ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

"ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA REMODELACION DE REDES Y CAMBIO DE VOLTAJE PRIMARIO DE LA CIUDAD DE SANGOLQUI"

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

MARCO VINICIO PALACIOS PAVON

QUITO, NOVIEMBRE DE 1997

Certifico que bajo mi dirección la presente tesis fue realizada en su totalidad por el Señor Marco Vinicio Palacios Pavón.

Ing. Milton Rivadeneira
Director

DEDICATORIA

A mi hermano Carlitos†, a mis Padres, a Karla compañera de mi vida, a mis hermanos y en especial a Luis Alejandro.

MARCO VINICIO

AGRADECIMIENTO

- Al Ing. Milton Rivadeneira por su acertada dirección.

- A los ingenieros de la EEQSA:
  Ing. Jaime Estrella
  Ing. Edwin Recalde
  Ing. Nelson Urresta
  Ing. Mario Albuja

- A mis amigos Pablo y Lorena.

INDICE

		Página
CAPITULO I - DESCRIPCION DEL PROYECTO		1
1.1	DEFINICIONES FUNDAMENTALES	1
	1.1.1 Sistema de distribución	1
	1.1.2 Clasificación de los Sistemas de Distribución	2
	1.1.3 Aplicación de los Sistemas de Distribución	2
1.2	IMPORTANCIA DE LA REMODELACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION	3
	1.2.1 Aspecto Técnico	3
	1.2.2 Aspecto Económico	3
	1.2.3 Aspecto Social	4
1.3	JUSTIFICACIONES TECNICAS PARA LA REMODELACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION	4
	1.3.1 Crecimiento de la Demanda Eléctrica	4
	1.3.2 Regulación de Voltaje	6
	1.3.3 Capacidad Instalada	11
	1.3.4 Diversidad de voltajes primarios	12
	1.3.5 Deterioro de los materiales y equipos constitutivos de la red	12
	1.3.6 Confiabilidad del sistema	13
	1.3.7 Calidad de servicio	13
1.4	JUSTIFICACIONES ECONOMICAS Y SOCIALES	14
1.5	LOCALIZACION Y DEFINICION DEL AREA DE ESTUDIO	18
CAPITULO II - EVALUACION DE LA RED EXISTENTE		24
2.1	LEVANTAMIENTO PLANIMETRICO Y ELECTRICO DEL SECTOR	24
	2.1.1 Planos de la red existente	24
	2.1.2 Hojas de estacamiento	25

Página

2.2 DETERMINACION DE PARAMETROS CONSTRUCTIVOS DE LA RED 26

2.2.1 Nivel de voltaje y aislamiento 26
2.2.2 Configuración de la red 27
2.2.3 Materiales y equipos utilizados 29

2.3 ESTUDIO DE CARGA DE LA RED 38

2.3.1 Determinación de la demanda existente 38
2.3.2 Estudio de regulación de voltaje 52

2.4 MATERIALES REUTILIZABLES 54

2.4.1 Aislamiento existente 54
2.4.2 Estado de conservación de los materiales 55

CAPITULO III - ELABORACION DEL PROYECTO DE REMODELACION 56

3.1 PROYECCION DE LA DEMANDA 56

3.1.1 Cálculo de la demanda de diseño 56
3.1.2 Cálculo de la demanda de transformadores 57

3.2 RED PRIMARIA DE ALTO VOLTAJE 60

3.3 RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA Y ALUMBRADO PUBLICO 60

3.4 SECCIONAMIENTO Y PROTECCIONES 64

3.4.1 Seccionamiento y protección del circuito primario 64
3.4.2 Seccionamiento y protección de transformadores y redes secundarias 65

3.5 MISCELANEOS 67

3.5.1 Estructuras de soporte 67
3.5.2 Lista y especificación de equipos y materiales 67

Página

CAPITULO IV - EJECUCION Y EVALUACION FINANCIERA DEL PROYECTO 68

4.1 CONSIDERACIONES PRELIMINARES 68

4.1.1 Etapas de Construcción 68
4.1.2 Grupo de trabajo 70

4.2 CRONOGRAMA DE TRABAJO 71

4.3 COSTO DEL PROYECTO 74

4.3.1 Materiales 74
4.3.2 Mano de obra y dirección técnica 75
4.3.3 Rediseño del proyecto 83

4.4 FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO 89

4.4.1 Estimación de ahorros en la red proyectada 90
4.4.2 Recuperación de la inversión 106

CAPITULO V - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 109

5.1 CONCLUSIONES 109

5.2 RECOMENDACIONES 112

CUADROS

Cuadro No. I.1 - Proyección de Población, Período 1987-2007 5

Cuadro No. I.2 - Proyección de Abonados Residenciales y Comerciales de la EEQSA, Período 1990-2007 7

Cuadro No. I.3 - Zonas de Voltaje 10

Cuadro No. I.4 - Caídas de Voltaje en los Componentes de un Sistema de Distribución 10

Cuadro No. I.5 - Porcentaje Deseable de Pérdidas 16

Página

Cuadro No. I.6 -	Grado de Electrificación del Cantón Rumiñahui	18
Cuadro No. I.7 -	Resumen de la Demanda de Espacio del Cantón Rumiñahui, Zona Urbana	19
Cuadro No. II.1 -	Tipos de Aisladores de la Red de Distribución Existente	35
Cuadro No. II.2 -	Postes de Hormigón de Sección Circular más utilizados	37
Cuadro No. II.3 -	Tipos de Postes de Madera	38
Cuadro No. II.4 -	Tipos de Usuarios y sus características	39
Cuadro No. II.5 -	Porcentaje de sobrecarga	40
Cuadro No. II.6 -	Cálculo del Valor Ft-e	42
Cuadro No. II.7 -	Cálculo de la Demanda Existente - Usuario Tipo A	43
Cuadro No. II.8 -	Cálculo de la Demanda Existente - Usuario Tipo B y C	44
Cuadro No. II.9 -	Cálculo de la Demanda Existente - Usuario Tipo D y E	45
Cuadro No. II.10 -	Resumen de Resultados	46
Cuadro No. II.11 -	Cálculo de FFUn y FSn	50
Cuadro No. II.12 -	Cálculo de la Demanda Existente	51
Cuadro No. II.13 -	Cálculo de Carga de Circuitos Secundarios Existentes	53
Cuadro No. III.1 -	Capacidad de Transformadores proyectados	58
Cuadro No. III.2 -	Transformadores particulares	59

Página

Cuadro No. III.3 - Configuración de Transformadores Alimentados por el Primario "A" San Rafael 22,8 KV. 61

Cuadro No. III.4 - Configuración de Transformadores Alimentados por el Primario "F" San Rafael 22,8 KV. 63

Cuadro No. III.5 - Seccionamientos del Primer Ramal Primario "A" San Rafael a 22,8 KV 65

Cuadro No. III.6 - Protecciones de Transformadores 66

Cuadro No. IV.1 - Rendimiento Diario del Grupo de Trabajo 72

Cuadro No. IV.2 - Días Requeridos por Etapa de Construcción 73

Cuadro No. IV.3 - Costo de Equipos y Materiales 74

Cuadro No. IV.4 - Costo Mensual de Personal-Mano de Obra y Dirección Técnica 75

Cuadro No. IV.5 - Costo de Vehículos - Descripción de Parámetros Considerados 76

Cuadro No. IV.6 - Costo Mensual de Vehículos 81

Cuadro No. IV.7 - Resumen Costo Total Mensual de Vehículos 81

Cuadro No. IV.8 - Ejecución de Obra - Resumen de Costos Mensuales 83

Cuadro No. IV.9 - Costo de Personal por Rediseño de un Kilómetro de Red de Distribución 85

Cuadro No. IV.10 - Costo de Materiales por Rediseño de un Kilómetro de Red de Distribución 86

Cuadro No. IV.11 - Costo de Equipo y Maquinaria por Rediseño de un Kilómetro de Red de Distribución 87

Cuadro No. IV.12 - Costo Total por rediseño de un kilómetro de Red de Distribución 87

Página

Cuadro No. IV.13 - Costo Total del Proyecto de Remodelación de Redes y Cambio de Voltaje Primario 88

Cuadro No. IV.14 - Parámetros de Carga de Primarios 92

Cuadro No. IV.15 - Cálculo de las Pérdidas de Potencia y Energía de la Red Primaria 94

Cuadro No. IV.16 - Pérdidas en Transformadores de Distribución, Red Existente a 13.2 KV 96

Cuadro No. IV.17 - Pérdidas en Transformadores de Distribución, Red Existente a 22.8 KV 96

Cuadro No. IV.18 - Pérdidas en Transformadores de Distribución, Red Proyectada a 22.8 KV 97

Cuadro No. IV.19 - Red Existente - Alumbrado Público 101

Cuadro No. IV.20 - Red Proyectada - Alumbrado Público 101

Cuadro No. IV.21 - Operación y Mantenimiento de Transformadores 102

GRAFICOS

Gráfico No. I.1 - Tasa de Crecimiento Promedio Anual de la Población 5

Gráfico No. I.2 - Tasa de Crecimiento Promedio Anual de Abonados 7

FIGURAS

Figura No. I.1 - Uso de suelo - Ciudad de Sangolquí 21

Figura No. I.2 - Zonificación de Sangolquí por Primarios en A.T. 23

Figura No. II.1 - Conexión de un transformador monofásico conmutable 31

Página

ANEXOS 114

Anexo II.1 - Simbología de Estructuras Normalizadas - Normas EEQSA 115

Anexo II.2 - Hojas de Estancamiento de la Red Existente y Evaluación de su estado de conservación y aislamiento 117

Anexo II.3 - Características de transformadores existentes 136

Anexo II.4 - Factores de Diversificación 138

Anexo II.5 - Resumen de Tomas de Carga en Centros de Transformación 139

Anexo II.6 - KVA-Km para 1% de Caída de Tensión 140

Anexo II.7 - Caída de Tensión en Redes Primarias y Secundarias Existentes 141

Anexo II.8 - Materiales y Equipos Reutilizables 192

Anexo III.1 - Caída de Tensión en Redes Primarias y Secundarias Proyectadas 196

Anexo III.2 - Operación del Circuito Primario 244

Anexo III.3 - Planilla de Estructuras de la Red Proyectada 247

Anexo III.4 - Lista y Especificación de Materiales y Equipos de la Red Proyectada 270

Anexo IV.1 - Cronograma de Trabajo 279

Anexo IV.2 - Presupuesto de Equipos y Materiales 280

Anexo IV.3 - Costo por Utilización y Reposición de Herramientas 283

Anexo IV.4 - Lecturas de Carga del Primario "A" 285

Anexo IV.5 - Valores de Resistencia y Reactancia 286

Página

Anexo IV.6 - Cálculo de la Potencia de Pérdidas en la Red de Alto Voltaje 287

Anexo IV.7 - Pérdidas en Transformadores de Distribución 304

Anexo IV.8 - Cálculo de la Potencia de Pérdidas, Red de Distribución Secundaria Existente 305

Anexo IV.9 - Cálculo de la Potencia de Pérdidas, Red de Distribución Secundaria Proyectada 315

BIBLIOGRAFIA 326

ALCANCES Y OBJETIVOS

OBJETIVOS

Disminuir las pérdidas técnicas y mejorar la calidad del servicio eléctrico, optimizando la utilización de los recursos de la red existente para reducir los costos del proyecto, estableciendo procedimientos y parámetros que sirvan de guía en proyectos de remodelación similares.

ALCANCES

- Realizar un estudio de la situación actual del Sistema de Distribución de la ciudad de "Sangolquí", analizar y comparar los datos recogidos de las redes mediante un trabajo de campo con los parámetros y normas técnicas establecidos por la Empresa Eléctrica Quito S.A.

- Recopilar y estudiar técnicas apropiadas de proyección de la demanda eléctrica para determinar la modernización oportuna de los sistemas de distribución.

- Determinar los materiales y equipos instalados que puedan reutilizarse, con el fin de bajar los costos de ejecución de la obra manteniendo los índices de calidad recomendados para el buen funcionamiento y confiabilidad de la red remodelada.

- Justificar técnica y económicamente el empleo de materiales alternativos de acuerdo a las necesidades propias del lugar.

- Realizar un diseño completo y definitivo del proyecto de remodelación de redes, el presupuesto total de ejecución de la obra y probables fuentes de financiamiento.

CAPITULO I

DESCRIPCION DEL PROYECTO

1.1 DEFINICIONES FUNDAMENTALES

Es necesaria la concepción básica de un *Sistema de Distribución*, refiriéndose a sus partes constitutivas, a su clasificación y aplicación.

1.1.1 Sistema de distribución

Es la parte del *Sistema de Potencia*, comprendida entre las barras de alto voltaje de las subestaciones de distribución y los puntos de suministro de energía a los consumidores.

Los parámetros básicos y disposición de los elementos que determinan su configuración general para propósitos de operación en condiciones normales y emergentes[1], en general, incluye todas las partes de un sistema público de energía eléctrica.

Un sistema típico de distribución consta de:

1. *Subestaciones de Distribución*, que llevan la energía hacia un voltaje más bajo del sistema primario, para la distribución local y que por lo común incluyen instalaciones y equipos para la regulación del voltaje primario. Por ejemplo la Subestación "San Rafael", que alimenta al cantón Rumiñahui, con dos niveles de voltaje: 22.8 KV y 13.2 KV.
2. *Circuitos Primarios*, o "alimentadores", que operan en el rango de 4.16 a 34.5 KV, y que alimentan a la carga en una zona geográfica bien definida.
3. *Transformadores de Distribución*, en las capacidades nominales desde 10 hasta 2500 KVA, los cuales pueden instalarse en postes, sobre emplazamientos a nivel del suelo o en bóvedas subterráneas, en la cercanía de los consumidores, y que llevan los voltajes primarios hasta los de utilización.

4. *Circuitos Secundarios*, que llevan la energía desde el transformador de distribución, a lo largo de la calle o del lindero posterior de los terrenos ya sea en forma aérea o subterránea.
5. *Ramales de Acometida*, que entregan la energía desde el secundario al equipo de entrada de servicio al usuario[2].
6. *Consumidor*, usuario, abonado o cliente, que es una persona natural o jurídica que ha suscrito un convenio o contrato con la Empresa, para el suministro de energía eléctrica dentro de un establecimiento, edificio o local.
7. *Red de Alumbrado Público*, la parte de la red secundaria desde la cual se alimentan y controlan las luminarias de alumbrado de vías, calzadas y espacios de uso público.

1.1.2 Clasificación de los Sistemas de Distribución

Los Sistemas de Distribución se pueden clasificar de diversas maneras:[2]

a. *Según la corriente:* alterna o directa.
b. *Según el voltaje:* de 120 V, de 12470 V, de 34500 V, etc.
c. *Según el esquema de conexión:* radial, malla, red, múltiple y serie.
d. *Según las cargas:* grande de iluminación y potencia, pequeña de iluminación y potencia, residencial, alumbrado público, tranvías, etc.
e. *Según el número de conductores:* bifilar, trifilar, tetrafilar, etc.
f. *Según el tipo de construcción:* aéreo o subterráneo.

Los circuitos de corriente alterna se pueden clasificar además según el número de fases: monofásicos, bifásicos o trifásicos, y de acuerdo con la frecuencia: de 25 Hz, de 50 Hz, de 60 Hz, etc.

1.1.3 Aplicación de los Sistemas de Distribución

Casi se utilizan por completo sistemas de *corriente alterna* de 60 Hz para la distribución de la energía eléctrica, debido en gran medida a la facilidad para transformar los voltajes hasta los niveles adecuados para las diversas partes del sistema; estas transformaciones se llevan a cabo por medio de transformadores confiables y económicos, que no necesitan maquinaria rotatoria.

Mediante un sistema adecuado de diseño y aplicación de equipo de protección contra sobrevoltajes y sobrecorrientes, se pueden acoplar los niveles de voltaje y la confiabilidad del servicio a casi cualquier necesidad de los consumidores.

1.2 IMPORTANCIA DE LA REMODELACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

La función básica de la distribución es la de recibir la energía eléctrica de grandes y voluminosas fuentes para prestar servicio a los consumidores, a niveles de voltaje y grados de confiabilidad que resulten adecuados para los diversos tipos de usuarios.

La remodelación oportuna de estos sistemas es de mucha importancia en tres aspectos principales: técnicos, económicos y sociales.

1.2.1 Aspecto Técnico

La posibilidad de eliminar un nivel de voltaje primario reemplazándolo por otro mayor tiene algunas ventajas que son difíciles de evaluar en términos monetarios, y son:

a. Pérdidas reducidas en las primeras etapas de desarrollo.
b. Regulación reducida de voltaje.
c. Distancia y cobertura de áreas mayores.
d. Menor número de circuitos por ruta(congestión reducida).
e. Menor número de posiciones de circuitos en las subestaciones.
f. Menor número de lugares para subestaciones.
g. Mayor flexibilidad en la alimentación de cargas grandes localizadas.

1.2.2 Aspecto Económico

El aspecto principal es mejorar el servicio al cliente, lo que lleva a elevar el estándar de vida, y con ello la productividad del sector a remodelarse.

El mejoramiento del servicio eléctrico produce alza de nivel de consumo de energía, es decir un mayor aprovechamiento de este recurso, a la vez hace que aumente los ingresos económicos a las Empresas Eléctricas.

En lo que se refiere al cambio de voltaje, los niveles de subtransmisión o primario son decisiones importantes que exigen un estudio profundo, y finalmente, el compromiso de grandes recursos financieros.

1.2.3 Aspecto Social

La remodelación de los Sistemas de Distribución se orienta a propiciar el uso legítimo del servicio, a la vez permite conocer las ventajas de este proceso como un requerimiento importante en el desarrollo integral, en el bienestar y en el desenvolvimiento armónico de la sociedad.

En este proceso se debe mencionar el incentivo que tiene el consumidor a la creación de fuentes de trabajo, como son: pequeñas industrias, talleres artesanales, centros turísticos y de servicios, etc.

1.3 JUSTIFICACIONES TECNICAS PARA LA REMODELACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

Alrededor del 8% de la producción total de energía eléctrica de un sistema de potencia se pierde, de esta pérdida la mayor parte es en sistema de distribución[2].

Los principales parámetros son los siguientes:

a. Crecimiento de la demanda eléctrica
b. Regulación de voltaje
c. Capacidad instalada
d. Diversidad de voltajes primarios
e. Deterioro de los materiales y equipos constitutivos de la red
f. Confiabilidad del sistema

1.3.1 Crecimiento de la Demanda Eléctrica

La principal causa es el incremento poblacional del sector y en general de todo el país. Como se verifica en el Cuadro No. I.1, para la población total se tiene una tasa de crecimiento promedio anual del 1.908%, para la provincia de Pichincha del 2.993%, y en particular para el cantón Rumiñahui del 7.179%[3].

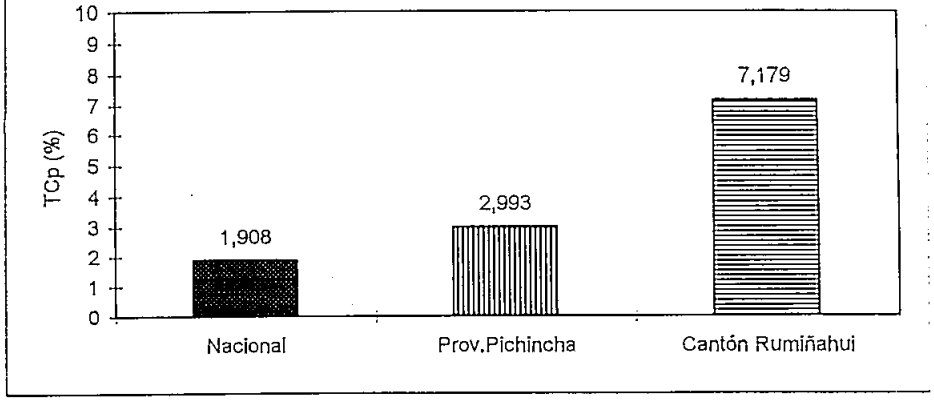
CUADRO No. I.1
PROYECCION DE POBLACION
PERIODO 1987 - 2007

AÑO	POBLACION TOTAL		PROV. DE PICHINCHA		CANTON RUMIÑAHUI	
	No. HAB.	TCa (%)	No. HAB.	TCa (%)	No. HAB.	TCa (%)
1987	9.260.809		1.677.111		39.173	
1988	9.496.276	2,543	1.738.522	3,662	40.291	2,854
1989	9.728.695	2,447	1.800.462	3,563	41.401	2,755
1990	9.957.564	2,353	1.862.832	3,464	42.501	2,657
1991	10.182.381	2,258	1.925.526	3,366	43.589	2,560
1992	10.391.839	2,057	1.986.370	3,160	46.215	6,024
1993	10.605.606	2,057	2.049.081	3,157	51.208	10,804
1994	10.823.771	2,057	2.113.714	3,154	58.047	13,355
1995	11.046.423	2,057	2.180.325	3,151	65.139	12,218
1996	11.273.656	2,057	2.248.973	3,149	72.495	11,293
1997	11.475.482	1,790	2.313.652	2,876	79.302	9,390
1998	11.680.921	1,790	2.381.124	2,916	86.341	8,876
1999	11.890.038	1,790	2.448.435	2,827	93.614	8,424
2000	12.102.899	1,790	2.518.635	2,867	101.131	8,030
2001	12.319.571	1,790	2.590.772	2,864	108.899	7,681
2002	12.511.122	1,555	2.658.735	2,623	116.090	6,603
2003	12.705.651	1,555	2.728.399	2,620	123.499	6,382
2004	12.903.205	1,555	2.799.807	2,617	131.133	6,181
2005	13.103.831	1,555	2.872.997	2,614	138.996	5,996
2006	13.307.576	1,555	2.948.011	2,611	147.096	5,828
2007	13.514.489	1,555	3.024.892	2,608	155.439	5,672
	TCp.(%):	1,908	TCp.(%):	2,993	TCp.(%):	7,179

TCa(%) : Tasa de crecimiento anual

TCp(%) : Tasa de crecimiento promedio anual en el periodo

GRAFICO No. I.1
TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL DE LA POBLACION



Se observa que el cantón Rumiñahui tiene un crecimiento promedio 3.74 veces mayor al promedio de la población nacional.

La migración poblacional de habitantes especialmente de Quito hacia el Valle de los Chillos, ha significado un incremento inusualmente grande, por la construcción de nuevas urbanizaciones en todo el sector.

La demanda máxima durante el período 1986 a 1990 registró un crecimiento anual promedio del 6.74%, para el período 1990 a 2007 se estima un crecimiento anual del 6.45%, aumentando de esta manera el consumo por habitante[4].

Consecuentemente se deben tomar correctivos para que este incremento sea completamente satisfecho, de tal modo que la planificación de la red remodelada alcance dicho objetivo.

En el Cuadro No. I.2, se dan las cifras de proyección del número de abonados residenciales y comerciales hasta el año 2007[4], deduciéndose que en los últimos años hay un crecimiento considerable de abonados comerciales, que se debe especialmente al aumento de centros comerciales y centros de servicios.

1.3.2 Regulación de Voltaje

El mejoramiento del servicio al cliente necesita principalmente de un *voltaje estable* y en los rangos permitidos por las normas internacionales, por lo que es necesario que la caída de voltaje en el sistema de distribución sea la mínima posible.

El principal objetivo del control de voltaje en un sistema de distribución es proporcionar económicamente a cada usuario un voltaje que este de acuerdo a los requerimientos de diseño del equipo instalado, y garantizar la calidad de servicio del consumidor.

Todos los equipos eléctricos están diseñados de tal manera que necesitan un voltaje definido llamado *voltaje nominal o de placa,* el mismo que indica una valor medio sobre o bajo el cual puede funcionar adecuadamente.

Cada uno de los consumidores tiene prácticamente el mismo equipo de utilización por lo que es necesario suministrar un voltaje en un rango estable a todos los usuarios.

La caída de voltaje es proporcional a la magnitud y ángulo de fase de la corriente de carga, se entiende que el abonado situado eléctricamente más cerca a la fuente recibirá un voltaje mayor que el abonado más alejado de la red.

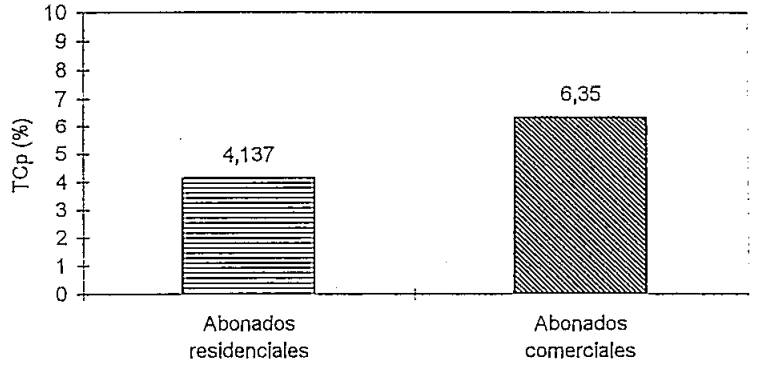
CUADRO No. I.2
PROYECCION DE ABONADOS RESIDENCIALES Y COMERCIALES DE LA E.E.Q.S.A
PERIODO 1990 - 2007

AÑO	ABONADOS RESIDENCIALES		ABONADOS COMERCIALES	
	No. ABON.	TCa (%)	No. ABON.	TCa (%)
1990	173.000		27.800	
1991	185.000	6,936	30.100	8,273
1992	197.000	6,486	32.500	7,973
1993	209.000	6,091	35.000	7,692
1994	221.000	5,742	37.500	7,143
1995	233.000	5,430	40.200	7,200
1996	245.000	5,150	43.000	6,965
1997	256.000	4,490	45.900	6,744
1998	267.000	4,297	48.900	6,536
1999	277.000	3,745	52.000	6,339
2000	286.000	3,249	55.200	6,154
2001	295.000	3,147	58.500	5,978
2002	304.000	3,051	61.900	5,812
2003	313.000	2,961	65.300	5,493
2004	322.000	2,875	68.800	5,360
2005	330.000	2,484	72.300	5,087
2006	337.000	2,121	75.800	4,841
2007	344.000	2,077	79.100	4,354
	TCp.(%)	4,137	TCp.(%)	6,350

TCa(%) : Tasa de crecimiento anual

TCp(%) : Tasa de crecimiento promedio anual en el período

GRAFICO No. I.2
TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL DE ABONADOS E.E.Q.S.A.



Se observa que hay un crecimiento promedio mayor en el número de abonados comerciales.

Entonces los puntos más críticos a analizar son justamente los puntos terminales de la redes de distribución, en donde se requiere un voltaje que garantice el normal funcionamiento de los equipos instalados.

Se pueden originar problemas en puntos cercanos a las fuentes, debido a que el voltaje en horas no pico puede subir drásticamente provocando daños en los equipos instalados.

Para usuarios residenciales monofásicos, en la norma *C84.1-1989 del American National Standard Institute (ANSI)* se define *"Voltaje Range A" (voltaje de rango A) como el de 114/228 V hasta 126/252V,* en la entrada de servicio al usuario (acometida domiciliaria) y de 110/220 V hasta 126/252 V, en el punto de utilización (tomacorriente); con esto se toma la caída de voltaje en el sistema del consumidor.

El voltaje nominal es de 120/240 V, dentro del voltaje de utilización del rango A, el equipo correspondiente esta diseñado y tiene una capacidad nominal para lograr un rendimiento satisfactorio[5].

Las caídas rápidas en el voltaje que provocan *"parpadeo"* de las lámparas incandescentes se deben limitar a un 4 a 6%, si no ocurren con frecuencia, y a un 3 a 4%, si su ocurrencia es de varias veces por hora; las caídas frecuentes, como las que ocasionan los elevadores y el equipo industrial, tiene que limitarse a un 1.5 a 2%[2].

La variación de voltaje es la diferencia entre los valores máximo y mínimo que existen en un sistema de distribución, para un cierto valor de voltaje, en condiciones de operación normales.

El valor máximo ocurre en condiciones de mínima carga que se da en las horas no pico; y el valor mínimo que ocurre a plena carga que se da en las horas pico de demanda.

En estas variaciones no se hallan incluidos los cambios de carácter transitorio como los que suceden en arranque de motores, maniobras o inestabilidad del sistema, etc., donde se presenta una gran depresión de voltaje.

Zonas de Nivel.- De las investigaciones realizadas, se divide cada nivel de voltaje de un rango de operación comprendido, en tres zonas en las cuales deben basarse las relaciones del equipo a utilizarse[6].

Zona Favorable.- Esta zona contiene la mayoría de los voltajes de operación existentes; los sistemas de distribución deben ser diseñados de forma que la mayoría de los voltajes estén dentro de esta zona, con los cual se asegura que las condiciones de operación del equipo sean satisfactorias.

Zona Tolerable.- Se incluyen aquellos voltajes de operación ligeramente mayores o menores que la zona favorable, esta zona es reconocida como de operación normal, aunque no completamente deseable. La operación en los límites externos de esta zona debe ser limitada tanto en tiempo de operación como en el número de abonados que están dentro de este rango.

Zona Extrema.- No tiene límites definidos pero se extiende en 2 a 3% sobre o por debajo de la zona tolerable. La operación en esta zona debe ser temporal, o sea únicamente durante períodos de emergencia, ejemplo son casos de falla, donde es necesario transferir carga, o en períodos de construcción; el equipo instalado debe ser capaz de operar en esta zona a pesar de exceder sus límites de diseño.

A esta clasificación debe agregarse una **"Zona prohibida"**, la que esta comprendida sobre y bajo la zona extrema; bajo ninguna circunstancia un sistema de distribución debe funcionar en esta zona debido al riesgo de un deterioro completo o parcial de los equipos conectados, un ejemplo de esta caso, se da cuando a un transformador trifásico no llega una de las fases al lado primario, ocasionando un voltaje demasiado disminuido en el sistema secundario por el desbalance crítico de carga que se produce [6].

En el Cuadro No. I.3, se indica algunos valores de zonas de voltaje de operación a diferentes voltajes nominales recomendados por las normas EEI, NEMA, ASA, para obtener un óptimo funcionamiento de los equipos y aparatos alimentados a nivel del consumidor.

CUADRO No. I.3
ZONAS DE VOLTAJE

VOLTAJE NOMINAL (V)	ZONA FAVORABLE (V)	ZONA TOLERABLE (V)	ZONA EXTREMA (V)
120	110 - 115	107 - 127	103 - 131
120/240	110/220 - 125/250	107/214 - 127/254	103/209 - 131/260
120/208	114/197 - 125/217	111/193 - 127/220	107/190 - 131/225
240	210 - 240	200 - 250	190 - 260

De acuerdo con las zonas establecidas por diferentes Empresas Eléctricas del país y también por el INECEL, se tiene porcentajes de caída de tensión de acuerdo con los componentes del sistema de distribución, es decir para alimentadores primarios, para transformadores y para circuitos secundarios.

En el Cuadro No. I.4, se resumen estas limitaciones:

CUADRO No. I.4
CAIDAS DE VOLTAJE EN LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

EMPRESA	ALIMENTADOR PRIMARIO	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION	CIRCUITO SECUNDARIO
E.E.Q.S.A.			
Abonado tipo A	2.0%		3.0%
B-C-D	3.5%		3.5%
E	6.0%		4.0%
EMELEC			
En la ciudad	3.0%	Menor o igual a 4.0%	Menor o igual a 4.0%
Periferia	5.0%	Menor o igual a 6.0%	Menor o igual a 6.0%
EMELGUR			
Urbano	3.0%		4.0%
Rural	5.0%		6.0%
EEARCN			
Urbano	4.0%		3.5%
Rural	6.0%		5.0%
INECEL			
Pueblos < 30.000 hab.	3.0%		5.0%
Pueblos > 30.000 hab.	2.0%		4.0%

En lo que se refiere a acometidas domiciliarias se considera para zonas urbanas un límite de caída de tensión del 1%, y para zonas rurales del 2%[5].

La regulación de voltaje es un factor determinante en la calidad y confiabilidad de un sistema de distribución, y esto se debe a que influye directamente en el funcionamiento de cualquier aparato, maquinaria o dispositivo; es por eso que se lo considera como el principal justificativo técnico para iniciar un proceso de remodelación de redes eléctricas.

1.3.3 Capacidad Instalada

Desde el punto de vista técnico es determinante el correcto aprovechamiento de la energía eléctrica suministrada, esto es utilizar debidamente la capacidad nominal de los transformadores de distribución y la cargabilidad de los conductores utilizados en la red.

Se permite que la cargabilidad de los conductores no supere el 75% de su capacidad de conducción a una temperatura de 50 grados centígrados[5], con el fin de evitar posibles alteraciones en las propiedades básicas del material que del sistema.

Las pérdidas de energía en el transformador constituyen un gran porcentaje del total de pérdidas de un sistema de distribución. El transformador puede operar continuamente por varios años sin requerir el cambio de partes constitutivas del mismo; pero por efectos del crecimiento de la carga, los transformadores deben ser movidos o reemplazados más que cualquier otro equipo.

Los transformadores según sus características de diseño pueden sobrecargarse hasta un 30% de su capacidad nominal por un período máximo de un hora, que coincide generalmente con las horas pico de demanda máxima. La carga que pueden soportar los transformadores se debe a las siguientes condiciones[5]:

1. Sobrecargas continuas en ambientes fríos.
2. Sobrecargas máximas en condiciones de bajo factor de utilización.
3. Sobrecarga de corta duración cuando los transformadores funcionan el resto del tiempo con cargas ligeras, sacrificando parte de su esperada duración.
4. Sobrecarga de corta duración en condiciones de emergencia a expensas de una reducción moderada de la duración prevista del transformador.

1.3.4 Diversidad de voltajes primarios

La Empresa Eléctrica Quito S.A. en su área de concesión ha realizado proyectos para cambio de voltaje de 6.3 KV a 22.8 KV y/o de 13.2. KV a 22.8 KV., dependiendo de las zonas de influencia de las subestaciones existentes y/o planificadas[7].

Las líneas primarias de 6.3 KV, entre fases, son predominantemente a tres conductores *(sistemas delta)* y están en general, asociadas con circuitos secundarios trifásicos; eventualmente, en áreas periféricas con carga dispersas se derivan ramales con los conductores de fase a 6.3 KV., asociados con circuitos secundarios monofásicos.

La zona central de la Ciudad de Quito tiene este nivel de voltaje y no se ha planificado un cambio, debido a que por sus características de arquitectura colonial y por la complejidad de las redes subterráneas se hace difícil ejecutar dicho cambio[1].

Las líneas primarias a 23 KV están conformadas con uno, dos o tres conductores de fase y un conductor de neutro continuo sólidamente puesto a tierra a partir del *punto neutro* de la subestación de distribución y común con los circuitos secundarios.

Los circuitos secundarios asociados con la red primaria a este voltaje son predominantemente monofásicos a tres conductores y eventualmente trifásicos.

Para las áreas en las cuales las redes primarias se encuentran operando actualmente al 13.2 KV (*considerando como un voltaje de transición),* las mismas que serán convertidas para operar a 23Y/13.2 KV, en un futuro inmediato, deberán soportar el voltaje futuro.

Por consiguiente aquellos proyectos derivados del sistema actual de 13.2 KV, deberán ser preferentemente bifásicos y eventualmente trifásicos.

1.3.5 Deterioro de los materiales y equipos constitutivos de la red

En este punto se pretende determinar los sectores del área de concesión que adolecen de un servicio deficiente, sectores con redes en mal estado, esto se debe en gran parte al deterioro físico de los materiales, producido por el tiempo de servicio de la red existente.

En forma particular se realizan inspecciones de la redes, visualmente se puede determinar el estado de los materiales. La vida útil de un material se define como el lapso de tiempo comprendido desde el momento que se lo instala nuevo hasta cuando los

costos de operación y mantenimiento resultan muy onerosos y es más conveniente sustituirlo por otro material nuevo.

Se toma justificación técnica, debido a que la E.E.Q.S.A. recomienda el empleo de materiales que se diseñen de acuerdo con los preceptos y normativos internacionales para el uso de los mismos, como son: transformadores, postería, herrajes galvanizados, aisladores y conductores eléctricos, etc.

1.3.6 Confiabilidad del sistema

La confiabilidad de un sistema de energía eléctrica se mide por su capacidad para alimentar todas las demandas de energía hechas por los usuarios, sin fallas, en períodos prolongados, y requiere de una evaluación de condiciones anticipadas de operación, continuidad y calidad de servicio.

La frecuencia anual de interrupción promedio de la E.E.Q.S.A. es de 26.15 (sin contar con los racionamientos por estiajes), este índice representa el número de veces que el consumidor medio sufrió una interrupción de servicio, este valor demuestra la fragilidad del sistema. La duración media de las interrupciones es de 0,99 horas, lo que indica que los recursos para el restablecimiento del servicio son aceptables[8].

1.3.7 Calidad de servicio

La calidad del servicio eléctrico depende de dos tipos básicos de problemas[2]:

1. Los que crean la interrupción de cargas eléctricas o circuitos enteros, y,
2. Los que causan la interacción del equipo eléctrico y el sistema de suministro de energía.

La calidad es siempre una preocupación importante para las empresas de servicios eléctrico, sin embargo, no es fácil definir lo que debe entenderse como una buena calidad de la energía eléctrica, porque la que es buena para el motor del refrigerador es posible que no sea lo bastante buena para las actuales computadoras personales y otras cargas sensibles.

Perturbaciones típicas producidas por un sistema de distribución[2]:

1. *Paralizaciones o interrupciones.-* Es una pérdida completa del voltaje por mal operación de interrupciones o seccionamientos que por lo común puede ser tan corta

como 30 ciclos (0,5 seg) o durar varias horas.

2. *Sobrevoltajes y sobrecorrientes.*- Son voltajes o corrientes transitorios que tienen una duración extremadamente corta y alta magnitud, son causados por conmutación o por descargas atmosféricas.

3. *Bajo voltaje.*- El voltaje es menor al límite adecuado, es de larga duración (varios segundos o más), y se produce por malas conexiones o por sobre carga.

4. *Armónicas.*- Son las componentes no fundamentales de la frecuencia de una onda de energía eléctrica deformada de 60 Hz., en general no son producidas por el sistema de suministro de energía sino por el equipo del usuario, especialmente cargas industriales no lineales (grandes motores, bancos de condensadores).

5. *Flechas de voltaje.*- Es una caída de voltaje de corta duración, causada por fallas en el sistema de distribución, o por la conmutación de cargas con gran cantidad de corriente inicial.

6. *Elevación de voltaje.*- Cuando ocurre una falla en una de las fases de un sistema trifásico, en las otras dos fases se eleva el voltaje en relación con el de tierra (alrededor del 20%).

7. *Voltaje excesivo.*- Cualquier voltaje de estado estable entregado al medidor del consumidor que esté por encima del límite superior de voltaje de servicio de la norma ANSI, de 126 V, se clasifica como un voltaje excesivo; ocurre como resultado de prácticas inadecuadas de regulación.

1.4 JUSTIFICACIONES ECONOMICAS Y SOCIALES

La justificación principal es la de suministrar en las mejores condiciones técnicas y económicas la energía eléctrica, en la cantidad y calidad requeridas para el desarrollo socio-económico integral del país y el bienestar de sus habitantes. Los recursos energéticos constituyen un patrimonio del estado y, por tanto, deben ser administrados en función de los intereses nacionales.

Las necesidades de energía eléctrica se satisfarán mediante el aprovechamiento racional de los recursos naturales, distribuyéndola en igualdad de condiciones para todos los ecuatorianos, en forma confiable y en las cantidades requeridas para propender un desarrollo y un mejor estándar de vida.

La ampliación y mejoramiento de los sistemas de distribución de las ciudades del país tiene el objeto de servir a los nuevos usuarios y para asegurar una mejor calidad y continuidad del servicio eléctrico.

A raíz de los acontecimientos ocurridos durante los últimos quince años, se ha venido adquiriendo conciencia en todo el mundo acerca de la importancia del uso eficiente de los recursos energéticos.

En particular, la conservación de energía, se destacado como la mejor forma de contribuir a la optimización de los requerimientos de inversión del sector de energía.

A nivel Latinoamericano y del Caribe, los niveles de pérdidas en el subsector de energía eléctrica han alcanzado valores realmente alarmantes, llegando a ser superiores al 30% de la generación total, para el caso de la E.E.Q.S.A., está en el orden del 17,5%, con 1.612 GWH de energía generada (propia más comprada) y 1.330 GWH de energía facturada, según datos recogidos en el año de 1991[9].

Esta situación ha sido causada por un exceso de inversión en las áreas de generación y transmisión, en detrimento de los sistemas de distribución y por deficiencias organizacionales y administrativas en muchas empresas de energía de la región.

La prioridad es el aumento de la eficiencia de este sector por medio de una disminución de los porcentajes de pérdidas de energía que se registran en el mismo y que en la región superan los niveles considerados aceptables para sistemas eléctricos planeados y operados con criterios económicos [10] . La inversión para la Distribución constituye del 35% al 50% de la inversión del capital de un sistema típico de servicio de energía eléctrica[2].

La disminución de pérdidas a todo nivel, se traduce en una mayor disponibilidad de capacidad instalada y menor consumo de energía para un mismo nivel de beneficio social y económico. Esto implica para el sector de distribución, una mejor utilización de la energía primaria y una eventual reducción de inversiones en el mismo.

Desde el punto de vista macroeconómico, el impacto de la reducción de pérdidas puede materializarse en varias formas. Por una parte, se liberan recursos financieros (de por sí escasos) los cuales, de acuerdo con prioridades de desarrollo económico, pueden ser volcados a otros sectores de la economía.

Bajo el supuesto que las pérdidas en energía se pudieran reducir del nivel actual (cualquiera que sea) en un 5% de la generación total para el año 2000 (esto representa menos de un 0.5% anual de disminución de las pérdidas de un período de doce años).

Suponiendo que el sector eléctrico del área crece a un ritmo del 5% anual en promedio, en los doce años el ahorro sería del orden de 262.000 GWH (aproximadamente 50% del total generado en 1988) es decir 22.000 GWH en promedio por año para el período analizado[10].

Por otra parte, la reducción de las pérdidas se traduce en una disminución del pico de carga y por ende se difieren las necesidades de una capacidad instalada adicional, la cual se puede estimar en más de 9000 MW (6.7% de la capacidad instalada actual) al final del período de 12 años analizado[10].

Estas cifras son estimadas muy conservadoramente con respecto del verdadero ahorro esperando medidas de reducción de pérdidas efectivas en la región.

A manera ilustrada se presenta en el Cuadro No. I.5 los valores de pérdidas por subsistema[10]:

CUADRO No. I.5
PORCENTAJE DESEABLE DE PERDIDAS

TRANSMISION	1.4%
SUBTRANSMISION	2.0%
DISTRIBUCION	3.2%

Como se puede observar en el cuadro anterior, el mayor porcentaje de pérdidas es el de la distribución, y esto se debe en gran parte a que no se lo ha planificado debidamente. La remodelación de redes es un proceso tendiente a minimizar este porcentaje, consecuentemente, también a reducir los costos económicos optimizando a la vez el empleo de recursos de inversión y capital.

Se tienen otros beneficios puntuales, por ejemplo, el empleo óptimo de transformadores aprovechando al máximo su capacidad instalada y no subutilizarla por sobredimensionamiento, manteniendo así ociosa la inversión correspondiente que tiene un contrasentido, ya que se desperdiciarían recursos que podrían ser asignados a otras áreas.

Siempre la mayor concentración de abonados que requieran el servicio eléctrico establecerá la prioridad en la remodelación de la red de distribución, para su mejor utilización; beneficiando a amplios sectores de la sociedad con este proceso.

La utilización de la energía eléctrica, en aspectos productivos, ha significado que los usuarios sean cada vez más dependientes de este servicio para sus ingresos económicos, de modo que la exigencia hacia la empresa es de dotar de un buen servicio eléctrico en calidad y continuidad.

En lo que se refiere al cambio de voltaje primario, el sistema futuro (22.8Y/13.2 KV) tiene muchas ventajas técnico-económicas, como son:

a. Los circuitos monofásicos ramales o laterales constan de un solo conductor de fase aislado y el neutro, en lugar de dos conductores aislados de fase. La ventaja económica es muy grande en los sistemas subterráneos.

b. En los sistemas aéreos, sólo se requiere un *pararrayos* en cada transformador monofásico de distribución en lugar de dos.

c. Sólo se necesita un *manguito aislador o terminación de cable primarios* en cada transformador monofásico de distribución en lugar de dos. En el caso de los sistemas subterráneos, en donde el primario "se conecta en derivación " a cada transformador de distribución, se necesitan dos terminales o conectores primarios para cable en lugar de cuatro.

d. Solo se necesita *un seccionador portafusible* en el primario de cada transformador monofásico de distribución; esto no sólo es una ventaja económica sustancial, sino que un cortocircuito en el primario del transformador se interrumpe en forma positiva por la acción de un solo fusible y en consecuencia se elimina el voltaje primario. En el caso del sistema trifilar, con el transformador de distribución conectado fase a fase, debe funcionar el segundo fusible para eliminar el voltaje primario y la falla. Puede haber un tiempo apreciable entre la operación de los dos fusibles durante el cual la corriente de falla sigue circulando y el usuario puede experimentar voltajes anormales.

e. Los circuitos laterales primarios monofásicos se pueden proteger por un solo seccionador portafusible en lugar de dos. Se eliminan con prontitud los cortos circuitos línea a tierra por la operación de un fusible y se elimina el voltaje del

circuito ramal. En un sistema trifilar (que se supone conectado a tierra en la subestación), la protección lateral monofásica, si se emplea, requerirá dos seccionadores portafusible, una falla línea a tierra sólo quemaría uno de los dos fusibles, lo que deja excitados todos los *transformadores de distribución de este circuito, a sólo 58% de lo normal,* mientras la fase que ha fallado permanece conectada a tierra. En estas condiciones, el equipo de los usuarios quedaría expuesto a un voltaje anormalmente bajo la capacidad de colocar fusibles en los circuitos laterales contribuye de manera apreciable a la confiabilidad del servicio, ya que una mayor cantidad de la exposición total del circuito la abarcan los ramales primarios en zonas residenciales.

1.5 LOCALIZACION Y DEFINICION DEL AREA DE ESTUDIO

El área dentro de la cual la E.E.Q.S.A. suministra energía comprende los cantones Quito, Mejía, Rumiñahui, San Miguel de los Bancos, Pedro Vicente Maldonado y Puerto Quito en su totalidad y parte del Cantón Cayambe, todos estos en la Provincia de Pichincha, y los Cantones el Chaco y Quijos de la provincia de Napo[1], con un grado de electrificación total del 91,4%[9].

Para el caso puntual del cantón Rumiñahui los datos de electrificación se muestran en el Cuadro No. I.6.

CUADRO No. I.6
GRADO DE ELECTRIFICACION DEL CANTON RUMIÑAHUI

AREA	POBLACION TOTAL	POBLACION ELECTRIFICADA	POBLACION POR ELECTRIFICAR	GRADO DE ELECTRIFICACION
Urbana	35.386	33.775	1.611	95.45
Rural	10.829	9.206	1.623	85.01
TOTAL	46.215	42.981	3.234	93.000

Como se puede observar en el cuadro anterior, la población urbana por electrificarse es de 1.611 habitantes, lo que representa un 3,48% de la población total del cantón, cifra que demuestra un alto grado de electrificación de la zona. Pero esto no comprueba una calidad total del servicio, y esto se debe a que este cantón ha registrado

desde 1982 a 1996 un incremento poblacional del 116%[3], elevando de esta manera la demanda de energía eléctrica.

El Cantón Rumiñahui, tiene una extensión de 13.278,75 has., con 3.018,78 has. correspondientes al área urbana y 10.259,97 has. al área rural[3]. Los usos predominantes de la parte urbana son: vivienda, comercio, industria, recreación y otros equipamientos vinculados a la vivienda; sin embargo también se ha previsto usos tales como protección natural e incluso usos agrícolas en ciertos sectores que manifiestan una tendencia a este uso, el cual conviene mantenerlo y reforzarlo.

El área urbana, está a su vez también subdividida en tres áreas y son: área consolidada, área de expansión inmediata y área de reserva.

La demanda del suelo urbano por usos, de acuerdo al Plan de Desarrollo prevista por la Municipalidad, establece ciertos déficits existentes y se fijan algunas de las demandas que en el futuro aparecerán como consecuencia del crecimiento poblacional estimado. Todo ello permite establecer requerimientos de espacio por uso, que deben ser satisfechos dentro de la etapa considerada en cada una de las subdivisiones territoriales para que el crecimiento que en ellas se produzca se den forma suficientemente organizada.

El área urbana del cantón Rumiñahui es de 3018,78 hectáreas, de las cuales están ocupadas 1727.44[3], lo que representa el 57,22% del total del espacio disponible.

La demanda de espacio para cada uno de los principales usos se muestran en el Cuadro No. I.7.

CUADRO No. I.7
RESUMEN DE LA DEMANDA DE ESPACIO
DEL CANTON RUMIÑAHUI - ZONA URBANA

DESCRIPCION	AREAS (Hectáreas)
Vivienda	1.166.10
Manufactura	142.60
Comercio y Servicios	40.80
Equipamiento público	199.54
Infraestructura pública	178.50
TOTAL	1.727.54

La vivienda ocupa el mayor espacio de la zona urbana, esto se debe a que se hallan integrados a ella usos de suelo como el comercio, la artesanía y la manufactura.

El área de mayor ocupación es la zona central de la ciudad de Sangolquí, que constituye una estructura urbana consolidada y definida donde se concentran el mayor número de equipamientos y servicios; esta condición determina que la zona sea el núcleo principal del asentamiento urbano.

Este sector esta limitado por tres vías principales: La Av. General Enríquez, la Av. Abdón Calderón y cerrando el perímetro la Av. Luis Cordero, las que abarcan una zona de uso mixto; a su vez se subdivide en otros sectores específicos, que son los siguientes:

CUD - Comercio urbano y vivienda multifamiliar densidad tipo D(de 300 a 399 hab./ hectárea).

CUF - Comercio urbano y vivienda multifamiliar densidad tipo F(de 400 a 499 hab./ hectárea).

R2F - Residencial bifamiliar densidad tipo F.

R1F - Residencial unifamiliar densidad tipo B(de 100 a 199 hab./ hectárea)

Y otros sectores más particulares como :

Equipamiento de mercados

Administración municipal

Equipamiento de salud

Equipamiento de educación y colegios

Equipamiento de recreación urbana

En la Figura No. I.1, están delimitados estos sectores, de acuerdo con el Plan de Desarrollo[3] , como se observa la mayor parte de este sector esta ocupado por la vivienda y el comercio, integrados como una zona mixta.

En cuanto a la configuración eléctrica de la zona de estudio, esta alimentada por tres circuitos primarios, todos ellos correspondientes a la *subestación "San Rafael"* de la E.E.Q.S.A.:

- *Primario "A" San Rafael a 13.2,* a un voltaje nominal de 13.2Y/7.6 KV, el cual alimenta la mayor parte del centro de la ciudad.
- *Primario "A" San Rafael 22.8*, a un voltaje nominal de 22.8Y/7.6 KV, el que llega al centro de la ciudad de Sangolquí por la Av. Luis Cordero.

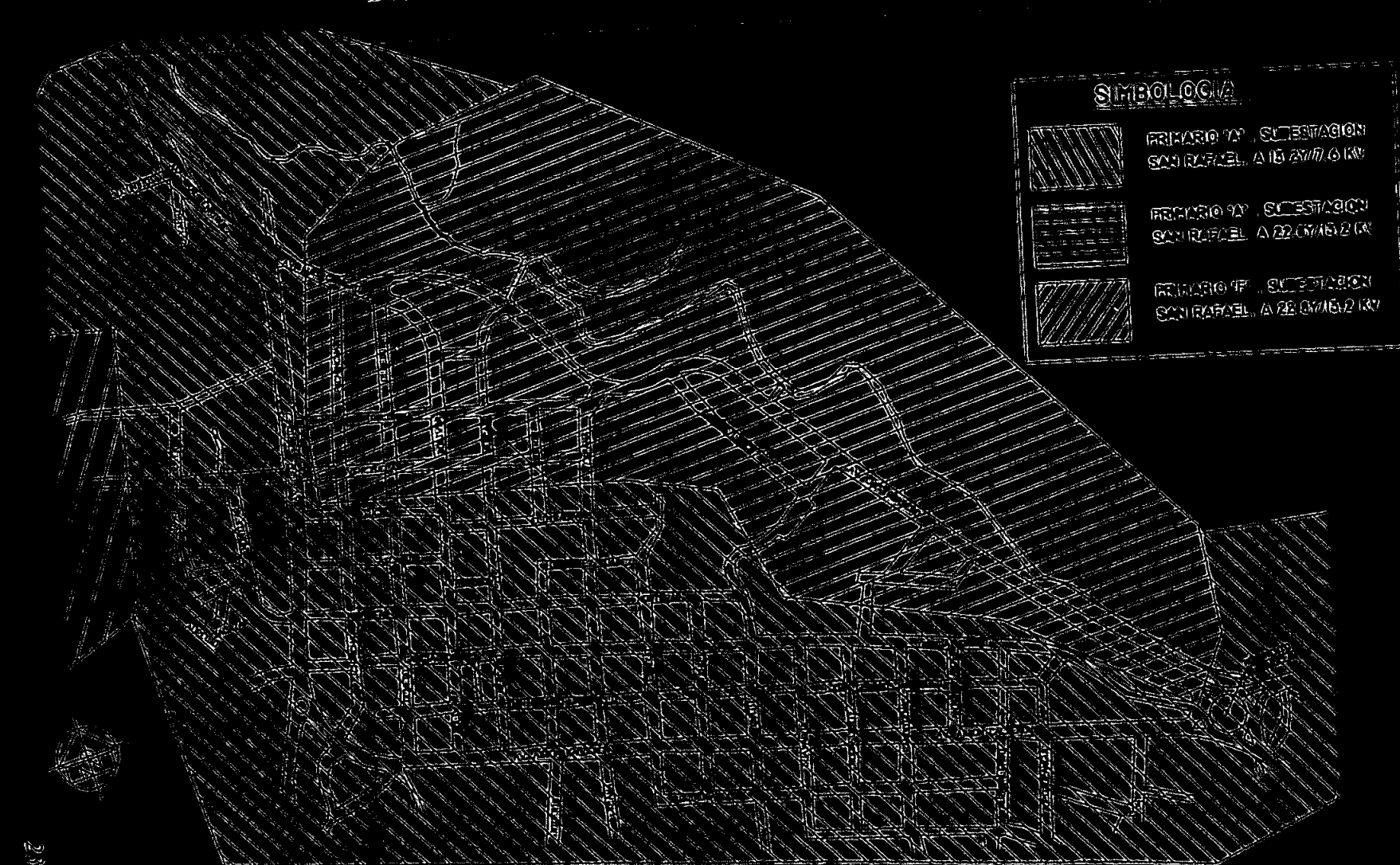
FIGURA No. II.1

USOS DE SUELO - CIUDAD DE SANGOLQUI

- *Primario "F" San Rafael 22.8,* a un voltaje nominal de 22.8Y/13.2 KV, que alimenta la zona occidental de la ciudad.

Este último no alimenta a la zona descrita para el estudio, pero se lo considera como posible alternativa para el cambio de voltaje primario.

En la Figura No. I.2, detalla esta zonificación, observándose que la mayor parte del centro de Sangolquí está a 13.2 KV.


SIMBOLOGIA
PRIMARIO "A" , SUBESTACION SAN RAFAEL, A 13.8/7.6 KV
PRIMARIO "A" , SUBESTACION SAN RAFAEL, A 22.0/13.2 KV
PRIMARIO "F" , SUBESTACION SAN RAFAEL, A 22.0/13.2 KV

CAPITULO II

EVALUACION DE LA RED EXISTENTE

En este capítulo se describen los pasos a seguirse para evaluar técnicamente los Sistemas de Distribución existentes, indicando a la vez las herramientas necesarias para realizar y optimizar el proceso.

Los datos recogidos en el trabajo de campo están complementados con los proporcionados por la Empresa Eléctrica Quito S.A. de tal manera que el análisis de los mismos tiene validez.

2.1 LEVANTAMIENTO PLANIMETRICO Y ELECTRICO DEL SECTOR

2.1.1 Planos de la red existente

Para iniciar este trabajo lo principal es disponer de la planimetría actualizada del sector, en una escala adecuada (1.2000, 1.2500., 1.3000).

Los planos actualizados fueron facilitados por el Ilustre Consejo de Rumiñahui a través de la *Sección de Remodelación de Redes y Cambio de Tensión de la E.E.Q.S.A.*

Con la planimetría definitiva del sector, se procede con el levantamiento de las redes de distribución y alumbrado público, transformadores, postería, aislamiento, tipos y calibres de conductores, número de acometidas en cada poste etc. y además de la cantidad y tipo de usuarios que conforman el área de interés. Se debe tener mucho cuidado en las distancias, ubicación y características de los elementos de la red.

En el levantamiento se debe considerar un usuario por medidor existente. Los lotes vacíos se tomarán en cuenta como usuarios futuros. Se debe anotar también que una acometida domiciliaria puede servir a uno o más medidores.

La inspección visual minuciosa de las redes es el paso mas importante en el inventario, con este trabajo de campo el proceso de remodelación tiene una base sólida de referencia. Además la observación detallada de los componentes de la red se usa

como un diagnóstico válido sobre su estado de conservación, es decir clasificar a los materiales y equipos que son reutilizables.

En el plano Anexo No. II.1 - Red Primaria de Distribución Existente y en el plano Anexo II.2 - Red Secundaria de Distribución Existente, está detallada la configuración respectiva, utilizando para ello la simbología normalizada.

2.1.2 Hojas de estacamiento

Las hojas de estacamiento detallan las estructuras existentes en cada poste, con la nomenclatura normalizada por la E.E.Q.S.A. Hay que tomar en cuenta que no todas las estructuras existentes son normalizadas, por lo que es necesario observar los elementos que faltan y/o sobren en ellas.

Las estructuras normalizadas se detallan en el Anexo No. II.1, de tal modo que se da a conocer su significado y su función.

La hoja de estacamiento contempla los siguientes puntos:

- Tipo de poste con su número y longitud
- Estructura tipo en alto voltaje o red primaria
- Estructura tipo en bajo voltaje o red secundaria
- Estructura tipo en red de alumbrado público
- Tipo de luminaria
- Tipo de control de alumbrado público
- Montaje tipo en torre de transformación
- Montaje tipo en seccionamiento y protecciones
- Tensor tipo
- Conexión de puesta a tierra tipo
- Número de acometidas y usuarios
- Observaciones existentes

En el Anexo No. II.2, se encuentran elaboradas las hojas de estacamiento del sector, con sus respectivas indicaciones y observaciones.

2.2 DETERMINACION DE PARAMETROS CONSTRUCTIVOS DE LA RED

Los parámetros que se analizan en la red existente son comunes a muchas redes de distribución y se avisora que evaluaciones similares pueden efectuarse para garantizar la optimización del proceso de remodelación.

Los parámetros son los siguientes:

- Nivel de voltaje y aislamiento
- Configuración de la red
- Materiales y equipos utilizados

2.2.1 Nivel de voltaje y aislamiento

Principalmente el análisis es en las redes primarias de distribución, que toman la energía de la barra común de las subestaciones y la entregan a los devanados primarios de los transformadores de distribución.

Siempre la remodelación de redes tiende a aumentar el voltaje primario para disminuir las pérdidas y para usar conductores de calibre menor, por lo que es necesario conocer el voltaje existente y el voltaje proyectado.

La ciudad de Sangolquí, en su gran parte esta a un voltaje de 13200Y/7620 voltios con conexión de neutro corrido que tiene las mismas características del voltaje futuro a 22860Y/13200 voltios.

Este tipo de configuración de neutro corrido o sistema "**Y" a tierra**, refleja un ahorro considerable de recursos en lo que se refiere a ramales monofásicos, que solo necesitan una fase aislada en alto voltaje con su neutro común, a diferencia de un sistema delta que necesitaría dos fases aisladas para conectar un transformador monofásico.

El nivel de aislamiento considerado para cada voltaje esta regido por normas que justifican su utilización[1], esto es un mínimo requerido para cada uno de ellos y esta dado por el voltaje fase-fase de la red.

Como se detalla en las hojas de estacamiento de la red existente en la ciudad de Sangolquí, la mayoría tiene un nivel de aislamiento primario para 22.8 KV aunque no toda la red esta a ese voltaje, hay sectores puntuales que tienen un nivel para 13.2 KV, y en casos extremos aisladores para 6.3 KV con el riesgo de falla en ramales monofásicos de 13.2 KV que tienen un voltaje de 7.6 KV.

El objetivo principal de este reconocimiento, es el de optimizar los materiales a emplearse en el cambio de voltaje, limitándose a cambiar los aislamientos que estén deteriorados o que no sean para usarse en el voltaje futuro, estos son los de niveles de aislamiento menor.

Un caso particular de análisis son las llamadas cadenas de retención para terminales de circuito, por ejemplo, para 6.3 KV se necesita un solo aislador de suspensión, para 13.2 KV dos aisladores , para 22.8 KV tres aisladores, etc. En este caso es factible agregar aisladores a las cadenas de suspensión existentes.

En el caso de la red secundaria, el aislamiento esta en un rango de 0.25 KV, que es el indicado para el voltaje de 210/121 V en redes trifásicas y 240/120 V en redes monofásicas.

2.2.2 Configuración de la red

Típicamente, los sistemas primarios aéreos de distribución de han operado como circuitos radiales (lo normal como circuitos abiertos), desde la subestación.

La columna vertebral del alimentador principal es un circuito trifásico tetrafilar, del cual se derivan los circuitos monofásicos laterales o ramales, a través de seccionadores portafusibles para proteger el sistema contra fallas en los circuitos laterales[2], y además para operar debidamente dichos sistemas, facilitando el seccionamiento de carga en condiciones críticas de funcionamiento.

Se utilizan disyuntores automáticos o reconectadores para minimizar las interrupciones de servicio. Por lo común se encuentran interruptores de este tipo tanto en circuitos principales como en los laterales.

En general, este procedimiento ha suministrado un nivel aceptable de servicio porque las averías de los sistemas aéreos se localizan con relativa facilidad y los tiempos de reparación son cortos.

En el caso de la ciudad de Sangolquí, el sistema primario es radial, con ramificaciones trifásicas y monofásicas, con sus respectivos puntos de seccionamiento y protección, es una manera predecible de localizar fallas y de dar un correcto mantenimiento a la vez.

El sistema de neutro común en la actualidad se emplea debido a las ventajas económicas y de operación que ofrece. Por lo general, los devanados de los transformadores de la subestación que dan servicio al primario *están conectados en "Y" y el punto neutro esta conectado sólidamente a tierra.*

El circuito neutro debe ser una trayectoria contínua a lo largo de la rutas primarias del alimentador y hacia cada punto de ubicación de los usuarios por medio de las redes secundarias, en las que el neutro también esta conectado a tierra al igual que el punto de referencia del transformador de distribución. Se produce entonces una conexión de puesta a tierra en todo el recorrido del alimentador protegiendo de esta manera a la red.

El neutro lleva una parte de las corrientes de carga desbalanceadas o residuales, tanto para los sistemas primarios como secundarios. El resto de esta corriente fluye en el sistema de tierra.

En condiciones típicas, alrededor de la mitad de la corriente de retorno fluye en el conductor neutro, aun cuando la división puede variar mucho, dependiendo de la resistividad del piso y de las rutas relativas que siguen los sistemas eléctricos.

El neutro debe tener un camino continuo, cualquier falla en el neutro ocasionaría una pérdida de referencia respecto al voltaje de la fase.

Las líneas secundarias operan a voltaje de utilización y sirven como líneas principales locales de distribución. También se encargan de suministrar energía a las luminarias de alumbrado público, aunque de ser necesario se utilizan expresamente circuitos para ello.

La conexión entre sí de líneas principales secundarias de transformadores adyacentes que reciben servicio del mismo alimentador primario se conocen como redes malladas. Suelen aplicarse a los secundarios de transformadores monofásicos y todos los transformadores se conectan a la misma fase del circuito primario.

En comparación con la distribución radial secundaria las ventajas son:

1. Reducción del parpadeo de las lámparas causado por el arranque de motores.
2. Se requiere menor capacidad del transformador debido a una mayor diversidad de la carga entre un mayor número de usuarios servidos.
3. Mejor voltaje promedio a lo largo del secundario.

4. Mayor flexibilidad para el crecimiento de la carga.

Este sistema ya no se usa, debido a que cuando ocurren fallas estas son generales por la dependencia que tienen los circuitos entre sí. La E.E.Q.S.A. tiene como política el evitar esta configuración, la alternativa es la de independizar a cada transformador con su propio sistema secundario[7].

2.2.3 Materiales y equipos utilizados

La parte física de la red consta de los siguientes componentes:

- Transformadores de distribución
- Equipos de protección y seccionamiento
- Equipos de alumbrado público
- Aislamiento
- Conductores desnudos
- Conductores aislados y accesorios
- Accesorios para conductores
- Material para conexión a tierra
- Postes
- Herrajes galvanizados y cables de acero

Transformadores de distribución

Se determinan por su aislamiento y conmutabilidad, de tal manera que hay transformadores que son para un único voltaje primario y otros que son conmutables, es decir que pueden servir tanto para la tensión existente como para la futura.

Para el caso de los transformadores trifásicos, sus características son definidas por su fabricación, cuando se ha tenido una correcta planificación, se instalan *transformadores conmutables* preferentemente para clientes puntuales o particulares, pero en las redes de servicio común casi siempre se instalan transformadores convencionales no conmutables.

La conmutabilidad de un transformador trifásico no se la puede determinar visualmente, es necesario comprobar esta característica por medio de sus datos de placa.

Los transformadores monofásicos, tienen una bobina en alto voltaje y un bobina

con tap central en bajo voltaje. La conmutabilidad se da bajo dos condiciones:

1. Voltaje inicial es 1.732 (raíz cuadrada de 3) veces el voltaje futuro, por ejemplo de 13.2 KV a 22.8 KV, como es el caso en la ciudad de Sangolquí.
2. Transformador monofásico con dos bushins en el primario.

Explicación.- La bobina primaria esta diseñada para funcionar a un nivel de voltaje determinado, entonces para el voltaje inicial se conectará a cada uno de los dos bushins una fase del circuito de alta; en el voltaje futuro se conecta un fase a un bushin y el otro se lo conecta a tierra, manteniendo así el mismo nivel en el devanado primario.

Los transformadores conmutables para 13.2Y/7.6 KV inicial y 22.8Y/13.2 KV futuro, tienen los siguientes datos de referencia:

Relación de voltaje: 13.200Y/22.860 - 240/120 V.

No. de bushins : 2

Significa que el devanado primario esta diseñado para operar a 13200 V., entonces se necesitan dos fases a 13.2Y/7.6 KV o un fase a 22.8Y/13.2 KV para instalar dicho transformador. En la Figura No. II.1, se explica de manera gráfica la conexión del transformador.

En el levantamiento de las redes existentes, cuando el voltaje es el inicial y están instalados transformadores monofásicos de dos bushins se dice que estos son conmutables.

Este caso particular se da cuando hay un *"voltaje de transición"*, pero cuando no es así, se deben cambiar por completo todos los transformadores, por ejemplo si el voltaje inicial es 6.3 KV y el futuro es 22.8 KV.

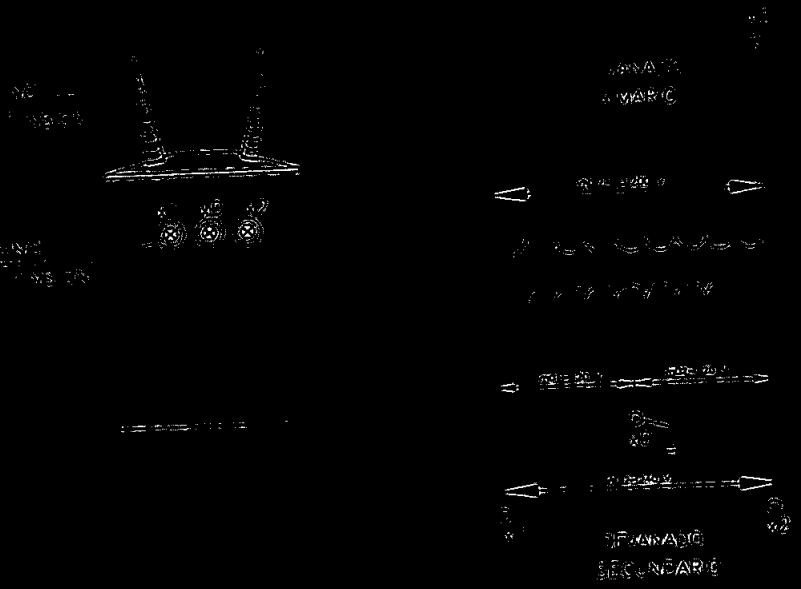
En el Anexo No. II.3, se detallan las características de cada transformador existente y se determina si es o no útil para el cambio de voltaje futuro.

La Empresa Eléctrica Quito S.A., para casos en los que esta determinado un cambio de voltaje primario, previene el cambio de transformadores instalando transformadores conmutables[7].

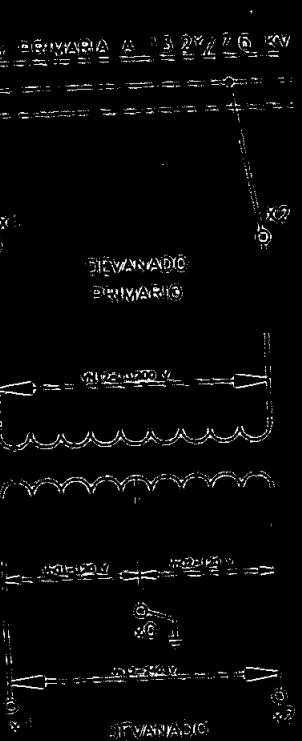
FIGURA No. III.1

...EXION DE UN TRANSFORMADOR MONOFASICO CONVENCIONAL

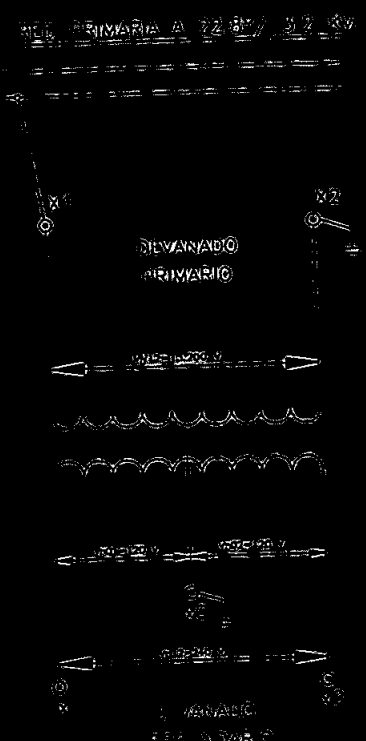
ESQUEMA DE TRANSFORMACIÓN



...N A 13.2Y/7.6 KV.



CONEXION A 22.8Y/13.2 KV



Otra característica de un transformador monofásico es la de ser convencional o autoprotegido. *Convencional*, por que no lleva protecciones, entonces se lo conecta en alta por medio de seccionadores portafusibles con pararrayos de protección y en baja por medio de fusibles instalados en capaceta o pizarra. Y **autoprotegido** porque lleva consigo las protecciones. Desde el punto de vista de operación, ofrecen mayor facilidad los convencionales, además de ser mas económicos.

Equipos de protección y seccionamiento

Están determinados para operar hasta un rango definido de voltaje y dependen de las necesidades de la red o equipo a proteger para utilizarlos.

Se clasifican según su función[11]:

Seccionadores: aparatos utilizados para abrir o cerrar un circuito o transformador recorrido por una corriente (no operan bajo carga), y previstos especialmente para aislar, de una red bajo tensión, una máquina, un aparato, un conjunto de aparatos o una sección de una línea de distribución, de manera que sea posible el operarlos sin peligro, para los fines de conservación o de reparación. La condición fundamental es que su ruptura sea visible por medio de un fusible (o tirafusible).

Interruptores: aparatos destinados a interrumpir y a conectar circuitos en condiciones normales de carga, por ejemplo los seccionadores con extintor de arco.

Interruptores seccionadores: interruptores que en posición de apertura, responden además a las condiciones impuestas a los seccionadores.

Disyuntores: dispositivos destinados a interrumpir o establecer circuitos en condiciones normales de carga, así como en las condiciones anormales que se presentan en el caso de cortocircuitos. Pueden ser maniobrados a voluntad (a mano, o a distancia) o automáticamente mediante relés.

Las principales características nominales de los aparatos son:

- *Las tensiones nominales de sus circuitos principales y, eventualmente, de sus circuitos auxiliares.*
- *Los servicios nominales de corrientes y las corrientes nominales correspondientes de sus circuitos principales.*
- *Su poder o potencia de ruptura nominales.*

- *Su poder o capacidad de conexión nominales.*
- *Las sobreintensidades admisibles nominales que pueden soportar sus circuitos principales.*

Para protección contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas se utilizan pararrayos, por lo general para líneas aéreas pararrayos tipo autoválvula, que tiene la función de descargar estas sobretensiones a tierra, evitando la perforación del aislamiento y daños a transformadores.

