)	COSTOS ACT. NO ELECTRICOS O&M (MILLÓN \$/AÑO)	TOTAL OTROS COSTOS O&M (MILLÓN \$/AÑO)	OTROS COSTOS O&M POR ENERGIA VENDIDA (MILLÓN \$/AÑO/GWH)
EEB	622	585	1207	0.21
ELECTRANTA	150	106	257	0.15
CHEC	94	161	256	0.18
ELECTRIBOL	128	74	202	0.19
EDEQ	28	61	90	0.33
CORDOBA	50	69	119	0.37
PROMEDIO				0.23

5.9.1.2 Cálculo del Costo de Materiales de Operación y Mantenimiento. Con base en la información disponible para las empresas de la muestra, se obtuvo el costo de materiales de O&M de distribución para 1997. De otro lado, a partir de los resultados del modelo de inversión, se obtuvo el costo total de inversión por niveles de tensión, aplicado a usuarios residenciales de estratos 1 al 6. Esta información se basa en la tabla 33.

Tabla 33. Costos de Inversión Totales.

COSTOS DE INVERSION TOTALES								
EMPRESA	MEDIA TENSION		TRANSF DISTR		BAJA TENSION		TOTAL	
	Mill \$	%	Mill \$	%	Mill \$	%	Mill \$	%
EEB	11360	37	6448	21	12895	42	30703	100
ELECTRANTA	2170	35	1737	28	2295	37	6202	100
CHEC	1349	20	1615	24	3769	56	6730	100
PROMEDIO		31		24		45		100

Adicionalmente, en la tabla 34, se calcula el porcentaje de los costos de inversión; con estos mismos porcentajes se distribuirá el costo de operación y mantenimiento para dichos niveles teniendo en cuenta que los costos de inversión están dados para cargas residenciales de estratos socioeconómicos 1 al 6.

Tabla 34. Porcentaje Costo de materiales de O&M

EMPRESA	COSTO TOTAL DE INVERSION	COSTO MATERIALES O & M	PORCENTAJE %
EEB	30703	1535	5
ELECTRANTA	6202	372	6
CHEC	6730	135	2
<i>PROMEDIO (K)</i>			4.33

Como se observa, el factor de proporcionalidad (K) entre los costos de materiales de operación y mantenimiento y los costos totales de inversión es en promedio del 4.33%

6. ESPECIFICACIONES DE LA RED DE DISTRIBUCION ÓPTIMA

De acuerdo al análisis realizado en los anteriores capítulos, el sistema de distribución secundaria con transformadores monofásicos es el más adecuado para la utilización en los estratos socioeconómicos uno y dos para el cual el sistema primario será trifásico tetrafilar y las derivaciones serán de dos fases, los transformadores serán monofásicos 120/240 V, de capacidad no superior a los 37.5 KVA.

El objetivo en este sistema es disminuir la extensión de conductores de la red de distribución secundaria, es decir, las acometidas partirán directamente del poste del transformador hasta los usuarios. En caso necesario, se instalará un poste para acometidas frente al grupo de usuarios a alimentar, la conexión entre el poste del transformador y el poste de alimentación será a través de conductor trenzado, para la acometida se utilizará conductor concéntrico; evitando así que se conecten usuarios por fuera de las cajas de conexión, así se eliminarán parte de las pérdidas debidas a usuarios conectados ilegalmente a la red. Las cajas de conexión en cada poste contienen regletas que permitirán la fácil conexión de los usuarios; a la salida del transformador se instalará una caja con un medidor que permitirá cuantificar la cantidad de energía obtenida de cada transformador.

Para los usuarios de estratos 3, 4 ,5 , y 6 se recomienda la utilización de la red trifásica convencional instalada actualmente, esto debido a que el costo de inversión para la implementación de red monofásica es demasiado alto, además en estos sectores de la ciudad no hay concentración de usuarios conectados ilegalmente a la red, por lo tanto no se justifica reemplazar la red existente.

A continuación tenemos las especificaciones técnicas de la red concéntrica monofásica a implementar en usuarios de estrato 1 y 2. Las especificaciones de la red trifásica para los

demás usuarios residenciales las podemos encontrar en las Normas para construcción de redes aéreas y subterráneas de la Empresa de Energía de Santa Fe de Bogotá.

6.1 RED PRIMARIA

La red de media tensión será un sistema de cuatro hilos multiterrizado; el sistema propuesto estará conformado por un alimentador principal trifásico con neutro y ramales laterales de una o dos fases y neutro, para instalación de transformadores monofásicos. Estos transformadores se instalarán con cortacircuitos en las crucetas y pararrayos conectados directamente en los bornes para una protección eficiente (Ver Anexo L).

6.1.1 Selección del conductor. La selección del conductor comprende los siguientes análisis:

- ☛ Económico, que considera los costos de inversión y pérdidas de potencia y energía.
- ☛ Regulación de voltaje.
- ☛ La capacidad amperimétrica del conductor no debe ser superada al término de 15 años de vida útil.

La inversión comprende el costo total del conductor, estructuras y mano de obra. Es de anotar que las estructuras instaladas actualmente soportan los esfuerzos mecánicos del rango de conductores seleccionados.

La selección del conductor para circuitos primarios se hace a través de aproximaciones sucesivas, para lo cual se utilizan los datos de las curvas de conductor económico²⁴ (Ver anexo N, P).

Para la configuración trifásica se obtiene:

CARGA (MVA)	Conductor Económico
0.95 - 1.60	1/0 ACSR
1.60 - 2.00	2/0 ACSR
2.00 - 3.85	4/0 ACSR
DESDE 3.85	266.8 ACSR

Para la configuración monofásica se obtiene:

CARGA (MVA)	Conductor Económico
1.10 - 1.80	1/0 ACSR
1.80 - 1.90	2/0 ACSR
1.90 - 2.90	4/0 ACSR
DESDE 2.90	266.8 ACSR

En el anexo H, se observa la capacidad de corriente para los conductores tanto de cobre como de aluminio, especificando su nivel de aislamiento.

6.1.2 Regulación

La caída de voltaje en un sistema de distribución debe considerarse integralmente entre sus componentes, desde el punto de origen de los circuitos primarios hasta el sitio de acometida del último consumidor en el circuito secundario. Se define como criterio de diseño para la red primaria una regulación de voltaje del 2 %.

²⁴ E.E.B. Norma 220-2. Análisis de Conductor Económico, 11.4 KV, 15 años.

El porcentaje de caída de tensión a lo largo de un circuito con n cargas uniformemente distribuidas se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\% V = KVA * L * \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2} n \right) * k$$

Donde:

%V: Caída porcentual de tensión.

KVA: Carga del circuito.

L: Longitud del circuito

n: Número de cargas uniformemente distribuidas.

K: Constante de regulación

$$k = \frac{R \cos \theta + X \sin \theta}{10 K v^2}$$

En la tabla 35 y en la figura 34, se muestra el porcentaje de regulación para los conductores ACSR mas utilizados con tipo de estructura LA 202 con neutro, para un factor de distribución de 1.

En el anexo K se muestran los tipos de cableado utilizados en las redes de distribución, con su respectiva aplicación.

Tabla 35. Porcentaje de regulación.

ESTRUCTURA LA 202 CON NEUTRO.					
MVA/Km	ACSR 4/0 – 2/0 AWG	ACSR 2/0 – 1/0 AWG	ACSR 1/0 – 1 AWG	ACSR 1- 2 AWG	ACSR 2 – 2 AWG
10.0	1.3 %	1.8%	2.1%	2.5%	3.1%
15.0	2.0%	2.7%	3.2%	3.8%	4.6%
20.0	2.6%	3.6%	4.3%	5.1%	6.1%
25.0	3.3%	4.5%	5.3%	6.4%	7.7%
30.0	4.0%	5.4%	6.4%	7.6%	9.2%
35.0	4.6%	6.3%	7.4%	8.9%	10.8%
40.0	5.3%	7.2%	8.5%	10.2%	12.3%
45.0	5.9%	8.1%	9.6%	11.4%	13.8%
50.0	6.6%	9.0%	10.6%	12.7%	15.4%
55.0	7.3%	9.9%	11.7%	14.0%	16.9%
60.0	7.9%	10.8%	12.8%	15.3%	18.4%
65.0	8.6%	11.7%	13.8%	16.5%	20.0%
70.0	9.2%	12.6%	14.9%	17.8%	21.5%
75.0	9.9%	13.5%	15.9%	19.1%	23.0%
80.0	10.6%	14.4%	17.0%	20.3%	24.6%
85.0	11.2%	15.3%	18.1%	21.6%	26.1%
90.0	11.9%	16.2%	19.1%	22.9%	27.7%
95.0	12.5%	17.1%	20.2%	24.1%	29.2%
100.0	13.2%	17.9%	21.3%	25.4%	30.7%

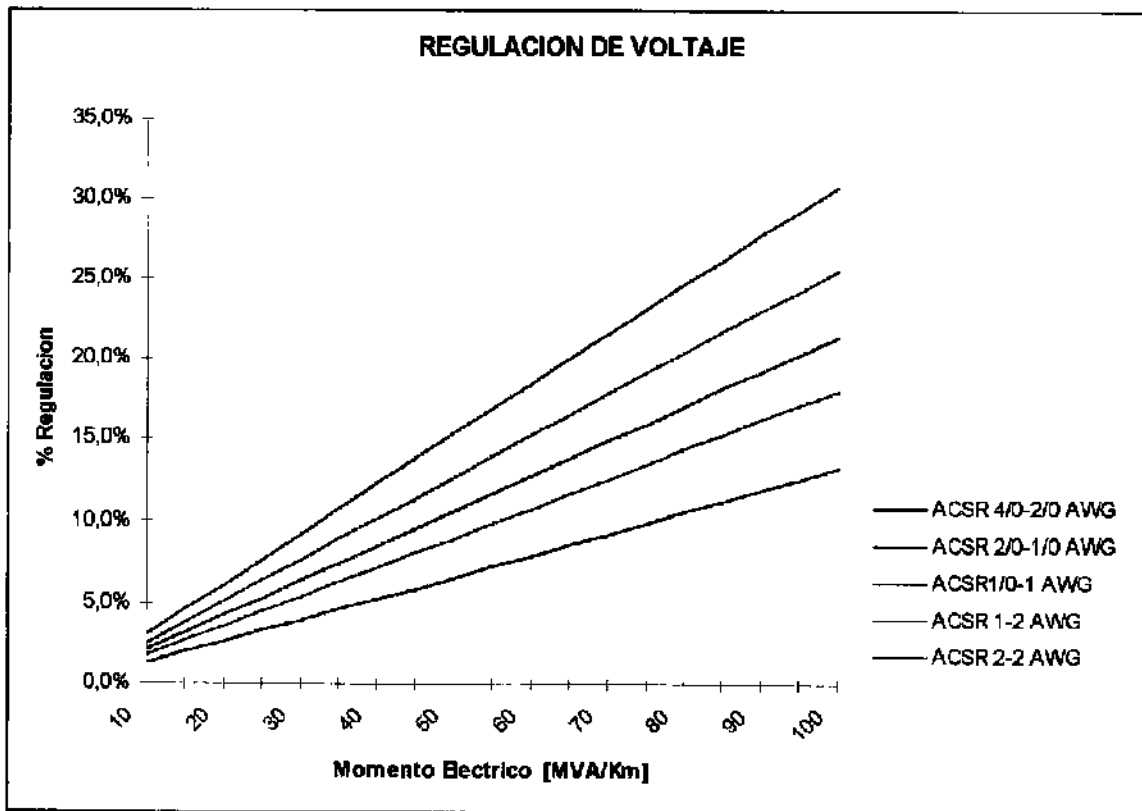


Figura 34. Porcentaje de Regulación para conductores ACSR

6.2 RED SECUNDARIA

La red secundaria de distribución estará conformada por transformadores monofásicos, conectados a dos fases del alimentador primario; las acometidas serán en cable concéntrico o "antifraude" conectadas en la regleta de conexión, desde del secundario del transformador a una tensión de servicio de 120 V o 240V.

Se tendrá red secundaria cuando las acometidas, no alcancen a ser tendidas desde el poste del transformador. Entonces se instala otro poste a una distancia adecuada de acuerdo al nivel de iluminación; dicha red será con un conductor trenzado triplex que porta 120 V de una fase al neutro y de 240 V entre fases a las cuales se conectará el servicio de Alumbrado Público o a los usuarios si es requerido.

6.2.1 Selección del conductor. En redes urbanas de distribución, los postes, aisladores y herrajes son independientes del calibre del conductor que se utiliza, lo cual simplifica el problema de selección económica del conductor a un simple balance entre costos de inversión en el suministro y montaje de conductores y valor presente acumulado del costo de pérdidas de potencia y energía a través de los años.

Se supone un balance entre cargas y un conductor de neutro inferior en un calibre, al conductor de fase. En estas circunstancias, el valor presente de las pérdidas de potencia de un año cualquiera por kilómetro de circuito, con un conductor de resistencia R [Ohm/Km], que transporta una corriente pico I [Amperios], sería:

$$V_{PP} P_t = 0.001 N I^2 R K_P K_C^2 \frac{1}{(1+t)^t}$$

Donde:

- N: Número de fases.
- K_p: Costo anual marginal del KW de pérdidas de potencia pico.
- K_c: Factor de coincidencia de la demanda (Carga del circuito a la hora pico del sistema dividida por la carga pico del circuito).
- t: Tasa de descuento, utilizada para el cálculo del valor presente.

6.2.1.1 Capacidad de carga del conductor. Con ayuda de los valores de cargabilidad de los transformadores, se encuentran los calibres adecuados para cumplir con los niveles mínimos de pérdidas en la red. Al utilizar la tabla 310-16²⁵ (ver anexo J), se fija el calibre adecuado para transportar la carga eléctrica sin que las pérdidas por efecto Joule sean excesivas.

²⁵ ICONTEC. OP Cit., p.187.

Al aplicar la siguiente expresión, se obtiene la cantidad de corriente que han de soportar los conductores:

$$I = \frac{KVA.}{V}$$

Donde:

- I Corriente que pasa por el conductor
- KVA. Potencia aparente que deberá transportar el circuito.
- V Tensión de línea del circuito. Para las acometidas se utiliza la tensión de fase, 120 V .

Para el circuito monofásico trifilar la tensión de línea es de 240 V y la tensión de fase de 120 V.

De acuerdo con los valores típicos de consumo promedio por usuario en cada estrato, se procede a calcular el transformador adecuado y el calibre del conductor requerido para alimentar a los usuarios.

Por medio de las siguientes expresiones para hallar la potencia de los transformadores:

$$KVA = (N^{\circ} * KVA_{USUARIO} * FD) + AP$$

- Donde : *KVA* = Carga inicial del Circuito.
- N^o* = Numero de usuarios.
- KVA Usuario* = Carga promedio instalada por Usuario.
- FD* = Factor de Diversidad.
- AP* = Carga de Alumbrado Público.

En la tabla 36 se muestran los resultados para cada uno de los estratos, donde se tiene en cuenta la capacidad del transformador, el numero de usuarios, el calibre del conductor a

utilizar para la acometida y el calibre del conductor para la red secundaria de distribución.

Tabla 36. Calibre de conductor para la configuración monofásica de distribución.

