ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

" ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE PRIMARIO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA "

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

LEONARDO XAVIER LOPEZ CEVALLOS

QUITO, ABRIL DE 1999.

Certifico que bajo mi dirección la presente tesis fue realizada en su totalidad por el Señor Leonardo Xavier López Cevallos.

Ing. Milton Rivadeneira
Director.

DEDICATORIA

A mis padres, a mi esposa y a mis hijos, Christian y Andrés, que gracias a su apoyo permanente e incondicional han hecho posible la culminación de mi carrera.

LEONARDO.

AGRADECIMIENTO

- Al Ing. Milton Rivadenerira por su acertada dirección.

- A los Ingenieros de EMELNORTE S.A:
  Ing . Napoleón Rosero
  Ing . Mario Andrade
  Lcdo. Gerardo Vaca.

INDICE

	Página
CAPITULO I - DESCRIPCION DEL PROYECTO	1
1.1.- CONCEPTOS GENERALES	1
1.1.1.- Tipos de sistemas de distribución	1
1.2.-IMPORTANCIA DE LA REMODELACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION	4
1.2.1.- Aspecto técnico	4
1.2.2.- Aspecto económico	5
1.2.3.- Aspecto social	5
1.3.- JUSTIFICACIONES TECNICAS PARA LA REMODELACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION	6
1.3.1.- Crecimiento de la demanda eléctrica	6
1.3.2.- Regulación de voltaje	10
1.3.3.- Capacidad instalada	14
1.3.4.- Diversidad de voltajes primarios	15
1.3.5.- Deterioro de los materiales y equipos constitutivos de la red	16
1.3.6.- Confiabilidad del sistema	16
1.4.- JUSTIFICACIONES ECONOMICAS Y SOCIALES	17
1.5.- LOCALIZACION Y DEFINICION DEL AREA DE ESTUDIO	20
1.5.1.- Voltaje de servicio	21
1.5.2.- Zonificación por voltaje de servicio	21
1.5.3.- Zonificación por el uso de la tierra	22
CAPITULO II - EVALUACION DE LA RED EXISTENTE	27
2.1.- LEVANTAMIENTO PLANIMETRICO DEL SECTOR	27
2.1.1.- Planos de la red	27
2.1.2.- Hojas de estacamiento	28
2.2.- DETERMINACION DE LOS PARAMETROS CONSTRUCTIVOS DE LA RED	29
2.2.1.- Nivel de voltaje y aislamiento	29
2.2.2.- Configuración de la red	31
2.2.3.- Materiales y equipos utilizados	32

Página

2.3.- ESTUDIO DE CARGA DE LA RED 40

2.3.1.- Determinación de la demanda existente 40
2.3.2.- Estudio de regulación de voltaje 54

2.4.- MATERIALES REUTILIZABLES 59

2.4.1.- Aislamiento existente 60
2.4.2.- Estado de conservación de los materiales 61

CAPITULO III - REMODELACION DEL PROYECTO 62

3.1.- PROYECCION DE LA DEMANDA 62

3.1.1.- Cálculo de la demanda de transformadores 64

3.2.- RED PRIMARIA DE ALTO VOLTAJE 67

3.3.- RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA Y ALUMBRADO PUBLICO 70

3.4.- SECCIONAMIENTO Y PROTECCIONES 72

3.4.1.- Seccionamiento y protección del circuito primario 72
3.4.2.- Seccionamiento y protección de transformadores y redes secundarias 74

3.5.- MISCELANEOS 76

3.5.1.- Estructuras de soporte 76
3.5.2.- Lista y especificación de materiales 76

CAPITULO IV - EJECUCION Y EVALUACION FINANCIERA 78

4.1.- CONCEPTOS DE TRABAJO 78

4.2.- CONSIDERACIONES PRELIMINARES 81

4.2.1.- Etapas de construcción 81
4.2.2.- Grupo de trabajo 82

4.3.- CRONOGRAMA DE TRABAJO 83

4.4.- COSTO DEL PROYECTO 87

4.4.1.- Materiales 87
4.4.2.- Costos directos 87
4.4.3.- Costos indirectos 90

Página

4.5.- FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO 92

4.5.1.- Estimación de ahorros en la red 93
4.5.2.- Recuperación de la inversión 114

CAPITULO V - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 117

5.1.- CONCLUSIONES 117

5.2.- RECOMENDACIONES 122

CUADROS

Cuadro No 1.1 - Proyección de población, Período 1990-2007 8

Cuadro No 1.2 - Proyección de abonados de EMELNORTE 1992-2007 9

Cuadro No 1.3 - Población del Cantón Ibarra, por Areas. 10

Cuadro No 1.4 - Caídas de voltaje en componentes de un Sistema de Distribución 13