La utilización correcta de los pararrayos asegura una protección confiable del sistema, instalando adecuadamente para cada nivel de tensión, así por ejemplo, para una tensión nominal de 22.8Y/13.2 KV se necesita un pararrayo de 18 KV, para 13.2Y/7.6 KV uno de 10 KV, para 6.3 KV uno de 6.0 KV, etc. Puede darse el caso de pararrayos de nivel superior al de la línea, entonces no se realiza una protección real[11].

En la red en estudio, se encontró para la parte a 22.8Y/13.2 KV pararrayos de 18 KV, inclusive también para 13.2Y/7.6 KV.(no en todos los sectores), entonces no se cumple con el requerimiento del equipo, este tipo de errores en la instalación de protecciones hace que el índice de fallas aumente.

Para la protección en las redes secundarias de cada unidad de transformación, se realiza el montaje de bases portafusibles en un capaceta metálica, o en pizarras monofásicas de mármol con alambres fusibles, con un nivel de aislamiento de 500V.

Las protecciones y seccionamientos en las redes primarias y secundarias están detalladas en las hojas de estacamiento, indicando las características de cada uno de ellas, los que están para un nivel de voltaje de 22.8Y/13.2 KV, pueden ser reutilizados sino presentan fallas físicas.

Equipos de alumbrado público

Se refiere a los dispositivos empleados en la iluminación vial y peatonal de las calles y avenidas, como son las redes de alumbrado publico, las luminarias, los equipos de fotocontrol y las accesorios de conexión y fijación.

Generalmente la disposición de las redes de alumbrado público están adjuntas a las de distribución secundaria, como es el hilo piloto, que esta conectado a un relé de mando, accionado por medio de una fotocélula , y la disposición de las luminarias es de

una por poste, en vanos que oscilan desde 30 a 55 metros.

Pero también existen redes de alumbrado, y pueden ser aéreas o subterráneas, dependiendo de lo que se requiere iluminar. Estas redes son usadas para iluminación vial o peatonal, en zonas donde no se necesita una red de baja tensión completa.

El tipo de luminaria mas utilizada es la de Vapor de Mercurio, aunque se está optando por utilizar las de Vapor de Sodio, que ofrecen la misma intensidad de luz pero con menos consumo de potencia que las anteriores, por ejemplo se puede reemplazar una de vapor de Hg. de 125 W. por una de vapor de Na. de 70 W[7].

En la avenidas principales de Sangolquí, se tienen luminarias de Vapor de Sodio de 250 W, mientras que en calles secundarias se tiene iluminación de 125 W de Mercurio.

Para comprobar el funcionamiento de la luminarias, se realizó una visita en horas nocturnas, comprobándose en general que un 20% de las luminarias no encienden, además en aquellos circuitos que no tienen el mismo tipo de luminaria la distorsión visual es apreciable, por lo que se recomienda en la remodelación sea unificado este proceso. Las pantallas de las luminarias tipo cerradas, deben mantenerse transparentes para aprovechar toda la energía, entonces es necesario un proceso de limpieza de cada una de ellas.

Aislamiento

En la red se tienen varios tipos, según se puede apreciar en el Cuadro No. II.1.

En lo que se refiere al aislador 52-1, suspensión para 6.3 KV, se lo utiliza formando cadenas, para un nivel de 6.3 KV. se usa uno solo, para 13.2 KV dos y para 22,8 KV tres, etc.

Por la distancia a la que se encuentran montados los aisladores no es posible reconocer fielmente deterioro en ellos, pero si mantienen un correcto funcionamiento se los puede reutilizar cuando el aislamiento los permita.

CUADRO No. II.1
TIPOS DE AISLADORES DE LA RED DE DISTRIBUCION EXISTENTE

CLASE	TIPO	VOLTAJE	UTILIZACION
52-1	Suspensión	6.3 KV.	Para retención y/o terminal de línea.
52-3	Suspensión	13.2 KV	Para retención y/o terminal de línea
55-2	Espiga o pin	0.25 KV	Para redes secundarias, en soporte o retención de línea
55-3	Espiga o pin	6.3 KV	Para soporte de línea, tangente o angular.
55-4	Espiga opin	13.2 KV	Para soporte de línea, tangente o angular
56-1	Espiga o pin	22.8 KV	Para soporte de línea, tangente o angular
54-2	Retenida	6.3 KV	Para aislamiento de cable tensor.
54-3	Retenida	22.8 KV	Para aislamiento de cable tensor
53-2	Rollo	0.25 KV	Para redes secundarias, en soporte o retención de línea.

Conductores desnudos

Se utilizan en redes aéreas, y su utilización esta definida por la configuración física de la red.

Por el material del conductor se tienen dos tipos, de cobre y de aluminio(o sus aleaciones). Las redes de cobre se utilizan expresamente para primarios, o para conexiones especiales de maniobra o transformación, debido a su alta conductividad (mayor que la del aluminio), la limitación se da por el costo, optando de esta manera en utilizar conductores de aluminio.

En lo que se refiere a conductores de aluminio se tiene tres tipos[12]:

AAAC - 5005 - Conductor desnudo cableado, aleación de aluminio, designación ASTM B-397. Se lo utiliza en redes de distribución, para vanos limitados.

ASC - Conductor denudo cableado, de aluminio, designación ASTM B-231. Se lo utiliza igual que el anterior, pero ofrece menor resistencia mecánica.

ACSR - Conductor desnudo cableado, aluminio reforzado con alma de acero, designación ASTM B-232 para el aluminio y B-498 para el acero. Se lo utiliza para redes de subtransmisión, con la característica principal de tener mayor resistencia mecánica, por lo que se lo utiliza para vanos largos.

Conductores aislados y accesorios

En redes de alto voltaje se utilizan conductores aislados solo para instalaciones subterráneas, como acometidas a cámaras de transformación, cruces subterráneos e instalaciones en las subestaciones. El nivel de aislamiento (o apantallamiento) depende del voltaje de la línea.

Los conductores aislados que se utilizan en los transformadores de distribución específicamente sirven para realizar conexiones en el lado secundario, como es desde los terminales de baja hasta la capaceta portafusibles y desde esta a la red de distribución. Estos conductores tienen un nivel de aislamiento desde 600 V (tipo TW) hasta 2000 V (tipo TTU) y esta normalizado que sean de Cobre[1].

En *lo que se refiere a las redes de distribución secundaria, se utiliza conductores aislados cuando la red es subterránea o cuando no es posible llegar con cable desnudo, esto se da por viviendas demasiado salidas hacia la calle.*

Para las acometidas domiciliarias, se utiliza multiconductor tipo "*sucre*", que son varios conductores aislados en una misma chaqueta, la que los protege del medio ambiente.

Cuando las condiciones de carga y topología de la red necesitan de instalaciones particulares, es recomendable acudir a las normas para escoger el conductor adecuado.

Accesorios para conductores

Estos materiales son los que complementan y protegen al conductor, tales como: conectores, preformados, terminales de línea, etc. Sirven para conexiones y para terminales de circuito. Se los usa tanto en circuitos primarios como en circuitos secundarios.

Los accesorios se usan de acuerdo al calibre y tipo de conductor.

Material para conexión a tierra

Sirve para conectar los equipos y el neutro de la línea a tierra, evacuando las corrientes parásitas fuera del circuito.

Se utilizan varillas tipo copperweld, enterradas directamente a tierra, conectadas por medio de un conductor de cobre desnudo cableado (No.2 AWG por lo general) tanto a la carcaza de los equipos y al neutro de la red.

Postes

Se tienen tres tipos de postes utilizados en redes de distribución de acuerdo a su constitución o construcción:

- *Poste de hormigón armado.*- Esta constituido por una estructura de hierro la que se cubre con hormigón armado, la capacidad de carga del poste depende del número de varillas utilizadas en su estructura. Son huecos por dentro, con la finalidad de llevar conductor o conexión a tierra.

En el Cuadro No. II.2, se clasifican los postes de hormigón de sección circular más utilizados, de acuerdo a sus altura y capacidad de carga horizontal y de rotura[12].

CUADRO No. II.2
POSTES DE HORMIGON DE SECCION CIRCULAR MAS UTILIZADOS

ALTURA (METROS)	CARGA DE ROTURA HORIZONTAL (Kg.)	CARGA DE ROTURA VERTICAL (Kg.)
8,50	350	4.520
8,50	500	6.350
8,50	575	11.900
9,00	350	4.285
9,00	500	6.100
9,00	575	11.285
10,00	350	3.815
10,00	575	10.100
11,5	350	3.085
11,5	475	6.000
11,5	500	4.790
11,5	575	7.950

La carga de rotura horizontal es el esfuerzo máximo que puede soportar en sentido perpendicular al eje del poste, y carga de rotura vertical es el esfuerzo máximo que puede soportar en sentido paralelo (hacia abajo) al eje del poste.

- *Poste de madera tratada.-* Se llama madera tratada por que se la somete a procesos con sales minerales para endurecer la madera y alargar su vida útil. Se utilizan más en líneas de distribución rurales.

La clasificación de estos postes es la siguiente:

CUADRO No. II.3
TIPOS DE POSTES DE MADERA

8.50 metros de altura
9.00 metros de altura
10.00 metros de altura
11.00 metros de altura
12.00 metros de altura

- *Poste metálico.-* Poste completamente elaborado con metal, son huecos por dentro, pero ya no se los utiliza, a no ser para alumbrado público.

Estos poste no tienen una clasificación definida, ya que se los fabrica de acuerdo a las necesidades requeridas en cada caso.

Herrajes galvanizados y cables de acero

Son las estructuras metálicas que se montan en los postes, con la finalidad de actuar como soporte de las redes de distribución, tales como: crucetas, pernos, bastidores, abrazaderas, etc. Tienen que ser galvanizadas para evitar una prematura degradación del material por efectos de la oxidación.

2.3 ESTUDIO DE CARGA DE LA RED

Se estudia dos aspectos:

- Determinación de la demanda existente.
- Estudio de regulación de voltaje.

2.3.1 Determinación de la demanda existente

La importancia de determinar las características de la carga eléctrica en un sistema de distribución, radica principalmente en la necesidad de conocer su comportamiento para una adecuada planificación del sistemas que la sirve.

La determinación de la demanda existente esta realizada tomando como referencia el método descrito por la Empresa Eléctrica Quito S.A., mediante dos procesos:

- Determinación por medio de datos de carga de la red.
- Determinación por medio de la utilización de la carga instalada.

Determinación por medio de datos de carga de la red

El proceso para determinar la demanda existente esta realizado inversamente al que normalmente se lo hace para determinar la capacidad de los transformadores de distribución.

Según las Normas de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A.[1], el proceso para dimensionar la capacidad del transformador es el siguiente:

1. *Determinación del tipo de usuario representativo de la red.-* Se la hace en función de la utilización de la energía, asociada a la demanda por usuario y a su distribución en el área considerada, es necesario establecer una clasificación de los consumidores, de acuerdo al tipo de vivienda, sector de acentamiento, tipo de actividad económica, carga instalada y factor de proyección de la demanda.

En el Cuadro No. II.4[1], esta la clasificación de los tipos de usuarios, indicando las características de cada uno de ellos y sus respectivos parámetros de diseño.

CUADRO No. II.4
TIPOS DE USUARIOS Y SUS CARACTERISTICAS

TIPO DE USUARIO	CIR (KW)	Fp	FD	DMU (KVA)	Ti (%)	FPD	DMUp (KVA)
E	1.03	0.9	0.81	0.88	5.5	1.71	1.50
D bajo	1.78	0.9	0.65	1.29	4.5	1.55	2.00
D alto	2.36	0.9	0.69	1.61	4.5	1.55	2.50
C bajo	4.01	0.9	0.55	2.32	3.6	1.42	3.30
C medio	4.87	0.9	0.55	2.82	3.6	1.42	4.00
C alto	7.09	0.9	0.50	3.73	3.0	1.34	5.00
B bajo	10.89	0.9	0.45	5.16	2.5	1.28	6.60
B alto	13.19	0.9	0.45	6.25	2.5	1.28	8.00
A bajo	21.25 33.20	0.9	0.37	8.28	1.5	1.16	9.60
A alto		0.9	0.37	12.93	1.5	1.16	15.00

CIR = carga instada representativa
Fp = factor de potencia,
FD = factor de demanda
DMU = demanda máxima unitaria,
Ti = tasa de crecimiento anual
FPD = factor de proyección a 10 años
DMUp = demanda máxima unitaria proyectada

2. *Número de usuarios por circuito secundario.-* Este parámetro es el que determina el factor de diversificación de la demanda. Este factor depende del número y tipo de usuario, por lo que se establece un valor definido para cada uno de ellos. Estos valores de diversificación están descritos en el Anexo No. II.4.

3. *Porcentaje de sobrecarga.-* Este valor esta determinado de acuerdo a cada tipo de usuario y se lo resume en el siguiente cuadro:

CUADRO No. II.5
PORCENTAJE DE SOBRECARGA

USUARIO TIPO DE LA RED	PORCENTAJE (%)
A y B	90
C	80
D y E	70

4. *Cálculo de la capacidad del transformador.-* Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$KVA(t) = \frac{N \times DMUp. \times (\%)}{100 \times FD} + DMe. \qquad \text{Fórmula II.1}^{1}$$

Donde:

KVA(t)	:	Capacidad del transformador (KVA)
N	:	Número de usuarios
DMUp	:	Demanda máxima unitaria proyectada por usuario tipo (KVA)
(%)	:	Porcentaje de sobrecarga (tanto por ciento) por usuario tipo
FD	:	Factor de diversificación
DMe	:	Demanda máxima correspondiente a cargas especiales, en caso de existir (KVA)

El proceso de determinación de la demanda existente propuesto, parte de la Fórmula II.1, es decir despejando la DMUp., que para este caso es la demanda existente DMUe. De tal manera que:

$$DMUe.(KVA) = \frac{[\ KVA(t) - DME\ ] \times FD \times 100}{N \times (\%)} \qquad \text{Fórmula II.2}$$

Para determinar los KVA(t) se realizaron tomas de carga de los transformadores mas representativos, tomando en cuenta los diferentes sectores, tanto residenciales como comerciales, (Ver Anexo II.5.[16])

El número de usuarios reales en cada punto de alimentación consta en las hojas de estacamiento de la red existente mediante la inspección visual al sitio.

En el Cuadro No. II.6, se realiza el cálculo del valor Factor total "**Ft-e**"para cada transformador, que es la resta de los KVA(t) calculados a partir de las corrientes reales medidas a horas pico de demanda, menos la DMe que es la suma de las potencias de las luminarias existentes en el circuito (0.15 KVA por luminaria), esto por no haber otras cargas especiales. Entonces el valor Ft-e, es la potencia real que utilizan los usuarios en la red secundaria. En la segunda columna esta numerado cada centro de transformación de acuerdo con el informe de tomas de carga del Anexo No. II.5.

Para determinar el usuario tipo existente se realiza tres ensayos, con el fin de involucrar a todos. Se debe a que los valores del factor de diversificación son comunes para algunos tipos de usuarios, se tiene tres grupos (de acuerdo al Anexo No. II.4), tomando en cuenta que el porcentaje de sobrecarga también varía y que el valor Ft-e es constante, los grupos son los siguientes:

1. Usuario tipo A, con porcentaje (%) del 90%.
2. Usuarios tipo B y C, con porcentaje de sobrecarga del 80% para el caso extremo.
3. Usuarios tipo D y E, con porcentaje de sobrecarga del 70%.

CUADRO No. II.6
CALCULO DEL VALOR Ft-e

CIRCUITO No.	CENTRO DE TRANSFORMACION					DATOS CALCULADOS				Ft-e.
	No.	CAPACIDAD (KVA)	TIPO	RELACION A.T. (KV)	RELACION B.T. (V)	Iu (A)	Iv (A)	KVA(t) (KVA)	DMe (KVA)	(KVA(t)-DMe) (KVA)
18	02	50,0	1 F.	13.2Y/7.6	240/120	180	190	40,70	1,05	39,65
13	03	37,5	1 F.	13.2Y/7.6	240/120	220	230	49,50	0,75	48,75
21	05	50,0	1 F.	13.2Y/7.6	240/120	240	180	46,20	0,75	45,45
20	07	37,5	1 F.	13.2Y/7.6	240/120	72	60	14,52	1,50	13,02
30	09	25,0	1 F.	13.2Y/7.6	240/120	164	174	37,18	1,65	35,53
03	11	50,0	1 F.	22.8Y/13.2	240/120	300	220	57,20	1,80	55,40
08	12	50,0	1 F.	22.8Y/13.2	240/120	175	165	37,40	1,65	35,75
05	13	50,0	1 F.	22.8Y/13.2	240/120	260	300	61,60	2,70	58,90
23	14	37,5	1 F.	13.2Y/7.6	240/120	85	70	17,05	1,20	15,85
16	15	50,0	1 F.	13.2Y/22.8	240/120	170	172	37,62	1,95	35,67
11	17	50,0	1 F.	22.8Y/13.2	240/120	230	220	49,50	2,55	46,95
T O T A L:		487,5				T O T A L:		448,47	17,55	430,92

Iu : Corriente medida en la fase U
Iv : Corriente medida en al fase V
KVA(t) : Potencia suministrada por el transformador
DMe : Potencia debida a cargas especiales
Ft-e : Potencia neta de consumo de los abonados de cada circuito

CUADRO No. II.7
CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE
USUARIO TIPO A

CIRCUITO No.	CENTRO DE TRANSFORMACION			CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE			
	No.	CAPACIDAD (KVA)	TIPO	Ft-e (KVA)	No. DE USUARIOS	FACTOR F.D.	D.M.U.p.c. EXIST.(KVA)
18	02	50,0	1 F.	39,65	32	3,05	4,199
13	03	37,5	1 F.	48,75	35	3,06	4,736
21	05	50,0	1 F.	45,45	35	3,06	4,415
20	07	37,5	1 F.	13,02	12	2,75	3,315
30	09	25,0	1 F.	35,53	43	3,10	2,846
03	11	50,0	1 F.	55,40	52	3,10	3,670
08	12	50,0	1 F.	35,75	34	3,06	3,575
05	13	50,0	1 F.	58,90	52	3,10	3,901
23	14	37,5	1 F.	15,85	20	2,94	2,589
16	15	50,0	1 F.	35,67	45	3,10	2,730
11	17	50,0	1 F.	46,95	38	3,08	4,228
T O T A L:		487,5		DMUpc PROMEDIO:			3,655

F.D. : Factor de diversificación de la carga de acuerdo al número de usuarios

DMUpc : Demanda unitaria existente calculada

CUADRO No. II.8
CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE
USUARIO TIPO B Y C

CIRCUITO	CENTRO DE TRANSFORMACION			CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE			
No.	No.	CAPACIDAD (KVA)	TIPO	Ft-e (KVA)	No. DE USUARIOS	FACTOR F.D.	D.M.U.p.c. EXIST.(KVA)
18	02	50,0	1 F.	39,65	32	2,42	3,528
13	03	37,5	1 F.	48,75	35	2,45	4,015
21	05	50,0	1 F.	45,45	35	2,45	3,743
20	07	37,5	1 F.	13,02	12	2,11	2,693
30	09	25,0	1 F.	35,53	43	2,49	2,421
03	11	50,0	1 F.	55,40	52	2,50	3,133
08	12	50,0	1 F.	35,75	34	2,44	3,018
05	13	50,0	1 F.	58,90	52	2,50	3,331
23	14	37,5	1 F.	15,85	20	2,27	2,116
16	15	50,0	1 F.	35,67	45	2,49	2,322
11	17	50,0	1 F.	46,95	38	2,46	3,576
T O T A L:		487,5		DMUpc PROMEDIO:			3,082

F.D. : Factor de diversificación de la carga de acuerdo al número de usuarios

DMUpc : Demanda unitaria existente calculada

CUADRO No. II.9
CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE
USUARIO TIPO D Y E

CIRCUITO	CENTRO DE TRANSFORMACION			CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE			
No.	No.	CAPACIDAD (KVA)	TIPO	Ft-e (KVA)	No. DE USUARIOS	FACTOR F.D.	D.M.U.p.e. EXIST.(KVA)
18	02	50,0	1 F.	39,65	32	1,72	3,045
13	03	37,5	1 F.	48,75	35	1,73	3,442
21	05	50,0	1 F.	45,45	35	1,73	3,209
20	07	37,5	1 F.	13,02	12	1,64	2,542
30	09	25,0	1 F.	35,53	43	1,73	2,042
03	11	50,0	1 F.	55,40	52	1,73	2,633
08	12	50,0	1 F.	35,75	34	1,72	2,584
05	13	50,0	1 F.	58,90	52	1,73	2,799
23	14	37,5	1 F.	15,85	20	1,69	1,913
16	15	50,0	1 F.	35,67	45	1,73	1,959
11	17	50,0	1 F.	46,95	38	1,73	3,054
T O T A L:		487,5		DMUpc PROMEDIO:			2,657

F.D. : Factor de diversificación de la carga de acuerdo al número de usuarios.

DMUpc : Demanda unitaria existente calculada.

La expresión matemática utilizada para el cálculo de la demanda existente se deriva de la Fórmula No. II.2, y es la siguiente:

$$DMUec.\ (KVA) = \frac{Ft\text{-}e \times FD \times 100}{N \times (\%)}$$

Fórmula No. II.3

Donde: DMUec., es la demanda existente calculada (KVA).

Para cada grupo de usuario se ha realizado sus respectivo cuadro de cálculo, Cuadro No. II.7, II.8 y II.9 respectivamente, de acuerdo con las condiciones establecidas anteriormente.

Resumen de resultados:

CUADRO No. II.10
RESUMEN DE RESULTADOS

GRUPO	DMUec mínimo (KVA)	DMUec máximo (KVA)	DMUec promedio (KVA)
Grupo 1, usuario tipo A	2.730	4.736	3.655
Grupo 2, usuarios tipo B y C	2.116	4.015	3.082
Grupo 3, usuarios tipo D y E	1.913	3.442	2.657

Para el primero y el segundo grupo los resultados obtenidos de demanda no están de acuerdo con los rangos descritos en el Cuadro No. II.4 , por los que se los descarta. En cambio que los rangos de variación de la demanda para el tercer grupo, están dentro del usuario tipo D (desde 1.51 hasta 3.50 KVA). Se concluye entonces que el usuario existente tipo representativo del sector es el tipo D.

El valor promedio de 2.657 KVA, no se lo puede tomar como representativo, ya que los sectores analizados son diversos, por lo que es necesario clasificarlos de acuerdo al tipo de uso del suelo y dependiendo si es residencial o comercial.

La determinación de la demanda tipo existente se realiza mediante **El Criterio de Microáreas**[13], relacionando el uso de la tierra, el crecimiento de la carga, y el factor socio-económico y demográfico.

En las Figuras No. I.1 y I.2 del Capítulo Primero, se describen los tipos de acentamientos, con sus respectivos límites y densidades. de acuerdo con esto los circuitos analizados se ubican de la siguiente forma:

a) Circuitos No. 13, 21, 23, y 16 en la zona C.U.D., que significa Comercio Urbano y Vivienda Multifamiliar Densidad tipo D.(densidad D de 300 a 399 habitantes/hectárea)

Se tiene entonces que:

CIRCUITO No.	DMUec (KVA)
13	3.442
21	3.209
23	1.913
16	1.959

DMUec: Demanda "tipo" existente calculada

Hay concordancia de los valores de demanda de dos en dos, y se debe a que estos circuitos están dentro de una zona amplia y se encuentran dispersos. Como la diferencia entre el valor mínimo y el máximo es apreciable, la demanda existente se la toma promediando los dos valores mayores, resultando una **demanda "tipo" existente calculada DMVec de 3.325 KVA.**

b) Circuitos No. 20, 03, 08, y 18 localizados en la zona C.U.F.1, que significa Comercio Urbano y Vivienda Multifamiliar Densidad tipo F.(densidad F de 500 y más habitantes/hectárea)

Se tiene entonces que:

CIRCUITO No.	DMUec (KVA)
20	2.542
03	2.633
08	2.548
18	3.045

DMUec: Demanda "tipo" existente calculada

Para este caso los valores no presentan una mayor diferencia, por lo que si es posible promediarlos, dando como resultado una **demanda "tipo" existente calculada de 2.701 KVA.**

c) Circuitos No. 05 y 30 en la zona R.2.F., que significa Residencial Vivienda Bifamiliar Densidad tipo F.(densidad F de 500 o más habitantes/hectárea) se tiene entonces que:

CIRCUITO No.	DMUec (KVA)
05	2.799
30	2.042

DMUec: Demanda "tipo" existente calculada

Para este caso los valores no presentan una mayor diferencia, por lo que si es posible promediarlos también , dando como resultado una **demanda tipo existente calculada de 2.4205 KVA.**

d) Circuito No. 11 en la zona R.1.B., que significa Residencial Vivienda Unifamiliar Densidad tipo B.(densidad B de 100 a 199 habitantes/hectárea) se tiene entonces que para este único caso la **demanda tipo existente calculada es de 3.054 KVA.**

Al promediar las cuatro demandas anteriores se tiene **2.8751 KVA.**, valor que se lo toma como válido de demanda existente de acuerdo al criterio de microáreas.

Determinación por medio de la utilización de la carga instalada

Para obtener una rango apreciable de variación, se realizó el estudio de carga a 20 usuarios de la zona a remodelarse, tomando en cuenta el área donde estaba ubicado.

Para este método se establece un cierto número, tipo y potencia de los artefactos eléctricos y de alumbrado; determinando de esta forma la carga instalada representativa **CIR**, para el usuario tipo del circuito.

En el proceso del cálculo de la demanda, existen dos factores que tienen que ser determinados previamente, y son:

a) *Factor de Frecuencia de Uso (FFUn).-* Se determina para cada una de las cargas instaladas en función del número de usuarios que disponen del artefacto correspondiente dentro de un grupo de consumidores [1].

El FFUn, esta determinado por la siguiente expresión:

$$FFUn\ (\%) = \frac{\textit{Número de usuarios que disponen del artefacto}}{\textit{Número de usuarios totales}} * 100$$

Fórmula II.4

En la columna 3 del Cuadro No. II.11, está el número de usuarios que disponen el artefacto correspondiente de un total de 20 usuarios, y en la columna 4 se expresa dicho valor en forma porcentual (FFUn).

b) *Factor de simultaneidad (Fsn).-* Este factor determina la incidencia de la carga considerada en la demanda coincidente durante el período de máxima solicitud y se lo establece en función de la forma de utilización de aparatos y artefactos eléctricos para su aplicación determinada [1].

El Fsn, esta determinado por la siguiente expresión:

$$Fsn\ (\%) = \frac{\textit{Número de usuarios que utilizan entre las 19 y 21 horas}}{\textit{Número de usuarios que disponen del artefacto}} * 100$$

Fórmula II.5

En la columna 5 del Cuadro No. II.11, está el número de usuarios que utilizan el artefacto en el período de tiempo señalado y en la columna 6 se expresa dicho valor en forma porcentual (Fsn).

Con los parámetros encontrados se procede a la elaboración de la planilla de carga instalada y demanda máxima (Cuadro No. II.12), en la que se obtiene como resultado una **demanda existente de 2.888 KVA.**

CUADRO No. II.11
CALCULO DE FFUn Y FSn

ITEM	APARATOS ELECTRICOS Y DE ALUMBRADO	USUARIOS QUE DISPONEN DEL ARTEFACTO	FFUn. (%)	USUARIOS QUE LO UTILIZAN DE 19-21 HORAS	FSn (%)
1	2	3	4	5	6
1	Batidora	10	50	4	40,00
2	Cafetera	8	40	3	37,50
3	Calentador de agua	8	40	3	37,50
4	Cocineta eléctrica	2	10	1	50,00
5	Computadora	4	20	4	100,00
6	Ducha Eléctrica	10	50	3	30,00
7	Equipo de sonido	18	90	8	44,44
8	Horno Microondas	8	40	4	50,00
9	Lavadora	3	15	0	0,00
10	Licuadora	20	100	16	80,00
11	Máquina de coser	6	30	3	50,00
12	Plancha	20	100	8	40,00
13	Puntos de alumbrado	20	100	14	70,00
14	Radio	20	100	16	80,00
15	Refrigeradora	17	85	13	76,47
16	Sartén Eléctrico	3	15	2	66,67
17	Secadora de pelo	15	75	7	46,67
18	Televisor	20	100	16	80,00

CUADRO II.12
CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE

ITEM	APARATOS ELECTRICOS Y DE ALUMBRADO				FFUn	CIR	FSn	DMU
	DESCRIPCION	CANT	Pn(W)	Pt(W)	(%)	(W)	(%)	(W)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Batidora	1	150	150	50	75	40,00	30,00
2	Cafetera	1	600	600	40	240	37,50	90,00
3	Calentador de agua	1	1500	1500	40	600	37,50	225,00
4	Cocineta eléctrica	1	3000	3000	10	300	50,00	150,00
5	Computadora	1	450	450	20	50	100,00	50,00
6	Ducha Eléctrica	1	1500	1500	50	750	30,00	225,00
7	Equipo de sonido	1	100	100	90	90	44,44	40,00
8	Horno Microondas	1	1000	1000	40	400	50,00	200,00
9	Lavadora	1	400	400	15	60	0,00	0,00
10	Licuadora	1	150	150	100	150	80,00	120,00
11	Máquina de coser	1	100	100	30	30	50,00	15,00
12	Plancha	1	600	600	100	600	40,00	240,00
13	Puntos de alumbrado	10	100	1000	100	1000	70,00	700,00
14	Radio	1	50	50	100	50	80,00	40,00
15	Refrigeradora	1	300	300	85	255	76,47	195,00
16	Sartén Eléctrico	1	800	800	15	120	66,67	80,00
17	Secadora de pelo	1	250	250	75	187,5	46,67	87,50
18	Televisor	2	70	140	100	140	80,00	112,00
	TOTALES					5.097,50		2.599,50

Factor de potencia (%) = 0,9 FDM = DMU/CIR = 0,5100

DMU e(KVA) = 2,888

Comparando los valores obtenidos en los dos métodos **2,8751 KVA** en el primero y **2.888 KVA** en el segundo, presentan una mínima diferencia, en el orden del 0.45% con relación al primer resultado, determinado así, la validez de ambos procesos.

Se define entonces como **Demanda Unitaria Existente Tipo (DMUet)** al primer valor, esto es, **2,8751 KVA**, por resultar del análisis de un grupo mayor de usuarios y por basarse en datos de carga reales.

2.3.2 Estudio de regulación de voltaje

Capacidad de Transformadores

Para calcular la carga de cada centro de transformación de la red pública, se usa la Fórmula II.1, partiendo que la demanda unitaria existente es la determinada anteriormente (2,8751 Kva.), con estos parámetros esta elaborado el Cuadro No. II.13, que resume los 35 circuitos existentes, con la potencia nominal de cada transformador tomada como base para determinar la sobrecarga de cada transformador o su subutilización cuando el porcentaje es negativo.

La demanda DMe se debe exclusivamente al número de luminarias de alumbrado público de cada circuito y el factor de diversificación FD se lo aplica de acuerdo al número de usuarios.

Se permite un porcentaje de sobrecarga de hasta el 30 % de la capacidad nominal del transformador en régimen contínuo, entonces la mayoría de los circuitos secundarios están sobrecargados, lo que justifica el aumento de capacidad instalada.

El caso de mayor porcentaje de subutilización es el CTe-35, con 61.75 %, lo que esta produciendo una deficiente utilización de recursos de la red.

Regulación de Voltaje

Para calcular la caída de voltaje en los circuitos secundarios existentes se usa el cuadro del Anexo No. II.6[1], que es el valor de KVA por metro calculado para 1% de caída de voltaje que caracteriza a cada tipo y calibre de conductor.

En el Anexo No. II.7 están calculados los valores de caída de voltaje para la red primaria existente y para los 35 circuitos de la red secundaria, con la designación de cada tramo de acuerdo con el número de poste identificado en las hojas de estacamiento de la red existente (Anexo No. II.2).

CUADRO No. II.13
CALCULO DE CARGA DE CIRCUITOS SECUNDARIOS EXISTENTES

USUARIO TIPO : D DMUet (KVA) = 2,8751

TRANSFORMADOR No.	CAPACIDAD NOMINAL(Kva)	No. DE USUARIOS	F.D.	DMe (Kva)	KVAt (Kva)	SOBRECARGA (%)
CTe - 01	37,50	35	1,73	1,20	41,92	11,78
CTe - 02	50,00	29	1,71	1,35	35,48	-29,04
CTe - 03	50,00	52	1,73	1,80	62,29	24,59
CTe - 04	50,00	39	1,73	1,65	47,02	-5,96
CTe - 05	50,00	52	1,73	2,70	63,19	26,39
CTe - 06	50,00	60	1,74	1,35	70,75	41,50
CTe - 07	25,00	22	1,70	1,20	27,25	8,98
CTe - 08	50,00	34	1,72	1,50	41,28	-17,43
CTe - 09	50,00	38	1,73	1,35	45,56	-8,89
CTe - 10	50,00	47	1,73	1,95	56,63	13,25
CTe - 11	50,00	38	1,73	2,40	46,61	-6,79
CTe - 12	50,00	51	1,73	1,65	60,98	21,96
CTe - 13	37,50	35	1,73	0,75	41,47	10,58
CTe - 14	45,00	33	1,72	1,20	39,81	-11,53
CTe - 15	30,00	25	1,70	1,20	30,80	2,66
CTe - 16	50,00	45	1,73	1,65	54,00	8,00
CTe - 17	37,50	26	1,71	1,05	31,65	-15,60
CTe - 18	37,50	32	1,72	1,05	38,49	2,65
CTe - 19	50,00	52	1,73	2,25	62,74	25,49
CTe - 20	37,50	12	1,64	1,50	16,23	-56,73
CTe - 21	25,00	35	1,73	0,75	41,47	65,87
CTe - 22	37,50	25	1,70	0,90	30,50	-18,68
CTe - 23	37,50	20	1,69	1,20	25,02	-33,29
CTe - 24	37,50	44	1,73	2,40	53,59	42,90
CTe - 25	25,00	23	1,70	1,95	29,18	16,72
CTe - 26	25,00	16	1,68	1,50	20,67	-17,33
CTe - 27	37,50	33	1,72	2,40	41,01	9,37
CTe - 28	37,50	45	1,73	2,40	54,75	46,00
CTe - 29	50,00	51	1,73	2,40	61,73	23,46
CTe - 30	25,00	43	1,73	1,65	51,67	106,69
CTe - 31	25,00	28	1,71	1,95	34,90	39,62
CTe - 32	15,00	9	1,60	1,35	12,67	-15,53
CTe - 33	15,00	21	1,69	1,05	26,06	73,72
CTe - 34	25,00	17	1,68	1,95	22,32	-10,74
CTe - 35	50,00	15	1,67	1,05	19,13	-61,75
TOTALES:	1355,00	1182		55,65	1438,80	6,18

F.D. = Factor de diversificación de la demanda
DMe = Potencia debida a cargas especiales
KVAt = Potencia calculada del transformador

El porcentaje más alto se da en el circuito No.30, con un valor del 17.06 % para el usuario más alejado de la red.

En la mayoría de los circuitos los transformadores no están ubicados en el centro de carga, esto produce valores altos de caída de voltaje.

El porcentaje de caída permisible para un usuario tipo D es de 3.5 % [1], entonces es necesario aumentar el calibre del conductor de la red secundaria y ubicar a los transformadores en el centro de carga del circuito.

2.4 MATERIALES REUTILIZABLES

La forma de evaluación es visual y se realizó durante el levantamiento de la red existente. Debido a que no es posible observar detenidamente los materiales que están distantes se considera aceptable esta evaluación ya que la red presenta un margen reducido de fallas por efectos de perforamiento del aislamiento.

La selección de materiales reutilizables es de acuerdo a:

- Aislamiento existente.
- Estado de conservación de los materiales.

2.4.1 Aislamiento existente

En este punto se evalúa al material como reutilizable si el aislamiento existente cumple con los requerimientos del voltaje futuro, entonces los aisladores y estructuras diseñados para trabajar bajo 22.8 KV son reutilizables.

Los transformadores que son conmutables a voltajes nominales futuros son reutilizables, deben someterse a pruebas si el tiempo de operación del equipo ha rebasado los 15 años[7].

Se designa la reutilización por aislamiento de acuerdo a:

VALOR = 1 si el material o equipo tiene aislamiento para el voltaje futuro

VALOR = 0 si el material tiene un aislamiento menor al futuro

En el caso de los transformadores, el valor 1, si es conmutable o si esta en la zona de 22.8 KV, que es la que esta alimentada por el primario *"A" San Rafael a 22.8 KV.*; y el valor 0, si no es conmutable.

En las redes secundarias el aislamiento a 0,25 KV no cambia . por lo que el valor es 1, igual caso sucede en aquellos materiales que no se los puede clasificar por aislamiento y son los siguientes:

- Postes
- Luminarias
- Herrajes de tensores
- Conexiones a tierra
- Conductores desnudos
- Accesorios para conexión

2.4.2 Estado de conservación de los materiales

Se determina como reutilizable a aquellos materiales que presentan características físicas aceptables, que se conserven en buen estado.

En lo que se refiere al aislamiento, se considera reutilizable si no presenta fallas físicas o contaminación.

Para estructuras de soporte se mide por el estado de oxidación del material y por la función que cumple.

Hay materiales que ya no se usan los que no son reutilizables, por ejemplo crucetas en redes secundarias, postes cuadrangulares debido a que no es conveniente utilizar bastidores para el soporte de redes secundarias, pizarras de mármol usadas para ensamblaje y protección a la salida de baja del transformador de distribución.

Se califica de la siguiente manera:

VALOR = 1 si el material presenta características físicas aceptables.

VALOR = 0 si el material esta deteriorado.

En resumen, los materiales reutilizables son los que presentan características de aislamiento y conservación aceptables, de tal manera que ambas calificaciones sean 1.

En el Anexo No. II.2, constan las hojas de estacamiento de la red existente, cada estructura esta calificada de acuerdo a este criterio, lo mismo sucede en el Anexo No. II.3 con los transformadores.

El resumen de materiales y equipos reutilizables consta en el Anexo No. II.8.

CAPITULO III

ELABORACION DEL PROYECTO DE REMODELACION

En el presente capítulo se elabora el proyecto de remodelación de redes y cambio de voltaje primario de acuerdo con las normas y requerimientos de la E.E.Q.S.A[1].

3.1 PROYECCION DE LA DEMANDA

Con la proyección de la demanda se establece una provisión de dimensiones y capacidad proporcional al crecimiento previsible del consumo eléctrico.

3.1.1 Cálculo de la demanda de diseño

La zona de estudio esta definida como un *sector urbano consolidado,* por tanto no se proyecta un crecimiento notable de la demanda eléctrica, entonces la demanda de diseño es la existente (determinada en el capítulo anterior) de **2.8751 KVA.**

La mayor parte del sector presenta esta característica, pero hay zonas en las que se estima un crecimiento de la demanda y se debe al tipo de construcción habitacional permitida por el Municipio de Sangolquí[3], en este caso la demanda si se proyecta.

De acuerdo con la clasificación del tipo de usuario (Cuadro II.4[1]) la demanda existente de **2.8751 KVA** es la demanda actual (sin proyectar) para un usuario tipo **C alto,** para un periodo de 10 años la proyección se hace aplicando la siguiente fórmula[1]:

$$DMUp = DMU \times (1 + Ti/100)^{10} \qquad \text{Fórmula III.1}$$

Donde :

DMUp	:	demanda unitaria proyectada
DMU	:	demanda unitaria actual
Ti	:	tasa de crecimiento anual

Para un usuario tipo C alto, el valor de Ti es de 3.0 % anual, entonces se tiene que:

DMUp = 2.8751 x (1 + 3/100) ^ 10

DMUp = 3.853 KVA

Específicamente la zona donde se aplica esta proyección es la delimitada por la calles Pichincha, Colombia y la Av. Luis Cordero y se considera un usuario representativo tipo C alto.

3.1.2 Cálculo de la demanda de transformadores

La capacidad de los centros de transformación se calcula aplicando la siguiente fórmula[1]:

$$KVA(t) = \frac{N \times DMUp. \times (\%)}{100 \times FD} + DMe. \qquad \text{Fórmula III.2}$$

Donde:

KVA(t)	:	Capacidad del transformador (KVA)
N	:	Número de usuarios
DMUp	:	Demanda unitaria proyectada por usuario tipo (KVA)
(%)	:	Porcentaje de sobrecarga de acuerdo al tipo de usuario
FD	:	Factor de diversificación de acuerdo al tipo de usuario
Dme	:	Demanda máxima correspondiente a cargas especiales (KVA)

La DMe considera la carga debida a las luminarias de alumbrado público de cada circuito secundario y en algunos casos también las cargas especiales como son las atendidas a clientes puntuales que en la red existente disponían de transformador propio.

La capacidad de los nuevos centros de transformación esta resumida en el Cuadro No. III.1, se tienen en total 42 centros de transformación para la red pública, de los cuales 6 no tienen cambio alguno por lo que se mantienen como están actualmente.

CUADRO No. III.1
CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES PROYECTADOS

CENTRO No.	DMUp (KVA)	No. DE USUA-RIOS	F.D.	DMe		KVA(t) (KVA)	TRANSF. NORMALI-ZADO	No. DE FASES
				A.P. (KVA)	C.P. (KVA)			
CT - 01	2,8751	33	1,72	4,20	8,00	50,81	50,00	1
CT - 02	2,8751	16	1,68	4,80		23,97	25,00	1
CT - 03	3,8530	31	2,41	0,50		40,15	50,00	1
CT - 04	2,8751	29	1,71	0,42		34,55	37,50	1
CT - 05	3,8530	25	2,33	0,76		33,83	37,50	1
CT - 06	3,8530	34	2,44	0,84		43,79	50,00	1
CT - 07	3,8530	33	2,43	2,40		44,26	50,00	3
CT - 08	3,8530	28	2,38	2,70		38,96	37,50	1
CT - 09	3,8530	23	2,30	0,59		31,41	37,50	1
CT - 10	2,8751	41	1,73	1,09		48,79	50,00	1
CT - 11	2,8751	24	1,70	2,40	40,00	70,81	75,00	3
CT - 12	2,8751	26	1,71	0,67		31,27	37,50	1
CT - 13	2,8751	41	1,73	1,09		48,79	50,00	1
CT - 14	2,8751	35	1,73	0,92		41,64	50,00	1
CT - 15	2,8751	26	1,71	1,85		32,45	37,50	1
CT - 16	2,8751	40	1,73	0,92		47,46	50,00	1
CT - 17	2,8751	39	1,73	1,09		46,46	50,00	1
CT - 18	2,8751	38	1,73	3,71	25,00	72,91	75,00	3
CT - 19	2,8751	33	1,72	2,77		41,39	45,00	3
CT - 20	2,8751	41	1,73	1,09		48,79	50,00	3
CT - 21	2,8751	20	1,69	3,20		27,02	25,00	1
CT - 22	2,8751	42	1,73	1,01		49,87	50,00	1
CT - 23	2,8751	38	1,73	1,34		45,55	50,00	1
CT - 24	2,8751	31	1,72	1,09		37,37	37,50	1
CT - 25	2,8751	29	1,71	1,26		35,39	37,50	1
CT - 26	2,8751	41	1,73	2,94		50,64	50,00	3
CT - 27	2,8751	19	1,69	0,76		23,38	25,00	1
CT - 28	2,8751	40	1,73	1,82		48,36	50,00	1
CT - 29	2,8751	38	1,73	1,69		45,90	50,00	1
CT - 30	2,8751	30	1,71	0,76		36,06	37,50	1
CT - 31	2,8751	28	1,71	0,92		33,88	37,50	1
CT - 32	2,8751	31	1,72	0,59		36,86	37,50	1
CT - 33	2,8751	19	1,69	2,70		25,33	25,00	1
CT - 34	2,8751	27	1,71	1,51		33,29	37,50	1
CT - 35	2,8751	21	1,69	0,50		25,51	25,00	1
CT - 36	2,8751	28	1,71	4,20		37,15	37,50	1
TOTALES:		1118		61,13	73,00	1464,06	1557,50	

DMUp : Demanda máxima unitaria proyectada.

FD : Factor de diversificación.

DMe : Potencia debida a cargas especiales

KVA(t) : Potencia calculada

A.P. : Alumbrado público.

C.P. : Carga puntual

Debido a la variación de cargas puntuales, no es posible incorporar a todas ellas en los circuitos de la red pública por lo que hay transformadores particulares que se mantienen[7]. En el Cuadro No. III.2, se resumen estos centros de transformación (27 en total).

CUADRO No. III.2
TRANSFORMADORES PARTICULARES

CENTRO PARTICULAR No.	POTENCIA NOMINAL (KVA)	No. DE FASES
CP - 01	100,00	3
CP - 02	25,00	1
CP - 03	50,00	3
CP - 04	25,00	1
CP - 05	45,00	3
CP - 06	15,00	3
CP - 07	45,00	3
CP - 08	75,00	3
CP - 09	30,00	3
CP - 10	150,00	3
CP - 11	30,00	3
CP - 12	100,00	3
CP - 13	50,00	3
CP - 14	75,00	3
CP - 15	15,00	1
CP - 16	25,00	1
CP - 17	50,00	1
CP - 18	75,00	3
CP - 19	37,50	1
CP - 20	50,00	3
CP - 21	50,00	3
CP - 22	30,00	3
CP - 23	50,00	3
CP - 24	50,00	3
CP - 25	25,00	1
CP - 26	45,00	3
CP - 27	37,50	1
TOTALES:	1355,00	

3.2 RED PRIMARIA DE ALTO VOLTAJE

El rediseño de la red de distribución contempla el cambio de voltaje primario, por lo que en la nueva configuración del circuito primario se utilizan los alimentadores que tienen el voltaje futuro (22.8Y/13.2 KV.).

En la zona de estudio existen dos primarios diferentes, la configuración de cada uno de ellos se detalla a continuación:

Primario "A" San Rafael a 22.8 KV.-

Este alimentador llega por dos puntos, al Norte desde la calle Leopoldo Mercado en la intersección con la Av. Luis Cordero y el otro punto desde el sur por el monumento "Al Choclo" en la intersección de la avenidas Luis Cordero y Abdón Calderón.

Este primario en el nuevo diseño alimenta a toda el área que antes alimentaba el primario "A" a 13.2 KV, entonces el cambio de voltaje primario se realiza desde los dos puntos en donde entra la alimentación a 22.8 KV.

En el Cuadro No. III.3, esta resumida la configuración de este alimentador.

Primario "F" San Rafael a 22.8 KV.-

Este primario llega por la parte noroeste y se proyecta que alimente únicamente a la zona del "Parque Turismo" y parte de la calle Montúfar.

La configuración de este alimentador se describe en el Cuadro No. III.4.

En el plano Anexo No. III.1.- Red de Distribución Primaria, está elaborado el rediseño de la red de alto voltaje, con la respectiva nomenclatura normalizada.

3.3 RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA Y ALUMBRADO PUBLICO

La red secundaria ha sido rediseñada optimizando el uso de los conductores existentes con la finalidad de reducir los costos del proyecto.

De los terminales secundarios de cada transformador se llega a la capaceta metálica de seccionamiento y protección por medio de conductor de cobre tipo TTU aislado para 2000 V., con el calibre adecuado que cada caso requiere.

Para transformadores de la red pública se realiza la conexión directamente a la red de distribución secundaria y para los particulares a su respectiva acometida.

CUADRO No. III.3
CONFIGURACION DE TRANSFORMADORES ALIMENTADOS POR EL PRIMARIO "A" SAN RAFAEL A 22,8 KV.

CENTRO DE TRANSFORMACION No.	POTENCIA NOMINAL (KVA)	No. DE FASES	FASE A (KVA)	FASE B (KVA)	FASE C (KVA)
**CP - 01	100,00	3	33,33	33,33	33,33
**CP - 02	25,00	1	25,00		
**CP - 05	45,00	3	15,00	15,00	15,00
CP - 06	15,00	3	5,00	5,00	5,00
CP - 07	45,00	3	15,00	15,00	15,00
CP - 08	75,00	3	25,00	25,00	25,00
CP - 09	30,00	3	10,00	10,00	10,00
CP - 10	150,00	3	50,00	50,00	50,00
CP - 11	30,00	3	10,00	10,00	10,00
CP - 12	100,00	3	33,33	33,33	33,33
CP - 13	50,00	3	16,67	16,67	16,67
CP - 14	75,00	3	25,00	25,00	25,00
CP - 15	15,00	1			15,00
CP - 16	25,00	1		25,00	
CP - 17	50,00	1			50,00
CP - 18	75,00	3	25,00	25,00	25,00
CP - 19	37,50	1		37,50	
CP - 20	50,00	3	16,67	16,67	16,67
CP - 21	50,00	3	16,67	16,67	16,67
CP - 22	30,00	3	10,00	10,00	10,00
CP - 23	50,00	3	16,67	16,67	16,67
CP - 24	50,00	3	16,67	16,67	16,67
CP - 25	25,00	1			25
CP - 26	45,00	3	15,00	15,00	15,00
**CP - 27	37,50	1		37,50	
**CT - 01	50,00	1			50,00
CT - 02	25,00	1	25,00		
CT - 03	50,00	1		50,00	
CT - 04	37,50	1	37,50		
CT - 05	37,50	1	37,50		
CT - 06	50,00	1		50,00	
CT - 07	50,00	3	16,67	16,67	16,67

CT - 08	37,50	1			37,50
CT - 09	37,50	1		37,50	
CT - 10	50,00	1	50,00		
**CT - 11	75,00	3	25,00	25,00	25,00
CT - 13	50,00	1			50,00
CT - 14	50,00	1			50,00
CT - 15	37,50	1	37,50		
CT - 16	50,00	1		50,00	
CT - 17	50,00	1		50,00	
CT - 18	75,00	3	25,00	25,00	25,00
CT - 19	45,00	3	15,00	15,00	15,00
CT - 20	50,00	3	16,67	16,67	16,67
CT - 21	25,00	1		25,00	
CT - 22	50,00	1			50,00
CT - 23	50,00	1	50,00		
CT - 24	37,50	1	37,50		
CT - 25	37,50	1	37,50		
CT - 26	50,00	3	16,67	16,67	16,67
CT - 27	25,00	1	25,00		
CT - 28	50,00	1		50,00	
CT - 29	50,00	1			50,00
CT - 30	37,50	1	37,50		
CT - 31	37,50	1	37,50		
CT - 32	37,50	1			37,50
CT - 33	25,00	1			25,00
CT - 34	37,50	1		37,50	
CT - 35	25,00	1	25,00		
CT - 36	37,50	1			37,50
CT - 38	25,00	1		25,00	
CT - 39	25,00	1		25,00	
CT - 40	45,00	3	15,00	15,00	15,00
CT - 41	25,00	1	25,00		
CT - 42	25,00	1			25,00
TOTAL :	2945,00		972,50	985,00	987,50

** .- Transformadores con un voltaje primario actual de 13.2Y/7.6 KV, pero a futuro con un voltaje de 22.8Y/13.2 KV., por tanto son conmutables.

CUADRO No. III.4
CONFIFURACION DE TRANSFORMADORES ALIMENTADOS POR EL PRIMARIO "F" SAN RAFAEL A 22,8 KV.

CENTRO DE TRANSFORMACION No.	POTENCIA NOMINAL (KVA)	No. DE FASES	FASE A (KVA)	FASE B (KVA)	FASE C (KVA)
CP - 03	50,00	3	16,67	16,67	16,67
CP - 04	25,00	1			25
CT - 12	37,50	1		37,50	
CT - 37	25,00	1	25,00		
TOTAL :	137,50		41,67	54,17	41,67

Los calibres de los conductores secundarios se obtienen de los cálculos de caídas de voltaje, que se han mantenido dentro del margen del 3.5 %[1].

El conductor utilizado es de aleación de aluminio tipo AAAC 5005 desnudo, pero en aquellos sectores donde no es posible proyectar este tipo de red se utiliza conductor aislado de aluminio tipo trenzado con sus respectivos accesorios de sujeción y conexión.

La configuración de la red secundaria se detalla en el plano Anexo No. III.2.- Red de Distribución Secundaria y Alumbrado Público. La justificación de los calibres encontrados se detalla en las planillas de cálculo de caída de voltaje (ver Anexo No. III.1).

La red de alumbrado público, es aérea con control múltiple paralelo-hilo piloto controlado por un contactor accionado por célula fotoeléctrica.

Las luminarias utilizadas en las tres avenidas principales son de vapor sodio de 250 W tipo cerrada, y en el resto luminarias de vapor de sodio de 70 W tipo abierta[14].

La ubicación y detalle del circuito de alumbrado público se muestra en el plano Anexo III.2.

3.4 SECCIONAMIENTO Y PROTECCIONES

3.4.1 Seccionamiento y protección del circuito primario

Para el seccionamiento y protección de la red primaria se utilizan seccionadores portafusibles unipolares del tipo **FH1G8**[15], adecuados para un voltaje de servicio de 22.8 KV, con las siguientes especificaciones[12]:

- *Tipo abierto*
- *Voltaje máximo de diseño: 15 / 27 KV.*
- *Capacidad nominal: 100 Amp.*
- *Capacidad de interrupción simétrica: 5600 Amp.*
- *Capacidad de interrupción asimétrica : 8000 Amp.*
- *B I L : 125 KV.*

Con los detalles de fabricación y diseño de acuerdo con las normas ANSI C-37.41 y C-37.42.

En los dos puntos de entrada del primario "A" San Rafael a 22.8 KV, se proyecta la instalación de seccionamiento trifásico utilizando seccionadores portafusibles dimensionados de acuerdo al procedimiento de *coordinación fusible a fusible*[5], con una disposición en serie y en cada ramal de alimentación.

El primer punto de alimentación entra por el sur desde el "Monumento al Choclo", este circuito soporta una carga instalada total de *1505 KVA.* , por lo que se ha previsto la instalación de un seccionamiento trifásico *No. S1*, con *tirafusibles tipo "K" de 65 A 3 u* con cámara de extinción de arco.

El camino principal de este alimentador sigue a lo largo de la Av. Abdón Calderón realizándose el cambio de voltaje en todo este recorrido. De este circuito principal se derivan los ramales correspondientes que sirven a los nuevos centros de transformación de acuerdo a la configuración descrita en el plano Anexo III.1, se proyecta la instalación de 7 seccionamientos en dichos ramales, en el Cuadro No. III.5 se resume la carga y la protección que tiene cada ramal.

El segundo punto ubicado al norte en la intersección de la Av. Luis Cordero y la calle Leopoldo Mercado tiene una carga total de *1440 KVA,* por lo que se proyecta la

CUADRO No. III.5
SECCIONAMIENTOS DEL PRIMER RAMAL
PRIMARIO "A" SAN RAFAEL A 22,8 KV

No.	UBICACION	POTENCIA (KVA)	No. DE FASES	TIRAFUSIBLE TIPO
S2	Quimbalembo y A. Calderón.	37,5	1	"K" de 6 A., 1u.
S3	A. Ante y A. Calderón.	67,5	3	"K" de 8 A. 3u.
S4	Gangotena y A. Calderón.	75,0	1	"K" de 12 A. 1u.
S5	Quito y A. Calderón.	100,0	3	"K" de 10 A. 3u.
S6	Chile y A. Calderón.	50,0	1	"K" de 10 A. 1u.
S7	España y A. Calderón.	237,5	3	"K" de 12 A. 3u.
S8	Riofrio y A. Calderón.	137,5	3	"K" de 10 A. 3u.

reubicación del seccionador existente *No. Se1* de acuerdo a la nueva configuración de la red y reemplazando lo fusibles existentes por *fusibles tipo "K" de 65 K 3 u.*

El camino principal de este circuito sigue por la Av. Luis Cordero, existen dos ramales importantes en los que se proyecta la instalación de seccionamientos trifásicos, el primero ubicado en la Av. Luis Cordero y calle Olmedo *No. S9*, tiene una carga de *215 KVA.* por lo que se ha previsto la instalación de *tirafusibles tipo "K" de 12 A.3 u.*; y el segundo seccionamiento se ubica en la Av. Luis Cordero y calle Leopoldo Mercado *No. S10* con una carga de *517.5 KVA* se proyecta la instalación *de tirafusibles tipo "K" de 25 A. 3u.*

En el anexo No. III.2, se da la explicación de la forma de operación de la red de alto voltaje.

3.4.2 Seccionamiento y protección de transformadores y redes secundarias

Todos los transformadores a instalarse son convencionales, entonces necesitan protecciones en el lado de alto voltaje como en el de bajo voltaje, seccionando y protegiendo al mismo tiempo la red secundaria de distribución.

En el lado primario la protección para cortocircuitos se realiza por medio de seccionadores portafusibles, con el fusible correspondiente en alto voltaje, para

sobrevoltajes con pararrayos de distribución tipo autoválvula; y en el lado secundario por medio de cartuchos fusibles con su respectiva base montados en una capaceta metálica al pie del transformador[1].

En las conexiones del lado primario de utiliza conductor de cobre rígido No. 4 AWG. y en las conexiones del lado secundario hasta la capaceta y luego a la red de baja tensión con conductor de cobre tipo TTU aislado para 2000 V. con el calibre necesario para cada transformador[1].

Se ha enumerado los tipos de transformadores proyectados, tanto de la red pública como los particulares y de acuerdo con la normas de la E.E.Q.S.A.[1], las protecciones se resumen en el Cuadro No. III.6.

CUADRO No. III.6
PORTECCIONES DE TRANSFORMADORES

POTENCIA NOMINAL TRANSF. (KVA)	No. DE FASES	LADO PRIMARIO			LADO SECUNDARIO				
		VOLTAJE PRIMARIO (KV)	FUSIBLE TIPO	FUSIBLE AMP.	VOLTAJE NOMINAL (V)	FUSIBLE TIPO	FUSIBLE AMP.	CONDUCTOR DE CONEXION TIPO	CONDUCTOR DE CONEXION AWG.
25,0	1	13,2Y/7,6	H	5	240/120	NH1	80	TTU	2
37,5	1	13,2Y/7,6	K	10	240/120	NH1	125	TTU	1/0
50,0	1	13,2Y/7,6	K	12	240/120	NH1	160	TTU	3/0
45,0	3	13,2Y/7,6	H	5	210/121	NH1	100	TTU	1/0
75,0	3	13,2Y/7,6	K	8	210/121	NH1	160	TTU	3/0
100,0	3	13,2Y/7,6	K	10	210/121	NH2	225	TTU	2x1/0
15,0	1	22,8Y/13,2	H	2	240/120	NH1	63	TTU	2
25,0	1	22,8Y/13,2	H	5	240/120	NH1	80	TTU	2
37,5	1	22,8Y/13,2	K	6	240/120	NH1	125	TTU	1/0
50,0	1	22,8Y/13,2	K	10	240/120	NH1	160	TTU	3/0
15,0	3	22,8Y/13,2	H	2	210/121	NH1	36	TTU	2
30,0	3	22,8Y/13,2	H	2	210/121	NH1	63	TTU	1/0
45,0	3	22,8Y/13,2	H	3	210/121	NH1	100	TTU	1/0
50,0	3	22,8Y/13,2	H	3	210/121	NH1	125	TTU	1/0
75,0	3	22,8Y/13,2	H	5	210/121	NH1	160	TTU	3/0
100,0	3	22,8Y/13,2	K	6	210/121	NH2	225	TTU	2x1/0
150,0	3	22,8Y/13,2	K	8	210/121	NH3	400	TTU	2x4/0

3.5 MISCELANEOS

3.5.1 Estructuras de soporte

La postería utilizada en la red es de hormigón centrifugado con características de esfuerzo de rotura y horizontal de acuerdo al tipo de estructura ya sea en alto o bajo voltaje, optimizando la utilización de los materiales de la red actual con el fin de minimizar el empleo de materiales nuevos.

En el Anexo No. III.3, consta la planilla de estructuras de la red proyectada justificando su empleo de acuerdo con la configuración de la red.

3.5.2 Lista y especificación de equipos y materiales

Una vez definidas las capacidades nominales de los equipos, las dimensiones y tipos de elementos componentes de la instalación y su localización, corresponde establecer la especificación y determinar las cantidades de los equipos y materiales requeridos para la ejecución del proyecto, con el propósito de obtener su provisión.

El listado contempla las condiciones de servicio del equipo, las normas internacionales de referencia y los requerimientos mínimos para su elección.

En el Anexo No. III.4, esta elaborada esta lista que se refiere únicamente a los materiales nuevos a utilizarse ya que el rediseño de la red de distribución proyecta la reutilización de materiales que presenten características apropiadas.

CAPITULO IV

EJECUCION Y EVALUACION FINANCIERA DEL PROYECTO

4.1 CONSIDERACIONES PRELIMINARES

Para la ejecución del proyecto de remodelación de redes se tiene dos consideraciones:

- Etapas de construcción, y
- Grupo de trabajo

4.1.1 Etapas de Construcción

Estas etapas tienen una secuencia de ejecución definida por los requerimientos constructivos de la red.

Se dividen en dos grupos y se detallan a continuación:

Etapas fijas

Definidas por la instalación de la postería y de los elementos básicos comunes a todas las redes de distribución, para la remodelación de redes se consideran las siguientes etapas fijas[17]:

1. *Replanteo*.- Es la etapa inicial y la más importante, define la ubicación de cada poste con sus respectivas estructuras de soporte de acuerdo con el tipo de red proyectada, tomando en cuenta la configuración física del terreno.

2. *Transporte de postes*.- Es una actividad que depende de la distancia de la obra, que requiere de una correcta planificación, con el fin de optimizar el empleo de recursos y el tiempo de ejecución.

3. *Excavación de huecos.*- Definida por la longitud del poste a instalarse, la profundidad de la excavación esta determinada por la siguiente expresión[1]:

$$p = L/10 + 0{,}5 \ (mts.) \qquad \text{Fórmula IV.1}$$

Donde:

p : Profundidad de la excavación

L : Longitud del poste

Para un poste de 11.5 mts. de longitud (L) la profundidad es de 1.65 mts.(p), para uno de 9.0 mts. la profundidad es de 1.40 mts., etc.

4. *Plantación de postes.*- Ubicación y fijación del poste en su respectivo lugar o reubicación del mismo en el caso que se requiera.

5. *Instalación de tensores y puestas a tierra.*- Luego de la instalación de los postes y definida la configuración de la red, se instalan los tensores para compensación mecánica de la red y las puestas a tierra en los terminales de los circuitos secundarios y para la protección de equipos (transformadores, equipos de maniobra, etc.).

6. *Instalación de equipos y luminarias.*- Se debe al montaje de transformadores, equipos de maniobra y operación de la red, así como también de las luminarias de alumbrado público.

Etapas Variables

Variables porque, se clasifican por las condiciones y topología de la red a construirse, y son:

1. *Ensamblaje de estructuras.*- Se refiere a la instalación de herrajes y para fijación de la red primaria y de la red secundaria de distribución.

2. *Transporte, tendido y regulado de conductores.*- Esta actividad contempla la instalación y fijación de los conductores de la red proyectada.

El proceso de remodelación comprende también el retiro de redes, es decir los materiales y equipos que ya no se van a utilizar, las etapas de retiro contemplan igualmente etapas fijas y variables, y son las siguientes:

- *Transporte de postes no reutilizables o sobrantes*
- *Retiro de postes no reutilizables o sobrantes*
- *Retiro de accesorios y tensores*
- *Retiro de equipos*
- *Retiro de estructuras*
- *Retiro, desmontaje y transporte de conductores*

La ejecución de trabajos tanto para la remodelación como para el retiro de redes se hace simultáneamente, estableciendo un proceso óptimo de construcción llegando a la configuración definitiva de las redes proyectadas.

4.1.2 Grupo de trabajo

La conformación del grupo de trabajo esta establecida de acuerdo a la necesidad de planificación (dirección técnica y administración) y ejecución del proyecto (mano de obra), por lo que consta del siguiente personal [18] :

1. *Ingeniero Eléctrico.*- Destinado a la dirección técnica del proyecto, esto implica: la planificación del trabajo y el soporte técnico necesario. Por los requerimientos de esta actividad, se necesita la intervención de un profesional colegiado a medio tiempo por cada obra.

2. *Capataz.*- Persona capacitada para dirigir a la cuadrilla de trabajadores, el perfil técnico necesario se determina por la experiencia y conocimientos sobre construcción de redes de distribución.

3. *Linieros*.- Realiza el trabajo determinante de la construcción, y se clasifica de acuerdo a su experiencia en : liniero 1 y liniero 2. Se considera un número mínimo de 4 linieros por cuadrilla de trabajo.

4. *Ayudante de liniero*.- Personal con conocimientos básicos de ensamblaje de estructuras y conexiones en redes secundarias. Se requiere un número mínimo de 2 ayudantes.

5. *Peón*.- Personal no calificado, se encarga de trabajos simples y que sólo requieren actividad física. Se necesitan dos peones por grupo.

6. *Chofer*.- Mínimo con licencia profesional de segunda categoría, se emplea un chofer por grupo de trabajo.

7. *Oficinista*.- Personal requerido para atender los trámites de oficina durante la jornada de trabajo. Se considera su intervención a medio tiempo por cada obra.

4.2 CRONOGRAMA DE TRABAJO

La elaboración del cronograma de trabajo tiene la finalidad de optimizar el tiempo de ejecución del proyecto, distribuyendo efectivamente los recursos humanos y la infraestructura (herramientas) de tal manera que se disminuyan los costos totales de la remodelación de redes.

Las etapas de construcción y retiro descritas anteriormente tienen una secuencia definida de ejecución, la planificación del trabajo se hace para remodelar la red definitivamente, es decir, fealizando simultáneamente la red proyectada y retirando la existente si el caso así lo requiere.

La metodología propuesta en el presente estudio para optimizar el tiempo de ejecución, se basa en determinar para cada etapa de construcción un valor diario de avance de la obra.

Tomando en cuenta el grupo de trabajo definido anteriormente, y estableciendo la jornada de trabajo en 8 horas, se ha elaborado el siguiente cuadro de rendimiento diario:

CUADRO No. IV.1
RENDIMIENTO DIARIO DEL GRUPO DE TRABAJO

ITEM	DESCRIPCION	UNID./DIA
01	Replanteo de postes	30
02	Transporte de postes	12
03	Excavación de huecos	16
04	Plantación de postes	10
05	Instalación de tensores	06
06	Instalación de puestas a tierra	08
07	Instalación de luminarias	24
08	Montaje de transformador monofásico	02
09	Montaje de transformador trifásico	01
10	Montaje de seccionamiento monofásico	06
11	Montaje de seccionamiento trifásico	03
12	Ensamblaje de estructuras por poste	08
13	Transporte de conductores por poste	08
14	Tendido de conductores por poste	08
15	Regulado de conductores por poste	16

Los últimos tres ítems del cuadro anterior corresponden a la instalación de conductor nuevo, pero como se dan casos de reutilización de conductor existente se los clasificó de acuerdo a los trabajos a ejecutarse en la red proyectada.

La remodelación de redes contempla también el retiro de equipos y materiales que ya no se van ha utilizar, el cuadro anterior esta realizado de tal manera que esta actividad se haga simultáneamente, es decir que en una jornada de trabajo (un día) se pueda reemplazar un circuito secundario completo.

Como se trata de redes energizadas el trabajo se hace con *suspensiones de servicio*, entonces implica un restablecimiento total del mismo al término del trabajo diario, es decir suministrando energía a todos los usuarios existentes.

De acuerdo a la magnitud de la obra y tomando en cuenta el rediseño de las redes se han totalizado 523 postes y 24 puntos de cable aislado trenzado (con sujeción a la

pared), de los cuales 359 postes son existentes, postes reubicados 33, postes a cambiarse y nuevos a instalarse 131 de los cuales 40 son reutilizados de la red existente y 91 postes nuevos.

Las etapas de ejecución junto con sus respectiva cantidad se detallan en el cuadro No.IV.2 a continuación:

CUADRO No.IV.2
DIAS REQUERIDOS POR ETAPA DE CONSTRUCCION

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNID./DIA	#. DIAS REQUERIDOS
01	Replanteo de postes	204 36	30	07
02	Transporte de postes nuevos	91 36	12	08
03	Excavación de huecos	164 36	16	11
04	Plantación de postes	164 36	10	17
05	Instalación de tensores	219 43	06	37
06	Instalación de puesta a tierra	265 4	08	34
07	Instalación de luminarias	341	24	15
08	Montaje de Transformador monofásico	34 4	02	17
09	Montaje de Transformador trifásico	05	01	05
10	Montaje de seccionamiento monofásico	03 4	06	01
11	Montaje de seccionamiento trifásico	08	03	03
12	Ensamblaje de estructuras por poste	324 27	08	41
13	Transporte de conductores por poste	187 42	08	24
14	Tendido de conductores por poste	187 42	08	24
15	Regulado de conductores por poste	468	16	30

El cronograma de actividades esta elaborado de tal manera que se ejecuten en primer lugar las etapas fijas, es decir hasta la instalación de tensores y conexiones a tierra, luego las modificaciones de la red del circuito primario, y consecutivamente la instalación de los centros de transformación con las modificaciones necesarias en sus circuitos secundarios de distribución.

En el anexo No.IV.1, consta el cronograma de trabajo de la obra con un tiempo de ejecución de 150 días laborables, estableciendo la relación semanal con 5 días laborables de 7 en total, *el factor de multiplicación es de 1.4*, resultando un tiempo de 210 días calendario (7 meses).

4.3 COSTO DEL PROYECTO

Se tienen los siguientes puntos de análisis:

- *Materiales*
- *Mano de obra y dirección técnica*
- *Rediseño del proyecto*

4.3.1 Materiales

Una vez definida la lista y especificación de materiales requeridos en el proyecto (anexo No.III.4 del cap. III) se elabora el costo total por partidas, tomando como referencia los precios de materiales vigentes[19], se resume en el siguiente cuadro:

CUADRO No. IV.3
COSTO DE EQUIPOS Y MATERIALES

PARTIDA	DESCRIPCION	COSTO TOTAL (S/.)
A	Transformadores	144.287.000
B	Equipos de Protección y seccionamiento	36.213.223
C	Alumbrado público	128.873.750
D	Aislamientos	12.776.125
E	Conductores desnudos	71.270.474
F	Conductores aislados	43.299.092
G	Accesorios para conductores	19.464.000
H	Puestas a tierra	13.910.125
I	Postes	47.772.000
J	Herrajes galvanizados	64.662.140
L	Misceláneos	4.762.875
	TOTAL EQUIPOS MATERIALES	587.290.804

En el anexo No.IV.2, consta la lista detallada de los elementos que conforman cada partida de materiales, con su respectiva cantidad y precio unitario correspondiente.

4.3.2 Mano de obra y dirección técnica

El análisis del costo mensual de mano de obra y dirección técnica se refiere a los siguientes puntos:

- Costo mensual de personal
- Costo mensual de vehículos
- Costo mensual de herramientas y equipos

Costo mensual de personal

Se refiere al costo mensual del grupo de trabajo que interviene en la ejecución del proyecto de remodelación y cambio de voltaje.

El análisis se realiza de acuerdo al salario real mensual descrito para cada trabajador en los estudios de salarios de la *Cámara de la Construcción de Quito* [20] , y también con la *Cámara de Comercio de Quito*[21].

En lo que se refiere a los costos por dirección técnica, se establece la intervención de un ingeniero eléctrico a medio tiempo[22], puesto que su actividad está determinada por el soporte técnico y la planificación que intervienen en al ejecución del trabajo.

Tomando en cuenta estos parámetros y la conformación del grupo de trabajo, se ha elaborado el cuadro No.IV.4, que define la categoría de cada trabajador con su respectivo salario básico y real. El *factor de sueldo real* (FSR), es el valor a multiplicarse por el salario básico, dando como resultado el salario real[20], y se debe a las bonificaciones y sueldos complementarios que por ley recibe cada trabajador.

CUADRO IV.4
COSTO MENSUAL DE PERSONAL-MANO DE OBRA Y DIRECCION TECNICA

TRABAJADOR	CATEG.	SALARIO BASICO (S/.)	F.S.R.	SALARIO REAL (S/.)	No.	COSTO REAL (S/.)
Ingeniero		2.184.990	2,56	5.589.204	0,5	2.794.602
Capataz		696.000	3,43	2.385.888	1,0	2.385.888
Liniero 1	IV	240.000	5,31	1.274.400	1,0	1.274.400
Liniero 2	III	207.000	5,80	1.200.600	3,0	3.601.800
Ayud. de liniero	II	180.000	6,62	1.191.600	2,0	2.383.200
Peón	I	165.000	7,02	1.158.300	2,0	2.316.600
Chofer	Lic. D	214.000	5,68	1.215.520	1,0	1.215.520
Oficinista		243.000	5,26	1.278.180	0,5	639.090
				TOTAL COSTO MENSUAL S/.		16.611.100

Costo mensual de vehículos

Para el desarrollo del trabajo es indispensable la utilización de medios de transporte para el personal y de materiales, determinándose el empleo de los siguientes vehículos[22]:

1. *Camioneta de 1 tonelada.*- Para la movilización del director técnico de la obra.
2. *Camión F-350.*- Para la movilización del personal de ejecución y también para transporte de materiales.
3. *Grúa.*- Maquinaria pesada destinada al transporte y plantación de postes.