ESTRATO	Capacidad Transformador	Numero Usuarios	Conductor Acometida	Conductor Red Secundaria
1	10 KVA	8	# 12 AWG	
	15 KVA	11-13	# 12 AWG	# 4 AWG
	25 KVA	23-25	# 12 AWG	# 2 AWG
2	10 KVA	6	# 10 AWG	
	15 KVA	12	# 10 AWG	# 2 AWG
	25 KVA	20	# 10 AWG	# 2 AWG
3	15 KVA	7	# 10 AWG	
	25 KVA	11	# 10 AWG	# 1 AWG
	37.5KVA	20	# 10 AWG	# 1/0 AWG
4	15 KVA	5	# 8 AWG	
	25 KVA	10	# 8 AWG	# 2/0 AWG
	37.5 KVA	16	# 8 AWG	# 2/0 AWG
5	37.5 KVA	12	# 8 AWG	
	50 KVA	16	# 8 AWG	# 2/0 AWG
	75 KVA	24	# 8 AWG	# 2/0 AWG
	100 KVA	39	# 8 AWG	# 2/0 AWG
6	50 KVA	12	# 6 AWG	
	75 KVA	25	# 6 AWG	# 4/0 AWG
	100 KVA	37	# 6 AWG	# 4/0 AWG

Es necesaria para la implementación de la red de distribución secundaria tener en cuenta aspectos tales como:

- Para las consideraciones de orden económico relacionadas con el costo de mantenimiento y ampliaciones, así como las relativas al crecimiento de la demanda de energía, se hace aconsejable que los circuitos sean construidos reduciendo la variedad de calibres diferentes en la red a 2 o 3 como máximo. Así es que el calibre del conductor, mas adecuado para acometidas es un #10 AWG, para estratos 1, 2 y 3 a una tensión de 120V y para estrato 4 un # 8 AWG a una tensión de 240V.
- En los estratos 5 Y 6, la acometida deberá ser monofásica trifilar, por lo cual el conductor calcula con la tensión de línea; 240 V y el calibre adecuado es un #6 AWG.
- Para el caso del transformador de 100KVA (monofásico), el gran número de usuarios servidos, hace poco práctica su utilización, pues implicaría el uso de una mayor cantidad de red de distribución monofásica aérea o subterránea, con conductor trenzado, lo que traduce en un cambio de la infraestructura y el aumento en los costos de inversión del proyecto.

Además de la selección del conductor, por cargabilidad, es necesario asumir los esfuerzos a los que estará sometido, producidos por factores eléctricos, térmicos y ambientales, así como parámetros físicos, a saber:

- En la red se utiliza aluminio por sus características eléctricas y mecánicas, que aunque no superan a las del cobre, es más utilizado por su bajo peso y costo. Los conductores de aluminio en redes aéreas de distribución son ACSR, con lo cual se mejora la resistencia a la tracción; para las acometidas se utilizan conductores de cobre.
- Aumentando el número de alambres que conforman el conductor se logra incrementar la flexibilidad del mismo. De acuerdo con esto el cable utilizado se especifica como cableado tipo "B" (Ver anexo K).

- La forma del conductor es redonda y los cables que lo conforman se enrollan concéntricamente sobre el alma de acero.
- El aislamiento del cable, cuya función es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa, será de tipo seco XLPE (polietileno reticulado – cross linkend thermosetting polyethylene), con el cual se le dan las características antifraude a la red de distribución y por las características de sus componentes evita la degradación acelerada del mismo. Soporta una temperatura de operación de 90°C, una temperatura de sobrecarga de 130°C y una temperatura de corto circuito de 250°C; a este tipo de aislamiento se le conoce como termofijo, es decir que después de un proceso de calentamiento, cualquier calentamiento posterior no los ablanda para cambiar su forma nuevamente.

6.2.1.2 Niveles de sobrecarga y corto circuito. Uno de los factores más importantes en el conductor es la corriente de cortocircuito. Los conductores deben tener sección suficiente para transportar estas corrientes durante un tiempo tal, que permita la apertura de los interruptores del circuito antes de que la temperatura del conductor llegue al punto de dañar los aislamientos.

En condiciones de corto circuito se incrementa con rapidez la temperatura de los elementos metálicos (conductor y pantalla) de los conductores de energía. El límite del incremento de la temperatura está dado por la máxima temperatura admisible para la cual no se deteriore el material de las capas vecinas a las partes metálicas. Esto es, la temperatura mínima entre la del conductor que no dañe el aislamiento y la de la pantalla que no dañe el aislamiento/cubierta.

En la tabla 37 se muestran las temperaturas máximas permisibles en condiciones de corto circuito.

Tabla 37. Temperatura máxima permisible en corto circuito.

MATERIAL DEL CABLE EN CONTACTO CON EL METAL DEL (DE LA)	CONDUCTOR	PANTALLA
Termofijos (XLPE, EPR)	250 ° C	350 ° C
Termoplástico (PVC, PE)	150 ° C	200 ° C

Conociendo la corriente de falla y su duración se puede verificar la sección del conductor, aplicando la siguiente expresión:

$$t \left[\frac{I}{A} \right]^2 = K \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T}$$

En donde:

- I: Corriente máxima de corto circuito (Amp)
- A: Sección del conductor (mm²)
- t: Tiempo de duración del cortocircuito (seg.)
- T1: Temperatura inicial del conductor (°C)
- T2: Temperatura final del conductor (°C)
- K: Constante: 0.029 para el cobre y 0.0125 para el aluminio.
- T: Temperatura bajo cero para la cual el material, teóricamente tiene resistencia cero. -234.5 °C en el cobre y -228 °C para el aluminio.

La anterior expresión se basa en que debido a la cantidad de metal concentrado y al corta duración de la falla, todo el calor producido en la falla, queda inicialmente dentro del conductor, no habiendo transferencia de calor al exterior.

En el anexo M, se muestran las corrientes permisibles de corto circuito para conductores de aluminio, aislados con XLPE.

6.3 CONFIGURACIÓN

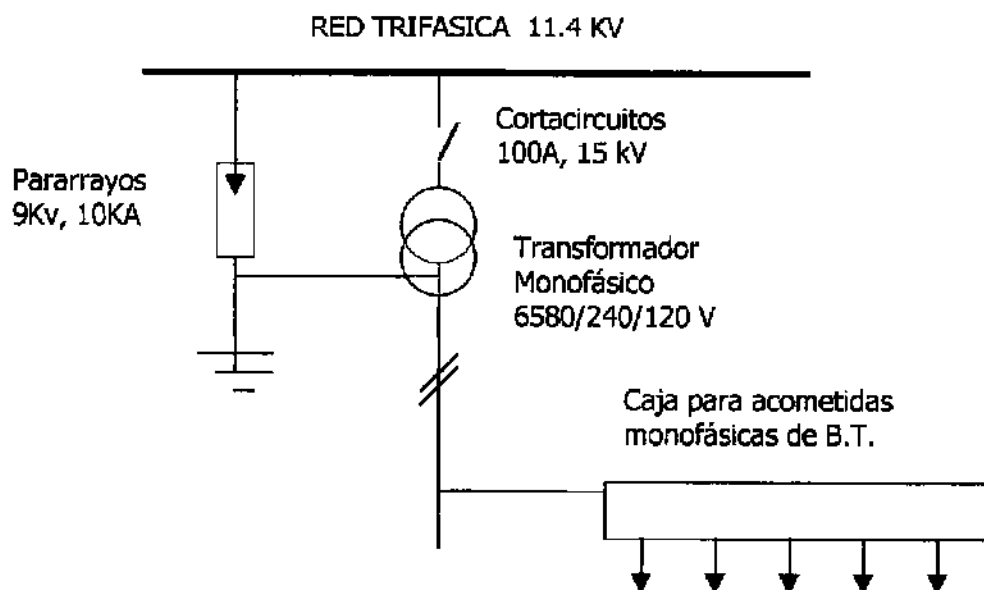


Figura 35. Configuración red monofásica.

En la figura 35 se muestra la configuración esquemática de la red de distribución monofásica con los elementos que se requieren para su utilización.

6.3.1 Elementos de protección.

- Pararrayos: Junto con el pararrayos se aterrizan el neutro de la línea de 11.4 Kv., el neutro del transformador y la carcasa del mismo. De esta manera se obtienen

resistencias de puesta a tierra mas bajas tanto para el primario como para el secundario. El pararrayos se selecciona a 9Kv y 10KA.

- **Cortacircuitos:** remueve el transformador fallado del sistema de distribución, previene falla disruptiva en el transformador, protege el transformador de sobrecargas severas, además el cortacircuitos deberá resistir sobrecargas momentáneas no dañinas, corriente inicial de energización y de carga fría y los daños ocasionados por los transitorios debido a descargas atmosféricas.

6.3.2 Transformador. Con la implementación del neutro en el circuito de alimentación, no solo se mejora la selectividad de las protecciones respecto a las corrientes de fuga y a las de desbalance, sino que además permite la conexión de transformadores de 6.58 Kv. más económicos que los de 11.4 Kv. por requerir un menor nivel de aislamiento.

Los transformadores utilizados son de impedancia estándar, lo que significa una mayor vulnerabilidad a corto circuitos, debido a la instalación de protecciones de mala calidad, en el lado del usuario o que no corresponden al rango adecuado. Sin embargo es posible considerar transformadores de alta impedancia o transformadores autoprotegidos, teniendo en cuenta el sobre costo que su utilización acarrea.

Para la selección del transformador se tienen en cuenta la curva de cargabilidad, lo que indica la factibilidad de utilizar un transformador de cierta potencia, hasta un valor económicamente aceptable, dependiendo de la cargabilidad del mismo.

De acuerdo con las curvas de cargabilidad y la carga de los usuarios (ver tabla 28), los transformadores a utilizar serán los de 10, 15 y 25 KVA, con una relación de transformación de 11.400 / 120 – 240 V.

La instalación se aprecia en el anexo L "Estructura de una Red de Distribución Monofásica".

6.3.3 Elementos auxiliares. Además de la selección del conductor y del transformador es necesaria la estimación de las estructuras adicionales, que servirán de apoyo para las redes de distribución, tanto primarias como secundarias. Entre estas estructuras tenemos postes, soportes, herrajes, aisladores, empalmes, crucetas, cajas de conexión, etc. (Ver Anexo L), cuya utilidad y características se presentará a continuación:

- **POSTES.**

Material:	concreto o madera
Longitud:	12, 14m.
Resistencia a la ruptura:	750, 1050 Kgs.
Long de enterramiento:	10% Lg. + 0.6m. o 15%Lg.
Interdistancia mínima.	30m.

- **CRUCETAS.**

Material: Madera inmunizada
Long. 0.70m. o 2m. cuando la estructura es de tipo bandera
Cuando la fijación es tipo bandera se utilizan diagonales, para garantizar la rigidez de las estructuras y en las otras fijaciones para darle estabilidad a la cruceta. Ver anexo K, LA 231, LA 243 y LA 241.

- **LUMINARIAS.**

Es importante, para la seguridad de la ciudadanía prever una luminaria de vapor de sodio de 70 W por poste; conectada a las dos fases del circuito de baja tensión a 240V. Deberán instalarse a una altura de 8 – 10m. y requieren de un balasto reactor de 120 / 240V.

6.4 SELECCION DELCONDUCTOR PARA LA ACOMETIDA.

El conductor con características adecuadas para utilizarse en las acometidas de los usuarios y evitar las pérdidas negras, es el llamado conductor "Antifraude" o con neutro

concéntrico, que va desde la regleta de conexión hasta la los tableros de medidores. Este tipo de conductor puede ser usado en lugares húmedos y secos, enterrados directamente o a la intemperie; tienen una temperatura máxima de operación de 75°C y su tensión de servicio para todas las aplicaciones es de 600 V.

El conductor multipolar antifraude está construido con cobre de temple suave, aislado con una capa uniforme de material Termoplástico Polietileno (PE) resistente a la humedad, se le aplica un relleno de PVC sobre los conductores centrales, luego una malla helicoidal de material no higroscópico (Mylar) y finalmente una chaqueta de Polietileno (PE) o Cloruro de Polivinilo (PVC) color negro.

7. CONCLUSIONES

- ✦ Los transformadores trifásicos instalados actualmente, presentan un bajo nivel de cargabilidad ya que se están utilizando aproximadamente al 45% de su capacidad nominal; esto es una desventaja pues no se obtiene el rendimiento deseado del transformador. Además el costo de oportunidad, es decir el beneficio que se deja de percibir debido a la baja cargabilidad de los transformadores, es mayor.

- ✦ La red de distribución que utiliza transformadores trifásicos presenta un mayor porcentaje de pérdidas tanto de potencia como de energía, esto implica que con este sistema se debe generar y transportar energía adicional para suplir el nivel de pérdidas; si tenemos redes de distribución con transformadores monofásicos se notará una disminución de pérdidas técnicas y una mayor efectividad en el diseño de la red.

- ✦ Al utilizar transformadores de distribución monofásicos de pequeña capacidad, se disminuye la extensión de la red de distribución secundaria, por esta razón las pérdidas no técnicas, en especial las debidas a usuarios conectados ilegalmente se reducen considerablemente. Es decir actualmente, se pierden 381.93 GWh por el concepto de usuarios ilegales presentes en las zonas de estratos uno y dos, entonces si se empiezan a construir redes de distribución con transformadores monofásicos al cabo de 15 años se tendrá un ahorro de energía de 209 GWh, lo que equivale al 54% de las pérdidas que se tendrían sin medidas remediales al cabo de los 15 años.

- ✦ El costo de inversión total de las redes de distribución estudiadas es:

ESTRATO	No USUARIOS	COSTO RED TRIFASICA	COSTO RED MONOFASICA
UNO	232	70,229,520	112,398,078
DOS	302	84,668,028	127,833,472
TRES	312	102,199,799	146,580,814
CUATRO	395	111,221,255	170,484,961
CINCO	495	152,380,945	225,783,405
SEIS	550	201,398,438	334,140,209
<i>TOTAL</i>	<i>2281</i>	<i>722,097,985</i>	<i>1,042,823,909</i>

- ✍ En el cuadro resumen se aprecia que el costo de inversión inicial, es mayor para las redes monofásicas (30%), aplicando el sistema a todos los estratos.
- ✍ El sistema se puede aplicar a usuarios de estratos uno y dos; para este caso la inversión inicial sería \$ 240' 231. 550 para alimentar a 534 usuarios, de los cuales en la actualidad 76 están conectados ilegalmente a la red trifásica convencional, por lo tanto con la red concéntrica monofásica la empresa electricadora recibiría \$ 26' 209. 632 al año por concepto de facturación de 277. 584 KWh/año que corresponde al consumo de 76 nuevos usuarios.
- ✍ En los estratos 5 y 6 no es permitida la red aérea, por consiguiente, aplicar la red monofásica conlleva a un mayor número de obras civiles para albergar los transformadores, lo que traduce en el incremento acelerado en la diferencia de inversión inicial, de uno a otro sistema. Además, la implementación del sistema monofásico a los estratos 3, 4, 5 y 6, no tendría mayor aplicabilidad pues en estas zonas no encontramos usuarios conectados ilegalmente a la red.
- ✍ El sistema de redes de distribución con transformadores monofásicos, por tener un mayor nivel de aterrizamiento permite obtener resistencias de puesta a tierra más bajas tanto para el primario como para el secundario y para el pararrayos de protección del transformador.

8. RECOMENDACIONES.

- ⚡ Determinar la normalización específica para la implementación de la red de Distribución utilizando Transformadores Monofásicos
- ⚡ Para implementar el sistema propuesto es necesario, zonificar a los usuarios que requieran alimentación trifásica o suplir la demanda con transformadores trifásicos desde la red de media tensión, con esto se obtiene un mayor control para usuarios importantes de la red de distribución.
- ⚡ Realizar un inventario de los barrios favorecidos con el presente estudio, para establecer una metodología del diseño y la aplicación de las normas y especificaciones definidas.
- ⚡ Diseñar un programa para Barrios de Desarrollo Progresivo, que determine los presupuestos de la inversión anual y un plan de comercialización para que sobre los usuarios se disminuya el uso ilegal de la red de distribución.
- ⚡ Establecer el organismo encargado de velar por el correcto desempeño de los programas para la implementación de estas redes para Barrios de Desarrollo Progresivo, en estratos uno y dos.

NORMAS APLICABLES²⁶

LA 516	Alimentadores de Barraje en Transformadores Monofásicos de Distribución
LA 202	Circuito Primario sencillo con Neutro, Construcción Tangencial.
LA 208-N	Cruce de dos Circuitos Sencillos diferentes con Neutro.
LA 211-N	Final de Circuito Primario sencillo con Neutro
LA 226	Estructura de Retención en bandera de Transición de Circuito Trifásico a Monofásico con Neutro.
LA 302	Circuito Primario Trifásico, Construcción Tangencial.
LA 310	Cruce de dos Circuitos Primarios Trifásicos.
LA 505	Montaje de Transformador Monofásico en estructura de Transición de Circuito primario Trifásico a Monofásico.
LA 509	Montaje de Transformador Monofásico en Circuito Trifásico con Neutro.
LA 354	Montaje de Luminaria con red de distribución con Transformadores Monofásicos.