Cuadro No 1.5 - Zonas de voltaje 14

Cuadro No 1.6 - Porcentajes de pérdidas en EMELNORTE. 18

Cuadro No 2.1 - Tipos de aisladores en la red existente 37

Cuadro No 2.2 - Postes de hormigón más utilizados 40

Cuadro No 2.3 - Demandas por tipos de usuarios 42

Cuadro No 2.4 - Porcentaje de sobrecarga 43

Cuadro No 2.5 - Cálculo del valor de PNC 46

Cuadro No 2.6 - Cálculo de la demanda existente usuario tipo A 47

Cuadro No 2.7 - Cálculo de la demanda existente usuario tipo B-C 48

Página

Cuadro No 2.8 - Cálculo de la demanda existente usuerio tipo D-E 49

Cuadro No 2.9 - Resumen de resultados 50

Cuadro No 2.10 - Cálculo de la carga de circuitos secundarios existentes 56

Cuadro No 2.11 - Resumen de resultados de regulación de voltaje 58

Cuadro No 3.1 - Capacidad de transformadores proyectados 65

Cuadro No 3.2 - Transformadores particulares 66

Cuadro No 3.3 - Flujo de potencia primario 1 a 13.2 KV 68

Cuadro No 3.4 - Flujo de potencia primario 5 a 13.2 KV 69

Cuadro No 3.5 - Seccionamientos del primario 1 a 13.2 KV 73

Cuadro No 3.6 - Seccionamientos del primario 5 a 13.2 KV 74

Cuadro No 3.7 - Protecciones transformadores trifásicos 75

Cuadro No 3.8 - Protecciones transformadores monofásicos 75

Cuadro No 4.1 - Rendimiento del grupo de trabajo 84

Cuadro No 4.2 - Días requeridos por etapa de construcción 85

Cuadro No 4.3 - Porcentaje de costos indirectos 91

Cuadro No 4.4 - Costo total del proyecto de remodelación de redes y cambio de voltaje primario 92

Cuadro No 4.5 - Parámetros de carga de primarios 98

Cuadro No 4.6 - Cálculo de pérdidas de potencia y energía de la red primaria 99

Cuadro No 4.7 - Transformadores de distribución 101

Cuadro No 4.8 - Pérdidas en transformadores 102

Cuadro No 4.9 - Resumen de resultados de pérdidas técnicas 105

Cuadro No 4.10 - Alumbrado público red existente 106

Cuadro No 4.11 - Alumbrado público red proyectada 106

Cuadro No 4.12 - Operación y mantenimiento de transformadores 108

Cuadro No 4.13 - Resumen total de ahorros 114

Página

GRAFICOS

Gráfico No 1.1 - Tasa de crecimiento anual de población 8

Gráfico No 1.2 - Tasa de crecimiento anual de abonados 9

FIGURAS

Figura No 1.1 - Zonificación por uso de la tierra 25

Figura No 1.2 - Zonificación por voltaje de servicio 26

ANEXOS 124

Anexo 2.1 - Simbología de estructuras normalizadas 125

Anexo 2.2 - Hojas de estacamiento red existente 128

Anexo 2.3 - Características de transformadores existentes 150

Anexo 2.4 - Factores de diversidad 153

Anexo 2.5 - Tomas de carga en centros de transformación 154

Anexo 2.6 - Cálculo de consumo específico 155

Anexo 2.7 - Curvas de demanda en transformadores 163

Anexo 2.8 - Parámetros eléctricos de conductores 166

Anexo 2.9 - Caídas de voltaje redes primarias y secundarias existentes 170

Anexo 2.10 - Análisis del circuito banqueado 216

Anexo 2.11 - Materiales y equipos reutilizables 219

Anexo 3.1 - Demanda diversificada 222

Anexo 3.2 - Caídas de voltaje redes primarias y secundarias proyectadas 227

Anexo 3.3 - Presupuesto de equipos y materiales 267

Anexo 3.4 - Planilla de estructuras de la red proyectada 279

Anexo 3.5 - Lista y especificación de materiales 292

Anexo 4.1 - Cronograma de trabajo 299

Página

Anexo 4.2 - Tomas de carga en primarios 300

Anexo 4.3 - Cálculo de potencia de pérdidas en circuitos primarios existentes y proyectados 302

Anexo 4.4 - Cálculo de la potencia de pérdidas red secundaria existente 307

Anexo 4.5 - Cálculo de la potencia de pérdidas red secundaria proyectada 320

BIBLIOGRAFIA 331

ALCANCES Y OBJETIVOS

OBJETIVOS

Mejorar el servicio de energía eléctrica optimizando los recursos de la red existente y disminuyendo las pérdidas técnicas.