Debido a que los vehículos descritos anteriormente representan una inversión considerable, es necesario establecer parámetros para evaluar correctamente su costo mensual por: mantenimiento, repuestos y recuperación de la inversión; determinados en el siguiente cuadro[22]:

CUADRO No. IV.5
COSTO DE VEHICULOS
DESCRIPCION DE PARAMETROS CONSIDERADOS

DESCRIPCION	REF.	UNIDAD	CAMIONETA 1 TONELADA	CAMION F 350	GRUA
Valor del equipo	Ve	S/.	52.206.000	78.500.000	250.000.000
Vida útil	U	Año	5	5	5
Valor residual	Vr	%	18,0	17,0	17,4
Tasa de interés anual	i	%	36	36	36
Rendimiento gasolina	G	Km/gal	20	18	3
Gasolina	g	S/./gal	4.610	4.610	4.610
Cambio de aceite	A	Km	2.000	2.000	1.080
Cantidad de aceite	o	Gal	2,0	2,5	4,4
Aceite	a	S/./gal	32.000	32.000	32.000
ABC y frenos	F	Km	5.000	5.000	2.160
Costo del ABC	f	S/.	250.000	300.000	400.000
Reposición de llantas	LL	Km	20.000	18.000	8.640
Costo por llanta	ll	S/.	229.000	446.000	982.000
Cantidad de llantas	b	u	4	4	6
Valor del seguro	S	%	7	7	7
Mantenimiento	M	%	5,20	4,80	4,40
Recorrido mes	R	Km	2.000	2.000	1.080

La vida útil del vehículo se considera en 5 años ya que a partir del sexto año los costos marginales son superiores a los ingresos, el valor residual de cada vehículo se ha tomado en cuenta como igual al precio de reventa de activo y considerándose además la anualidad de su inversión[23].

La inversión a recuperar esta definida por la siguiente fórmula:

$$Ir = Ve * (1 - Vr/100) \qquad \text{Fórmula IV.2}^{23}$$

Donde:

Ir : Inversión a recuperar

Ve : Valor del equipo

Vr : Valor residual del equipo

De acuerdo con la fórmula anterior se tiene para cada vehículo un valor a recuperar, los que están calculados en el cuadro No.IV.6.

Un método contable para evaluar la inversión toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo [23] , mediante las técnicas del *"Valor actual"* es posible determinar la anualidad de la inversión a recuperar .

El valor actual neto de una inversión, es igual a la suma algebraica de los valores actualizados de los flujos netos de caja asociados a esa inversión[23] ; es decir:

$$VAN = \sum \frac{FNCk}{(1+i)^k} \qquad \text{Fórmula IV.3}^{23}$$

Donde:

VAN : Valor actual neto de la inversión

Σ : Sumatorio desde k = 0 hasta k = n

n : número de períodos de la inversión

FNCk : Flujo neto de caja del año K

i : Tasa de interés

Tomando en consideración que la inversión en el ano 0 es **Io** y que los flujos netos de caja son uniformes durante la vida útil e iguales a **F**; entonces el valor actual neto es:

$$VAN = -Io + Fn * \sum \frac{1}{(1+i)^k}$$ Fórmula IV.4

Resolviendo el sumatorio se tiene que:

$$VAN = -Io + Fn * \frac{(1+i)^n - 1}{i*(1+i)^n}$$ Fórmula IV.5

El valor actual de la inversión **VA** es igual a **VAN + Io**, por lo que la expresión anterior se modifica de la siguiente manera:

$$VA = Fn * \frac{(1+i)^n - 1}{i*(1+i)^n}$$ Fórmula IV.6

Para el caso de aplicación a los vehículos utilizados en la ejecución del proyecto de remodelación, se tiene que el valor actual **VA** es la inversión a recuperar **Ir**, y que el flujo neto de caja **Fn** es la anualidad de la inversión **CI** tomada en períodos mensuales; por tanto la expresión utilizada para dicho cálculo es la siguiente:

$$CI = Ir * \frac{i*(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$ Fórmula IV.7

Donde:

CI	:	Anualidad de la inversión
Ir	:	Inversión a recuperar
i	:	Tasa de interés (3% mensual)
n	:	Período de recuperación (60 meses)

El siguiente costo a tomar en cuenta es el combustible utilizado por cada vehículo, que depende de las características de cada equipo; de acuerdo con los parámetros considerados en el cuadro No.IV.5, tenemos la siguiente expresión de cálculo:

$$CC = R * g / G$$ Fórmula IV.8 [22]

Donde:

CC : Costo mensual de combustible

R : Recorrido mensual del vehículo (Km.)

g : Costo de la gasolina (S/./gal)

G : Rendimiento de la gasolina (Km./gal)

El costo mensual por concepto de cambio de aceite esta definido por :

$$CA = R * a * o/A$$ Fórmula IV.9 [22]

Donde:

CA : Costo mensual de aceite

R : Recorrido mensual del vehículo (Km.)

a : Costo del aceite (S/./gal)

o : Cantidad de aceite (gal)

A : Cambio de aceite en función de la distancia recorrida (Km)

El costo mensual por concepto de ABC y frenos esta definido por :

$$CF = R * f / F$$ Fórmula IV.10 [22]

Donde:

CF : Costo mensual por ABC y frenos

R : Recorrido mensual del vehículo (Km.)

f : Costo del ABC (S/.)

F : ABC y frenos en función de la distancia recorrida (Km)

El costo mensual por concepto de cambio llantas esta definido por:

$$CL = R * ll * b / LL$$ Fórmula IV.11 [22]

Donde:

CL : Costo mensual por cambio de llantas

R : Recorrido mensual del vehículo (Km.)

ll : Costo por llanta(S/.)

b : Número de llantas a reponerse

LL : Rendimiento de cada llanta de acuerdo a la distancia recorrida (Km)

El costo mensual por concepto de seguro del vehículo esta definido por:

$$CS = Ve * S/12$$ Fórmula IV.12 [22]

Donde:

CS : Costo mensual por pago de seguro de vehículo

Ve : Valor del equipo(S/.)

S : Valor del seguro (%)

El costo mensual por concepto de mantenimiento del vehículo esta definido por:

$$CM = Ve * M/12$$ Fórmula IV.13 [22]

Donde:

CM : Costo mensual por mantenimiento del vehículo

Ve : Valor del equipo(S/.)

M : Costo por mantenimiento (%)

El resumen de los costos mensuales de cada vehículo incluida la recuperación de la inversión de cada uno de ellos están resumidos en el cuadro No.IV.6, a continuación:

CUADRO No.IV.6
COSTO MENSUAL DE VEHICULOS

DESCRIPCION	REF.	CAMIONETA 1 TONELADA	CAMION F 350	GRUA
Inversión a recuperar	Ir	42.808.920	65.155.000	206.500.000
Anualidad de la inversión	CI	1.546.813	2.354.243	7.461.456
Combustible	CC	461.000	512.222	1.659.600
Aceite	CA	64.000	80.000	140.800
ABC y frenos	CF	100.000	120.000	200.000
Llantas	CL	91.600	198.222	736.500
Seguro	CS	304.535	457.917	1.458.333
Mantenimiento	CM	226.226	314.000	916.667
COSTO MENSUAL S/.		2.794.174	4.036.604	12.573.356

Cada vehículo tiene su función específica que determina el tiempo de utilización correspondiente, en la tercera columna del cuadro No.IV.7 se establece este valor de acuerdo a los requerimientos constructivos del proyecto.

CUADRO No.IV.7
RESUMEN COSTO TOTAL MENSUAL DE VEHICULOS

DESCRIPCION	COSTO MENSUAL (S/.)	CANTIDAD (POR UNIDAD)	TOTAL MENSUAL (S/.)
Camioneta dirección técnica	2.794.174	0,5	1.397.087
Camioneta transporte	4.036.604	1,0	4.036.604
Grua	12.573.356	0,4	5.029.342
COSTO TOTAL DE VEHICULOS S/.			10.463.033

Costo mensual de herramientas y equipos

Para la determinar este costo se toma en cuenta los parámetros descritos a continuación:

- *Descripción de las herramientas y equipos.*- Es un listado que contiene el tipo y clase a utilizarse de acuerdo con los requerimientos exigidos en la construcción de redes de distribución [22] . Cada herramienta cumple una función específica por lo que es necesario contar con una infraestructura completa.

- *Valor actualizado.*- Es el costo en sucres de cada herramienta.

- *Reposición de herramientas y equipos.*- Este parámetro determina el cambio por desgaste o mal funcionamiento. Se tiene un tiempo de uso referencial de cada equipo[22].

- *Cantidad.*- Esta determinada de acuerdo con los requerimientos establecidos por la E.E.Q.S.A. para construcción de redes de distribución[18].

- *Valor aplicable.*- Determina el costo mensual por utilización y reposición de herramientas y equipos y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Vap = Vh * c / Rm$$ Fórmula IV.14 [22]

Donde:

Vap : Valor aplicable mensual (S/.)

Vh : Costo de la herramienta o equipo (S/.)

c : Cantidad o número de cada herramienta o equipo

Rm : Reposición de cada herramienta o equipo (meses)

El costo mensual por utilización y reposición de herramientas y equipos esta elaborado en el anexo No.IV.3, en el que el costo total es el sumatorio del valor aplicable mensual correspondiente de cada una estableciendose de acuerdo a la ejecución de la obra para un *grupo de trabajo*. El valor determinado es de **S/.1'057.924.**

Los rubros anteriores son los costos directos del proyecto [23] , los costos por administración se estiman en un 10 % de los costos directos, costos por imprevistos del 5 % y estableciendo una utilidad del 15 % del sumatorio de los rubros anteriores [22] , se determina el costo mensual total de acuerdo con el cuadro No.IV.8.

CUADRO No.IV.8
EJECUCION DE OBRA - RESUMEN DE COSTOS MENSUALES

DESCRIPCION	VALOR/MES - OBRA (S/.)
DIRECCION TECNICA	2.794.602
MANO DE OBRA	13.816.498
VEHICULOS	10.463.033
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	1.057.924
TOTAL COSTOS DIRECTOS S/.	28.132.057
GASTOS ADMINISTRACION (10%) S/.	2.813.206
IMPREVISTOS (5%) S/.	1.406.603
TOTAL COSTOS S/.	32.351.866
UTILIDAD DE LA EMPRESA (15%) S/.	4.852.780
COSTO TOTAL MENSUAL S./	**37.204.645**

Tomando en cuenta que el cronograma de obra establece la ejecución de la obra en siete meses, se tiene un costo total por mano de obra y dirección técnica de:

Costo total = 37'204.645 (S/./mes) * 7 (meses)

Costo total = S/. 260'432.515

4.3.3 Rediseño del proyecto

En este punto se determinan los costos por rediseño de redes de distribución, tomando en cuenta que se parte de las redes existentes, y se analizan los rubros en base a la longitud de la red remodelada.

El estudio se basa en las siguientes consideraciones:

- Costo de personal
- Costo de materiales utilizados
- Costo de equipos y maquinaria

Costo de personal

Se determina el costo horas-hombre, tomando como base la longitud de un kilómetro de red remodelada.

El personal considerado para el rediseño es el siguiente:

- *Ingeniero Eléctrico*
- *Ayudante de ingeniero*
- *Topógrafo*
- *Dibujante*
- *Asistente de contabilidad*
- *Secretaria*
- *Mensajero*

Los salarios básicos y reales se determinan de acuerdo con los estudios vigentes de la Cámara de la Construcción de Quito [20] , y la Cámara de Comercio de Quito [21] , en el cuadro No.IV.9 se determinan los salarios reales-hora del personal y consta además el rendimiento horas-hombre por kilómetro de red remodelada [24], con estas consideraciones se llega al *costo total de personal por rediseño de un kilómetro de red de distribución.*

CUADRO No.IV.9

COSTO DE PERSONAL POR REDISEÑO DE UN KILOMETRO DE RED DE DISTRIBUCION

DESCRIPCION PERSONAL	SALARIO BASICO (S/.)	F.S.R.	SALARIO REAL (S/.)	SALARIO REAL-HORA (S/.)	HORAS HOMBRE	COSTO TOTAL (S/.)
Ingeniero	2.184.990	2,56	5.589.204	23.288	16,0	372.614
Ayud. de Ingeniero	1.092.495	2,93	3.203.195	13.347	40,0	533.866
Topógrafo 4	280.000	4,86	1.360.800	5.670	20,0	113.400
Dibujante 3	274.000	4,92	1.348.080	5.617	20,0	112.340
Asistente de contabilidad	332.000	4,28	1.420.960	5.921	8,0	47.365
Secretaria básica	243.000	5,26	1.278.180	5.326	40,0	213.030
Mensajero	190.000	6,39	1.214.100	5.059	10,0	50.588
					TOTAL S/.	1.443.202

F.S.R. : Factor de sueldo real

Costo de materiales utilizados

Este rubro considera los materiales básicos a utilizarse y son los siguientes:

- *Papelería*
- *Planos*
- *Copias*
- *Copias de planos*

Las cantidades se han determinado de acuerdo con los requerimientos que exige la E.E.Q.S.A. para presentación de proyectos [1] , y los precios de cada uno en base a los vigentes en el mercado.

CUADRO No.IV.10

COSTO DE MATERIALES POR REDISEÑO DE UN KILOMETRO DE RED DE DISTRIBUCION

DESCRIPCION MATERIAL	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (S/.)	PRECIO TOTAL (S/.)
Papelería	Global	1,00	15.000	15.000
Planos	c/u	2,00	30.000	60.000
Copias	Global	1,00	60.000	60.000
Copias Planos	c/u	12,00	12.500	150.000
			TOTAL S/.	285.000

Costo de equipos y maquinaria

Se refiere a los costos por equipo y maquinaria que se necesita para evaluar la red en el sitio de trabajo y para desarrollar el proyecto.

El equipo de oficina utilizado como mínimo es de una máquina de escribir y de dos computadores, a los que se analiza de acuerdo al costo por mantenimiento y reposición.

Como el rediseño de las redes requiere de la movilización al sitio se necesita de un vehículo, que se considera una camioneta de una tonelada con las mismas características y costos determinados anteriormente para la dirección técnica en la ejecución del proyecto.

Con los parámetros definidos se presenta el cuadro No.IV.11, que resume los costos-hora de equipo y maquinaria utilizados en el rediseño de un kilómetro de red.

CUADRO No.IV.11

COSTO DE EQUIPO Y MAQUINARIA POR REDISEÑO DE UN KILOMETRO DE RED DE DISTRIBUCION

DESCRIPCION EQUIPO	CANTIDAD	COSTO HORA (S/.)	HORA EQUIPO (HORA)	COSTO TOTAL (S/.)
Computador	2,00	6.750	6	81.000
Máquina de escribir	1,00	2.250	4	9.000
Camioneta 1 tonelada	1,00	11.642	8	93.139
			TOTAL S/.	183.139

Una vez determinados los costos parciales de cada requerimiento en el rediseño de la red se resumen en el cuadro No.IV.12, donde se establece el costo por un kilómetro de red.

CUADRO No.IV.12

COSTO TOTAL POR REDISEÑO DE UN KILOMETRO DE RED DE DISTRIBUCION

ITEM	DESCRIPCION	COSTO TOTAL (S/.)
01	PERSONAL	1.443.202
02	MATERIALES	285.000
03	EQUIPOS MAQ. Y VEHICULOS	183.139
	COSTO TOTAL S/.	1.911.341

La longitud total de la red a remodelarse se ha tomado de acuerdo a los planos de la red proyectada y es de 13,5 Km. , entonces el costo por rediseño del proyecto es :

Costo total por rediseño = 1'911.341 S/. / Km. * 13.5 Km.

Costo total por rediseño = S/. 25'803.104

El costo total de la remodelación de redes y cambio de voltaje primario de la zona de estudio se resume en el cuadro No.IV.13, a continuación:

CUADRO No.IV.13
COSTO TOTAL DEL PROYECTO DE REMODELACION DE REDES Y CAMBIO DE VOLTAJE PRIMARIO

ITEM	DESCRIPCION	COSTO TOTAL (S/.)	PORCENTAJE (%)
01	MATERIALES Y EQUIPOS	587.280.804	67,23
02	MANO DE OBRA Y DIRECCION TECNICA	260.432.515	29,81
03	REDISEÑO DE REDES ELECTRICAS	25.803.104	2,95
	COSTO TOTAL S/.	**873.516.423**	100,00

El análisis anterior se ha determinado en base a requerimientos exigidos por la E.E.Q.S.A. y por los estudios realizados por las compañías contratistas que trabajan para ella, por lo que los costos analizados son válidos tanto como si la misma empresa realizara el proyecto o contrataría particularmente la ejecución.

4.4 FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

Todo proyecto destinado al mejoramiento de un servicio básico produce un alza en el estándar de vida de la población, es por esto que la remodelación de redes se considera como un proyecto de infraestructura social.

Todas las empresas eléctricas tienen la finalidad de dotar de un servicio confiable de energía eléctrica, tanto en las zonas urbanas como rurales del área de su concesión lo que implica llevar adelante todos los proyectos de electrificación y de remodelación .

La falta de recursos económicos ocasiona retardo en la consecución de proyectos de remodelación emergentes, de tal modo que el factor económico pasa a ser un limitante para la atención de sus necesidades.

Los fondos para la remodelación de redes provienen de la Empresa Eléctrica Quito S.A. a través del cobro de planillas de consumo de energía los que originan partidas presupuestarias destinadas para el efecto.

En estas partidas presupuestarias no intervienen el aporte de fondos externos como el Municipio de Quito o el Consejo Provincial de Pichincha que sus ayudas se destinan a nuevos proyectos de electrificación .

Frecuentemente parte del financiamiento proviene de los usuarios del sector a remodelarse, pero esta recuperación de la inversión se da a futuro y no se han establecido políticas reales de cobro.

Debido al desfinanciamiento que caracteriza al sector eléctrico se necesita una mayor intervención del INECEL como organismo oficial encargado de la provisión de la energía que tiene que afrontar conjuntamente con la E.E.Q.S.A. este problema de electrificación.

La decisión política desempeñaría un papel importante en el desarrollo de esta organización, la que se encargaría de una planificación, supervisión, control financiamiento y ejecución de obras de remodelación de redes, beneficiando a estos dos organismos, puesto que en ocasiones las decisiones que se adoptan en los directorios de las empresas eléctricas, a veces, son contraproducentes para los intereses del INECEL, por ejemplo al aprobar presupuestos desfinanciados o parciales, o, en otras oportunidades, las resoluciones del directorio de INECEL no son convenientes para las empresas, produciéndose descordinaciones que originan dificultades en la realización de los proyectos.

4.4.1 Estimación de ahorros en la red proyectada

El análisis se basa en determinar los *beneficios con y sin el proyecto de remodelación y cambio de voltaje,* y se refiere a los siguientes puntos:

- *Estimación de ahorros en pérdidas técnicas*
- *Estimación de ahorros en alumbrado público*
- *Estimación de ahorros en operación y mantenimiento de la red*
- *Estimación de ahorros por disminución de fallas*

Estimación de ahorros en pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, se pueden clasificar según la función del componente y según la causa que las origina[25].

Por función del componente, estas pérdidas corresponden a:

1) Pérdidas por transporte:
   - En líneas de transmisión
   - En líneas de subtransmisión
   - En circuitos de distribución primaria
   - En circuitos de distribución secundaria
2) Pérdidas por transformación:
   - En transmisión/subtransmisión
   - En subtransmisión/distribución
   - En transformadores de distribución

Por las causas que las originan, corresponden a :

1) Pérdidas por efecto corona
2) Pérdidas por efecto joule
3) Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis

A su vez las pérdidas pueden clasificarse como *fijas y variables*, fijas porque no dependen de la demanda y variables porque si dependen de ella, las pérdidas fijas son por efecto corona y por histéresis o corrientes parásitas [25].

En un sistema de distribución las pérdidas causadas por efecto corona no son apreciables [25], razón por la cual el presente análisis estimativo se centra en las pérdidas por efecto joule y por corrientes de histéresis.

Las pérdidas técnicas se estiman en los tres principales componentes de un sistema de distribución:

- *Red primaria de distribución*
- *Transformadores de distribución*
- *Red secundaria de distribución*

a) Red primaria de distribución.- Estas pérdidas se asocian con la resistencia de los conductores y las corrientes que circulan por ellos, se expresan mediante la siguiente fórmula:

$$P_L = I^2 * R \qquad \text{Fórmula IV.15}$$

El proceso para estimar las pérdidas se basa en la determinación de los siguientes parámetros:

- *Demanda máxima del sector* (Dmax)
- *Factor de carga* (Fc), determinado por la siguiente fórmula[26]:

$$Fc = Dm / Dmax \qquad \text{Fórmula IV.16}$$

donde: Dm es la demanda media del alimentador

- *Factor de pérdidas* (Fp), determinado por la siguiente fórmula[26]:

$$Fp = K * Fc^2 + (1-K) * Fc \qquad \text{Fórmula IV.17}$$

donde: K es una constante que depende de la características de la carga.

- *Factor de utilización* (Fu), de terminado por la siguiente fórmula 25:

$$Fu = Dmax / CI \qquad \text{Fórmula IV.18}$$

donde: CI es la carga instalada del alimentador

Para la determinación de estos parámetros se obtuvo información directamente de los primarios que suministran energía al sector [27] , obteniéndose los datos de demanda por primario, en el anexo No.IV.4 constan los datos de demanda para cada uno, con los siguientes resultados:

CUADRO No. IV.14
PARAMETROS DE CARGA DE PRIMARIOS

PARAMETRO	PRIMARIO "A" SAN RAFAEL A 13.2 KV	PRIMARIO "A" SAN RAFAEL A 22.8 KV
Dm	3.308 MVA	4.914 MVA
Dmax	4.080 MVA	7.170 MVA
Fu	0.635	0.883
Fc	0.811	0.685
K	0.75	0.75
Fp	0.696	0.524

Debido a que el sector en estudio no abarca toda la carga de cada primario los datos se estiman a partir de la carga instalada que tiene la zona, a partir del factor de utilización, tomando las mismas características del primario, los datos se resumen de la siguiente manera:

Red existente a 13.2 KV:

Carga instalada (CI) = 1870 KVA

Demanda máxima (Dmax) = CI * Fu = 1870 * 0.635 = 1187.45 KVA

Red existente a 22.8 KV:

Carga instalada (CI) = 1045 KVA

Demanda máxima (Dmax) = CI * Fu = 1045 * 0.833 = 870.485 KVA

Red proyectada a 22.8 KV:

Carga instalada (CI) = 3082.5 KVA

Demanda máxima (Dmax) = CI * Fu = 3082.5 * 0.833 = 2567.72 KVA

Una vez determinada la demanda máxima del sector en cada caso, se procede con el cálculo de las pérdidas a demanda máxima, realizándose para cada fase de cada alimentador en cada caso, los valores de resistencia y reactancia han sido tomados de la referencia 5 , y constan en el anexo No.IV.5.

En el anexo No.IV.6 se calculan las pérdidas de potencia para el caso de demanda máxima en los circuitos primarios de acuerdo con las consideraciones y estimaciones anteriores.

Las pérdidas de potencia se calculan a partir del factor de pérdidas mediante la siguiente expresión[25]:

$$Pp = Pmax * Fp \qquad \text{Fórmula IV.19}$$

Donde:

Pmax : Potencia de pérdidas a demanda máxima. (KW)

Pp : Pérdidas de potencia (KW)

Las pérdidas de energía se calculan mediante la siguiente expresión[25]:

$$Pe = Pmax * Fp * T \qquad \text{Fórmula IV.20}$$

Donde:

T : Período de tiempo (H)

Pe : Pérdidas de energía (KWH)

En la red proyectada se suministra energía también por el primario "F" San Rafael a 22.8 KV. a un sector pequeño en relación al primario "A", razón por la cual se asumen las mismas características de demanda por no representar una carga considerable.

En el cuadro No.IV.15, se calculan las pérdidas de potencia y energía para un período de un mes (720 horas) con las consideraciones anteriores y de acuerdo con los parámetros de carga determinados para cada primario en cada caso.

CUADRO No.IV.15
CALCULO DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA DE LA RED PRIMARIA

DESCRIPCION DE LA RED	Pp max. (W)	Fp	Pp (W)	Pe (KWH/mes)
EXISTENTE 13.2 KV	9786,42	0,696	6811,35	4904,17
EXISTENTE 22.8 KV	512,76	0,524	268,69	193,45
PROYECTADA 22.8 KV	2428,48	0,524	1272,52	916,22

De los resultados obtenidos del cuadro anterior se obtiene el ahorro mensual en energía restando las pérdidas existentes menos las proyectadas, así:

$$\Delta Pe = Pee - Pep \qquad \text{Fórmula IV.21}$$

Donde:

Δ Pe : Ahorro en pérdidas de energía mensual (KWH)

Pee : Pérdidas de energía mensual en la red existente (KWH)

Pep : Pérdidas de energía mensual en la red proyectada (KWH)

Entonces se tiene que :

ΔPep = 5097,63 - 916,22 (KWH/mes)

ΔPep = 4181,41 (KWH/mes) (ahorro de energía/mes en red primaria)

b) Transformadores de distribución.- En los transformadores se dan dos tipos de pérdidas, las pérdidas de vacío que se deben al voltaje aplicado, y las pérdidas en el cobre que varían de acuerdo a la carga suministrada.

En el anexo No.IV.7, se han resumido las pérdidas típicas en vacío y en el cobre de transformadores de distribución de acuerdo con las normas americanas [29] , y las normas INCOTEC [30].

Las pérdidas de potencia en el cobre en transformadores se calcula mediante la siguiente expresión[25]:

$$Pcu.max = Pcu.n\ (Dmax\ /\ Dn)^2 \qquad \text{Fórmula IV.22}$$

Donde:

Pcu.max : Pérdidas a demanda máxima en el cobre (W)

Pcu.n : Pérdidas a capacidad nominal en el cobre (W)

Dmax : Demanda máxima del transformador (KVA)

Dn : Capacidad nominal del transformador (KVA)

Para estimar la potencia de pérdidas se realiza para el caso más representativo y determinando el uso de la capacidad nominal del transformador entonces se asume que la demanda máxima es igual a la capacidad nominal, de acuerdo con estas consideraciones se han calculado las potencias de pérdidas totales de los transformadores tanto de la red existente como de la proyectada.

CUADRO No.IV.16
PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION
RED EXISTENTE A 13.2 KV

POTENCIA (KVA)	No.DE FASES	Po. (W)	Pcu (W)	CANT.	Po.T (W)	Pcu.T (W)	Pt.T (W)
15,00	1	85	215	5	425	1.075	1.500
25,00	1	125	330	12	1.500	3.960	5.460
37,50	1	165	455	12	1.980	5.460	7.440
50,00	1	200	575	7	1.400	4.025	5.425
30,00	3	160	595	3	480	1.785	2.265
45,00	3	215	855	4	860	3.420	4.280
50,00	3	235	945	5	1.175	4.725	5.900
75,00	3	315	1.265	1	315	1.265	1.580
100,00	3	370	1.655	1	370	1.655	2.025
				TOTALES:	8.505	27.370	35.875

CUADRO No.IV.17
PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION
RED EXISTENTE A 22.8 KV

POTENCIA (KVA)	No.DE FASES	Po. (W)	Pcu (W)	CANT.	Po.T (W)	Pcu.T (W)	Pt.T (W)
25,00	1	125	345	1	125	345	470
50,00	1	200	605	8	1.600	4.840	6.440
15,00	3	95	360	1	95	360	455
30,00	3	160	615	2	320	1.230	1.550
45,00	3	215	890	1	215	890	1.105
50,00	3	235	980	2	470	1.960	2.430
75,00	3	315	1.315	2	630	2.630	3.260
100,00	3	370	1.720	1	370	1.720	2.090
150,00	3	540	2.285	1	540	2.285	2.825
				TOTALES:	4.365	16.260	20.625

CUADRO No.IV.18
PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION
RED PROYECTADA A 22.8 KV

POTENCIA (KVA)	No.DE FASES	Po. (W)	Pcu (W)	CANT.	Po.T (W)	Pcu.T (W)	Pt.T (W)
15,00	1	85	225	1	85	225	310
25,00	1	125	345	14	1.750	4.830	6.580
37,50	1	165	470	15	2.475	7.050	9.525
50,00	1	200	605	13	2.600	7.865	10.465
15,00	3	95	360	1	95	360	455
30,00	3	160	615	3	480	1.845	2.325
45,00	3	215	890	5	1.075	4.450	5.525
50,00	3	235	980	9	2.115	8.820	10.935
75,00	3	315	1.315	5	1.575	6.575	8.150
100,00	3	370	1.720	2	740	3.440	4.180
150,00	3	540	2.285	1	540	2.285	2.825
				TOTALES:	13.530	47.745	61.275

El factor de pérdidas del transformador también se lo determina a partir del factor de carga determinado en la curva de demanda de cada primario (0.811 para 13.2 KV y 0.685 para 22.8 KV) y se calcula mediante la siguiente expresión[2]:

$$Ftp = 0.85 * Fc^2 + 0.15 * Fc$$ Fórmula IV.23

Donde:

Fpt : Factor de perdidas del transformador

Fc : Factor de carga de la red

De acuerdo con la fórmula anterior se tiene que el factor de pérdidas de **0.6807** para los transformadores conectados a la red de 13.2 KV y de **0.5016** para los conectados a la red de 22.8 KV.

El cálculo de las pérdidas de energía de acuerdo con el factor de pérdidas se determina mediante la siguiente expresión[25]:

$$Pet = Pcu * Fct * T + Po * T \qquad \text{Fórmula IV.24}$$

Donde:

Pet : Pérdidas de energía en el transformador (KWH)

Pcu : Pérdidas de energía en el cobre (KW)

Po : Pérdidas de energía en vacío (KW)

Fct : Factor de pérdidas en el transformador

T : Período de tiempo (H)

De acuerdo con la expresión anterior y tomando un periodo de tiempo de un mes (720 horas) se tienen los siguientes resultados:

Red existente a 13.2 KV:

Pet = 27,37 * 0,6807 * 720 + 8,505 * 720 (KWH/mes)

Pet = 19537,75 (KWH/mes)

Red existente a 22.8 KV:

Pet = 16,26 * 0,5016 * 720 + 4,365 * 720 (KWH/mes)

Pet = 9015,13 (KWH/mes)

Red proyectada a 22.8 KV:

Pet = 47,745 * 0,5016 * 720 + 13.53 * 720 (KWH/mes)

Pet = 26984,80 (KWH/mes)

Determinadas las pérdidas de energía en cada caso se aplica la fórmula IV.21 obteniéndose el siguiente resultado:

$\Delta Pet = 19537,75 + 9015,13 - 26984,80$ (KWH/mes)

$\Delta Pet = 1568,08$ (KWH/mes) (ahorro de energía/mes en transformadores)

c) **Red secundaria de distribución.-** Para este caso la estimación de pérdidas se realiza de modo similar al de la red primaria, determinando primero las pérdidas de potencia a demanda máxima tomando los mismos parámetros de cálculo.

A partir del factor de utilización determinado anteriormente para cada primario y asumiendo las misma característica de carga se calculan las pérdidas a demanda máxima, en el anexo No.IV.8 se estiman las pérdidas para la red secundaria existente y en el anexo No.IV.9 las pérdidas para la red proyectada.

Usando la fórmula IV.20, se determinan las pérdidas de energía, de tal manera que se tiene lo siguiente:

Red existente a 13.2 KV:

$Pes = 21,783 * 0,696 * 720$ (KWH/mes)

$Pes = 10916,05$ (KWH/mes)

Red existente a 22.8 KV:

$Pes = 20,412 * 0,524 * 720$ (KWH/mes)

$Pes = 7701,04$ (KWH/mes)

Red proyectada a 22.8 KV:

$Pes = 25,252 * 0,524 * 720$ (KWH/mes)

$Pes = 9527,07$ (KWH/mes)

Determinadas las pérdidas de energía en cada caso se aplica la fórmula IV.21 obteniéndose el siguiente resultado:

$\Delta Pes = 10916,05 + 7701,04 - 9525,07$ (KWH/mes)

$\Delta Pes = 9092,02$ (KWH/mes) (ahorro de energía/mes en circuitos secundarios)

Estimados los ahorros de energía en cada uno de los tres componentes se realiza el sumatorio, obteniéndose lo siguiente:

$\Delta Ped = \Delta Pep + \Delta Pet + \Delta Pes$ (KWH/mes)

$\Delta Ped = 4181,41 + 1568,08 + 9092,02$ (KWH/mes)

$\Delta Ped = 14841,51$ (KWH/mes)(ahorro de energía/mes en el sistema de distribución)

Para determinar el ahorro en sucres mensual se multiplica el ahorro en energía por el costo unitario del KWH, siendo el valor en el año 1997 de 328 S/./ KWH [28], resultando un ahorro mensual de:

APT = 14841,51 (KWH/mes) * 328 (Sucres / KWH)

APT = 4'868.015,28 (Sucres/mes) (ahorro en sucres/mes por reducción de pérdidas técnicas)

Estimación de ahorros en alumbrado público

Una forma determinante en el ahorro de energía en el alumbrado público es sustituir todas las fuentes luminosas de mercurio por fuentes luminosas de sodio de alta presión, en la actualidad, existe la tendencia comprobada de la sustitución de luminarias de mercurio de 400, 250 y 125 watios por luminarias de vapor de sodio de alta presión de 250, 150 y 70 watios, respectivamente. Se ha comprobado que estas sustituciones cumplen con los niveles mínimos de iluminación y se justifican plenamente desde el punto de vista económico[31].

Tomando como referencia los datos del levantamiento de la red existente se tiene el número total de luminarias y sus potencias, resumidos de la siguiente cuadro:

CUADRO No.IV.19
RED EXISTENTE.- ALUMBRADO PUBLICO

LUMINARIA TIPO	POTENCIA (W)	No.	POTENCIA TOTAL (KW)
Mercurio	125	274	34.25
Sodio	250	166	41.50
	TOTAL	440	75.75

Y de la red proyectada se tiene que:

CUADRO No.IV.20
RED PROYECTADA.- ALUMBRADO PUBLICO

LUMINARIA TIPO	POTENCIA (W)	No.	POTENCIA TOTAL (KW)
Sodio	70	325	22.75
Sodio	250	181	45.25
	TOTAL	506	68.00

A pesar de que se incrementa el número de luminarias instaladas en 66 unidades, la potencia requerida es menor, obteniéndose el siguiente ahorro:

ΔPap = Pape - Papp (KW)

ΔPap = 75,75 - 68,00 (KW)

ΔPap = 7,75 (KW) (ahorro en potencia instantánea)

Asumiendo que las luminarias van a encenderse 12 horas al día, se calcula la energía ahorrada en un mes de la siguiente manera:

ΔEap = ΔPap * 360 (KWH/mes)

ΔEap = 7,75 * 360 (KWH/mes)

ΔEap = 2790 (KWH/mes) (ahorro en energía mensual)

Para determinar el ahorro en sucres mensual se multiplica el ahorro en energía por el costo unitario del KWH, siendo el valor en el año 1997 de 328 S/./ KWH [28] , resultando un ahorro mensual de:

AAP = 2790 (KWH/mes) * 328 (Sucres / KWH)

AAP = 915.120,00 (Sucres/mes) (ahorro en alumbrado público)

Estimación de ahorros en operación y mantenimiento de la red

La información requerida se tomó del Departamento de Operación y Mantenimiento de la E.E.Q.S.A. , y se toma como referencia los trabajos que se realizan en cuanto al mantenimiento, operación y reposición de servicio de un transformador de distribución dado que a el concurren tanto el circuito primario y secundario y del que dependen un número determinado de usuarios.

El mantenimiento de una red remodelada disminuye en forma apreciable del que requiere una red con varios años de servicio, presentando una sobrecarga debida a la inclusión de nuevos usuarios.

Los datos obtenidos se resumen en el siguiente cuadro [32] :

CUADRO No.IV.21
OPERACION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

DESCRIPCION	RED EXISTENTE	RED REMODELADA
VISITAS PROMEDIO REALIZADAS	1,4 veces cada año	0,45 veces cada año
TIEMPO PROMEDIO POR VISITA	2,25 horas (aprox.)	1,34 horas (aprox.)

Cuando un transformador falla mas de tres veces se procede a analizar las posibles soluciones para evitar mas suspensiones de servicio, de tal modo que se lleva una estadística para determinar la remodelación de los circuitos correspondientes[32].

Para determinar las horas/mes de mantenimiento por transformador se realiza el siguiente cálculo:

Transformador de red existente:

MOe = 1,4 veces/año * 2,25 horas/vez = 3,15 horas/año * 1 / 12 año/mes

MOe = 0.2625 horas/mes (mantenimiento y operación por transformador existente)

Transformador de red remodelada:

MOp = 0.45 veces/año * 1.34 horas/vez = 0.603 horas/año * 1 / 12 año/mes

MOp = 0.05025 horas/mes (mantenimiento y operación por transformador proyectado)

El Departamento. de Operación y mantenimiento desempeña su labor en base a grupos de trabajo, estableciéndose un costo promedio *"grupo de trabajo/hora" de 400.000 sucres/hora*[32], con esta aproximación se puede calcular el costo mensual por mantenimiento de un transformador:

Transformador de red existente:

CMOe = 0.2625horas/mes * 400.000 S/./hora

CMOe = 105.000 S/./mes (costo por mantenimiento y operación por transformador existente)

Transformador de red remodelada:

CMOp = 0.05025 horas/mes * 400.000 S/./hora

CMOp = 20.100 S/./mes (costo por mantenimiento y operación por transformador proyectado)

Para la estimación de pérdidas se considera el número de transformadores de la red existente y de la red proyectada para determinar los ahorros en toda la red, en el presente caso el número de transformadores tanto existentes como proyectados es el mismo, por lo que el ahorro se determina de la siguiente manera:

AOM = (105.000 - 20100) (S/./mes/transformador) * 69 (transformadores)

AOM = 5'858.100,00 (Sucres/mes) (ahorro en operación y mantenimiento)

Estimación de ahorros por disminución de fallas

La E.E.Q.S.A. estima que el número de fallas anuales es de *26,15 veces* y el tiempo medio de restablecimiento del servicio es de *0,99 horas*[8] , entonces el tiempo promedio que la empresa no suministra energía se determina de la siguiente manera:

Tfa = 26,15 veces/año * 0,99 horas/vez

Tfa = 25,89 horas/año (tiempo - falla anual)

Para un período de un mes :

Tfm = 25,89 horas/año * 1 / 12 mes/año

Tfm = 2,1574 horas/mes (tiempo - falla mensual)

Este valor determina las pérdidas por energía no vendida al mes que absorbe la empresa eléctrica.

Es necesario estimar la potencia instantánea promedio que se consume el sector en estudio, para la red proyectada tenemos los siguientes parámetros:

Carga instalada total (CI) = 3082,5 KVA

Factor de utilización (Fu) = 0,883 (para el primario "A" San Rafael a 22.8 KV)

Factor de carga (Fc) = 0,685 (para el primario "A" San Rafael a 22.8 KV)

a partir de la fórmula IV.18 se estima la demanda máxima:

Dmax = Fu * CI

Dmax = 0,883 * 3082,5 (KW)

Dmax = 2721,85 KW

entonces, a partir de la fórmula IV.16 se estima la demanda media:

Dm = Fc * Dmax
Dm = 0.685 * 2721,85 (KW)
Dm = 1864,47 KW

Tomando en consideración que el mantenimiento y operación de redes incluye la reposición del servicio por ocurrencia de fallas, se asume una disminución de las mismas debida a la remodelación de la red de distribución , entonces este factor de reducción se determina de la siguiente manera[2]:

$$\textit{Disminución de fallas (\%)} = \frac{\textit{No. de fallas antes - No. de fallas despúes)}}{\textit{No. Fallas antes}} * 100$$

Fórmula IV.25

Para el caso de estudio se tiene que existe un indicador válido para tomarlo como una estadística de fallas (antes y después de la remodelación) y se asume las relaciones descritas en el cuadro No. IV.21, son las visitas requeridas por el transformador antes y después de la remodelación, obteniéndose una aproximación válida de ocurrencia de fallas, entonces la estimación por disminución de fallas esta dada por:

Disminución de fallas = Df (%) = (1,4 - 0,45) * 100 / 1,4
Df = 67,86 %

La disminución en tiempo mensual se obtiene al multiplicar este porcentaje por el valor tiempo-falla mensual , de tal modo que:

Aftm = 2,1574 horas/mes * 0,6786
Aftm = 1,464 horas/mes (ahorro tiempo-falla mensual)

Para determinar el ahorro en sucres por mes, se multiplica este ahorro por la demanda media instantánea, y por el precio medio del KWH facturado que es de *235 sucres por KWH*[28], es decir:

ADF = 1864,47 KW * 1,464 Horas/mes * 235 S/./KWH

ADF = 641.452,26 (Sucres/mes) (ahorro por disminución de fallas)

Entonces totalizando los ahorros en sucres mensuales, se obtiene un ahorro estimado total de:

AeT = APT + AAP + AOM + ADF (sucres/mes)

AeT = 4'868.015,28 + 915.120,00 + 5'858.100,00 + 641.452,26 (sucres/mes)

AeT = 12'282.687,54 (sucres/mes) (ahorro estimado total)

4.4.2 Recuperación de la inversión

Se presentan dos alternativas de recuperación de la inversión basadas en el criterio del valor actual neto, y tomando como tasa de interés activa referencial de 13,38% anual que determina una tasa de 1,051% mensual [23] , son las siguientes:

- *Con el ahorro estimado mensual*
- *Con el ahorro estimado mensual y la participación de los usuarios*

Alternativa 1.- Con el ahorro estimado mensual

A partir de la fórmula IV.6:

$$VA = Fn * \frac{(1+i)^n - 1}{i*(1+i)^n}$$ Fórmula IV.26

Se despeja el valor **n** (exponente), que es el número de meses requerido para recuperar la inversión, entonces se llega a la siguiente expresión:

$$n = \frac{\log\ (Fn/(Fn - i*VA))}{\log(1+i)}$$ Fórmula IV.27

Donde para el caso de estudio:

Fn : Ahorro estimado mensual total en sucres (AeT = 12'282.687,54 sucres)

VA : Costo total del proyecto (873´516.423,00 sucres)

i : Tasa de interés activa referencial mensual (1,051 %)

Obteniéndose un valor de n = 131,623 meses , es decir que la inversión se recupera en 132 meses o 11 años, tomando en cuenta que la vida útil del proyecto se estima en 15 años el resultado es aceptable.

Alternativa 2.- Con el ahorro estimado mensual y la participación de los usuarios

Utilizando la misma fórmula IV.6, se pretende recuperar la inversión en 5 años, es decir 60 meses, con los mismos parámetros de la alternativa 1, se tiene que despejando el valor de Fn:

$$Fnm = VA * \frac{i*(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$ Fórmula IV.28

Donde para el caso de estudio:

Fnm : Mensualidad de la inversión a recuperar

VA : Costo total del proyecto (873´516.423,00 sucres)

i : Tasa de interés activa referencial mensual (1,051 %)

n : Ttiempo en meses (60 meses)

Obteniéndose una mensualidad Fnm = 19'702.115,52 sucres, que restando el ahorro mensual de la red de AeT = 12' 282.687,54 sucres, se determina el valor por aporte de los usuarios Au = 7'419.427,98 sucres.

Los usuarios que se benefician con el proyecto son 1286, entonces el aporte por usuario es de:

Acu = 7'419.427,98 / 1286 (sucres/usuario)

Acu = 5.769,384 (sucres/usuario) (aporte mensual por usuario)

Valor fijo a 5 años que se lo puede recuperar mediante el cobro de consumo por energía eléctrica.

Los beneficios que obtiene el usuario por el proyecto a más de mejorar la calidad del servicio es la disminución de suspensiones de energía eléctrica por reducción del porcentaje de fallas mensuales, si tomamos como referencia el ahorro mensual por fallas Aftm = 1,464 horas/mes , y la demanda media instantánea Dm = 1864,47 KW, se puede calcular los KWH que antes no se suministraban al mes, así:

KWH = 1864,47 * 1,464 (KWH/mes)
KWH = 2729,6 (KWH/mes)

Asumiendo un promedio de consumo-hora para los 1286 usuarios, y tomando en cuenta el valor por restricción de energía de 1,387 dolares por KWH no suministrado [33] (con un valor de cambio de 3875 sucres/dolar se tiene 5374,6 sucres por KWH no suministrado) se obtiene que:

Are = 2729,6 (KWH/mes) * 5374,6 (sucres/KWH) / 1286 usuarios
Are = 11407, 86 (sucres/mes/usuario) (ahorro por restricción de energía por usuario)

Entonces con este beneficio se puede justificar el cobro mensual por aporte de cada usuario a la recuperación de la inversión del proyecto.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La *remodelación* de redes de distribución consiste en la reconfiguración de los circuitos, el cambio de materiales que han cumplido su ciclo de vida útil y aprovechamiento al máximo de los recursos reutilizables.

- El análisis de los *materiales* reutilizables requiere del cumplimiento de dos condiciones, estar en un buen estado de conservación manteniendo sus características iniciales aceptables y presentar un nivel de aislamiento mínimo requerido para el voltaje futuro, especialmente en lo que respecta a la red primaria.

- El cambio de *voltaje primario* se realiza con la finalidad de obtener un mayor rendimiento en el sistema de distribución, disminución de pérdidas técnicas y homogenización del voltaje primario en el área de concesión de la Empresa Eléctrica.

- Los *datos históricos* de crecimiento de la población y crecimiento de la demanda eléctrica representan la base fundamental para la planificación del nuevo sistema de distribución, determinan las necesidades propias del sector que se traducen en la capacidad para servir satisfactoriamente a todos los usuarios, propiciando el uso legítimo del servicio.

- El *trabajo de campo* es determinante en la recopilación de la información, la observación minuciosa de las redes eléctricas y sus componentes se realiza para obtener una concepción real de las necesidades y a la vez para clasificar qué materiales se van a reutilizar en la red proyectada.

- El problema principal de la red existente es la deficiente *regulación de voltaje*, debido a la inconveniente ubicación de los centros de transformación que no están en el centro de carga del circuito, los calibres de los conductores de las redes secundarias no cumplen con los requerimientos de la demanda máxima, suministrando energía en tramos demasiado largos, también los transformadores están sobrecargados por servir a un excesivo número de usuarios.

- La ciudad de Sangolquí presenta las características de un sector consolidado de acuerdo con el plan de desarrollo del cantón, la *demanda* de diseño existente es 2,87 KVA que corresponde a un usuario tipo D; existen zonas en las que se estima un crecimiento que proyectando la demanda da 3,85 KVA de un usuario tipo C.

- La configuración desordenada de los *alimentadores primarios* dificulta la operación del sistema, por no tener ubicados los dispositivos de seccionamiento y protección en los inicios de los ramales de los circuitos de alto voltaje.

- El sistema de *protección y seccionamiento* se calcula mediante el procedimiento de coordinación fusible a fusible.

- El *costo total* del proyecto de remodelación de redes y cambio de voltaje primario es de 874 millones de sucres, con un tiempo de ejecución de 7 meses para un grupo de trabajo, dependiendo de la necesidad de terminar el proyecto se puede disminuir el tiempo, empleando un grupo adicional, reduciendo también el tiempo de suspensiones de servicio.

- Los *ahorros* determinados por la consecución del proyecto de remodelación se analizan con la red existente y con la red remodelada, es decir con y sin el proyecto, produciéndose una disminución en las pérdidas técnicas y ahorros en alumbrado público, debido a:
  - . disminución del desbalance de fases,
  - . ubicación de los transformadores en los centros de carga,
  - . incremento del número de fases,
  - . reducción de longitud de circuitos secundarios,
  - . instalación de luminarias de vapor de sodio más eficientes.

- La remodelación de la red de distribución, disminuye el *número de fallas* en un valor estimado del 65 %, y los costos por energía no vendida, beneficiando al usuario y a la empresa eléctrica al ofrecer mayor continuidad del servicio.

- Los *costos por operación y mantenimiento* se reducen en un 80 % , por disminución de recursos de las visitas programadas.

- Se estiman los *ahorros* en forma mensual, por la disminución de las pérdidas técnicas en un 30 % en función del costo por kilovatio-hora, y por la disminución de interrupciones de servicio en un 67 % en función del precio por kilovatio-hora.

- Los costos del proyecto se recuperan en 11 años, por ahorros logrados por si mismo.

- Alternativamente, se puede disminuir el tiempo de recuperación a 5 años, mediante aportes mensuales de los abonados beneficiarios.

5.2 RECOMENDACIONES

- Llevar estadísticas sobre proyectos y materiales, creando una base de datos para planificar futuras remodelaciones.

- Establecer estadísticas de la operación y mantenimiento que se realiza en las redes existentes, con el número de interrupciones de servicio, sean estas por fallas o por maniobras, información que servirá para evaluar correctamente los beneficios que se producen cuando la red es remodelada.

- La ejecución de proyectos de este tipo requiere un detalle minucioso de costos, que deben ser permanentemente actualizados.

- Recuperar las inversiones que realizan las empresas eléctricas, con aportes propios y de los usuarios beneficiados. *Para el sector en estudio la mejor alternativa es la que permite recuperar la inversión en 5 años, mediante un aporte mensual por abonado beneficiado de 5.800 sucres recargable a la planilla de consumo eléctrico, el monto global de estos aportes representa el 37,66 % del total, ya que el restante se lo recupera por los beneficios que presenta el proyecto en ahorros de energía*

- El Municipio de Rumiñahui debe incluir en su plan de desarrollo estrategias para descongestionar la zona central de la ciudad de Sangolquí, creando nuevos centros comerciales, industriales y turísticos preferentemente ubicados en las afueras de la ciudad.

- El Municipio de Rumiñahui debería adoptar una política diferente sobre las edificaciones que se proyectan, estableciendo definitivamente la línea de fabrica, para evitar el problema de acercamientos peligrosos de las construcciones a las redes eléctricas.

- Instalar reconectadores bidireccionales en los circuitos troncales de cada primario para facilitar la operación y para minimizar el tiempo de duración de fallas.

- La Facultad de Ingeniería Eléctrica, debería mantener planes conjuntos de estudio con la Empresa Eléctrica Quito S.A., propiciando una mayor concepción de la realidad del sector eléctrico del país.

ANEXOS

ANEXO II.1

SIMBOLOGIA DE ESTRUCTURAS NORMALIZADAS - NORMAS EEQSA

A) ESTRUCTURAS PARA ALTO VOLTAJE

SIMBOLO	TIPO	DESCRIPCION
RVA1	Centrada	Tangente trifásica
RVA2	Centrada	Angular trifásica
RVA3	Centrada	Doble retención, angular trifásica
RVA4	Centrada	Simple retención, terminal de línea trifásica
RVA5	Centrada	Terminal de línea trifásica
RVA1*	Centrada	Tangente bifásica
RVA2*	Centrada	Angular bifásica
RVA3*	Centrada	Doble retención, angular bifásica
RVA4*	Centrada	Simple retención, terminal de línea bifásica
RVA5*	Centrada	Terminal de línea bifásica
RVU1	Centrada	Tangente monofásica
RVU2	Centrada	Angular monofásica
RVU3	Centrada	Doble retención, angular monofásica
RVU4	Centrada	Simple retención, terminal de línea monofásica
RVU5	Centrada	Terminal de línea monofásica
RVB1	Volado	Tangente trifásica
RVB2	Volado	Angular trifásica
RVB3	Volado	Doble retención, angular trifásica
RVB4	Volado	Simple retención, terminal de línea trifásica
RVB5	Volado	Terminal de línea trifásica
RVB1*	Volado	Tangente bifásica
RVB2*	Volado	Angular bifásica
RVB3*	Volado	Doble retención, angular bifásica
RVB4*	Volado	Simple retención, terminal de línea bifásica
RVB5*	Volado	Terminal de línea bifásica
MVT3	Montaje	Transformador monofásico
MVT4	Montaje	Transformador trifásico
MVF1	Montaje	Seccionador monofásico
MVF2*	Montaje	Seccionador bifásico
MVF2	Montaje	Seccionador trifásico
MVR1	Montaje	Reconectador monofásico
MVR2	Montaje	Reconectador trifásico
MVS1	Montaje	Seccionalizador monofásico
MVS2	Montaje	Seccionalizador trifásico

NOTA : La letra "V", significa para un voltaje de aplicación de 22.8 KV, cuando es para 6.3 KV se cambia por la letra "N".

B) ESTRUCTURAS PARA BAJO VOLTAJE

SIMBOLO	TIPO	DESCRIPCION
RB1-1	Bastidor	Tangente una vía (1 conductor)
RB2-1	Bastidor	Angular una vía (1 conductor)
RB3-1	Bastidor	Corte una vía, doble retención (1 conductor)
RB4-1	Bastidor	Terminal una vía, simple retención (1 conductor)
RB1-2	Bastidor	Estructura tangente 2 vías (2 conductores)
RB2-2	Bastidor	Tangente 2 vías (2 conductores)
RB3-2	Bastidor	Angular 2 vías (2 conductores)
RB4-2	Bastidor	Corte 2 vías, doble retención (2 conductores)
RB1-3	Bastidor	Estructura tangente 3 vías (3 conductores)
RB2-3	Bastidor	Tangente 3 vías (3 conductores)
RB3-3	Bastidor	Angular 3 vías (3 conductores)
RB4-3	Bastidor	Corte 3 vías, doble retención (3 conductores)
RB1-4	Bastidor	Estructura tangente 4 vías (4 conductores)
RB2-4	Bastidor	Tangente 4 vías (4 conductores)
RB3-4	Bastidor	Angular 4 vías (4 conductores)
RB4-4	Bastidor	Corte 4 vías, doble retención (4 conductores)
RB1-5	Bastidor	Estructura tangente 5 vías (5 conductores)
RB2-5	Bastidor	Tangente 5 vías (5 conductores)
RB3-5	Bastidor	Angular 5 vías (5 conductores)
RB4-5	Bastidor	Corte 5 vías, doble retención (5 conductores)

C) ALUMBRADO PUBLICO

SIMBOLO	TIPO	DESCRIPCION
A1	Luminaria	Luminaria de alumbrado público en poste
RF	Control	Relé contactor de control de alumbrado público
CF	Control	Fotocélula de control de alumbrado público

D) TENSORES, ANCLAJES Y CONEXIONES A TIERRA

SIMBOLO	TIPO	DESCRIPCION
G1A	Tensor	Simple a tierra con aislamiento para alto voltaje
G1B	Tensor	Simple a tierra para bajo voltaje
G2	Tensor	Doble a tierra para alto y bajo voltaje
G3A	Tensor	Farol a tierra con aislamiento para alto voltaje
G3B	Tensor	Farol a tierra para bajo voltaje
G3D	Tensor	Farol, doble a tierra para alto y bajo voltaje
G4A	Tensor	A poste simple con aislamiento para alto voltaje
G4B	Tensor	A poste simple para bajo voltaje
G4D	Tensor	A poste doble para alto y bajo voltaje
G5A	Tensor	Poste a poste simple con aislamiento para alto voltaje
G5B	Tensor	Poste a poste simple para bajo voltaje
G5D	Tensor	Poste a poste doble con aislamiento para alto y bajo voltaje
T1	Conexión	A tierra, a una varilla copperweld

ANEXO II.2

HOJAS DE ESTACAMIENTO DE LA RED EXISTENTE Y EVALUACIÓN DE SU ESTADO DE CONSERVACION Y AISLAMIENTO

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P1	H-11.5	1	1	RVB1	1	1	MVT3	1	1	RB1-4	1	1				T1	0	1				5
P2	H-11.5	1	1	RVB1	1	1	MVT3P	1	0	RB1-4	1	1				T1	0	1				2
P3	H-11.5	1	1	RVB1	1	1	MVT3P	1	1	RB1-4	1	1				T1	1	1				4
P4	H-11.5	1	1	RVB1	1	1				RB1-4	1	1										3
P5	H-8.0	1	1							RB1-4V	1	1										1
P6	H-11.5	1	1	RVA1*/RVA5 /RVU4	1/1/1	1/1/1				RB4-4 RB4-5	1/1	1/1	A1*	1	1				G4	1	1	2
P7	H-11.5	1	1	RVA1	1	1				2RB4-4	0/0	1/1	A1*	1	1	T1	0	1	G4D	0	0	1
P8	H-11.5	1	1	RVA1	0	1	MVT4P	1	1	RB1-4	1	1				2T1	1	1				
P9	H-11.5	1	1	RVA1	1	1				RB1-4	1	1										
P10	H-11.5	1	1	2RVA4	1	1				RB1-4	1	1	A1*	1	1							6
P11	H-10.0	1	1	RVA1*/RVA4/PIN	1/1/1	1/1/1	MVF2	1	1	RB1-4 RB4-4	1/1	1/1	A1*	1	1							
P12	H-10.0	1	1	RVA1-C	1	1	MVT3	1	1	RB4-4	1	1	RF	0	1				G3A G1B	0/0	1/1	
P13	H-10.0	1	1	RVA1-C	1	1				RB1-4	1	1	A1'	0	1							3
P14	H-10.0	1	1	RVA1-C	1	1				RB1-4	1	1	A1'	0	1							7
P15	H-10.0	1	1	RVA1-C	1	1				RB1-4 RB4-4	1/1	1/1	A1'	1	1							6
P16	H-10.0	1	1	RVA4* / 2PIN	1/1	1/1	MVT3P	1	1	RB1-4 RB4-4	1/1	1/1	A1'	0	1				G4A	0	1	8
P17	H-10.0	1	1	PIN	1	1	MVT3			RB1-4	0	1	A1' CF	0/0	1/1	2T1	0	0				
P18	H-10.0	1	1	PIN	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							5
P19	H-10.0	1	1	RVU1-V	1	1				RB1-4V	1	1	A1'	1	1							
P20	H-10.0	1	1	PIN	0	1				RB1-4	1	1	A1'	0	1							5
P21	H-9.0	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G4B	0	1	4

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P22	H-9.0	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	0	1				G4B	0	1	1
P23	H-9.0	1	1							RB1-4V	1	1	A1'	0	1							3
P24	H-9.0	1	1							RB1-4V	1	1	A1'	0	1							2
P25	H-9.0	1	1							RB4-4	1	1				T1	0	1				5
P26	H-9.0	1	1							RB1-4	1	1										4
P27	H-9.0	1	1							RB4-4	1	1				T1	0	1				4
P28	H-11.5	1	1	RVB3	1	1	MVR2	1	1	RB1-4/RB1-1	1/1	1/1										3
P29	H-11.5	1	1	RVB1	1	1	MVT3P	1	1	RB1-4/RB4-1	1/1	1/1										7
P30	H-9.0	1	1							RB2-3	1	1										3
P31	H-9.0	1	1							RB4-3/RB3-2	1	1	CF	1	1							4
P32	H-9.0	1	1																			
P33	H-10,0	1	1	RVA1	0	1				RB1-4	1	1	A1*	1	1				G1A	0	1	3
P34	H-11.5	1	1	RVA1	1	1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1*	1	1							4
P35	H-9.0	0	1							RB4-4	0	0	A1'	0	1							2
P36	H-9.0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P37	H-9.0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P38	H-9.0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P39	H-9.0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P40	H-10,0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P40'	H-10,0	1	1							RB1-4	1	1										1
P41	H-9.0	1	1							RB1-4V	1	1	A1'	1	1							5
P42	H-9.0	1	1	RVA5*/RVU4	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							
P43	H-10,0	1	1	RVB1	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P44	H-9.0	1	1	RVB1	1	1				RB1-4	1	1	A1' RF	1/1	1/1							3
P45	H-9.0	1	1	RVB1	1	1				RB1-4V	1	1	A1'	1	1							4

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P46	H-10,0	1	1	RVA1/RVU4	1/1	1/1	MVT3	1	1	RB1-4	1	1							G4B	0	1	4
P47	H-10.0	1	1	RVA5*/PIN	1/0	1/1				RB1-4	1	1										1
P48	H-7,0	0	0							RB1-4	1	1	A1*	1	1							
P49	H-7,0	0	0							RB4-4	1	1	A1'	1	1	T1	0	1				2
P50	H-7,0	0	0							RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P51	H-7,0	0	0							RB1-4	1	1	A1*	1	1				G1B	0	1	2
P52	H-9,0	1	1							RB1-4	1	1										3
P53	H-9,0	1	1							RB4-4	1	1							G3B	1	1	4
P54	H-10.0	1	1	RVB5	1	1													G5B	1	1	3
P55	H-10.0	1	1				MVT4P	1	1	RB1-4V	1	1	A1*	1	1							1
P56	H-10.0	1	1	RVB1	1	1	MVT3	1	1													3
P57	H-9,0	1	1							RB4-4	1	1										4
P58	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB4-5	1	1	A1*	1	1				G4D	1	1	10
P59	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB1-5	1	1	A1*	1	1							9
P60	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB1-5	1	1	A1*	1	1							5
P61	H-11,5	1	1	RVA2	1	1				RB1-4/RB4-1	1/1	1/1										5
P62	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1	MVT4	1	1	RB1-5	1	1										2
P62'	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-5	1	1	A1*	1	1				G3D	1	1	4
P63	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/0	1/1				RB1-5	1	1	A1*	1	1							7
P64	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/0	1/1				RB1-5	1	1	A1*	1	1							10
P65	H-11,5	1	1	RVA1	1	1	BOTE	1	1	RB4-5	1	1	A1*	1	1				G5B	1	1	4
P66	H-11,5	1	1	2RVA4	1	1				RB4-5/2RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G4A	1	0	4
P67	H-11,5	1	1	RVA3	1	1	MNF2	1	1	RB1-1	1	1										
P68	H-11,5	1	1	RVB2	1	1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1	1	1				G1B	0	1	5
P69	H-11,5	1	1	RVA2*/RVU1	1/0	1/1	MVT4P	1	1	RB2-4	1	1	A1	1	1							4

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P70	H-11.5	1	1	RVB1	1	1				RB1-4V	1	1										8
P71	H-8,0	1	1	RVB1-C	0	1				RB1-4	0	1	A1*	1	1							
P72	H-11,5	1	1	RVB1	0	1																
P73	H-8,5	1	1							RB1-4V	0	1										
P74	H-11,5	1	1	RVB1	0	1	MVT3P	0	1	RB1-4	0	1										3
P75	H-11,5	1	1	RVB1	0	1	MVT3P	1	1	RB1-4/RB1-1	1/1	1/1										3
P76	H-11,5	1	1	RVB3/2PIN	1/1	1/1				RB1-4V	0	1				T1	0	1				4
P77	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4V	1	1	A1'	1	1							1
P78	H-10,0	1	1	RVA3/-PIN	0	1				RB1-4	1	1	A1' RF	1/0	1/1							4
P79	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1	MVT4P	1	1	RB1-4	1	1										
P80	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1										1
P81	H-11,5	1	1	RVA1*/RVU4/RVU2	0/0/1	1/1/1	MVF1	1	1	2RB1-4	0	1	A1*	0	1				G4B	0	1	4
P82	H-9,0	1	1	RVU1-V	0	1				RB1-4/RB4-4	0/0	1/1	A1'	1	1							4
P83	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1										4
P84	H-9,0	0	1	RVU1-V	1	1				RB1-4V	1	1	A1'	0	1							3
P85	H-9,0	0	1	RVU1	0	0	MVT3	0	0	RB1-4	0	1	A1'	0	1				G3B	0	1	
P86	H-8,5	0	1							RB4-4	1	1	A1'	0	1				G1B	0	1	1
P87	H-9,0	1	1	RVU1	0	0	MVT3	0	0	RB4-4	0	1	A1'	0	1							
P88	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1	1	1							
P89	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1	1	1				G1B	0	1	4
P90	H-11,5	1	1	RVA4-V	0	1				RB1-4	1	1	A1*	1	1				G1A	0	1	4
P91	H-10,0	1	1	PIN	0	0	MVT3	1	1	RB1-4	1	1	A1*	1	1							3
P92	H-10,0	1	1	PIN	0	0				RB1-4	1	1										
P93	H-10,0	0	1	RVU4	0	1				RB4-4/RB4-1	0/1	1/1	A1*	1	1				G5A	0	0	5
P94	H-8,5	0	1	RVU4	0	1				RB1-4	1	1	A1*	1	1							4

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P95	H-9,0	0	1							RB4-4	1	1	A1*	1	1	T1	1	1				3
P96	H-9,0	1	1							RB4-4/RB4-1	0/1	1/1	A1*	1	1							4
P97	H-11,5	1	1	RVU4	1	1	MVT3	1	1	RB3-4	1	1	A1*	1	1				G4B	0	1	3
P98	H-10,0	1	1	PIN	0	1				RB1-4	1	1	A1*	1	1							4
P99	H-9,0	1	1	PIN	0	1				RB1-4	1	1	A1'	0	1				G5A	0	0	7
P100	H-9,0	1	1	PIN	0	1				RB1-4	0	0	A1*	1	1							2
P101	H-10,0	1	1	RVB5/RVU4	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	0	1							4
P102	H-10,0	1	1							RB4-4	1	1	A1*	1	1							7
P103	H-11,5	1	1	RVB1	0	1	MVT4P	1	1	RB4-4	1	1							G5A	0	0	2
P104	H-8,5	0	1							RB1-4	1	1										2
P105	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1*	1	1							3
P106	H-8,5	1	1							RB4-4	0	1	A1*	1	1							5
P107	H-9,0	1	1	PIN	0	1				RB1-4	1	1							G4B	0	1	
P108	H-9,0	1	1	RVU4/PIN	0/0	1/0	MVT3	1	1	RB1-4	1	1	A1*	1	1							2
P109	H-9,0	1	1	PIN	1	0				RB1-4	0	1	A1*	1	1							3
P110	H-8,5	1	1							RB4-4	0	0	A1*	1	1				G1B	0	1	8
P111	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1*	1	1							8
P112	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1*	1	1							3
P113	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1*	1	1							1
P114	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1	1	A1*	1	1				G4B	0	1	5
P115	H-8,5	1	1							RB4-4	0	1	A1'	1	1				G4B	0	1	7
P116	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1				G4B	1	1	2
P117	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P118	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1							4
P119	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	0/1	1/1										3

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P120	H-9,0	1	1							RB4-4	1	1	A1'	0	1							4
P121	H-9,0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P122	H-9,0	1	1							RB2-4	1	1	A1'	0	1				G4B	1	1	3
P123	H-11,5	1	1	2RVA4	0/1	1/1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1*	1	1							2
P124	H-11,5	1	1	RVA1	0	0				RB2-4	1	1	A1*	1	1				G1A	1	1	3
P125	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1	MVT3	1	1	RB1-4	1	1	A1*	1	1							3
P126	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	0	1	A1*									
P127	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	CF	1/1	1/1							
P128	H-10,0	0	1	RVA4	0	1				RB2-4	1	1	A1*	1	1				G5B	1	1	
P129	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1*	1	1							9
P130	H-11,5	1	1	RVA4	0	1				RB4-4/RB1-2	1/1	1/1	A1*	1	1				G2	0	0	2
P131	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB2-4	1	1	A1'	1	1							
P132	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB2-4	1	1	A1'	1	1				G4B	0	1	
P133	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							6
P134	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P135	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				2RB4-4	0/1	1/1	A1'	1	1				G1B	0	1	1
P136	H-10,0	1	1							RB1-4	1	1										
P137	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							
P138	H-11,5	1	1	RVA4/3PIN	1/0	1/1	MVT4P	1	1	RB4-4	1	1	A1'	1	1							
P139	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1	MVT4P	1	1													
P140	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/0	1/1													G3B	0	1	
P141	H-11,5	1	1	RVA5/RVA1*	1/1	1/1				RB1-1	1	1							G3A	1	1	
P142	H-8,5	1	1							RB4-4	0	1	A1*	1	1							8
P143	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1*	1	1							6
P144	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1	1	1							3

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P145	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1	1	1							2
P146	H-9,0	1	1	RVU1-C	0	1				RB1-4	1	1	A1	1	1				G3B	0	1	3
P147	H-9,0	1	1	RVU1-C	0	1	MVT3	1	0	RB1-4	1	1										
P148	H-9,0	1	1	RVU1-V	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							5
P149	H-9,0	1	1	RVU1	0	0				RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P150	H-9,0	1	1	RVU4	0	1				RB3-4	1	1	A1'	1	1				2G2	0/0	1/1	2
P151	H-9,0	1	1	RVU1-V	1	1				RB1-4V	1	1	A1'	1	1							2
P152	H-9,0	1	1	RVU1						RB2-4	1	1	A1*	1	1				G1B	1	1	1
P153	H-11,5	1	1	RVA5*/RVU1/RVU4	1/1/1	1/1/1				2RB4-1	1	1							G1B	1	1	
P154	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN/RVU4	1/1/1	1/1/1	MVT4P	1	1	RB4-1	1	1				2T1	1	1				
P155	H-11,5	1	1	RVA5*/RVA1	1/1	1/1																
P156	H-10,0	1	1	RVU1	0	1				RB4-4	1	1	A1'	0	1	T1	1	1				14
P157	H-10,0	1	1	RVU1	0	0	MVT3	1	0	RB1-4	1	1										
P158	H-9,0	0	1	RVU1-V	0	1				RB1-4/RB4-4	1/1	1/1	A1'	1	1							4
P159	H-8,5	1	1							2RB1-4	1	1	A1* CF	1/1	1/1							3
P160	H-8,5	0	1							RB1-4V	0	1	A1*	1	1							4
P161	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1*	1	1				G5B	0	1	6
P162	H-11,5	1	1	RVA1	0	0				RB4-4/RB4-1	0/0	1/1	A1*	1	1				G5B	0	1	5
P163'	H-9,0	1	1							RB1-1	0	1	A1*	1	1							2
P163	H-9,0	1	1										A1*	1	1							6
P164	H-11,5	1	1	RVA1	0	0				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1*	1	1							8
P165	H-10,0	1	1	RVB1	0	1				RB1-4	1	1	A1* CF	1/1	1/1							1
P166	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB1-1/RB4-4	0/1	1/1	A1*	1	1							3
P167	H-11,5	1	1	2RVA4	1	1				RB4-1/RB4-3	0/1	1/1	A1*	1	1				G2	0	1	3
P168	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							1

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P169	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1 CF	1/1	1/1							3
P170	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G3B	0	1	4
P171	H-11,5	1	1							2RB1-1	1	1	A1	1	1							
P172'	H-8,5	1	1							2RB1-1	1	1	A1	1	1							
P172	H-11,5	1	1							RB1-1	1	1	A1	1	1							4
P173	H-8,5	0	1							RB4-5	0	1	A1'	1	1				G1B	0	1	6
P174	H-8,5	1	1							RB1-5V	0	1	A1'	1	1							2
P175	H-8,5	1	1							RB4-5/RB4-1	0/1	1/1	A1'	1	1				G5B	0	1	5
P176	H-11,5	1	1	RVB1	1	1				RB1-5	1	1	A1'	1	1							2
P177'	H-11,5	1	1																			
P177	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	0/0	1/0	MVT4	0	1	RB1-5	1	1										3
P178	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	0/0	1/1				RB1-5	1	1	A1	1	1	T1	0	1				2
P179	H-8,5	1	1							RB1-5V	0	1	A1' RF	1/1	1/1							3
P180	H-11,5	1	1	RVA1/RVA1*/RVU4	0/0/0	1/1/0				RB4-5/RB4-1	0/1	1/1							G1B	0	1	4
P181	H-11,5	1	1	RVU1/2RVU4/ RVA5*	1/1/1	1/1/1				RB4-1	1	1	A1'	1	1							
P182	H-11,5	1	1	RVA5*/2RVU4	1/1	1/1	MVF2	1	1	RB4-1/RB4-5	1/1	1/1	A1	1	1				G2B	0	1	
P183	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB2-5	1	1	A1	1	1				G3B	0	1	1
P184	H-11,5	1	1	2RVA1*/RVU5	0/1	1/1				RB2-5	1	1	A1	1	1				G3B	0	1	2
P185	H-9,0	1	1	RVA1*/PIN	0/1	1/1	MVT4	0	1	RB4-5	0	1										
P186	H-9,0	1	1	RVA1*/PIN	0/0	1/1				RB1-5	0	1										3
P187	H-11,5	1	1	RVU1	0	1				RB3-5	0	1	A1	1	1							4
P188	H-9,0	1	1	RVU1	0	1				RB3-4	0	1										
P189	H-9,0	1	1	RVU1	0	0				RB1-4	0	1	A1' CF	0/0	1/1							2
P190	H-8,5	1	1							RB1-4V	0	1	A1'	0	1							1
P191	H-8,5	1	1							RB4-1/RB4-4	0/0	1/1	A1'	1	1							3