²⁶ E.E.B Criterios y Normas para el Diseño de Redes de Distribución. Op Cit. Estas normas fueron utilizadas para determinar los elementos que implican el diseño y la construcción de las redes de Distribución.

BIBLIOGRAFIA

BARRERA, Eduardo. Estudio de costos de distribución de Electricidad. Santa Fe de Bogotá: Fonade, 1996.

CONSULTORIA COLOMBIANA. Estudio de viabilidad de medidas remediales, para pérdidas en sistemas de distribución. Santa Fe de Bogotá: 1995.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA. Criterios y Normas para el diseño de redes de Distribución. Santa Fe de Bogotá: 1995.

ENRIQUEZ, Gilberto. Líneas de Transmisión y redes de Distribución de Potencia. México: Limusa, 1992.

FADALTEC. Alambres y cables de baja Tensión. Santa Fe de Bogotá: Printers, 1994.

FINK, Donald. Manual de Ingeniería Eléctrica, Tomo III. México: Mc Graw-Hill, 1996.

INGENIEROS CONSULTORES. Estudio de confiabilidad del sistema de Distribución. Santa Fe de Bogotá: 1996.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS. Código Eléctrico Nacional, Norma 2050. Santa Fe de Bogotá: ICONTEC, 1990.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA. Normas para sistemas de Subtransmisión y Distribución: Santa Fe de Bogotá, ICEL 1985.

RAMIREZ, Castaño Samuel. Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía. Manizales: Centro de Publicaciones, Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales, 1995.

TORRES, Macias Alvaro. Modelos para Estudios de Pérdidas en Sistemas de Distribución. Santa Fe de Bogotá: Universidad de los Andes, 1996.

CARDENAS, Wilson. Estudio de Viabilidad Para la Modificación de Redes Aéreas de Baja Tensión a Nivel Residencial, del Sistema de Distribución de la E.E.B. Santa Fé de Bogotá: Universidad de La Salle, 1998. **(VER ANEXO Q).**

WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Distribution System.

Anexo A

FACTORES DE DEMANDA DIVERSIFICADA NORMA 2050, TABLA 220-32

No de Unidades de vivienda	Factores de Demanda %
3-5	45
6-7	44
8-10	43
11	42
12-13	41
14-15	40
16-17	39
18-20	38
21	37
22-23	36
24-25	35
26-27	34
28-30	33
31	32
32-33	31
34-36	30
37-38	29
39-42	28
43-45	27
46-50	26
51-55	25
56-61	24
62 y más	23

Anexo B

**ANALISIS DE COSTO UNITARIO DE LA RED DE DISTRIBUCION
UTILIZANDO TRANSFORMADORES MONOFASICOS
CANTIDADES DE OBRA – ESTRATO UNO**

DESCRIPCION	NORMA	CANT	V. UNIT	V. TOTAL
Esparrago de 5/8" por 24"	LA 840	20	4,843	96,860
Estribo en cable desnudo de cobre No 1/0 AWG	LA 740	122	4,270	520,940
Estribo en cable desnudo de cobre No 2 AWG	LA 740	3	3,017	9,051
Estribo para B.T en cable desnudo de cobre No 4 AWG	LA 741	3	2,052	6,156
Estribo para M.T en cable desnudo de cobre No 2/0 AWG	LA 740	23	3,599	82,777
Fotocontrol 105-285 V NC de 1800 VA	AP	22	14,631	321,882
Grapa para operar en caliente	LA 752	36	12,522	450,792
Grapa para sujetar acometidas	AE 222	498	3,670	1,827,660
Grapa terminal tipo recto de No 2 - 4/0 AWG	LA 750	24	13,783	330,792
Luminaria de Sodio de 70 W	AP	61	95,455	5,822,755
Medidor de energia, monofásico bifilar 120V 1x15A, clase 2		232	37,820	8,585,140
Pararrayos 10 KA, 9 KV de oxido metálico	LA 810	22	187,694	4,129,268
Percha porta - aislador de 1 puesto	LA 816	42	2,623	110,166
Percha porta - aislador de 2 puestos	LA 816	22	7,023	154,506
Percha porta - aislador de 5 puestos	LA 816	25	16,817	420,425
Percha porta - aislador de 3 Puestos	LA	4	11,523	46,092
Perno de ojo de 5/8" x 545 mm tipo 5	LA 800	5	5,726	28,630
Platinas 3/16 x 2"		17	9,115	154,955
Porta - aislador pasante para cruceta de madera 11,4 -13,2 KV	LA 815	26	4,481	116,506
Poste de concreto 10 m, 510 Kg	LA 805	7	183,229	1,282,603
Poste de concreto 12 m, 1050 Kg	LA 805	30	412,916	12,387,480
Poste de concreto 12 m, 510 Kg	LA 805	2	310,233	620,466
Rajon		9.4	17,175	161,445
Recebo		11.7	14,172	165,812
Suelo Artificial de baja impedancia (menor 1 Ohm)		150	4,375	656,250
Tornillo de carruaje 5/8" x 1 1/2" tipo 2	LA 841	22	760	16,720
Tomillo de acero galvanizado 5/8" x 5"	LA 842	4	1,440	5,760
Tomillo de acero galvanizado 5/8" x 8"	LA 842	35	1,712	59,920
Tomillo de carruaje 1/2" x 2 1/2" tipo 5	LA 841	22	548	12,056
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 10 KVA		18	919,504	16,551,072
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 15 KVA		4	989,561	3,958,244
Tuberia conduit negra de 1 x 3 m		159	8,798	1,398,882
Tuberia conduit negra de 1/2 x 3 m		120	50,496	6,059,520
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	LA 796	47	5,056	237,632
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 1,5 m y conector		227	12,293	2,790,511
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 8" y conector	LA 746	48	199,226	9,562,848
TOTAL				112,398,078

**ANALISIS DE COSTO UNITARIO DE LA RED DE DISTRIBUCION
UTILIZANDO TRANSFORMADORES TRIFASICOS
CANTIDADES DE OBRA-ESTRATO UNO**

DESCRIPCION	NORMA	CANT	V. UNIT	V. TOTAL
Esparrago de 5/8" por 18"	LA 840	16	4,048	64,768
Estribo en cable desnudo de cobre No 1/0 AWG	LA 740	15	4,270	64,050
Estribo en cable desnudo de cobre No 2 AWG	LA 740	3	3,017	9,051
Estribo para M.T en cable desnudo de cobre No 2/0 AWG	LA 740	12	3,599	43,188
Extensión de 0,50m para percha porta aislador de 5 puestos	LA 819	6	18,097	108,582
Fotocontrol 105-285 V NC de 1800 VA	AP	4	14,631	58,524
Fusible tipo H , 15 A	LA 747	12	1,168	14,016
Grapa para operar en caliente	LA 752	30	12,522	375,660
Grapa prensadora de tres tornillos	LA 756	8	4,016	32,128
Grapa terminal tipo recto de No 2 - 4/0 AWG	LA 750	42	13,783	578,886
Guardacabo de 3/8" tipo 2	LA 754	3	295	885
Luminaria de Sodio de 70 W	AP	44	95,455	4,200,020
Lux control 2x30A , 105-170 v	AP	4	164,075	656,300
Medidor de energia, trifásico tetrafilar 120/208V 3x20A, clase 2		192	37,820	7,261,440
Pararrayos 10 KA, 9 KV de oxido metálico	LA 810	12	187,694	2,252,328
Percha porta - aislador de 5 puestos	LA 816	42	16,817	706,314
Perno de ojo de 5/8" x 545 mm tipo 5	LA 800	27	5,726	154,602
Platinas 3/16 x 2"		16	9,115	145,840
Porta - aislador pasante para cruceta de madera 11,4 -13,2 KV	LA 815	48	4,481	215,088
Poste de concreto 10 m, 510 Kg	LA 805	15	183,229	2,748,435
Poste de concreto 10 m, 1050 Kg	LA 805	14	303,757	4,252,598
Poste de concreto 12 m, 1050 Kg	LA 805	8	412,916	3,303,328
Poste de concreto 12 m, 510 Kg	LA 805	8	310,233	2,481,864
Poste de concreto 14 m, 750 Kg	LA 805	1	448,520	448,520
Rajon		1.8	17,175	30,915
Recebo		12.1	14,172	171,481
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5"	LA 842	49	1,440	70,560
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 8"	LA 842	80	1,712	136,960
Tornillo de carruaje 1/2" x 2 1/2" tipo 5	LA 841	27	548	14,796
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 45 KVA		2	2,416,981	4,833,962
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 75 KVA		2	3,012,469	6,024,938
Tuberia conduit negra de 1 x 3 m		15	8,798	131,970
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	LA 796	15	5,056	75,840
Varilla de anclaje de 3/4"x2m	LA 745	1	12,078	12,078
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 8" y conector	LA 746	19	199,226	3,785,294
Viqueta de concreto para anclaje de templete	LA 850	1	5870	5,870
TOTAL				70,229,520

Anexo C
ANALISIS DE COSTO UNITARIO DE LA RED DE DISTRIBUCION
UTILIZANDO TRANSFORMADORES MONOFASICOS
CANTIDADES DE OBRA-ESTRATO DOS

DESCRIPCION	NORMA	CANT	V. UNIT	V. TOTAL
Espárrago de 5/8" por 24"	LA 840	30	4,843	145,290
Estribo en cable desnudo de cobre No 1/0 AWG	LA 740	151	4,270	644,770
Estribo en cable desnudo de cobre No 2 AWG	LA 740	7	3,017	21,119
Estribo para B.T en cable desnudo de cobre No 4 AWG	LA 741	7	2,052	14,364
Estribo para M.T en cable desnudo de cobre No 2/0 AWG	LA 740	28	3,599	100,772
Fotocontrol 105-285 V NC de 1800 VA	AP	43	14,631	629,133
Grapa para operar en caliente	LA 752	17	12,522	212,874
Grapa para sujetar acometidas	AE 222	604	3,670	2,216,680
Grapa terminal tipo recto de No 2 - 4/0 AWG	LA 750	34	13,783	468,622
Luminaria de Sodio de 70 W	AP	43	95,455	4,104,565
Medidor de energía, monofásico bifilar 120V 1x15A, clase 2		302	37,820	11,421,640
Pararrayos 10 KA, 9 KV de oxido metálico	LA 810	17	187,694	3,190,798
Percha porta - aislador de 1 puesto	LA 816	43	2,623	112,789
Percha porta - aislador de 2 puestos	LA 816	21	7,023	147,483
Percha porta - aislador de 5 puestos	LA 816	28	16,817	470,876
Percha porta - aislador de 3 Puestos	LA	21	11,523	241,983
Perno de ojo de 5/8" x 545 mm tipo 5	LA 800	17	5,726	97,342
Platinas 3/16 x 2"		17	9,115	154,955
Porta - aislador pasante para cruceta de madera 11,4 -13,2 KV	LA 815	43	4,481	192,683
Poste de concreto 10 m, 510 Kg	LA 805	10	183,229	1,832,290
Poste de concreto 12 m, 1050 Kg	LA 805	28	412,916	11,561,648
Poste de concreto 12 m, 510 Kg	LA 805	5	310,233	1,551,165
Rajón		10	17,175	171,750
Recebo		13	14,172	184,236
Suelo Artificial de baja impedancia (menor 1 Ohm)		104	4,375	455,000
Tornillo de carruaje 5/8" x 1 1/2" tipo 2	LA 841	17	760	12,920
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5"	LA 842	7	1,440	10,080
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 8"	LA 842	84	1,712	143,808
Tornillo de carruaje 1/2" x 2 1/2" tipo 5	LA 841	17	548	9,316
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 10 KVA		5	919,504	4,597,520
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 15 KVA		10	989,561	9,895,610
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 25 KVA		6	1,278,965	7,673,790
Tubería conduit negra de 1 x 3 m		151	8,798	1,328,498
Tubería conduit negra de 1/2 x 3 m		151	50,496	7,624,896
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	LA 796	43	5,056	217,408
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 1,5 m y conector		302	12,293	3,712,486
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 8" y conector	LA 746	72	199,226	14,344,272
TOTAL				127,833,472

**ANALISIS DE COSTO UNITARIO DE LA RED DE DISTRIBUCION
UTILIZANDO TRANSFORMADORES TRIFASICOS
CANTIDADES DE OBRA-ESTRATO DOS**

DESCRIPCION	NORMA	CANT	V. UNIT	V. TOTAL
Esparrago de 5/8" por 18"	LA 840	6	4,048	24,288
Estribo en cable desnudo de cobre No 1/0 AWG	LA 740	6	4,270	25,620
Estribo en cable desnudo de cobre No 2 AWG	LA 740	6	3,017	18,102
Estribo para M.T en cable desnudo de cobre No 2/0 AWG	LA 740	18	3,599	64,782
Extensión de 0,50m para percha porta aislador de 5 puestos	LA 819	3	18,097	54,291
Fusible tipo H , 15 A	LA 747	18	1,168	21,024
Grapa para operar en caliente	LA 752	18	12,522	225,396
Grapa prensadora de tres tornillos	LA 756	6	4,016	24,096
Grapa terminal tipo recto de No 2 - 4/0 AWG	LA 750	6	13,783	82,698
Guardacabo de 3/8" tipo 2	LA 754	6	295	1,770
Luminaria de Sodio de 70 W	AP	62	95,455	5,918,210
Lux control 2x30A , 105-170 v	AP	2	164,075	328,150
Medidor de energia, trifásico tetrafilar 120/208V 3x20A, clase 2		266	37,820	10,601,120
Pararrayos 10 KA, 9 KV de oxido metálico	LA 810	18	187,694	3,378,492
Percha porta - aislador de 5 puestos	LA 816	62	16,817	1,042,654
Perno de ojo de 5/8" x 545 mm tipo 5	LA 800	6	5,726	34,356
Platinas 3/16 x 2"		6	9,115	54,690
Porta - aislador pasante para cruceta de madera 11,4 -13,2 KV	LA 815	18	4,481	80,658
Poste de concreto 10 m, 510 Kg	LA 805	20	183,229	3,664,580
Poste de concreto 10 m, 1050 Kg	LA 805	9	303,757	2,733,813
Poste de concreto 12 m, 1050 Kg	LA 805	16	412,916	6,606,656
Poste de concreto 12 m, 510 Kg	LA 805	17	310,233	5,273,961
Rajon		2	17,175	34,350
Recebo		14	14,172	198,408
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5"	LA 842	18	1,440	25,920
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 8"	LA 842	6	1,712	10,272
Tornillo de carruaje 1/2" x 2 1/2" tipo 5	LA 841	36	548	19,728
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 112,5 KVA		2	3,116,981	6,233,962
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 75 KVA		4	3,012,469	12,049,876
Tuberia conduit negra de 1 x 3 m		18	8,798	158,364
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	LA 796	2	5,056	10,112
Varilla de anclaje de 3/4"x2m	LA 745	1	12,078	12,078
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 8" y conector	LA 746	18	199,226	3,586,068
Viqueta de concreto para anclaje de templete	LA 850	1	5870	5,870
TOTAL				84,668,028

Anexo D
ANALISIS DE COSTO UNITARIO DE LA RED DE DISTRIBUCION
UTILIZANDO TRANSFORMADORES MONOFASICOS
CANTIDADES DE OBRA-ESTRATO TRES