ALCANCES.

- Estudiar la red actual del sistema de distribución del centro de la ciudad de Ibarra para justificar la necesidad de la remodelación del sistema de distribución.

- Valorar el estado de los materiales existentes que pueden ser reutilizados con el fin de disminuir los costos del proyecto y optimizar los recursos de la red.

- Realizar la proyección de la demanda de manera que permita la actualización oportuna del sistema de distribución.

- Realizar un diseño total del proyecto considerando los respectivos parámetros de diseño utilizados en EMELNORTE.

- Evaluar financieramente el proyecto,las inversiones necesarias y la recuperación de la inversión, posibles fuentes de financiamiento,ahorro de energía por pérdidas como fuente de recursos.

INTRODUCCION

La principal atención dentro de la ingeniería eléctrica aplicada a las empresas de suministro de energía esta orientada a los sistemas de distribución. Cuando a partir del año 1974, INECEL toma sobre si la responsabilidad de la generación y transmisión, entregando la energía a las empresas a nivel de subestaciones del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y estableciendo la responsabilidad casi única dentro de las empresas, sobre la distribución de la energía.(1)

El capital invertido en el sistema de distribución es alrededor del 40% del capital invertido en todo el sistema de potencia.

Además, como los niveles de voltaje de distribución son bajos y los sistemas extensos, las pérdidas producidas en estos subsistemas son mayores comparadas con las otras partes del sistema de potencia, a veces alcanzan el 80 al 85% de las pérdidas en todo el sistema de potencia.(2)

Por otra parte el costo de la energía es mayor a nivel de distribución por lo que las pérdidas tienden a incidir en forma más rigurosa en sus implicaciones financieras. Por lo que se hace escencial minimizar los costos del sistema de distribución, incluyendo el capital invertido en los sistemas existentes y las pérdidas de potencia y energía durante la vida útil del sistema, a

través de un diseño óptimo.

La necesidad de optimizar recursos en los sistemas de distribución existentes, nos lleva al planteamiento del presente trabajo, la remodelación y cambio de voltaje (6.3KV -13.8KV) para el sistema de distribución del centro de la ciudad de Ibarra, estos estudios permitirán establecer acciones que, partiendo de consideraciones técnico-económicas adecuadas, lleven a soluciones satisfactorias en beneficio de la Empresa.

CAPITULO I
DESCRIPCION DEL PROYECTO

1.1 CONCEPTOS GENERALES

Es necesario la definición de los conceptos básicos delos términos utilizados en sistemas de distribución.

- Sistema de distribución.

Es la parte del sistema eléctrico cuya función es suministrar energía a un gran número de consumidores, sin limitación de voltaje de alimentación u otra restricción técnica de cualquier naturaleza.

- Subestaciones de distribución.

Lugar donde se transforma el voltaje de subtrasmisión al de distribución primaria. Ejemplo 138 KV/13.8 KV/6.3 KV.

- Sistema primario.

Conjunto de líneas troncales, ramales, seccionamiento y protecciones que enlaza la subestación de distribución con los transformadores de distribución.

- Transformador de Distribución.

Transformador de reducción del nivel de voltaje primario al voltaje de utilización, los hay desde 10 hasta 2500 KVA, los cuales pueden instalarse en postes, sobre emplazamientos a nivel del suelo o en bóvedas subterráneas.

- Red secundaria.

Líneas a nivel de voltaje de utilización que unen el transformador de distribución con las acometidas de los abonados.

- Acometida.

Circuito que enlaza la red pública con la instalación individual del abonado.

- Demanda.

Es la potencia requerida por un sistema o parte de el, promediada en un intervalo previamente establecido.

- Demanda máxima.

Es la demanda ocurrida en un sistema o en la parte que interesa de el durante él período considerado de máximo valor.

- Factor de demanda.

Es la relación entre la demanda máxima de un sistema a la carga total instalada. La carga total instalada es la suma de todas las potencias de placa de los aparatos instalados al sistema.

- Factor de carga.

Es la relación entre la demanda promedio de un período establecido con respecto a la demanda máxima del mismo período.

- Factor de pérdidas.

Es la relación de la pérdida de potencia promedio a la pérdida de potencia a demanda máxima, durante un período especifico de tiempo.