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P192	H-8,5	1	1							RB4-1/RB4-4	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	0	1	5
P193	H-8,5	1	1							RB4-1/RB4-4	1/1	1/1	A1*	1	1							1
P194	H-8,5	1	1							RB4-4	0	1	A1'	1	1							8
P195	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1*	1	1							11
P196	H-8,5	1	1							RB1-4V	1	1	A1'	1	1							2
P197	H-9,0	1	1							RB1-4	1	1	A1' CF	1/0	1/1							4
P198	H-9,0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P199	H-11,5	1	1	RVA4	0	1				RB4-1	0	1										
P200	H-11,5	1	1	RVB1	0	1	MVT3	1	1	RB4-4/RB4-1	0/0	1/1	A1'	1	1	T1	0	1	G4D	0	1	4
P201	H-11,5	1	1	RVB1	0	1				RB4-5/RB4-1	0/0	1/1	A1'	1	1				G1B G3B	0/0	1/1	6
P202	H-11,5	1	1	RVU4/RVA4	1/1	0/0	MVT4P	0	1	RB4-4V	0	1	A1'	0	1				G4D	0	1	2
P203	H-9,0	1	1	RVU4/RVU1	0/0	1/1				RB4-4	1	1	A1'	0	1							7
P204'	H-10,0	1	1	PIN	0	0				RB1-4	1	1	A1'	0	1							7
P204	H-10,0	1	1	RVU1-V	0	0				RB1-4V	0	1	A1'	1	1							3
P205	H-10,0	1	1	RVU3	1	0	MVF1	0	1	RB1-4	0	1	A1'	0	1							3
P206	H-11,5	1	1	RVB1	0	1	MVT4P	1	1				A1'	1	1							
P207	H-11,5	1	1	RVB1	0	1				RB1-4V	1	1										4
P208	H-11,5	1	1	RVA1	0	1	MVT3	0	0	RB1-4	0	1										
P209	H-10,0	1	1	RVU1-V	0	1				RB1-4	0	1										4
P210	H-9,0	1	1	RVU1	0	0	MVT3	0	1	RB1-4V	0	1	A1'	1	1							5
P211	H-9,0	1	1	RVU1	1	0				RB1-4V	1	1										4
P212	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1*	1	1							4
P213	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G4B	1	1	14
P214	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P215	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							1

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P216	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P217	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P218	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G4B	0	1	4
P219	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P220	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1	1	1							2
P221	H-8,5	1	1							RB4-1/RB4-4	0/1	1/1	A1'	1	1							2
P222	H-9,0	1	1	RVU1	1	0	MVT3	0	0	RB1-4	1	1										2
P223	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1	1	1							3
P224	H-10,0	1	1							RB4-4	1	1	A1	1	1				G4B	0	1	1
P225	H-8,5	1	1							RB4-1/RB4-4	0/1	1/1	A1	1	1							2
P226	H-11,5	1	1	RVA1	1	1	MVT3P	1	1	RB4-5	1	1	A1	1	1							8
P227	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB1-5	1	1	A1	1	1							1
P228	H-11,5	1	1	RVU1	1	1	MVT3P	0	0	RB1-1	1	1										
P229	H-10,0	1	1	RVU1	0	1				RB4-1/RB4-4	1	1	A1'	1	1				G2	0	0	1
P230	H-10,0	1	1	PIN	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							1
P231	H-9,0	1	1	PIN	0	0	MVT3	0	0	RB1-4	1	1	A1'	1	1							
P232	H-9,0	1	1	RVU1	0	1				RB3-4	1	1										
P233	H-9,0	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1							
P234	H-9,0	1	1	PIN	0	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P235	H-9,0	1	1	PIN	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P236	H-9,0	1	1	RVU1-V	1	1				RB1-4V	1	1	A1'	1	1							9
P237	H-11,5	1	1	PIN	0	1	MVT3	0	0	RB1-4	1	1	A1*	1	1							
P238	H-11,5	1	1	RVU1	0	1				2RB4-4	1	1										9
P239	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	0/0	1/1	A1*	1	1				G4D	0	0	9
P240	H-10,0	1	1	RVU4	0	1	MVT3P	0	0	R4-1	1	1										

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P241	H-9,0	1	1							RB4-4	1	1							G4B	0	1	8
P242	H-8,5	0	1							RB1-4V	1	1	A1*	1	1							2
P243	H-8,5	1	1							RB1-4V	1	1	A1'	1	1							2
P244	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G4B	0	1	4
P245	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	0	1	4
P246	H-10,0	1	1	RVU1	0	1	MVT3	0	1	RB1-4	1	1										
P247	H-10,0	1	1	PIN	0	0				RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P248	H-10,0	1	1	RVU1	0	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P249	H-10,0	1	1	PIN	0	0				RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P250	H-10,0	1	1	PIN	1	1				RB1-4	1	1	A1' CF	1/1	1/1							1
P251	H-10,0	1	1	RVU1	0	0				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	0	1	3
P252	H-10,0	1	1	RVU4/RVA4	0/0	1/1	MVF1	0	1	RB3-4	1	1	A1'	1	1				G1B	0	1	2
P253	H-9,0	1	1							RB3-4	1	1	A1'	1	1				G5B	0	1	3
P254	H-9,0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							
P254'	H-8,5	1	1							RB4-4	0	1	A1'	1	1				G4B	0	1	3
P254"	H-8,5	1	1							RB1-4V	0	1	A1'	1	1							4
P255	H-8,5	1	1							RB4-4	0	1	A1*	1	1				G1B	0	1	10
P256	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1*	1	1							1
P257	H-9,0	1	1	RVU1	1	1				RB1-4	1	1	A1* CF	1/1	1/1							1
P258	H-9,0	1	1	RVU1	0	1				RB1-4	1	1	A1*	1	1							3
P259	H-9,0	1	1	PIN	1	0				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1*	1	1				G5B	1	1	1
P260	H-9,0	1	1	PIN	0	1	MVT3	0	0	RB1-4	1	1	A1*	1	1							
P261	H-9,0	1	1	RVU1	0	1				RB4-4	1	1										4
P262	H-9,0	1	1	RVU1	0	0				RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P263	H-9,0	1	1	RVU3	0	1	MVF1	1	1	RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1*	1	1							

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P264	H-9,0	1	1	PIN	0	0				RB1-4	1	1	A1'	1	1							1
P265	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1*	1	1				G5B	0	1	2
P266	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1*	1	1							1
P267	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1*	1	1							3
P268	H-8,5	0	1							RB4-4/RB4-1	1	1	A1*	1	1							6
P269	H-11,5	1	1	RVA4/RVU1/2PIN	1/1/1	1/1/1	MVT4P	1	1	RB1-4	1	1	A1*	1	1							4
P270	H-11,5	1	1	RVA1	1	1													G1A	1	1	
P271	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1*	1	1				G1B	0	1	4
P272	H-11,5	1	1	RVB1	1	1				RB1-4V	1	1	A1'	1	1							1
P273	H-10,0	1	1	RVA1	1	1				RB1-4V	1	1	A1'	1	1							4
P274	H-10,0	1	1	RVU1	0	1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1							2
P275	H-10,0	1	1	RVU1	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P276	H-10,0	1	1	RVA1	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P277	H-10,0	1	1	RVA1	1	1	MVT3	1	1	RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P278	H-10,0	1	1	RVA1	1	1				RB1-4	1	1										1
P279	H-10,0	1	1	RVA3	0	1	MVF2	1	1	RB3-4	1	1	A1'	1	1				G1B	0	1	1
P280	H-8,5	1	1							RB3-4	1	1	A1'	1	1							
P281	H-9,0	1	1										A1'	1	1							
P282	H-11,5	1	1	RVA5*	1	1	MVT3P	1	1	RB4-4/2RB4-1	1/1	1/1										
P283	H-11,5	1	1	RVA5*/RVA1	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							1
P284	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB4-4	1	1	A1'	1	1							
P285'	H-11,5	1	1	RVA3	1	1	MVF2	1	1	RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P285	H-11,5	1	1	RVA1	1	1	MVT3	1	1	RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P286	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB3-4	1	1	A1' CF	1/1	1/1							
P287	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P288	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB3-4	1	1	A1'	1	1							3
P289	H-10,0	1	1	RVA1	0	1				RB3-4	1	1										1
P290	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							1
P291	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P293	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	1	1	1
P294	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G1B	0	1	2
P295	H-10,0	1	1	RVU4-V	1	1				RB1-4V	1	1	A1'	1	1				G5B	1	1	2
P296	H-10,0	1	1	RVU4-V	1	1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	1	1	4
P297	H-10,0	1	1	RVU1-V	1	1				RB1-4V	1	1	A1'	1	1							4
P298	H-10,0	1	1	RVU1-V	1	1	MVT3	0	0	RB1-4	1	1	A1'	1	1							
P299	H-10,0	1	1	RVU1-V	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							1
P300	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	0	1	5
P301	H-8,5	1	1							2RB4-4	1	1	A1*	1	1				G1B	0	1	3
P302	H-8,5	1	1							RB2-4	1	1	A1'	1	1				G3B	0	1	6
P303	H-8,5	1	1							RB2-4V	1	1	A1'	1	1							1
P304	H-8,5	1	1							RB2-4	1	1	A1*	1	1							1
P305	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G1B	0	1	1
P306	H-11,5	1	1	RVA5	1	1	MVT4P	1	1	RB1-4	1	1							G1A	1	1	4
P307	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							
P308	H-11,5	1	1	RVA1	1	1	MVT3	0	1	RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P309	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1	T1	0	1	G5B	1	1	3
P310	H-8,5	1	1							RB1-4V	1	1	A1'	1	1							2
P311	H-8,5	1	1							RB1-4V	1	1	A1'	1	1							5
P312	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	1	1	3
P313	H-7,0	0	1							RB1-4	1	1										2

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P314	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P315'	H-9,0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P315	H-9,0	1	1							RB1-4	1	1										
P316	H-10,0	1	1	RVU1	0	1	MVT3	0	1	RB1-4	1	1	A1'	1	1	T1	0	1				4
P317	H-10,0	1	1	PIN	0	0				RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P318	H-10,0	1	1	RVU1	0	1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1							4
P319	H-10,0	1	1	PIN	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P320	H-11,5	1	1	RVA4*/RVU1	0/1	1/1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G1B	0	1	2
P321	H-11,5	1	1	RVA1*	1	1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1							
P322	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	1	1	2
P323	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P324	H-8,5	1	1							RB3-4	1	1	A1'	1	1							
P325	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	1	1	2
P326	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB3-5	1	1	A1'	1	1							1
P327	H-11,5	1	1	RVB1	1	1				RB4-4	1	1	A1'	1	1							
P328	H-10,0	1	1	RVB1	1	1				RB1-4	1	1										2
P329	H-10,0	1	1	RVA3	1	1	MVF2	1	1	RB1-4	1	1	A1'	0	1							2
P330	H-10,0	1	1	PIN	0	0				2RB4-4	1	1	A1'	1	1							3
P331	H-10,0	1	1	2RVU4	1	1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G1B	1	1	4
P332	H-10,0	1	1	RVA1	1	1				RB1--4	1	1	A1'	1	1							4
P333	H-8,5	1	1							RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1							2
P334	H-8,5	1	1							RB1--4	1	1	A1'	1	1							5
P335	H-8,5	0	1							RB4-4	1	1										2
P336	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	0	1							3
P337	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							5

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P338	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P339	H-11,5	1	1	RVU1	1	1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1							G1B	1	1	2
P340	H-10,0	1	1				MVT3	0	0	RB1-4	1	1	A1'	1	1							5
P341	H-10,0	1	1	RVU1-V	1	1				RB1-4	1	1										1
P342	H-8,5	1	1							RB3-4	1	1	A1'	1	1	T1	1	1	G1B	1	1	
P343	H-8,5	1	1							RB3-4	1	1	A1'	1	1				G1B	1	1	
P344	H-8,5	1	1							RB2-4	1	1	A1'	1	1				G3B	0	1	2
P345	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P346	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1							G1B	0	1	6
P347	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P348	H-9,0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							
P349	H-9,0	1	1	RVU1-V	0	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P350	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G1B	0	1	4
P351	H-10,0	1	1	PIN	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							5
P352	H-10,0	1	1	RVU1	0	1				RB1-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	1	1	5
P353	H-10,0	1	1	RVU1	0	1	MVT3	0	0	RB1-4	1	1	A1'	1	1				G4B	0	1	1
P354	H-8,5	1	1							RB1-4V	1	1	A1'	1	1							3
P355	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							5
P356	H-8,5	0	1							RB4-4	1	1										
P357	H-8,5	1	1							RB1-4V	0	1	A1'	1	1							7
P358	H-8,5	1	1							RB3-4	1	1	A1'	1	1							8
P359	H-11,5	1	1	RVA1	1	1	MVT4P	1	1	RB3-4	1	1	A1'	1	1				G2	0	1	1
P360	H-11,5	1	1	RVA4/3PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1										
P361	H-8,5	1	1							2RB4-4	1	1	A1'	1	1							7
P362	H-8,5	1	1							RB1-4	0	1	A1'	1	1							6

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P363	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G4B	0	1	2
P364	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G1B	0	1	5
P365	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P366	H-9,0	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P367	H-8,5	1	1							RB1-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1							3
P368	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	0/0	1/0	MVT4P	1	1													
P369	H-11,5	1	1	RVA4	0	1				RB1-1	0	1							G5B	0	1	
P370	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P371	H-8,5	1	1							RB3-4	1	1										3
P372	H-11,5	1	1	RVA5	1	1				RB4-4	1	1	A1'	1	1							
P373	H-11,5	1	1	RVA4/RVA1	1/1	1/1				RB1-4	0	1	A1'	1	1							4
P374	H-10,0	1	1	RVB1	1	1	MVT3	0	0	RB1-4/RB4-1	1/1	1/1										
P375	H-10,0	1	1	RVB1	1	1				RB1-4	1	1	A1'	0	1							1
P376	H-10,0	1	1	RVB1	1	1				RB1-4	1	1	A1' CF	1/0	1/1							1
P377	H-10,0	1	1	RVB1	1	1				RB1-4V	1	1	A1'	1	1							4
P378	H-10,0	1	1	RVU1-V	1	1				RB4-4	0	1	A1'	1	1							2
P379	H-9,0	1	1	RVU1-C-V	0	0				RB4-3	0	1	A1'	1	1							4
P380	H-11,5	1	1	RVU1	1	1				RB4-4	1	1	A1'	1	1				G3B	0	1	1
P381	H-9,0	1	1	RVU1	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							
P382	H-10,0	1	1	RVU1	0	1	MVT3	0	1	RB1-4	1	1	A1' CF	1/1	1/1							
P383	H-9,0	1	1	RVU4/RVA4	1/1	1/1	MNF1	1	1	RB4-4	1	1	A1'	1	1							
P384	H-11,5	1	1	PIN	0	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P385	H-11,5	1	1	PIN	0	0				RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P386	H-11,5	1	1	RVU1	0	0				RB4-4	1	1							G3B	0	1	
P387	H-8,5	1	1							RB4-4	1	1	A1'	1	1				G5B	0	1	1

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P388	H-8,5	1	1	RVU1	1	1	MVT3	0	0	RB1-4	1	1	A1'	1	1							
P389	H-8,5	1	1							RB3-4	1	1	A1'	1	1							2
P390	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P391	H-8,5	1	1							RB2-4	1	1	A1'	1	1				G3B	1	1	4
P392	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1	MVT4P	1	1	RB1-4	1	1	A1'			2T1	1	1				2
P393	H-11,5	1	1	RVA4/3PIN	0/0	1/1				RB1-4	1	1										1
P394	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'									4
P395	H-11,5	1	1	RVA4/3PIN	0/0	1/1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'						G4A	0	0	4
P396	H-11,5	1	1	RVA1/RVA4	0/0	1/1				RB4-1	1	1							G1A	0	0	
P397	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'						G5B	1	1	2
P398	H-10,0	1	1	RVA1-C	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'									4
P399	H-9,0	1	1							RB1-4	1	1	A1'									2
P400	H-9,0	1	1							RB4-1	1	1	A1'						G1B	1	1	2
P401	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'									2
P402	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB4-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'						G5B	1	1	
P403	H-11,5	1	1	RVA3/2PIN	1/1	1/1	MVT3P	1	1	RB4-1/RB4-5	1/1	1/1	A1'									
P404	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-5	1	1	A1'									1
P405	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-5	1	1	A1'	1	1							4
P406	H-11,5	1	1	2RVA1*/PIN/RVU4	1/1/1	1/1/1				RB3-5	1	1	A1'	1	1							1
P407	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-5	1	1	A1'	1	1							1
P408	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB3-5	1	1	A1'	1	1							
P409	H-8,5	1	1							RB3-5	1	1	A1' CF	1	1				G1B	1	1	4
P410	H-8,5	1	1							RB1-5	1	1	A1'	1	1							3
P411	H-8,5	1	1							RB4-5	1	1	A1'	1	1				G1B	1	1	3
P412	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB4-5/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	1	1	2

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P413	H-11,5	1	1	RVB1	1	1				RB4-1/RB4-4	1/1	1/1	A1'	1	1							2
P414	H-11,5	1	1	RVB1	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P415	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							1
P416	H-11,5	1	1	RVA3	0	1				RB4-4	1	1	A1'	1	1				G1B	1	1	4
P417	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P418	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN/RVA4	1/1/1	1/1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							3
P419	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P420	H-11,5	1	1	RVA3/-PIN	1	1				RB4-4	1	1	A1'	1	1							
P421	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							
P422	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB3-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1				G5B	1	1	
P423	H-10,0	1	1	RVU4/RVU1	1/0	1/1	MVF1	1	1	RB4-1	1	1	A1'	1	1				G5B	1	1	
P424	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1	MVT4P	1	1	RB1-1	1	1										
P425	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB3-4/RB4-1	1/1	1/1	A1'	1	1							2
P426	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1	MVT3	1	1	RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P427	H-11,5	1	1	RVA1*/PIN	1/1	1/1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P428	H-11,5	1	1	RVA1	1	1				RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P429	H-11,5	1	1	RVA1	1	1	MVT4P	1	1													
P430	H-11,5	1	1	RVA5	1	1				RB4-4	1	1	A1'	1	1							
P431	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							2
P432	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							1
P433	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1' CF	1/1	1/1							4
P434	H-8,5	1	1							RB1-4	1	1	A1'	1	1							4
P435	H-6,0	0	0							RB4-4	1	1	A1'	1	1	T1	0	1	G1B	0	1	1
P436	H-11,5	1	1	RVU4/RVA4*	1/0	1/1																
P437	H-11,5	1	1	RVA3/-PIN	1	1	MVF2	1	1	RB4-4	1	1	A1'	1	1							2

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACOM
No.	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No.
P438	H-11,5	1	1	RVA1	1	1	MVT3P	1	1	RB4-4/RB4-2/RB4-1	1/1/1	1/1/1	A1'	1	1							4
P439	H-11,5	1	1	RVA4/2PIN	0/0	1/1				RB1-1/RB4-1/RB1-2	1/1/1	1/1/1										1
P440	H-11,5	1	1	RVA3	1	1	MVF2	1	1	RB1-1/RB4-1/RB4-2	1/1/1	1/1/1										
P441	H-11,5	1	1	RVA5*	1	1	MVT3	1	1	RB1-2/RB4-1	1/1	1/1	A1*	1	1				G1A	1	1	
P442	H-11,5	1	1	RVA1*	1	1				RB1-1/RB1-2	1/1	1/1	A1*	1	1							
P443	H-11,5	1	1	RVA1*	1	1				RB1-3	1	1	A1*	1	1							
P444	H-11,5	1	1	RVA1*	1	1				RB1-3	1	1	A1*	1	1							
P445	H-11,5	1	1	RVA5*	1	1				RB3-1/RB1-2	1/1	1/1	A1*	1	1				G3A	1	1	
P446	H-11,5	1	1	2RVA1*/RVU5	1/1	1/1				RB3-1/RB1-2	1/1	1/1	A1*	1	1							
P447	H-11,5	1	1	RVA1*/RVU5	1/1	1/1	MVT4P	1	1	RB4-1/RB1-2	1/1	1/1	A1*	1	1				G1A	0	1	1

EC : Estado de conservación del material NA : Nivel de aislamiento del material

ANEXO II.3

CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES EXISTENTES

T.No.	UBICACION	POT. (KVA)	No. FASES	IDENTIF.	No. EEQSA	No. BUSH.	VOLT. (KV)	EC	NA	OBSERV.
T1	P1	37,5	1	CTe-01	18117-E	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T2	P2	25,0	1	CTp-01	5241-P	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T3	P3	15,0	1	CTp-02	S/N	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T4	P8-P9	100,0	3	CTp-03	518-P	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T5	P12-P13	50,0	1	CTe-02	26241-E	1	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T6	P16	15,0	3	CTp-04	835-P	3	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T7	P17-P18	50,0	1	CTe-03	26243-E	1	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T8	P29	25,0	1	CTp-05	S/N	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T9	P46-P47	50,0	1	CTe-04	26242-E	1	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T10	P54-P55	45,0	3	CTp-06	26271-P	3	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T11	P56	50,0	1	CTe-05	26446-E	1	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T12	P62-P62'	50,0	3	CTe-06	26272-E	3	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T13	P65	150,0	3	CTp-07	1608-P	3	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T14	P69	30,0	3	CTp-08	S/N	3	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T15	P74	37,5	1	CTp-09	S/N	2	13,2	0	1	NO REUTILIZABLE
T16	P75	50,0	1	CTp-10	S/N	2	13,2	0	1	NO REUTILIZABLE
T17	P79-P80	50,0	3	CTp-11	S/N	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T18	P85	25,0	1	CTe-07	5621-E	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T19	P87	25,0	1	CTe-37	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T20	P91-P92	50,0	1	CTe-08	26245-E	1	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T21	P97	50,0	1	CTe-09	26244-E	1	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T22	P102-P103	75,0	3	CTp-12	S/N	3	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T23	P107-P108	50,0	1	CTe-10	26240-E	1	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T24	P125-P126	50,0	1	CTe-11	26247-E	1	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T25	P138-P139	100,0	3	CTp-13	20098-P	3	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T26	P140-P141	50,0	3	CTp-14	S/N	3	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T27	P146-P147	50,0	1	CTe-12	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T28	P154-P155	75,0	3	CTp-15	S/N	3	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T29	P156-P157	37,5	1	CTe-13	4429-E	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T30	P177-P178	45,0	3	CTe-14	S/N	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T31	P185-P186	30,0	3	CTe-15	5008-E	3	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T32	P200	50,0	1	CTe-16	S/N	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T33	P202	30,0	3	CTp-16	5088-P	3	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T34	P206-P207	45,0	3	CTp-17	19237-P	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T35	P208	37,5	1	CTe-17	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T36	P210-P211	37,5	1	CTe-18	4434-E	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T37	P222	50,0	1	CTe-19	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T38	P226	15,0	1	CTp-18	S/N	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T39	P228	25,0	1	CTp-19	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T40	P231-P232	37,5	1	CTe-20	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T41	P237-P238	25,0	1	CTe-21	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T42	P240	15,0	1	CTp-20	5269-P	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE

T.No.	UBICACION	POT. (KVA)	No. FASES	IDENTIF.	No. EEQSA	No. BUSH.	VOLT. (KV)	EC	NA	OBSERV.
T43	P246-P247	37,5	1	CTe-22	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T44	P260-P261	37,5	1	CTe-23	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T45	P269-P270	75,0	3	CTp-21	S/N	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T46	P277-P278	37,5	1	CTe-24	S/N	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T47	P282	50,0	1	CTp-22	20505-P	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T48	P285	25,0	1	CTe-25	S/N	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T49	P298-P299	25,0	1	CTe-26	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T50	P306-P307	50,0	3	CTp-23	22312-P	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T51	P308	37,5	1	CTe-27	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T52	P316	37,5	1	CTe-28	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T53	P340-P341	50,0	1	CTe-29	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T54	P353	25,0	1	CTe-30	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T55	P359-P360	30,0	3	CTp-24	S/N	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T56	P368-P369	50,0	3	CTp-25	S/N	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T57	P374-P375	25,0	1	CTe-31	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T58	P382	15,0	1	CTe-32	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T59	P388	15,0	1	CTe-33	S/N	1	13,2	1	0	NO REUTILIZABLE
T60	P392-P393	45,0	3	CTp-26	S/N	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T61	P403	37,5	1	CTp-27	28424-P	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T62	P420'-P420''	25,0	1	CTe-34	S/N	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T63	P424-P425	50,0	3	CTp-28	24377-P	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T64	P426	50,0	1	CTe-35	S/N	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T65	P429-P430	50,0	3	CTp-29	S/N	3	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T66	P438	25,0	1	CTp-30	5122-P	2	13,2	1	1	REUTILIZABLE
T67	P441	25,0	1	CTe-36	26680-E	2	22,8	1	1	REUTILIZABLE
T68	P447	30,0	3	CTp-31	S/N	3	22,8	1	1	REUTILIZABLE

EC : ESTADO DE CONSERVACION

NA : NIVEL DE AISLAMIENTO

ANEXO II.4

FACTORES DE DIVERSIFICACION

No. DE USUARIOS	USUARIO TIPO			No. DE USUARIOS	USUARIO TIPO		
	A	B y C	D y E		A	B y C	D y E
1	1,00	1,00	1,00	26	3,00	2,35	1,71
2	1,50	1,31	1,23	27	3,01	2,36	1,71
3	1,78	1,50	1,34	28	3,02	2,38	1,71
4	2,01	1,63	1,41	29	3,03	2,39	1,71
5	2,19	1,72	1,47	30	3,04	2,40	1,71
6	2,32	1,83	1,52	31	3,04	2,41	1,72
7	2,44	1,89	1,56	32	3,05	2,42	1,72
8	2,54	1,96	1,58	33	3,05	2,43	1,72
9	2,61	2,01	1,60	34	3,06	2,44	1,72
10	2,66	2,05	1,62	35	3,06	2,45	1,73
11	2,71	2,09	1,63	36	3,07	2,45	1,73
12	2,75	2,11	1,64	37	3,07	2,46	1,73
13	2,79	2,14	1,65	38	3,08	2,46	1,73
14	2,83	2,17	1,66	39	3,08	2,47	1,73
15	2,86	2,19	1,67	40	3,09	2,47	1,73
16	2,88	2,20	1,68	41	3,09	2,48	1,73
17	2,90	2,21	1,68	42	3,10	2,48	1,73
18	2,92	2,23	1,69	43	3,10	2,49	1,73
19	2,93	2,25	1,69	44	3,10	2,49	1,73
20	2,94	2,27	1,69	45	3,10	2,49	1,73
21	2,95	2,28	1,69	46	3,10	2,49	1,73
22	2,96	2,29	1,70	47	3,10	2,49	1,73
23	2,97	2,30	1,70	48	3,10	2,50	1,73
24	2,98	2,31	1,70	49	3,10	2,50	1,73
25	2,99	2,33	1,70	50	3,10	2,50	1,73

ANEXO II.5

RESUMEN DE TOMAS DE CARGA EN CENTROS DE TRANSFORMACION

No.	DIRECCION	POTENCIA (KVA)	No. FASES	CORRIENTE		
				Iu(A)	Iv(A)	Iw(A)
T1	Venezuela, Parque Turismo	50,0	3	20	25	27
T2	Pichincha y Sucre	50,0	1	180	190	
T3	Ascázubi, entre Bolivar y Olmedo	37,5	1	220	230	
T4	Abdón Calderón y Bolivar	15,0	1	25	20	
T5	Maercado y Montufar	50,0	1	240	180	
T6	Mercado, Parque Central	25,0	1	35	42	
T7	Mercado y Abdón Calderón	37,5	1	72	60	
T8	España y García Moreno	75,0	3	45	40	35
T9	Gangotena, entre Jaramillo y García Moreno	25,0	1	164	174	
T10	Antonio Ante y García Moreno	30,0	3	50	48	62
T11	Pichincha y Colombia	50,0	1	300	220	
T12	Venezuela y Pichincha	50,0	1	175	165	
T13	Bolivar y Colombia	50,0	1	260	300	
T14	Montúfar y España	37,5	1	85	70	
T15	Pichincha y Montúfar	50,0	1	170	172	
T16	Quito y García Moreno	50,0	3	50	40	50
T17	Luis Cordero y España	50,0	1	230	220	

ANEXO II.6

CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS.
KVA-Km PARA 1 % DE CAIDA DE TENSION.
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO TIPO AAAC

CALIBRE AWG	6.3 KV		3 / 13.2 KV		
	3F	1F	3F	23 KV	13.2 KV
4	230	115	3010	1500	495
2	345	172	4490	2230	735
1/0	506	253	6540	3230	1065
2/0	600	303	7800	3845	1270
3/0	720	360	9220	4530	1495
4/0	740	423	10785	5290	1740

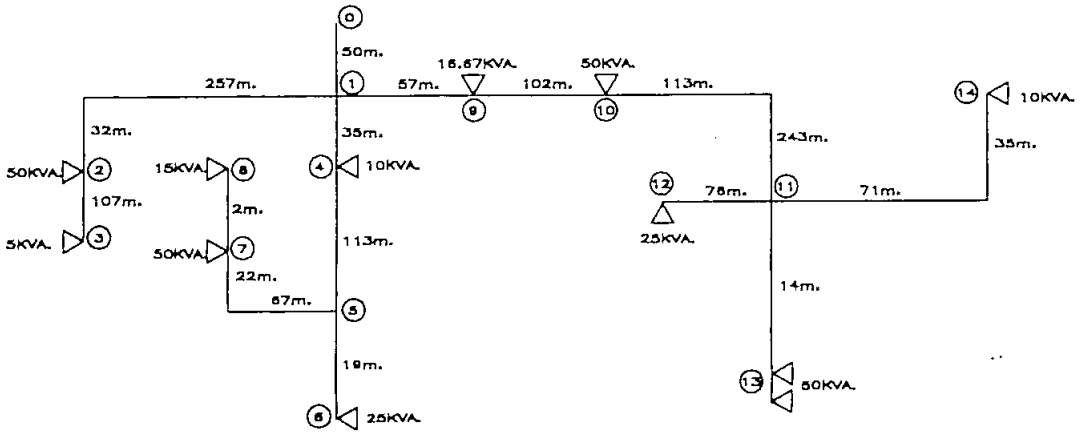
CAIDA DE TENSION EN REDES SECUNDARIAS
KVA-m PARA 1 % DE CAIDA DE TENSION.
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO TIPO AAAC

CALIBRE AWG	210/121 V 3F	240/120 V 1F	CALIBRE AWG	210/121 V 3F	240/120 V 1F
4	260	170	2/0	710	470,0
2	400	260	3/0	850	570,0
1/0	590	390	4/0	1010	670,0

ANEXO II.7

RED EXISTENTE A 22.8 KV-FASE A

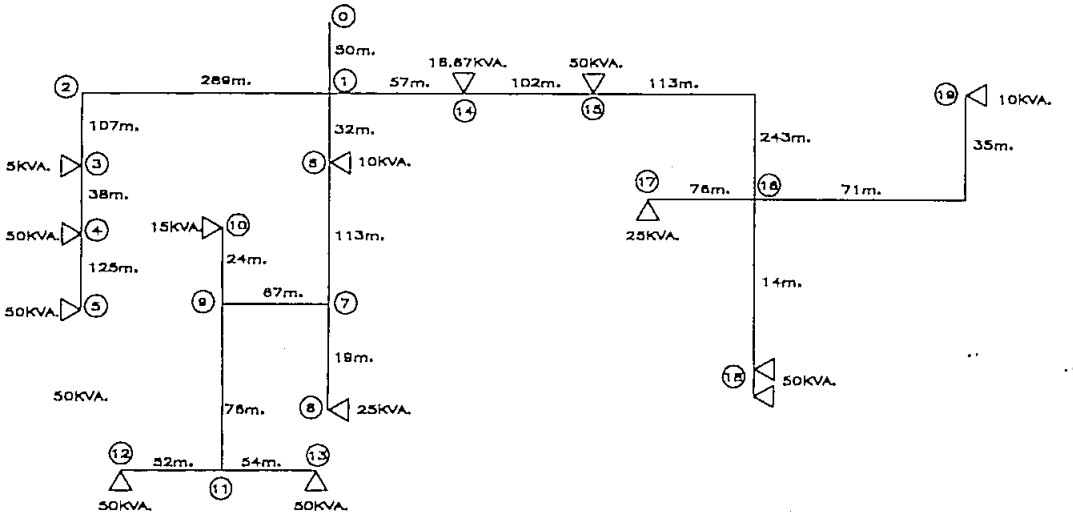
DIAGRAMA UNIFILAR



CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI					TENSION: 22.8 KV FASES: 1				
No. PROYECTO : FASE "A" EXISTENTE					LIMITE DE CAIDA : 1 %				
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR AAAC				
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE	A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0	1	0,050			306,67	2	2230	15,33	0,0069	0,0069
1	2	0,289		50,00	55,00	2	2230	15,90	0,0071	0,0140
2	3	0,107		5,00	5,00	1/0	3230	0,54	0,0002	0,0142
1	4	0,032		10,00	100,00	2	2230	3,20	0,0014	0,0083
4	5	0,113			90,00	2	2230	10,17	0,0046	0,0129
5	6	0,019		25,00	25,00	2	2230	0,48	0,0002	0,0131
5	7	0,089		50,00	65,00	2	2230	5,79	0,0026	0,0155
7	8	0,002		15,00	15,00	2	2230	0,03	0,0000	0,0155
1	9	0,057		16,67	151,67	2	2230	8,65	0,0039	0,0108
9	10	0,102		50,00	135,00	2	2230	13,77	0,0062	0,0169
10	11	0,356			85,00	2	2230	30,26	0,0136	0,0305
11	12	0,076		25,00	25,00	2	2230	1,90	0,0009	0,0313
11	13	0,014		50,00	50,00	2	2230	0,70	0,0003	0,0308
11	14	0,106		10,00	10,00	2	2230	1,06	0,0005	0,0310

RED EXISTENTE A 22.8 KV-FASE B

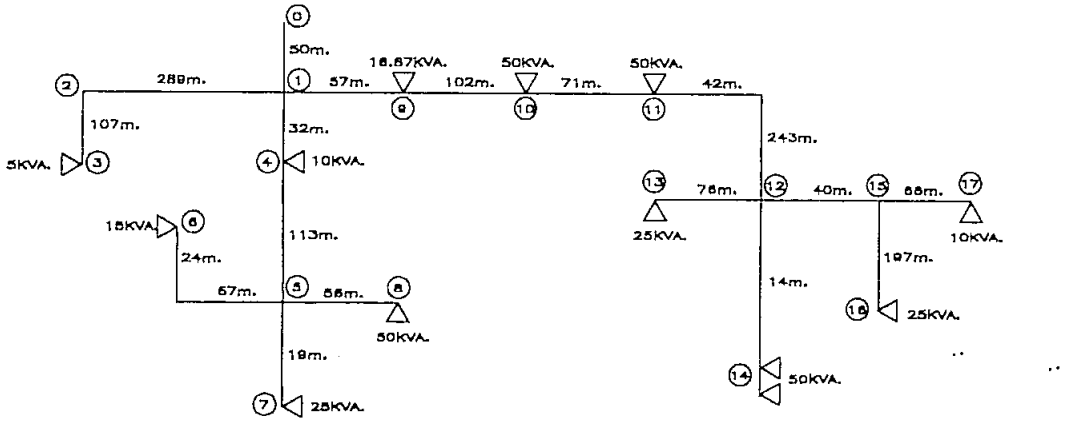
DIAGRAMA UNIFILAR



CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI					TENSION: 22.8 KV FASES: 1				
No. PROYECTO : FASE "B" EXISTENTE					LIMITE DE CAIDA: 1 %				
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR AAAC				
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE	A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0	1	0,050			406,67	2	2230	20,33	0,0091	0,0091
1	2	0,289			105,00	2	2230	30,35	0,0136	0,0227
2	3	0,107		5,00	105,00	1/0	3230	11,24	0,0035	0,0262
3	4	0,038		50,00	100,00	2	2230	3,80	0,0017	0,0279
4	5	0,125		50,00	50,00	2	2230	6,25	0,0028	0,0307
1	6	0,032		10,00	150,00	2	2230	4,80	0,0022	0,0113
6	7	0,113			140,00	2	2230	15,82	0,0071	0,0184
7	8	0,019		25,00	25,00	2	2230	0,48	0,0002	0,0186
7	9	0,067			115,00	2	2230	7,71	0,0035	0,0218
9	10	0,024		15,00	15,00	2	2230	0,36	0,0002	0,0220
9	11	0,076			100,00	2	2230	7,60	0,0034	0,0252
11	12	0,052		50,00	50,00	2	2230	2,60	0,0012	0,0264
11	13	0,054		50,00	50,00	2	2230	2,70	0,0012	0,0264
1	14	0,057		16,67	151,67	2	2230	8,65	0,0039	0,0130
14	15	0,102		50,00	135,00	2	2230	13,77	0,0062	0,0192
15	16	0,356			85,00	2	2230	30,26	0,0136	0,0327
16	17	0,076		25,00	25,00	2	2230	1,90	0,0009	0,0336
16	18	0,014		50,00	50,00	2	2230	0,70	0,0003	0,0331
16	19	0,106		10,00	10,00	2	2230	1,06	0,0005	0,0332

RED EXISTENTE A 22.8 KV-FASE C

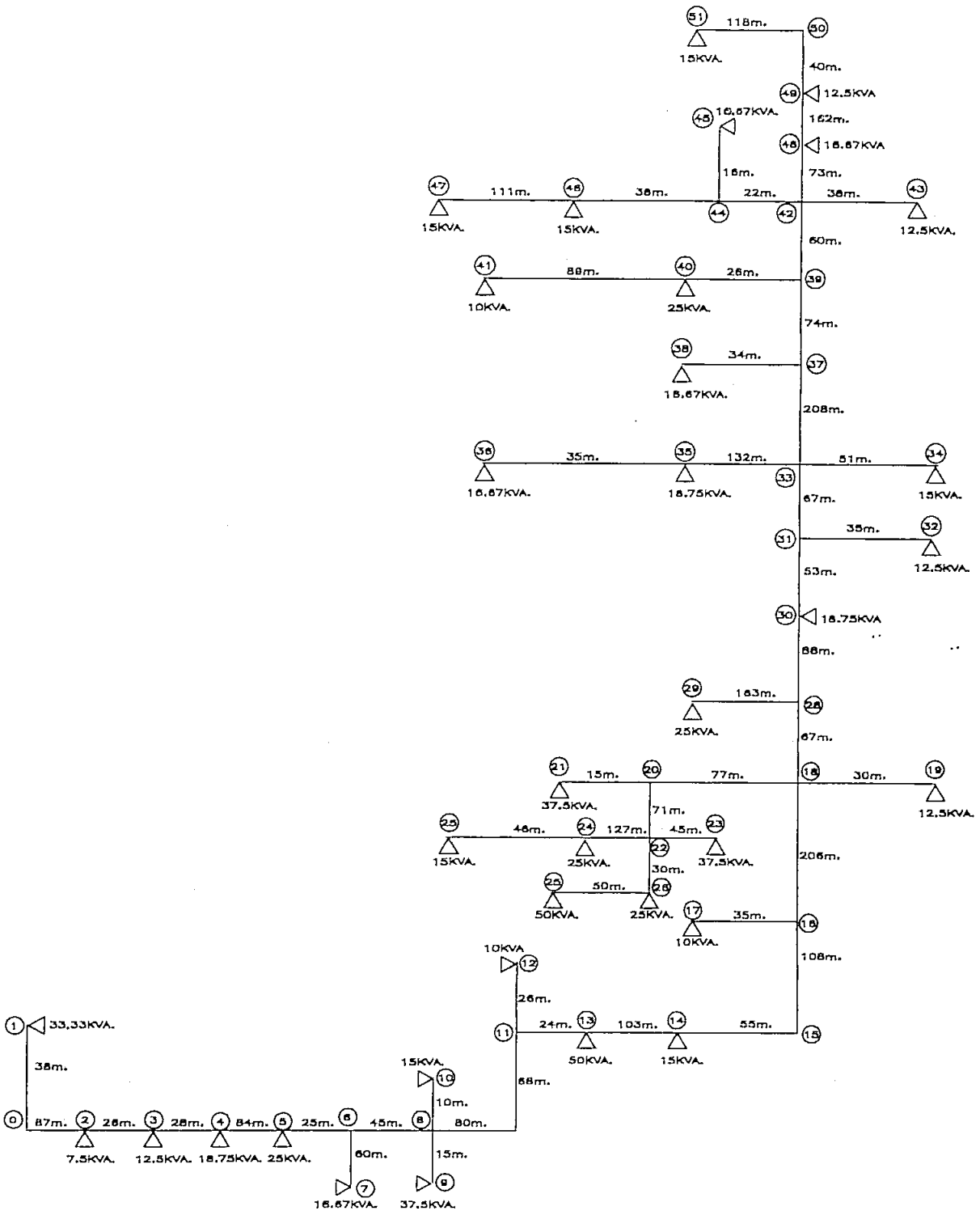
DIAGRAMA UNIFILAR



CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI					TENSION: 22.8 KV FASES: 1				
No. PROYECTO : FASE "C" EXISTENTE					LIMITE DE CAIDA : 1 %				
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR AAAC				
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,050			331,67	2	2230	16,58	0,0074	0,0074
1-2	0,289			5,00	2	2230	1,45	0,0006	0,0081
2-3	0,107		5,00	5,00	1/0	3230	0,54	0,0002	0,0083
1-4	0,032		10,00	100,00	2	2230	3,20	0,0014	0,0089
4-5	0,113			90,00	2	2230	10,17	0,0046	0,0134
5-6	0,091		15,00	15,00	2	2230	1,37	0,0006	0,0140
5-7	0,019		25,00	25,00	2	2230	0,48	0,0002	0,0136
5-8	0,056		50,00	50,00	2	2230	2,80	0,0013	0,0147
1-9	0,057		16,67	226,67	2	2230	12,92	0,0058	0,0132
9-10	0,102		50,00	210,00	2	2230	21,42	0,0096	0,0228
10-11	0,071		50,00	160,00	2	2230	11,36	0,0051	0,0279
11-12	0,285			110,00	2	2230	31,35	0,0141	0,0420
12-13	0,076		25,00	25,00	2	2230	1,90	0,0009	0,0428
12-14	0,014		50,00	50,00	2	2230	0,70	0,0003	0,0423
12-15	0,040			35,00	2	2230	1,40	0,0006	0,0426
15-16	0,197		25,00	25,00	2	2230	4,93	0,0022	0,0448
15-17	0,066		10,00	10,00	2	2230	0,66	0,0003	0,0429

RED EXISTENTE A 13.2 KV-FASE A

DIAGRAMA UNIFILAR

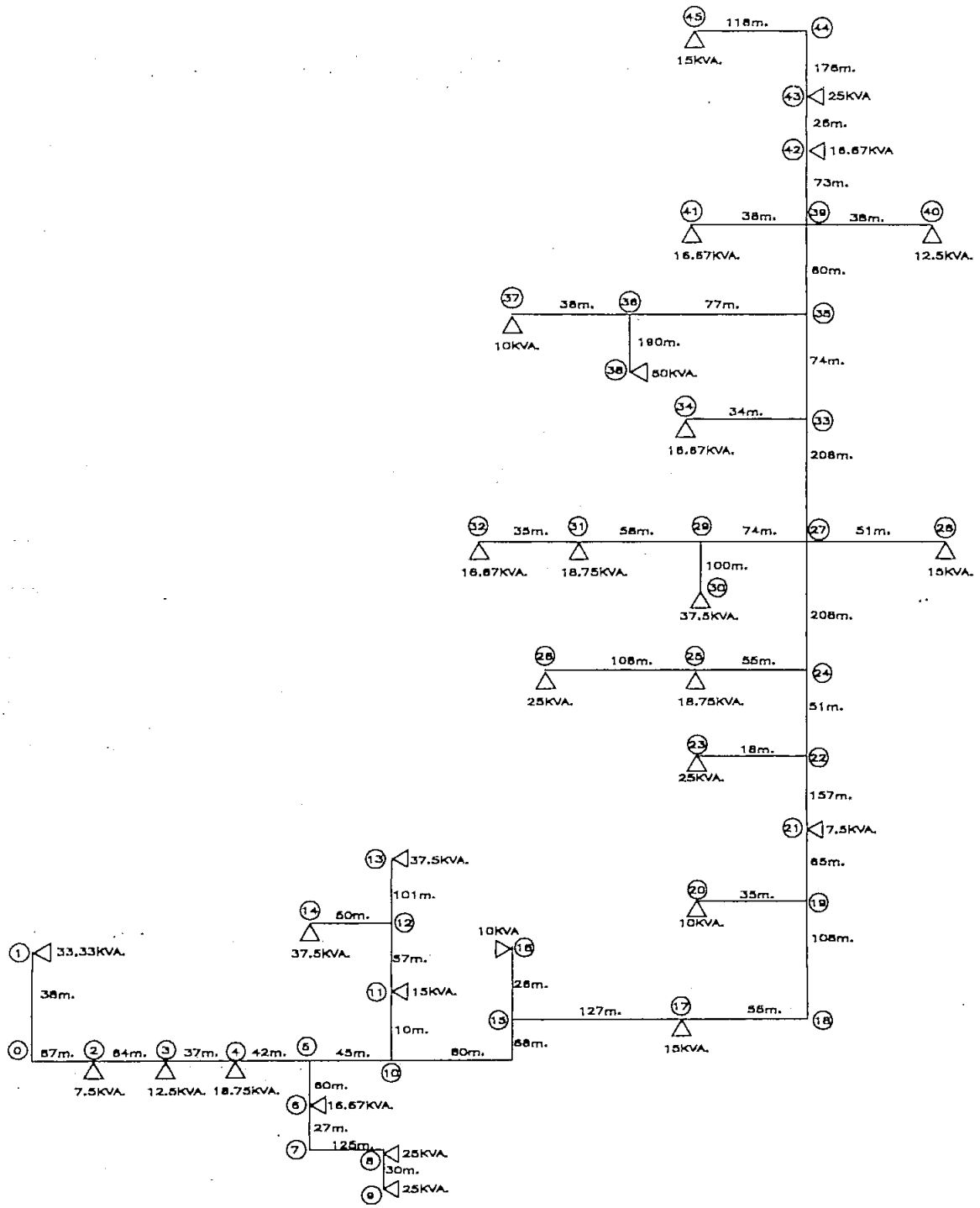


CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI					TENSION: 13.2 KV FASES: 1				
No. PROYECTO : FASE "A" EXISTENTE					LIMITE DE CAIDA : 1 %				
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR AAAC				
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,038		33,33	33,33	2	735	1,27	0,0017	0,0017
0-2	0,087		7,50	682,10	1/0	1065	59,34	0,0557	0,0557
2-3	0,026		12,50	674,60	1/0	1065	17,54	0,0165	0,0722
3-4	0,028		18,75	662,21	1/0	1065	18,54	0,0174	0,0896
4-5	0,084		25,00	643,35	1/0	1065	54,04	0,0507	0,1403
5-6	0,025			618,35	1/0	1065	15,46	0,0145	0,1549
6-7	0,060		16,67	16,67	3/0	1495	1,00	0,0007	0,1555
6-8	0,045			601,68	1/0	1065	27,08	0,0254	0,1803
8-9	0,015		37,50	37,50	1/0	1065	0,56	0,0005	0,1808
8-10	0,015		10,00	10,00	1/0	1065	0,15	0,0001	0,1804
8-11	0,148			549,18	1/0	1065	81,28	0,0763	0,2566
11-12	0,026		10,00	10,00	2	735	0,26	0,0004	0,2570
11-13	0,024		50,00	539,18	2/0	1270	12,94	0,0102	0,2668
13-14	0,103		15,00	489,18	2/0	1270	50,39	0,0397	0,3065
14-15	0,055			474,18	2/0	1270	26,08	0,0205	0,3270
15-16	0,108			474,18	3/0	1495	51,21	0,0343	0,3613
16-17	0,035		10,00	10,00	2	735	0,35	0,0005	0,3617
16-18	0,206			464,18	3/0	1495	95,62	0,0640	0,4252
18-19	0,030		12,50	12,50	2	735	0,38	0,0005	0,4257
18-20	0,077			190,00	2	735	14,63	0,0199	0,4451
20-21	0,015		37,50	37,50	2	735	0,56	0,0008	0,4459
20-22	0,071			152,50	2	735	10,83	0,0147	0,4598
22-23	0,045		37,50	37,50	2	735	1,69	0,0023	0,4621
22-24	0,127		25,00	40,00	2	735	5,08	0,0069	0,4668
24-25	0,046		15,00	15,00	2	735	0,69	0,0009	0,4677
22-26	0,030		25,00	75,00	2	735	2,25	0,0031	0,4629
26-27	0,050		50,00	50,00	2	735	2,50	0,0034	0,4663
18-28	0,067			261,68	3/0	1495	17,53	0,0117	0,4369
28-29	0,163		25,00	25,00	2	735	4,08	0,0055	0,4425
28-30	0,088		18,75	236,68	3/0	1495	20,83	0,0139	0,4509
30-31	0,053			217,93	3/0	1495	11,55	0,0077	0,4586
31-32	0,035		12,50	12,50	2	735	0,44	0,0006	0,4592
31-33	0,067			205,43	3/0	1495	13,76	0,0092	0,4678
33-34	0,051		15,00	15,00	2	735	0,77	0,0010	0,4688
33-35	0,132		18,75	35,42	2	735	4,68	0,0064	0,4742
35-36	0,035		16,67	16,67	2	735	0,58	0,0008	0,4750
33-37	0,208			155,01	3/0	1495	32,24	0,0216	0,4894
37-38	0,034		16,67	16,67	2/0	1270	0,57	0,0004	0,4898

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI					TENSION:	13.2 KV	FASES:	1	
No. PROYECTO : FASE "A" EXISTENTE					LIMITE DE CAIDA:		1 %		
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR		AAAC		
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
37-39	0,074			138,34	3/0	1495	10,24	0,0068	0,4962
39-40	0,026		25,00	35,00	2	735	0,91	0,0012	0,4975
40-41	0,089		10,00	10,00	2	735	0,89	0,0012	0,4987
39-42	0,060			103,34	3/0	1495	6,20	0,0041	0,5004
42-43	0,038		12,50	12,50	2	735	0,48	0,0006	0,5010
42-44	0,022			46,67	2	735	1,03	0,0014	0,5018
44-45	0,016		16,67	16,67	2	735	0,27	0,0004	0,5021
44-46	0,038		15,00	30,00	2	735	1,14	0,0016	0,5033
46-47	0,111		15,00	15,00	2	735	1,67	0,0023	0,5056
42-48	0,073		16,67	44,17	3/0	1495	3,22	0,0022	0,5025
48-49	0,162		12,50	27,50	3/0	1495	4,46	0,0030	0,5055
49-50	0,040			15,00	3/0	1495	0,60	0,0004	0,5059
50-51	0,118		15,00	15,00	2	735	1,77	0,0024	0,5083

RED EXISTENTE A 13.2 KV-FASE B

DIAGRAMA UNIFILAR



CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI					TENSION: 13.2 KV FASES: 1				
No. PROYECTO : FASE "B" EXISTENTE					LIMITE DE CAIDA: 1 %				
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR AAAC				
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,038		33,33	33,33	2	735	1,27	0,0017	0,0017
0-2	0,087		7,50	557,10	1/0	1065	48,47	0,0455	0,0455
2-3	0,084		12,50	549,60	1/0	1065	46,17	0,0433	0,0889
3-4	0,037		18,75	537,10	1/0	1065	19,87	0,0187	0,1075
4-5	0,042			518,35	1/0	1065	21,77	0,0204	0,1280
5-6	0,060		16,67	66,67	3/0	1495	4,00	0,0027	0,1306
6-7	0,027			50,00	3/0	1495	1,35	0,0009	0,1315
7-8	0,125		25,00	50,00	2	735	6,25	0,0085	0,1400
8-9	0,030		25,00	25,00	2	735	0,75	0,0010	0,1411
5-10	0,045			451,68	1/0	1065	20,33	0,0191	0,1470
10-11	0,010		15,00	90,00	1/0	1065	0,90	0,0008	0,1479
11-12	0,057			75,00	1/0	1065	4,28	0,0040	0,1519
12-13	0,101		37,50	37,50	1/0	1065	3,79	0,0036	0,1555
12-14	0,050		37,50	37,50	2	735	1,88	0,0026	0,1545
10-15	0,148			361,68	1/0	1065	53,53	0,0503	0,1973
15-16	0,026		10,00	10,00	2	735	0,26	0,0004	0,1977
15-17	0,127		15,00	351,68	2/0	1270	44,66	0,0352	0,2325
17-18	0,055			336,68	2/0	1270	18,52	0,0146	0,2471
18-19	0,108			336,68	3/0	1495	36,36	0,0243	0,2714
19-20	0,035		10,00	10,00	2	735	0,35	0,0005	0,2719
19-21	0,065		7,50	326,68	3/0	1495	21,23	0,0142	0,2856
21-22	0,157			319,18	3/0	1495	50,11	0,0335	0,3191
22-23	0,018		25,00	25,00	2	735	0,45	0,0006	0,3197
22-24	0,051			294,18	3/0	1495	15,00	0,0100	0,3291
24-25	0,055		18,75	43,75	2	735	2,41	0,0033	0,3324
25-26	0,108		25,00	25,00	2	735	2,70	0,0037	0,3361
24-27	0,208			250,43	3/0	1495	52,09	0,0348	0,3640
27-28	0,051		15,00	15,00	2	735	0,77	0,0010	0,3650
27-29	0,074			72,92	2	735	5,40	0,0073	0,3713
29-30	0,100		37,50	37,50	2	735	3,75	0,0051	0,3764
29-31	0,058		18,75	35,42	2	735	2,05	0,0028	0,3741
31-32	0,035		16,67	16,67	2	735	0,58	0,0008	0,3749
27-33	0,208			162,51	3/0	1495	33,80	0,0226	0,3866
33-34	0,034		16,67	16,67	2/0	1270	0,57	0,0004	0,3870
33-35	0,074			145,84	3/0	1495	10,79	0,0072	0,3938
35-36	0,077			60,00	2	735	4,62	0,0063	0,4001
36-37	0,038		10,00	10,00	2	735	0,38	0,0005	0,4006
36-38	0,190		50,00	50,00	2	735	9,50	0,0129	0,4130

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS

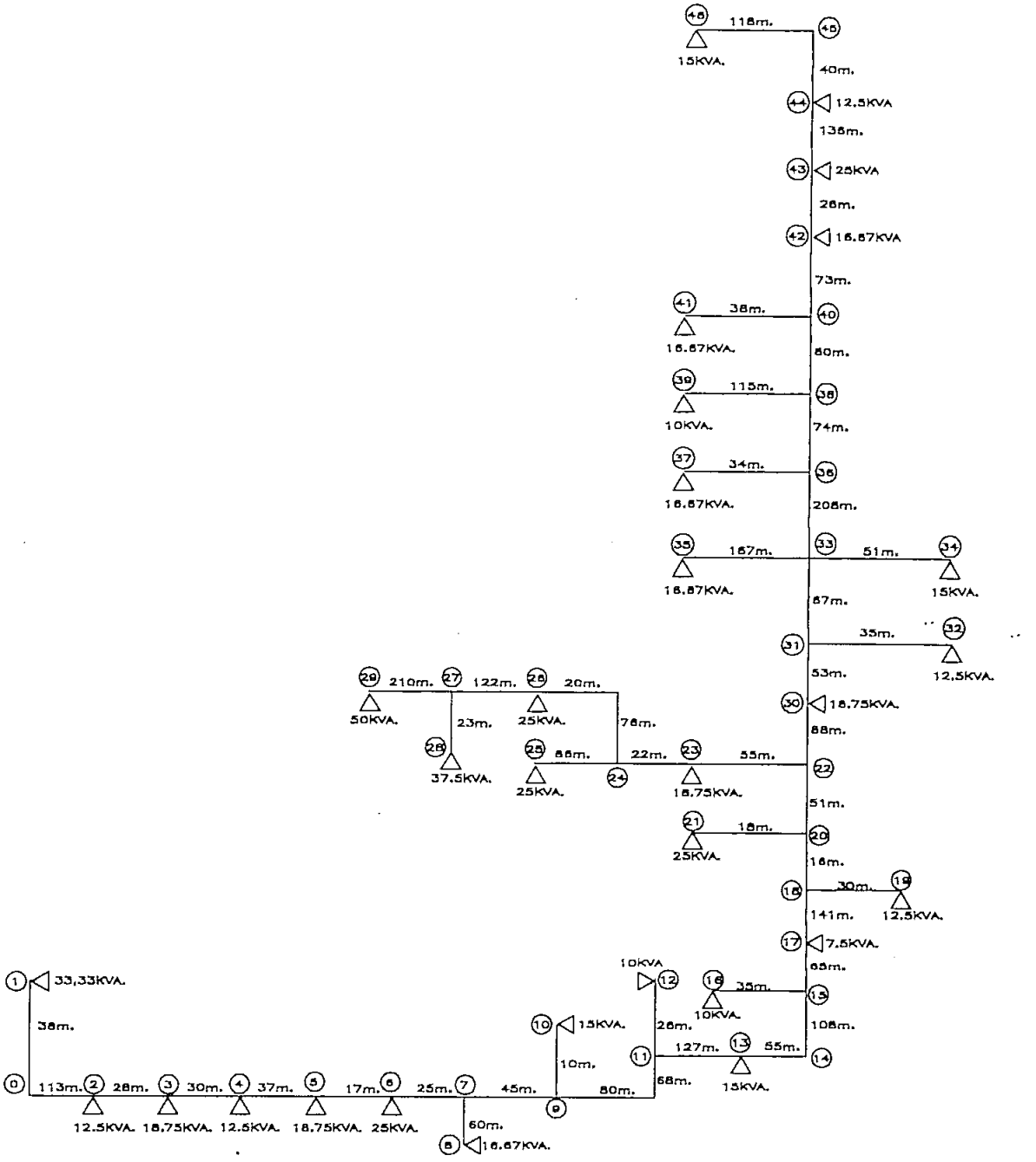
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI
No. PROYECTO : FASE "B" EXISTENTE
TIPO DE INSTALACION : AEREA

TENSION: 13.2 KV FASES: 1
LIMITE DE CAIDA: 1 %
MATERIAL DEL CONDUCTOR AAAC

TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
35-39	0,060			85,84	3/0	1495	5,15	0,0034	0,3973
39-40	0,038		12,50	12,50	2	735	0,48	0,0006	0,3979
39-41	0,038		16,67	16,67	2	735	0,63	0,0009	0,3981
39-42	0,073		16,67	56,57	3/0	1495	4,13	0,0028	0,4000
42-43	0,026		25,00	40,00	3/0	1495	1,04	0,0007	0,4007
43-44	0,176			15,00	3/0	1495	2,64	0,0018	0,4025
44-45	0,118		15,00	15,00	2	735	1,77	0,0024	0,4049

RED EXISTENTE A 13.2 KV-FASE C

DIAGRAMA UNIFILAR

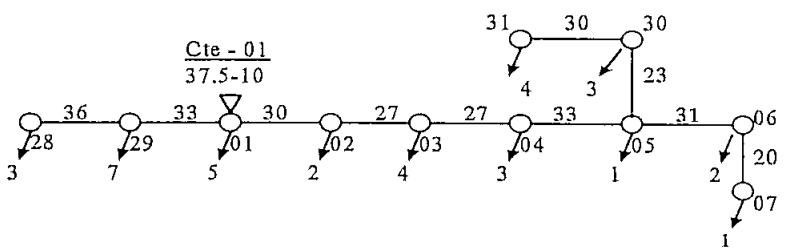


CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI					TENSION: 13.2 KV FASES: 1				
No. PROYECTO : FASE "C" EXISTENTE					LIMITE DE CAIDA: 1 %				
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR AAAC				
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,038		33,33	33,33	2	735	1,27	0,0017	0,0017
0-2	0,113		12,50	530,85	1/0	1065	59,99	0,0563	0,0563
2-3	0,028		18,75	518,35	1/0	1065	14,51	0,0136	0,0700
3-4	0,030		12,50	499,60	1/0	1065	14,99	0,0141	0,0840
4-5	0,037		18,75	487,10	1/0	1065	18,02	0,0169	0,1009
5-6	0,017		25,00	468,35	1/0	1065	7,96	0,0075	0,1084
6-7	0,025			443,35	1/0	1065	11,08	0,0104	0,1188
7-8	0,060		16,67	16,67	3/0	1495	1,00	0,0007	0,1195
7-9	0,045			426,68	1/0	1065	19,20	0,0180	0,1369
9-10	0,010		15,00	15,00	1/0	1065	0,15	0,0001	0,1370
9-11	0,148			411,68	1/0	1065	60,93	0,0572	0,1941
11-12	0,026		10,00	10,00	2	735	0,26	0,0004	0,1944
11-13	0,127		15,00	401,68	2/0	1270	51,01	0,0402	0,2342
13-14	0,055			386,68	2/0	1270	21,27	0,0167	0,2510
14-15	0,108			386,68	3/0	1495	41,76	0,0279	0,2789
15-16	0,035		10,00	10,00	2	735	0,35	0,0005	0,2794
15-17	0,065		7,50	376,68	3/0	1495	24,48	0,0164	0,2953
17-18	0,140			369,18	3/0	1495	51,69	0,0346	0,3299
18-19	0,030		12,50	12,50	2	735	0,38	0,0005	0,3304
18-20	0,016			356,68	3/0	1495	5,71	0,0038	0,3337
20-21	0,018		25,00	25,00	2	735	0,45	0,0006	0,3343
20-22	0,051			331,68	3/0	1495	16,92	0,0113	0,3450
22-23	0,055		18,75	156,25	2	735	8,59	0,0117	0,3567
23-24	0,022			137,50	2	735	3,03	0,0041	0,3608
24-25	0,088		25,00	25,00	2	735	2,20	0,0030	0,3638
24-26	0,096		25,00	112,50	2	735	10,80	0,0147	0,3755
26-27	0,122			87,50	2	735	10,68	0,0145	0,3900
27 -28	0,023		37,50	37,50	2	735	0,86	0,0012	0,3912
27-29	0,210		50,00	50,00	2	735	10,50	0,0143	0,4043
22-30	0,088		18,75	175,43	3/0	1495	15,44	0,0103	0,3553
30-31	0,053			156,68	3/0	1495	8,30	0,0056	0,3609
31-32	0,035		12,50	12,50	2	735	0,44	0,0006	0,3615
31-33	0,067			144,18	3/0	1495	9,66	0,0065	0,3673
33-34	0,051		15,00	15,00	2	735	0,77	0,0010	0,3684
33-35	0,167		16,67	16,67	2	735	2,78	0,0038	0,3711
33-36	0,208			112,51	3/0	1495	23,40	0,0157	0,3830
36-37	0,034		16,67	16,67	2/0	1270	0,57	0,0004	0,3834
36-38	0,074			95,84	3/0	1495	7,09	0,0047	0,3877
38-39	0,115		10,00	10,00	2	735	1,15	0,0016	0,3893

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI					TENSION: 13.2 KV FASES: 1				
No. PROYECTO : FASE "C" EXISTENTE					LIMITE DE CAIDA : 1 %				
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR AAAC				
T R A M O		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
38-40	0,060			85,84	3/0	1495	5,15	0,0034	0,3912
40-41	0,038		16,67	16,67	2	735	0,63	0,0009	0,3920
40-42	0,073		16,67	69,17	3/0	1495	5,05	0,0034	0,3946
42-43	0,026		25,00	52,50	3/0	1495	1,37	0,0009	0,3955
43-44	0,136		12,50	27,50	3/0	1495	3,74	0,0025	0,3980
44-45	0,040			15,00	3/0	1495	0,60	0,0004	0,3984
45-46	0,118		15,00	15,00	2	735	1,77	0,0024	0,4008

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-01
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 01
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

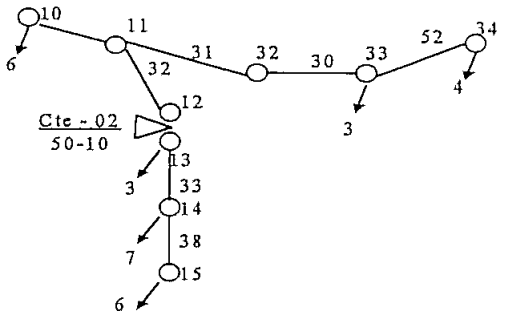
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
01-29	33	10	17,7475	2/0		470	585,67	1,2461	1,2461
29-28	36	3	6,4368	2/0		470	231,72	0,4930	1,7391
01-02	30	20	34,0249	2/0		470	1020,75	2,1718	2,1718
02-03	27	18	30,6224	2/0		470	826,80	1,7592	3,9310
03-04	27	14	24,2478	2/0		470	654,69	1,3930	5,3239
04-05	33	11	19,4025	2/0		470	640,28	1,3623	6,6862
05-06	31	3	6,4368	2/0		470	199,54	0,4246	7,1108
06-07	20	1	2,8751	2/0		470	57,50	0,1223	7,2331
05-30	23	7	12,9011	4		170	296,73	1,7454	8,4317
30-31	30	4	8,1563	4		170	244,69	1,4393	9,8710

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-02
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 02
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

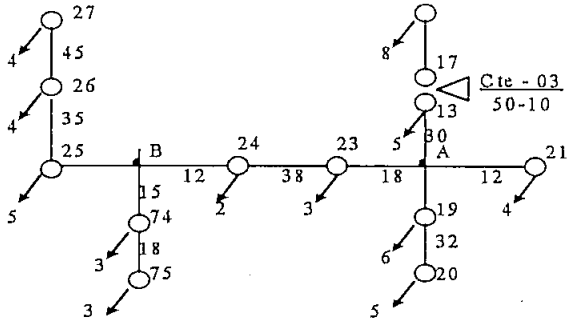
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
13-14	33	13	22,6523	2/0		470	747,53	1,5905	1,5905
14-15	38	6	11,3491	2/0		470	431,27	0,9176	2,5081
12-11	32	13	22,6523	2/0		470	724,87	1,5423	1,5423
11-10	27	6	11,3491	2/0		470	306,43	0,6520	2,1943
11-33	61	7	12,9011	2/0		470	786,97	1,6744	3,2167
33-34	52	4	8,1563	2/0		470	424,13	0,9024	4,1191

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-03
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 03
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

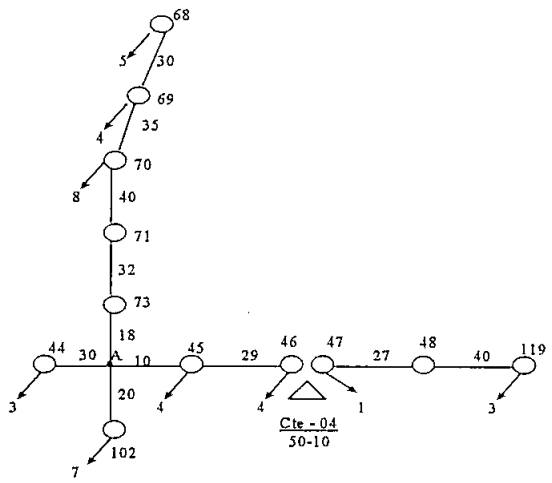
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
17-16	37	8	14,5575	2/0		470	538,63	1,1460	1,1460
18-A	30	39	64,8144	2/0		470	1944,43	4,1371	4,1371
A-21	12	4	8,1563	2/0		470	97,88	0,2082	4,3453
A-19	10	11	19,4025	2/0		470	194,03	0,4128	4,5499
19-20	32	5	9,7793	2/0		470	312,94	0,6658	5,2157
A-23	18	24	40,5896	2/0		470	730,61	1,5545	5,6916
23-24	38	21	35,7261	2/0		470	1357,59	2,8885	8,5801
24-B	12	19	32,3236	2/0		470	387,88	0,8253	9,4054
B-74	15	6	11,3491	2/0		470	170,24	0,3622	9,7676
74-75	18	3	6,4368	2/0		470	115,86	0,2465	10,0141
B-25	17	13	22,6523	2/0		470	385,09	0,8193	10,2247
25-26	35	8	14,5575	2/0		470	509,51	1,0841	11,3088
26-27	45	4	8,1563	2/0		470	367,03	0,7809	12,0897

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-04
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 04
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

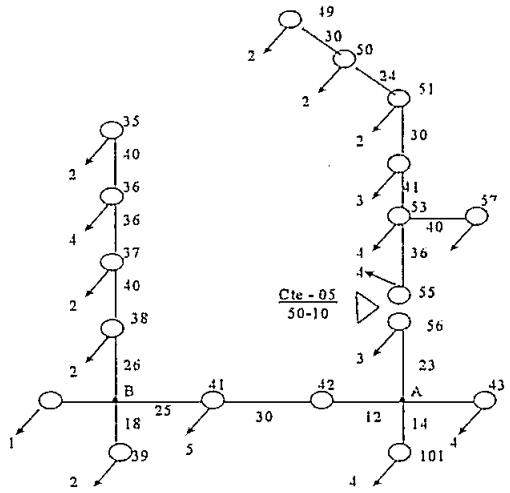
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
47-119	67	3	6,4368	1/0		390	431,27	1,1058	1,1058
46-45	19	31	51,8187	1/0		390	984,56	2,5245	2,5245
45-A	10	27	45,3963	1/0		390	453,96	1,1640	3,6885
A-44	30	3	6,4368	1/0		390	193,10	0,4951	4,1836
A-102	20	7	12,9011	1/0		390	258,02	0,6616	4,3501
A-70	90	17	29,0933	1/0		390	2618,40	6,7138	10,4023
70-69	35	9	16,1724	1/0		390	566,03	1,4514	11,8537
69-68	30	5	9,7793	1/0		390	293,38	0,7523	12,6060

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-05
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U el (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 05
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

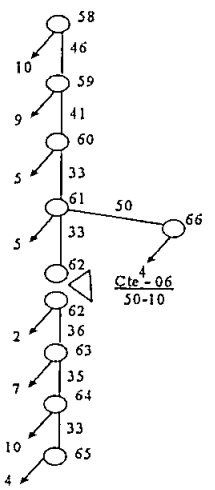
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
55-53	36	17	29,0933	2/0		470	1047,36	2,2284	2,2284
53-57	40	4	8,1563	2/0		470	326,25	0,6942	2,9226
53-52	41	9	16,1724	2/0		470	663,07	1,4108	3,6392
52-51	30	6	11,3491	2/0		470	340,47	0,7244	4,3636
51-50	24	4	8,1563	2/0		470	195,75	0,4165	4,7801
50-49	30	2	4,6750	2/0		470	140,25	0,2984	5,0785
56-A	23	28	47,0777	2/0		470	1082,79	2,3038	2,3038
A-43	24	4	8,1563	2/0		470	195,75	0,4165	2,7203
A-101	14	4	8,1563	2/0		470	114,19	0,2430	2,5468
A-41	42	20	34,0249	2/0		470	1429,05	3,0405	5,3443
41-B	25	15	25,8243	2/0		470	645,61	1,3736	6,7180
B-39	18	2	4,6750	2/0		470	84,15	0,1790	6,8970
B-22	10	1	2,8751	2/0		470	28,75	0,0612	6,7791
B-38	26	12	21,0373	2/0		470	546,97	1,1638	7,8817
38-37	40	10	17,7475	2/0		470	709,90	1,5104	9,3921
37-36	36	6	11,3491	2/0		470	408,57	0,8693	10,2614
36-35	40	2	4,6750	2/0		470	187,00	0,3979	10,6593

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-06
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 210/121 V. No. FASES : 3	CIRCUITO No. : 06
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

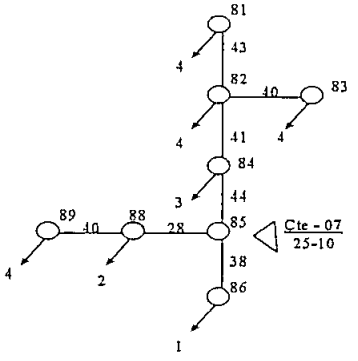
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
62-63	36	21	35,7261	2/0		710	1286,14	1,8115	1,8115
63-64	35	14	24,2478	2/0		710	848,67	1,1953	3,0068
64-65	33	4	8,1563	2/0		710	269,16	0,3791	3,3859
62'-61	33	33	55,1618	2/0		710	1820,34	2,5639	2,5639
61-66	50	4	8,1563	2/0		710	407,82	0,5744	3,1382
61-60	33	24	40,5896	2/0		710	1339,46	1,8866	4,4504
60-59	41	19	32,3236	2/0		710	1325,27	1,8666	6,3170
59-58	46	10	17,7475	2/0		710	816,39	1,1498	7,4668

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-07
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 07
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

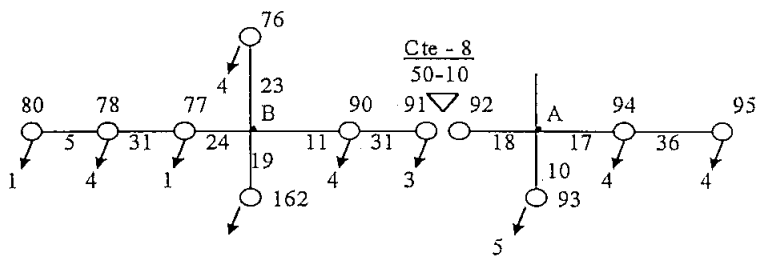
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
85-86	38	1	2,8751	2/0		470	109,25	0,2325	0,2325
85-88	28	6	11,3491	1/0		390	317,77	0,8148	0,8148
88-89	40	4	8,1563	1/0		390	326,25	0,8365	1,6514
85-84	41	15	25,8243	2/0		470	1058,80	2,2528	2,2528
84-82	40	12	21,0373	2/0		470	841,49	1,7904	4,0432
82-81	43	4	8,1563	2/0		470	350,72	0,7462	4,7894
82-83	40	4	8,1563	2/0		470	326,25	0,6942	4,7373