DESCRIPCION	NORMA	CANT	V. UNIT	V. TOTAL
Esparrago de 5/8" por 24"	LA 840	13	4,843	62,959
Estribo en cable desnudo de cobre No 1/0 AWG	LA 740	156	4,270	666,120
Estribo en cable desnudo de cobre No 2 AWG	LA 740	15	3,017	45,255
Estribo para B.T en cable desnudo de cobre No 4 AWG	LA 741	15	2,052	30,780
Estribo para M.T en cable desnudo de cobre No 2/0 AWG	LA 740	40	3,599	143,960
Fotocontrol 105-285 V NC de 1800 VA	AP	75	14,631	1,097,325
Grapa para operar en caliente	LA 752	75	12,522	939,150
Grapa para sujetar acometidas	AE 222	156	3,670	572,520
Grapa terminal tipo recto de No 2 - 4/0 AWG	LA 750	40	13,783	551,320
Luminaria de Sodio de 70 W	AP	75	95,455	7,159,125
Medidor de energia, monofásico bifilar 120V 1x15A, clase 2		312	37,820	11,799,840
Pararrayos 10 KA, 9 KV de oxido metálico	LA 810	24	187,694	4,504,656
Percha porta - aislador de 1 puesto	LA 816	4	2,623	10,492
Percha porta - aislador de 2 puestos	LA 816	31	7,023	217,713
Percha porta - aislador de 5 puestos	LA 816	40	16,817	672,680
Percha porta - aislador de 3 Puestos	LA	31	11,523	357,213
Perno de ojo de 5/8" x 545 mm tipo 5	LA 800	13	5,726	74,438
Platinas 3/16 x 2"		24	9,115	218,760
Porta - aislador pasante para cruceta de madera 11,4 -13,2 KV	LA 815	75	4,481	336,075
Poste de concreto 10 m, 510 Kg	LA 805	31	183,229	5,680,099
Poste de concreto 12 m, 1050 Kg	LA 805	40	412,916	16,516,640
Poste de concreto 12 m, 510 Kg	LA 805	4	310,233	1,240,932
Rajon		15	17,175	257,625
Recebo		18	14,172	255,096
Suelo Artificial de baja impedancia (menor 1 Ohm)		180	4,375	787,500
Tornillo de carruaje 5/8" x 1 1/2" tipo 2	LA 841	24	760	18,240
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5"	LA 842	13	1,440	18,720
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 8"	LA 842	75	1,712	128,400
Tornillo de carruaje 1/2" x 2 1/2" tipo 5	LA 841	24	548	13,152
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 10 KVA		7	919,504	6,436,528
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 15 KVA		6	989,561	5,937,366
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 25 KVA		11	1,278,965	14,068,615
Tuberia conduit negra de 1 x 3 m		156	8,798	1,372,488
Tuberia conduit negra de 1/2 x 3 m		156	50,496	7,877,376
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	LA 796	75	5,056	379,200
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 1,5 m y conector		312	12,293	3,835,416
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 8" y conector	LA 746	32	199,226	6,375,232
TOTAL				146,580,814

**ANALISIS DE COSTO UNITARIO DE LA RED DE DISTRIBUCION
UTILIZANDO TRANSFORMADORES TRIFASICOS
CANTIDADES DE OBRA-ESTRATO TRES**

DESCRIPCION	NORMA	CANT	V. UNIT	V. TOTAL
Esparrago de 5/8" por 18"	LA 840	11	4,048	44,528
Estribo en cable desnudo de cobre No 1/0 AWG	LA 740	54	4,270	230,580
Estribo en cable desnudo de cobre No 2 AWG	LA 740	18	3,017	54,306
Estribo para M.T en cable desnudo de cobre No 2/0 AWG	LA 740	56	3,599	237,534
Extensión de 0,50m para percha porta aislador de 5 puestos	LA 819	2	18,097	36,194
Fusible tipo H , 15 A	LA 747	27	1,168	31,536
Grapa para operar en caliente	LA 752	27	12,522	338,094
Grapa prensadora de tres tornillos	LA 756	9	4,016	36,144
Grapa terminal tipo recto de No 2 - 4/0 AWG	LA 750	9	13,783	124,047
Guardacabo de 3/8" tipo 2	LA 754	9	295	2,655
Luminaria de Sodio de 70 W	AP	75	95,455	7,159,125
Lux control 2x30A , 105-170 v	AP	3	164,075	492,225
Medidor de energia, trifásico tetrafilar 120/208V 3x20A,clase 2		312	37,820	11,799,840
Pararrayos 10 KA, 9 KV de oxido metálico	LA 810	33	187,694	6,193,902
Percha porta - aislador de 5 puestos	LA 816	67	16,817	1,126,739
Perno de ojo de 5/8" x 545 mm tipo 5	LA 800	3	5,726	17,178
Platinas 3/16 x 2"		3	9,115	27,345
Porta - aislador pasante para cruceta de madera 11,4 -13,2 KV	LA 815	66	4,481	295,746
Poste de concreto 10 m, 510 Kg	LA 805	27	183,229	4,947,183
Poste de concreto 10 m, 1050 Kg	LA 805	16	303,757	4,860,112
Poste de concreto 12 m, 1050 Kg	LA 805	19	412,916	7,845,404
Poste de concreto 12 m, 510 Kg	LA 805	5	310,233	1,551,165
Rajon		4	17,175	68,700
Recebo		12	14,172	170,064
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5"	LA 842	22	1,440	31,680
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 8"	LA 842	11	1,712	18,832
Tornillo de carruaje 1/2" x 2 1/2" tipo 5	LA 841	27	548	14,796
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 112,5 KVA		3	3,116,981	9,350,943
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 75 KVA		7	3,012,469	21,087,283
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 45 KVA		1	2,416,981	2,416,981
Tuberia conduit negra de 1 x 3 m		15	8,798	131,970
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	LA 796	6	5,056	30,336
Varilla de anclaje de 3/4"x2m	LA 745	9	12,078	108,702
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 8" y conector	LA 746	9	199,226	1,793,034
Viqueta de concreto para anclaje de templete	LA 850	3	5870	17,610
TOTAL				102,199,799

Anexo E
ANALISIS DE COSTO UNITARIO DE LA RED DE DISTRIBUCION
UTILIZANDO TRANSFORMADORES MONOFASICOS
CANTIDADES DE OBRA-ESTRATO CUATRO

DESCRIPCION	NORMA	CANT	V. UNIT	V. TOTAL
Esparrago de 5/8" por 24"	LA 840	5	4,843	24,215
Estribo en cable desnudo de cobre No 1/0 AWG	LA 740	168	4,270	717,360
Estribo en cable desnudo de cobre No 2 AWG	LA 740	15	3,017	45,255
Estribo para B.T en cable desnudo de cobre No 4 AWG	LA 741	15	2,052	30,780
Estribo para M.T en cable desnudo de cobre No 2/0 AWG	LA 740	41	3,599	147,559
Fotocontrol 105-285 V NC de 1800 VA	AP	72	14,631	1,053,432
Grapa para operar en caliente	LA 752	132	12,522	1,652,904
Grapa para sujetar acometidas	AE 222	132	3,670	484,440
Grapa terminal tipo recto de No 2 - 4/0 AWG	LA 750	43	13,783	592,669
Luminaria de Sodio de 70 W	AP	84	95,455	8,018,220
Medidor de energia, monofásico bifilar 120V 1x15A, clase 2		395	37,820	14,938,900
Pararrayos 10 KA, 9 KV de oxido metálico	LA 810	22	187,694	4,129,268
Percha porta - aislador de 1 puesto	LA 816	43	2,623	112,789
Percha porta - aislador de 2 puestos	LA 816	8	7,023	56,184
Percha porta - aislador de 5 puestos	LA 816	26	16,817	437,242
Percha porta - aislador de 3 Puestos	LA	7	11,523	80,661
Perno de ojo de 5/8" x 545 mm tipo 5	LA 800	395	5,726	2,261,770
Platinas 3/16 x 2"		395	9,115	3,600,425
Porta - aislador pasante para cruceta de madera 11,4 -13,2 KV	LA 815	84	4,481	376,404
Poste de concreto 10 m, 510 Kg	LA 805	43	183,229	7,878,847
Poste de concreto 12 m, 1050 Kg	LA 805	17	412,916	7,019,572
Poste de concreto 12 m, 510 Kg	LA 805	28	310,233	8,686,524
Rajon		10	17,175	171,750
Recebo		12	14,172	170,064
Suelo Artificial de baja impedancia (menor 1 Ohm)		340	4,375	1,487,500
Tomillo de carruaje 5/8" x 1 1/2" tipo 2	LA 841	22	760	16,720
Tomillo de acero galvanizado 5/8" x 5"	LA 842	15	1,440	21,600
Tomillo de acero galvanizado 5/8" x 8"	LA 842	26	1,712	44,512
Tomillo de carruaje 1/2" x 2 1/2" tipo 5	LA 841	15	548	8,220
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 37,5 KVA		5	1,619,320	8,096,600
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 15 KVA		7	989,561	6,926,927
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 25 KVA		10	1,278,965	12,789,650
Tuberia conduit negra de 1 x 3 m		168	8,798	1,478,064
Tuberia conduit negra de 1/2 x 3 m		168	50,496	8,483,328
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	LA 796	56	5,056	283,136
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 1,5 m y conector		395	12,293	4,855,735
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 8" y conector	LA 746	54	199,226	10,758,204
TOTAL				170,484,961

**ANALISIS DE COSTO UNITARIO DE LA RED DE DISTRIBUCION
UTILIZANDO TRANSFORMADORES TRIFASICOS
CANTIDADES DE OBRA-ESTRATO CUATRO**

DESCRIPCION	NORMA	CANT	V. UNIT	V. TOTAL
Esparrago de 5/8" por 18"	LA 840	28	4,048	113,344
Estribo en cable desnudo de cobre No 1/0 AWG	LA 740	7	4,270	29,890
Estribo en cable desnudo de cobre No 2 AWG	LA 740	28	3,017	84,476
Estribo para M.T en cable desnudo de cobre No 2/0 AWG	LA 740	32	3,599	115,168
Extensión de 0,50m para percha porta aislador de 5 puestos	LA 819	10	18,097	180,970
Fusible tipo H , 15 A	LA 747	21	1,168	24,528
Grapa para operar en caliente	LA 752	21	12,522	262,962
Grapa prensadora de tres tornillos	LA 756	7	4,016	28,112
Grapa terminal tipo recto de No 2 - 4/0 AWG	LA 750	7	13,783	96,481
Guardacabo de 3/8" tipo 2	LA 754	7	295	2,065
Luminaria de Sodio de 70 W	AP	61	95,455	5,822,755
Lux control 2x30A , 105-170 v	AP	2	164,075	328,150
Medidor de energia, trifásico tetrafilar 120/208V 3x20A,clase 2		395	37,820	14,938,900
Pararrayos 10 KA, 9 KV de oxido metálico	LA 810	21	187,694	3,941,574
Percha porta - aislador de 5 puestos	LA 816	51	16,817	857,667
Perno de ojo de 5/8" x 545 mm tipo 5	LA 800	28	5,726	160,328
Platinas 3/16 x 2"		28	9,115	255,220
Porta - aislador pasante para cruceta de madera 11,4 -13,2 KV	LA 815	56	4,481	250,936
Poste de concreto 10 m, 510 Kg	LA 805	19	183,229	3,481,351
Poste de concreto 10 m, 1050 Kg	LA 805	10	303,757	3,037,570
Poste de concreto 12 m, 1050 Kg	LA 805	30	412,916	12,387,480
Poste de concreto 12 m, 510 Kg	LA 805	10	310,233	3,102,330
Rajon		3	17,175	51,525
Recebo		14	14,172	198,408
Tomillo de acero galvanizado 5/8" x 5"	LA 842	28	1,440	40,320
Tomillo de acero galvanizado 5/8" x 8"	LA 842	7	1,712	11,984
Tomillo de carruaje 1/2" x 2 1/2" tipo 5	LA 841	56	548	30,688
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 112,5 KVA		5	3,116,981	15,584,905
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 75 KVA		3	3,012,469	9,037,407
Tuberia conduit negra de 1 x 3 m		7	8,798	61,586
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	LA 796	28	5,056	141,568
Varilla de anclaje de 3/4"x2m	LA 745	7	12,078	84,546
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 8" y conector	LA 746	15	199,226	2,988,390
Viqueta de concreto para anclaje de templete	LA 850	21	5870	123,270
TOTAL				111,221,255

Anexo G

**ANALISIS DE COSTO UNITARIO DE LA RED DE DISTRIBUCION
UTILIZANDO TRANSFORMADORES MONOFASICOS
CANTIDADES DE OBRA-ESTRATO SEIS**

DESCRIPCION	NORMA	CANT	V. UNIT	V. TOTAL
Estribo en cable desnudo de cobre No 1/0 AWG	LA 740	36	4,270	153,720
Estribo en cable desnudo de cobre No 2 AWG	LA 740	23	3,017	69,391
Estribo de B.T	LA 740	535	956	511,460
Estribo para M.T en cable desnudo de cobre No 2/0 AWG	LA 740	158	3,599	568,642
Grapa para operar en caliente	LA 752	72	12,522	901,584
Grapa terminal tipo recto de No 2 - 4/0 AWG	LA 750	72	13,783	992,376
Luminaria de Sodio de 250 W	AP	9	234,903	2,114,127
Luminaria de Mercurio 400 W	AP	28	185,681	5,199,068
Luminaria de Mercurio de 125 W	AP	69	98,632	6,805,608
Lux control 2x30A , 105-170 v	AP	3	164,075	492,225
Medidor de energia, monofásico bifilar 120V 1x15A, clase 2		550	37,820	20,801,000
Percha porta - aislador de 2 puestos	LA 816	107	16,817	1,799,419
Porta - aislador pasante para cruceta de madera 11,4 -13,2 KV	LA 815	180	4,481	806,580
Poste de concreto 10 m, 510 Kg	LA 805	61	183,229	11,176,969
Poste de concreto 12 m, 1050 Kg	LA 805	23	412,916	9,497,068
Poste de concreto 12 m, 510 Kg	LA 805	23	310,233	7,135,359
Rajon		6	17,175	103,050
Recebo		10	14,172	141,720
Seccionador Monopolar 400 A, 15 KV	LA 785	120	131,760	15,811,200
Soporte de ángulo de hierro 2"x2"x1/4", Grapa No 85	CS 543	48	27,394	1,314,912
Soporte de ángulo de hierro 1 1/2"x1" 1/2x1/4", Grapa No 1	CS 544	48	56,034	2,689,632
Soporte en plátina de hierro 1/ 2"x1/4", Grapa No 2	CS 545	48	6,500	312,000
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5"	LA 842	72	1,440	103,680
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 8"	LA 842	52	1,712	89,024
Tornillo de carruaje 1/2" x 2 1/2" tipo 5	LA 841	36	548	19,728
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 50 KVA		16	3,011,898	48,190,368
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 75 KVA		11	3,218,952	35,408,472
Transformador monofásico 11,4 Kv 240-120 V, 100 KVA		14	4,652,373	65,133,222
Tuberia conduit negra de 1 x 3 m		107	8,798	941,386
Tuberia galvanizada de 3 x 3 m	CS 202	54	60,300	3,256,200
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	LA 796	72	5,056	364,032
Unión Galvanizada de 3 "	CS 202	54	7,909	427,086
Varilla de anclaje de 3/4"x2m	LA 745	72	12,078	869,616
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 8" y conector	LA 746	107	199,226	21,317,182
TOTAL				334,140,209

**ANALISIS DE COSTO UNITARIO DE LA RED DE DISTRIBUCION
UTILIZANDO TRANSFORMADORES TRIFASICOS
CANTIDADES DE OBRA-ESTRATO SEIS**