1.1.1 Tipos de Sistemas de Distribución.

En términos generles se pueden clasificar los sistemas desde un punto de vista topológico y por la forma de Instalación (1).

a. Por su topología: Radiales
Mallados

b. Por su instalación: Aéreos
Subterráneos

Sistema radial.

Aquel que tiene un sólo paso simultáneo para la alimentación a la carga.

Sistema mallado.

Aquel que tiene más de un paso simultáneo para la alimentación a la carga.

Sistema aéreo.

Sistema cuya red está instalada sobre estructuras de soporte mecánico que basa el aislamiento en espacios de aire.

Sistema subterráneo.

Sistema cuya red está enterrada diréctamente en el suelo o en un sistema de canalizaciones con sus líneas construidas mediante cables aislados.

1.2 IMPORTANCIA DE LA REMODELACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

El propósito fundamental de la remodelación de un sistema de distribución es asegurar que un suministro adecuado esté disponible para satisfacer la demanda estimada en la cantidad y la ubicación previstas en un futuro próximo y más lejano. Por supuesto, con el mínimo costo posible y consisténtemente con una confiabilidad y calidad del suministro satisfactorias.(4)

La remodelación oportuna de estos sistemas es de mucha importancia en tres aspectos fundamentales: técnico, económico y social.(3)

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.

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 estandar de vida, y con ello la productividad del sector a remodelarse.

El mejoramiento del servicio eléctrico produce alza del nivel de consumo de energía, aumentando a su vez los ingresos económicos a las Empresas Eléctricas.

1.2.3 Aspecto Social

El mejoramiento de los sistemas de distribución incide diréctamente en el desarrollo y crecimiento del sector llevando consigo una serie de aspectos positivos en lo económico como en lo social, incentivando así al usuario a la inversión y creación de nuevos puestos de

trabajo, como son pequeñas industrias, talleres artesanales, centros turísticos, etc, mejorando así el nivel de vida y desarrollo del sector.

1.3 JUSTIFICACIONES TECNICAS PARA LA REMODELACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

Alrededor del 25% de la producción total de energía eléctrica de un sistema de potencia se pierde, de esta pérdida la mayor parte es en el sistema de distribución alrededor del 13 % .(5)

Los principales parámetros a controlar para mejorar el servicio y disminuir las pérdidas 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 evolución de la demanda y su distribución en el sistema, definida en principio por el crecimiento de la población, como se puede verificar en el cuadro No.1.1, donde para la población total se tiene una tasa de

crecimiento anual promedio de 1,813 %, para la provincia de Imbabura del 1,326 % y para el cantón Ibarra de 2,348 % (7).

El crecimiento de la carga en una cierta área, es un fenómeno natural, debido a la adición de nuevas cargas o al incremento adicional a las cargas ya existentes, como podemos verificar en el cuadro No.1.2 donde la tasa de crecimiento anual promedio del número de abonados totales de EMELNORTE es de 5,41 % mientras que para los abonados residenciales de 5,45 % y para los abonados comerciales de 3,216 % , viéndose que la carga predominantemente es de tipo residencial, la misma que en los últimos años se ha visto incrementada, y esto obedece al fenómeno migracional que en la mayoría de ciudades se viene dando como podemos apreciar en el cuadro No.1.3 donde la población rural a disminuido en un 35 % en el período 1990-1998 a nivel del cantón Ibarra, mientras que la población urbana se ha incrementado en un 48 % en el mismo período(7) .