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-08
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 08.
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

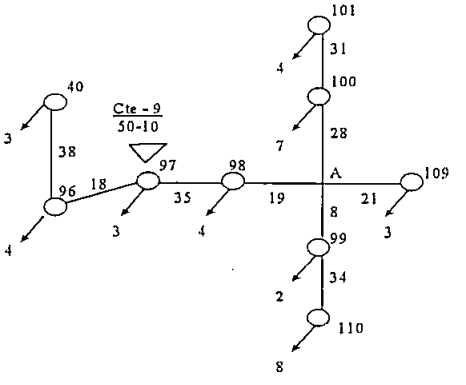
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
92-A	18	12	21,0373	2/0		470	378,67	0,8057	0,8057
A-93	10	5	9,7793	2/0		470	97,79	0,2081	1,0138
A-94	17	7	12,9011	2/0		470	219,32	0,4666	1,2723
94-95	36	3	6,4368	2/0		470	231,72	0,4930	1,7654
91-90	31	19	32,3236	2/0		470	1002,03	2,1320	2,1320
90-B	11	15	25,8243	2/0		470	284,07	0,6044	2,7364
B-76	23	4	8,1563	2/0		470	187,59	0,3991	3,1355
B-162	19	5	9,7793	2/0		470	185,81	0,3953	3,1317
B-77	24	6	11,3491	2/0		470	272,38	0,5795	3,3159
77-78	31	5	9,7793	2/0		470	303,16	0,6450	3,9609
78-80	5	1	2,8751	2/0		470	14,38	0,0306	3,9915

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-09
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 09
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

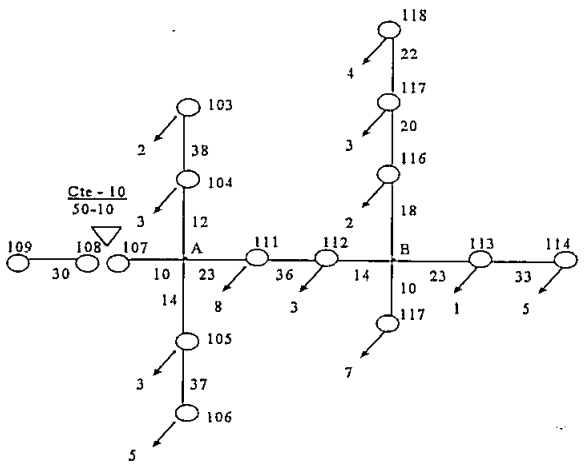
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
97-96	18	7	12,9011	2/0		470	232,22	0,4941	0,4941
96-40'	38	3	6,4368	2/0		470	244,60	0,5204	1,0145
97-98	35	28	47,0777	2/0		470	1647,72	3,5058	3,5058
98-A	19	24	40,5896	2/0		470	771,20	1,6409	5,1466
A-109	21	3	6,4368	2/0		470	135,17	0,2876	5,4342
A-99	8	10	17,7475	2/0		470	141,98	0,3021	5,4487
99-110	34	8	14,5575	2/0		470	494,96	1,0531	6,5018
A-100	28	11	19,4025	2/0		470	543,27	1,1559	6,3025
100-101	31	4	8,1563	2/0		470	252,85	0,5380	6,8405

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-10
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 10
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

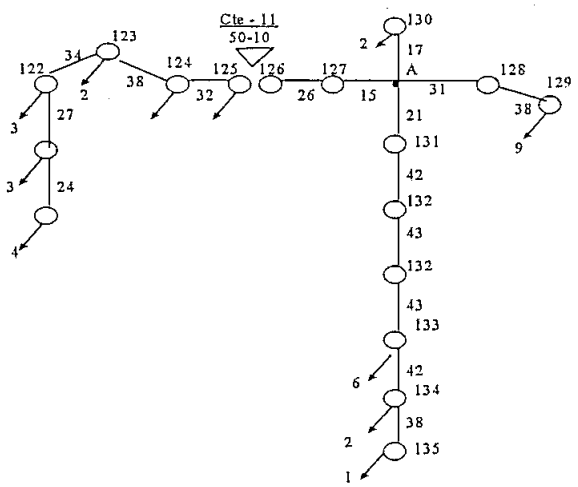
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
107-A	10	45	74,7858	2/0		470	747,86	1,5912	1,5912
A-104	12	4	8,1563	2/0		470	97,88	0,2082	1,7994
104-103	38	2	4,6750	2/0		470	177,65	0,3780	2,1774
A-105	14	8	14,5575	2/0		470	203,81	0,4336	2,0248
105-106	37	5	9,7793	2/0		470	361,83	0,7699	2,7947
A-111	23	33	55,1618	2/0		470	1268,72	2,6994	4,2906
111-112	36	25	42,2809	2/0		470	1522,11	3,2385	7,5291
112-B	14	22	37,2072	2/0		470	520,90	1,1083	8,6374
B-115	10	7	12,9011	2/0		470	129,01	0,2745	8,9119
B-113	23	6	11,3491	2/0		470	261,03	0,5554	9,1928
113-114	33	5	9,7793	2/0		470	322,72	0,6866	9,8794
B-116	18	9	16,1724	2/0		470	291,10	0,6194	9,2568
116-117	20	7	12,9011	2/0		470	258,02	0,5490	9,8058
117-118	22	4	8,1563	2/0		470	179,44	0,3818	10,1876

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-11
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 11
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

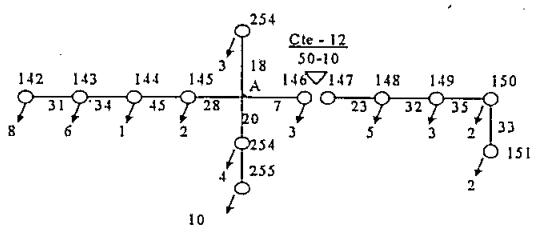
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
125-124	32	15	25,8243	1/0		390	826,38	2,1189	2,1189
124-123	34	12	21,0373	1/0		390	715,27	1,8340	3,9529
123-122	34	10	17,7475	1/0		390	603,42	1,5472	5,5002
122-121	27	7	12,9011	1/0		390	348,33	0,8932	6,3933
121-120	24	4	8,1563	1/0		390	195,75	0,5019	6,8952
126-A	41	20	34,0249	1/0		390	1395,02	3,5770	3,5770
A-130	17	2	4,6750	1/0		390	79,48	0,2038	3,7808
A-129	69	9	16,1724	1/0		390	1115,90	2,8613	6,4382
A-133	106	9	16,1724	1/0		390	1714,27	4,3956	7,9726
133-134	42	3	6,4368	1/0		390	270,35	0,6932	8,6657
134-135	38	1	2,8751	1/0		390	109,25	0,2801	8,9459

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-12
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 12
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

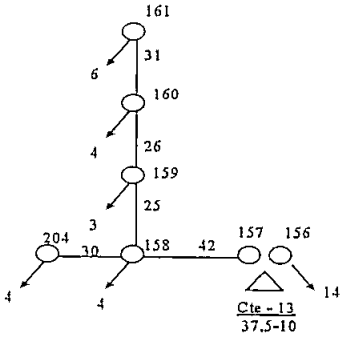
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
147-148	23	12	21,0373	2/0		470	483,86	1,0295	1,0295
148-149	32	7	12,9011	2/0		470	412,84	0,8784	1,9079
149-150	35	4	8,1563	2/0		470	285,47	0,6074	2,5152
150-151	33	2	4,6750	2/0		470	154,28	0,3282	2,8435
146-A	7	36	59,8287	2/0		470	418,80	0,8911	0,8911
A-254'	18	3	6,4368	2/0		470	115,86	0,2465	1,1376
A-254"	20	14	24,2478	2/0		470	484,96	1,0318	1,9229
254"-255	28	10	17,7475	2/0		470	496,93	1,0573	2,9802
A-145	28	19	32,3236	2/0		470	905,06	1,9257	2,8167
145-144	45	17	29,0933	2/0		470	1309,20	2,7855	5,6023
144-143	34	14	24,2478	2/0		470	824,43	1,7541	7,3564
143-142	31	8	14,5575	2/0		470	451,28	0,9602	8,3165

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-13
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 13
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

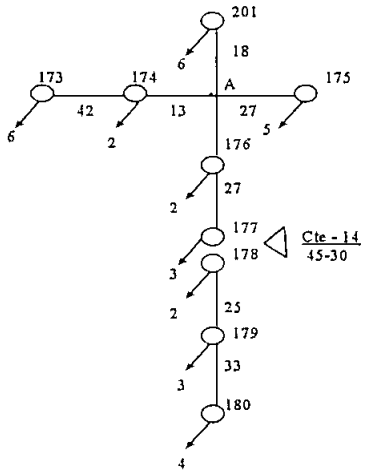
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
157-158	42	21	35,7261	1/0		390	1500,50	3,8474	3,8474
158-204'	30	4	8,1563	1/0		390	244,69	0,6274	4,4748
158-159	25	13	22,6523	1/0		390	566,31	1,4521	5,2995
159-160	26	10	17,7475	1/0		390	461,44	1,1832	6,4827
160-161	31	6	11,3491	1/0		390	351,82	0,9021	7,3848

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-14
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 210/121 V. No. FASES : 3	CIRCUITO No. : 14
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

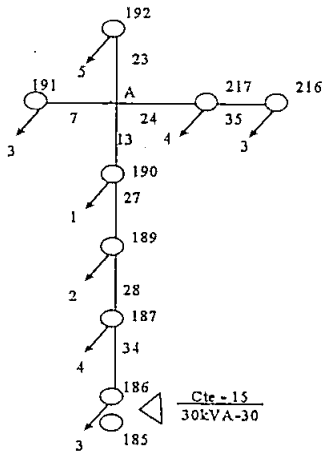
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
178-179	25	7	12,9011	1/0		590	322,53	0,5467	0,5467
179-180	33	4	8,1563	1/0		590	269,16	0,4562	1,0029
177-176	27	21	35,7261	1/0		590	964,60	1,6349	1,6349
176-A	35	19	32,3236	1/0		590	1131,33	1,9175	3,5524
A-175	27	5	9,7793	1/0		590	264,04	0,4475	4,0000
A-201	18	6	11,3491	1/0		590	204,28	0,3462	3,8987
A-174	13	8	14,5575	1/0		590	189,25	0,3208	3,8732
174-173	42	6	11,3491	1/0		590	476,66	0,8079	4,6811

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-15
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 210/121 V No. FASES : 2 Y 3	CIRCUITO No. : 15
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

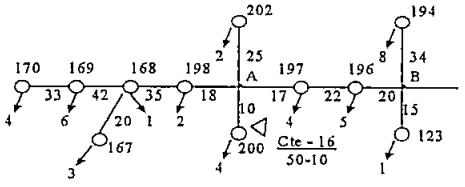
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
186-187	34	22	37,2072	1/0		590	1265,04	2,1441	2,1441
187-189	28	18	30,6224	1/0		390	857,43	2,1985	4,3427
189-190	27	16	27,3819	1/0		390	739,31	1,8957	6,2383
190-A	13	15	25,8243	1/0		390	335,72	0,8608	7,0992
A-191	7	3	6,4368	1/0		390	45,06	0,1155	7,2147
A-192	23	5	9,7793	1/0		390	224,92	0,5767	7,6759
A-217	24	7	12,9011	1/0		390	309,63	0,7939	7,8931
217-216	35	3	6,4368	1/0		390	225,29	0,5777	8,4707

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-16
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U ct (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 16
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

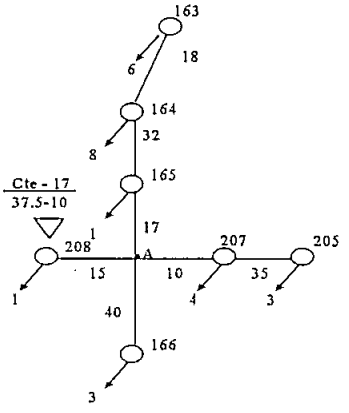
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
200-A	10	41	68,1382	1/0		390	681,38	1,7471	1,7471
A-202	25	2	4,6750	1/0		390	116,88	0,2997	2,0468
A-198	18	13	22,6523	1/0		390	407,74	1,0455	2,7926
198-168	35	11	19,4025	1/0		390	679,09	1,7413	4,5339
168-167	20	3	6,4368	1/0		390	128,74	0,3301	4,8640
168-169	42	7	12,9011	1/0		390	541,85	1,3893	5,9232
169-170	33	4	8,1563	1/0		390	269,16	0,6901	6,6134
A-197	17	26	43,7150	1/0		390	743,16	1,9055	3,6527
197-196	33	22	37,2072	1/0		390	1227,84	3,1483	6,8010
196-B	10	20	34,0249	1/0		390	340,25	0,8724	7,6734
B-193	15	1	2,8751	1/0		390	43,13	0,1106	7,7840
B-194	34	8	14,5575	1/0		390	494,96	1,2691	8,9425
B-195	36	11	19,4025	1/0		390	698,49	1,7910	9,4644

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-17
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 17
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

ESQUEMA

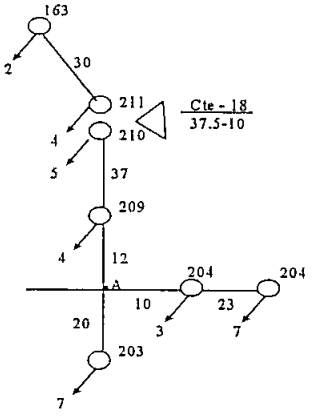


TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
208-A	15	25	42,2809	2/0		470	634,21	1,3494	1,3494
A-166	40	3	6,4368	2/0		470	257,47	0,5478	1,8972
A-207	10	7	12,9011	2/0		470	129,01	0,2745	1,6239
207-205	35	3	6,4368	2/0		470	225,29	0,4793	2,1032
A-165	17	15	25,8243	2/0		470	439,01	0,9341	1,3494
165-164	32	14	24,2478	2/0		470	775,93	1,6509	3,0003
164-163	18	6	11,3491	2/0		470	204,28	0,4346	3,4350

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-18
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 18
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC' - 5005

ESQUEMA

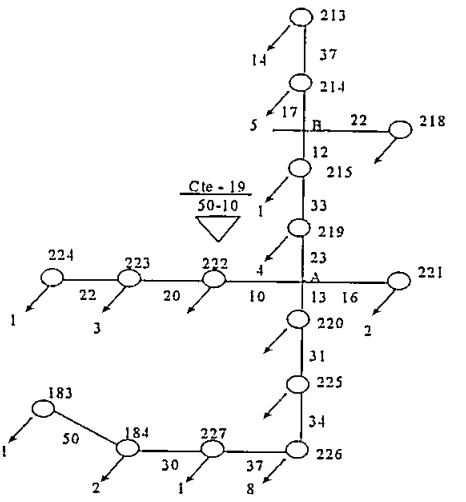


TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
211-163'	30	2	4,6750	2/0		470	140,25	0,2984	0,2984
210-209	37	21	35,7261	2/0		470	1321,87	2,8125	2,8125
209-A	12	17	29,0933	2/0		470	349,12	0,7428	3,5553
A-203	20	7	12,9011	2/0		470	258,02	0,5490	4,1043
A-204	10	10	17,7475	2/0		470	177,48	0,3776	3,9329
204-204'	23	7	12,9011	2/0		470	296,73	0,6313	4,5642

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-19
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 19
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

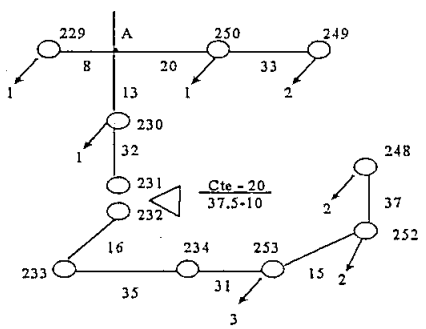
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
222-223	20	4	8,1563	1/0		390	163,13	0,4183	0,4183
223-224	22	1	2,8751	1/0		390	63,25	0,1622	0,5805
222-A	10	46	76,4477	1/0		390	764,48	1,9602	1,9602
A-222'	16	2	4,6750	1/0		390	74,80	0,1918	2,1520
A-219	23	28	47,0777	1/0		390	1082,79	2,7764	4,7366
219-215	33	24	40,5896	1/0		390	1339,46	3,4345	8,1711
215-B	12	23	38,8984	1/0		390	466,78	1,1969	9,3680
B-218	22	4	8,1563	1/0		390	179,44	0,4601	9,8281
B-214	17	19	32,3236	1/0		390	549,50	1,4090	10,7769
214-213	37	14	24,2478	1/0		390	897,17	2,3004	13,0774
A-220	13	16	27,3819	1/0		390	355,96	0,9127	2,8729
220-225	31	14	24,2478	1/0		390	751,68	1,9274	4,8003
225-226	34	12	21,0373	1/0		390	715,27	1,8340	6,6343
226-227	37	4	8,1563	1/0		390	301,78	0,7738	7,4081
227-184	30	3	6,4368	1/0		390	193,10	0,4951	7,9033
184-183	50	1	2,8751	1/0		390	143,76	0,3686	8,2719

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-20
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 20
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

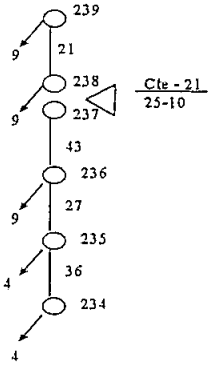
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
231-230	32	5	9,7793	1/0		390	312,94	0,8024	0,8024
230-A	13	4	8,1563	1/0		390	106,03	0,2719	1,0743
A-229	8	1	2,8751	1/0		390	23,00	0,0590	1,1333
A-250	20	3	6,4368	1/0		390	128,74	0,3301	1,4044
250-249	33	2	4,6750	1/0		390	154,28	0,3956	1,8000
232-253	82	7	12,9011	1/0		390	1057,89	2,7125	2,7125
253-252	15	4	8,1563	1/0		390	122,34	0,3137	3,0262
252-248	37	2	4,6750	1/0		390	172,98	0,4435	3,4698

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-21
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 21
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

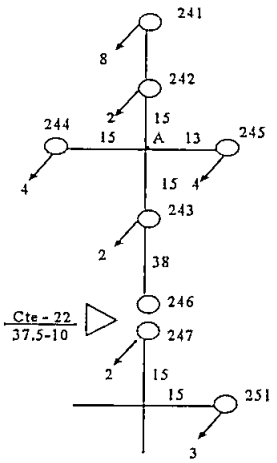
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
238-239	21	9	16,1724	1/0		390	339,62	0,8708	0,8708
237-236	43	17	29,0933	1/0		390	1251,01	3,2077	3,2077
236-235	27	8	14,5575	1/0		390	393,05	1,0078	4,2155
235-234	36	4	8,1563	1/0		390	293,63	0,7529	4,9684

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-22
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U el (KVA) : 2,8751
TENSION : 210/121 V. No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 22
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

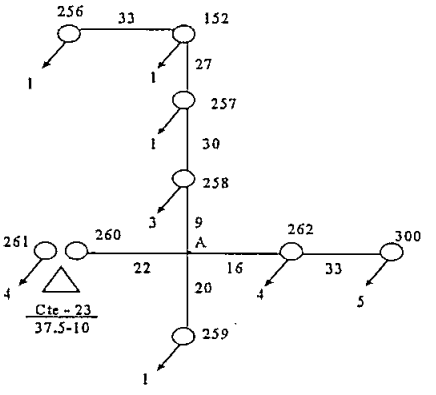
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
247-251	30	3	6,4368	1/0		390	193,10	0,4951	0,4951
246-243	38	20	34,0249	1/0		390	1292,95	3,3152	3,3152
243-A	15	18	30,6224	1/0		390	459,34	1,1778	4,4930
A-244	15	4	8,1563	1/0		390	122,34	0,3137	4,8067
A-245	13	4	8,1563	1/0		390	106,03	0,2719	4,7649
A-242	15	10	17,7475	1/0		390	266,21	0,6826	5,1756
242-241	32	8	14,5575	1/0		390	465,84	1,1945	6,3701

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-23
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 23
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

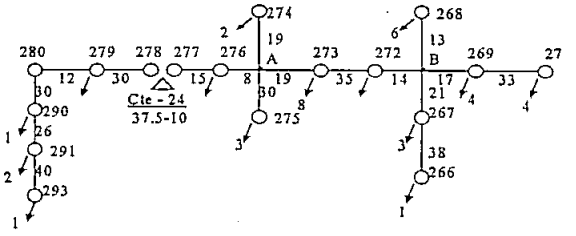
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
260-A	22	16	27,3819	1/0		390	602,40	1,5446	1,5446
A-259	20	1	2,8751	1/0		390	57,50	0,1474	1,6921
A-262	16	9	16,1724	1/0		390	258,76	0,6635	2,2081
262-300	33	5	9,7793	1/0		390	322,72	0,8275	3,0356
A-258	9	6	12,9011	1/0		390	116,11	0,2977	1,8423
258-257	30	3	6,4368	1/0		390	193,10	0,4951	2,3375
257-152	27	2	4,6750	1/0		390	126,23	0,3237	2,6611
152-256	33	1	2,8751	1/0		390	94,88	0,2433	2,9044

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-24
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 24
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

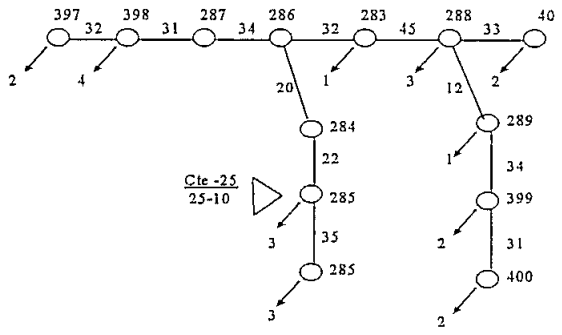
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
278-279	30	5	9,7793	1/0		390	293,38	0,7523	0,7523
279-290	32	4	8,1563	1/0		390	261,00	0,6692	1,4215
290-291	26	3	6,4368	1/0		390	167,36	0,4291	1,8506
291-293	40	1	2,8751	1/0		390	115,00	0,2949	2,1455
277-276	15	35	58,1668	1/0		390	872,50	2,2372	2,2372
276-A	8	32	53,4902	1/0		390	427,92	1,0972	3,3344
A-274	19	2	4,6750	1/0		390	88,83	0,2278	3,5622
A-275	30	3	6,4368	1/0		390	193,10	0,4951	3,8296
A-273	19	27	45,3963	1/0		390	862,53	2,2116	5,5460
273-272	35	19	32,3236	1/0		390	1131,33	2,9008	8,4469
272-B	14	18	30,6224	1/0		390	428,71	1,0993	9,5461
B-268	13	6	11,3491	1/0		390	147,54	0,3783	9,9244
B-267	21	4	8,1563	1/0		390	171,28	0,4392	9,9853
267-266	38	1	2,8751	1/0		390	109,25	0,2801	10,2655
B-269	17	8	14,5575	1/0		390	247,48	0,6346	10,1807
269-271	33	4	8,1563	1/0		390	269,16	0,6901	10,8708

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-25
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 25
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

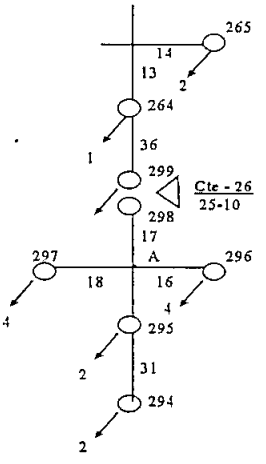
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
285-285'	35	3	6,4368	1/0		390	225,29	0,5777	0,5777
285-286	42	17	29,0933	1/0		390	1221,92	3,1331	3,1331
286-398	65	6	11,3491	1/0		390	737,69	1,8915	5,0246
398-397	32	2	4,6750	1/0		390	149,60	0,3836	5,4082
286-283	32	11	19,4025	1/0		390	620,88	1,5920	4,7251
283-288	45	10	17,7475	1/0		390	798,64	2,0478	6,7729
288-401	33	2	4,6750	1/0		390	154,28	0,3956	7,1685
288-289	12	5	9,7793	1/0		390	117,35	0,3009	7,0738
289-399	34	4	8,1563	1/0		390	277,31	0,7111	7,7849
399-400	31	2	4,6750	1/0		390	144,93	0,3716	8,1565

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-26
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 26
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

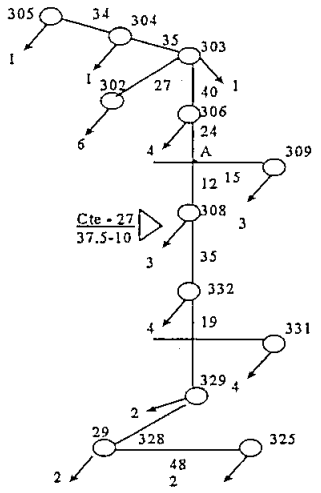
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
299-264	36	3	6,4368	1/0		390	231,72	0,5942	0,5942
264-265	27	2	4,6750	1/0		390	126,23	0,3237	0,9178
298-A	17	12	21,0373	1/0		390	357,63	0,9170	0,9170
A-296	16	4	8,1563	1/0		390	130,50	0,3346	1,2516
A-297	18	4	8,1563	1/0		390	146,81	0,3764	1,2935
A-295	15	4	8,1563	1/0		390	122,34	0,3137	1,2307
295-294	31	2	4,6750	1/0		390	144,93	0,3716	1,6023

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-27
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 27
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

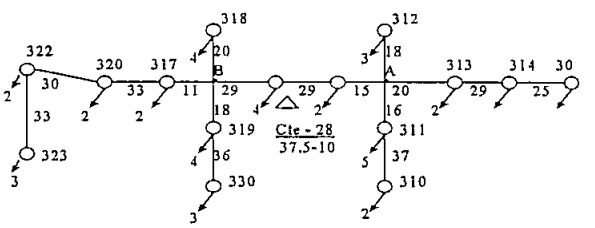
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
308-A	12	16	27,3819	2/0		470	328,58	0,6991	0,6991
A-309	15	3	6,4368	2/0		470	96,55	0,2054	0,9045
A-306	24	13	22,6523	2/0		470	543,66	1,1567	1,8558
306-303	40	9	16,1724	2/0		470	646,90	1,3764	3,2322
303-302	27	6	11,3491	2/0		470	306,43	0,6520	3,8842
303-304	35	2	4,6750	2/0		470	163,63	0,3481	3,5803
304-305	34	1	2,8751	2/0		470	97,75	0,2080	3,7883
308-332	35	14	24,2478	2/0		470	848,67	1,8057	1,8057
332-B	17	10	17,7475	2/0		470	301,71	0,6419	2,4476
B-331	18	4	8,1563	2/0		470	146,81	0,3124	2,7600
B-329	18	6	11,3491	2/0		470	204,28	0,4346	2,8823
329-338	29	4	8,1563	2/0		470	236,53	0,5033	3,3855
338-325	48	2	4,6750	2/0		470	224,40	0,4774	3,8630

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-28
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 28
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

ESQUEMA

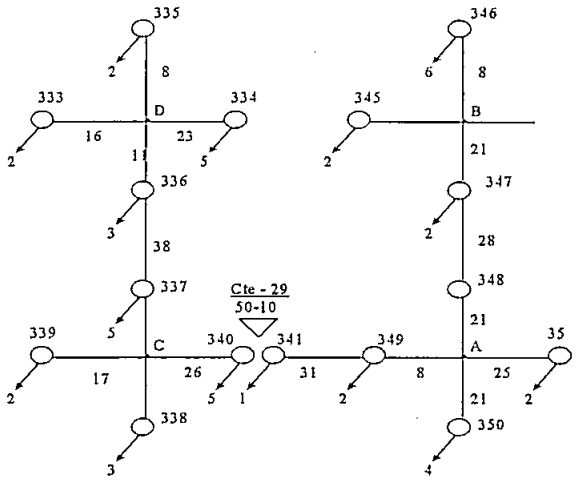


TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
316-315	29	21	35,7261	2/0		470	1036,06	2,2044	2,2044
315-A	15	19	32,3236	2/0		470	484,85	1,0316	3,2360
A-312	18	3	6,4368	2/0		470	115,86	0,2465	3,4825
A-311	16	7	12,9011	2/0		470	206,42	0,4392	3,6752
311-310	37	2	4,6750	2/0		470	172,98	0,3680	4,0432
A-313	20	9	16,1724	2/0		470	323,45	0,6882	3,9242
313-314	29	7	12,9011	2/0		470	374,13	0,7960	4,7202
314-301	25	3	6,4368	2/0		470	160,92	0,3424	5,0626
316-B	29	20	34,0249	2/0		470	986,72	2,0994	2,0994
B-318	20	4	8,1563	2/0		470	163,13	0,3471	2,4465
B-319	18	7	12,9011	2/0		470	232,22	0,4941	2,5935
319-330	36	3	6,4368	2/0		470	231,72	0,4930	3,0865
B-317	11	9	16,1724	2/0		470	177,90	0,3785	2,4779
317-320	33	7	12,9011	2/0		470	425,74	0,9058	3,3837
320-322	30	5	9,7793	2/0		470	293,38	0,6242	4,0079
322-323	33	3	6,4368	2/0		470	212,41	0,4519	4,4599

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-29
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 29
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

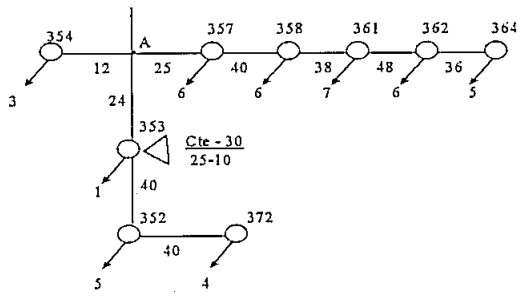
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
341-349	31	23	38,8984	1/0		390	1205,85	3,0919	3,0919
349-A	8	21	35,7261	1/0		390	285,81	0,7328	3,8248
A-350	21	4	8,1563	1/0		390	171,28	0,4392	4,2640
A-351	25	5	9,7793	1/0		390	244,48	0,6269	4,4516
A-347	49	12	21,0373	1/0		390	1030,83	2,6431	6,4679
347-B	21	8	14,5575	1/0		390	305,71	0,7839	7,2518
B-345	12	2	4,6750	1/0		390	56,10	0,1438	7,3956
B-346	8	6	11,3491	1/0		390	90,79	0,2328	7,4846
340-C	26	22	37,2072	1/0		390	967,39	2,4805	2,4805
C-339	17	2	4,6750	1/0		390	79,48	0,2038	2,6843
C-338	11	3	6,4368	1/0		390	70,80	0,1816	2,6620
C-337	19	17	29,0933	1/0		390	552,77	1,4174	3,8978
337-336	38	12	21,0373	1/0		390	799,42	2,0498	5,9476
336-D	11	9	16,1724	1/0		390	177,90	0,4561	6,4038
D-333	16	2	4,6750	1/0		390	74,80	0,1918	6,5956
D-334	23	5	9,7793	1/0		390	224,92	0,5767	6,9805
D-335	8	2	4,6750	1/0		390	37,40	0,0959	6,4997

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-30
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V. No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 30
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

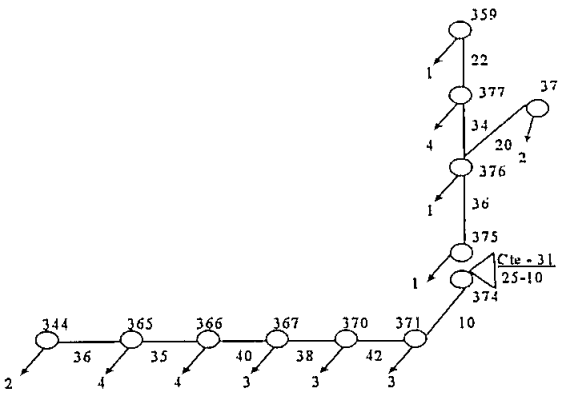
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
353-352	40	9	16,1724	1/0		390	646,90	1,6587	1,6587
352-378	40	4	8,1563	1/0		390	326,25	0,8365	2,4953
353-A	24	33	55,1618	1/0		390	1323,88	3,3946	3,3946
A-354	12	3	6,4368	1/0		390	77,24	0,1981	3,5926
A-357	25	30	50,4404	1/0		390	1261,01	3,2334	6,6279
357-358	40	24	40,5896	1/0		390	1623,58	4,1630	10,7910
358-361	38	18	30,6224	1/0		390	1163,65	2,9837	13,7747
361-362	48	11	19,4025	1/0		390	931,32	2,3880	16,1627
362-364	36	5	9,7793	1/0		390	352,05	0,9027	17,0654

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-31
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 31
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

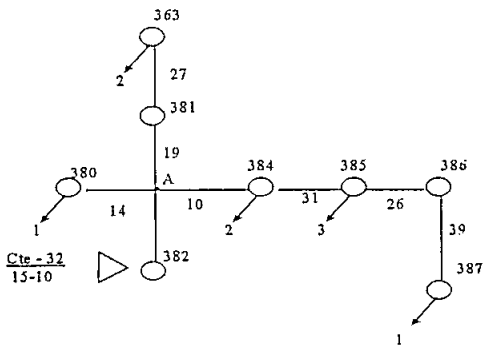
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
375-376	36	8	14,5575	1/0		390	524,07	1,3438	1,3438
376-379	20	2	4,6750	1/0		390	93,50	0,2397	1,5835
376-377	34	5	9,7793	1/0		390	332,50	0,8526	2,1963
377-359	22	1	2,8751	1/0		390	63,25	0,1622	2,3585
374-371	10	19	32,3236	1/0		390	323,24	0,8288	0,8288
371-370	42	16	27,3819	1/0		390	1150,04	2,9488	3,7776
370-367	38	13	22,6523	1/0		390	860,79	2,2071	5,9848
367-366	40	10	17,7475	1/0		390	709,90	1,8203	7,8050
366-365	35	6	11,3491	1/0		390	397,22	1,0185	8,8235
365-344	36	2	4,6750	1/0		390	168,30	0,4315	9,2551

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-32
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 32
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

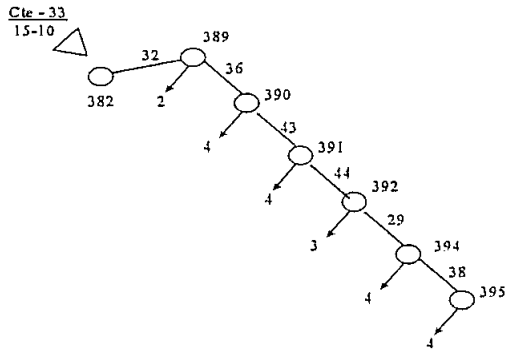
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
382-A	20	9	16,1724	1/0		390	323,45	0,8294	0,8294
A-363	46	2	4,6750	1/0		390	215,05	0,5514	1,3808
A-380	14	1	2,8751	1/0		390	40,25	0,1032	0,9326
A-384	10	6	11,3491	1/0		390	113,49	0,2910	1,1204
384-385	31	4	8,1563	1/0		390	252,85	0,6483	1,7687
385-387	65	1	2,8751	1/0		390	186,88	0,4792	2,2479

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-33
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 33
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

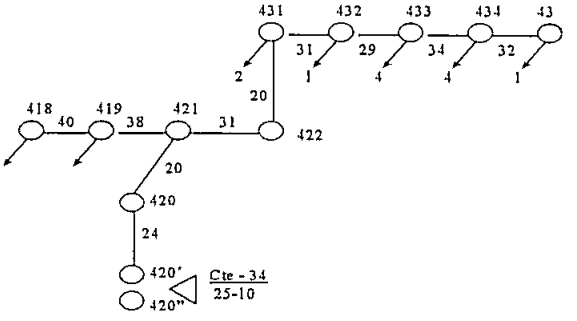
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
388-389	32	21	35,7261	1/0		390	1143,24	2,9314	2,9314
389-390	36	19	32,3236	1/0		390	1163,65	2,9837	5,9151
390-391	43	15	25,8243	1/0		390	1110,44	2,8473	8,7624
391-392	44	11	19,4025	1/0		390	853,71	2,1890	10,9514
392-394	29	8	14,5575	1/0		390	422,17	1,0825	12,0339
394-395	38	4	8,1563	1/0		390	309,94	0,7947	12,8286

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-34
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 34
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

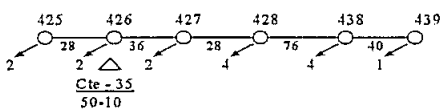
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
420'-421	44	17	29,0933	1/0		390	1280,11	3,2823	3,2823
421-419	38	5	9,7793	1/0		390	371,61	0,9529	4,2352
419-418	40	3	6,4368	1/0		390	257,47	0,6602	4,8954
421-431	51	12	21,0373	1/0		390	1072,90	2,7510	6,0334
431-432	31	10	17,7475	1/0		390	550,17	1,4107	7,4441
432-433	29	9	16,1724	1/0		390	469,00	1,2026	8,6466
433-434	34	5	9,7793	1/0		390	332,50	0,8526	9,4992
434-435	32	1	2,8751	1/0		390	92,00	0,2359	9,7351

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS EXISTENTES - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CTe-35
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U et (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 35
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
426-425	28	2	4,6750	1/0		390	130,90	0,3356	0,3356
426-427	36	11	19,4025	1/0		390	698,49	1,7910	1,7910
427-428	28	9	16,1724	1/0		390	452,83	1,1611	2,9521
428-438	76	5	9,7793	1/0		390	743,23	1,9057	4,8578
438-439	40	1	2,8751	1/0		390	115,00	0,2949	5,1527

ANEXO II.8

MATERIALES Y EQUIPOS REUTILIZABLES
REMODELACION DE REDES - SANGOLQUI

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
	TRANSFORMADORES		
A-01	Transformador monofásico de 25,0 KVA, relación 22860GRDY/13200 - 240/120 V.	c/u	1
A-02	Transformador monofásico de 50,0 KVA, relación 22860GRDY/13200 - 240/120 V.	c/u	8
A-03	Transformador monofásico de 15,0 KVA, relación 13200 Y/22860- 240/120 V.	c/u	2
A-04	Transformador monofásico de 25,0 KVA, relación 13200 Y/22860- 240/120 V.	c/u	4
A-05	Transformador monofásico de 37.5 KVA, relación 13200 Y/22860- 240/120 V.	c/u	3
A-06	Transformador monofásico de 50.0 KVA, relación 13200 Y/22860- 240/120 V.	c/u	3
A-07	Transformador trifásico de 15,0 KVA, relación 22860 - 210/121 V.	c/u	1
A-08	Transformador trifásico de 30,0 KVA, relación 22860 - 210/121 V.	c/u	2
A-09	Transformador trifásico de 45,0 KVA. relación 22860 - 210/121 V.	c/u	1
A-10	Transformador trifásico de 50,0 KVA, relación 22860 - 210/121 V.	c/u	2
A-11	Transformador trifásico de 75,0 KVA, relación 22860 - 210/121 V.	c/u	2
A-12	Transformador trifásico de 100,0 KVA, relación 22860 - 210/121 V.	c/u	1
A-13	Transformador trifásico de 150,0 KVA, relación 22860 - 210/121 V.	c/u	1
A-14	Transformador trifásico de 30,0 KVA, relación 22860 /13200- 210/121 V. Conmutable	c/u	1
A-15	Transformador trifásico de 45,0 KVA, relación 22860 /13200- 210/121 V. Conmutable	c/u	3
A-16	Transformador trifásico de 50,0 KVA, relación 22860 /13200- 210/121 V. Conmutable	c/u	5
A-17	Transformador trifásico de 75,0 KVA, relación 22860 /13200- 210/121 V. Conmutable	c/u	1
A-18	Transformador trifásico de 100,0 KVA, relación 22860 /13200- 210/121 V. Conmutable	c/u	1

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
	EQUIPOS DE PROTECCION		
B-01	Bases fusibles 160 A - 500 V.	c/u	26
B-02	Bases fusibles 250 A - 500 V.	c/u	67
B-03	Cartuchos fusibles NH1 - 36 A.	c/u	3
B-04	Cartuchos fusibles NH1 - 63 A.	c/u	3
B-05	Cartuchos fusibles NH1 - 80 A.	c/u	8
B-06	Cartuchos fusibles NH1 - 100 A.	c/u	12
B-07	Cartuchos fusibles NH1 - 125 A.	c/u	27
B-08	Cartuchos fusibles NH1 - 160 A.	c/u	31
B-09	Cartuchos fusibles NH2 - 224 A.	c/u	6
B-10	Cartuchos fusibles NH2 - 400 A.	c/u	3
B-11	Parrarrayos de 18 KV.	c/u	81
B-12	Seccionador 15/27 KV.- 100 A.	c/u	108
	ALUMBRADO PUBLICO		
C-01	Luminaria de vapor de sodio de 250 W.	c/u	165
C-02	Lámpara de vapor de sodio de 250 W	c/u	165
C-03	Contactor bipolar de 40 Amp.	c/u	12
C-04	Fotocélula con receptáculo.	c/u	12
	AISLAMIENTOS		
D-01	Aislador de retenida para 22 KV.	c/u	9
D-02	Aislador de suspensión para 6.3 KV.	c/u	550
D-03	Aislador pin 56-1 para 22 KV.	c/u	541
D-04	Aislador tipo rollo	c/u	1.817
	CONDUCTORES DESNUDOS		
E-01	Conductor de Cu. suave No.2	m.	80
E-02	Conductor rígido de cobre No.4	m.	354
	CONDUCTORES AISLADOS		
F-01	Conductor de cobre TTU No.2	m.	68
F-02	Conductor de cobre TTU No.1/0	m.	240
F-03	Conductor de cobre TTU No.3/0	m.	124
	ACCESORIOS PARA CONDUCTORES		
G-01	Grapa terminal tipo recta # 2/0	c/u	108
G-02	Grapa en caliente # 2/0	c/u	77
	PUESTAS A TIERRA		
H-01	Varilla copperweld de 1.80 m.	c/u	8
H-02	Conector para varilla copperweld	c/u	8
	POSTES		
I-01	Postes de hormigón de 11.5m de longitud	c/u	232
I-02	Postes de hormigón de 10.0m de longitud	c/u	80

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
I-03	Postes de hormigón de 9.0m de longitud	c/u	75
I-04	Postes de hormigón de 8.5m de longitud	c/u	128
I-05	Poste tensor de hormigón de 8.0m de longitud	c/u	7
	HERRAJES GALVANIZADOS		
J-01	Abrazadera de transformadores	c/u	46
J-02	Abrazadera doble de cuatro pernos	c/u	41
J-03	Abrazadera simple de rack	c/u	760
J-04	Abrazadera simple de tres pernos	c/u	139
J-05	Bastidor para secundario de 1 vía	c/u	80
J-06	Bastidor para secundario de 2 vías	c/u	11
J-07	Bastidor para secundario de 3 vías	c/u	4
J-08	Bastidor para secundario de 4 vías	c/u	357
J-09	Bastidor para secundario de 5 vías	c/u	37
J-10	Brazo tensor farol de 1.50 m.	c/u	5
J-11	Cable tensor 3/8"	m.	1.092
J-12	Capaceta monofásica	c/u	20
J-13	Capaceta trifásica	c/u	16
J-14	Collar doble	c/u	7
J-15	Collar simple	c/u	30
J-16	Copete monofásico	c/u	10
J-17	Copete trifásico	c/u	5
J-18	Cruceta de hierro "L" de 1.20 m.	c/u	26
J-19	Cruceta de hierro "L" de 1.50 m.	c/u	157
J-20	Cruceta de hierro "L" de 1.80 m.	c/u	30
J-21	Cruceta de hierro "L" de 2,00 m.	c/u	8
J-22	Cruceta de hierro "L" de 2,30 m.	c/u	15
J-23	Cruceta de hierro "U" de 2,40 m.	c/u	30
J-24	Grapa mordaza dos pernos	c/u	32
J-25	Guardacabos de 9 mm.	c/u	12
J-26	Horquilla de anclaje de 75 mm.	c/u	64
J-27	Juego de escalones	c/u	24
J-28	Perno " U " 5/8"	c/u	175
J-29	Perno espárrago de 16x250 mm.	c/u	102
J-30	Perno espárrago de 16x350 mm.	c/u	60
J-31	Perno máquina 13 x 50 mm.	c/u	432
J-32	Perno máquina 16 x 50 mm.	c/u	136
J-33	Perno máquina de 1/4 x 1 1/4"	c/u	216
J-34	Perno pin para 22 Kv.	c/u	372
J-35	Perno tacho doble 22 Kv.	c/u	9
J-36	Perno tacho simple 22 Kv.	c/u	62
J-37	Pié amigo de pletina de 150 cm.	c/u	60

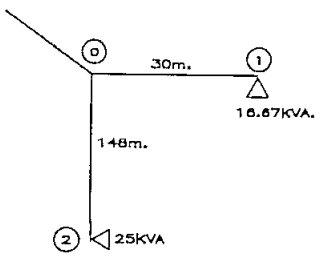
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
J-38	Pié amigo de pletina de 62 cm.	c/u	372
J-39	Pletina de unión de 420 mm.	c/u	110
J-40	Varilla de anclaje de 1.80 m.	c/u	19
	MISCELANEOS		
L-01	Bloque de anclaje	c/u	19

ANEXO III.1

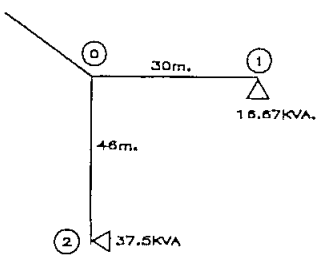
RED PROYECTADA A 22.8 KV-PRIMARIO F

DIAGRAMA UNIFILAR

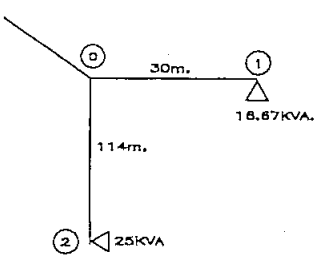
FASE A



FASE B



FASE C



CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS-SANGOLQUI					TENSION:	22.8 KV	FASES:	1	
No. PROYECTO : FASE "A", PRIMARIO"F"					LIMITE DE CAIDA :		1 %		
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR:		AAAC		
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,030		16,67	16,67	3/0	4530	0,50	0,0001	0,0001
0-2	0,148		25,00	25,00	2	2230	3,70	0,0017	0,0017

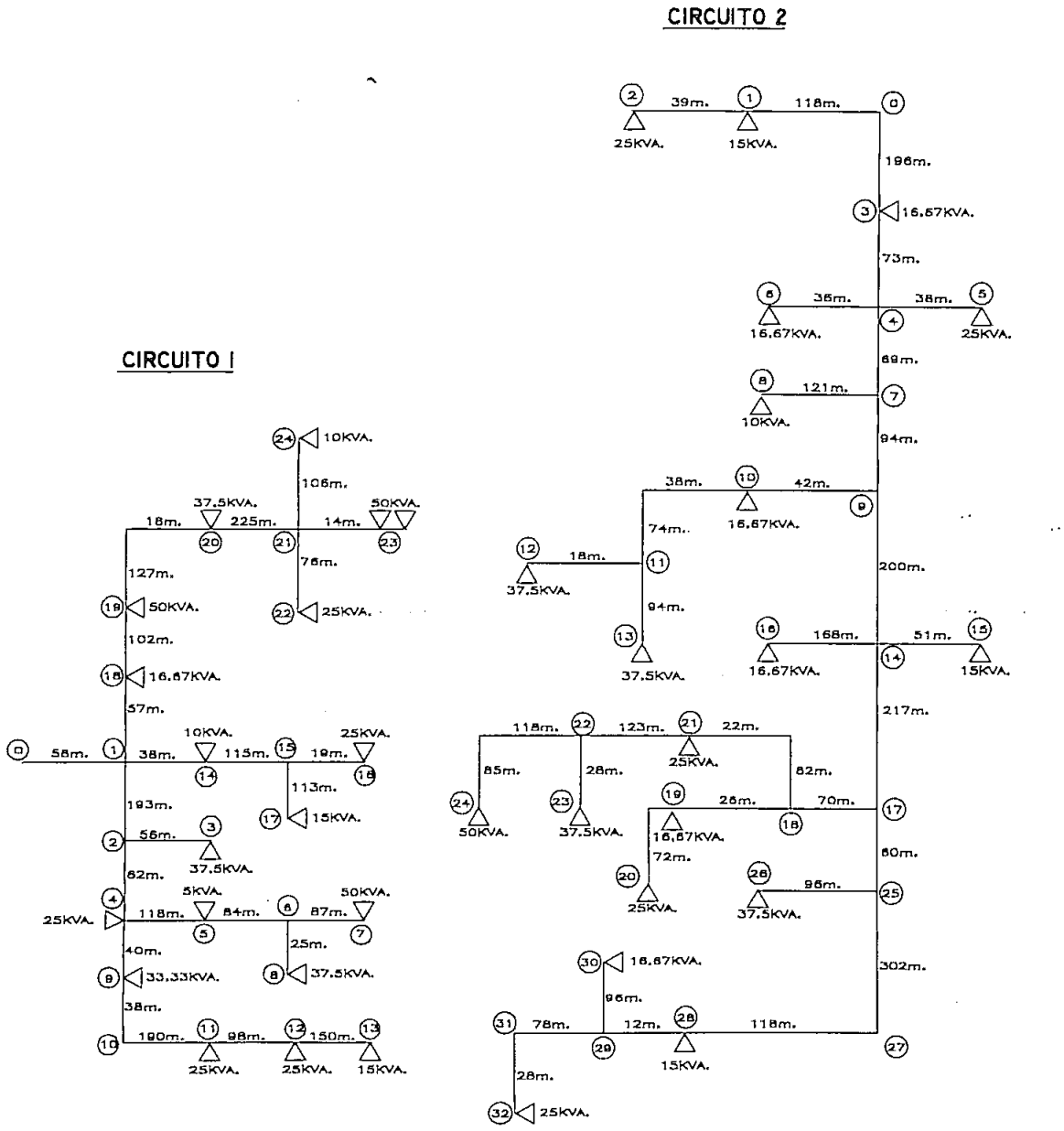
CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS-SANGOLQUI					TENSION:	22.8 KV	FASES:	1	
No. PROYECTO : FASE "B", PRIMARIO"F"					LIMITE DE CAIDA:		1 %		
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR:		AAAC		
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,030		16,67	16,67	3/0	4530	0,50	0,0001	0,0001
0-2	0,046		37,50	37,50	2	2230	1,73	0,0008	0,0008

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS-SANGOLQUI					TENSION:	22.8 KV	FASES:	1	
No. PROYECTO : FASE "C", PRIMARIO"F"					LIMITE DE CAIDA:		1 %		
TIPO DE INSTALACION : AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR:		AAAC		
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,030		16,67	16,67	3/0	4530	0,50	0,0001	0,0001
0-2	0,114		25,00	25,00	2	2230	2,85	0,0013	0,0013

RED PROYECTADA A 22.8 KV

PRIMARIO A - FASE A

DIAGRAMA UNIFILAR



CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS

PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS-SANGOLQUI
No. PROYECTO: FASE "A", PRIMARIO"A"
TIPO DE INSTALACION: AEREA CIRCUITO No.1

TENSION: 22.8 KV FASES: 1
LIMITE DE CAIDA: 1 %
MATERIAL DEL CONDUCTOR: AAAC

TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,058			492,50	2	2230	28,57	0,0128	0,0128
1-2	0,193			253,33	2	2230	48,89	0,0219	0,0347
2-3	0,056		37,50	37,50	2	2230	2,10	0,0009	0,0357
2-4	0,062		25,00	215,83	2	2230	13,38	0,0060	0,0407
4-5	0,118		5,00	92,50	1/0	3230	10,92	0,0034	0,0441
5-6	0,084			87,50	2	2230	7,35	0,0033	0,0474
6-7	0,087		50,00	50,00	2	2230	4,35	0,0020	0,0494
6-8	0,025		37,50	37,50	2	2230	0,94	0,0004	0,0478
4-9	0,040		33,33	98,33	2	2230	3,93	0,0018	0,0425
9-10	0,038			65,00	2	2230	2,47	0,0011	0,0436
10-11	0,190		25,00	65,00	1/0	3230	12,35	0,0038	0,0474
11-12	0,098		25,00	40,00	1/0	3230	3,92	0,0012	0,0486
12-13	0,150		15,00	15,00	1/0	3230	2,25	0,0007	0,0493
1-14	0,038		10,00	50,00	2	2230	1,90	0,0009	0,0137
14-15	0,115			40,00	2	2230	4,60	0,0021	0,0157
15-16	0,019		25,00	25,00	2	2230	0,48	0,0002	0,0159
15-17	0,113		15,00	15,00	2	2230	1,70	0,0008	0,0165
1-18	0,057		16,67	189,17	2	2230	10,78	0,0048	0,0176
18-19	0,102		50,00	172,50	2	2230	17,60	0,0079	0,0255
19-20	0,145		37,50	122,50	2	2230	17,76	0,0080	0,0335
20-21	0,225			85,00	2	2230	19,13	0,0086	0,0421
21-22	0,076		25,00	25,00	2	2230	1,90	0,0009	0,0429
21-23	0,014		50,00	50,00	2	2230	0,70	0,0003	0,0424
21-24	0,106		10,00	10,00	2	2230	1,06	0,0005	0,0426

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS

PROYECTO:CIRCUITOS PROYECTADOS-SANGOLQUI
No. PROYECTO:FASE "A", PRIMARIO"A"
TIPO DE INSTALACION: AEREA CIRCUITO No.2

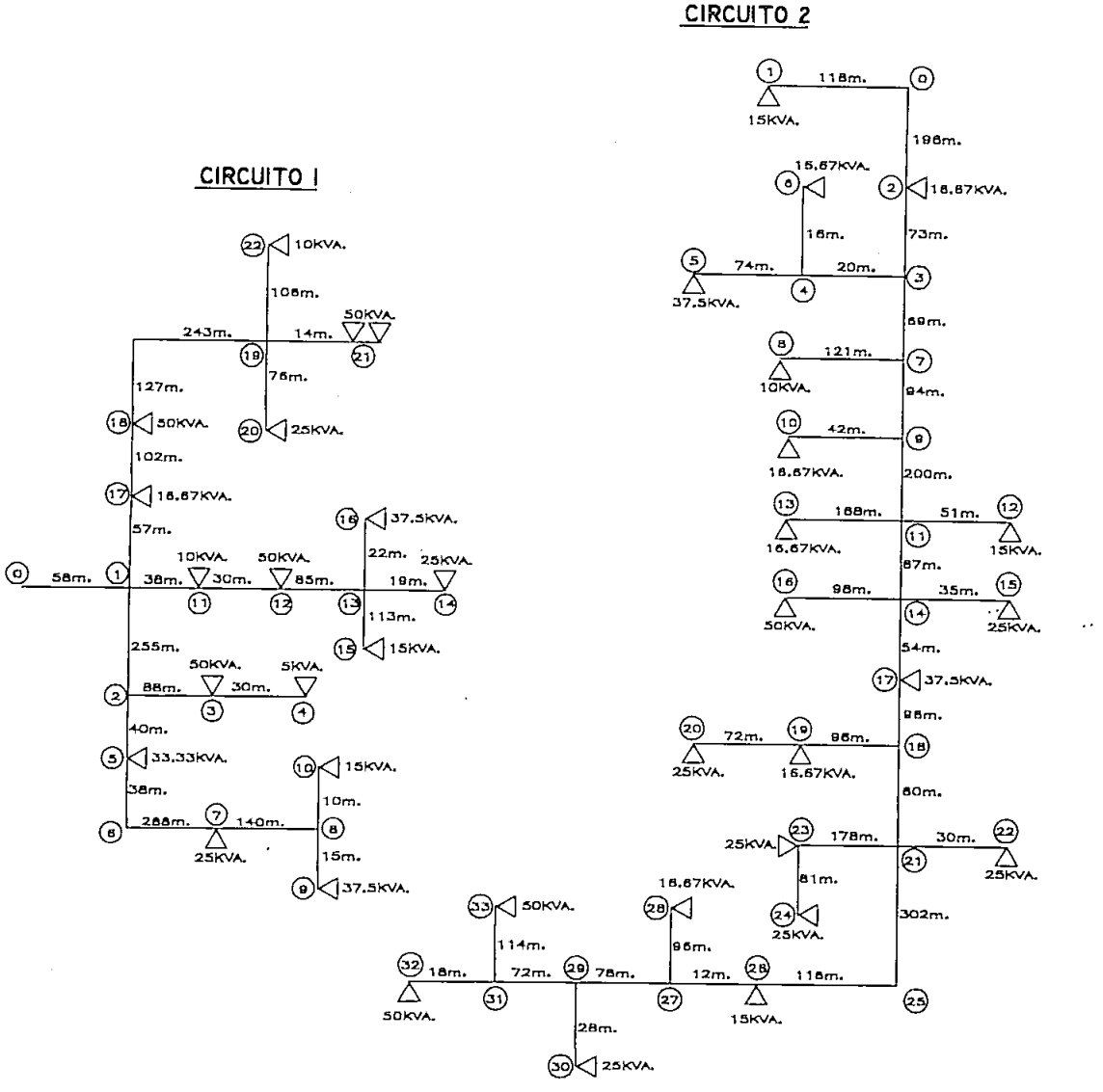
TENSION: 22.8 KV FASES: I
LIMITE DE CAIDA: 1 %
MATERIAL DEL CONDUCTOR: AAAC

TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,118		15,00	40,00	2	2230	4,72	0,0021	0,0021
1-2	0,039		25,00	25,00	2	2230	0,98	0,0004	0,0026
0-3	0,196		16,67	440,02	3/0	4530	86,24	0,0190	0,0190
3-4	0,073			423,35	3/0	4530	30,90	0,0068	0,0259
4-5	0,038		25,00	25,00	2	2230	0,95	0,0004	0,0263
4-6	0,036		16,67	16,67	2	2230	0,60	0,0003	0,0261
4-7	0,069			381,68	3/0	4530	26,34	0,0058	0,0317
7-8	0,121		10,00	10,00	2	2230	1,21	0,0005	0,0322
7-9	0,072			371,68	3/0	4530	26,76	0,0059	0,0376
9-10	0,042		16,67	91,67	2/0	3845	3,85	0,0010	0,0386
10-11	0,112			75,00	2	2230	8,40	0,0038	0,0423
11-12	0,018		37,50	37,50	2	2230	0,68	0,0003	0,0427
11-13	0,094		37,50	37,50	2	2230	3,53	0,0016	0,0439
9-14	0,200			280,01	3/0	4530	56,00	0,0124	0,0499
14-15	0,051		15,00	15,00	2	2230	0,77	0,0003	0,0503
14-16	0,168		16,67	16,67	2	2230	2,80	0,0013	0,0512
14-17	0,217			248,34	3/0	4530	53,89	0,0119	0,0618
17-18	0,070			154,17	2	2230	10,79	0,0048	0,0667
18-19	0,026		16,67	41,67	2	2230	1,08	0,0005	0,0672
19-20	0,072		25,00	25,00	2	2230	1,80	0,0008	0,0680
18-21	0,104		25,00	112,50	2	2230	11,70	0,0052	0,0719
21-22	0,123			87,50	2	2230	10,76	0,0048	0,0768
22-23	0,028		37,50	37,50	2	2230	1,05	0,0005	0,0772
22-24	0,203		50,00	50,00	2	2230	10,15	0,0046	0,0813
17-25	0,060			94,17	3/0	4530	5,65	0,0012	0,0631
25-26	0,096		37,50	37,50	2	2230	3,60	0,0016	0,0647
25-27	0,302			56,67	3/0	4530	17,11	0,0038	0,0669
27-28	0,118		15,00	56,67	2/0	3845	6,69	0,0017	0,0686
28-29	0,012			41,67	2/0	3845	0,50	0,0001	0,0687
29-30	0,096		16,67	16,67	2	2230	1,60	0,0007	0,0695
29-31	0,078			25,00	2/0	3845	1,95	0,0005	0,0692
31-32	0,028		25,00	25,00	2	2230	0,70	0,0003	0,0696

RED PROYECTADA A 22.8 KV

PRIMARIO A - FASE B

DIAGRAMA UNIFILAR



CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO:CIRCUITOS PROYECTADOS-SANGOLQUI					TENSION: 22.8 KV FASES: 1				
No. PROYECTO:FASE "B", PRIMARIO"A"					LIMITE DE CAIDA: 1 %				
TIPO DE INSTALACION:AEREA CIRCUITO No.1					MATERIAL DEL CONDUCTOR: AAAC				
T R A M O		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,058			455,00	2	2230	26,39	0,0118	0,0118
1-2	0,255			255,00	2	2230	65,03	0,0292	0,0410
2-3	0,088		50,00	55,00	1/0	3230	4,84	0,0015	0,0425
3-4	0,030		5,00	5,00	1/0	3230	0,15	0,0000	0,0425
2-5	0,040		33,33	110,83	2	2230	4,43	0,0020	0,0430
5-6	0,038			77,50	2	2230	2,95	0,0013	0,0443
6-7	0,288		25,00	77,50	1/0	3230	22,32	0,0069	0,0512
7-8	0,140			52,50	1/0	3230	7,35	0,0023	0,0535
8-9	0,015		37,50	37,50	1/0	3230	0,56	0,0002	0,0537
8-10	0,010		15,00	15,00	1/0	3230	0,15	0,0000	0,0535
1-11	0,038		10,00	137,50	2	2230	5,23	0,0023	0,0142
11-12	0,030		50,00	127,50	2	2230	3,83	0,0017	0,0159
12-13	0,085			77,50	2	2230	6,59	0,0030	0,0188
13-14	0,019		25,00	25,00	2	2230	0,48	0,0002	0,0191
13-15	0,113		15,00	15,00	2	2230	1,70	0,0008	0,0196
13-16	0,022		37,50	37,50	2	2230	0,83	0,0004	0,0192
1-17	0,057		16,67	151,67	2	2230	8,65	0,0039	0,0157
17-18	0,102		50,00	135,00	2	2230	13,77	0,0062	0,0219
18-19	0,370			85,00	2	2230	31,45	0,0141	0,0360
19-20	0,076		25,00	25,00	2	2230	1,90	0,0009	0,0368
19-21	0,014		50,00	50,00	2	2230	0,70	0,0003	0,0363
19-22	0,106		10,00	10,00	2	2230	1,06	0,0005	0,0365

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS

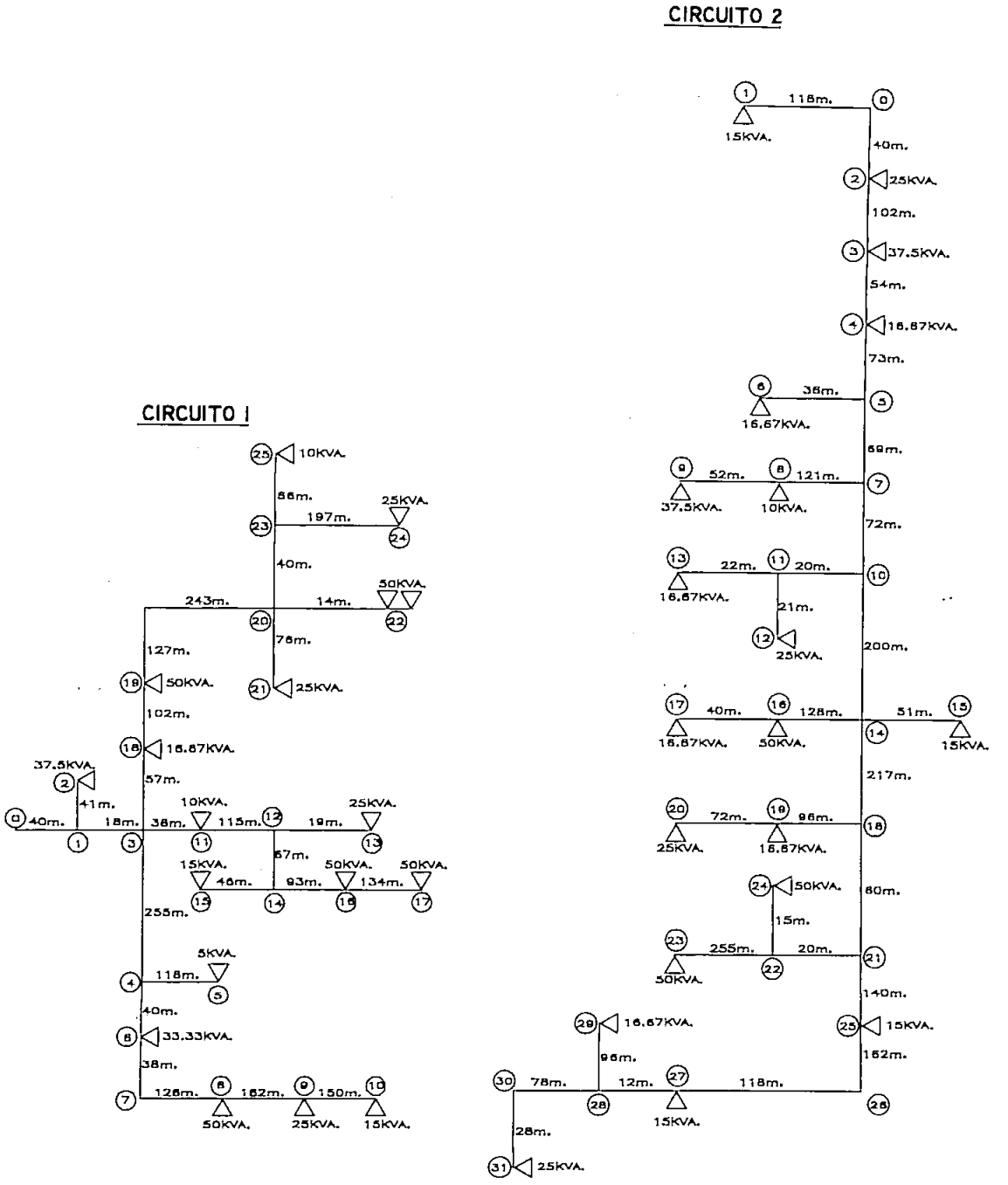
PROYECTO:CIRCUITOS PROYECTADOS-SANGOLQUI — TENSION: 22.8 KV — FASES: 1
No. PROYECTO:FASE "B", PRIMARIO"A" — LIMITE DE CAIDA: 1 %
TIPO DE INSTALACION:AEREA CIRCUITO No.2 — MATERIAL DEL CONDUCTOR: AAAC

TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,118		15,00	15,00	2	2230	1,77	0,0008	0,0008
0-2	0,196		16,67	515,02	3/0	4530	100,94	0,0223	0,0223
2-3	0,073			498,35	3/0	4530	36,38	0,0080	0,0303
3-4	0,002			54,17	2	2230	0,11	0,0000	0,0304
4-5	0,074		37,50	37,50	2	2230	2,78	0,0012	0,0316
4-6	0,016		16,67	16,67	2	2230	0,27	0,0001	0,0305
3-7	0,069			444,18	3/0	4530	30,65	0,0068	0,0371
7-8	0,121		10,00	10,00	2	2230	1,21	0,0005	0,0376
7-9	0,072			434,18	3/0	4530	31,26	0,0069	0,0440
9-10	0,042		16,67	16,67	2/0	3845	0,70	0,0002	0,0442
9-11	0,200			417,51	3/0	4530	83,50	0,0184	0,0624
11-12	0,051		15,00	15,00	2	2230	0,77	0,0003	0,0628
11-13	0,168		16,67	16,67	2	2230	2,80	0,0013	0,0637
11-14	0,067			385,84	3/0	4530	25,85	0,0057	0,0681
14-15	0,035		25,00	25,00	2	2230	0,88	0,0004	0,0685
14-16	0,098		50,00	50,00	2	2230	4,90	0,0022	0,0703
14-17	0,054		37,50	310,84	3/0	4530	16,79	0,0037	0,0718
17-18	0,096			273,34	3/0	4530	26,24	0,0058	0,0776
18-19	0,096		16,67	41,67	2	2230	4,00	0,0018	0,0794
19-20	0,072		25,00	25,00	2	2230	1,80	0,0008	0,0802
18-21	0,060			231,67	3/0	4530	13,90	0,0031	0,0807
21-22	0,030		25,00	25,00	2	2230	0,75	0,0003	0,0810
21-23	0,178		25,00	50,00	2	2230	8,90	0,0040	0,0847
23-24	0,081		25,00	25,00	2	2230	2,03	0,0009	0,0856
21-25	0,302			156,67	3/0	4530	47,31	0,0104	0,0911
25-26	0,118		15,00	156,67	2/0	3845	18,49	0,0048	0,0959
26-27	0,012			141,67	2/0	3845	1,70	0,0004	0,0964
27-28	0,096		16,67	16,67	2	2230	1,60	0,0007	0,0971
27-29	0,078			125,00	2/0	3845	9,75	0,0025	0,0989
29-30	0,028		25,00	25,00	2	2230	0,70	0,0003	0,0992
29-31	0,072			100,00	2	2230	7,20	0,0032	0,1021
31-32	0,018		50,00	50,00	2	2230	0,90	0,0004	0,1025
31-33	0,114		50,00	50,00	2	2230	5,70	0,0026	0,1047

RED PROYECTADA A 22.8 KV

PRIMARIO A - FASE C

DIAGRAMA UNIFILAR



CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS									
PROYECTO:CIRCUITOS PROYECTADOS-SANGOLQUI					TENSION:	22.8 KV	FASES:	1	
No. PROYECTO:FASE "C", PRIMARIO"A"					LIMITE DE CAIDA:		1 %		
TIPO DE INSTALACION:AEREA CIRCUITO No.1					MATERIAL DEL CONDUCTOR:		AAAC		
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,040			492,50	2	2230	19,70	0,0088	0,0088
1-2	0,041		37,50	37,50	2	2230	1,54	0,0007	0,0095
1-3	0,018			455,00	2	2230	8,19	0,0037	0,0125
3-4	0,255			128,33	2	2230	32,72	0,0147	0,0272
4-5	0,118		5,00	5,00	1/0	3230	0,59	0,0002	0,0274
4-6	0,040		33,33	123,33	2	2230	4,93	0,0022	0,0294
6-7	0,038			90,00	2	2230	3,42	0,0015	0,0309
7-8	0,126		50,00	90,00	1/0	3230	11,34	0,0035	0,0344
8-9	0,162		25,00	40,00	1/0	3230	6,48	0,0020	0,0364
9-10	0,150		15,00	15,00	1/0	3230	2,25	0,0007	0,0371
3-11	0,038		10,00	150,00	2	2230	5,70	0,0026	0,0151
11-12	0,115			140,00	2	2230	16,10	0,0072	0,0223
12-13	0,019		25,00	25,00	2	2230	0,48	0,0002	0,0225
12-14	0,067			115,00	2	2230	7,71	0,0035	0,0257
14-15	0,046		15,00	15,00	2	2230	0,69	0,0003	0,0260
14-16	0,093		50,00	100,00	2	2230	9,30	0,0042	0,0299
16-17	0,134		50,00	50,00	2	2230	6,70	0,0030	0,0329
3-18	0,057		16,67	176,67	2	2230	10,07	0,0045	0,0170
18-19	0,102		50,00	160,00	2	2230	16,32	0,0073	0,0243
19-20	0,370			110,00	2	2230	40,70	0,0183	0,0426
20-21	0,076		25,00	25,00	2	2230	1,90	0,0009	0,0434
20-22	0,014		50,00	50,00	2	2230	0,70	0,0003	0,0429
20-23	0,040			35,00	2	2230	1,40	0,0006	0,0432
23-24	0,197		25,00	25,00	2	2230	4,93	0,0022	0,0454
23-25	0,066		10,00	10,00	2	2230	0,66	0,0003	0,0435

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN REDES PRIMARIAS

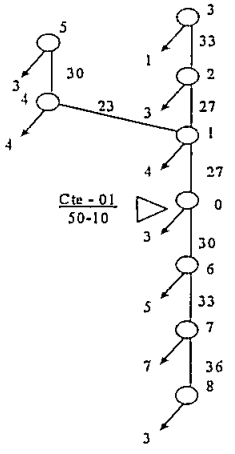
PROYECTO:CIRCUITOS PROYECTADOS-SANGOLQUI
No. PROYECTO: FASE "C", PRIMARIO"A"
TIPO DE INSTALACION:AEREA CIRCUITO No.2