DESCRIPCION	NORMA	CANT	V. UNIT	V. TOTAL
Estribo en cable desnudo de cobre No 1/0 AWG	LA 740	18	4,270	76,860
Estribo en cable desnudo de cobre No 2 AWG	LA 740	23	3,017	69,391
Estribo de B.T	LA 740	535	956	511,460
Estribo para M.T en cable desnudo de cobre No 2/0 AWG	LA 740	138	3,599	496,662
Grapa para operar en caliente	LA 752	54	12,522	676,188
Grapa terminal tipo recto de No 2 - 4/0 AWG	LA 750	54	13,783	744,282
Luminaria de Sodio de 250 W	AP	9	234,903	2,114,127
Luminaria de Mercurio 400 W	AP	28	185,681	5,199,068
Luminaria de Mercurio de 125 W	AP	69	98,632	6,805,608
Lux control 2x30A , 105-170 v	AP	3	164,075	492,225
Medidor de energia, trifásico tetrafilar 120/208V 3x20A, clase 2		550	37,820	20,801,000
Percha porta - aislador de 5 puestos	LA 816	107	16,817	1,799,419
Porta - aislador pasante para cruceta de madera 11,4 -13,2 KV	LA 815	162	4,481	725,922
Poste de concreto 10 m, 510 Kg	LA 805	61	183,229	11,176,969
Poste de concreto 12 m, 1050 Kg	LA 805	23	412,916	9,497,068
Poste de concreto 12 m, 510 Kg	LA 805	23	310,233	7,135,359
Rajon		6	17,175	103,050
Recebo		10	14,172	141,720
Seccionador Monopolar 400 A, 15 KV	LA 785	66	131,760	8,696,160
Soporte de ángulo de hierro 2"x2"x1/4", Grapa No 85	CS 543	18	27,394	493,092
Soporte de ángulo de hierro 1 1/2"x1" 1/2x1/4", Grapa No 1	CS 544	18	56,034	1,008,612
Soporte en plátina de hierro 1/ 2"x1/4", Grapa No 2	CS 545	18	6,500	117,000
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5"	LA 842	220	1,440	316,800
Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 8"	LA 842	260	1,712	445,120
Tornillo de carruaje 1/2" x 2 1/2" tipo 5	LA 841	12	548	6,576
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 225 KVA		3	7,319,248	7,319,248
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 200 KVA		1	7,005,050	7,005,050
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 150 KVA		5	5,464,478	10,928,956
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 112,5 KVA		7	4,686,798	14,060,394
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 100 KVA		2	4,105,903	4,105,903
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 75 KVA		1	3,614,963	3,614,963
Transformador trifásico 11,4 Kv 208-120 V, 45 KVA		1	2,900,377	2,900,377
Tuberia conduit negra de 1 x 3 m		54	8,798	475,092
Tuberia galvanizada de 3 x 3 m	CS 202	36	60,300	2,170,800
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	LA 796	54	5,056	273,024
Unión Galvanizada de 3 "	CS 202	36	7,909	284,724
Varilla de andaje de 3/4"x2m	LA 745	54	12,078	652,212
Varilla de puesta a tierra de 5/8" x 8" y conector	LA 746	46	199,226	9,164,396
TOTAL				201,398,438

Anexo H
CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CONDUCTOR DE ALUMINIO, XLPE²⁷

C.- ALAIRE:

	30KV		35KV		15KV		25KV		35KV	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
8 AWG	97	76	128	100	128	100	128	100	128	100
6 AWG	128	99	168	131	168	131	168	132	168	132
4 AWG	168	131	227	174	227	174	227	174	227	174
2/0 AWG	227	174	297	231	297	231	297	231	297	231
3/0 AWG	297	231	390	307	390	307	390	307	390	307
4/0 AWG	341	267	450	354	449	352	449	352	448	350
400 MCM	390	306	492	393	492	392	492	392	492	392
500 MCM	450	354	549	440	549	439	549	439	549	439
	527	410	602	484	602	483	602	483	602	483
	651	527	852	652	852	652	852	652	852	652
	743	606	943	743	943	743	943	743	943	743
			1200	943	1200	943	1200	943	1200	943
			1500	1100	1500	1100	1500	1100	1500	1100
			1800	1300	1800	1300	1800	1300	1800	1300
			2100	1500	2100	1500	2100	1500	2100	1500
			2400	1700	2400	1700	2400	1700	2400	1700
			2700	1900	2700	1900	2700	1900	2700	1900
			3000	2100	3000	2100	3000	2100	3000	2100
			3300	2300	3300	2300	3300	2300	3300	2300
			3600	2500	3600	2500	3600	2500	3600	2500
			3900	2700	3900	2700	3900	2700	3900	2700
			4200	2900	4200	2900	4200	2900	4200	2900
			4500	3100	4500	3100	4500	3100	4500	3100
			4800	3300	4800	3300	4800	3300	4800	3300
			5100	3500	5100	3500	5100	3500	5100	3500
			5400	3700	5400	3700	5400	3700	5400	3700
			5700	3900	5700	3900	5700	3900	5700	3900
			6000	4100	6000	4100	6000	4100	6000	4100
			6300	4300	6300	4300	6300	4300	6300	4300
			6600	4500	6600	4500	6600	4500	6600	4500
			6900	4700	6900	4700	6900	4700	6900	4700
			7200	4900	7200	4900	7200	4900	7200	4900
			7500	5100	7500	5100	7500	5100	7500	5100
			7800	5300	7800	5300	7800	5300	7800	5300
			8100	5500	8100	5500	8100	5500	8100	5500
			8400	5700	8400	5700	8400	5700	8400	5700
			8700	5900	8700	5900	8700	5900	8700	5900
			9000	6100	9000	6100	9000	6100	9000	6100
			9300	6300	9300	6300	9300	6300	9300	6300
			9600	6500	9600	6500	9600	6500	9600	6500
			9900	6700	9900	6700	9900	6700	9900	6700
			10200	6900	10200	6900	10200	6900	10200	6900
			10500	7100	10500	7100	10500	7100	10500	7100
			10800	7300	10800	7300	10800	7300	10800	7300
			11100	7500	11100	7500	11100	7500	11100	7500
			11400	7700	11400	7700	11400	7700	11400	7700
			11700	7900	11700	7900	11700	7900	11700	7900
			12000	8100	12000	8100	12000	8100	12000	8100
			12300	8300	12300	8300	12300	8300	12300	8300
			12600	8500	12600	8500	12600	8500	12600	8500
			12900	8700	12900	8700	12900	8700	12900	8700
			13200	8900	13200	8900	13200	8900	13200	8900
			13500	9100	13500	9100	13500	9100	13500	9100
			13800	9300	13800	9300	13800	9300	13800	9300
			14100	9500	14100	9500	14100	9500	14100	9500
			14400	9700	14400	9700	14400	9700	14400	9700
			14700	9900	14700	9900	14700	9900	14700	9900
			15000	10100	15000	10100	15000	10100	15000	10100
			15300	10300	15300	10300	15300	10300	15300	10300
			15600	10500	15600	10500	15600	10500	15600	10500
			15900	10700	15900	10700	15900	10700	15900	10700
			16200	10900	16200	10900	16200	10900	16200	10900
			16500	11100	16500	11100	16500	11100	16500	11100
			16800	11300	16800	11300	16800	11300	16800	11300
			17100	11500	17100	11500	17100	11500	17100	11500
			17400	11700	17400	11700	17400	11700	17400	11700
			17700	11900	17700	11900	17700	11900	17700	11900
			18000	12100	18000	12100	18000	12100	18000	12100
			18300	12300	18300	12300	18300	12300	18300	12300
			18600	12500	18600	12500	18600	12500	18600	12500
			18900	12700	18900	12700	18900	12700	18900	12700
			19200	12900	19200	12900	19200	12900	19200	12900
			19500	13100	19500	13100	19500	13100	19500	13100
			19800	13300	19800	13300	19800	13300	19800	13300
			20100	13500	20100	13500	20100	13500	20100	13500
			20400	13700	20400	13700	20400	13700	20400	13700
			20700	13900	20700	13900	20700	13900	20700	13900
			21000	14100	21000	14100	21000	14100	21000	14100
			21300	14300	21300	14300	21300	14300	21300	14300
			21600	14500	21600	14500	21600	14500	21600	14500
			21900	14700	21900	14700	21900	14700	21900	14700
			22200	14900	22200	14900	22200	14900	22200	14900
			22500	15100	22500	15100	22500	15100	22500	15100
			22800	15300	22800	15300	22800	15300	22800	15300
			23100	15500	23100	15500	23100	15500	23100	15500
			23400	15700	23400	15700	23400	15700	23400	15700
			23700	15900	23700	15900	23700	15900	23700	15900
			24000	16100	24000	16100	24000	16100	24000	16100
			24300	16300	24300	16300	24300	16300	24300	16300
			24600	16500	24600	16500	24600	16500	24600	16500
			24900	16700	24900	16700	24900	16700	24900	16700
			25200	16900	25200	16900	25200	16900	25200	16900
			25500	17100	25500	17100	25500	17100	25500	17100
			25800	17300	25800	17300	25800	17300	25800	17300
			26100	17500	26100	17500	26100	17500	26100	17500
			26400	17700	26400	17700	26400	17700	26400	17700
			26700	17900	26700	17900	26700	17900	26700	17900
			27000	18100	27000	18100	27000	18100	27000	18100
			27300	18300	27300	18300	27300	18300	27300	18300
			27600	18500	27600	18500	27600	18500	27600	18500
			27900	18700	27900	18700	27900	18700	27900	18700
			28200	18900	28200	18900	28200	18900	28200	18900
			28500	19100	28500	19100	28500	19100	28500	19100
			28800	19300	28800	19300	28800	19300	28800	19300
			29100	19500	29100	19500	29100	19500	29100	19500
			29400	19700	29400	19700	29400	19700	29400	19700
			29700	19900	29700	19900	29700	19900	29700	19900
			30000	20100	30000	20100	30000	20100	30000	20100
			30300	20300	30300	20300	30300	20300	30300	20300
			30600	20500	30600	20500	30600	20500	30600	20500
			30900	20700	30900	20700	30900	20700	30900	20700
			31200	20900	31200	20900	31200	20900	31200	20900
			31500	21100	31500	21100	31500	21100	31500	211

Anexo J

CAPACIDADES DE CORRIENTE PERMISIBLES PARA CONDUCTORES AISLADOS.²⁸

TABLA 310-16

Capacidades de corriente (A) permisibles para los conductores aislados para tensión nominal de 0-2000 voltios, 60° a 90°C.
No más de tres conductores en canalización o cable o directamente enterrados, tomando como base una temperatura ambiente de 30°C

Calibre ANG G MCM	Régimen de temperatura del conductor. Véase la tabla 310-13								Calibre
	60°C	75°C	85°C	90°C	60°C	75°C	85°C	90°C	
	+ RUM, + T + TW, + UF	+ FEPN + RH, + RWR + RUM, + THW, + THWN, + XHHW, + USE + ZW	V, NI	TA, TBS SA, AVB SIS, + FEP + FEPB + RHH, + THWN + XHHW*	+ RUM, + T + TW + UF	+ RH, + RWR + RUM, + THW + THWN + XHHW + USE	V, NI	TA, TBS, SA, AVB, SIS + RHH, + THWN + XHHW*	
	COBRE				ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO CON COBRE				
18	-	-	-	14	-	-	-	-	-
16	-	-	18	13	-	-	-	-	-
14	20	20	25	25	-	-	-	-	-
12	25	25	30	30	20	20	25	25	12
10	30	35	40	40	25	30	30	35	10
8	40	50	55	55	30	40	40	45	8
6	55	65	70	75	40	50	55	60	6
4	70	85	95	95	55	65	75	75	4
3	85	100	110	110	65	75	85	85	3
2	95	115	125	130	75	90	100	100	2
1	110	130	145	150	85	100	110	115	1
0	125	150	165	170	100	120	130	135	0
00	145	175	190	195	115	135	145	150	00
000	165	200	215	225	130	155	170	175	000
0000	195	230	250	260	150	180	195	205	0000
250	215	255	275	290	170	205	220	230	250
300	240	285	310	320	190	230	250	255	300
350	260	310	340	350	210	250	270	280	350
400	280	335	365	380	225	270	295	305	400
500	320	380	415	430	260	310	335	350	500
600	355	420	460	475	285	340	370	385	600
700	385	460	500	520	310	375	405	420	700
750	400	475	515	535	320	385	420	435	750
800	410	490	535	555	330	395	430	450	800
900	435	520	565	585	355	425	465	480	900
1000	455	545	590	615	375	445	485	500	1000
1250	495	590	640	665	405	485	525	545	1250
1500	520	625	680	705	435	520	565	585	1500
1750	545	650	705	735	455	545	595	615	1750
2000	580	685	725	750	470	560	610	630	2000

²⁸ ICONTEC. Código Eléctrico Nacional. Tabla 310-16

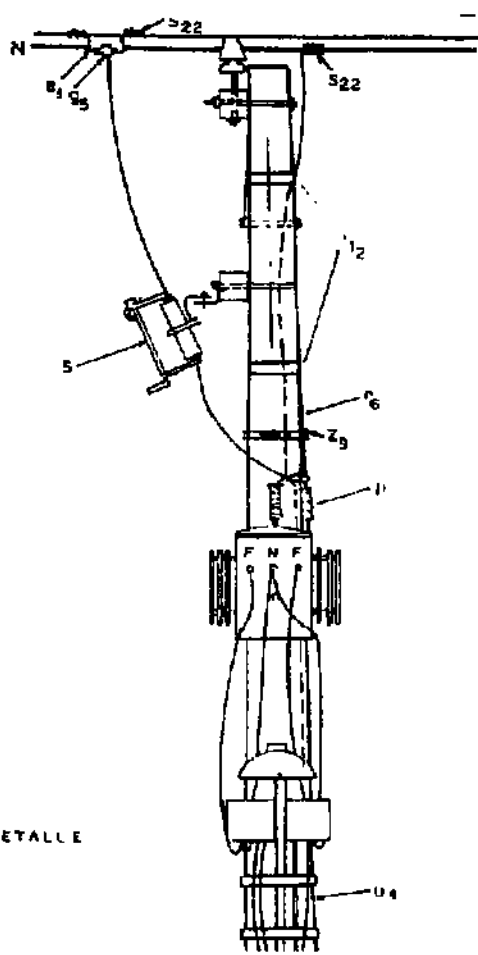
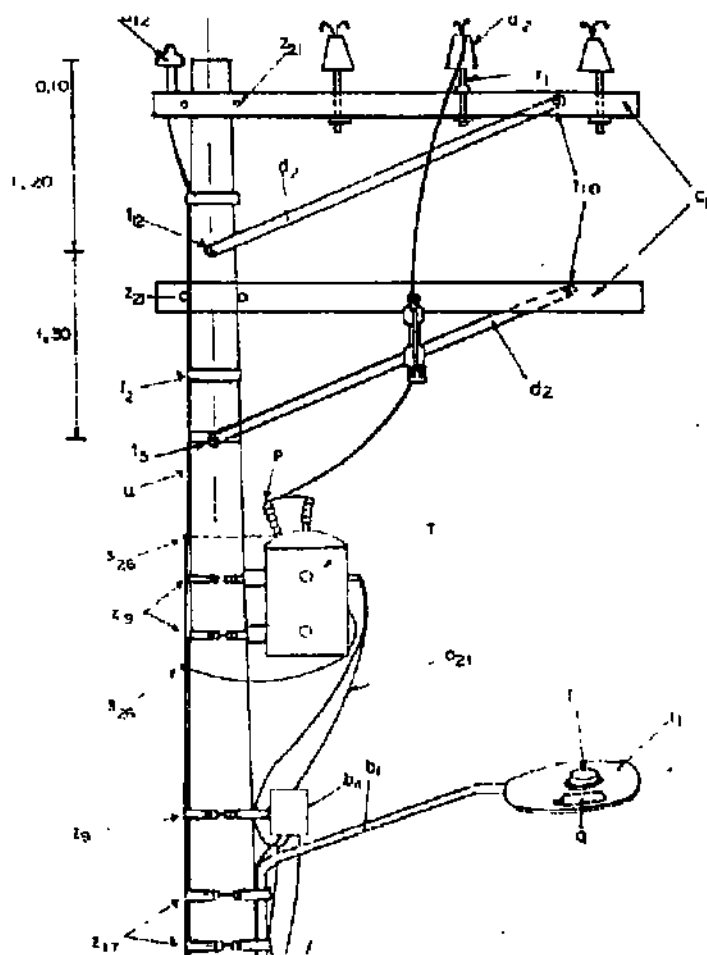
Anexo K