CUADRO No 1.1

PROYECCION DE POBLACION

PERIODO 1990-2007

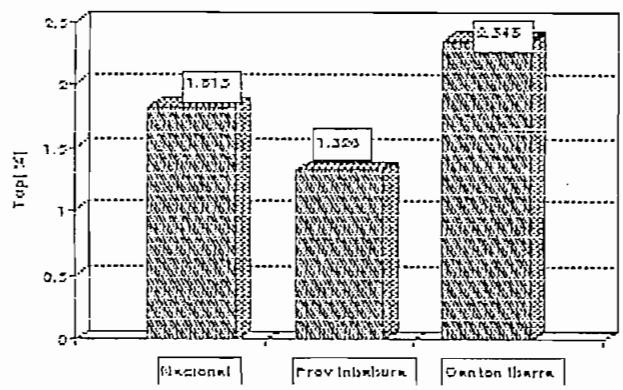
ANIO	POBLACIO TOTAL		PROV DE IMBABUR		CANTON IBARRA	
	No. HAB.	Tca (%)	No.HAB.	Tca (%)	No. HAB	Tca(%)
1990	9957564		286155		123915	
1991	10182381	2.258	290483	1.512	127127	2.592
1992	10391839	2.057	294864	1.508	130406	2.579
1993	10605606	2.057	299270	1.494	133739	2.556
1994	10823771	2.057	303673	1.471	137114	2.524
1995	11046423	2.057	308047	1.440	140519	2.483
1996	11273656	2.057	312420	1.420	143966	2.453
1997	11475482	1.790	316793	1.400	147456	2.424
1998	11680921	1.790	321149	1.375	150981	2.391
1999	11890038	1.790	325475	1.347	154529	2.350
2000	12102890	1.790	329755	1.315	158094	2.307
2001	12319571	1.790	333942	1.270	161682	2.270
2002	12511122	1.555	338082	1.240	165303	2.240
2003	12705651	1.555	342172	1.210	168956	2.210
2004	12903205	1.555	346209	1.180	172639	2.180
2005	13103831	1.555	350190	1.150	176350	2.150
2006	13307576	1.555	354112	1.120	180089	2.120
2007	13514489	1.555	357971	1.090	183852	2.090
	Tcp (%)	1.813	Tcp (%)	1.326	Tcp (%)	2.348

Tca(%): Tasa de crecimiento anual

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

GRAFICO No 1.1

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DE POBLACION



CUADRO No. 1.2

PROYECCION DE ABONADOS RESIDENCIALES Y

COMERCIALES DE EMELNORTE 1992-2007

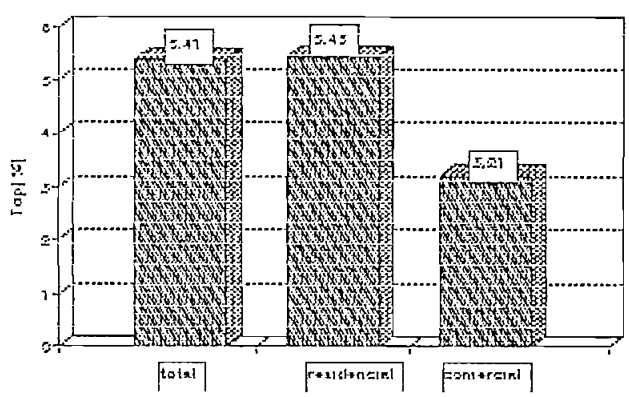
ANIO	ABONADO TOTAL		ABONAD RESIDENCIAL		ABONAD COMERCIAL	
	No. ABON	Tca (%)	No.ABON	Tca (%)	No ABON	Tca(%)
1992	84936		75633		7001	
1993	89669	5.572	80380	6.276	6948	-0.757
1994	95707	6.734	85698	6.616	7035	1.252
1995	101174	5.712	90299	5.369	7592	7.918
1996	106078	4.847	94468	4.617	8013	5.545
1997	110535	4.202	98592	4.365	8196	2.284
1998	116514	5.409	103965	5.450	8458	3.197
1999	122818	5.411	109631	5.450	8728	3.192
2000	129462	5.410	115606	5.450	9008	3.208
2001	136466	5.410	121906	5.450	9296	3.197
2002	143849	5.410	128550	5.450	9594	3.206
2003	151631	5.410	135556	5.450	9901	3.200
2004	159835	5.411	142944	5.450	10217	3.192
2005	168482	5.410	150735	5.450	10544	3.201
2006	177597	5.410	158950	5.450	10882	3.206
2007	187205	5.410	167612	5.450	11230	3.198
	Tcp (%)	5.411	Tcp (%)	5.450	Tcp (%)	3.216

Tca(%): Tasa de crecimiento Anual

Tcp(%): Tasa de crecimiento anual en el período

GRAFICO No 1.2

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DE ABONADOS



CUADRO No 1.3

POBLACION DEL CANTON IBARRA POR AREAS

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Tcp(%)
URBANO	84007	88637	93391	98275	103298	108470	113791	119243	124899	4.98
RURAL	39708	38490	37015	35464	33816	32049	30175	28213	26082	-5.98

donde: Tcp(%) tasa de crecimiento promedio

Consecúentemente se debe diseñar el sistema para que acepte nuevas cargas adicionales durante el período proyectado manteniendo las condiciones operacionales adecuadas.

1.3.2 Regulación de Voltaje

Como se sabe el nivel de voltaje, es una medida de la calidad de servicio y es función de la longitud y carga del circuito, cantidades que se relacionan línealmente.