TENSION: 22.8 KV FASES: 1
LIMITE DE CAIDA: 1 %
MATERIAL DEL CONDUCTOR: AAAC

TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		TOTAL	CONDUCTOR		COMPUTO		
DE A	LONG.(Km)	No.	KVA	KVA	AWG	KVA-Km	KVA-Km	PARCIAL	TOTAL
0-1	0,118		15,00	15,00	2	2230	1,77	0,0008	0,0008
0-2	0,040		25,00	480,02	3/0	4530	19,20	0,0042	0,0042
2-3	0,102		37,50	455,02	3/0	4530	46,41	0,0102	0,0145
3-4	0,054		16,67	417,52	3/0	4530	22,55	0,0050	0,0195
4-5	0,073			400,85	3/0	4530	29,26	0,0065	0,0259
5-6	0,036		16,67	16,67	2	2230	0,60	0,0003	0,0262
5-7	0,069			384,18	3/0	4530	26,51	0,0059	0,0318
7-8	0,121		10,00	47,50	2	2230	5,75	0,0026	0,0343
8-9	0,052		37,50	37,50	2	2230	1,95	0,0009	0,0352
7-10	0,072			336,68	3/0	4530	24,24	0,0054	0,0371
10-11	0,020			41,67	2/0	3845	0,83	0,0002	0,0373
11-12	0,021		25,00	25,00	2	2230	0,53	0,0002	0,0376
11-13	0,022		16,67	16,67	2/0	3845	0,37	0,0001	0,0374
10-14	0,200			295,01	3/0	4530	59,00	0,0130	0,0501
14-15	0,051		15,00	15,00	2	2230	0,77	0,0003	0,0505
14-16	0,128		50,00	66,67	2	2230	8,53	0,0038	0,0540
16-17	0,040		16,67	16,67	2	2230	0,67	0,0003	0,0543
14-18	0,217			213,34	3/0	4530	46,29	0,0102	0,0604
18-19	0,096		16,67	41,67	2	2230	4,00	0,0018	0,0622
19-20	0,072		25,00	25,00	2	2230	1,80	0,0008	0,0630
18-21	0,060			171,67	3/0	4530	10,30	0,0023	0,0626
21-22	0,020			100,00	2	2230	2,00	0,0009	0,0635
22-23	0,255		50,00	50,00	2	2230	12,75	0,0057	0,0693
22-24	0,015		50,00	50,00	2	2230	0,75	0,0003	0,0639
21-25	0,140		15,00	71,67	3/0	4530	10,03	0,0022	0,0649
25-26	0,162			56,57	3/0	4530	9,16	0,0020	0,0669
26-27	0,118		15,00	56,57	2/0	3845	6,68	0,0017	0,0686
27-28	0,012			41,67	2/0	3845	0,50	0,0001	0,0687
28-29	0,096		16,67	16,67	2	2230	1,60	0,0007	0,0695
28-30	0,078			25,00	2/0	3845	1,95	0,0005	0,0693
30-31	0,028		25,00	25,00	2	2230	0,70	0,0003	0,0696

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-01
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 01
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

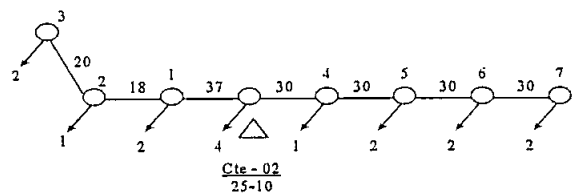
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	27	15	25,8243	2/0		470	697,26	1,4835	1,4835
1-2	27	4	8,1563	2/0		470	220,22	0,4686	1,9521
2-3	33	1	2,8751	2/0		470	94,88	0,2019	2,1539
1-4	23	7	12,9011	1/0		390	296,73	0,7608	2,2444
4-5	30	3	6,4368	1/0		390	193,10	0,4951	2,7395
0-6	30	15	25,8243	2/0		470	774,73	1,6484	1,6484
6-7	33	10	17,7475	2/0		470	585,67	1,2461	2,8945
7-8	36	3	6,4368	2/0		470	231,72	0,4930	3,3875

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-02
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 02
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

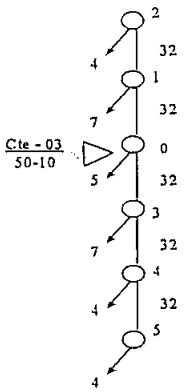
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE	A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0	1	37	5	9,7793	2/0		470	361,83	0,7699	0,7699
1	2	18	3	6,4368	2/0		470	115,86	0,2465	1,0164
2	3	20	2	4,6750	2/0		470	93,50	0,1989	1,2153
0	4	30	7	12,9011	2/0		470	387,03	0,8235	0,8235
4	5	30	6	11,3491	2/0		470	340,47	0,7244	1,5479
5	6	30	4	8,1563	2/0		470	244,69	0,5206	2,0685
6	7	30	2	4,6750	2/0		470	140,25	0,2984	2,3669

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-03
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : C
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 3,8530
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 03
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

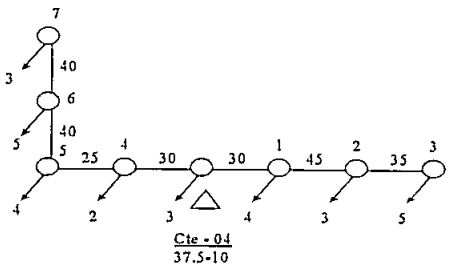
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	32	11	20,2789	2/0		470	648,92	1,3807	1,3807
1-2	32	4	9,4552	2/0		470	302,57	0,6438	2,0244
0-3	32	15	26,3904	2/0		470	844,49	1,7968	1,7968
3-4	32	8	15,7265	2/0		470	503,25	1,0707	2,8675
4-5	32	4	9,4552	2/0		470	302,57	0,6438	3,5113

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-04
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 04
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

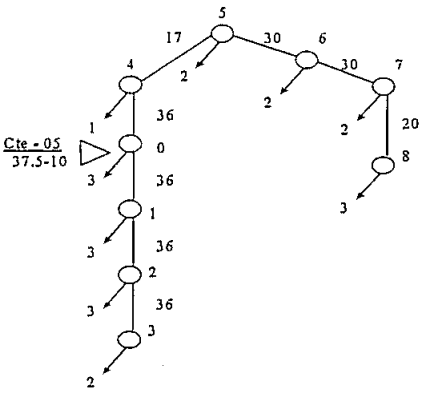
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	30	12	21,0373	2/0		470	631,12	1,3428	1,3428
1-2	45	8	14,5575	2/0		470	655,09	1,3938	2,7366
2-3	35	5	9,7793	2/0		470	342,28	0,7282	3,4649
0-4	30	14	24,2478	2/0		470	727,43	1,5477	1,5477
4-5	25	12	21,0373	2x1/0		780	525,93	0,6743	2,2220
5-6	40	8	14,5575	2x1/0		780	582,30	0,7465	2,9685
6-7	40	3	6,4368	2x1/0		780	257,47	0,3301	3,2986

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-05
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : C
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 3,8530
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 05
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

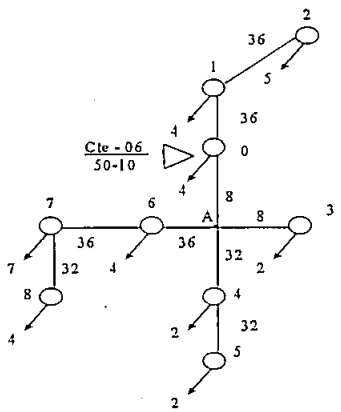
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	36	8	15,7265	3/0		570	566,15	0,9933	0,9933
1-2	36	5	11,2006	3/0		570	403,22	0,7074	1,7007
2-3	36	2	5,8824	3/0		570	211,77	0,3715	2,0722
0-4	36	10	18,7951	3/0		570	676,62	1,1871	1,1871
4-5	17	9	17,2522	3/0		570	293,29	0,5145	1,7016
5-6	30	7	14,2704	3/0		570	428,11	0,7511	2,4527
6-7	30	5	11,2006	3/0		570	336,02	0,5895	3,0422
7-8	20	3	7,7060	3/0		570	154,12	0,2704	3,3126

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-06
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : C
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 3,8530
TENSION : 240/120 V. No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 06
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

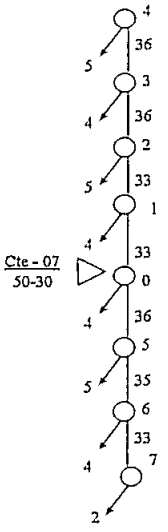
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	36	9	17,2522	3/0		570	621,08	1,0896	1,0896
1-2	36	5	11,2006	3/0		570	403,22	0,7074	1,7970
0-A	8	21	35,4882	3/0		570	283,91	0,4981	0,4981
A-3	8	2	5,8824	3/0		570	47,06	0,0826	0,5806
A-4	32	4	9,4552	3/0		570	302,57	0,5308	1,0289
4-5	32	2	5,8824	3/0		570	188,24	0,3302	1,3591
A-6	36	15	26,3904	3/0		570	950,05	1,6668	2,1648
6-7	36	11	20,2789	3/0		570	730,04	1,2808	2,6399
7-8	32	4	9,4552	3/0		570	302,57	0,5308	3,1707

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-07
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : C
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 3,8530
TENSION : 210/121 V No. FASES : 3	CIRCUITO No. : 07
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

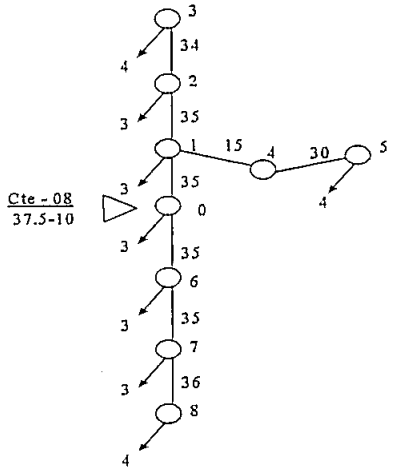
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	33	18	31,1004	3/0		850	1026,31	1,2074	1,2074
1-2	33	14	24,8581	3/0		850	820,32	0,9651	2,1725
2-3	36	9	17,2522	3/0		850	621,08	0,7307	2,9032
3-4	36	5	11,2006	3/0		850	403,22	0,4744	3,3776
0-5	36	11	20,2789	3/0		850	730,04	0,8589	0,8589
5-6	35	6	12,6328	3/0		850	442,15	0,5202	1,3790
6-7	33	2	5,8824	3/0		850	194,12	0,2284	1,6074

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-08
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : C
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 3.8530
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 08
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

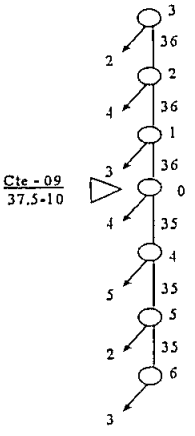
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	35	14	24,8581	2/0		470	870,03	1,8511	1,8511
1-2	35	7	14,2704	2/0		470	499,46	1,0627	2,9138
2-3	34	4	9,4552	2/0		470	321,48	0,6840	3,5978
1-4	15	4	9,4552	2/0		470	141,83	0,3018	2,1529
4-5	30	4	9,4552	2/0		470	283,66	0,6035	2,7564
0-6	35	10	18,7951	2/0		470	657,83	1,3996	1,3996
6-7	35	7	14,2704	2/0		470	499,46	1,0627	2,4623
7-8	36	4	9,4552	2/0		470	340,39	0,7242	3,1866

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-09
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : C
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 3,8530
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 09
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

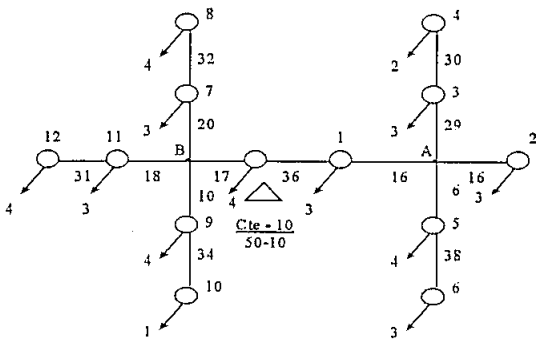
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	36	9	17,2522	1/0		390	621,08	1,5925	1,5925
1-2	36	6	12,6328	1/0		390	454,78	1,1661	2,7586
2-3	36	2	5,8824	1/0		390	211,77	0,5430	3,3016
0-4	35	10	18,7951	1/0		390	657,83	1,6867	1,6867
4-5	35	5	11,2006	1/0		390	392,02	1,0052	2,6919
5-6	35	3	7,7060	1/0		390	269,71	0,6916	3,3835

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-10
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 10
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC' - 5005

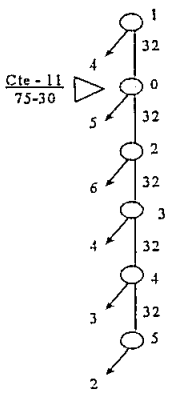
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	36	18	30,6224	3/0		570	1102,41	1,9340	1,9340
1-A	16	15	25,8243	3/0		570	413,19	0,7249	2,6589
A-2	16	3	6,4368	3/0		570	102,99	0,1807	2,8396
A-3	29	5	9,7793	2/0		470	283,60	0,6034	3,2623
3-4	30	2	4,6750	2/0		470	140,25	0,2984	3,5607
A-5	6	7	12,9011	2/0		470	77,41	0,1647	2,8236
5-6	38	3	6,4368	2/0		470	244,60	0,5204	3,3441
0-B	17	19	32,3236	3/0		570	549,50	0,9640	0,9640
B-7	20	7	12,9011	2/0		470	258,02	0,5490	1,5130
7-8	32	4	8,1563	2/0		470	261,00	0,5553	2,0683
B-9	10	5	9,7793	2/0		470	97,79	0,2081	1,1721
9-10	34	1	2,8751	2/0		470	97,75	0,2080	1,3801
B-11	18	7	12,9011	3/0		570	232,22	0,4074	1,3714
11-12	31	4	8,1563	3/0		570	252,85	0,4436	1,8150

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-11
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 210/121 V No. FASES : 3	CIRCUITO No. : 11
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

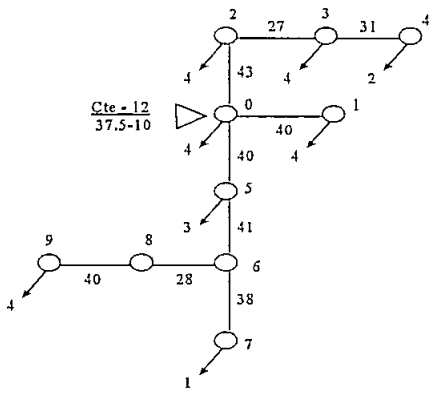
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	32	4	8,1563	3/0		850	261,00	0,3071	0,3071
0-2	32	15	25,8243	3/0		850	826,38	0,9722	0,9722
2-3	32	9	16,1724	3/0		850	517,52	0,6088	1,5811
3-4	32	5	9,7793	3/0		850	312,94	0,3682	1,9492
4-5	32	2	4,6750	3/0		850	149,60	0,1760	2,1252

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-12
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 12
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC' - 5005

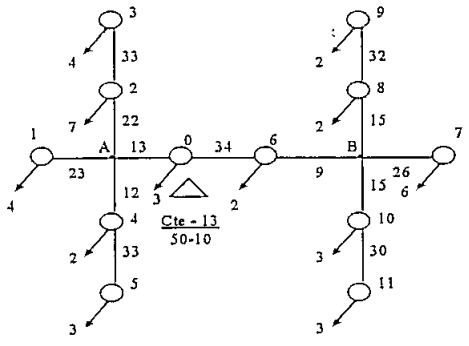
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	40	4	8,1563	2/0		470	326,25	0,6942	0,6942
0-2	43	10	17,7475	2/0		470	763,14	1,6237	1,6237
2-3	27	6	11,3491	2/0		470	306,43	0,6520	2,2757
3-4	31	2	4,6750	2/0		470	144,93	0,3084	2,5840
0-5	40	8	14,5575	2/0		470	582,30	1,2389	1,2389
5-6	41	5	9,7793	2/0		470	400,95	0,8531	2,0920
6-7	38	1	2,8751	2/0		470	109,25	0,2325	2,3245
6-8	28	4	8,1563	1/0		390	228,38	0,5856	2,6776
8-9	40	4	8,1563	1/0		390	326,25	0,8365	3,5141

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-13
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 13
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

ESQUEMA

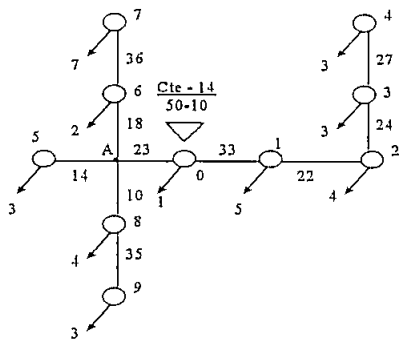


TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-A	13	20	34,0249	2/0		470	442,32	0,9411	0,9411
A-1	23	4	8,1563	2/0		470	187,59	0,3991	1,3403
A-2	22	11	19,4025	2/0		470	426,86	0,9082	1,8493
2-3	33	4	8,1563	2/0		470	269,16	0,5727	2,4220
A-4	12	5	9,7793	2/0		470	117,35	0,2497	1,1908
4-5	33	3	6,4368	2/0		470	212,41	0,4519	1,6427
0-6	34	18	30,6224	2/0		470	1041,16	2,2152	2,2152
6-B	9	16	27,3819	2/0		470	246,44	0,5243	2,7396
B-7	26	6	11,3491	2/0		470	295,08	0,6278	3,3674
B-8	15	7	12,9011	2/0		470	193,52	0,4117	3,1513
8-9	32	2	4,6750	2/0		470	149,60	0,3183	3,4696
B-10	15	6	11,3491	2/0		470	170,24	0,3622	3,1018
10-11	30	3	6,4368	2/0		470	193,10	0,4109	3,5126

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-14
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V. No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 14
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

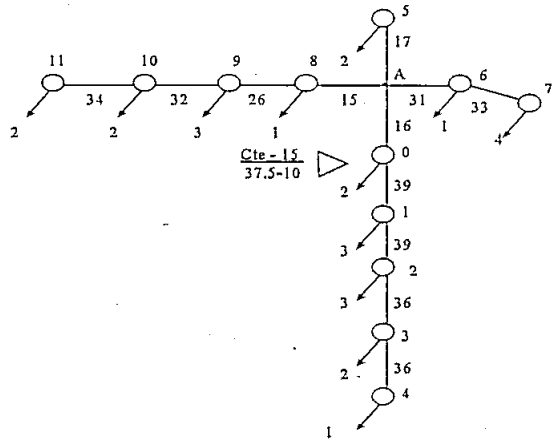
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	33	15	25,8243	2/0		470	852,20	1,8132	1,8132
1-2	22	10	17,7475	2/0		470	390,45	0,8307	2,6439
2-3	24	6	11,3491	2/0		470	272,38	0,5795	3,2235
3-4	27	3	6,4368	2/0		470	173,79	0,3698	3,5932
0-A	23	19	32,3236	2/0		470	743,44	1,5818	1,5818
A-5	14	3	6,4368	2/0		470	90,12	0,1917	1,7735
A-6	18	9	16,1724	2/0		470	291,10	0,6194	2,2012
6-7	36	7	12,9011	2/0		470	464,44	0,9882	3,1893
A-8	10	7	12,9011	2/0		470	129,01	0,2745	1,8563
8-9	35	3	6,4368	1/0		390	225,29	0,5777	2,4339

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-15
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 15
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

ESQUEMA

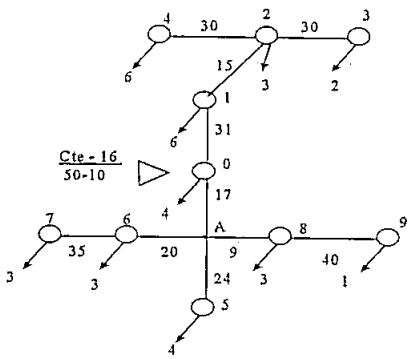


TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE	A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0	1	39	9	16,1724	1/0		390	630,72	1,6172	1,6172
1	2	39	6	11,3491	1/0		390	442,61	1,1349	2,7522
2	3	36	3	6,4368	1/0		390	231,72	0,5942	3,3463
3	4	36	1	2,8751	1/0		390	103,50	0,2654	3,6117
0	A	16	15	25,8243	1/0		390	413,19	1,0595	1,0595
A	5	17	2	4,6750	1/0		390	79,48	0,2038	1,2632
A	6	31	5	9,7793	1/0		390	303,16	0,7773	1,8368
6	7	33	4	8,1563	1/0		390	269,16	0,6901	2,5269
A	8	15	8	14,5575	1/0		390	218,36	0,5599	1,6194
8	9	26	7	12,9011	1/0		390	335,43	0,8601	2,4794
9	10	32	4	8,1563	1/0		390	261,00	0,6692	3,1487
10	11	34	2	4,6750	1/0		390	158,95	0,4076	3,5562

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-16
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 16
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

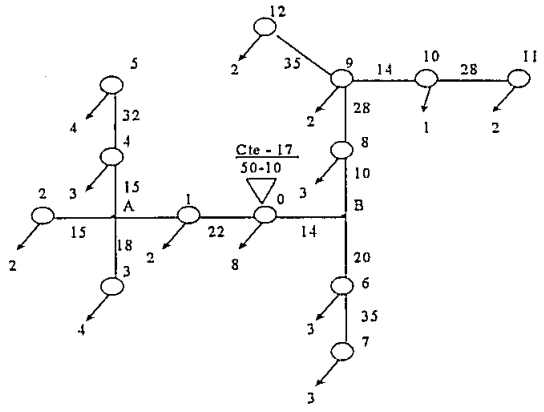
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	31	17	29,0933	2/0		470	901,89	1,9189	1,9189
1-2	15	11	19,4025	1/0		390	291,04	0,7463	2,6652
2-3	30	2	4,6750	1/0		390	140,25	0,3596	3,0248
2-4	30	6	11,3491	1/0		390	340,47	0,8730	3,5382
0-A	11	19	32,3236	2/0		470	355,56	0,7565	0,7565
A-5	24	4	8,1563	2/0		470	195,75	0,4165	1,1730
A-6	20	6	11,3491	1/0		390	226,98	0,5820	1,3385
6-7	35	3	6,4368	1/0		390	225,29	0,5777	1,9162
A-8	9	9	16,1724	1/0		390	145,55	0,3732	1,1297
8-9	40	6	11,3491	1/0		390	453,96	1,1640	2,2937

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-17
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 17
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

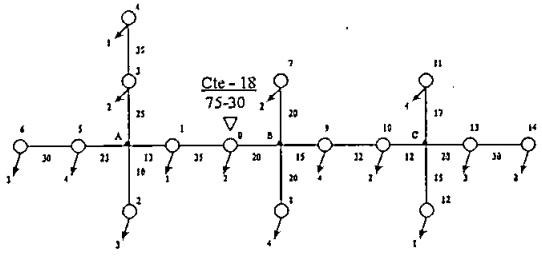
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	22	15	25,8243	1/0		390	568,13	1,4568	1,4568
1-A	16	13	22,6523	1/0		390	362,44	0,9293	2,3861
A-2	15	2	4,6750	1/0		390	70,13	0,1798	2,5659
A-3	18	4	8,1563	1/0		390	146,81	0,3764	2,7625
A-4	15	7	12,9011	1/0		390	193,52	0,4962	2,8823
4-5	32	4	8,1563	1/0		390	261,00	0,6692	3,5515
0-B	14	16	27,3819	1/0		390	383,35	0,9829	0,9829
B-6	20	6	11,3491	1/0		390	226,98	0,5820	1,5649
6-7	35	3	6,4368	1/0		390	225,29	0,5777	2,1426
B-8	10	10	17,7475	1/0		390	177,48	0,4551	2,0200
8-9	28	7	12,9011	1/0		390	361,23	0,9262	2,9462
9-10	14	3	6,4368	1/0		390	90,12	0,2311	3,1773
10-11	28	2	4,6750	1/0		390	130,90	0,3356	3,5129
9-12	35	2	4,6750	1/0		390	163,63	0,4196	3,5969

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-18
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 210/121 V No. FASES : 3	CIRCUITO No. : 18
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

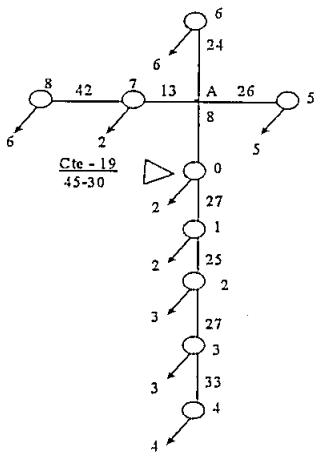
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	35	14	24,2478	2/0		710	848,67	1,1953	1,1953
1-A	13	13	22,6523	2/0		710	294,48	0,4148	1,6101
A-2	10	3	6,4368	2/0		710	64,37	0,0907	1,7007
A-3	25	3	6,4368	2/0		710	160,92	0,2266	1,8367
3-4	35	1	2,8751	2/0		710	100,63	0,1417	1,9785
A-5	23	7	12,9011	2/0		710	296,73	0,4179	2,0280
5-6	30	3	6,4368	2/0		710	193,10	0,2720	2,3000
0-B	20	22	37,2072	2/0		710	744,14	1,0481	1,0481
B-7	20	2	4,6750	2/0		710	93,50	0,1317	1,1798
B-8	20	4	8,1563	2/0		710	163,13	0,2298	1,2778
B-9	15	16	27,3819	2/0		710	410,73	0,5785	1,6266
9-10	32	12	21,0373	2/0		710	673,19	0,9482	2,5747
10-C	12	10	17,7475	2/0		710	212,97	0,3000	2,8747
C-11	17	4	8,1563	2/0		710	138,66	0,1953	3,0700
C-12	15	1	2,8751	2/0		710	43,13	0,0607	2,9354
C-13	20	5	9,7793	2/0		710	195,59	0,2755	3,1502
13-14	30	2	4,6750	1/0		590	140,25	0,2377	3,3879

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-19
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 210/121 V No. FASES : 3	CIRCUITO No. : 19
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

ESQUEMA

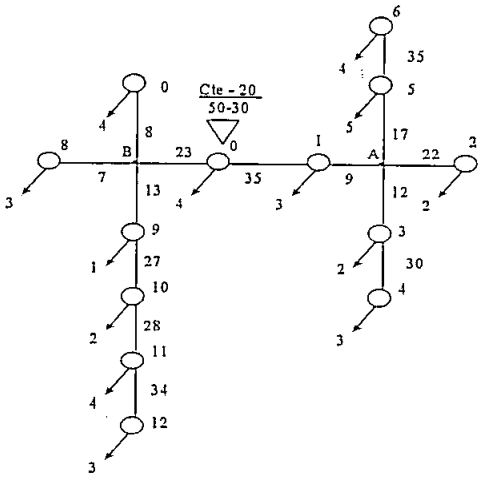


TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	27	12	21,0373	1/0		590	568,01	0,9627	0,9627
1-2	25	10	17,7475	1/0		590	443,69	0,7520	1,7147
2-3	27	7	12,9011	1/0		590	348,33	0,5904	2,3051
3-4	33	4	8,1563	1/0		590	269,16	0,4562	2,7613
0-A	8	19	32,3236	1/0		590	258,59	0,4383	0,4383
A-5	26	5	9,7793	1/0		590	254,26	0,4310	0,8692
A-6	24	6	11,3491	1/0		590	272,38	0,4617	0,8999
A-7	13	8	14,5575	1/0		590	189,25	0,3208	0,7590
7-8	42	6	11,3491	1/0		590	476,66	0,8079	1,5669

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-20
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 210/121 V No. FASES : 3	CIRCUITO No. : 20
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

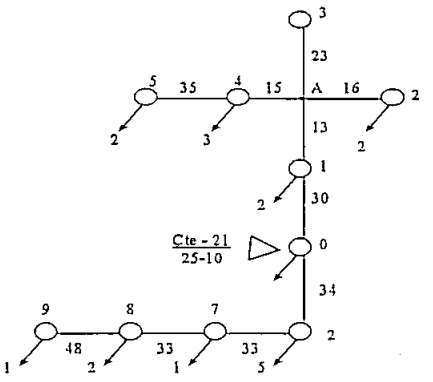
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	35	19	32,3236	1/0		590	1131,33	1,9175	1,9175
1-A	9	16	27,3819	1/0		590	246,44	0,4177	2,3352
A-2	22	2	4,6750	1/0		590	102,85	0,1743	2,5095
A-3	12	5	9,7793	1/0		590	117,35	0,1989	2,5341
3-4	30	3	6,4368	1/0		590	193,10	0,3273	2,8614
A-5	17	9	16,1724	1/0		590	274,93	0,4660	2,8012
5-6	35	4	8,1563	1/0		590	285,47	0,4838	3,2850
0-B	23	18	30,6224	1/0		590	704,32	1,1938	1,1938
B-7	23	5	9,7793	1/0		590	224,92	0,3812	1,5750
B-8	7	3	6,4368	1/0		590	45,06	0,0764	1,2701
B-9	13	10	17,7475	1/0		590	230,72	0,3910	1,5848
9-10	27	9	16,1724	1/0		590	436,65	0,7401	2,3249
10-11	28	7	12,9011	1/0		590	361,23	0,6123	2,9371
11-12	34	3	6,4368	1/0		590	218,85	0,3709	3,3081

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-21
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 21
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC' - 5005

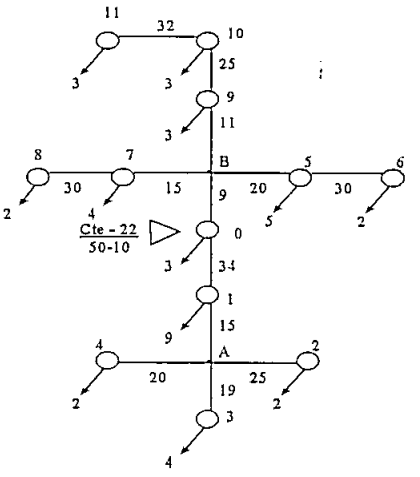
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	30	9	16,1724	1/0		390	485,17	1,2440	1,2440
1-A	13	7	12,9011	1/0		390	167,71	0,4300	1,6741
A-2	16	2	4,6750	1/0		390	74,80	0,1918	1,8659
A-3	23	0	0,0000	1/0		390	0,00	0,0000	1,6741
A-4	15	5	9,7793	1/0		390	146,69	0,3761	2,0502
4-5	35	2	4,6750	1/0		390	163,63	0,4196	2,4697
0-6	34	9	16,1724	1/0		390	549,86	1,4099	1,4099
6-7	33	4	8,1563	1/0		390	269,16	0,6901	2,1001
7-8	33	3	6,4368	1/0		390	212,41	0,5447	2,6447
8-9	48	1	2,8751	1/0		390	138,00	0,3539	2,9986

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-22
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 22
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

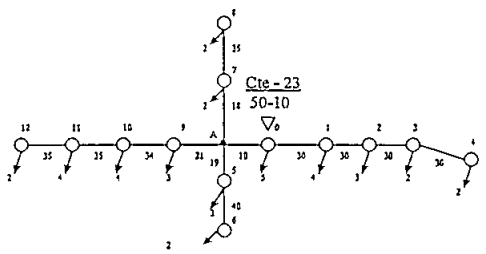
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	34	17	29,0933	1/0		390	989,17	2,5363	2,5363
1-A	15	8	14,5575	1/0		390	218,36	0,5599	3,0962
A-2	25	2	4,6750	1/0		390	116,88	0,2997	3,3959
A-3	19	4	8,1563	1/0		390	154,97	0,3974	3,4936
A-4	20	2	4,6750	1/0		390	93,50	0,2397	3,3360
0-B	9	22	37,2072	1/0		390	334,86	0,8586	0,8586
B-5	20	7	12,9011	1/0		390	258,02	0,6616	1,5202
5-6	30	2	4,6760	1/0		390	140,28	0,3597	1,8799
B-7	15	6	11,3491	1/0		390	170,24	0,4365	1,2951
7-8	30	2	4,6750	1/0		390	140,25	0,3596	1,6547
B-9	11	9	16,1724	1/0		390	177,90	0,4561	1,3148
9-10	25	6	11,3491	1/0		390	283,73	0,7275	2,0423
10-11	32	3	6,4368	1/0		390	205,98	0,5281	2,5704

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-23
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 23
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

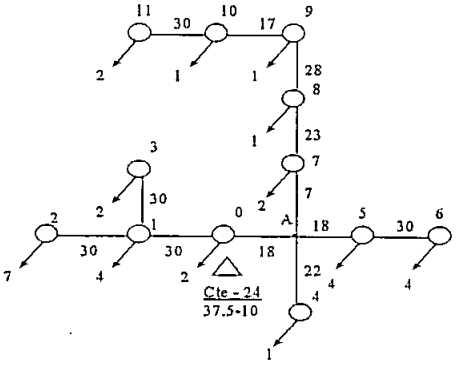
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	30	11	19,4025	3/0		570	582,08	1,0212	1,0212
1-2	30	7	12,9011	3/0		570	387,03	0,6790	1,7002
2-3	30	4	8,1563	3/0		570	244,69	0,4293	2,1295
3-4	30	2	4,6750	3/0		570	140,25	0,2461	2,3755
0-A	10	22	37,2072	3/0		570	372,07	0,6528	0,6528
A-5	19	5	9,7793	3/0		570	185,81	0,3260	0,9787
5-6	40	2	4,6750	3/0		570	187,00	0,3281	1,3068
A-7	18	4	8,1563	3/0		570	146,81	0,2576	0,9103
A-8	35	2	4,6750	3/0		570	163,63	0,2871	1,1974
A-9	21	13	22,6523	3/0		570	475,70	0,8346	1,4873
9-10	34	10	17,7475	3/0		570	603,42	1,0586	2,5459
10-11	35	6	11,3491	3/0		570	397,22	0,6969	3,2428
11-12	35	2	4,6750	3/0		570	163,63	0,2871	3,5299

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-24
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V. No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 24
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

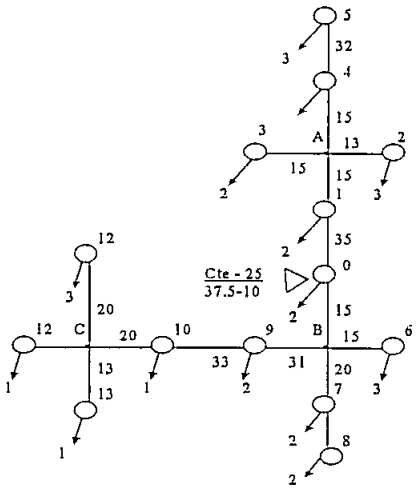
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	30	13	22,6523	1/0		390	679.57	1,7425	1,7425
1-2	30	7	12,9011	1/0		390	387,03	0,9924	2,7349
1-3	30	2	4,6750	1/0		390	140,25	0,3596	2,1021
0-A	18	16	27,3819	1/0		390	492,87	1,2638	1,2638
A-4	22	1	2,8751	1/0		390	63,25	0,1622	1,4260
A-5	18	8	14,5575	1/0		390	262,04	0,6719	1,9357
5-6	30	4	8,1563	1/0		390	244,69	0,6274	2,5631
A-7	7	7	12,9011	1/0		390	90,31	0,2316	1,4953
7-8	28	5	9,7793	1/0		390	273,82	0,7021	2,1974
8-9	28	4	8,1563	1/0		390	228,38	0,5856	2,7830
9-10	17	3	6,4368	1/0		390	109,43	0,2806	3,0636
10-11	30	2	4,6750	1/0		390	140,25	0,3596	3,4232

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-25
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 25
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

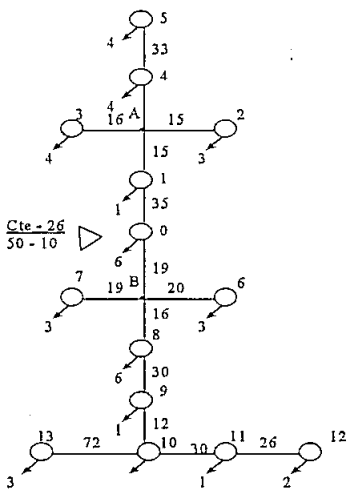
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	35	12	21,0373	1/0		390	736,31	1,8880	1,8880
1-A	15	10	17,7475	1/0		390	266,21	0,6826	2,5706
A-2	13	3	6,4368	1/0		390	83,68	0,2146	2,7851
A-3	15	2	4,6750	1/0		390	70,13	0,1798	2,7504
A-4	15	5	9,7793	1/0		390	146,69	0,3761	2,9467
4-5	32	3	6,4368	1/0		390	205,98	0,5281	3,4748
0-B	15	15	25,8243	1/0		390	387,36	0,9932	0,9932
B-6	15	3	6,4368	1/0		390	96,55	0,2476	1,2408
B-7	20	4	8,1563	1/0		390	163,13	0,4183	1,4115
7-8	37	2	4,6750	1/0		390	172,98	0,4435	1,8550
B-9	21	8	14,5575	1/0		390	305,71	0,7839	1,7771
9-10	33	6	11,3491	1/0		390	374,52	0,9603	2,7374
10-C	20	5	9,7793	1/0		390	195,59	0,5015	3,2389
C-11	20	3	6,4368	1/0		390	128,74	0,3301	3,5690
C-12	8	1	2,8751	1/0		390	23,00	0,0590	3,2979
C-13	13	1	2,8751	1/0		390	37,38	0,0958	3,3348

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-26
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 210/121 V No. FASES : 3	CIRCUITO No. : 26
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

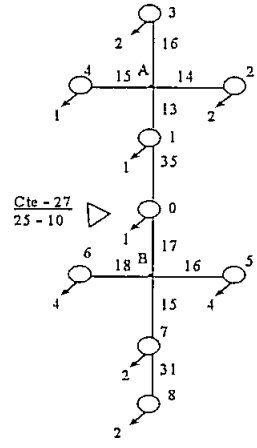
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	35	16	27,3819	1/0		590	958,37	1,6244	1,6244
1-A	15	15	25,8243	1/0		590	387,36	0,6566	2,2809
A-2	15	3	6,4368	1/0		590	96,55	0,1636	2,4445
A-3	16	4	8,1563	1/0		590	130,50	0,2212	2,5021
A-4	17	8	14,5575	1/0		590	247,48	0,4195	2,7004
4-5	33	4	8,1563	1/0		590	269,16	0,4562	3,1566
0-B	19	19	32,3236	1/0		590	614,15	1,0409	1,0409
B-6	20	3	6,4368	1/0		590	128,74	0,2182	1,2591
B-7	19	3	6,4368	1/0		590	122,30	0,2073	1,2482
B-8	16	13	22,6523	1/0		590	362,44	0,6143	1,6552
8-9	30	7	12,9011	1/0		590	387,03	0,6560	2,3112
9-10	12	6	11,3491	1/0		590	136,19	0,2308	2,5420
10-11	30	3	6,4368	1/0		590	193,10	0,3273	2,8693
11-12	26	2	4,6750	1/0		590	121,55	0,2060	3,0754
10-13	72	3	6,4368	1/0		590	463,45	0,7855	3,3276

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-27
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 27
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

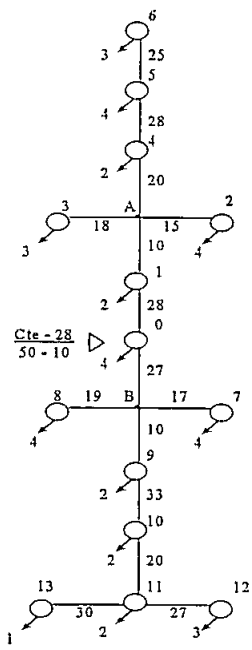
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	35	6	11,3491	1/0		390	397,22	1,0185	1,0185
1-A	13	5	9,7793	1/0		390	127,13	0,3260	1,3445
A-2	14	2	4,6750	1/0		390	65,45	0,1678	1,5123
A-3	16	2	4,6750	1/0		390	74,80	0,1918	1,5363
A-4	15	1	2,8751	1/0		390	43,13	0,1106	1,4551
0-B	17	12	21,0373	1/0		390	357,63	0,9170	0,9170
B-5	16	4	8,1563	1/0		390	130,50	0,3346	1,2516
B-6	18	4	8,1563	1/0		390	146,81	0,3764	1,2935
B-7	15	4	8,1563	1/0		390	122,34	0,3137	1,2307
7-8	31	2	4,6750	1/0		390	144,93	0,3716	1,6023

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-28
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 28
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

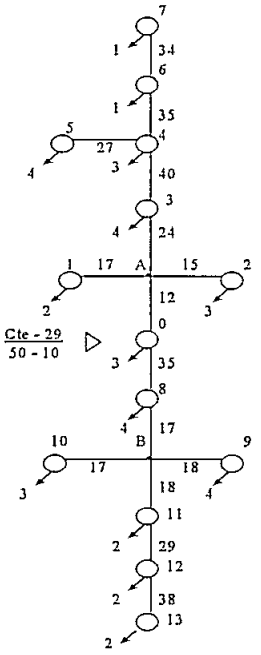
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	28	18	30,6224	3/0		570	857,43	1,5043	1,5043
1-A	10	16	27,3819	3/0		570	273,82	0,4804	1,9846
A-2	15	4	8,1563	2/0		470	122,34	0,2603	2,2449
A-3	18	3	6,4368	2/0		470	115,86	0,2465	2,2312
A-4	20	9	16,1724	3/0		570	323,45	0,5675	2,5521
4-5	28	7	12,9011	3/0		570	361,23	0,6337	3,1858
5-6	25	3	6,4368	3/0		570	160,92	0,2823	3,4681
0-B	27	18	30,6224	3/0		570	826,80	1,4505	1,4505
B-7	17	4	8,1563	2/0		470	138,66	0,2950	1,7455
B-8	19	4	8,1563	2/0		470	154,97	0,3297	1,7803
B-9	10	10	17,7475	3/0		570	177,48	0,3114	1,7619
9-10	33	8	14,5575	3/0		570	480,40	0,8428	2,6047
10-11	20	6	11,3491	2/0		470	226,98	0,4829	3,0876
11-12	27	3	6,4368	2/0		470	173,79	0,3698	3,4574
11-13	30	1	2,8751	2/0		470	86,25	0,1835	3,2712

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-29
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 29
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

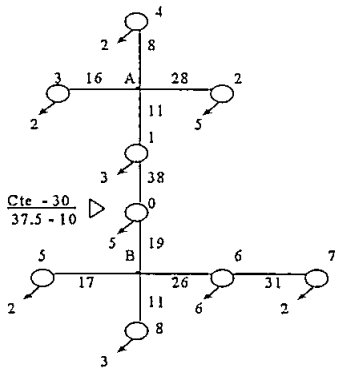
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-A	12	18	30,6224	3/0		570	367,47	0,6447	0,6447
A-1	17	2	4,6750	2/0		470	79,48	0,1691	0,8138
A-2	15	3	6,4368	2/0		470	96,55	0,2054	0,8501
A-3	24	13	22,6523	3/0		570	543,66	0,9538	1,5985
3-4	40	9	16,1724	3/0		570	646,90	1,1349	2,7334
4-5	27	4	8,1563	2/0		470	220,22	0,4686	3,2019
4-6	35	2	4,6750	2/0		470	163,63	0,3481	3,0815
6-7	34	1	2,8751	2/0		470	97,75	0,2080	3,2895
0-8	35	17	29,0933	3/0		570	1018,27	1,7864	1,7864
8-B	17	13	22,6523	3/0		570	385,09	0,6756	2,4620
B-9	18	4	8,1563	2/0		470	146,81	0,3124	2,7744
B-10	17	3	6,4368	2/0		470	109,43	0,2328	2,6948
B-11	18	6	11,3491	3/0		570	204,28	0,3584	2,8204
11-12	29	4	8,1563	3/0		570	236,53	0,4150	3,2354
12-13	38	2	4,6750	3/0		570	177,65	0,3117	3,5471

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-30
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 30
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC' - 5005

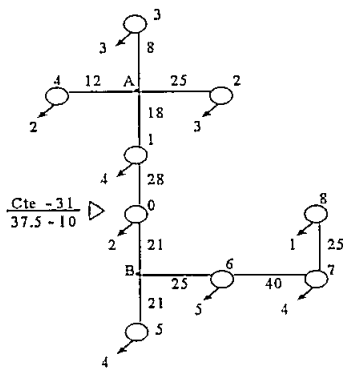
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	38	12	21,0373	1/0		390	799,42	2,0498	2,0498
1-A	11	9	16,1724	1/0		390	177,90	0,4561	2,5059
A-2	23	5	9,7792	1/0		390	224,92	0,5767	3,0827
A-3	16	2	4,6750	1/0		390	74,80	0,1918	2,6977
A-4	8	2	4,6750	1/0		390	37,40	0,0959	2,6018
0-B	19	13	22,6523	1/0		390	430,39	1,1036	1,1036
B-5	17	2	4,6750	1/0		390	79,48	0,2038	1,3074
B-6	26	8	14,5575	1/0		390	378,50	0,9705	2,0741
6-7	31	2	4,6750	1/0		390	144,93	0,3716	2,4457
B-8	11	3	6,4368	1/0		390	70,80	0,1816	1,2851

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-31
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 31
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

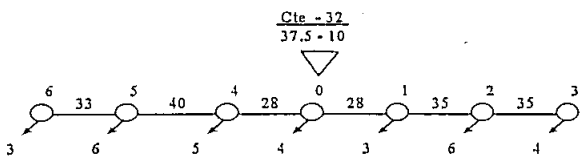
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	28	12	21,0373	1/0		390	589,04	1,5104	1,5104
1-A	18	8	14,5575	1/0		390	262,04	0,6719	2,1823
A-2	25	3	6,4368	1/0		390	160,92	0,4126	2,5949
A-3	8	3	6,4368	1/0		390	51,49	0,1320	2,3143
A-4	12	2	4,6750	1/0		390	56,10	0,1438	2,3261
0-B	21	14	24,2478	1/0		390	509,20	1,3057	1,3057
B-5	21	4	8,1563	1/0		390	171,28	0,4392	1,7448
B-6	25	10	17,7475	1/0		390	443,69	1,1377	2,4433
6-7	40	5	9,7793	1/0		390	391,17	1,0030	3,4463
7-8	25	1	2,8751	1/0		390	71,88	0,1843	3,6306

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-32
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V. No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 32
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC' - 5005

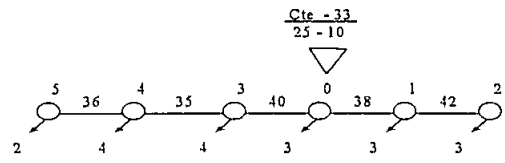
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	28	13	22,6523	2/0		470	634,26	1,3495	1,3495
1-2	35	10	17,7475	2/0		470	621,16	1,3216	2,6711
2-3	35	4	8,1563	2/0		470	285,47	0,6074	3,2785
0-4	28	14	24,2478	2/0		470	678,94	1,4445	1,4445
4-5	40	9	16,1724	2/0		470	646,90	1,3764	2,8209
5-6	33	3	6,4368	2/0		470	212,41	0,4519	3,2729

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-33
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 33
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

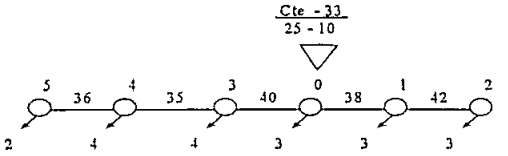
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	38	6	11,3491	1/0		390	431,27	1,1058	1,1058
1-2	42	3	6,4368	1/0		390	270,35	0,6932	1,7990
0-3	40	10	17,7475	1/0		390	709,90	1,8203	1,8203
3-4	35	6	11,3491	1/0		390	397,22	1,0185	2,8388
4-5	36	2	4,6750	1/0		390	168,30	0,4315	3,2703

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-33
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 33
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3.50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

ESQUEMA

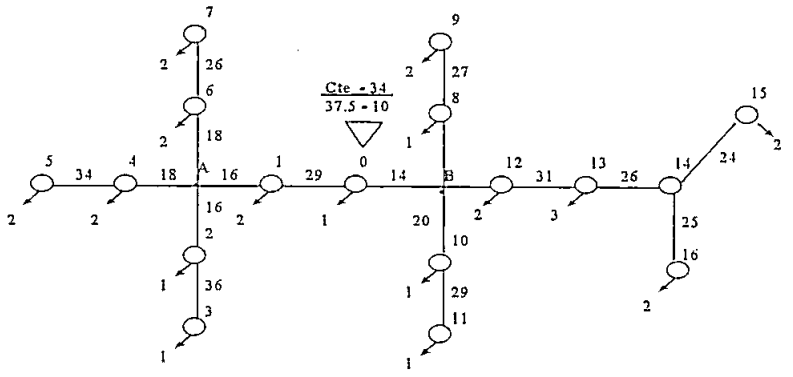


TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	38	6	11,3491	1/0		390	431,27	1,1058	1,1058
1-2	42	3	6,4368	1/0		390	270,35	0,6932	1,7990
0-3	40	10	17,7475	1/0		390	709,90	1,8203	1,8203
3-4	35	6	11,3491	1/0		390	397,22	1,0185	2,8388
4-5	36	2	4,6750	1/0		390	168,30	0,4315	3,2703

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-34
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 34
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

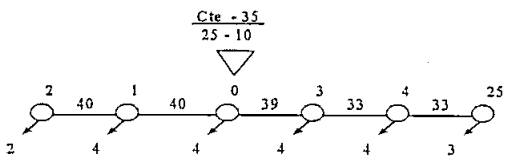
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	29	12	21,0373	1/0		390	610,08	1,5643	1,5643
1-A	16	10	17,7475	1/0		390	283,96	0,7281	2,2924
A-2	16	2	4,6750	1/0		390	74,80	0,1918	2,4842
2-3	36	1	2,8751	1/0		390	103,50	0,2654	2,7496
A-4	18	4	8,1563	1/0		390	146,81	0,3764	2,6689
4-5	34	2	4,6750	1/0		390	158,95	0,4076	3,0764
A-6	18	4	8,1563	1/0		390	146,81	0,3764	2,6689
6-7	26	2	4,6750	1/0		390	121,55	0,3117	2,9805
0-B	14	14	24,2478	1/0		390	339,47	0,8704	0,8704
B-8	19	3	6,4368	1/0		390	122,30	0,3136	1,1840
8-9	27	2	4,6750	1/0		390	126,23	0,3237	1,5077
B-10	20	2	4,6750	1/0		390	93,50	0,2397	1,1102
10-11	29	1	2,8751	1/0		390	83,38	0,2138	1,3240
B-12	10	9	16,1724	1/0		390	161,72	0,4147	1,2851
12-13	31	7	12,9011	1/0		390	399,93	1,0255	2,3106
13-14	26	4	8,1563	1/0		390	212,06	0,5438	2,8543
14-15	24	2	4,6750	1/0		390	112,20	0,2877	3,1420
14-16	25	2	4,6750	1/0		390	116,88	0,2997	3,1540

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-35
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 35
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC - 5005

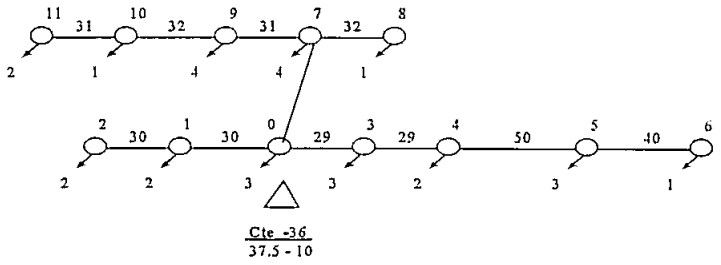
ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	40	6	11,3491	1/0		390	453,96	1,1640	1,1640
1-2	40	2	4,6750	1/0		390	187,00	0,4795	1,6435
0-3	39	11	19,4025	1/0		390	756,70	1,9403	1,9403
3-4	33	7	12,9011	1/0		390	425,74	1,0916	3,0319
4-5	33	3	6,4368	1/0		390	212,41	0,5447	3,5765

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	
PROYECTO : CIRCUITOS PROYECTADOS - SANGOLQUI	CENTRO TRANSFORMACION : CT-36
No. PROYECTO : 1	USUARIO TIPO : D
TIPO DE INSTALACION : AEREA	D M U p (KVA) : 2,8751
TENSION : 240/120 V No. FASES : 2	CIRCUITO No. : 36
LIMITE DE CAIDA DE TENSION : 3,50 %	MATERIAL DEL CONDUCTOR : AAAC' - 5005

ESQUEMA



TRAMO		NUMERO	DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
DE A	LONG.(m)	USUARIOS	KVA (d)	CALIBRE	KVA(LT)	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
0-1	30	4	8,1563	1/0		390	244,69	0,6274	0,6274
1-2	30	2	4,6750	1/0		390	140,25	0.3596	0,9870
0-3	29	9	16,1724	1/0		390	469,00	1,2026	1,2026
3-4	29	6	11,3491	1/0		390	329,12	0,8439	2,0465
4-5	50	4	8,1563	1/0		390	407,82	1,0457	3,0922
5-6	40	1	2,8751	1/0		390	115,00	0,2949	3,3870
0-7	18	12	21,0373	1/0		390	378,67	0,9710	0,9710
7-8	32	1	2,8751	1/0		390	92,00	0,2359	1,2069
7-9	31	7	12,9011	1/0		390	399,93	1,0255	1,9964
9-10	32	3	6,4368	1/0		390	205,98	0,5281	2,5246
10-11	31	2	4,6750	1/0		390	144,93	0,3716	2,8962

ANEXO III.2

OPERACION DEL CIRCUITO PRIMARIO

La operación de los circuitos primarios consiste en la secuencia de accionamiento de los dispositivos de seccionamiento y protección, *fundamentalmente para interconectar alimentadores entre sí y facilitar la desconexión de derivaciones de los circuitos principales.*

La zona en estudio tiene el siguiente esquema de operación y seccionamiento (ver gráfico adjunto):

La subestación San Rafael alimenta al Cantón Rumiñahui por medio de varios primarios en dos niveles de voltaje: a 13.2 KV. y a 22.8 KV.

A 13.2 KV., la subestación tiene una potencia nominal instalada de 10 MVA, con una demanda máxima de 6.4 MVA[27], esta demanda disminuyó a medida que ha cambiado el voltaje a 22.8 KV. en algunos sectores del cantón, este cambio previsto por la EEQSA se debe a que al voltaje existente de 13.2 KV. se lo considera de transición[1].

A 22.8 KV., la subestación tiene una potencia nominal instalada de 20 MVA, con una demanda máxima de 18.8 MVA[27], tiene mayor grado de cargabilidad, siendo el primario "A" el que toma mayor carga.

La subestaciones San Rafael y Sangolquí tiene un punto de interconexión a través del primario "A" San Rafael a 22.8 KV. y se debe a la necesidad de transferencia de carga a horas pico de demanda.

Los primarios están protegidos por un disyuntor y relés de protección contra cortocircuitos, de operación bajo carga, ubicado en la subestación, cada primario consta de un *circuito "troncal"*, llamado así por ser la red principal de alimentación; del circuito troncal se derivan circuitos hacia los diferentes centros de carga.

Para operar los circuitos troncales se instalan *interruptores* con seccionamiento de barras, con operación bajo carga, para facilitar la conducción en ambos sentidos de la corriente para el caso de darse una interconexión con otros primarios.

En los puntos de derivación existen reconectadores con operación bajo carga, *unidireccionales*; luego en las siguientes derivaciones del circuito seccionadores

unipolares que dependiendo de la carga que suministran poseen dispositivos de *extinción de arco* (hasta 50 A.), y luego mediante seccionadores portafusibles de accionamiento en vacío.

Para seccionar un determinado circuito, primero opera el reconectador o los seccionadores con extintor de arco dependiendo de la corriente circulante, seguidamente se desconectan los seccionadores de operación en vacío para aislar el circuito, luego se restablece el servicio al accionar el reconectador.

Los interruptores de las líneas troncales operan únicamente en caso de falla o para la interconexión con otros primarios.

El primario "A" a 22.8 KV., tiene dos circuitos troncales, el primero opera mediante el interruptor "Ushimana" No. I-140, que va hacia el sector de Pintag en donde se localiza otro interruptor No.I-151, que opera para sus zonas aledañas; y el segundo circuito mediante el interruptor "Betania" No.I-143, del que se deriva el circuito que alimenta a un gran sector de la ciudad de Sangolquí.

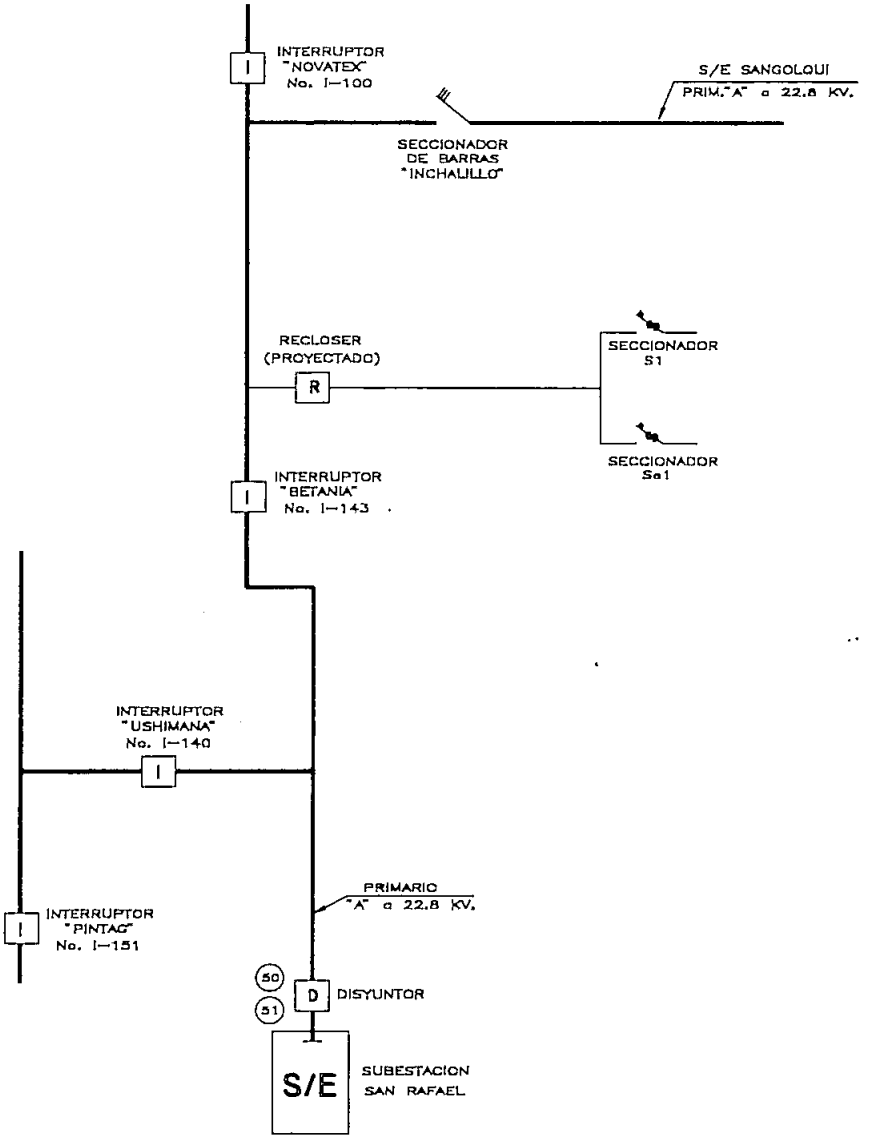
Este primario recorre hasta el seccionamiento de barras "Inchalillo" a través del cual se interconecta con el primario "A" a 22.8 KV. de la subestación Sangolquí.

Debido a que el sector en estudio presenta una carga considerable (3.1 MVA) es recomendable la instalación de un reconectador en la derivación del circuito troncal, anterior a los seccionadores Se1 y S1, previstos en las dos entradas de la red de alto voltaje proyectada, el reconectador debe localizarse en la derivación después del interruptor "Betania", como se indica en el gráfico adjunto.

ESQUEMA UNIFILAR

PRIM."A" A 22.8 KV. S/E SAN RAFAEL

CIRCUITO TRONCAL



ANEXO III.3

ANEXO III.3

PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LA RED PROYECTADA

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P1	H-11.5	Exist.	2RVA4/3PIN	RB4-4/2RB4-1			G4A	T1	
P2	H-11.5	Exist.	RVB1	RB1-4	A1*				
P3	H-11.5	Exist.	RVB1	RB1-4	A1*	MVT4		2T1	CP-01
P4	H-11.5	Exist.	RVB5/RVB4	RB1-4					Puente sin conexión
P5	H-11.5	Exist.	RVB1	RB4-4/RB4-1			G1B	T1	
P6	H-11.5	Exist.	RVB1	RB1-4					
P7	H-11.5	Exist.	RVB1	RB1-4/Trenz.					Cable trenzado
P8	H-11.5	Exist.	RVB1	RB1-4		MVT3		2T1	CT-01
P9	H-11.5	Exist.	RVB1	RB1-4					
P10	H-11.5	Exist.	RVB1	RB1-4		MVT3		2T1	CP-02
P11	H-11.5	Exist.	RVB3	RB4-4/RB4-1		MVR2	G5B	T1	Recloser
P12	H-11.5	Exist.	RVB1	RB4-5/RB4-1				T1	
P13	H-11.5	Exist.	RVB1	RB1-5		MVT4		2T1	CT-11
P14	H-11.5	Reub.	RVB1	RB1-5					
P15	H-11.5	Reub.	RVB1	RB1-5	A1*/RF				
P16	H-11.5	Nuevo	RVB1	RB1-5	A1*				
P17	H-11.5	Exist.	RVB1	RB1-5	A1*				
P18	H-11.5	Exist.	RVB1	RB4-5/RB4-1	A1*		G5B	T1	
P19	H-11.5	Exist.	RVA5	RB4-1		MVT3	G3A	2T1	CP-27
P20	H-11.5	Exist.	RVB1	RB4-1		MVT4	G3B	2T1	CP-05
P21	H-11.5	Exist.	RVB5	Trenz.	A1		G3A	T1	
P22	H-11.5	Nuevo	RVB1	RB4-5/RB4-1	A1*			T1	

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P23	H-11.5	Reub.	RVA1	RB1-5	A1*				
P24	H-11.5	Reub.	RVA4/RVA1	RB4-5/RB4-1	A1*		G1A	T1	
P25	H-11.5	Camb.	RVA1/RVA4	RB3-1/RB4-2	A1*		G1A		
P26	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-1/RB1-2	A1*				
P27	H-11.5	Exist.	RVA2	RB1-1/RB1-2	A1*		G3A		
P28	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-1/RB1-2	A1*				
P29	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-1/RB1-2	A1*				
P30	H-11.5	Exist.	4RVA4/6PIN	RB4-5/2RB3-1	A1*		G3D	T1	Dos voltajes en A.V.
P31	H-11.5	Camb.	RVA2/RVA1*	RB1-4/RB4-1	A1*	MVT3		2T1	CT-02
P32	H-11.5	Camb.	RVA4/RVA1	RB4-4/RB4-1	A1		G2	T1	
P33	H-11.5	Camb.	RVB1	RB1-4	A1/RF				
P34	H-11.5	Nuevo	RVB1	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-03
P35	H-11.5	Nuevo	RVB4/RVU4-V	RB1-4	A1	MVT4	G1A	2T1	CP-06
P36	H-11.5	Nuevo	RVU1-V	RB1-4	A1				
P37	H-11.5	Nuevo	RVU1-V	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P38	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1				
P39	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-04
P40	H-10.0	Exist.	RVU1-C	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P41	H-10.0	Exist.	RVU1-C	RB1-4	A1				
P42	H-11.5	Camb.	RVU4	RB1-4	A1		G1A		
P43	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1				
P44	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-10
P45	H-11.5	Camb.	RVA1	RB1-4	A1*/RF				
P46	H-11.5	Camb.	RVA2	RB1-4/RB4-1	A1*		G3D		
P47	H-11.5	Nuevo	RVU5	RB3-4/RB4-1	A1		G2		

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P48	H-11.5	Nuevo	RVU5	RB1-4	A1	MVT3	G3A	2T1	CT-05
P49	H-11.5	Nuevo	RVA3	RB1-4	A1*	MVF2			Seccionador S9
P50	H-11.5	Reub.	RVA2	RB4-4/RB4-1	A1*		G1B	T1	
P51	H-11.5	Exist.	RVA2	RB4-5/RB4-1	A1*		G1B	T1	
P52	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1*				
P53	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1*				
P54	H-11.5	Reub.	RVA3	RB3-4	A1	MVF2	G1A/G3B		Seccionador Se1(reub)
P55	H-11.5	Exist.	RVA3	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P56	H-11.5	Exist.	RVU5	RB1-4	A1*		G3A		
P57	H-11.5	Exist.	RVU5	RB1-4	A1*	MVT3	G3A	2T1	CT-08
P58	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P59	H-11.5	Exist.	RVA2	RB1-4	A1	MVT4		2T1	CP-09, en repisa
P60	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-06
P61	H-11.5	Camb.	RVA1	RB1-4	A1/RF				
P62	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P63	H-10.0	Exist.	RVA4-C/3PIN	RB1-4	A1	MVT4		2T1	CP-08
P64	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4			G1A		
P65	H-11.5	Camb.	RVB4	RB1-4	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-09
P66	H-11.5	Camb.	RVB1	RB1-4	A1/RF				
P67	H-10.0	Exist.	RVB1-C	RB1-4	A1				
P68	H-11.5	Camb.	RVB4	RB4-4	A1		G2	T1	
P69	H-10.0	Reub.	RVA1-C	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P70	H-10.0	Exist.	RVA1-C	RB1-4	A1	MVT4		2T1	CP-07
P71	H-10.0	Exist.	RVA5-C	RB1-4	A1		G1A		
P72	H-11.5	Camb.	RVA5/RVU4	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P73	H-11.5	Camb.	RVU1	RB1-4	A1				
P74	H-11.5	Camb.	RVU4	RB1-4	A1		G1A		
P75	H-11.5	Camb.	RVU4	RB4-4	A1		G2	T1	
P76	H-11.5	Camb.	RVU1	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-13
P77	H-11.5	Camb.	RVU1	RB1-4	A1/RF				
P78	H-11.5	Camb.	RVU1	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P79	H-11.5	Camb.	RVU1	RB4-4/RB4-1	A1				
P80	H-11.5	Camb.	RVU4	RB1-4	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-14
P81	H-11.5	Exist.	RVA3	RB1-5	A1*/RF	MVF2			Seccionador S10
P82	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1*	MVT4		2T1	CT-07
P83	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5					
P84	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1*				
P85	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1*				
P86	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-5/RB4-1	A1*	MVF2	G1B	T1	Cámara/transf.CP-10
P87	H-11.5	Reub.	RVA2	RB4-4/RB4-1	A1*		G3A/G1B	T1	
P88	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				
P89	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				
P90	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				
P91	H-11.5	Camb.	RVA4	RB1-4	A1*		G4B/G1A		
P92	H-11.5	Exist.	RVA4	RB4-4	A1*		G2		
P93	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-15
P94	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1/RF				
P95	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1				
P96	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1				
P97	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P98	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1				
P99	H-11.5	Exist.	RVA4/3PIN	RB4-4		MVT4		2T1	CP-12
P100	H-11.5	Exist.	RVA1						
P101	H-11.5	Exist.	RVA1			MVT4		2T1	CP-13
P102	H-11.5	Exist.	RVA1				G2		
P103	H-11.5	Nuevo	RVA1	RB1-3	A1				
P104	H-11.5	Exist.	RVA4/3PIN	RB4-3	A1	MVT4	G1A	2T1	CP-14
P105	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-2					
P106	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-3	A1				
P107	H-11.5	Exist.	RVA1/RVA1*	RB4-3/RB4-1	A1		G1B		
P108	H-11.5	Exist.	RVA4/RVA5	RB1-3	A1*		G1A/G3A		
P109	H-11.5	Exist.	RVA5	RB1-3	A1*	MVT4	G1A	2T1	CP-11
P110	H-11.5	Exist.	RVA1*/RVA4*	RB1-3/RB4-1	A1*		G1A		
P111	H-11.5	Exist.	RVA1*	RB1-3	A1*				
P112	H-11.5	Exist.	RVA1*	RB1-3	A1*/RF				
P113	H-11.5	Exist.	RVA1*	RB1-3	A1*				
P114	H-11.5	Exist.	RVA4*	RB1-3	A1*	MVT3	G1A	2T1	CT-42
P115	H-11.5	Camb.	RVA1	RB1-5	A1				
P116	H-11.5	Exist.	RVA2	RB1-5	A1				
P117	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1/RF				
P118	H-11.5	Nuevo	RVA1	RB1-5		MVT4		2T1	CT-19
P119	H-11.5	Nuevo	RVA1	RB1-5	A1				
P120	H-11.5	Exist.	RVA4	RB1-5	A1		G1A		
P121	H-11.5	Camb.	RVA1	RB4-5/RB4-1	A1		G1A/G5B	T1	
P122	H-11.5	Camb.	RVA1	RB4-5/RB4-1	A1/RF		G1A	T1	

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P123	H-11.5	Camb.	RVA4/3PIN	RB1-5	A1	MVT4		2T1	CT-20
P124	H-11.5	Nuevo	RVA1	RB1-5			G1A		
P125	H-11.5	Exist.	RVA4/RVA1	RB4-5/RB4-1	A1		G2	T1	
P126	H-11.5	Exist.	RVA4/RVA1	RB4-5/RB4-1	A1		G2	T1	
P127	H-11.5	Camb.	RVA5	RB1-5	A1/RF				
P128	H-11.5	Camb.	RVA1	RB1-5	A1	MVT4		2T1	CT-18
P129	H-11.5	Nuevo	RVA5	RB1-5					
P130	H-11.5	Exist.	RVA4/RVU5	RB4-5/RB4-1	A1		G1A/G5B	T1	
P131	H-11.5	Camb.	RVU1	RB4-4/RB4-1	A1			T1	
P132	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-16
P133	H-11.5	Camb.	RVU5*	Trenz.	A1		G2	T1	
P134	H-10.0	Exist.	RVU1*	Trenz.	A1				
P135	H-10.0	Reub.	RVU1*	Trenz.	A1			T1	
P136	H-11.5	Camb.	RVU1*	Trenz.	A1				
P137	H-11.5	Camb.	RVU5*	Trenz.		MVT3	G1A	2T1	CT-17
P138	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-4/RB4-1	A1*		G1B	T1	
P139	H-11.5	Exist.	RVA2	RB1-4	A1*		GED		
P140	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				
P141	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				
P142	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-4/RB4-1	A1*	MVT3	G1B/G3B	2T1	CP-15
P143	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-4/RB4-1	A1*		G1B	T1	
P144	H-10.0	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				
P145	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				
P146	H-11.5	Exist.	RVA1	RB3-4	A1*				
P147	H-11.5	Exist.	RVA1	RB3-4	A1		G1B		