Tipos de cableado

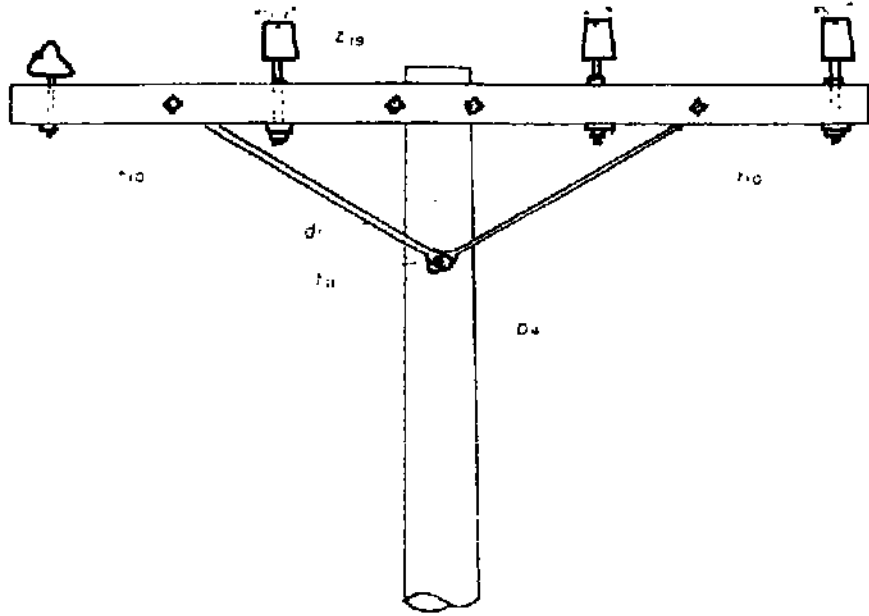
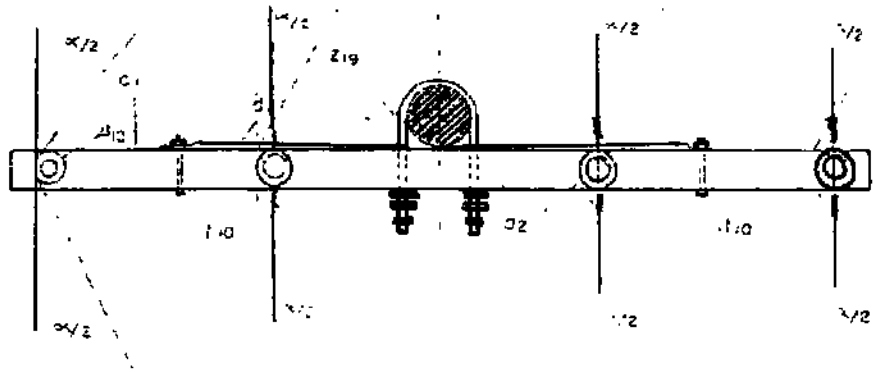
CLASE	APLICACIÓN	CLASE	APLICACIÓN
AA	Cable desnudo, utilizado en líneas aéreas	I	Cables para aparatos especiales.
A	Cable aislado, tipo intemperie o cables desnudos que requieran mayor flexibilidad que la clase AA.	J	Cordones para artefacto eléctricos
B	Cable aislado con materiales diversos tales como papel, hule, plástico, etc.. o cables del tipo anterior que requieran mayor flexibilidad.	K	Cables portátiles y para soldadoras.
C y D	Cables aislados que requieran mayor flexibilidad que la clase B.	L	Cordones portátiles y para artefactos pequeños que requieran mayor flexibilidad.
G	Cables portátiles con aislamiento de hule, para alimentación para alimentación de aparatos o similares.	M	Cable para soldadoras, para porta
H	Cables y cordones con aislamiento de hule que requieran mucha flexibilidad.. Por ejm. cables que tengan que enrollarse y desenrollarse	O	
		P	
		Q	

Anexo L

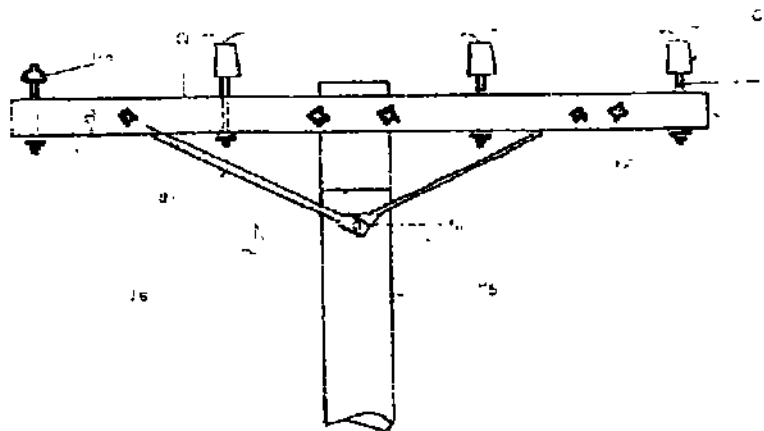
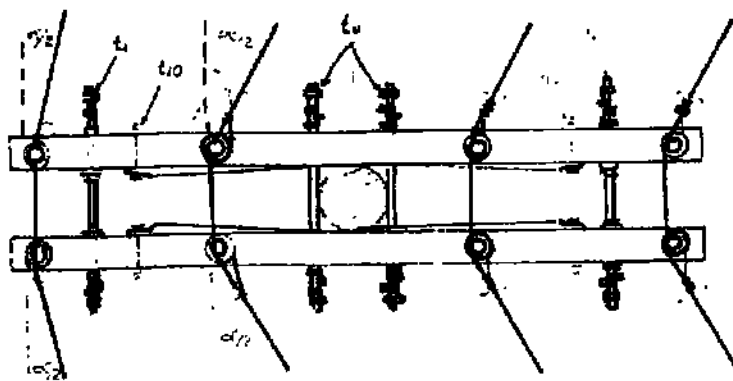
Estructuras de la red de distribución utilizando Transformador Monofásico



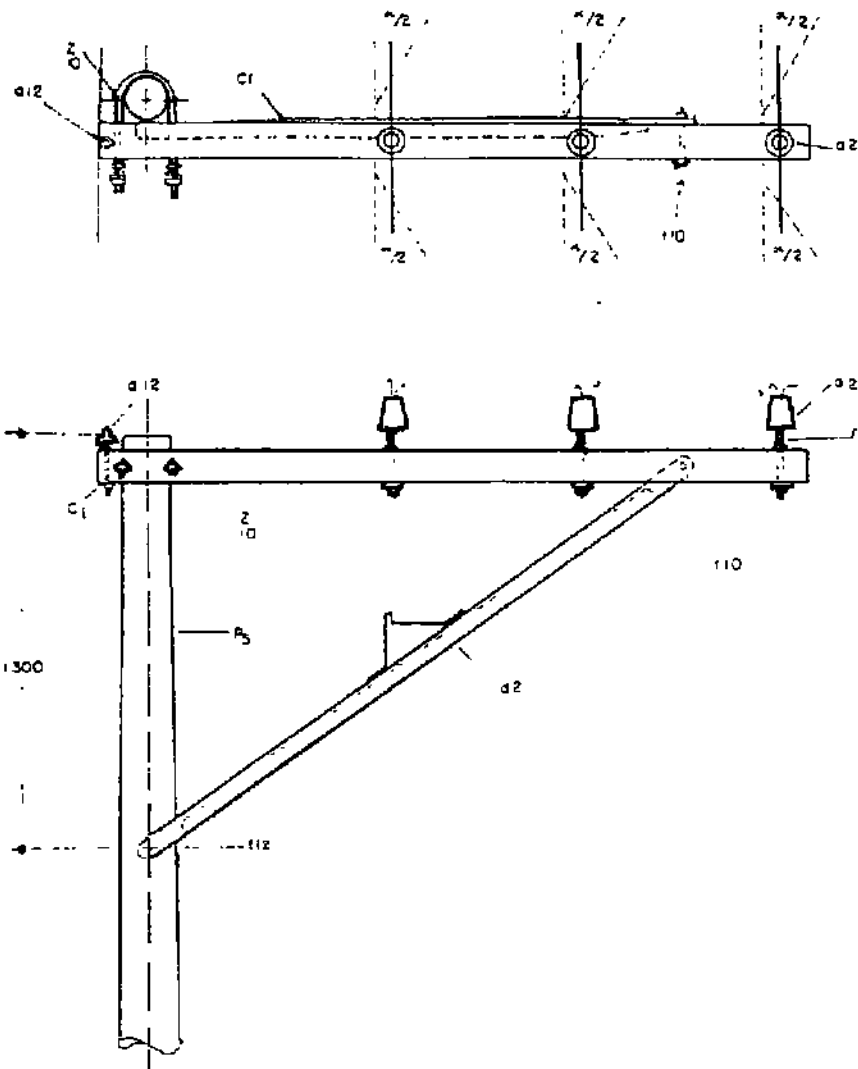
MONTAJE DE TRANSFORMADOR MONOFASICO EN CIRCUITO TRIFASICO CON NEUTRO



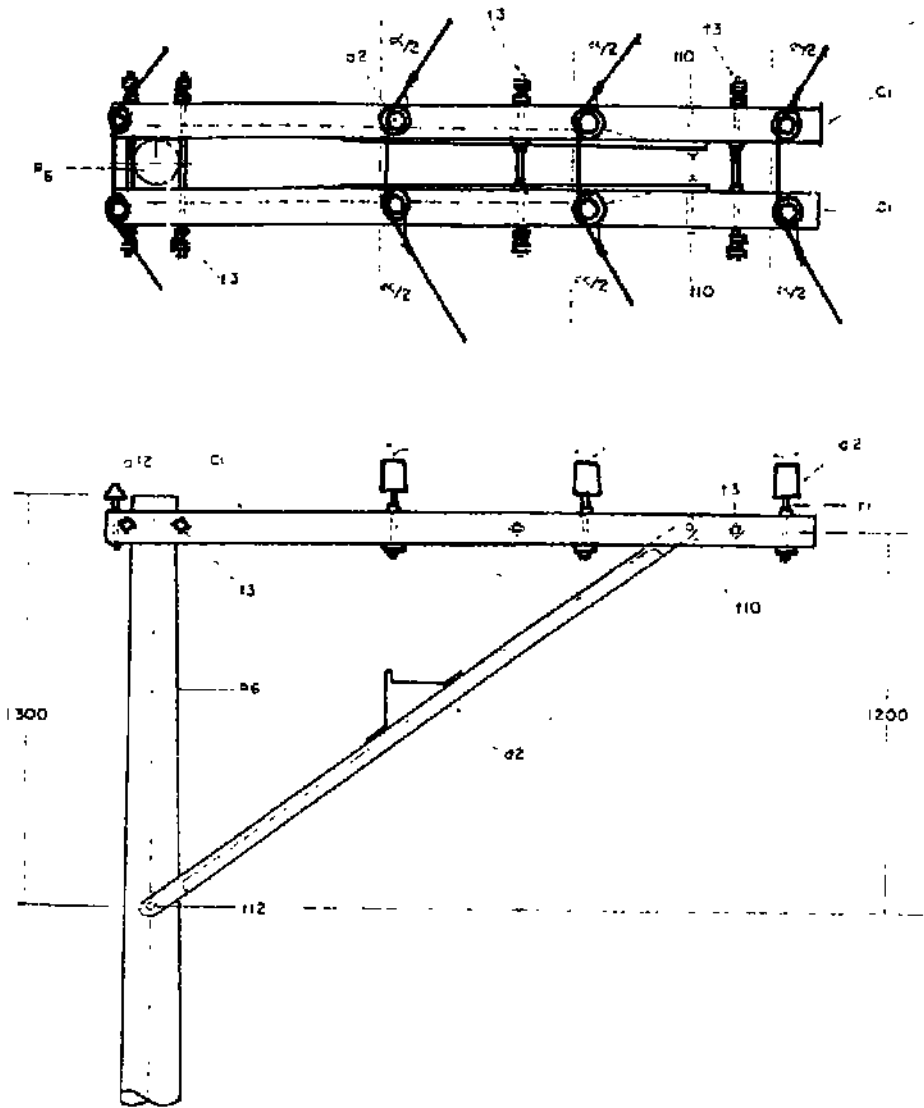
CIRCUITO PRIMARIO SENCILLO CON NEUTRO



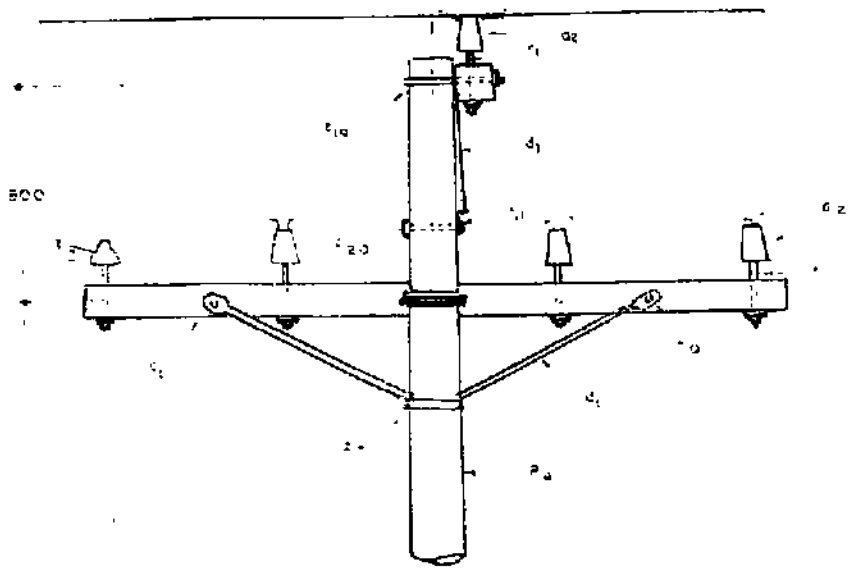
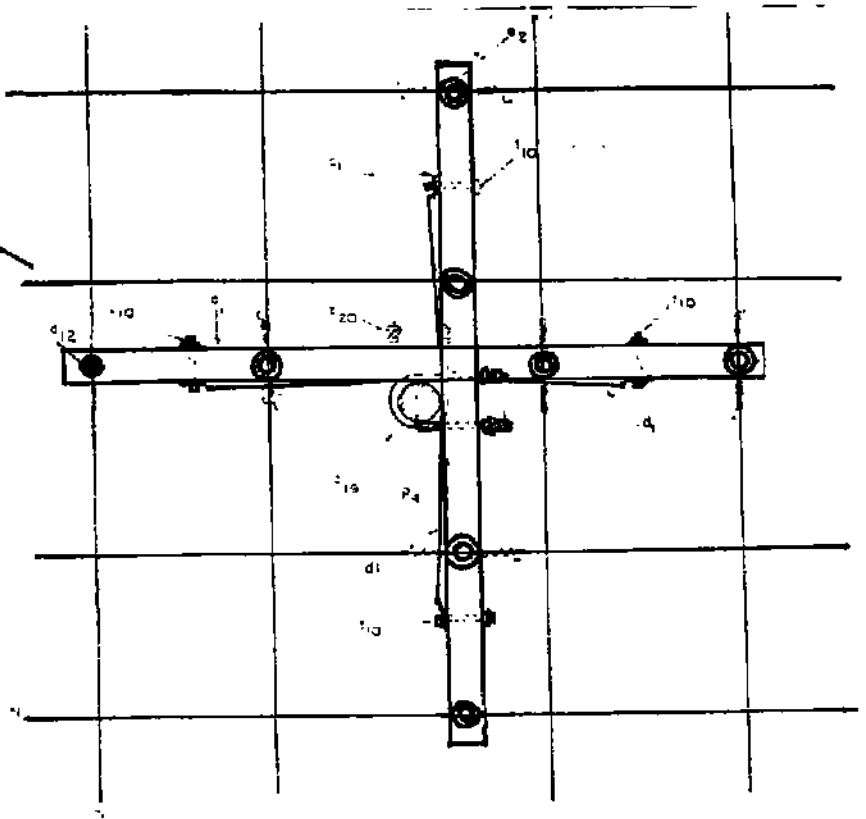
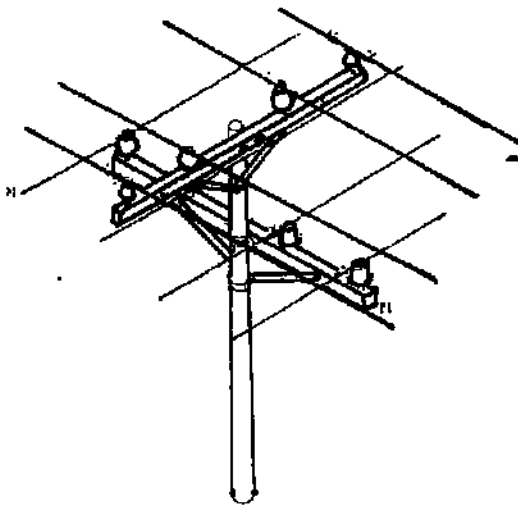
CIRCUITO PRIMARIO SENCILLO CON NEUTRO
CONSTRUCCION TANGENCIAL EN ANGULO