Casi todos los equipos eléctricos están diseñados para ser usados a un voltaje de terminales definido, denominado voltaje de placa. Cada uno de los consumidores tiene prácticamente el mismo equipo de utilización por tanto es necesario el suministrar un voltaje casi igual a todos los usuarios.

Siendo la caída de voltaje proporcional a la

magnitud y al ángulo de fase de la corriente de carga se tiene que el abonado que esta eléctricamente más cercano a la fuente recibirá un voltaje mayor que el abonado más lejano. (8)

Una mejora en la regulación de voltaje significa un mejor rendimiento del equipo eléctrico y un fuerte incentivo para extender el uso de la energía eléctrica que para la empresa redundaría en un mayor factor de utilización, por tanto un menor costo de producción por Kw. (8)

La variación de voltaje es la diferencia entre los voltajes máximo y mínimo que existe en un punto del sistema de distribución, para una cierta clase de voltaje, en condiciones de operación estacionarias.

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 horas pico de demanda.

Para cualquier nivel de voltaje específico, existen rangos de voltaje de operación que han sido considerados como satisfactorios para la operación de sistemas de distribución.

La EEI-NEMA ha dividido el rango de variación para cada nivel de voltaje, en tres zonas de operación.

Zona favorable.- Contiene la mayoría de los voltajes de operación existentes.

Zona tolerable.- Esta zona incluye voltajes de opereación ligéramente mayores o menores que la zona favorable, es reconocida como zona 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 operen en estos límites.

Zona extrema.- No tiene límites definidos pero normalmente se extiende en 2% a 3% por sobre o por debajo de la zona tolerable. La operación en esta zona debe ser temporal; o sea únicamente durante períodos de emergencia, tales como encaso de falla, donde es nesesario transferir carga o en períodos de construcción.

A esta clasificación debe agregarse una zona prohibida la que esta conprendida sobre y bajo la zona extrema. Bajo ninguna circunstancia un sistema debe funcionar en esta zona debido al riesgo de un deterioro completo o parcial de los artefactos conectados a el. (8)

El cuadro No 1.4 resume las recomendaciones de diferentes Empresas, al igual que en el cuadro No 1.5 se presentan las diferentes zonas de voltaje de operación.

Las caídas de voltaje en estado estable, se deben al flujo de corriente a través de una impedancia. Para hacer el cálculo se debe conocer la impedancia, la corriente que fluye, y el factor de potencia dado por el desfasamiento entre la corriente y el voltaje. Existen varios métodos

para el cálculo de caída de voltaje. El criterio utilizado en el estudio, es el de los KVA-m, siendo éste, un método de cálculo sencillo, presentando resultados con suficiente exactitud.

CUADRO No 1.4

CAIDAS DE VOLTAJE EN COMPONENTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

EMPRESA	ALIMENTADOR PRIMARIO	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION	CIRCUITO SECUNDARIO
E.E.G.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 <30000 hab.	3.0 %		5.0 %
Pueblos > 30000 hab.	2.0%		4.0 %

CUADRO No.1.5

ZONAS DE VOLTAJE

VOLTAJE NOMINAL (V)	ZONA FAVORABLE (V)	ZONA TOLERABLE (V)	ZONA EXTREMA (V)
120	110-125	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

1.3.3 Capacidad instalada

Desde el punto de vista técnico es determinante el correcto aprovechamiento de la energía suministrada, y esto se da con la utilización adecuada de la capacidad nominal de los transformadores de distribución y la cargabilidad de los conductores utilizados en la red.

En las condiciones económicas actuales que resulta difícil la consecución de capitales para nuevas inversiones, resulta un grave contrasentido el no emplear al máximo la capacidad instalada en transformadores, considerando aún, su capacidad de sobrecarga. Los transformadores según sus características de diseño pueden sobrecargarse hasta un 30% de su capacidad nominal por un

período máximo de una hora, que coincide generalmente con las horas pico de demanda.

La cargabilidad de los conductores no debe superar el 75 % de su capacidad de conducción a una temperatura de 50 grados centígrados, con el fin de evitar posibles alteraciones en las propiedades básicas del material.(9)

1.3.4 Diversidad de voltajes primarios

Aparentemente, esta abierta una amplia gama de posibilidades para elegir voltajes de servicio; sin embargo, el margen de elección es bastante estrecho puesto que debe sujetarse a las políticas vigentes y más todavía a los voltajes empleados en el sistema existente.

La Empresa Eléctrica Regional Norte en su mayor parte tiene sus alimentadores primarios a un voltaje de 13.8 KV, formados por uno, y tres conductores de fase y un conductor de neutro sólidamente puesto a tierra desde la S/E de distribución.