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P148	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-38
P149	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-5	A1*				
P150	H-11.5	Exist.	RVU5	RB1-5	A1*	MVT3		2T1	CP-17
P151	H-11.5	Camb.	RVA3	RB4-4/RB4-1	A1	MVF2	G2	T1	Seccionador S8
P152	H-10.0	Exist.	RVA1	RB1-4	A1/RF				
P153	H-11.5	Camb.	RVA4	RB1-4	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-25
P154	H-11.5	Camb.	RVA4*	RB4-4	A1		G1A/G5B	T1	
P155	H-10.0	Exist.	RVA1*-C	RB1-4	A1/RF				
P156	H-10.0	Exist.	RVA1*-C	RB1-4	A1				
P157	H-10.0	Exist.	RVA1*-C	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P158	H-11.5	Exist.	RVA4*/RVU5	RB1-1		MVT3		2T1	CP-16
P159	H-11.5	Camb.	RCU1	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P160	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1		G1A		
P161	H-11.5	Camb.	RVU4	RB4-5/RB4-4	A1		G1A		
P162	H-11.5	Camb.	RVU1	RB1-4	A1				
P163	H-11.5	Camb.	RVU4	RB1-4	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-21
P164	H-11.5	Camb.	RVU1*	RB4-4/RB4-1	A1		G5B	T1	
P165	H-11.5	Camb.	RVU1*	RB4-4/RB4-1	A1			T1	
P166	H-11.5	Exist.	RVU1*	RB1-4	A1				
P167	H-11.5	Exist.	RVU4	RB1-4	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-22
P168	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				
P169	H-11.5	Exist.	RVA1	RB3-4	A1*				
P170	H-11.5	Camb.	RVA4	RB3-4	A1		G1A/G1B		
P171	H-11.5	Camb.	RVA3	RB3-5/RB4-1	A1	MVF2	G2		Seccionador S7
P172	H-10.0	Exist.	RVA1-C	RB1-5	A1				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P173	H-10.0	Exist.	RVA1-C	RB1-5		MVT4		2T1	CT-26
P174	H-10.0	Exist.	RVA1-C	RB1-5	A1				
P175	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1/RF				
P176	H-11.5	Exist.	RVA4/3PIN	RB1-5		MVT4		2T1	CP-18
P177	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1		G1A		
P178	H-11.5	Camb.	RVU4	RB4-5	A1				
P179	H-10.0	Exist.	RVU1	RB4-5/RB4-1	A1		G5B		
P180	H-10.0	Exist.	RVU1	RB4-4/RB4-1	A1				
P181	H-11.5	Camb.	RVU4	RB4-4	A1		G2		
P182	H-11.5	Camb.	RVU4	RB1-4	A1/RF		G1A		
P183	H-11.5	Camb.	RVU1	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-27
P184	H-10.0	Camb.	RVU1-C	RB1-4	A1				
P185	H-10.0	Camb.	RVU1-C	RB4-4/RB4-1	A1		G5B	T1	
P186	H-10.0	Camb.	RVU1-C	RB4-4/RB4-1	A1			T1	
P187	H-11.5	Camb.	RVU5	RB4-4/Trenz.	A1		G1A		
P188	H-11.5	Camb.	RVU5	RB4-4/Trenz.	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-24
P189	H-10.0	Camb.	RVU1-C	RB1-4	A1/RF				
P190	H-10.0	Camb.	RVU1-C	RB1-4	A1				
P191	H-11.5	Camb.	RVU3	RB4-4/RB4-1	A1		2G3B		
P192	H-11.5	Camb.	RVU2	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P193	H-11.5	Camb.	2RVU4	RB3-4	A1		G2/G3D		
P194	H-10.0	Camb.	RVU1	RB1-4	A1				
P195	H-10.0	Camb.	RVU1	RB1-4	A1/RF				
P196	H-11.5	Camb.	RVU4	RB1-4	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-23
P197	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P198	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-4/RB4-1	A1*		G1B	T1	
P199	H-11.5	Exist.	RVA3	RB4-5/RB4-1	A1*	MVT3	G2	2T1	CP-19
P200	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1*				
P201	H-11.5	Exist.	RVA1*	RB4-4/RB4-1	A1		G1B	T1	
P202	H-11.5	Exist.	RVA1*	RB1-4	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-39
P203	H-11.5	Exist.	RVA5*/RVU4	RB4-4/RB4-1	A1	MVF1	G2	T1	Seccionador S6
P204	H-10.0	Exist.	RVU1	RB1-4	A1/RF				
P205	H-11.5	Camb.	RVU4	RB1-4	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-28
P206	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1*				
P207	H-11.5	Exist.	RVA1	RB3-5	A1*				
P208	H-11.5	Exist.	RVA1	RB3-5	A1		G1B		
P209	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5		MVT4		2T1	CT-40
P210	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1				
P211	H-11.5	Exist.	RVA3	RB3-4	A1	MVF2	G1B		Seccionador S5
P212	H-10.0	Exist.	RVA1	RB1-4	A1				
P213	H-10.0	Exist.	RVA1	RB1-4	A1				
P214	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-29
P215	H-11.5	Exist.	RVA4/3PIN	RB1-4	A1	MVT4		2T1	CP-20
P216	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1		G1A		
P217	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-5	A1*				
P218	H-11.5	Exist.	RVA1	RB3-5	A1*				
P219	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-5/RB4-1	A1*		G5B	T1	
P220	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-4/RB4-1	A1*			T1	
P221	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				
P222	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P223	H-11.5	Exist.	RVA4	RB4-4/RB4-1	A1		G1A	T1	
P224	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1*				
P225	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1*	MVT3		2T1	CT-33
P226	H-11.5	Exist.	RVA4/3PIN	RB1-1		MVT4		2T1	CP-21
P227	H-11.5	Exist.	RVA1/RVU4	RB4-4/RB4-1	A1		G1B		
P228	H-11.5	Nuevo	RVU3	RB1-4	A1	MVF1			Seccionador S4
P229	H-11.5	Camb.	2RVU4	RB4-4	A1		G5B		
P230	H-10.0	Exist.	RVU1	RB1-4	A1/RF				
P231	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1				
P232	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-31
P233	H-10.0	Camb.	RVU1	2RB4-4	A1			T1	
P234	H-10.0	Exist.	RVU1	RB1-4	A1/RF				
P235	H-11.5	Exist.	RVU4	RB4-4/RB4-1	A1		G5B/G1A		
P236	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1*				
P237	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-30
P238	H-11.5	Exist.	RVA1	2RB4-4	A1*			T1	
P239	H-11.5	Exist.	RVA5/RVA1*	RB1-4	A1*		G3A		
P240	H-11.5	Camb.	RVA5/RVA4	RB4-4/RB4-1	A1	MVF2	G2	T1	Seccionador S3
P241	H-10.0	Exist.	RVA1-C	RB1-4	A1				
P242	H-10.0	Exist.	RVA1-C	RB1-4	A1				
P243	H-11.5	Exist.	RVA4/3PIN	RB4-4/RB4-1		MVT4	G2	2T1	CP-22
P244	H-11.5	Exist.	RVA1	RB3-1	A1				
P245	H-11.5	Nuevo	RVU5	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-32
P246	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*				
P247	H-11.5	Exist.	RVA1	RB3-4	A1*				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P248	H-11.5	Exist.	RVA2	RB3-4	A1/RF		G1B		
P249	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-41
P250	H-11.5	Reub.	RVA5	RB4-4/RB4-1	A1*		G1A/G1B	T1	
P251	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-1		MVT4		2T1	CP-23
P252	H-11.5	Exist.	RVA5	RB4-4/RB4-1	A1*		G1A		
P253	H-11.5	Camb.	RVA4/RVU4	RB4-4/RB4-1	A1	MVF1	G2	T1	Seccionador S2
P254	H-10.0	Exist.	RVU1-C	RB1-4	A1				
P255	H-11.5	Camb.	RVU4	RB1-4	A1		G1A		
P256	H-11.5	Exist.	RVU5	RB1-4	A1/RF				
P257	H-11.5	Exist.	RVU5	RB1-4	A1	MVT3		2T1	CT-34
P258	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-4/RB4-1	A1*		G1B	T1	
P259	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-1	A1*	MVT4	G3B		CP-24
P260	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-4/RB4-1					
P261	H-11.5	Reub.	RVA1	RB1-4	A1*				
P262	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-4	A1*	MVT3		2T1	CT-36
P263	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*/RF				
P264	H-11.5	Nuevo	RVA1	RB1-4	A1*				
P265	H-11.5	Exist.	RVA4	RB4-4/RB4-1	A1*		G3D	T1	
P266	H-11.5	Exist.	RVA1	RB4-1					
P267	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1*	MVT3		2T1	CP-25
P268	H-11.5	Exist.	RVA2/RVA5*	RB4-4/RB3-1	A1*		G2/G3A	T1	
P269	H-11.5	Exist.	RVA3	RB3-1		MVF2	2G1A		Seccionador S1
P270	H-11.5	Exist.	RVA5/RVA1*	RB3-1			G3A		
P271	H-11.5	Exist.	RVA5/RVA1*	RB4-4/RB3-1	A1		G2	T1	
P272	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
P273	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4		MVT4		2T1	CP-26
P274	H-11.5	Exist.	RVA5	RB1-4	A1/RF				
P275	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4	A1	MVT3	G1A	2T1	CT-35
P276	H-11.5	Exist.	RVA4	RB4-4	A1		G2	T1	
P277	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4		MVT4		2T1	CP-03
P278	H-11.5	Exist.	RVA1	RB1-4	A1				
P279	H-11.5	Exist.	RVA3/RVA5	RB3-4	A1		G4A/G4D		
P280	H-11.5	Camb:	RVA5	RB4-4	A1	MVT3		2T1	CT-12
P281	H-11.5	Camb.	RVB1*	RB1-4	A1/RF				
P282	H-11.5	Camb.	RVB4*/RVU5	RB1-4	A1	MVT3	G1A/G3B	2T1	CP-04
P283	H-11.5	Camb.	RVU5	RB4-1		MVT3		2T1	CT-37
P284	H-11.5	Camb.	RVU4	RB1-4	A1		G1A		
P285	H-11.5	Camb.	RVU5	RB1-4/RB4-1	A1				
p1	H-9.0	Exist.		Trenz.					
p2	H-9.0	Exist.		Trenz.					
p3	H-9.0	Exist.		RB1-4	A1				
p4	H-9.0	Reub.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p5	H-9.0	Exist.		RB4-4/Trenz.	A1				
p6	H-9.0	Exist.		Trenz.					
p7	H-9.0	Exist.		Trenz.					
p8	H-9.0	Exist.		Trenz.				T1	
p9	H-8.5	Reub.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p10	H-9.0	Camb.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p11	H-9.0	Exist.		RB1-4	A1				
p12	H-9.0	Camb.		RB4-4	A1		G1B	T1	

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
p13	H-9.0	Exist.		RB1-4	A1				
p14	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p15	H-10.0	Exist.		RB1-4	A1				
p16	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p17	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1/RF				
p18	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1				
p19	H-8.5	Reub.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p20	H-9.0	Camb.		RB3-4	A1		G1B		
p21	H-9.0	Camb.		RB1-4	A1				
p22	H-9.0	Camb.		RB3-4	A1		2G3B		
p23	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p24	H-11.5	Exist.		RB1-4	A1*				
p25	H-11.5	Exist.		RB4-4/RB4-2	A1*		G1B	T1	
p26	H-11.5	Exist.		RB1-4	A1*				
p27	H-11.5	Exist.		RB1-4	A1*				
p28	H-11.5	Exist.		RB4-4	A1*		G1B	T1	
p29	H-8.5	Nuevo		RB4-4			G3B		
p30	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p31	H-8.5	Exist.		RB3-4	A1		G3B/G1B		
p32	H-10.0	Exist.		RB1-4	A1				
p33	H-9.0	Camb.		RB1-4	A1				
p34	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p35	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p36	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1				
p37	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
p13	H-9.0	Exist.		RB1-4	A1				
p14	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p15	H-10.0	Exist.		RB1-4	A1				
p16	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p17	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1/RF				
p18	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1				
p19	H-8.5	Reub.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p20	H-9.0	Camb.		RB3-4	A1		G1B		
p21	H-9.0	Camb.		RB1-4	A1				
p22	H-9.0	Camb.		RB3-4	A1		2G3B		
p23	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p24	H-11.5	Exist.		RB1-4	A1*				
p25	H-11.5	Exist.		RB4-4/RB4-2	A1*		G1B	T1	
p26	H-11.5	Exist.		RB1-4	A1*				
p27	H-11.5	Exist.		RB1-4	A1*				
p28	H-11.5	Exist.		RB4-4	A1*		G1B	T1	
p29	H-8.5	Nuevo		RB4-4			G3B		
p30	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p31	H-8.5	Exist.		RB3-4	A1		G3B/G1B		
p32	H-10.0	Exist.		RB1-4	A1				
p33	H-9.0	Camb.		RB1-4	A1				
p34	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p35	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p36	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1				
p37	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
p38	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p39	H-8.5	Nuevo		RB4-4	A1		G1B	T1	
p40	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p41	H-8.5	Reub.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p42	H-8.5	Exist.		RB4-4/Trenz.	A1		G1B		
p43	H-8.5	Nuevo		Trenz.	A1				
p44	H-8.5	Nuevo		Trenz.	A1			T1	
p45	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p46	H-9.0	Exist.		RB3-4	A1		G1B/G3B		
p47	H-9.0	Exist.		RB1-4	A1				
p48	H-9.0	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p49	H-9.0	Camb.		RB4-5	A1		G1B	T1	
p50	H-8.5	Exist.		RB4-5	A1		G5B	T1	
p51	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1				
p52	H-9.0	Exist.		RB1-5	A1				
p53	H-9.0	Camb.		RB1-5	A1				
p54	H-9.0	Exist.		RB4-5	A1		G1B	T1	
p55	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1				
p56	H-8.5	Exist.		RB4-5	A1		G5B	T1	
p57	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1				
p58	H-8.5	Exist.		RB4-5	A1		G1B	T1	
p59	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1				
p60	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1				
p61	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1				
p62	H-8.5	Exist.		RB4-5	A1		G1B	T1	

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
p63	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1				
p64	H-8.5	Exist.		RB4-5	A1			T1	
p65	H-8.5	Nuevo		RB4-5	A1		G1B	T1	
p66	H-8.5	Reub.		RB4-5/Trenz.	A1		G1B		
p67	H-8.5	Nuevo		Trenz.	A1			T1	
p68	H-9.0	Exist.		RB4-4/Trenz.	A1		G1B		
p69	H-8.5	Nuevo		Trenz.	A1				
p70	H-8.5	Nuevo		Trenz.	A1			T1	
p71	H-9.0	Exist.		Trenz.	A1				
p72	H-9.0	Exist.		Trenz.	A1			T1	
p73	H-8.5	Nuevo		Trenz.	A1			T1	
p74	H-8.5	Reub.		Trenz.	A1				
p75	H-8.5	Exist.		Trenz.	A1			T1	
p76	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1*				
p77	H-9.0	Exist.		RB4-5.	A1*		G1B	T1	
p78	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p79	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G5B	T1	
p80	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G5B	T1	
p81	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p82	H-9.0	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p83	H-8.5	Nuevo		RB4-4	A1			T1	
p84	H-8.5	Nuevo		RB4-4	A1			T1	
p85	H-8.5	Reub.		RB4-4/Trenz.	A1		G1B		
p86	H-9.0	Exist.		RB1-4	A1				
p87	H-9.0	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
p88	H-8.5	Exist.		RB3-5	A1*				
p89	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1*				
p90	H-8.5	Reub.		RB4-5	A1*		G1B	T1	
p91	H-8.5	Camb.		RB4-5	A1			T1	
p92	H-8.5	Exist.		RB4-5	A1		G5B	T1	
p93	H-8.5	Exist.		RB4-5	A1		G1B		
p94	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p95	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1			T1	
p96	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G5B	T1	
p97	H-8.5	Exist.		Trenz.	A1				
p98	H-8.5	Exist.		RB4-4/Trenz.	A1		G1B	T1	
p99	H-8.5	Exist.		RB4-4/Trenz.	A1		G1B		
p100	H-8.5	Nuevo		Trenz.	A1			T1	
p101	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p102	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p103	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1				
p104	H-8.5	Reub.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p105	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1*		G5B	T1	
p106	H-8.5	Exist.		RB3-4	A1*				
p107	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1*		G1B	T1	
p108	H-9.0	Exist.		RB1-4	A1				
p109	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1			T1	
p110	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G5B	T1	
p111	H-8.5	Camb.		RB1-4	A1				
p112	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
p113	H-8.5	Reub.		RB4-4	A1		G3B	T1	
p114	H-8.5	Exist.		RB3-4	A1*				
p115	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1*		G5B	T1	
p116	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G5B		
p117	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1				
p118	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G3B		
p119	H-8.5	Reub.		RB4-4	A1				
p120	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p121	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G3B	T1	
p122	H-9.0	Exist.		RB1-4	A1*				
p123	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1*				
p124	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1*				
p125	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1*			T1	
p126	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1*				
p127	H-8.5	Nuevo		RB1-4	A1*				
p128	H-10.0	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p129	H-8.5	Nuevo		RB4-4	A1		G1B	T1	
p130	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p131	H-8.5	Reub.		RB4-4			G3B		
p132	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G5B	T1	
p133	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G5B		
p134	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p135	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p136	H-8.5	Exist.		RB4-4			G1B		
p137	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1			T1	

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
p138	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1			T1	
p139	H-8.5	Exist.		RB3-5	A1		G1B		
p140	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1				
p141	H-8.5	Exist.		RB4-5	A1		G1B	T1	
p142	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1				
p143	H-8.5	Exist.		RB1-5	A1				
p144	H-9.0	Exist.		RB1-4	A1				
p145	H-8.5	Nuevo		RB1-4	A1				
p146	H-8.5	Camb.		RB4-4	A1			T1	
p147	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p148	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1			T1	
p149	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1				
p150	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1				
p151	H-8.5	Reub.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p152	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p153	H-8.5	Camb.		RB1-4	A1				
p154	H-8.5	Camb.		RB4-4	A1		G3B		
p155	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B		
p156	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1				
p157	H-8.5	Nuevo		RB4-4	A1		G1B	T1	
p158	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1*				
p159	H-8.5	Camb.		RB1-4	A1*				
p160	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1*				
p161	H-8.5	Reub.		RB1-4	A1*				
p162	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1*				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
p163	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p164	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p165	H-8.5	Exist.		RB4-4			G1B		
p166	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G1B		
p167	H-8.5	Exist.		RB1-4	A1				
p168	H-8.5	Exist.		RB4-4	A1		G3B	T1	
p169	H-8.5	Reub.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p170	H-9.0	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p171	H-10.0	Exist.		RB4-4	A1		G1B	T1	
p172	H-10.0	Exist.		RB4-4	A1				
p173	H-10.0	Exist.		RB4-4	A1		G5B		
p174	H-10.0	Exist.		RB4-4	A1				
p175	H-10.0	Exist.		RB4-4	A1				
Trz.1	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.2	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.3	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.4	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.5	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.6	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.7	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.8	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.9	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.10	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.11	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.12	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
Trz.13	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.14	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.15	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.16	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.17	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.18	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.19	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.20	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.21	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.22	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.23	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Trz.24	Pared			Trenz.	A1				Sujeción a pared.
Pa1	H11.5	Exist.		RB4-2	2A1*				
Pa2	H11.5	Exist.		RB1-2	2A1*				
Pa3	H11.5	Exist.		RB1-2	2A1*				
Pa4	H11.5	Exist.		RB1-2	2A1*				
Pa5	H11.5	Exist.		RB1-2	2A1*				
Pa6	H11.5	Exist.		RB1-2	2A1*				
Pa7	H11.5	Exist.		RB4-2	2A1*				
Pa8	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa9	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa10	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa11	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa12	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa13	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
Pa14	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa15	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa16	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa17	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa18	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa19	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa20	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa21	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa22	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa23	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa24	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa25	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa26	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa27	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa28	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa29	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*				
Pa30	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*		G1B		
Pa31	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa32	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa33	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa34	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa35	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa36	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa37	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa38	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				

POSTE			ESTRUCTURA TIPO			MONTAJE	TENSOR	PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	DESC.	AT	BT	AP	TIPO	TIPO	TIERRA	
Pa39	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa40	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa41	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa42	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa43	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa44	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa45	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*		G1B		
Pa46	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*		G1B		
Pa47	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa48	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa49	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa50	H11.5	Nuevo		RB1-2	A1*				
Pa51	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa52	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa53	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa54	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa55	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa56	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa57	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa58	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa59	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*		G1B		
Pa60	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*		G1B		
Pa61	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa62	H11.5	Exist.		RB1-2	A1*				
Pa63	H11.5	Exist.		RB4-2	A1*		G1B		

ANEXO III.4

LISTA Y ESPECIFICACION DE MATERIALES Y EQUIPOS DE LA RED PROYECTADA

ITEM	D E S C R I P C I O N	CANT.	UNID.
	PARTIDA A : TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION		
A-001	Transformador monofásico clase distribución, sumergido en aceite, autorefrigerado, tipo convencional, apropiado para instalación a la intemperie a 3.000 msnm. Potencia nominal en régimen continuo : 25 KVA, con una temperatura ambiente de 30° C. y un sobrecalentamiento de 65° C, medido por resistencia. Voltaje nominal primario : 22860GRDY/13200 V. Voltaje nominal secundario : 240 / 120 V. Número de bushings: 1 (en A.T.). Derivaciones en el lado primario - 4x2.5% de la relación de transformación, para conmutación sin carga, con el conmutador localizado exteriormente. Impedancia máxima a régimen continuo: 4% sobre la base de sus KVA nominales. Frecuencia 60 Hz. Clase de aislamiento lado primario: 24 KV, BIL 125 KV. Clase de aislamiento lado secundario: 1.2 KV, BIL 30 KV. Se suminuistrará con los siguientes accesorios como mínimo: indicador de nivel de aceite, válvula de drenaje, conector para derivación a tierra de tanque, placa de características y dispositivos de elevación. Deberá satisfacer disposiciones de las Normas ANSI C - 57 - 12 - 20.	8	c/u
A-002	Transformador monofásico similar al del item A-001, pero de 37.5 KVA.	11	c/u
A-003	Transformador monofásico similar al del item A-001, pero de 50.0 KVA.	2	c/u
A-004	Transformador trifásico, clase distribución, sumergido en aceite, autorefrigerado, tipo convencional, apropiado para la instalación a la intemperie a 3000 msnm. Potencia nominal en régimen continuo: 50.0 KVA, con una temperatura ambiente de 30 grd. C y un sobrecalentamiento de 65 grd. C medido por resistencia. Voltaje nominal primario : 22860 V. Voltaje nominal secundario : 210/121 V.	2	c/u

ITEM	D E S C R I P C I O N	CANT.	UNID.
	Conexión lado primario : delta. Conexión laso secundario : estrella, con el neutro sacado al exterior. Desplazamiento angular primario-secundario 150 grados, grupo de conexión Dyn5 según IEC. Derivaciones en el lado primario +/- 2x2.5 % de la relación de transformación, para conmutación sin carga, con el conmutador localizado exteriormente. Impedancia máxima a régimen continuo: 4% sobre la base de sus KVA nominales. Frecuencia 60 Hz. Clase aislamiento lado primario: 24 KV, BIL 150 KV. Clase de aislamiento lado secundario: 1,2 KV, BIL 30 KV. Se suministrará con los siguientes accesorios, como mínimo: indicador de nivel de aceite, vávula de drenaje, conector para derivación a tierra del tanque, placa de características y dispositivos de elevación. Deberá satisfacer disposiciones de Normas ANSI C - 57 - 12 - 20.		
A-005	Transformador monofásico similar al del item A-004, pero de 75.0 KVA.	1	c/u
A-006	Transformador monofásico similar al del item A-004, pero conmutable en el lado primario para 22860 y 13200 V.	1	c/u
	PARTIDA B : EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO		
B-001	Pararrayos tipo autoválvula, clase distribución, adecuado para una tensión de servicio de 22.8 KV. Tensión nominal : 18.0 KV. Máxima tensión de descarga para una onda de corriente de 8 x 20 microsegundos : 59 KV. para 5 KA. y 66 KV. para 10 KA. Completo con accesorios de soporte para montaje en cruceta de hierro ángulo y adecuado para operación a 3.000 msnm. Los detalles de fabricación y diseño deben satisfacer las Normas ANSI C - 62.1.	40	c/u
B-002	Seccionador fusible unipolar, tipo abierto, adecuado para una tensión de servicio de 22,8 KV, Tensión máxima de diseño : 15 / 27 KV. Capacidad nominal : 100 A. Capacidad de interrupción simétrica : 5.600 A. Capacidad de interrupción asimétrica : 8.000 A. BIL : 95 KV. Completo con tubo porta fusible y accesorios de soporte para montaje en cruceta de hierro ángulo. Los detalles de fabricación y diseño deben cumplir con las exigencias de las Normas ANSI C - 37.41 y C - 37.42.	43	c/u
B-003	Tirafusible para Alta Tensión, cabeza removible, tipo "H", según designación E. E. I. NEMA, de 2 A. nominales.	13	c/u
B-004	Tirafusible para Alta Tensión, cabeza removible, tipo "H", según designación E. E. I. NEMA, de 3 A. nominales.	42	c/u
B-005	Tirafusible para Alta Tensión, cabeza removible, tipo "H", según designación E. E. I. NEMA, de 5 A. nominales.	29	c/u
B-006	Tirafusible para Alta Tensión, cabeza removible, tipo "K", según designación E. E. I. NEMA, de 6 A. nominales.	22	c/u

ITEM	D E S C R I P C I O N	CANT.	UNID.
B-007	Tirafusible para Alta Tensión, cabeza removible, tipo "K", según designación E. E. I. NEMA, de 8 A. nominales.	6	c/u
B-008	Tirafusible para Alta Tensión, cabeza removible, tipo "K", según designación E. E. I. NEMA, de 10 A. nominales.	20	c/u
B-009	Tirafusible para Alta Tensión, cabeza removible, tipo "K", según designación E. E. I. NEMA, de 12 A. nominales.	7	c/u
B-010	Tirafusible para Alta Tensión, cabeza removible, tipo "K", según designación E. E. I. NEMA, de 25 A. nominales.	3	c/u
B-011	Tirafusible para Alta Tensión, cabeza removible, tipo "K", según designación E. E. I. NEMA, de 65 A. nominales.	6	c/u
B-012	Cartucho fusible para Baja Tensión, tipo NH1, alta capacidad de ruptura, con un mínimo de 100 KA., 500 V., 80 A., de corriente nominal, tamaño 1.	18	c/u
B-013	Cartucho fusible para Baja Tensión, tipo NH1, alta capacidad de ruptura, con un mínimo de 100 KA., 500 V., 100 A., de corriente nominal, tamaño 1.	6	c/u
B-014	Cartucho fusible para Baja Tensión, tipo NH1, alta capacidad de ruptura, con un mínimo de 100 KA., 500 V., 125 A., de corriente nominal, tamaño 1.	30	c/u
B-015	Cartucho fusible para Baja Tensión, tipo NH1, alta capacidad de ruptura, con un mínimo de 100 KA., 500 V., 160 A., de corriente nominal, tamaño 1.	10	c/u
B-016	Base portafusible para Baja Tensión, unipolar, clase 500 V., 160 A., corriente nominal, tamaño 1, adecuado para utilizarse con cartucho fusible, tipo NH1, terminales de ajuste, tipo abrazadera de presión, completa con pernos, arandelas planas y de presión.	24	c/u
B-017	Base portafusible para Baja Tensión, unipolar, clase 500 V., 250 A., corriente nominal, tamaño 1, adecuado para utilizarse con cartucho fusible, tipo NH1, terminales de ajuste, tipo abrazadera de presión, completa con pernos, arandelas planas y de presión.	40	c/u
	PARTIDA C : ALUMBRADO PUBLICO		
C-001	Luminaria para alumbrado de vías, tipo abierto, disposición horizontal, reflector de aluminio anodizado, vapor de sodio de 70 W, casquillo E-27, tensión nominal 220 V, frecuencia 60 Hz, con balasto y capacitor para mejorar el factor de potencia.	325	c/u
C-002	Luminaria para alumbrado de vías, tipo cerrado, disposición horizontal, reflector de aluminio anodizado, vapor de sodio de 250 W, casquillo E-40, tensión nominal 220 V, frecuencia 60 Hz, con balasto y capacitor para mejorar el factor de potencia.	16	c/u
C-003	Lámpara de vapor de sodio de 70 W, tensión nominal de 220 V, frecuencia 60 Hz, color corregido.	325	c/u
C-004	Lámpara de vapor de sodio de 250 W, tensión nominal de 220 V, frecuencia 60 Hz, color corregido.	16	c/u

ITEM	D E S C R I P C I O N	CANT.	UNID.
C-005	Contactor de carga bipolar, capacidad nominal de 40 A, bobina de operación para 220 V, 60 Hz. Adecuado para montaje a la intemperie, según normas NEMA tipo III.	34	c/u
C-006	Interruptor foroeléctrico para control de alumbrado público, tensión nominal 220V, frecuencia 60 Hz, de contactos de carga normalmente cerrados, calibrados para una potencia de 1000 W o 1800 VA, según normas NEMA. Tiempo de retardo 15 seg.	34	c/u
	PARTIDA D : AISLADORES		
D-001	Aislador de porcelana procesada en humedo, tipo ESPIGA, de alta resistencia mecánica y alta rigidez dieléctrica, esmaltado al fuego, provisto en el cuello de un esmalte semiconductor para reducir el nivel de radiointerferencia, para una tensión nominal de 22.8 KV., clase ANSI 56-1. Deberá satisfacer los requerimientos establecidos en las normas ANSI C.29.5.	197	c/u
D-002	Aislador de porcelana procesada en humedo, tipo SUSPENSION, de alta resistencia mecánica y alta rigidez dieléctrica, esmaltado al fuego, con las partes metálicas de hierro , galvanizadas por el proceso de inmersión en caliente, para una tensión nominal de 6.3 o 22.8 KV., eb cadenas de 1 o 3 aisladores por fgase, Clase ANSI 52-1. Deberá satisfacer los requerimientos establecidos en las normas ANSI C.29.2.	78	c/u
D-003	Aislador de porcelana procesada en humedo, tipo RETENIDA, para una tensión nominal de 22.8 KV, clse ANSI 54-3. Deberá satisfacer los requerimientos establecidos en las normas ANSI C.29.4.	80	c/u
D-004	Aislador de porcelana procesada en humedo, tipo ROLLO,para una tensión nominal de o.25 KV, clase ANSI 53-2 , de 79 mm. de diámetro y 75 mm. de longitud. Deberá satisfacer los requerimientos establecidos en las normas ANSI C.29.3.	135	c/u
	PARTIDA E : CONDUCTORES DESNUDOS		
E-001	Conductor desnudo cableado de cobre recocido suave, 7 hilos, calibre N° 2 AWG. Designación ASTM, B3, B8, adecuado para puesta a tierra.	2570	m
E-002	Conductor sólido de cobre, calibre N° 4 AWG.	746	m
E-003	Conductor desnudo, cableado, aleación de aluminio, AAAC-5005, 7 hilos, calibre No. 4 AWG., designación ASTM B-397.	1310	m
E-004	Conductor desnudo, cableado, aleación de aluminio, AAAC-5005, 7 hilos, calibre No. 2 AWG., designación ASTM B-397.	2290	m
E-005	Conductor desnudo, cableado, aleación de aluminio, AAAC-5005, 7 hilos, calibre No. 1/0 AWG., designación ASTM B-397.	2140	m

ITEM	D E S C R I P C I O N	CANT.	UNID.
E-006	Conductor desnudo, cableado, aleación de aluminio, AAAC-5005, 7 hilos, calibre No. 2/0 AWG., designación ASTM B-397.	3140	m
E-007	Conductor desnudo, cableado, aleación de aluminio, AAAC-5005, 7 hilos, calibre No. 3/0 AWG., designación ASTM B-397.	5480	m
	PARTIDA F : CONDUCTORES AISLADOS Y ACCESORIOS		
F-001	Conductor aislado con polietileno natural para 2000 V, tipo TTU, chaqueta de PVC, cableado, cobre suave, unipolar, 7 hilos, calibre No. 2 AWG. Designación ASTM B3, B8, IPCEA S-61-402, adecuado para instalación subterránea.	96	m
F-002	Conductor aislado con polietileno natural para 2000 V, tipo TTU, chaqueta de PVC, cableado, cobre suave, unipolar, 19 hilos, calibre No. 1/0 AWG. Designación ASTM B3, B8, IPCEA S-61-402, adecuado para instalación subterránea.	164	m
F-003	Conductor aislado con polietileno natural para 2000 V, tipo TTU, chaqueta de PVC, cableado, cobre suave, unipolar, 19 hilos, calibre No. 3/0 AWG. Designación ASTM B3, B8, IPCEA S-61-402, adecuado para instalación subterránea.	120	m
F-004	Conductor trenzado de aluminio, tipo multiplex, con polietileno natural para 600 V, con tres conductores aislados y uno desnudo tipo ASC, calibre 3xNo.1/0 + 1/0 AWG, adecuado para la instalación a la intemperie.	1300	m
F-005	Conductor trenzado de aluminio, tipo multiplex, con polietileno natural para 600 V, con cuatro conductores aislados y uno desnudo tipo ASC, calibre 4xNo.1/0 + 1/0 AWG, adecuado para instalación a la intemperie.	150	m
F-006	Conductor aislado con PVC termoplástico para 600 V, tipo TW, sólido, cobre suave, unipolar, calibre No. 12 AWG. Designación ASTM B3; UL 83, IPCEA S-61-402, adecuado para instalación a la intemperie.	2050	m
F-007	Conductor aislado con PVC termoplástico para 600 V, tipo TW, sólido, cobre suave, unipolar, calibre No. 8 AWG. Designación ASTM B3; UL 83, IPCEA S-61-402, adecuado para instalación a la intemperie.	1720	m
	PARTIDA G : ACCESORIOS PARA CONDUCTORES		
G-001	Conductor desnudo sólido, aluminio recocido temple cero, calibre No. 6 AWG, adecuado para ataduras.	1450	m.
G-002	Cinta de armar de aleación de aluminio, temple cero, de 1.27 x 7.62 mm.	1390	m.
G-003	Conector de ranuras paralelas, con un perno de ajuste para unir conductores de aluminio y/o cobre, tipo UNIVERSAL, para un rango en la línea principal del N° 8 AWG. al N° 2/0 AWG., y en la derivación del N° 8 AWG. al N° 2/0 AWG.	1250	c/u

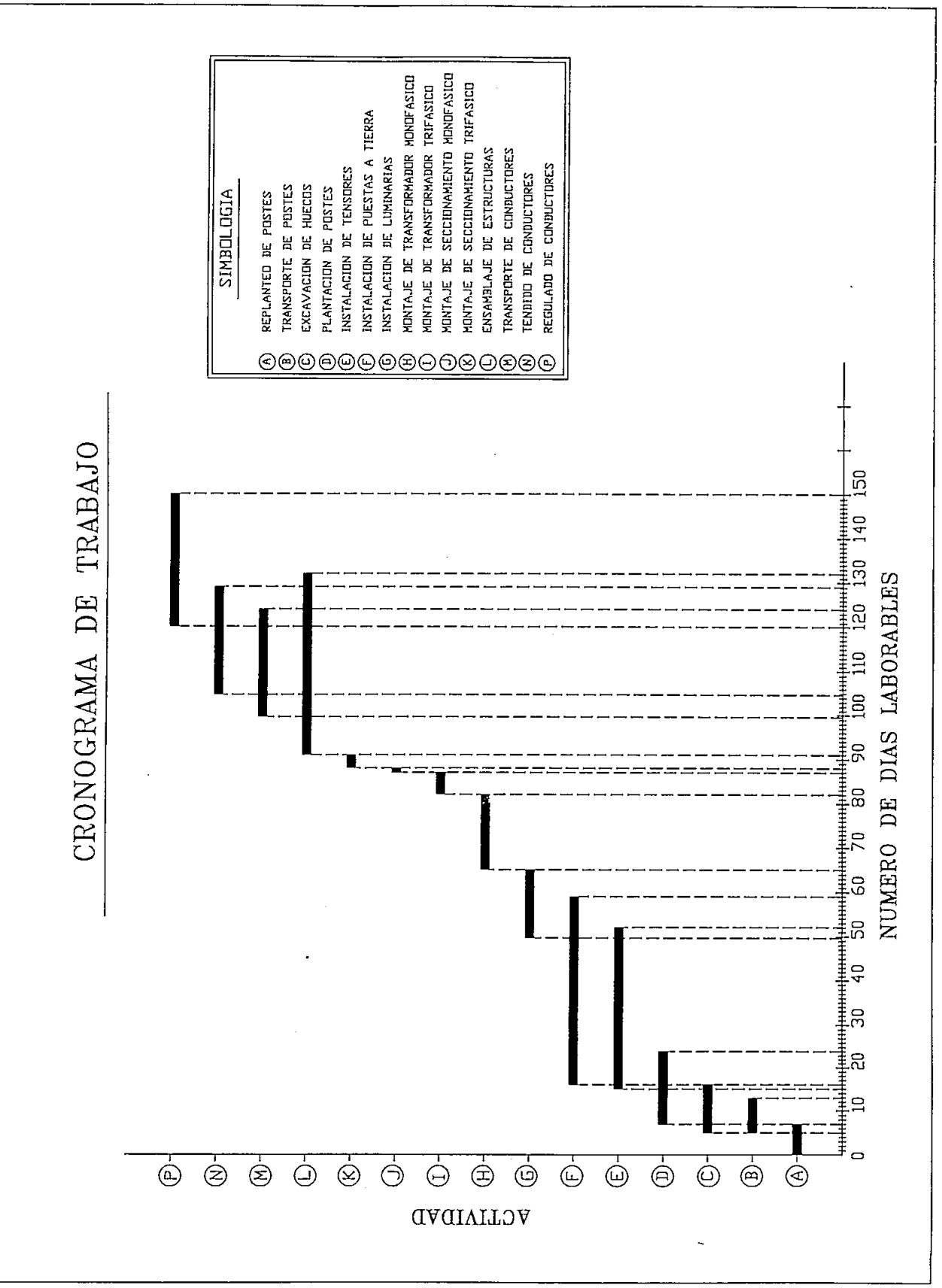
ITEM	D E S C R I P C I O N	CANT.	UNID.
G-004	Grapa para derivación de línea en caliente, para conductores de aluminio y/o cobre, tipo UNIVERSAL, para un rango en la línea principal del N° 8 al N° 2/0 AWG. y en la derivación del N° 8 AWG. al N° 1/0 AWG.	48	c/u
G-005	Conector de ranuras paralelas, para terminal de línea, con un perno de ajuste en U, para unir conductores de aluminio y/o cobre, tipo UNIVERSAL, para un rango en la línea principal del N° 8 AWG. al N° 2/0 AWG., y en la derivación del No.8 al No.2/0 AWG.	350	c/u
G-006	Grapa terminal apernada, para conductores de aluminio o aluminio reforzado con alma de acero, tipo recto, rango de utilización del No.6 al No.2/0 AWG, carga máxima 1855 Kg.	110	c/u
G-007	Cinta eléctrica para baja tensión	164	c/u
	PARTIDA H : MATERIAL PARA CONEXION A TIERRA		
H-001	Varilla para puesta a tierra, copperweld de 16 mm de diámetro y 1.8 m de longitud.	257	c/u
H-002	Conector de bronce para varilla de copperweld, adecuado para unión de conductor de cobre del N° 2 al N° 1/0 AWG, a varilla de 16 mm de diámetro.	257	c/u
	PARTIDA I : POSTES		
I-001	Poste de hormigón armado, sección circular, de 11.5 m. de longitud, carga de rotura horizontal de 500 Kg. y vertical de 4790 Kg.	53	c/u
I-002	Poste de hormigón armado, sección circular, de 11.5 m. de longitud, carga de rotura horizontal de 350 Kg. y vertical de 3085 Kg.	38	c/u
	PARTIDA J : HERRAJES GALVANIZADOS Y CABLES DE ACERO		
J-001	Cable desnudo, acero galvanizado Siemens Martin, 7 hilos, 9mm. de diámetro, designación ASTM A-122-41, con una carga mínima de rotura de 3153 Kg.	3450	mts.
J-002	Abrazadera de pletina, de 38x5 mm., sujeción simple, diámetro nominal 160mm, rango de ajuste +/- 10%, con dos pernos de ajuste, de rosca corrida, de 13 mm. de diámetro y 100 mm. de longitud, para fijación de pies amigos con tuercas y arandelas.	58	c/u
J-003	Abrazadera de pletina, de 38x5 mm., sujeción simple, diámetro nominal 160mm, rango de ajuste +/- 10%, con cuatro pernos de ajuste, de rosca corrida, de 13 mm. de diámetro y 100 mm. de longitud, para fijación de pies amigos con tuercas y arandelas.	41	c/u

ITEM	D E S C R I P C I O N	CANT.	UNID.
J-004	Abrazadera de pletina, de 50x5 mm., sujeción simple, diámetro nominal 150mm, rango de ajuste +/- 20%, con dos pernos de ajuste, de rosca corrida, de 16 mm. de diámetro y 100 mm. de longitud y dos pernos soldados de 16mm de diámetro y 50 mm. de longitud, completos con tuercas y arandelas.	40	c/u
J-005	Abrazadera de pletina, de 38x5 mm., sujeción simple, para bastidor, diámetro nominal 160mm, rango de ajuste +/- 20%, con dos pernos de ajuste, de rosca corrida, de 13 mm. de diámetro y 100 mm. de longitud, con tuercas y arandelas.	87	c/u
J-006	Escalones de revisión, de pletina, de 38 x 5 mm. de longitud.	42	juego
J-007	Caja metálica de hierro tol para soporte y protección de bases portafusibles de baja tensión, instalación monofásica.	24	c/u
J-008	Caja metálica de hierro tol para soporte y protección de bases portafusibles de baja tensión, instalación trifásica.	8	c/u
J-009	Perno "U", de varilla de hierro galvanizado de 16 mm., 150 x 120 mm., completo con dos (2) tuercas y arandelas.	74	c/u
J-010	Pie amigo de pletina de 38x5 mm. y 620 mm. de longitud.	264	c/u
J-011	Pie amigo de pletina de 50x5 mm. y 1,50 m. de longitud.	24	c/u
J-012	Cruceta centrada de hierro ángulo "L", de 60 x 60 x 6 mm., de 1.20 mts. de longitud, para montaje tipo MVT3. según normas de la E.E.Q. S.A.	20	c/u
J-013	Cruceta centrada de hierro ángulo "L", de 75 x 75 x 6 mm., de 1.50 mts. de longitud, para estructuras RVA1, RVA2, EVA3, RVA4, RVA5, RVA1-RVA4 y RVA4-RVA4, según normas de la E.E.Q. S.A.	89	c/u
J-014	Cruceta centrada de hierro ángulo "L", de 75 x 75 x 6 mm., de 1.80 mts. de longitud, para montaje tipo MNF2 y MVF2. según normas de la E.E.Q. S.A.	30	c/u
J-015	Cruceta centrada de hierro ángulo "L", de 75 x 75 x 6 mm., de 2,0 mts. de longitud, para montaje tipo volado y MVF2. según normas de la E.E.Q. S.A.	1	c/u
J-016	Cruceta de hierro ángulo "L", de 75 x 75 x 6 mm., de 2,30 mts. de longitud, para montaje tipo MVT4. según normas de la E.E.Q. S.A.	8	c/u
J-017	Cruceta de hierro canal "U", de 100 x 50 x 6 mm., de 2,40 mts. de longitud, para montaje tipo MVT4. según normas de la E.E.Q. S.A.	16	c/u
J-018	Perno máquina de 13x50 mm., para fijación de pies amigos.	280	c/u
J-019	Perno máquina de 16x50 mm., para fijación de pletina de unión.	264	c/u

ITEM	D E S C R I P C I O N	CANT.	UNID.
J-020	Perno máquina de 1/4 x 1 1/4 pulg., para fijación de bases portafusibles.	242	c/u
J-021	Perno espiga tope de poste doble, 19 mm. de diámetro y 500 mm. de longitud , rosca de plomo de 35 mm. de diámetro por 50 mm de longitud; con dos abrazaderas de pletina de 38x5 mm, soldadas , de 150 mm de diámetro nominal, rango de ajuste +/-20 % y un perno espárrago de 16 mm de diámetro y 100 mm de longitud, completo , completo con tuercas y arandelas.	50	c/u
J-022	Perno espiga tope de poste simple, 19 mm. de diámetro y 500 mm. de longitud , rosca de plomo de 35 mm. de diámetro por 50 mm de longitud; con dos abrazaderas de pletina de 38x5 mm, soldadas , de 150 mm de diámetro nominal, rango de ajuste +/-20 % y un perno espárrago de 16 mm de diámetro y 100 mm de longitud, completo , completo con tuercas y arandelas.	89	c/u
J-023	Collar simple	29	c/u
J-024	Collar doble	5	c/u
J-025	Bastidor para secundario de una vía, de pletina de 38x6 mm.	7	c/u
J-026	Bastidor para secundario, 3 vias, de pletina de 38x6 mm, base de 3 mm de espesor, espaciamiento entre centros de aisladores 200 mm.	7	c/u
J-027	Bastidor para secundario, 5 vias, de pletina de 38x6 mm, base de 3 mm de espesor, espaciamiento entre centros de aisladores 200 mm.	58	c/u
J-028	Varilla de anclaje con rosca y ojal, de hierro, 16 mm de diámetro y 1.80 m. de longitud	171	c/u
J-029	Guardacabo de lámina de acero prensado, para cable de acero de 9 mm.	196	c/u
J-030	Grapa mordaza para cable de acero de 9 a 13 mm de diámetro, con dos pernos de ajuste de 13 mm. de diámetro.	208	c/u
J-031	Estructura para extensión de poste, copete monofásico, completo con tuercas y arandelas.	13	c/u
J-032	Estructura para extensión de poste, copete trifásico, completo con tuercas y arandelas.	8	c/u
J-033	Horquilla de anclaje, de hierro, de 16 mm de diámetro, de 75 mm de longitud, incluido el pasador.	42	c/u
J-034	Perno espárrago de hierro galvanizado, 16 mm de diámetro y 250 mm de longitud, completo, con 4 tuercas y arandelas.	82	c/u
J-035	Perno espárrago de hierro galvanizado, 16 mm de diámetro y 350 mm de longitud, completo, con 4 tuercas y arandelas.	32	c/u
J-036	Brazo tensor farol, de tubo de hierro galvanizado de 60 mm de diámetro y 1.50 m. de longitud, completo, con accesorios para fijación a poste y sujeción de cable tensor.	30	c/u

ITEM	D E S C R I P C I O N	CANT.	UNID.
J-037	Perno espiga largo, 16 mm de diámetro, longitud total 260 mm, altura libre 210 mm, rosca de plomo de 25 mm de diámetro y 50 mm de longitud, completo, con tuerca y arandelas.	97	c/u
J-038	Pletina de unión, de 75 x 6 x 420 mm.	82	c/u
	PARTIDA L : MISCELANEOS		
L-001	Bloque de anclaje	171	c/u
L-002	Pinza de anclaje para cable trenzado.	150	c/u

ANEXO IV.1


CRONOGRAMA DE TRABAJO
SIMBOLOGIA
A REPLANTEO DE POSTES
B TRANSPORTE DE POSTES
C EXCAVACION DE HUECOS
D PLANTACION DE POSTES
E INSTALACION DE TENSORES
F INSTALACION DE PUESTAS A TIERRA
G INSTALACION DE LUMINARIAS
H MONTAJE DE TRANSFORMADOR MONOFASICO
I MONTAJE DE TRANSFORMADOR TRIFASICO
J MONTAJE DE SECCIONAMIENTO MONOFASICO
K MONTAJE DE SECCIONAMIENTO TRIFASICO
L ENSAMBLAJE DE ESTRUCTURAS
M TRANSPORTE DE CONDUCTORES
N TENDIDO DE CONDUCTORES
P REGULADO DE CONDUCTORES
ACTIVIDAD
NUMERO DE DIAS LABORABLES
0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150

ANEXO IV.2

PRESUPUESTO DE EQUIPOS Y MATERIALES
REMODELACION DE REDES - SANGOLQUI

ITEM	DESCRIPCION	UND.	CANT.	P/UNIT.	P/TOTAL
	TRANSFORMADORES				
A-01	Transformador monofásico de 25,0 KVA, relación 22860GRDY/13200 - 240/120 V.	c/u	8	3.990.000	31.920.000
A-02	Transformador monofásico de 37,5 KVA, relación 22860GRDY/13200 - 240/120 V.	c/u	11	5.186.000	57.046.000
A-03	Transformador monofásico de 50,0 KVA, relación 22860GRDY/13200 - 240/120 V.	c/u	2	6.027.000	12.054.000
A-04	Transformador trifásico de 50,0 KVA, relación 22860 - 210/121 V.	c/u	2	10.100.000	20.200.000
A-05	Transformador trifásico de 75,0 KVA, relación 22860 - 210/121 V.	c/u	1	10.700.000	10.700.000
A-06	Transformador trifásico de 75,0 KVA, relación 22860 /13200- 210/121 V. Conmut.	c/u	1	12.367.000	12.367.000
	EQUIPOS DE PROTECCION				
B-01	Bases fusibles 160 A - 500 V.	c/u	24	34.492	827.808
B-02	Bases fusibles 250 A - 500 V.	c/u	40	47.791	1.911.640
B-03	Cartuchos fusibles NH1 - 80 A.	c/u	18	22.175	399.150
B-04	Cartuchos fusibles NH1 - 100 A.	c/u	6	24.175	145.050
B-05	Cartuchos fusibles NH1 - 125 A.	c/u	30	24.175	725.250
B-06	Cartuchos fusibles NH1 - 160 A.	c/u	10	24.175	241.750
B-07	Parrarrayos de 18 KV.	c/u	40	318.500	12.740.000
B-08	Seccionador 15/27 KV.- 100 A.	c/u	43	420.000	18.060.000
B-09	Tirafusible tipo "H " de 2 A.	c/u	13	7.300	94.900
B-10	Tirafusible tipo "H " de 3 A.	c/u	42	7.300	306.600
B-11	Tirafusible tipo "H " de 5 A.	c/u	29	7.300	211.700
B-12	Tirafusible tipo " K " de 6 A.	c/u	22	7.800	171.600
B-13	Tirafusible tipo " K " de 8 A.	c/u	6	7.800	46.800
B-14	Tirafusible tipo " K " de 10 A.	c/u	20	7.925	158.500
B-15	Tirafusible tipo " K " de 12 A.	c/u	7	7.925	55.475
B-16	Tirafusible tipo " K " de 25 A.	c/u	3	9.000	27.000
B-17	Tirafusible tipo " K " de 65 A.	c/u	6	15.000	90.000
	ALUMBRADO PUBLICO				
C-01	Luminaria de vapor de sodio de 70 W.	c/u	325	279.250	90.756.250
C-02	Luminaria de vapor de sodio de 250 W.	c/u	16	470.675	7.530.800
C-03	Lámpara de vapor de sodio de 70 W	c/u	325	53.500	17.387.500
C-04	Lámpara de vapor de sodio de 250 W	c/u	16	81.200	1.299.200
C-05	Contactor bipolar de 40 Amp.	c/u	34	307.000	10.438.000
C-06	Fotocélula con receptáculo.	c/u	34	43.000	1.462.000
	128.873.750				

ITEM	DESCRIPCION	UND.	CANT.	P/UNIT.	P/TOTAL
	AISLAMIENTOS				
D-01	Aislador de retenida para 22 KV.	c/u	80	14.750	1.180.000
D-02	Aislador de suspensión para 6.3 KV.	c/u	78	40.300	3.143.400
D-03	Aislador pin 56-1 para 22 KV.	c/u	197	40.800	8.037.600
D-04	Aislador tipo rollo	c/u	135	3.075	415.125
	CONDUCTORES DESNUDOS				
E-01	Conductor AAAC. 5005 No.3/0 AWG.	m.	5.480	4.830	26.468.400
E-02	Conductor AAAC. 5005 No.2/0 AWG.	m.	3.140	3.653	11.470.420
E-03	Conductor AAAC. 5005 No.1/0 AWG.	m.	2.140	2.890	6.184.600
E-04	Conductor AAAC. 5005 No.2 AWG.	m.	2.290	1.848	4.231.920
E-05	Conductor AAAC. 5005 No.4 AWG.	m.	1.310	1.265	1.657.150
E-06	Conductor de Cu. suave No.2	m.	2.570	7.015	18.028.550
E-07	Conductor rígido de cobre No.4	m.	746	4.329	3.229.434
	71.270.474				
	CONDUCTORES AISLADOS				
F-01	Conductor de cobre TTU No.2	m.	96	9.503	912.288
F-02	Conductor de cobre TTU No.1/0	m.	164	15.081	2.473.284
F-03	Conductor de cobre TTU No.3/0	m.	120	22.843	2.741.160
F-04	Conductor trenzado Al. 3x1/0 + 1/0	m.	1.300	21.130	27.469.000
F-05	Conductor trenzado Al. 4x1/0 + 1/0	m.	150	27.175	4.076.250
F-06	Conductor de cobre TW No.8 sólido	m.	1.720	2.243	3.857.960
F-07	Conductor de cobre TW No.12 sólido	m.	2.050	863	1.769.150
	ACCESORIOS PARA CONDUCTORES				
G-01	Alambre de atar No.6 AWG.	m.	1.450	1.380	2.001.000
G-02	Cinta de armar	m.	1.390	1.500	2.085.000
G-03	Conector Ranura paralela #2 Cu/Al	c/u	1.250	5.688	7.110.000
G-04	Grapa bulonada # 2/0	c/u	350	4.800	1.680.000
G-05	Grapa terminal tipo recta # 2/0	c/u	110	35.000	3.850.000
G-06	Grapa en caliente # 2/0	c/u	48	48.500	2.328.000
G-07	Cinta eléctrica para baja tensión	c/u	164	2.500	410.000
	PUESTAS A TIERRA				
H-01	Varilla copperweld de 1.80 m.	c/u	257	50.000	12.850.000
H-02	Conector para varilla copperweld	c/u	257	4.125	1.060.125
	POSTES				
I-01	Postes de hormigón de 11.5m, 350 Kg	c/u	38	477.500	18.145.000
I-01	Postes de hormigón de 11.5m, 500 Kg	c/u	53	559.000	29.627.000
	HERRAJES GALVANIZADOS				
J-01	Abrazadera de transformadores	c/u	40	16.935	677.400
J-02	Abrazadera doble de cuatro pernos	c/u	41	11.395	467.195
J-03	Abrazadera simple de rack	c/u	87	9.550	830.850
J-04	Abrazadera simple de tres pernos	c/u	58	10.055	583.190

ITEM	DESCRIPCION	UND.	CANT.	P/UNIT.	P/TOTAL
J-05	Bastidor para secundario de 1 via	c/u	7	5.879	41.153
J-06	Bastidor para secundario de 3 vias	c/u	7	23.278	162.946
J-07	Bastidor para secundario de 5 vias	c/u	58	39.683	2.301.614
J-08	Brazo tensor farol de 1.50 m.	c/u	30	75.330	2.259.900
J-09	Cable tensor 3/8"	m.	3.450	2.200	7.590.000
J-10	Capaceta monofásica	c/u	24	80.200	1.924.800
J-11	Capaceta trifásica	c/u	8	80.200	641.600
J-12	Collar doble	c/u	5	15.173	75.865
J-13	Collar simple	c/u	29	13.815	400.635
J-14	Copete monofásico	c/u	13	190.000	2.470.000
J-15	Copete trifásico	c/u	8	255.000	2.040.000
J-16	Cruceta de hierro "L" de 1.20 m.	c/u	20	47.395	947.900
J-17	Cruceta de hierro "L" de 1.50 m.	c/u	89	59.160	5.265.240
J-18	Cruceta de hierro "L" de 1.80 m.	c/u	30	70.900	2.127.000
J-19	Cruceta de hierro "L" de 2,00 m.	c/u	1	80.352	80.352
J-20	Cruceta de hierro "L" de 2,30 m.	c/u	8	112.310	898.480
J-21	Cruceta de hierro "U" de 2,40 m.	c/u	16	177.500	2.840.000
J-22	Grapa mordaza dos pernos	c/u	208	11.310	2.352.480
J-23	Guardacabos de 9 mm.	c/u	196	2.470	484.120
J-24	Horquilla de anclaje de 75 mm.	c/u	64	74.500	4.768.000
J-25	Juego de escalones	c/u	42	110.000	4.620.000
J-26	Perno " U " 5/8"	c/u	74	8.295	613.830
J-27	Perno espárrago de 16x250 mm.	c/u	82	4.545	372.690
J-28	Perno espárrago de 16x350 mm.	c/u	32	6.250	200.000
J-29	Perno máquina 13 x 50 mm.	c/u	280	2.000	560.000
J-30	Perno máquina 16 x 50 mm.	c/u	264	2.575	679.800
J-31	Perno máquina de 1/4 x 1 1/4"	c/u	242	2.200	532.400
J-32	Perno pin para 22 Kv.	c/u	97	12.800	1.241.600
J-33	Perno tacho doble 22 Kv.	c/u	50	40.500	2.025.000
J-34	Perno tacho simple 22 Kv.	c/u	89	29.500	2.625.500
J-35	Pié amigo de pletina de 150 cm.	c/u	24	27.175	652.200
J-36	Pié amigo de pletina de 62 cm.	c/u	264	7.850	2.072.400
J-37	Pletina de unión de 420 mm.	c/u	82	26.000	2.132.000
J-38	Varilla de anclaje de 1.80 m.	c/u	171	24.000	4.104.000
	MISCELANEOS				
L-01	Bloque de anclaje	c/u	171	11.625	1.987.875
L-02	Pinza de anclaje para cable trenzado	c/u	150	18.500	2.775.000
				SUMAN EQUIPOS Y MATERIALES S/.	**587.290.804**

ANEXO IV.3

COSTO POR UTILIZACION Y REPOSICION DE HERRAMIENTAS

ITEM	DESCRIPCION	VALOR (S/.)	REPOSICION MESES	CANT.	VALOR APLICABLE
A-01	Nivel	29.505	3	14	137.690
A-02	Cabo de servicio	589	3	12	2.356
A-03	Pares de guantes	6.205	3	20	41.367
B-01	Flexómetro de 3 m.	12.500	6	14	29.167
B-02	Alicate de 8"	33.068	6	14	77.159
B-03	Llave de pico de 12"	52.665	6	12	105.330
B-04	Llave de pico de 6"	30.910	6	12	61.820
B-05	Destornillador de 12"	21.045	6	12	42.090
B-06	Destornillador de 6"	19.551	6	12	39.102
B-07	Martillo de 2 lb.	41.435	6	12	82.870
B-08	Casco de seguridad	23.659	6	20	78.863
B-09	Arco de sierra	16.317	6	2	5.439
B-10	Cabo de nylon de 3/8"	664	6	200	22.133
B-11	Estrobo de acero de 3/8"	3.255	6	50	27.125
B-12	Machetes	10.287	6	4	6.858
B-13	Lima triangular de 12"	15.740	6	1	2.623
B-14	Lima triangular de 6"	11.712	6	1	1.952
B-15	Limatón de 12"	7.764	6	1	1.294
B-16	Limatón de 6"	12.240	6	1	2.040
B-17	Navaja de liniero	29.990	6	2	9.997
B-18	Parihuelas	84.200	6	4	56.133
B-19	Palas	18.570	6	12	37.140
B-20	Barras	55.359	6	12	110.718
C-01	Plomada	13.297	12	1	1.108
C-02	Cinta metálica de 50 m.	68.923	12	1	5.744
C-03	Serrucho	23.960	12	1	1.997
C-04	Hacha	21.185	12	2	3.531
C-05	Aparejo	245.000	12	2	40.833
C-06	Combo de 10 lb.	31.928	12	1	2.661
C-07	Barreno de 5/8"	7.852	12	2	1.309
C-08	Barreno de 3/4"	7.019	12	2	1.170
C-09	Zapapicos	31.059	12	4	10.353
C-10	Llave de tubo de 12"	49.944	12	2	8.324
D-01	Cinturón de seguridad	250.000	24	12	125.000
D-02	Par de trepadoras	270.000	24	12	135.000
D-03	Juego de llaves exagonales	25.145	24	1	1.048
D-04	Juego de boca-corona tipo I.	326.654	24	1	13.611
D-05	Juego de boca-corona tipo M.	136.936	24	1	5.706
D-06	Soplete	93.245	24	1	3.885

ITEM	DESCRIPCION	VALOR (S/.)	REPOSICION MESES	CANT.	VALOR APLICABLE
D-07	Juego de herramientas para solda	50.200	24	1	2.092
D-08	Motosierra	2.532.008	24	1	105.500
D-09	Comelong de aluminio	354.000	24	8	118.000
D-10	Comelong de acero	226.000	24	6	56.500
D-11	Carretilla	141.000	24	1	5.875
D-12	Tijera para cable	205.250	24	2	17.104
D-13	Escaleras	1.228.842	24	2	102.404
D-14	Tecle de 1/2 tonelada	1.164.267	24	4	194.045
D-15	Termómetro	175.200	24	1	7.300
D-16	Cronómetro	44.500	24	1	1.854
E-01	Tirvit para No. 4 AWG	47.200	36	1	1.311
E-02	Tirvit para No. 1/0 AWG	55.600	36	2	3.089
E-03	Tirvit para No. 2/0 AWG	55.600	36	1	1.544
E-04	Cautín de 500 g.	32.500	36	1	903
F-01	Tirfor de 2500 Kg.	3.060.042	48	1	63.751
F-02	Tirfor de 1250 Kg.	2.055.966	48	1	42.833
F-03	Poleas de tendido de cable	75.000	48	30	46.875
F-04	Caja de herramientas	55.941	48	2	2.331
			TOTAL HERRAMIENTAS POR MES S/.		**2.115.848**
			PARA UN GRUPO DE TRABAJO S/.		**1.057.924**

ANEXO IV.4

LECTURAS DE CARGA DEL PRIMARIO "A", S/E SAN RAFAEL A 13,2 KV.

FECHA: MARTES 12/NOV/96

CAPACIDAD : 6,425 MVA

No.	HORA	U	V	W	PROM.	KV	MVA	% CARGA
01	09:00	150	124	128	134	13,3	3,09	48,04
02	09:30	150	120	130	133	13,3	3,07	47,81
03	10:00	150	124	128	134	13,3	3,09	48,04
04	10:30	150	130	130	137	13,4	3,17	49,37
05	11:00	150	120	120	130	13,3	2,99	46,61
06	11:30	150	130	130	137	13,2	3,12	48,63
07	12:00	144	120	130	131	13,8	3,14	48,86
08	13:00	140	110	114	121	13,5	2,84	44,16
09	14:00	140	112	120	124	13,4	2,88	44,79
10	15:00	140	112	116	123	13,5	2,87	44,64
11	16:00	140	112	116	123	13,5	2,87	44,64
12	17:00	140	116	112	123	13,6	2,89	44,97
13	18:00	168	136	144	149	13,5	3,49	54,35
14	18:30	180	140	150	157	13,5	3,66	57,02
15	19:00	196	150	160	169	13,2	3,86	60,02
16	19:30	200	160	164	175	13,5	4,08	63,57
17	20:00	204	160	160	175	13,5	4,08	63,57
18	20:30	200	152	156	169	13,5	3,96	61,63
19	21:00	192	140	132	155	13,8	3,70	57,54

Demanda media = Dm = 3,308

Demanda máxima = Dmax = 4,080

Factor de utilización = Fu = 0,635

Factor de carga = Fc = 0,811

Factor de pérdidas = Fp = 0,696

LECTURAS DE CARGA DEL PRIMARIO "A", S/E SAN RAFAEL A 22.8 KV.

FECHA: MARTES 12/NOV/96

CAPACIDAD : 8,115 MVA

No.	HORA	U	V	W	PROM.	KV	MVA	% CARGA
01	09:00	105	100	105	103	22,9	4,10	50,51
02	09:30	105	100	105	103	22,8	4,08	50,29
03	10:00	105	100	105	103	22,8	4,08	50,29
04	10:30	105	100	105	103	22,7	4,06	50,07
05	11:00	105	100	105	103	22,7	4,06	50,07
06	11:30	105	100	105	103	22,8	4,08	50,29
07	12:00	100	100	102	101	22,8	3,98	48,99
08	13:00	98	90	95	94	22,9	3,74	46,11
09	14:00	100	100	102	101	22,6	3,94	48,56
10	15:00	100	100	105	102	22,7	4,00	49,26
11	16:00	100	100	105	102	22,8	4,01	49,47
12	17:00	105	100	115	107	22,9	4,23	52,14
13	18:00	113	110	120	114	23,0	4,55	56,13
14	18:30	180	155	190	175	22,8	6,91	85,16
15	19:00	185	160	190	178	22,5	6,95	85,64
16	19:30	185	165	190	180	23,0	7,17	88,36
17	20:00	190	160	190	180	22,5	7,01	86,44
18	20:30	170	155	160	162	22,8	6,38	78,67
19	21:00	160	145	150	152	22,9	6,02	74,13

Demanda media = Dm = 4,914

Demanda máxima = Dmax = 7,170

Factor de utilización = Fu = 0,883

Factor de carga = Fc = 0,685

Factor de pérdidas = Fp = 0,524

ANEXO No. IV.5

VALORES DE RESISTENCA Y REACTANCIA

CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO
TIPO 5005.
FRECUENCIA = 60 Hz.