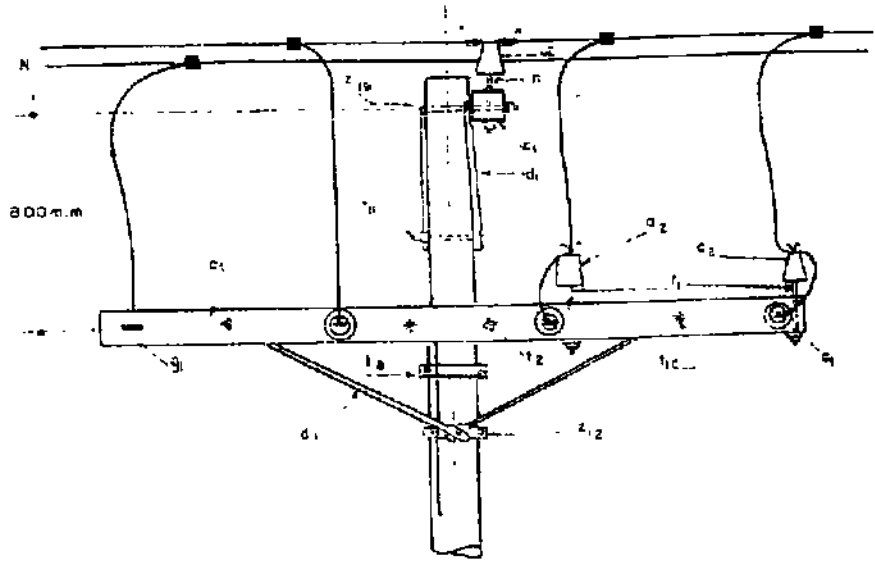
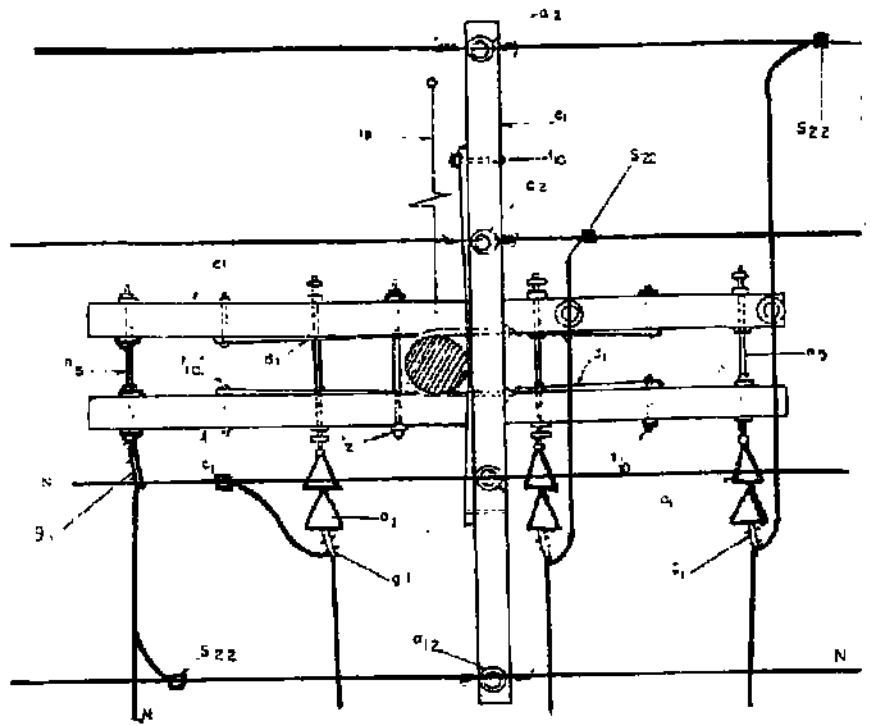
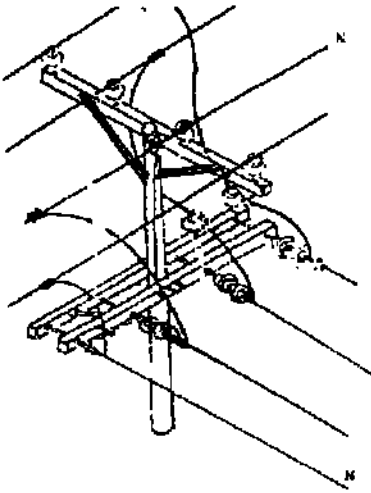
CIRCUITO PRIMARIO SENCILLO CON NEUTRO
CONSTRUCCION TIPO B A N D E R A.



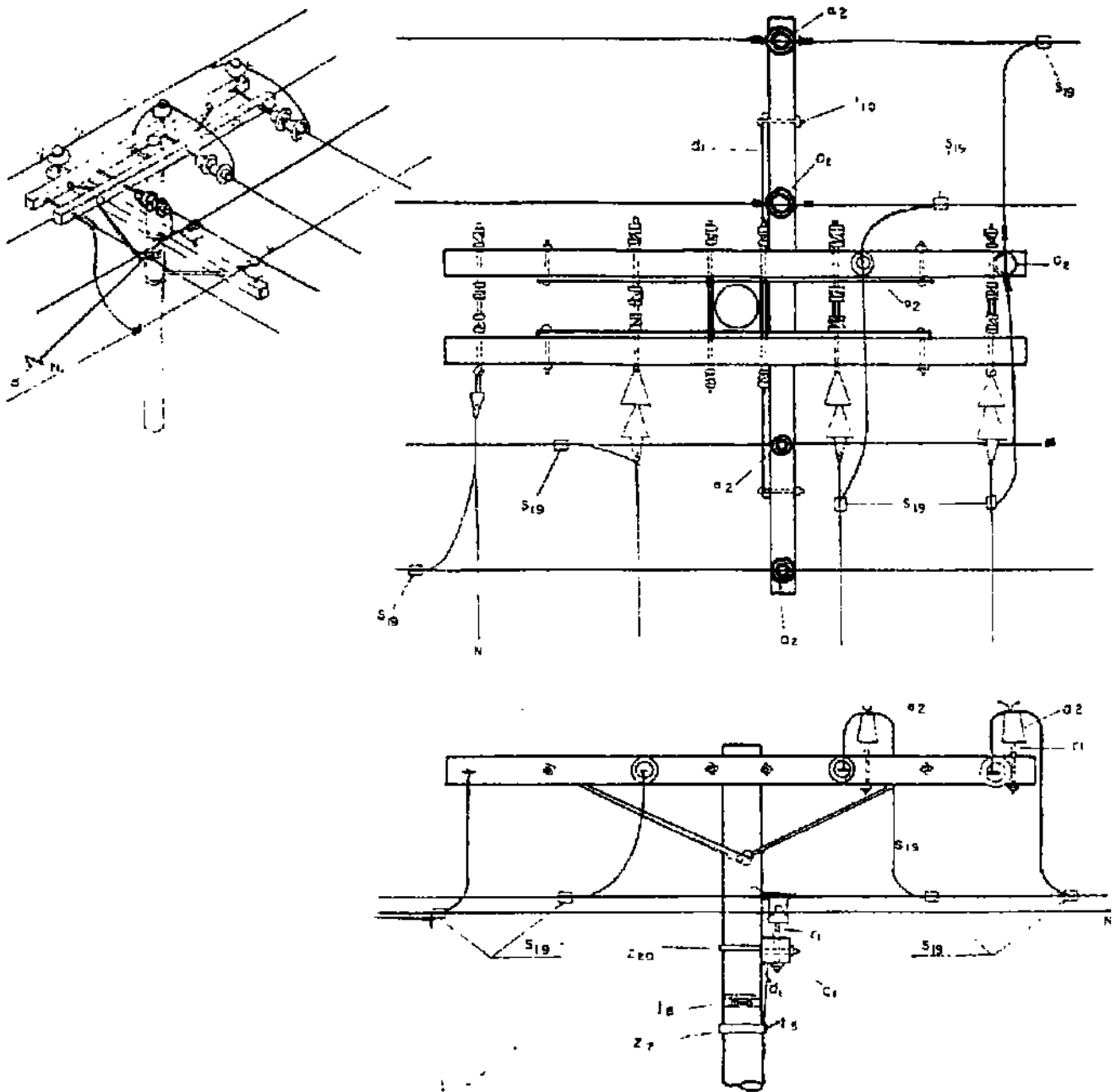
CIRCUITO PRIMARIO SENCILLO CON NEUTRO
 CONSTRUCCION TIPO BANDERA EN ANGULO



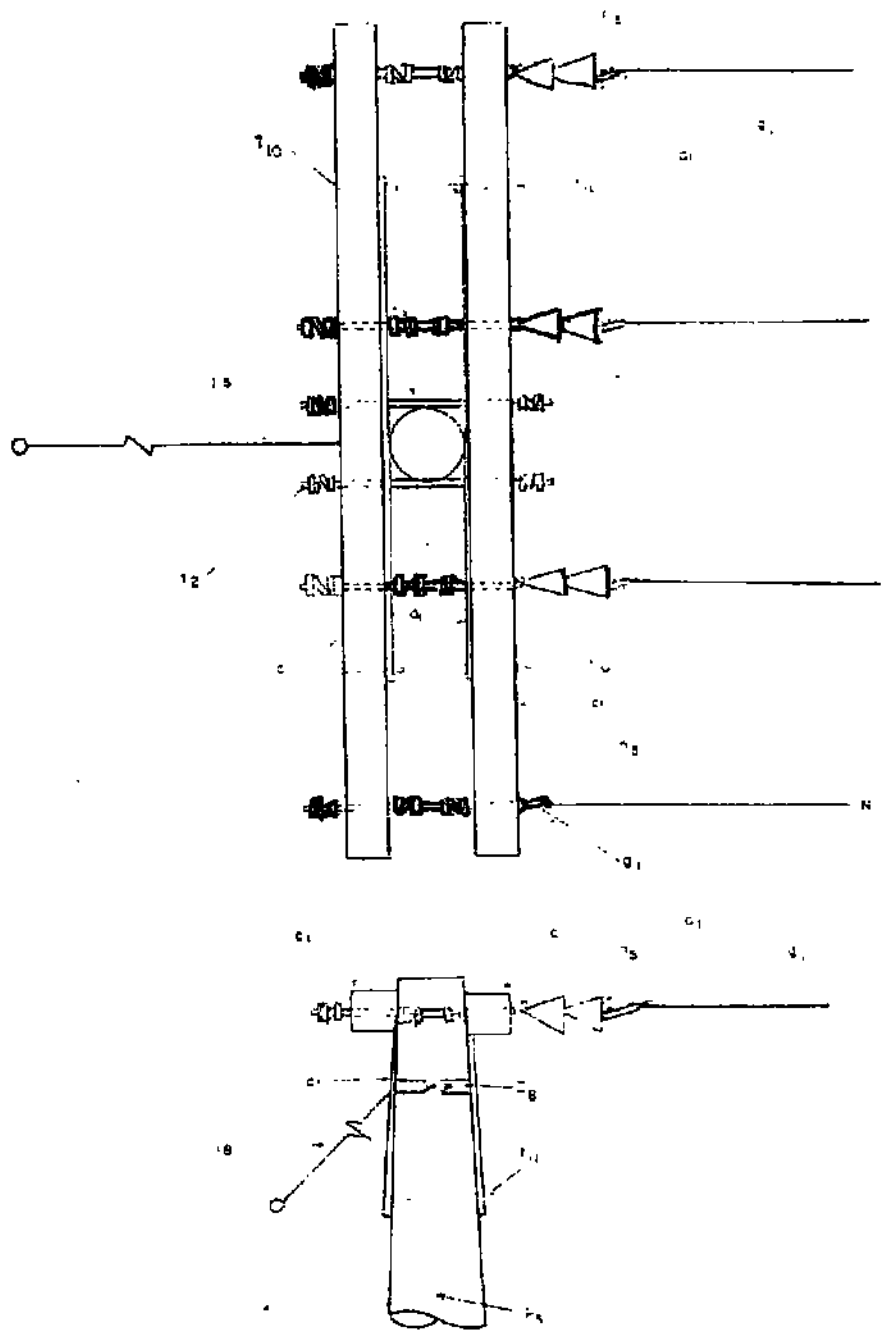
CRUCE DE DOS CIRCUITOS SENCILLOS
DIFERENTES CON NEUTRO



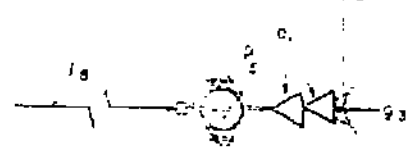
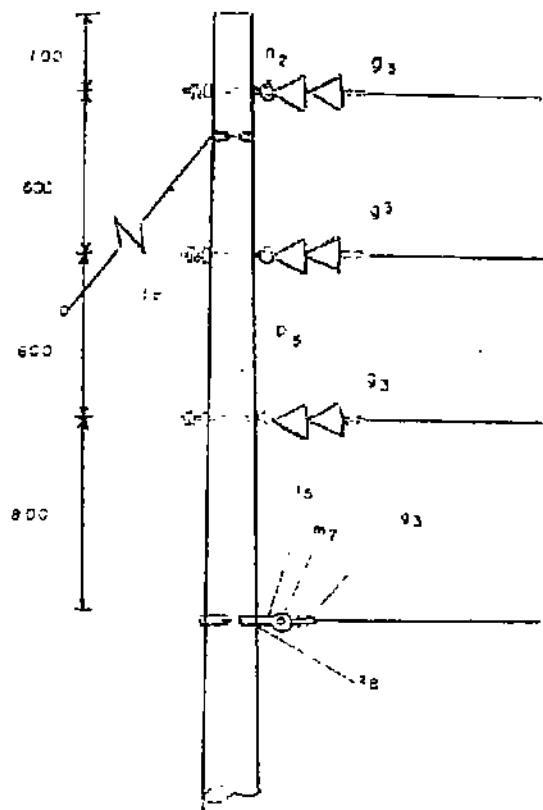
**CIRCUITO PRIMARIO SENCILLO CON NEUTRO DERIVACION
A 90° CON RETENCION INFERIOR**