Los circuitos secundarios asociados con la red primaria a esta tensión pueden ser trifásicos (4 conductores) monofásicos (2 o 3 conductores).

La parte central de la Ciudades de Ibarra y Tulcán se encuentran alimentados con un nivel de voltaje de 6.3 KV entre fases, siendo este tipo de voltaje predominántemente a tres conductores (sistema delta), y están, en general asociados con circuitos secundarios

trifásicos; eventualmente, en áreas periféricas con cargas dispersas, se derivan ramales con dos conductores de fase a 6.3 KV, asociados con circuitos secundarios monofásicos.

1.3.5 Deterioro de los materiales y equipos constitutivos de la red

El tiempo de vida útil de un material se define como el lapso de tiempo comprendido desde el momento de su instalación (nuevo) hasta cuando los costos de operación y mantenimiento resultan onerosos y es más conveniente substituirlo por otro material nuevo. En forma particular de las inspecciones que se realicen a las redes se puede determinar el estado de los materiales cuyo deterioro sin duda es producido por el tiempo de servicio de la red.

Se toma como justificación técnica debido a que EMELNORTE, recomienda " el empleo de materiales que se diseñen de acuerdo con normas internacionales exigidas para uso de los mismos, tanto como para transformadores, postería, herrajes galvanizados, aisladores y conductores eléctricos" , etc.(15)

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.(3)

Por otro lado una confiabilidad alta siempre es costosa y depende mucho de la magnitud de la carga a ser servida. La duplicación de ciertos elementos que permite asegurar la confiabilidad resulta, en términos económicos, razonable en áreas urbanas de alta densidad de carga a pesar de que no se pueda afirmar que la seguridad del servicio sea más importante en el centro de las grandes urbes que en los sectores periféricos (10).

La calidad es siempre una preocupación importante para las empresas de servicio eléctrico, sin embargo, no es fácil definir lo que debe entenderse como una buena calidad de energía eléctrica, por que lo que resulta bueno para un determinado equipo puede resultar perjudicial para otro. Por lo que se considera de mucha importancia iniciar las estadísticas necesarias, a nivel del sistema de distribución y de sus distintos elementos, para realizar las estimaciones de su confiabilidad, dando, tal vez índices que puedan servir de referencia para los diseños y para evaluar los resultados que se obtengan de los sistemas de operación.

1.4 JUSTIFICACIONES ECONOMICAS Y SOCIALES

La energía eléctrica dentro del desarrollo de un país juega un papel importante, pues de esta depende el

desarrollo y crecimiento económico. Por lo que se debe crear conciencia en la necesidad de una adecuada planificación del sistema, para atender futuros requerimientos de servicio, producto de las necesidades mismas del desarrollo. Por otro lado la necesidad de utilizar en forma más eficiente posible, los recursos que en nuestro país suelen ser escasos para obras de desarrollo; obliga a una planificación cuidadosa, sistemática y de un alto nivel de decisión hacia los órganos de dirección de las empresas.

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 EMELNORTE, esta en el orden del 13.9 %, según cuadro No 1.6.

CUADRO No 1.6

PORCENTAJE DE PERDIDAS

	Año 1996
Generación propia (MWH)	67.091
Adquisición de energía INECEL(MWH)	184.295
Adquisición de energía a cedenar (MWH)	4.103
Total	255.489

Energía vendida(MWH)	219.963
% de pérdidas	13.9 %

Lo cual representa 35.526 MWH de energía pérdida representando aproximádamente el 50 % de la generación propia del sistema, según datos recogidos de la dirección de planificación para el año de 1996.

Esta situación a sido causada por un exceso de inversión en las áreas de generación y transmisión, en detrimento de los sistemas de distribución.

Uno de los principales desafíos que tiene la ingeniería en los sistemas eléctricos de distribución es la reducción de pérdidas eléctricas, tanto para los sistemas actualmente en operación como para los considerados en la planificación de nuevas instalaciones; por lo que se hace necesario encontrar soluciones estratégicas para enfrentar el crecimiento del sistema, mediante un proceso de racionalización de inversiones en todo el sistema.

Según estimaciones hechas por la Organización Latinoamericana de Energía OLADE, con una reducción de pérdidas del 0.5 % anual, durante la próxima década, sería posible ahorrar hasta 22000 GWH por año y reducir la capacidad adicional necesaria en la región, en más de 9000 MW (6.7 % de la capacidad instalada actual) al final del período analizado (11).