CALIBRE DEL CONDUCTOR	R (OHMS/Km)	X (OHMS/Km)
No. 4 AWG.	1,5817	0,4253
No. 2 AWG.	0,9950	0,4062
No. 1/0 AWG.	0,6259	0,3838
No. 2/0 AWG.	0,4966	0,3742
No. 3/0 AWG.	0,3940	0,3642

ANEXO IV.6

ANEXO IV.6

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED EXISTENTE A 13,2 KV. FASE A

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,038	0,0378	0,0154	0,0017	0,224	1,142
0-2	0,087	0,0545	0,0334	0,0557	7,352	721,460
2-3	0,026	0,0163	0,0100	0,0165	2,178	211,844
3-4	0,028	0,0175	0,0107	0,0174	2,297	218,757
4-5	0,084	0,0526	0,0322	0,0507	6,692	619,096
5-6	0,025	0,0156	0,0096	0,0145	1,914	170,144
6-7	0,060	0,0236	0,0219	0,0007	0,092	0,195
6-8	0,045	0,0448	0,0183	0,0254	3,353	215,196
8-9	0,015	0,0149	0,0061	0,0005	0,066	0,250
8-10	0,015	0,0149	0,0061	0,0001	0,013	0,010
8-11	0,148	0,1473	0,0601	0,0763	10,072	590,429
11-12	0,026	0,0259	0,0106	0,0004	0,053	0,092
11-13	0,024	0,0119	0,0090	0,0102	1,346	97,015
13-14	0,103	0,0511	0,0385	0,0397	5,240	342,448
14-15	0,055	0,0273	0,0206	0,0205	2,706	171,000
15-16	0,108	0,0426	0,0393	0,0343	4,528	259,777
16-17	0,035	0,0348	0,0142	0,0005	0,066	0,107
16-18	0,206	0,0812	0,0750	0,0640	8,448	474,164
18-19	0,030	0,0299	0,0122	0,0005	0,066	0,125
18-20	0,077	0,0766	0,0313	0,0199	2,627	77,196
20-21	0,015	0,0149	0,0061	0,0008	0,106	0,640
20-22	0,071	0,0706	0,0288	0,0147	1,940	45,683
22-23	0,045	0,0448	0,0183	0,0023	0,304	1,765
22-24	0,127	0,1264	0,0516	0,0069	0,911	5,627
24-25	0,046	0,0458	0,0187	0,0009	0,119	0,264
22-26	0,030	0,0299	0,0122	0,0031	0,409	4,808
26-27	0,050	0,0498	0,0203	0,0034	0,449	3,470
18-28	0,067	0,0264	0,0244	0,0117	1,544	48,723
28-29	0,163	0,1622	0,0662	0,0055	0,726	2,786
28-30	0,088	0,0347	0,0320	0,0139	1,835	52,358
30-31	0,053	0,0209	0,0193	0,0077	1,016	26,677
31-32	0,035	0,0348	0,0142	0,0006	0,079	0,154
31-33	0,067	0,0264	0,0244	0,0092	1,214	30,126

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
33-34	0,051	0,0507	0,0207	0,0010	0,132	0,294
33-35	0,132	0,1313	0,0536	0,0064	0,845	4,658
35-36	0,035	0,0348	0,0142	0,0008	0,106	0,274
33-37	0,208	0,0820	0,0758	0,0216	2,851	53,491
37-38	0,034	0,0169	0,0127	0,0004	0,053	0,105
37-39	0,074	0,0292	0,0270	0,0068	0,898	14,901
39-40	0,026	0,0259	0,0106	0,0012	0,158	0,831
40-41	0,089	0,0886	0,0362	0,0012	0,158	0,243
39-42	0,060	0,0236	0,0219	0,0041	0,541	6,681
42-43	0,038	0,0378	0,0154	0,0006	0,079	0,142
42-44	0,022	0,0219	0,0089	0,0014	0,185	1,337
44-45	0,016	0,0159	0,0065	0,0004	0,053	0,150
44-46	0,038	0,0378	0,0154	0,0016	0,211	1,011
46-47	0,111	0,1104	0,0451	0,0023	0,306	0,728
42-48	0,073	0,0288	0,0266	0,0022	0,290	1,581
48-49	0,162	0,0638	0,0590	0,0030	0,396	1,325
49-50	0,040	0,0158	0,0146	0,0004	0,053	0,095
50-51	0,118	0,1174	0,0479	0,0024	0,317	0,733
				TOTAL PERDIDAS		4.482,111

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED EXISTENTE A 13,2 KV. FASE B

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,038	0,0378	0,0154	0,0017	0,224	1,142
0-2	0,087	0,0545	0,0334	0,0046	0,601	4,814
2-3	0,084	0,0526	0,0322	0,0433	5,716	451,562
3-4	0,037	0,0232	0,0142	0,0187	2,468	191,206
4-5	0,042	0,0263	0,0161	0,0204	2,693	200,462
5-6	0,060	0,0236	0,0219	0,0027	0,356	2,897
6-7	0,027	0,0106	0,0098	0,0009	0,119	0,715
7-8	0,125	0,1244	0,0508	0,0085	1,122	8,676
8-9	0,030	0,0299	0,0122	0,0010	0,132	0,500
5-10	0,045	0,0282	0,0173	0,0191	2,521	164,012
10-11	0,010	0,0063	0,0038	0,0008	0,106	1,295
11-12	0,057	0,0357	0,0219	0,0040	0,528	5,679
12-13	0,101	0,0632	0,0388	0,0036	0,475	2,596
12-14	0,050	0,0498	0,0203	0,0026	0,343	2,029
10-15	0,148	0,0926	0,0568	0,0503	6,640	345,856
15-16	0,026	0,0259	0,0106	0,0004	0,053	0,092
15-17	0,127	0,0631	0,0475	0,0352	4,646	218,340
17-18	0,055	0,0273	0,0206	0,0146	1,927	86,735
18-19	0,108	0,0426	0,0393	0,0243	3,208	130,384
19-20	0,035	0,0348	0,0142	0,0005	0,066	0,107
19-21	0,065	0,0256	0,0237	0,0142	1,874	73,977
21-22	0,157	0,0619	0,0572	0,0335	4,422	170,461
22-23	0,018	0,0179	0,0073	0,0006	0,079	0,300
22-24	0,051	0,0201	0,0186	0,0100	1,320	46,759
24-25	0,055	0,0547	0,0223	0,0033	0,436	2,972
25-26	0,108	0,1075	0,0439	0,0037	0,488	1,903
24-27	0,208	0,0820	0,0758	0,0348	4,594	138,845
27-28	0,051	0,0507	0,0207	0,0010	0,132	0,294
27-29	0,074	0,0736	0,0301	0,0073	0,964	10,809
29-30	0,100	0,0995	0,0406	0,0051	0,673	3,904
29-31	0,058	0,0577	0,0236	0,0028	0,370	2,029
31-32	0,035	0,0348	0,0142	0,0008	0,106	0,274
27-33	0,208	0,0820	0,0758	0,0226	2,983	58,558
33-34	0,034	0,0169	0,0127	0,0004	0,053	0,105

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
33-35	0,074	0,0292	0,0270	0,0072	0,950	16,706
35-36	0,077	0,0766	0,0313	0,0063	0,832	7,737
36-37	0,038	0,0378	0,0154	0,0005	0,066	0,099
36-38	0,190	0,1891	0,0772	0,0129	1,703	13,146
35-39	0,060	0,0236	0,0219	0,0034	0,449	4,595
39-40	0,038	0,0378	0,0154	0,0006	0,079	0,142
39-41	0,038	0,0378	0,0154	0,0009	0,119	0,320
39-42	0,073	0,0288	0,0266	0,0028	0,370	2,561
42-43	0,026	0,0102	0,0095	0,0007	0,092	0,449
43-44	0,176	0,0693	0,0641	0,0018	0,238	0,439
44-45	0,118	0,1174	0,0479	0,0024	0,317	0,733
					TOTAL PERDIDAS	2.377,221

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED EXISTENTE A 13,2 KV. FASE C

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,038	0,0378	0,0154	0,0017	0,224	1,142
0-2	0,113	0,0707	0,0434	0,0563	7,432	567,492
2-3	0,028	0,0175	0,0107	0,0136	1,795	133,641
3-4	0,030	0,0188	0,0115	0,0141	1,861	134,072
4-5	0,037	0,0232	0,0142	0,0169	2,231	156,168
5-6	0,017	0,0106	0,0065	0,0075	0,990	66,941
6-7	0,025	0,0156	0,0096	0,0104	1,373	87,528
7-8	0,060	0,0236	0,0219	0,0007	0,092	0,195
7-9	0,045	0,0282	0,0173	0,0180	2,376	145,664
9-10	0,010	0,0063	0,0038	0,0001	0,013	0,020
9-11	0,148	0,0926	0,0568	0,0572	7,550	447,251
11-12	0,026	0,0259	0,0106	0,0004	0,053	0,092
11-13	0,127	0,0631	0,0475	0,0402	5,306	284,773
13-14	0,055	0,0273	0,0206	0,0167	2,204	113,480
14-15	0,108	0,0426	0,0393	0,0279	3,683	171,878
15-16	0,035	0,0348	0,0142	0,0005	0,066	0,107
15-17	0,065	0,0256	0,0237	0,0164	2,165	98,676
17-18	0,140	0,0552	0,0510	0,0346	4,567	203,920
18-19	0,030	0,0299	0,0122	0,0005	0,066	0,125
18-20	0,016	0,0063	0,0058	0,0038	0,502	21,522
20-21	0,018	0,0179	0,0073	0,0006	0,079	0,300
20-22	0,051	0,0201	0,0186	0,0113	1,492	59,707
22-23	0,055	0,0547	0,0223	0,0117	1,544	37,358
23-24	0,022	0,0219	0,0089	0,0041	0,541	11,469
24-25	0,088	0,0876	0,0357	0,0030	0,396	1,535
24-26	0,096	0,0955	0,0390	0,0147	1,940	33,787
26-27	0,122	0,1214	0,0496	0,0145	1,914	25,868
27 -28	0,023	0,0229	0,0093	0,0012	0,158	0,940
27-29	0,210	0,2090	0,0853	0,0143	1,888	14,616
22-30	0,088	0,0347	0,0320	0,0103	1,360	28,749
30-31	0,053	0,0209	0,0193	0,0056	0,739	14,110
31-32	0,035	0,0348	0,0142	0,0006	0,079	0,154
31-33	0,067	0,0264	0,0244	0,0065	0,858	15,038
33-34	0,051	0,0507	0,0207	0,0010	0,132	0,294

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
33-35	0,167	0,1662	0,0678	0,0038	0,502	1,298
33-36	0,208	0,0820	0,0758	0,0157	2,072	28,260
36-37	0,034	0,0169	0,0127	0,0004	0,053	0,105
36-38	0,074	0,0292	0,0270	0,0047	0,620	7,119
38-39	0,115	0,1144	0,0467	0,0016	0,211	0,334
38-40	0,060	0,0236	0,0219	0,0034	0,449	4,595
40-41	0,038	0,0378	0,0154	0,0009	0,119	0,320
40-42	0,073	0,0288	0,0266	0,0034	0,449	3,776
42-43	0,026	0,0102	0,0095	0,0009	0,119	0,743
43-44	0,136	0,0536	0,0495	0,0025	0,330	1,096
44-45	0,040	0,0158	0,0146	0,0004	0,053	0,095
45-46	0,118	0,1174	0,0479	0,0024	0,317	0,733
				TOTAL PERDIDAS		**2.927,089**

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED EXISTENTE A 22.8 KV. FASE A

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,050	0,0498	0,0203	0,0069	1,577	42,866
1-2	0,289	0,2876	0,1174	0,0071	1,623	7,852
2-3	0,107	0,0670	0,0411	0,0002	0,046	0,023
1-4	0,032	0,0318	0,0130	0,0014	0,320	2,757
4-5	0,113	0,1124	0,0459	0,0046	1,052	8,430
5-6	0,019	0,0189	0,0077	0,0002	0,046	0,095
5-7	0,089	0,0886	0,0362	0,0026	0,594	3,419
7-8	0,002	0,0020	0,0008	0,0000	0,000	0,000
1-9	0,057	0,0567	0,0232	0,0039	0,892	12,013
9-10	0,102	0,1015	0,0414	0,0062	1,417	16,966
10-11	0,356	0,3542	0,1446	0,0136	3,109	23,389
11-12	0,076	0,0756	0,0309	0,0009	0,206	0,480
11-13	0,014	0,0139	0,0057	0,0003	0,069	0,289
11-14	0,106	0,1055	0,0431	0,0005	0,114	0,106
				TOTAL PERDIDAS		118,685

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED EXISTENTE A 22.8 KV. FASE B

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,050	0,0498	0,0203	0,0091	2,080	74,559
1-2	0,289	0,2876	0,1174	0,0136	3,109	28,811
2-3	0,107	0,0670	0,0411	0,0035	0,800	6,947
3-4	0,038	0,0378	0,0154	0,0017	0,389	3,424
4-5	0,125	0,1244	0,0508	0,0028	0,640	2,824
1-6	0,032	0,0318	0,0130	0,0022	0,503	6,809
6-7	0,113	0,1124	0,0459	0,0071	1,623	20,083
7-8	0,019	0,0189	0,0077	0,0002	0,046	0,095
7-9	0,067	0,0667	0,0272	0,0035	0,800	8,231
9-10	0,024	0,0239	0,0097	0,0002	0,046	0,075
9-11	0,076	0,0756	0,0309	0,0034	0,777	6,847
11-12	0,052	0,0517	0,0211	0,0012	0,274	1,247
11-13	0,054	0,0537	0,0219	0,0012	0,274	1,200
1-14	0,057	0,0567	0,0232	0,0039	0,892	12,013
14-15	0,102	0,1015	0,0414	0,0062	1,417	16,966
15-16	0,356	0,3542	0,1446	0,0136	3,109	23,389
16-17	0,076	0,0756	0,0309	0,0009	0,206	0,480
16-18	0,014	0,0139	0,0057	0,0003	0,069	0,289
16-19	0,106	0,1055	0,0431	0,0005	0,114	0,106
					TOTAL PERDIDAS	214,393

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED EXISTENTE A 22,8 KV. FASE C

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,050	0,0498	0,0203	0,0074	1,692	49,304
1-2	0,289	0,2876	0,1174	0,0006	0,137	0,056
2-3	0,107	0,0670	0,0411	0,0002	0,046	0,023
1-4	0,032	0,0318	0,0130	0,0014	0,320	2,757
4-5	0,113	0,1124	0,0459	0,0046	1,052	8,430
5-6	0,091	0,0905	0,0370	0,0006	0,137	0,178
5-7	0,019	0,0189	0,0077	0,0002	0,046	0,095
5-8	0,056	0,0557	0,0227	0,0013	0,297	1,359
1-9	0,057	0,0567	0,0232	0,0058	1,326	26,568
9-10	0,102	0,1015	0,0414	0,0096	2,195	40,675
10-11	0,071	0,0706	0,0288	0,0051	1,166	16,492
11-12	0,285	0,2836	0,1158	0,0141	3,223	31,404
12-13	0,076	0,0756	0,0309	0,0009	0,206	0,480
12-14	0,014	0,0139	0,0057	0,0003	0,069	0,289
12-15	0,040	0,0398	0,0162	0,0006	0,137	0,405
15-16	0,197	0,1960	0,0800	0,0022	0,503	1,106
15-17	0,066	0,0657	0,0268	0,0003	0,069	0,061
					TOTAL PERDIDAS	179,681

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED PROYECTADA A 22.8 KV. PRIMARIO "F" FASE A

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,030	0,0118	0,0109	0,0001	0,023	0,024
0-2	0,148	0,1473	0,0601	0,0017	0,389	0,879
					TOTAL PERDIDAS	0,903

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED PROYECTADA A 22.8 KV. PRIMARIO "F" FASE B

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,030	0,0118	0,0109	0,0001	0,023	0,024
0-2	0,046	0,0458	0,0187	0,0008	0,183	0,626
					TOTAL PERDIDAS	0,650

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED PROYECTADA A 22.8 KV. PRIMARIO "F" FASE C

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,030	0,0118	0,0109	0,0001	0,023	0,024
0-2	0,114	0,1134	0,0463	0,0013	0,297	0,667
					TOTAL PERDIDAS	0,691

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED PROYECTADA A 22.8 KV. PRIMARIO "A" FASE A CIRCUITO 01

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,058	0,0577	0,0236	0,0128	2,926	127,168
1-2	0,193	0,1920	0,0784	0,0219	5,006	111,871
2-3	0,056	0,0557	0,0227	0,0009	0,206	0,651
2-4	0,062	0,0617	0,0252	0,0060	1,372	26,139
4-5	0,118	0,0739	0,0453	0,0034	0,777	5,944
5-6	0,084	0,0836	0,0341	0,0033	0,754	5,836
6-7	0,087	0,0866	0,0353	0,0020	0,457	2,070
6-8	0,025	0,0249	0,0102	0,0004	0,091	0,288
4-9	0,040	0,0398	0,0162	0,0018	0,411	3,646
9-10	0,038	0,0378	0,0154	0,0011	0,251	1,433
10-11	0,190	0,1189	0,0729	0,0038	0,869	4,611
11-12	0,098	0,0613	0,0376	0,0012	0,274	0,892
12-13	0,150	0,0939	0,0576	0,0007	0,160	0,198
1-14	0,038	0,0378	0,0154	0,0009	0,206	0,960
14-15	0,115	0,1144	0,0467	0,0021	0,480	1,726
15-16	0,019	0,0189	0,0077	0,0002	0,046	0,095
15-17	0,113	0,1124	0,0459	0,0008	0,183	0,255
1-18	0,057	0,0567	0,0232	0,0048	1,097	18,197
18-19	0,102	0,1015	0,0414	0,0079	1,806	27,545
19-20	0,145	0,1443	0,0589	0,0080	1,829	19,870
20-21	0,225	0,2239	0,0914	0,0086	1,966	14,798
21-22	0,076	0,0756	0,0309	0,0009	0,206	0,480
21-23	0,014	0,0139	0,0057	0,0003	0,069	0,289
21-24	0,106	0,1055	0,0431	0,0005	0,114	0,106
					TOTAL PERDIDAS	375,069

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED PROYECTADA A 22.8 KV. PRIMARIO "A" FASE A CIRCUITO 02

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,118	0,1174	0,0479	0,0021	0,480	1,682
1-2	0,039	0,0388	0,0158	0,0004	0,091	0,185
0-3	0,196	0,0772	0,0714	0,0190	4,343	131,732
3-4	0,073	0,0288	0,0266	0,0068	1,554	45,304
4-5	0,038	0,0378	0,0154	0,0004	0,091	0,190
4-6	0,036	0,0358	0,0146	0,0003	0,069	0,113
4-7	0,069	0,0272	0,0251	0,0058	1,326	34,870
7-8	0,121	0,1204	0,0492	0,0005	0,114	0,093
7-9	0,072	0,0284	0,0262	0,0059	1,349	34,579
9-10	0,042	0,0209	0,0157	0,0010	0,229	1,598
10-11	0,112	0,1114	0,0455	0,0038	0,869	5,804
11-12	0,018	0,0179	0,0073	0,0003	0,069	0,225
11-13	0,094	0,0935	0,0382	0,0016	0,366	1,226
9-14	0,200	0,0788	0,0728	0,0124	2,835	54,986
14-15	0,051	0,0507	0,0207	0,0003	0,069	0,079
14-16	0,168	0,1672	0,0682	0,0013	0,297	0,453
14-17	0,217	0,0855	0,0790	0,0119	2,720	46,674
17-18	0,070	0,0697	0,0284	0,0048	1,097	14,817
18-19	0,026	0,0259	0,0106	0,0005	0,114	0,433
19-20	0,072	0,0716	0,0292	0,0008	0,183	0,400
18-21	0,104	0,1035	0,0422	0,0052	1,189	11,705
21-22	0,123	0,1224	0,0500	0,0048	1,097	8,433
22-23	0,028	0,0279	0,0114	0,0005	0,114	0,402
22-24	0,203	0,2020	0,0825	0,0046	1,052	4,693
17-25	0,060	0,0236	0,0219	0,0012	0,274	1,717
25-26	0,096	0,0955	0,0390	0,0016	0,366	1,200
25-27	0,302	0,1190	0,1100	0,0038	0,869	3,420
27-28	0,118	0,0586	0,0442	0,0017	0,389	1,644
28-29	0,012	0,0060	0,0045	0,0001	0,023	0,056
29-30	0,096	0,0955	0,0390	0,0007	0,160	0,230
29-31	0,078	0,0387	0,0292	0,0005	0,114	0,215
31-32	0,028	0,0279	0,0114	0,0003	0,069	0,145
					TOTAL PERDIDAS	409,301

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED PROYECTADA A 22.8 KV. PRIMARIO "A" FASE B CIRCUITO 01

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,058	0,0577	0,0236	0,0118	2,697	108,074
1-2	0,255	0,2537	0,1036	0,0292	6,675	150,526
2-3	0,088	0,0551	0,0338	0,0015	0,343	1,551
3-4	0,030	0,0188	0,0115	0,0000	0,009	0,003
2-5	0,040	0,0398	0,0162	0,0020	0,457	4,502
5-6	0,038	0,0378	0,0154	0,0013	0,297	2,002
6-7	0,288	0,1803	0,1105	0,0069	1,577	10,031
7-8	0,140	0,0876	0,0537	0,0023	0,526	2,293
8-9	0,015	0,0094	0,0058	0,0002	0,046	0,162
8-10	0,010	0,0063	0,0038	0,0000	0,009	0,010
1-11	0,038	0,0378	0,0154	0,0023	0,526	6,267
11-12	0,030	0,0299	0,0122	0,0017	0,389	4,337
12-13	0,085	0,0846	0,0345	0,0030	0,686	4,767
13-14	0,019	0,0189	0,0077	0,0002	0,046	0,095
13-15	0,113	0,1124	0,0459	0,0008	0,183	0,255
13-16	0,022	0,0219	0,0089	0,0004	0,091	0,327
1-17	0,057	0,0567	0,0232	0,0039	0,892	12,013
17-18	0,102	0,1015	0,0414	0,0062	1,417	16,966
18-19	0,370	0,3682	0,1503	0,0141	3,223	24,189
19-20	0,076	0,0756	0,0309	0,0009	0,206	0,480
19-21	0,014	0,0139	0,0057	0,0003	0,069	0,289
19-22	0,106	0,1055	0,0431	0,0005	0,114	0,106
				TOTAL PERDIDAS		349,243

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS

RED PROYECTADA A 22.8 KV. PRIMARIO "A" FASE B CIRCUITO 02

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,118	0,1174	0,0479	0,0008	0,183	0,244
0-2	0,196	0,0772	0,0714	0,0223	5,098	181,466
2-3	0,073	0,0288	0,0266	0,0080	1,829	62,704
3-4	0,002	0,0020	0,0008	0,0000	0,009	0,036
4-5	0,074	0,0736	0,0301	0,0012	0,274	0,876
4-6	0,016	0,0159	0,0065	0,0001	0,023	0,028
3-7	0,069	0,0272	0,0251	0,0068	1,554	47,930
7-8	0,121	0,1204	0,0492	0,0005	0,114	0,093
7-9	0,072	0,0284	0,0262	0,0069	1,577	47,294
9-10	0,042	0,0209	0,0157	0,0002	0,046	0,064
9-11	0,200	0,0788	0,0728	0,0184	4,206	121,073
11-12	0,051	0,0507	0,0207	0,0003	0,069	0,079
11-13	0,168	0,1672	0,0682	0,0013	0,297	0,453
11-14	0,067	0,0264	0,0244	0,0057	1,303	34,683
14-15	0,035	0,0348	0,0142	0,0004	0,091	0,206
14-16	0,098	0,0975	0,0398	0,0022	0,503	2,223
14-17	0,054	0,0213	0,0197	0,0037	0,846	18,132
17-18	0,096	0,0378	0,0350	0,0058	1,326	25,063
18-19	0,096	0,0955	0,0390	0,0018	0,411	1,519
19-20	0,072	0,0716	0,0292	0,0008	0,183	0,400
18-21	0,060	0,0236	0,0219	0,0031	0,709	11,455
21-22	0,030	0,0299	0,0122	0,0003	0,069	0,135
21-23	0,178	0,1771	0,0723	0,0040	0,914	4,047
23-24	0,081	0,0806	0,0329	0,0009	0,206	0,450
21-25	0,302	0,1190	0,1100	0,0104	2,377	25,615
25-26	0,118	0,0586	0,0442	0,0048	1,097	13,106
26-27	0,012	0,0060	0,0045	0,0004	0,091	0,895
27-28	0,096	0,0955	0,0390	0,0007	0,160	0,230
27-29	0,078	0,0387	0,0292	0,0025	0,572	5,378
29-30	0,028	0,0279	0,0114	0,0003	0,069	0,145
29-31	0,072	0,0716	0,0292	0,0032	0,732	6,403
31-32	0,018	0,0179	0,0073	0,0004	0,091	0,400
31-33	0,114	0,1134	0,0463	0,0026	0,594	2,669
					TOTAL PERDIDAS	615,495

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED PROYECTADA A 22.8 KV. PRIMARIO "A" FASE C CIRCUITO 01

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,040	0,0398	0,0162	0,0088	2,012	87,155
1-2	0,041	0,0408	0,0167	0,0007	0,160	0,538
1-3	0,018	0,0179	0,0073	0,0037	0,846	34,239
3-4	0,255	0,2537	0,1036	0,0147	3,360	38,149
4-5	0,118	0,0739	0,0453	0,0002	0,046	0,021
4-6	0,040	0,0398	0,0162	0,0022	0,503	5,447
6-7	0,038	0,0378	0,0154	0,0015	0,343	2,666
7-8	0,126	0,0789	0,0484	0,0035	0,800	5,899
8-9	0,162	0,1014	0,0622	0,0020	0,457	1,498
9-10	0,150	0,0939	0,0576	0,0007	0,160	0,198
3-11	0,038	0,0378	0,0154	0,0026	0,594	8,008
11-12	0,115	0,1144	0,0467	0,0072	1,646	20,293
12-13	0,019	0,0189	0,0077	0,0002	0,046	0,095
12-14	0,067	0,0667	0,0272	0,0035	0,800	8,231
14-15	0,046	0,0458	0,0187	0,0003	0,069	0,088
14-16	0,093	0,0925	0,0378	0,0042	0,960	8,539
16-17	0,134	0,1333	0,0544	0,0030	0,686	3,024
3-18	0,057	0,0567	0,0232	0,0045	1,029	15,993
18-19	0,102	0,1015	0,0414	0,0073	1,669	23,520
19-20	0,370	0,3682	0,1503	0,0183	4,183	40,746
20-21	0,076	0,0756	0,0309	0,0009	0,206	0,480
20-22	0,014	0,0139	0,0057	0,0003	0,069	0,289
20-23	0,040	0,0398	0,0162	0,0006	0,137	0,405
23-24	0,197	0,1960	0,0800	0,0022	0,503	1,106
23-25	0,066	0,0657	0,0268	0,0003	0,069	0,061
					TOTAL PERDIDAS	306,687

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED PROYECTADA A 22.8 KV. PRIMARIO "A" FASE C CIRCUITO 02

TRAMO	LONG. (Km)	RESISTENCIA (OHMS)	REACTANCIA (OHMS)	dV (%)	dV (V)	Pp (W)
0-1	0,118	0,1174	0,0479	0,0008	0,183	0,244
0-2	0,040	0,0158	0,0146	0,0042	0,960	31,541
2-3	0,102	0,0402	0,0371	0,0102	2,332	72,953
3-4	0,054	0,0213	0,0197	0,0050	1,143	33,112
4-5	0,073	0,0288	0,0266	0,0065	1,486	41,395
5-6	0,036	0,0358	0,0146	0,0003	0,069	0,113
5-7	0,069	0,0272	0,0251	0,0059	1,349	36,082
7-8	0,121	0,1204	0,0492	0,0026	0,594	2,515
8-9	0,052	0,0517	0,0211	0,0009	0,206	0,701
7-10	0,072	0,0284	0,0262	0,0054	1,234	28,966
10-11	0,020	0,0099	0,0075	0,0002	0,046	0,134
11-12	0,021	0,0209	0,0085	0,0002	0,046	0,086
11-13	0,022	0,0109	0,0082	0,0001	0,023	0,031
10-14	0,200	0,0788	0,0728	0,0130	2,972	60,436
14-15	0,051	0,0507	0,0207	0,0003	0,069	0,079
14-16	0,128	0,1274	0,0520	0,0038	0,869	5,079
16-17	0,040	0,0398	0,0162	0,0003	0,069	0,101
14-18	0,217	0,0855	0,0790	0,0102	2,332	34,291
18-19	0,096	0,0955	0,0390	0,0018	0,411	1,519
19-20	0,072	0,0716	0,0292	0,0008	0,183	0,400
18-21	0,060	0,0236	0,0219	0,0023	0,526	6,306
21-22	0,020	0,0199	0,0081	0,0009	0,206	1,823
22-23	0,255	0,2537	0,1036	0,0057	1,303	5,736
22-24	0,015	0,0149	0,0061	0,0003	0,069	0,270
21-25	0,140	0,0552	0,0510	0,0022	0,503	2,473
25-26	0,162	0,0638	0,0590	0,0020	0,457	1,766
26-27	0,118	0,0586	0,0442	0,0017	0,389	1,644
27-28	0,012	0,0060	0,0045	0,0001	0,023	0,056
28-29	0,096	0,0955	0,0390	0,0007	0,160	0,230
28-30	0,078	0,0387	0,0292	0,0005	0,114	0,215
30-31	0,028	0,0279	0,0114	0,0003	0,069	0,145
					TOTAL PERDIDAS	370,442

ANEXO IV.7

PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

POTENCIA (KVA)	No.DE FASES	VOLTAJE (KV)	Po. (W)	Pcu (W)	Pt (W)
15,00	1	13,2	85	215	300
25,00	1	13,2	125	330	455
37,50	1	13,2	165	455	620
50,00	1	13,2	200	575	775
30,00	3	13,2	160	595	755
45,00	3	13,2	215	855	1.070
50,00	3	13,2	235	945	1.180
75,00	3	13,2	315	1.265	1.580
100,00	3	13,2	370	1.655	2.025
15,00	1	22.8	85	225	310
25,00	1	22.8	125	345	470
37,50	1	22.8	165	470	635
50,00	1	22.8	200	605	805
15,00	3	22.8	95	360	455
30,00	3	22.8	160	615	775
45,00	3	22.8	215	890	1.105
50,00	3	22.8	235	980	1.215
75,00	3	22.8	315	1.315	1.630
100,00	3	22.8	370	1.720	2.090
150,00	3	22.8	540	2.285	2.825

ANEXO IV.8

ANEXO IV.8

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA EXISTENTE

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-01, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
01-29	33	11,27	46,96	2/0	0,016	72,27
29-28	36	4,09	17,03	2/0	0,018	10,37
01-02	30	21,61	90,02	2/0	0,015	241,48
02-03	27	19,45	81,02	2/0	0,013	176,04
03-04	27	15,40	64,16	2/0	0,013	110,37
04-05	33	12,32	51,34	2/0	0,016	86,38
05-06	31	4,09	17,03	2/0	0,015	8,93
06-07	20	1,83	7,61	2/0	0,010	1,15
05-30	23	8,19	34,13	4	0,036	84,77
30-31	30	5,18	21,58	4	0,047	44,20
					TOTAL :	835,95

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-02, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
13-14	33	20,00	83,34	2/0	0,016	227,65
14-15	38	10,02	41,76	2/0	0,019	65,80
12-11	32	20,00	83,34	2/0	0,016	220,75
11-10	27	10,02	41,76	2/0	0,013	46,75
11-33	61	11,39	47,47	2/0	0,030	136,50
33-34	52	7,20	30,01	2/0	0,026	46,51
					TOTAL :	743,97

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-03, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
17-16	37	12,85	53,56	2/0	0,018	105,42
18-A	30	57,23	238,46	2/0	0,015	1.694,34
A-21	12	7,20	30,01	2/0	0,006	10,73
A-19	10	17,13	71,39	2/0	0,005	50,61
19-20	32	8,64	35,98	2/0	0,016	41,14
A-23	18	35,84	149,34	2/0	0,009	398,69
23-24	38	31,55	131,44	2/0	0,019	652,06
24-B	12	28,54	118,92	2/0	0,006	168,56
B-74	15	10,02	41,76	2/0	0,007	25,97
74-75	18	5,68	23,68	2/0	0,009	10,03
B-25	17	20,00	83,34	2/0	0,008	117,28
25-26	35	12,85	53,56	2/0	0,017	99,72
26-27	45	7,20	30,01	2/0	0,022	40,25
					TOTAL :	3.414,80

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-04, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
47-119	67	5,68	23,68	1/0	0,042	47,04
46-45	19	45,76	190,65	1/0	0,012	864,49
45-A	10	40,08	167,02	1/0	0,006	349,20
A-44	30	5,68	23,68	1/0	0,019	21,06
A-102	20	11,39	47,47	1/0	0,013	56,40
A-70	90	25,69	107,04	1/0	0,056	1.290,81
70-69	35	14,28	59,50	1/0	0,022	155,11
69-68	30	8,64	35,98	1/0	0,019	48,62
					TOTAL :	2.832,74

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-05, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
55-53	36	25,69	107,04	2/0	0,018	409,7
53-57	40	7,20	30,01	2/0	0,020	35,8
53-52	41	14,28	59,50	2/0	0,020	144,2
52-51	30	10,02	41,76	2/0	0,015	51,9
51-50	24	7,20	30,01	2/0	0,012	21,5
50-49	30	4,13	17,20	2/0	0,015	8,8
56-A	23	41,57	173,21	2/0	0,011	685,3
A-43	24	7,20	30,01	2/0	0,012	21,5
A-101	14	7,20	30,01	2/0	0,007	12,5
A-41	42	30,04	125,18	2/0	0,021	653,7
41-B	25	22,80	95,01	2/0	0,012	224,1
B-39	18	4,13	17,20	2/0	0,009	5,3
B-22	10	2,54	10,58	2/0	0,005	1,1
B-38	26	18,58	77,40	2/0	0,013	154,7
38-37	40	15,67	65,30	2/0	0,020	169,4
37-36	36	10,02	41,76	2/0	0,018	62,3
36-35	40	4,13	17,20	2/0	0,020	11,8
					TOTAL :	2.673,6

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-06, RED TRIFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
62-63	36	31,55	86,73	2/0	0,018	403,45
63-64	35	21,41	58,87	2/0	0,017	180,69
64-65	33	7,20	19,80	2/0	0;016	19,28
62'-61	33	48,71	133,92	2/0	0,016	881,67
61-66	50	7,20	19,80	2/0	0,025	29,21
61-60	33	35,84	98,54	2/0	0,016	477,37
60-59	41	28,54	78,47	2/0	0,020	376,13
59-58	46	15,67	43,09	2/0	0,023	127,22
					TOTAL :	2.495,01

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-07, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
85-86	38	1,83	7,61	2/0	0,019	2,184
85-88	28	7,21	30,03	1/0	0,018	31,60
88-89	40	5,18	21,58	1/0	0,025	23,32
85-84	41	16,40	68,33	2/0	0,020	190,11
84-82	40	13,36	55,66	2/0	0,020	123,08
82-81	43	5,18	21,58	2/0	0,021	19,89
82-83	40	5,18	21,58	2/0	0,020	18,50
					TOTAL :	408,69

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-08, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
92-A	18	18,58	77,40	2/0	0,009	107,10
A-93	10	8,64	35,98	2/0	0,005	12,86
A-94	17	11,39	47,47	2/0	0,008	38,04
94-95	36	5,68	23,68	2/0	0,018	20,05
91-90	31	28,54	118,92	2/0	0,015	435,45
90-B	11	22,80	95,01	2/0	0,005	98,62
B-76	23	7,20	30,01	2/0	0,011	20,57
B-162	19	8,64	35,98	2/0	0,009	24,43
B-77	24	10,02	41,76	2/0	0,012	41,56
77-78	31	8,64	35,98	2/0	0,015	39,86
78-80	5	2,54	10,58	2/0	0,002	0,56
					TOTAL :	732,00

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-09, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
97-96	18	11,39	47,47	2/0	0,009	40,28
96-40'	38	5,68	23,68	2/0	0,019	21,17
97-98	35	41,57	173,21	2/0	0,017	1.042,88
98-A	19	35,84	149,34	2/0	0,009	420,84
A-109	21	5,68	23,68	2/0	0,010	11,70
A-99	8	15,67	65,30	2/0	0,004	33,88
99-110	34	12,85	53,56	2/0	0,017	96,87
A-100	28	17,13	71,39	2/0	0,014	141,71
100-101	31	7,20	30,01	2/0	0,015	27,73
					TOTAL :	1.837,05

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-10, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
107-A	10	66,04	275,15	2/0	0,005	751,92
A-104	12	7,20	30,01	2/0	0,006	10,73
104-103	38	4,13	17,20	2/0	0,019	11,17
A-105	14	12,85	53,56	2/0	0,007	39,89
105-106	37	8,64	35,98	2/0	0,018	47,57
A-111	23	48,71	202,95	2/0	0,011	940,89
111-112	36	37,33	155,56	2/0	0,018	865,22
112-B	14	32,85	136,89	2/0	0,007	260,57
B-115	10	11,39	47,47	2/0	0,005	22,38
B-113	23	10,02	41,76	2/0	0,011	39,83
113-114	33	8,64	35,98	2/0	0,016	42,43
B-116	18	14,28	59,50	2/0	0,009	63,29
116-117	20	11,39	47,47	2/0	0,010	44,75
117-118	22	7,20	30,01	2/0	0,011	19,68
					TOTAL :	3.160,32

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-11, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
125-124	32	22,80	95,01	1/0	0,020	361,61
124-123	34	18,58	77,40	1/0	0,021	254,97
123-122	34	15,67	65,30	1/0	0,021	181,46
122-121	27	11,39	47,47	1/0	0,017	76,15
121-120	24	7,20	30,01	1/0	0,015	27,05
126-A	41	30,04	125,18	1/0	0,026	804,29
A-130	17	4,13	17,20	1/0	0,011	6,30
A-129	69	14,28	59,50	1/0	0,043	305,80
A-133	106	14,28	59,50	1/0	0,066	469,77
133-134	42	5,68	23,68	1/0	0,026	29,49
134-135	38	2,54	10,58	1/0	0,024	5,32
					TOTAL :	2.522,21

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-12, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
147-148	23	13,36	55,66	2/0	0,011	70,77
148-149	32	8,19	34,13	2/0	0,016	37,03
149-150	35	5,18	21,58	2/0	0,017	16,19
150-151	33	2,97	12,37	2/0	0,016	5,01
146-A	7	37,99	158,30	2/0	0,003	174,21
A-254'	18	4,09	17,03	2/0	0,009	5,19
A-254"	20	15,40	64,16	2/0	0,010	81,76
254"-255	28	11,27	46,96	2/0	0,014	61,32
A-145	28	20,53	85,52	2/0	0,014	203,40
145-144	45	18,47	76,98	2/0	0,022	264,83
144-143	34	15,40	64,16	2/0	0,017	138,99
143-142	31	9,24	38,52	2/0	0,015	45,68
					TOTAL :	1.104,38

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-13, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
157-158	42	22,69	94,53	1/0	0,026	469,76
158-204'	30	5,18	21,58	1/0	0,019	17,49
158-159	25	14,38	59,93	1/0	0,016	112,42
159-160	26	11,27	46,96	1/0	0.016	71,76
160-161	31	7,21	30,03	1/0	0,019	34,99
					TOTAL :	706,42

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-14, RED TRIFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
178-179	25	8,19	22,52	1/0	0,016	23,81
179-180	33	5,18	14,24	1/0	0,021	12,56
177-176	27	22,69	62,37	1/0	0,017	197,23
176-A	35	20,53	56,43	1/0	0,022	209,29
A-175	27	6,21	17,07	1/0	0,017	14,78
A-201	18	7,21	19,81	1/0	0,011	13,27
A-174	13	9,24	25,42	1/0	0,008	15,77
174-173	42	7,21	19,81	1/0	0,026	30,96
					TOTAL :	517,67

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-15, RED MIXTA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
186-187	34	23,63	98,44	1/0	0,021	618,71
187-189	28	19,45	81,02	1/0	0,018	230,09
189-190	27	17,39	72,45	1/0	0,017	177,40
190-A	13	16,40	68,33	1/0	0,008	75,97
A-191	7	4,09	17,03	1/0	0,004	2,54
A-192	23	6,21	25,87	1/0	0,014	19,28
A-217	24	8,19	34,13	1/0	0,015	35,00
217-216	35	4,09	17,03	1/0	0,022	12,71
					TOTAL :	1.171,70

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-16, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
200-A	10	43,27	180,28	1/0	0,006	406,86
A-202	25	2,97	12,37	1/0	0,016	4,79
A-198	18	14,38	59,93	1/0	0,011	80,94
198-168	35	12,32	51,34	1/0	0,022	115,46
168-167	20	4,09	17,03	1/0	0,013	7,26
168-169	42	8,19	34,13	1/0	0,026	61,26
169-170	33	5,18	21,58	1/0	0,021	19,24
A-197	17	27,76	115,66	1/0	0,011	284,69
197-196	33	23,63	98,44	1/0	0,021	400,34
196-B	10	21,61	90,02	1/0	0,006	101,45
B-193	15	1,83	7,61	1/0	0,009	1,09
B-194	34	9,24	38,52	1/0	0,021	63,14
B-195	36	12,32	51,34	1/0	0,023	118.76
					TOTAL :	1.665,27

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-17 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
208-A	15	26,85	111,87	2/0	0,007	186,4
A-166	40	4,09	17,03	2/0	0,020	11,5
A-207	10	8,19	34,13	2/0	0,005	11,6
207-205	35	4,09	17,03	2/0	0,017	10,1
A-165	17	16,40	68,33	2/0	0,008	78,8
165-164	32	15,40	64,16	2/0	0,016	130,8
164-163	18	7,21	30,03	2/0	0,009	16,1
					TOTAL :	445,4

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-18 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
211-163'	30	2,97	12,37	2/0	0,015	4,6
210-209	37	22,69	94,53	2/0	0,018	328,3
209-A	12	18,47	76,98	2/0	0,006	70,6
A-203	20	8,19	34,13	2/0	0,010	23,1
A-204	10	11,27	46,96	2/0	0,005	21,9
204-204'	23	8,19	34,13	2/0	0,011	26,6
					TOTAL :	475,2

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-19 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
222-223	20	5,18	21,58	1/0	0,013	11,7
223-224	22	1,83	7,61	1/0	0,014	1,6
222-A	10	48,54	202,27	1/0	0,006	512,1
A-222'	16	2,97	12,37	1/0	0,010	3,1
A-219	23	29,89	124,56	1/0	0,014	446,7
219-215	33	25,77	107,39	1/0	0,021	476,4
215-B	12	24,70	102,92	1/0	0,008	159,1
B-218	22	5,18	21,58	1/0	0,014	12,8
B-214	17	20,53	85,52	1/0	0,011	155,6
214-213	37	15,40	64,16	1/0	0,023	190,6
A-220	13	17,39	72,45	1/0	0,008	85,4
220-225	31	15,40	64,16	1/0	0,019	159,7
225-226	34	13,36	55,66	1/0	0,021	131,9
226-227	37	5,18	21,58	1/0	0,023	21,6
227-184	30	4,09	17,03	1/0	0,019	10,9
184-183	50	1,83	7,61	1/0	0,031	3,6
					TOTAL :	2.382,9

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-20 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
231-230	32	6,21	25,87	1/0	0,020	26,8
230-A	13	5,18	21,58	1/0	0,008	7,6
A-229	8	1,83	7,61	1/0	0,005	0,6
A-250	20	4,09	17,03	1/0	0,013	7,3
250-249	33	2,97	12,37	1/0	0,021	6,3
232-253	82	8,19	34,13	1/0	0,051	119,6
253-252	15	5,18	21,58	1/0	0,009	8,7
252-248	37	2,97	12,37	1/0	0,023	7,1
					TOTAL :	184,0

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-21 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
238-239	21	10,27	42,79	1/0	0,013	48,1
237-236	43	18,47	76,98	1/0	0,027	318,9
236-235	27	9,24	38,52	1/0	0,017	50,1
235-234	36	5,18	21,58	1/0	0,023	21,0
					TOTAL :	438,2

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-22 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
247-251	30	4,09	17,03	1/0	0,019	10,9
246-243	38	21,61	90,02	1/0	0,024	385,5
243-A	15	19,45	81,02	1/0	0,009	123,3
A-244	15	5,18	21,58	1/0	0,009	8,7
A-245	13	5,18	21,58	1/0	0,008	7,6
A-242	15	11,27	46,96	1/0	0,009	41,4
242-241	32	9,24	38,52	1/0	0,020	59,4
					TOTAL :	636,8

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-23 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
260-A	22	17,39	72,45	1/0	0,014	144,5
A-259	20	1,83	7,61	1/0	0,013	1,4
A-262	16	10,27	42,79	1/0	0,010	36,7
262-300	33	6,21	25,87	1/0	0,021	27,7
A-258	9	8,19	34,13	1/0	0,006	13,1
258-257	30	4,09	17,03	1/0	0,019	10,9
257-152	27	2,97	12,37	1/0	0,017	5,2
152-256	33	1,83	7,61	1/0	0,021	2,4
					TOTAL :	241,9

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-24 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
278-279	30	6,21	25,87	1/0	0,019	25,1
279-290	32	5,18	21,58	1/0	0,020	18,7
290-291	26	4,09	17,03	1/0	0,016	9,4
291-293	40	1,83	7,61	1/0	0,025	2,9
277-276	15	36,94	153,90	1/0	0,009	444,7
276-A	8	33,97	141,53	1/0	0,005	200,6
A-274	19	2,97	12,37	1/0	0,012	3,6
A-275	30	4,09	17,03	1/0	0,019	10,9
A-273	19	28,83	120,11	1/0	0,012	343,1
273-272	35	20,53	85,52	1/0	0,022	320,5
272-B	14	19,45	81,02	1/0	0,009	115,0
B-268	13	7,21	30,03	1/0	0,008	14,7
B-267	21	5,18	21,58	1/0	0,013	12,2
267-266	38	1,83	7,61	1/0	0,024	2,8
B-269	17	9,24	38,52	1/0	0,011	31,6
269-271	33	5,18	21,58	1/0	0,021	19,2
					TOTAL :	1.575,1

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-25 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
285-285'	35	4,09	17,03	1/0	0,022	12,7
285-286	42	18,47	76,98	1/0	0,026	311,5
286-398	65	7,21	30,03	1/0	0,041	73,4
398-397	32	2,97	12,37	1/0	0,020	6,1
286-283	32	12,32	51,34	1/0	0,020	105,6
283-288	45	11,27	46,96	1/0	0,028	124,2
288-401	33	2,97	12,37	1/0	0,021	6,3
288-289	12	6,21	25,87	1/0	0,008	10,1
289-399	34	5,18	21,58	1/0	0,021	19,8
399-400	31	2,97	12,37	1/0	0,019	5,9
					TOTAL :	675,6

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-26 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
299-264	36	4,09	17,03	1/0	0,023	13,1
264-265	27	2,97	12,37	1/0	0,017	5,2
298-A	17	13,36	55,66	1/0	0,011	65,9
A-296	16	5,18	21,58	1/0	0,010	9,3
A-297	18	5,18	21,58	1/0	0,011	10,5
A-295	15	5,18	21,58	1/0	0,009	8,7
295-294	31	2,97	12,37	1/0	0,019	5,9
					TOTAL :	118,7

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-27 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
308-A	12	17,39	72,45	2/0	0,006	62,6
A-309	15	4,09	17,03	2/0	0,007	4,3
A-306	24	14,38	59,93	2/0	0,012	85,6
306-303	40	10,27	42,79	2/0	0,020	72,7
303-302	27	7,21	30,03	2/0	0,013	24,2
303-304	35	2,97	12,37	2/0	0,017	5,3
304-305	34	1,83	7,61	2/0	0,017	2,0
308-332	35	15,40	64,16	2/0	0,017	143,1
332-B	17	11,27	46,96	2/0	0,008	37,2
B-331	18	5,18	21,58	2/0	0,009	8,3
B-329	18	7,21	30,03	2/0	0,009	16,1
329-338	29	5,18	21,58	2/0	0,014	13,4
338-325	48	2,97	12,37	2/0	0,024	7,3
					TOTAL :	482,2

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-28 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
316-315	29	22,69	94,53	2/0	0,014	257,4
315-A	15	20,53	85,52	2/0	0,007	109,0
A-312	18	4,09	17,03	2/0	0,009	5,2
A-311	16	8,19	34,13	2/0	0,008	18,5
311-310	37	2,97	12,37	2/0	0,018	5,6
A-313	20	10,27	42,79	2/0	0,010	36,4
313-314	29	8,19	34,13	2/0	0,014	33,6
314-301	25	4,09	17,03	2/0	0,012	7,2
316-B	29	21,61	90,02	2/0	0,014	233,4
B-318	20	5,18	21,58	2/0	0,010	9,3
B-319	18	8,19	34,13	2/0	0,009	20,8
319-330	36	4,09	17,03	2/0	0,018	10,4
B-317	11	10,27	42,79	2/0	0,005	20,0
317-320	33	8,19	34,13	2/0	0,016	38,2
320-322	30	6,21	25,87	2/0	0,015	19,9
322-323	33	4,09	17,03	2/0	0,016	9,5
					TOTAL :	834,3

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-29 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
341-349	31	24,70	102,92	1/0	0,019	411,0
349-A	8	22,69	94,53	1/0	0,005	89,5
A-350	21	5,18	21,58	1/0	0,013	12,2
A-351	25	6,21	25,87	1/0	0,016	21,0
A-347	49	13,36	55,66	1/0	0,031	190,0
347-B	21	9,24	38,52	1/0	0,013	39,0
B-345	12	2,97	12,37	1/0	0,008	2,3
B-346	8	7,21	30,03	1/0	0,005	9,0
340-C	26	23,63	98,44	1/0	0,016	315,4
C-339	17	2,97	12,37	1/0	0,011	3,3
C-338	11	4,09	17,03	1/0	0,007	4,0
C-337	19	18,47	76,98	1/0	0,012	140,9
337-336	38	13,36	55,66	1/0	0,024	147,4
336-D	11	10,27	42,79	1/0	0,007	25,2
D-333	16	2,97	12,37	1/0	0,010	3,1
D-334	23	6,21	25,87	1/0	0,014	19,3
D-335	8	2,97	12,37	1/0	0,005	1,5
					TOTAL :	1.434,1

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-30 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
353-352	40	10,27	42,79	1/0	0,025	91,7
352-378	40	5,18	21,58	1/0	0,025	23,3
353-A	24	35,03	145,95	1/0	0,015	640,0
A-354	12	4,09	17,03	1/0	0,008	4,4
A-357	25	32,03	133,46	1/0	0,016	557,4
357-358	40	25,77	107,39	1/0	0,025	577,5
358-361	38	19,45	81,02	1/0	0,024	312,3
361-362	48	12,32	51,34	1/0	0,030	158,3
362-364	36	6,21	25,87	1/0	0,023	30,2
					TOTAL :	2.395,0

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-31 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
375-376	36	9,24	38,52	1/0	0,023	66,9
376-379	20	2,97	12,37	1/0	0,013	3,8
376-377	34	6,21	25,87	1/0	0,021	28,5
377-359	22	1,83	7,61	1/0	0,014	1,6
374-371	10	20,53	85,52	1/0	0,006	91,6
371-370	42	17,39	72,45	1/0	0,026	276,0
370-367	38	14,38	59,93	1/0	0,024	170,9
367-366	40	11,27	46,96	1/0	0,025	110,4
366-365	35	7,21	30,03	1/0	0,022	39,5
365-344	36	2,97	12,37	1/0	0,023	6,9
					TOTAL :	796,0

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-32 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
382-A	20	10,27	42,79	1/0	0,013	45,8
A-363	46	2,97	12,37	1/0	0,029	8,8
A-380	14	1,83	7,61	1/0	0,009	1,0
A-384	10	7,21	30,03	1/0	0,006	11,3
384-385	31	5,18	21,58	1/0	0,019	18,1
385-387	65	1,83	7,61	1/0	0,041	4,7
					TOTAL :	89,7

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-33 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
388-389	32	22,69	94,53	1/0	0,020	357,9
389-390	36	20,53	85,52	1/0	0,023	329,6
390-391	43	16,40	68,33	1/0	0,027	251,3
391-392	44	12,32	51,34	1/0	0,028	145,2
392-394	29	9,24	38,52	1/0	0,018	53,9
394-395	38	5,18	21,58	1/0	0,024	22,2
					TOTAL :	1.160,0

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-34 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
420'-421	44	18,47	76,98	1/0	0,028	326,4
421-419	38	6,21	25,87	1/0	0,024	31,8
419-418	40	4,09	17,03	1/0	0,025	14,5
421-431	51	13,36	55,66	1/0	0,032	197,8
431-432	31	11,27	46,96	1/0	0,019	85,6
432-433	29	10,27	42,79	1/0	0,018	66,5
433-434	34	6,21	25,87	1/0	0,021	28,5
434-435	32	1,83	7,61	1/0	0,020	2,3
					TOTAL :	753,4

CENTRO DE TRANSFORMACION : CTe-35 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
426-425	28	2,97	12,37	1/0	0,018	5,4
426-427	36	12,32	51,34	1/0	0,023	118,8
427-428	28	10,27	42,79	1/0	0,018	64,2
428-438	76	6,21	25,87	1/0	0,048	63,7
438-439	40	1,83	7,61	1/0	0,025	2,9
					TOTAL :	254,9

PERDIDAS TOTALES A DEMANDA MAXIMA = 42,195 KW

ANEXO IV.9

ANEXO IV.9

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS
RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA PROYECTADA

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-01, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	27	22,80	95,01	2/0	0,013	242,08
1-2	27	7,20	30,01	2/0	0,013	24,15
2-3	33	2,54	10,58	2/0	0,016	3,67
1-4	23	11,39	47,47	1/0	0,014	64,87
4-5	30	5,68	23,68	1/0	0,019	21,06
0-6	30	22,80	95,01	2/0	0,015	268,98
6-7	33	15,67	65,30	2/0	0,016	139,74
7-8	36	5,68	23,68	2/0	0,018	20,05
					TOTAL :	784,59

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-02, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	37	8,64	35,98	2/0	0,018	47,57
1-2	18	5,68	23,68	2/0	0,009	10,03
2-3	20	4,13	17,20	2/0	0,010	5,88
0-4	30	11,39	47,47	2/0	0,015	67,13
4-5	30	10,02	41,76	2/0	0,015	51,95
5-6	30	7,20	30,01	2/0	0,015	26,83
6-7	30	4,13	17,20	2/0	0,015	8,81
					TOTAL :	218,20

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-03, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	32	17,91	74,61	2/0	0,016	176,92
1-2	32	8,35	34,79	2/0	0,016	38,46
0-3	32	23,30	97,09	2/0	0,016	299,62
3-4	32	13,89	57,86	2/0	0,016	106,40
4-5	32	8,35	34,79	2/0	0,016	38,46
					TOTAL :	659,87

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-04, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	30	18,58	77,40	2/0	0,015	178,50
1-2	45	12,85	53,56	2/0	0,022	128,21
2-3	35	8,64	35,98	2/0	0,017	45,00
0-4	30	21,41	89,21	2/0	0,015	237,14
4-5	25	18,58	77,40	2x1/0	0,008	93,75
5-6	40	12,85	53,56	2x1/0	0,013	71,83
6-7	40	5,68	23,68	2x1/0	0,013	14,04
					TOTAL :	768,48

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-05, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	36	13,89	57,86	3/0	0,014	95,0
1-2	36	9,89	41,21	3/0	0,014	48,2
2-3	36	5,19	21,64	3/0	0,014	13,3
0-4	36	16,60	69,15	3/0	0,014	135,6
4-5	17	15,23	63,47	3/0	0,007	54,0
5-6	30	12,60	52,50	3/0	0,012	65,2
6-7	30	9,89	41,21	3/0	0,012	40,1
7-8	20	6,80	28,35	3/0	0,008	12,7
					TOTAL :	464,0

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-06, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	36	15,23	63,47	3/0	0,014	114,29
1-2	36	9,89	41,21	3/0	0,014	48,17
0-A	8	31,34	130,57	3/0	0,003	107,47
A-3	8	5,19	21,64	3/0	0,003	2,95
A-4	32	8,35	34,79	3/0	0,013	30,52
4-5	32	5,19	21,64	3/0	0,013	11,81
A-6	36	23,30	97,09	3/0	0,014	267,44
6-7	36	17,91	74,61	3/0	0,014	157,91
7-8	32	8,35	34,79	3/0	0,013	30,52
					TOTAL :	771,08

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-07, RED TRIFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	33	27,46	75,50	3/0	0,013	222,357
1-2	33	21,95	60,35	3/0	0,013	142,054
2-3	36	15,23	41,88	3/0	0,014	74,644
3-4	36	9,89	27,19	3/0	0,014	31,462
0-5	36	17,91	49,23	3/0	0,014	103,133
5-6	35	11,15	30,67	3/0	0,014	38,911
6-7	33	5,19	14,28	3/0	0,013	7,955
					TOTAL :	620,52

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-08, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	35	21,95	91,46	2/0	0,017	290,76
1-2	35	12,60	52,50	2/0	0,017	95,82
2-3	34	8,35	34,79	2/0	0,017	40,87
1-4	15	8,35	34,79	2/0	0,007	18,03
4-5	30	8,35	34,79	2/0	0,015	36,06
0-6	35	16,60	69,15	2/0	0,017	166,22
6-7	35	12,60	52,50	2/0	0,017	95,82
7-8	36	8,35	34,79	2/0	0,018	43,27
					TOTAL :	496,09

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-09, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	36	15,23	63,47	1/0	0,023	181,56
1-2	36	11,15	46,48	1/0	0,023	97,35
2-3	36	5,19	21,64	1/0	0,023	21,11
0-4	35	16,60	69,15	1/0	0,022	209,50
4-5	35	9,89	41,21	1/0	0,022	74,40
5-6	35	6,80	28,35	1/0	0,022	35,22
					TOTAL :	619,14

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-10, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	36	27,04	112,66	3/0	0,014	360,09
1-A	16	22,80	95,01	3/0	0,006	113,82
A-2	16	5,68	23,68	3/0	0,006	7,07
A-3	29	8,64	35,98	2/0	0,014	37,29
3-4	30	4,13	17,20	2/0	0,015	8,81
A-5	6	11,39	47,47	2/0	0,003	13,43
5-6	38	5,68	23,68	2/0	0,019	21,17
0-B	17	28,54	118,92	3/0	0,007	189,46
B-7	20	11,39	47,47	2/0	0,010	44,75
7-8	32	7,20	30,01	2/0	0,016	28,62
B-9	10	8,64	35,98	2/0	0,005	12,86
9-10	34	2,54	10,58	2/0	0,017	3,78
B-11	18	11,39	47,47	3/0	0,007	31,96
11-12	31	7,20	30,01	3/0	0,012	22,00
					TOTAL :	895,09

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-11, RED TRIFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	32	7,20	19,80	3/0	0,013	14,83
0-2	32	22,80	62,69	3/0	0,013	148,67
2-3	32	14,28	39,26	3/0	0,013	58,30
3-4	32	8,64	23,74	3/0	0,013	21,32
4-5	32	4,13	11,35	3/0	0,013	4,87
					TOTAL :	247,99

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-12, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	40	7,20	30,01	2/0	0,020	35,78
0-2	43	15,67	65,30	2/0	0,021	182,09
2-3	27	10,02	41,76	2/0	0,013	46,75
3-4	31	4,13	17,20	2/0	0,015	9,11
0-5	40	12,85	53,56	2/0	0,020	113,96
5-6	41	8,64	35,98	2/0	0,020	52,72
6-7	38	2,54	10,58	2/0	0,019	4,22
6-8	28	7,20	30,01	1/0	0,018	31,56
8-9	40	7,20	30,01	1/0	0,025	45,09
					TOTAL :	521,28

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-13, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-A	13	30,04	125,18	2/0	0,006	202,34
A-1	23	7,20	30,01	2/0	0,011	20,57
A-2	22	17,13	71,39	2/0	0,011	111,35
2-3	33	7,20	30,01	2/0	0,016	29,51
A-4	12	8,64	35,98	2/0	0,006	15,43
4-5	33	5,68	23,68	2/0	0,016	18,38
0-6	34	27,04	112,66	2/0	0,017	428,64
6-B	9	24,18	100,74	2/0	0,004	90,72
B-7	26	10,02	41,76	2/0	0,013	45,02
B-8	15	11,39	47,47	2/0	0,007	33,56
8-9	32	4,13	17,20	2/0	0,016	9,40
B-10	15	10,02	41,76	2/0	0,007	25,97
10-11	30	5,68	23,68	2/0	0,015	16,71
					TOTAL :	1.047,61

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-14, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	33	22,80	95,01	2/0	0,016	295,87
1-2	22	15,67	65,30	2/0	0,011	93,16
2-3	24	10,02	41,76	2/0	0,012	41,56
3-4	27	5,68	23,68	2/0	0,013	15,04
0-A	23	28,54	118,92	2/0	0,011	323,07
A-5	14	5,68	23,68	2/0	0,007	7,80
A-6	18	14,28	59,50	2/0	0,009	63,29
6-7	36	11,39	47,47	2/0	0,018	80,55
A-8	10	11,39	47,47	2/0	0,005	22,38
8-9	35	5,68	23,68	1/0	0,022	24,57
					TOTAL :	967,30

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-15, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	39	14,28	59,50	1/0	0,024	172,84
1-2	39	10,02	41,76	1/0	0,024	85,12
2-3	36	5,68	23,68	1/0	0,023	25,27
3-4	36	2,54	10,58	1/0	0,023	5,04
0-A	16	22,80	95,01	1/0	0,010	180,81
A-5	17	4,13	17,20	1/0	0,011	6,30
A-6	31	8,64	35,98	1/0	0,019	50,24
6-7	33	7,20	30,01	1/0	0,021	37,20
A-8	15	12,85	53,56	1/0	0,009	53,86
8-9	26	11,39	47,47	1/0	0,016	73,33
9-10	32	7,20	30,01	1/0	0,020	36,07
10-11	34	4,13	17,20	1/0	0,021	12,59
					TOTAL :	738,67

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-16, RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	31	25,69	107,04	2/0	0,015	352,76
1-2	15	17,13	71,39	1/0	0,009	95,68
2-3	30	4,13	17,20	1/0	0,019	11,11
2-4	30	10,02	41,76	1/0	0,019	65,48
0-A	11	28,54	118,92	2/0	0,005	154,51
A-5	24	7,20	30,01	2/0	0,012	21,47
A-6	20	10,02	41,76	1/0	0,013	43,65
6-7	35	5,68	23,68	1/0	0,022	24,57
A-8	9	14,28	59,50	1/0	0,006	39,89
8-9	40	10,02	41,76	1/0	0,025	87,30
					TOTAL :	896,42

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-17 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	22	22,80	95,01	1/0	0,014	248,6
1-A	16	20,00	83,34	1/0	0,010	139,1
A-2	15	4,13	17,20	1/0	0,009	5,6
A-3	18	7,20	30,01	1/0	0,011	20,3
A-4	15	11,39	47,47	1/0	0,009	42,3
4-5	32	7,20	30,01	1/0	0,020	36,1
0-B	14	24,18	100,74	1/0	0,009	177,9
B-6	20	10,02	41,76	1/0	0,013	43,7
6-7	35	5,68	23,68	1/0	0,022	24,6
B-8	10	15,67	65,30	1/0	0,006	53,4
8-9	28	11,39	47,47	1/0	0,018	79,0
9-10	14	5,68	23,68	1/0	0,009	9,8
10-11	28	4,13	17,20	1/0	0,018	10,4
9-12	35	4,13	17,20	1/0	0,022	13,0
					TOTAL :	903,5

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-18 , RED TRIFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	35	21,41	58,87	2/0	0,017	180,7
1-A	13	20,00	54,99	2/0	0,006	58,6
A-2	10	5,68	15,63	2/0	0,005	3,6
A-3	25	5,68	15,63	2/0	0,012	9,1
3-4	35	2,54	6,98	2/0	0,017	2,5
A-5	23	11,39	31,32	2/0	0,011	33,6
5-6	30	5,68	15,63	2/0	0,015	10,9
0-B	20	32,85	90,33	2/0	0,010	243,1
B-7	20	4,13	11,35	2/0	0,010	3,8
B-8	20	7,20	19,80	2/0	0,010	11,7
B-9	15	24,18	66,47	2/0	0,007	98,7
9-10	32	18,58	51,07	2/0	0,016	124,3
10-C	12	15,67	43,09	2/0	0,006	33,2
C-11	17	7,20	19,80	2/0	0,008	9,9
C-12	15	2,54	6,98	2/0	0,007	1,1
C-13	20	8,64	23,74	2/0	0,010	16,8
13-14	30	4,13	11,35	1/0	0,019	7,3
					TOTAL :	849,0

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-19 , RED TRIFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	27	18,58	51,07	1/0	0,017	132,2
1-2	25	15,67	43,09	1/0	0,016	87,1
2-3	27	11,39	31,32	1/0	0,017	49,7
3-4	33	7,20	19,80	1/0	0,021	24,3
0-A	8	28,54	78,47	1/0	0,005	92,5
A-5	26	8,64	23,74	1/0	0,016	27,5
A-6	24	10,02	27,55	1/0	0,015	34,2
A-7	13	12,85	35,34	1/0	0,008	30,5
7-8	42	10,02	27,55	1/0	0,026	59,9
					TOTAL :	538,0

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-20 , RED TRIFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	35	28,54	78,47	1/0	0,022	404,7
1-A	9	24,18	66,47	1/0	0,006	74,7
A-2	22	4,13	11,35	1/0	0,014	5,3
A-3	12	8,64	23,74	1/0	0,008	12,7
3-4	30	5,68	15,63	1/0	0,019	13,8
A-5	17	14,28	39,26	1/0	0,011	49,2
5-6	35	7,20	19,80	1/0	0,022	25,8
0-B	23	27,04	74,34	1/0	0,014	238,7
B-7	23	8,64	23,74	1/0	0,014	24,3
B-8	7	5,68	15,63	1/0	0,004	3,2
B-9	13	15,67	43,09	1/0	0,008	45,3
9-10	27	14,28	39,26	1/0	0,017	78,1
10-11	28	11,39	31,32	1/0	0,018	51,6
11-12	34	5,68	15,63	1/0	0,021	15,6
					TOTAL :	1.043,0

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-21 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	30	14,28	59,50	1/0	0,019	133,0
1-A	13	11,39	47,47	1/0	0,008	36,7
A-2	16	4,13	17,20	1/0	0,010	5,9
A-3	23	0,00	0,00	1/0	0,014	0,0
A-4	15	8,64	35,98	1/0	0,009	24,3
4-5	35	4,13	17,20	1/0	0,022	13,0
0-6	34	14,28	59,50	1/0	0,021	150,7
6-7	33	7,20	30,01	1/0	0,021	37,2
7-8	33	5,68	23,68	1/0	0,021	23,2
8-9	48	2,54	10,58	1/0	0,030	6,7
					TOTAL :	430,6

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-22 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	34	25,69	107,04	1/0	0,021	487,6
1-A	15	12,85	53,56	1/0	0,009	53,9
A-2	25	4,13	17,20	1/0	0,016	9,3
A-3	19	7,20	30,01	1/0	0,012	21,4
A-4	20	4,13	17,20	1/0	0,013	7,4
0-B	9	32,85	136,89	1/0	0,006	211,1
B-5	20	11,39	47,47	1/0	0,013	56,4
5-6	30	4,13	17,20	1/0	0,019	11,1
B-7	15	10,02	41,76	1/0	0,009	32,7
7-8	30	4,13	17,20	1/0	0,019	11,1
B-9	11	14,28	59,50	1/0	0,007	48,8
9-10	25	10,02	41,76	1/0	0,016	54,6
10-11	32	5,68	23,68	1/0	0,020	22,5
					TOTAL :	1.027,9

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-23 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	30	17,13	71,39	3/0	0,012	120,5
1-2	30	11,39	47,47	3/0	0,012	53,3
2-3	30	7,20	30,01	3/0	0,012	21,3
3-4	30	4,13	17,20	3/0	0,012	7,0
0-A	10	32,85	136,89	3/0	0,004	147,7
A-5	19	8,64	35,98	3/0	0,007	19,4
5-6	40	4,13	17,20	3/0	0,016	9,3
A-7	18	7,20	30,01	3/0	0,007	12,8
A-8	35	4,13	17,20	3/0	0,014	8,2
A-9	21	20,00	83,34	3/0	0,008	114,9
9-10	34	15,67	65,30	3/0	0,013	114,2
10-11	35	10,02	41,76	3/0	0,014	48,1
11-12	35	4,13	17,20	3/0	0,014	8,2
					TOTAL :	684,7

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-24 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	30	20,00	83,34	1/0	0,019	260,8
1-2	30	11,39	47,47	1/0	0,019	84,6
1-3	30	4,13	17,20	1/0	0,019	11,1
0-A	18	24,18	100,74	1/0	0,011	228,7
A-4	22	2,54	10,58	1/0	0,014	3,1
A-5	18	12,85	53,56	1/0	0,011	64,6
5-6	30	7,20	30,01	1/0	0,019	33,8
A-7	7	11,39	47,47	1/0	0,004	19,7
7-8	28	8,64	35,98	1/0	0,018	45,4
8-9	28	7,20	30,01	1/0	0,018	31,6
9-10	17	5,68	23,68	1/0	0,011	11,9
10-11	30	4,13	17,20	1/0	0,019	11,1
					TOTAL :	806,5

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-25 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	35	18,58	77,40	1/0	0,022	262,5
1-A	15	15,67	65,30	1/0	0,009	80,1
A-2	13	5,68	23,68	1/0	0,008	9,1
A-3	15	4,13	17,20	1/0	0,009	5,6
A-4	15	8,64	35,98	1/0	0,009	24,3
4-5	32	5,68	23,68	1/0	0,020	22,5
0-B	15	22,80	95,01	1/0	0,009	169,5
B-6	15	5,68	23,68	1/0	0,009	10,5
B-7	20	7,20	30,01	1/0	0,013	22,5
7-8	37	4,13	17,20	1/0	0,023	13,7
B-9	21	12,85	53,56	1/0	0,013	75,4
9-10	33	10,02	41,76	1/0	0,021	72,0
10-C	20	8,64	35,98	1/0	0,013	32,4
C-11	20	5,68	23,68	1/0	0,013	14,0
C-12	8	2,54	10,58	1/0	0,005	1,1
C-13	13	2,54	10,58	1/0	0,008	1,8
					TOTAL :	817,1

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-26 , RED TRIFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	35	24,18	66,47	1/0	0,022	290,4
1-A	15	22,80	62,69	1/0	0,009	110,7
A-2	15	5,68	15,63	1/0	0,009	6,9
A-3	16	7,20	19,80	1/0	0,010	11,8
A-4	17	12,85	35,34	1/0	0,011	39,9
4-5	33	7,20	19,80	1/0	0,021	24,3
0-B	19	28,54	78,47	1/0	0,012	219,7
B-6	20	5,68	15,63	1/0	0,013	9,2
B-7	19	5,68	15,63	1/0	0,012	8,7
B-8	16	20,00	54,99	1/0	0,010	90,9
8-9	30	11,39	31,32	1/0	0,019	55,3
9-10	12	10,02	27,55	1/0	0,008	17,1
10-11	30	5,68	15,63	1/0	0,019	13,8
11-12	26	4,13	11,35	1/0	0,016	6,3
10-13	72	5,68	15,63	1/0	0,045	33,0
					TOTAL :	937,8

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-27 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	35	10,02	41,76	1/0	0,022	76,4
1-A	13	8,64	35,98	1/0	0,008	21,1
A-2	14	4,13	17,20	1/0	0,009	5,2
A-3	16	4,13	17,20	1/0	0,010	5,9
A-4	15	2,54	10,58	1/0	0,009	2,1
0-B	17	18,58	77,40	1/0	0,011	127,5
B-5	16	7,20	30,01	1/0	0,010	18,0
B-6	18	7,20	30,01	1/0	0,011	20,3
B-7	15	7,20	30,01	1/0	0,009	16,9
7-8	31	4,13	17,20	1/0	0,019	11,5
					TOTAL :	304,9

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-28 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	28	27,04	112,66	3/0	0,011	280,1
1-A	10	24,18	100,74	3/0	0,004	80,0
A-2	15	7,20	30,01	2/0	0,007	13,4
A-3	18	5,68	23,68	2/0	0,009	10,0
A-4	20	14,28	59,50	3/0	0,008	55,8
4-5	28	11,39	47,47	3/0	0,011	49,7
5-6	25	5,68	23,68	3/0	0,010	11,0
0-B	27	27,04	112,66	3/0	0,011	270,1
B-7	17	7,20	30,01	2/0	0,008	15,2
B-8	19	7,20	30,01	2/0	0,009	17,0
B-9	10	15,67	65,30	3/0	0,004	33,6
9-10	33	12,85	53,56	3/0	0,013	74,6
10-11	20	10,02	41,76	2/0	0,010	34,6
11-12	27	5,68	23,68	2/0	0,013	15,0
11-13	30	2,54	10,58	2/0	0,015	3,3
					TOTAL :	963,5

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-29 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-A	12	27,04	112,66	3/0	0,005	120,0
A-1	17	4,13	17,20	2/0	0,008	5,0
A-2	15	5,68	23,68	2/0	0,007	8,4
A-3	24	20,00	83,34	3/0	0,009	131,4
3-4	40	14,28	59,50	3/0	0,016	111,6
4-5	27	7,20	30,01	2/0	0,013	24,1
4-6	35	4,13	17,20	2/0	0,017	10,3
6-7	34	2,54	10,58	2/0	0,017	3,8
0-8	35	25,69	107,04	3/0	0,014	316,0
8-B	17	20,00	83,34	3/0	0,007	93,0
B-9	18	7,20	30,01	2/0	0,009	16,1
B-10	17	5,68	23,68	2/0	0,008	9,5
B-11	18	10,02	41,76	3/0	0,007	24,7
11-12	29	7,20	30,01	3/0	0,011	20,6
12-13	38	4,13	17,20	3/0	0,015	8,9
					TOTAL :	903,3

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-30 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	38	18,58	77,40	1/0	0,024	285,0
1-A	11	14,28	59,50	1/0	0,007	48,8
A-2	23	8,64	35,98	1/0	0,014	37,3
A-3	16	4,13	17,20	1/0	0,010	5,9
A-4	8	4,13	17,20	1/0	0,005	3,0
0-B	19	20,00	83,34	1/0	0,012	165,2
B-5	17	4,13	17,20	1/0	0,011	6,3
B-6	26	12,85	53,56	1/0	0,016	93,4
6-7	31	4,13	17,20	1/0	0,019	11,5
B-8	11	5,68	23,68	1/0	0,007	7,7
					TOTAL :	663,9

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-31 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	28	18,58	77,40	1/0	0,018	210,0
1-A	18	12,85	53,56	1/0	0,011	64,6
A-2	25	5,68	23,68	1/0	0,016	17,6
A-3	8	5,68	23,68	1/0	0,005	5,6
A-4	12	4,13	17,20	1/0	0,008	4,4
0-B	21	21,41	89,21	1/0	0,013	209,2
B-5	21	7,20	30,01	1/0	0,013	23,7
B-6	25	15,67	65,30	1/0	0,016	133,4
6-7	40	8,64	35,98	1/0	0,025	64,8
7-8	25	2,54	10,58	1/0	0,016	3,5
					TOTAL :	736,9

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-32 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	28	20,00	83,34	2/0	0,014	193,2
1-2	35	15,67	65,30	2/0	0,017	148,2
2-3	35	7,20	30,01	2/0	0,017	31,3
0-4	28	21,41	89,21	2/0	0,014	221,3
4-5	40	14,28	59,50	2/0	0,020	140,7
5-6	33	5,68	23,68	2/0	0,016	18,4
					TOTAL :	753,0

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-33 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	38	10,02	41,76	1/0	0,024	82,9
1-2	42	5,68	23,68	1/0	0,026	29,5
0-3	40	15,67	65,30	1/0	0,025	213,5
3-4	35	10,02	41,76	1/0	0,022	76,4
4-5	36	4,13	17,20	1/0	0,023	13,3
					TOTAL :	415,6

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-34 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	29	18,58	77,40	1/0	0,018	217,5
1-A	16	15,67	65,30	1/0	0,010	85,4
A-2	16	4,13	17,20	1/0	0,010	5,9
2-3	36	2,54	10,58	1/0	0,023	5,0
A-4	18	7,20	30,01	1/0	0,011	20,3
4-5	34	4,13	17,20	1/0	0,021	12,6
A-6	18	7,20	30,01	1/0	0,011	20,3
6-7	26	4,13	17,20	1/0	0,016	9,6
0-B	14	21,41	89,21	1/0	0,009	139,5
B-8	19	5,68	23,68	1/0	0,012	13,3
8-9	27	4,13	17,20	1/0	0,017	10,0
B-10	20	4,13	17,20	1/0	0,013	7,4
10-11	29	2,54	10,58	1/0	0,018	4,1
B-12	10	14,28	59,50	1/0	0,006	44,3
12-13	31	11,39	47,47	1/0	0,019	87,4
13-14	26	7,20	30,01	1/0	0,016	29,3
14-15	24	4,13	17,20	1/0	0,015	8,9
14-16	25	4,13	17,20	1/0	0,016	9,3
					TOTAL :	730,1

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-35 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	40	10,02	41,76	1/0	0,025	87,3
1-2	40	4,13	17,20	1/0	0,025	14,8
0-3	39	17,13	71,39	1/0	0,024	248,8
3-4	33	11,39	47,47	1/0	0,021	93,1
4-5	33	5,68	23,68	1/0	0,021	23,2
					TOTAL :	467,1

CENTRO DE TRANSFORMACION : CT-36 , RED MONOFASICA

TRAMO	LONGITUD (mts.)	DEMANDA KVA (d)	Imax (A)	CALIBRE CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	Pp (W)
0-1	30	7,20	30,01	1/0	0,019	33,8
1-2	30	4,13	17,20	1/0	0,019	11,1
0-3	29	14,28	59,50	1/0	0,018	128,5
3-4	29	10,02	41,76	1/0	0,018	63,3
4-5	50	7,20	30,01	1/0	0,031	56,4
5-6	40	2,54	10,58	1/0	0,025	5,6
0-7	18	18,58	77,40	1/0	0,011	135,0
7-8	32	2,54	10,58	1/0	0,020	4,5
7-9	31	11,39	47,47	1/0	0,019	87,4
9-10	32	5,68	23,68	1/0	0,020	22,5
10-11	31	4,13	17,20	1/0	0,019	11,5
					TOTAL :	559,6

PERDIDAS TOTALES A DEMANDA MAXIMA = 25,252 KW

BIBLIOGRAFIA

1. Empresa Eléctrica Quito S.A., *Normas para Sistemas de Distribución "Guía para Diseño"*, 1979.

2. Donald G. Fink / H. Wayne Beaty, *Manual de Ingeniería Eléctrica*, Decimotercera Edición, 1995.

3. Consulplan, *Plan de Desarrollo Rural Cantón Rumiñahui Ordenamiento Territorial*, Volumen 7, 1986.

4. Empresa Eléctrica Quito S.A., *Gestión 1984-1991*, 1992.

5. Westinghouse Electric Corporation, *Electric Utility Engineering Reference Book "Distribution Systems"*, Volume 3, 1959.

6. Orejuela Victor, *Distribución II*, Publicación E.P.N., 1985.

7. División de Ingeniería de Distribución, *Proyectos de Remodelación de Redes y Cambio de Tensión*, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1995.

8. Despacho de Carga, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1996.

9. Empresa Eléctrica Quito S.A., *Publicación 1979-1988, Edición 1989*, 1989.

10. Facultad de Ingeniería Eléctrica, *Anales de las Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, Volumen 11, E.P.N., 1990.

11. Ediciones CEAC S.A., *Estaciones de Transformación y Distribución Protección de Sistemas Eléctricos*, Tercera Edición, 1977.

12. División de Ingeniería de Distribución, *Lista y Especificación de Equipos y Materiales*, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1988.

13. Rivadeneira Milton, *La Técnica de Microáreas en la Planeación de Sistemas de Distribución*, VII Seminario Nacional de Distribución de Energía Eléctrica, 1988.

14. División de Ejecución y Recepción de Obras, *Especificaciones Técnicas para Iluminación Vial*, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1995.

15. Departamento de Proyectos, *Normalización de Protecciones*, División de Ingeniería de Distribución, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1983.

16. Departamento de Operación y Mantenimiento Rural, *Datos de Transformadores y Redes de Sangolquí, , Memorando ED 97-004 de 1997-01-07*, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1997.

17. División de Ejecución y Recepción de Obras, *Precios Unitarios Julio 1996,* Empresa Eléctrica Quito S.A., 1996.

18. Departamento de Fiscalización de Redes, *Remodelación de Redes y Cambio de Tensión,* División de Ejecución y Recepción de Obras, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1997.

19. Empresa Eléctrica Quito S.A., *Precios Unitarios de Materiales,* 1997.

20. Cámara de la Construcción de Quito, *Estudio de Salario Real para Trabajadores de la Construcción y Operadores y Mecánicos de Equipo Pesado, Vigente desde Julio 01 de 1997,* Quito 1997.

21. Cámara de Comercio de Quito, *Tablas Salariales para 1997,* Quito 1997.

22. Empresa Eléctrica Quito S.A., *Actualización de Precios Unitarios para Construcción de Redes Eléctricas para Contratistas Particulares,* 1997.

23. Vega O. Celio, *Ingeniería Económica,* 1983.

24. Estudios de Distribución, *Bases para Contratación de Diseños de Alimentadores Primarios, Referencia H/C DID 2258,* Empresa Eléctrica Quito S.A., 1994.

25. OLADE-BID, *Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas,* Volumen I, 1993.

26. Orejuela Victor, *Distribución I,* E.P.N., 1984.

27. Despacho de Carga, *Cuadros y Curvas de Carga de las Subestaciones de la E.E.Q.S.A. Realizadas el 12 de Noviembre de 1996,* Empresa Eléctrica Quito S.A., 1996.

28. División de Planificación, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1996.

29. General Electric, *Distribution Data Book,* 1981.

30. Sector Eléctrico Colombiano, *Especificaciones Técnicas para Transformadores de Distribución,* Documento SC-E-001 Rev.3, 1993.

31. Departamento de Relaciones Públicas, *57 Años " Sirviendo a Quito "*, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1994.

32. Departamento de Operación y Mantenimiento Urbano, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1997.

33. Convenio Escuela Politécnica Nacional - Empresa Eléctrica Quito S.A., *Evaluación Económica de la Restricción de Energía Eléctrica en la Ciudad de Quito durante el Período de Crisis Energética de Enero a Marzo de 1992, Proyecto Piloto,* E.P.N. 1992.