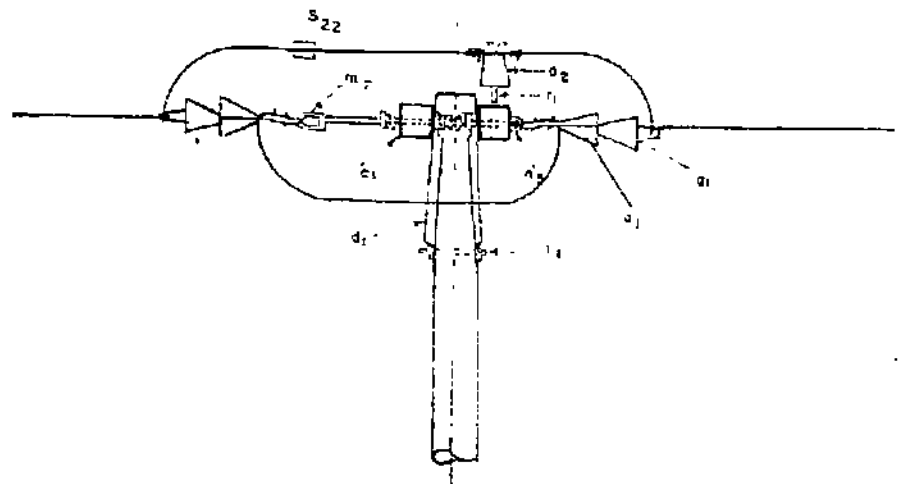
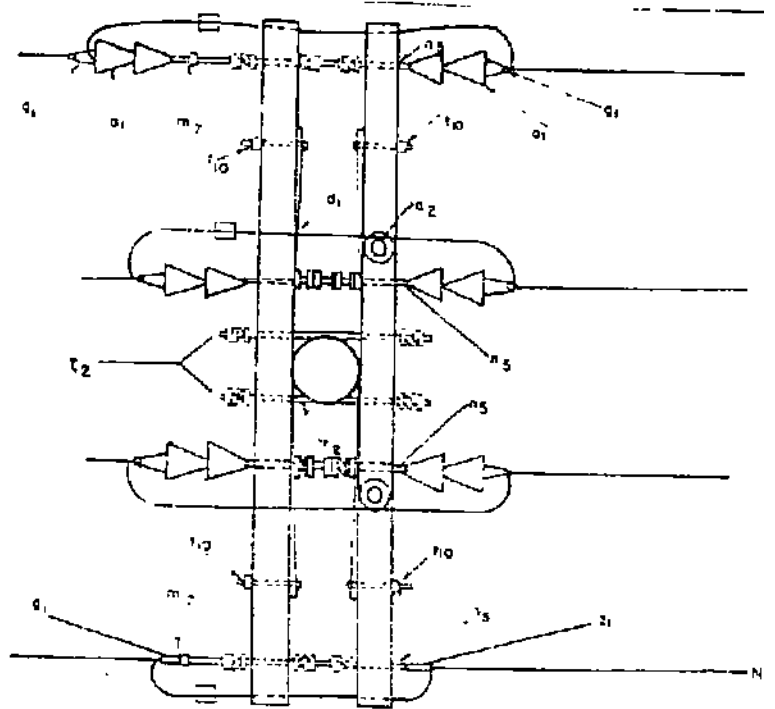
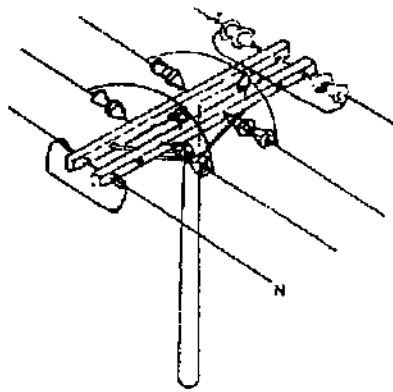
CIRCUITO PRIMARIO SENCILLO CON NEUTRO
 DERIVACION A 90° RETENCION SUPERIOR EXISTENTE



FINAL DE CIRCUITO PRIMARIO SENCILLO CON
NEUTRO



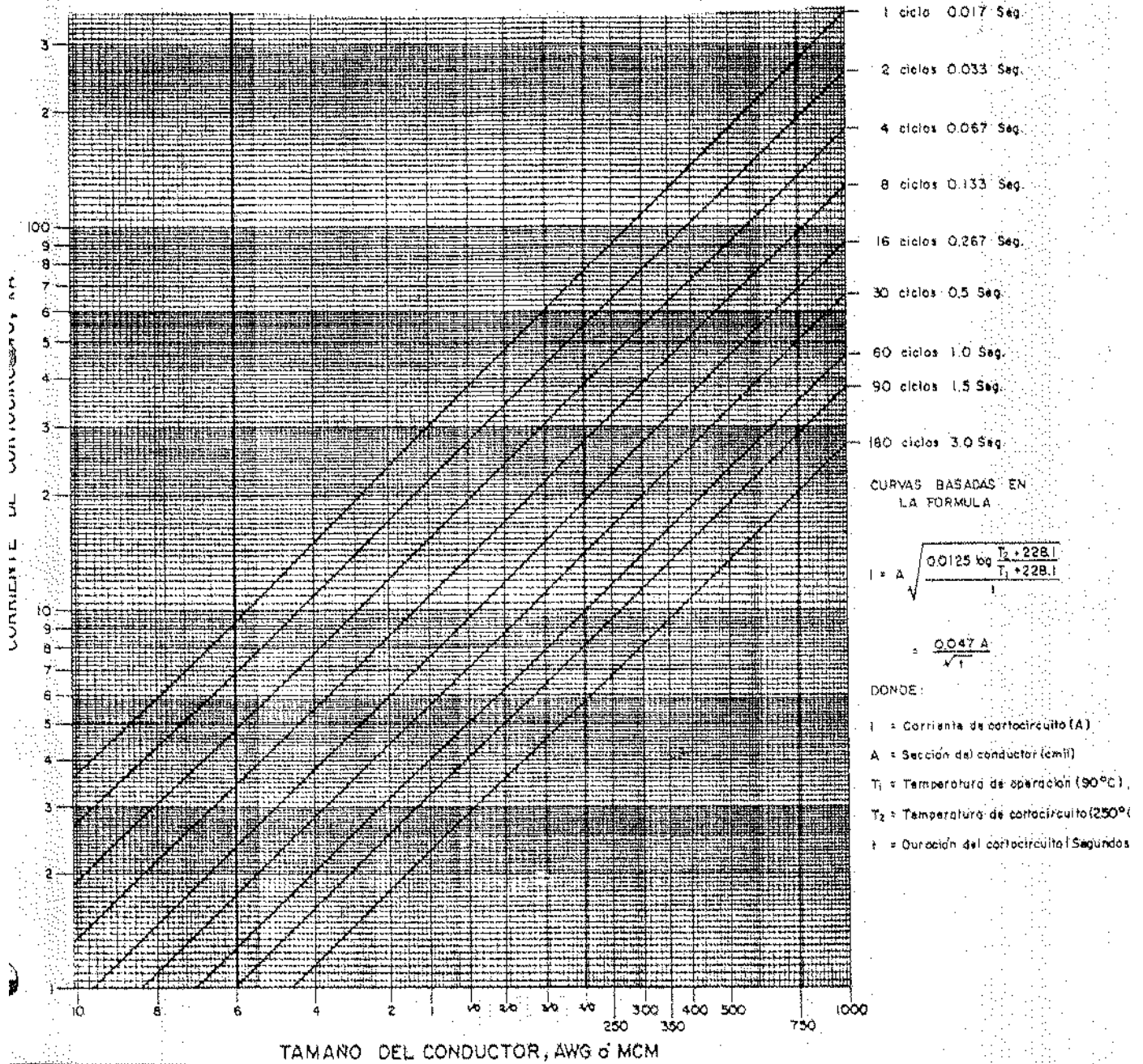
CIRCUITO PRIMARIO SENCILLO CON NEUTRO CONSTRUCCION
 VERTICAL PARA ANGULOS ENTRE 30° Y 48°



RETENCION SIMETRICA DE
CIRCUITO PRIMARIO SENCILLO CON NEUTRO

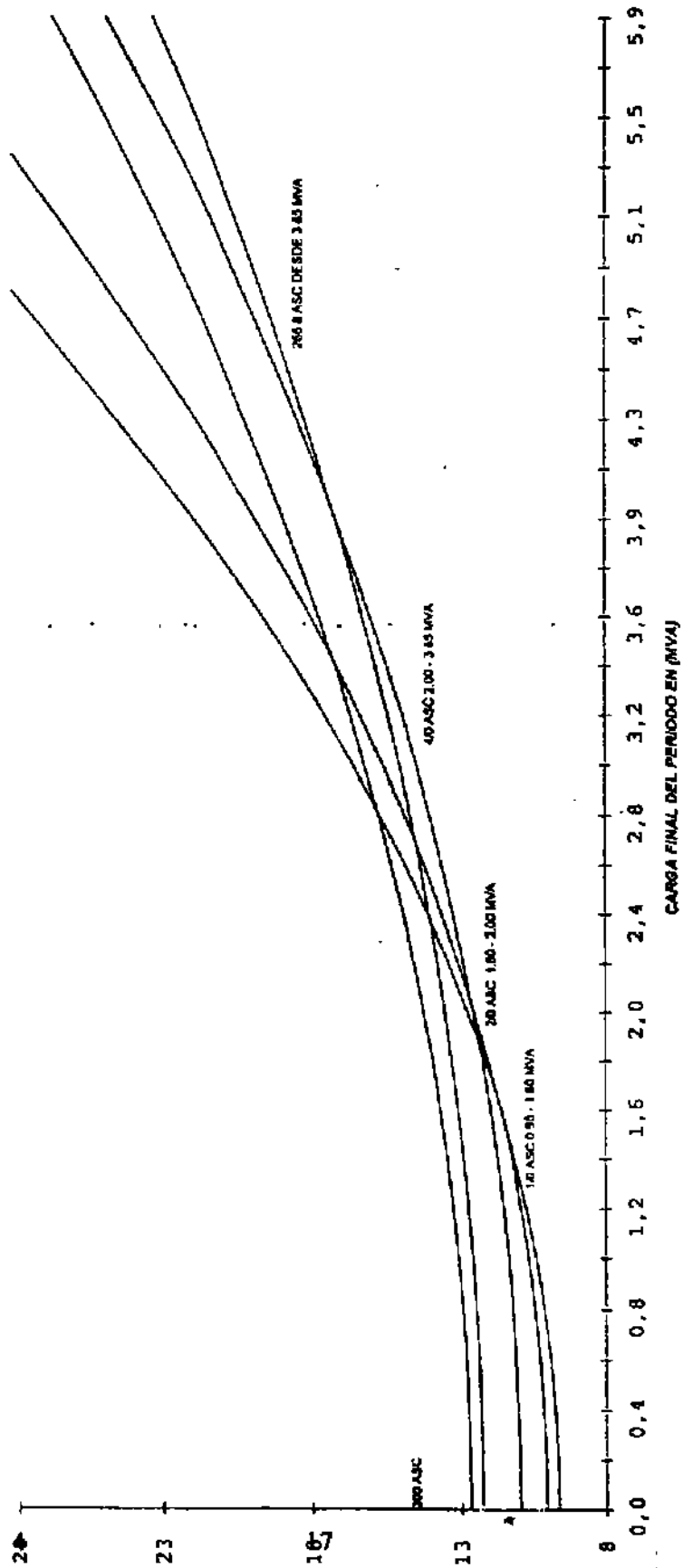
Anexo M

Corrientes de corto circuito ²⁹



ANEXO N

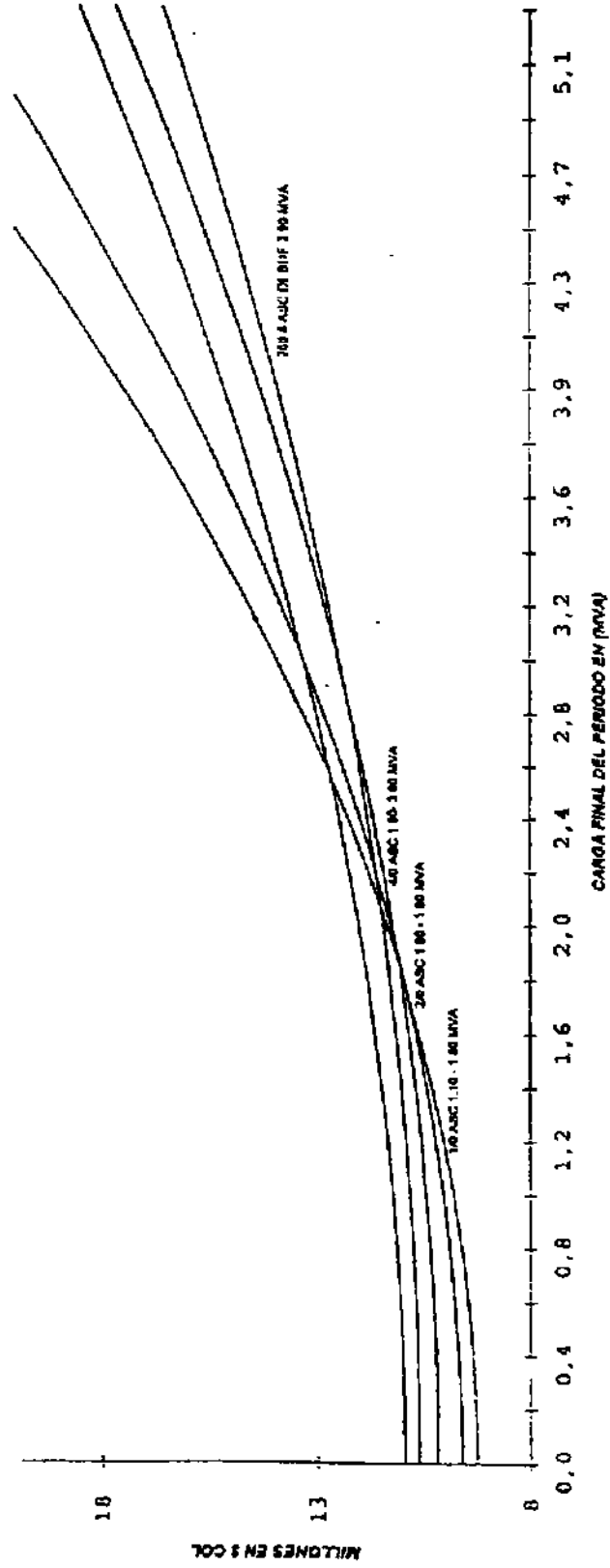
Conductor Económico. Configuración Trifásica.
Cable ACSR 11.4 KV, 15 años³⁰



³⁰ E.E.B. Criterios y Normas para el Diseño de Redes de Distribución, Norma - E.E.B-D-001, 1994, p. 4.32

Anexo P

Conductor Económico. Configuración Monofásica.
Cable ACSR 11.4 KV, 15 años³¹



³¹ E.E.B. Criterios y Normas para el Diseño de Redes de Distribución . Norma - E.E.B-D-C01. 1994, p. 4.36

ANEXO Q
COMPARACIÓN TÉCNICA
ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA MODIFICACION DE
REDES AEREAS DE BAJA TENSION A NIVEL RESIDENCIAL,
DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA E.E.B

Realizando un análisis comparativo entre los proyectos de grado cuyo objeto de estudio es la factibilidad de implementar la red de Distribución Monofásica en la ciudad de Bogotá, se ha llegado a la conclusión de que en el trabajo de grado ya presentado a la facultad, se realizó el estudio de la implementación de la red en una zona de la ciudad perteneciente a estrato socioeconómico cuatro, sin tener en cuenta aspectos tan importantes como:

- La carga instalada por usuario varía significativamente según el nivel socioeconómico de la población. Esto exige un estudio de carga para cada sector de la ciudad, ya que con un transformador de 10 KVA se alimentan hasta 9 usuarios de estrato uno, ese mismo transformador sólo sufre la demanda de 3 usuarios de estrato cuatro y 1 de estrato seis.
- La posible implementación de las redes de distribución monofásica de baja tensión está encaminada básicamente a la reducción de las pérdidas no técnicas presentes en la red, por esto se debe tener en cuenta que la concentración de dichas pérdidas, es decir los usuarios conectados ilegalmente, están presentes únicamente en las zonas de estratos uno y dos.
- El incremento habitacional en los estratos cuatro, cinco y seis, es limitado no ocurriendo lo mismo en los estratos uno, dos, y tres, en los que el índice de crecimiento aumenta constantemente.
- El tipo de usuario de la red limita también la implementación de este sistema. No es factible alimentar la demanda de usuarios industriales con este sistema, el cual se propone solo para usuarios residenciales y comerciales con pequeños consumos.

Es necesario tener en cuenta los ítems anteriores para implementar en forma correcta una red concéntrica monofásica de Baja Tensión. Con estos concluimos que este sistema es válido únicamente para usuarios de estrato uno y dos, así se considera no factible la implementación de este sistema en un estrato cuatro como se propone en el anterior proyecto de grado.