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

Desde el punto de vista económico la reducción de pérdidas libera recursos financieros, los cuales pueden ser reinvertidos de acuerdo a prioridades de la Empresa. La remodelación de redes es un proceso tendiente a minimizar este porcentaje de pérdidas llevándonos a una utilización óptima de los recursos existentes.

1.5 LOCALIZACION Y DEFINICION DEL AREA DE ESTUDIO

El área de servicio a la cual EMELNORTE suministra energía Eléctrica comprende los cantones de Pedro Moncayo y Cayambe en la provincia de Pichincha, las provincias de Imbabura y Carchi en su totalidad, y el sector noroccidental del cantón Sucumbios de la región Oriental con sus 111.170 abonados a 1997 y una superficie de 11.000Km2 con una potencia total instalada de 14.060 KW en sus ocho centrales hidráulicas de acuerdo al siguiente detalle:(12)

CENTRAL	POTENCIA INSTALADA
Ambi	8000 KW
San Miguel de Car	3000 KW
La Playa	1300 KW
Atuntaqui	400 KW
Otavalo 2	400 kW
Cotacachi	440 KW
Espejo	270 KW
San Gabriel	250 KW

1.5.1 VOLTAJES DE SERVICIO;

Los valores nominales de voltajes en los diferentes componentes del sistema son los siguientes:

- Alimentadores, líneas y redes primarias de distribución 6.3 - 13.8/7.9(KV)
- Circuitos secundarios trifásicos 210/121 (V)
- Circuitos secundarios monofásicos.
  - 3 conductores (2 fases y neutro) 240/120 (V)
  - 2 conductores (1 fase y neutro) 120 (V)

1.5.2 ZONIFICACION POR VOLTAJE DE SERVICIO

En general el centro de la ciudad de Ibarra está a un voltaje primario de 6.3 KV. El mismo que es cubierto por dos alimentadores, el circuito No 1. y el circuito No

2 los mismos que parten de la central Diesel y avanzan por la calle Rafael Troya para luego subir por la Chica Narvaez y dividirse en la calle José María Lequerica, avanzando el circuito No 1 Por la Chica Narvaez hasta la Pedro Moncayo cubriendo prácticamente el centro de la Ciudad, mientras que el circuito No 2 avanza por la calle Mejía para cubrir la parte Este de la ciudad, el área periférica de la ciudad así como la zona rural, incluídas las poblaciones localizadas en ésta, estan alimentadas con 13.8/7.9 KV.

En la figura No 1.1 están delimitados estos sectores.

1.5.3 ZONIFICACION POR EL USO DE LA TIERRA

Los usos de suelo que se aplican dentro de los límites del cantón Ibarra según constan en la ordenanza de reglamentación urbana de la ciudad de Ibarra aprobada el 3 de mayo de 1996 se clasifican en globales y pormenorizados.(13)

Los globales son genéricos dentro del desarrollo de la ciudad y pueden ser: residenciales, industriales, equipamientos, servicios públicos y áreas de protección ecológica.

Los usos de suelo pormenorizados se han definido con arreglo a la jerarquía de los equipamientos establecidos por el nivel de servicio sectorial, zonal o general.

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

El centro de la ciudad de Ibarra constituye una estructura urbana consolidada y definida donde se concentran gran parte de los equipamientos y servicios, los límites establecidos para esta zona y de acuerdo al área de estudio para el presente trabajo son: Al Norte calle Rafael Troya, Av Carchi, María Hidrobo, Sur calle Padre Juan de Velasco Este calle Juan Montalvo, Oeste calle Manuel de la Chica Narvaez, que de acuerdo a la zonificación urbana y a su forma de ocupación se subdivide en los siguientes sectores:(13)

B306 Residencial, vivienda de alta densidad, forma de ocupación pareada, densidad 500 hab/ha
área de lote mínimo 300 m2

C204 Residencial 1, vivienda de densidad media, forma de ocupación continua, densidad de 300 hab/ha
área de lote mínimo 200 m2

D104 Residencial, vivienda de densidad media, ocupación continua sobre línea de fábrica, densidad 250 hab/ha
área de lote mínimo 100 m2

D204 Residencial, vivienda de densidad media,ocupación continua sobre línea de fábrica, densidad 300 hab/ha.
área de lote mínimo 200 m2

En la figura No 1.2 están delimitados estos sectores de acuerdo a la reglamentación urbana de la ciudad de Ibarra.

FIGURA N° 1.1

ZONIFICACION DEL CANTON IBARRA POR PRIMARIOS A.T.

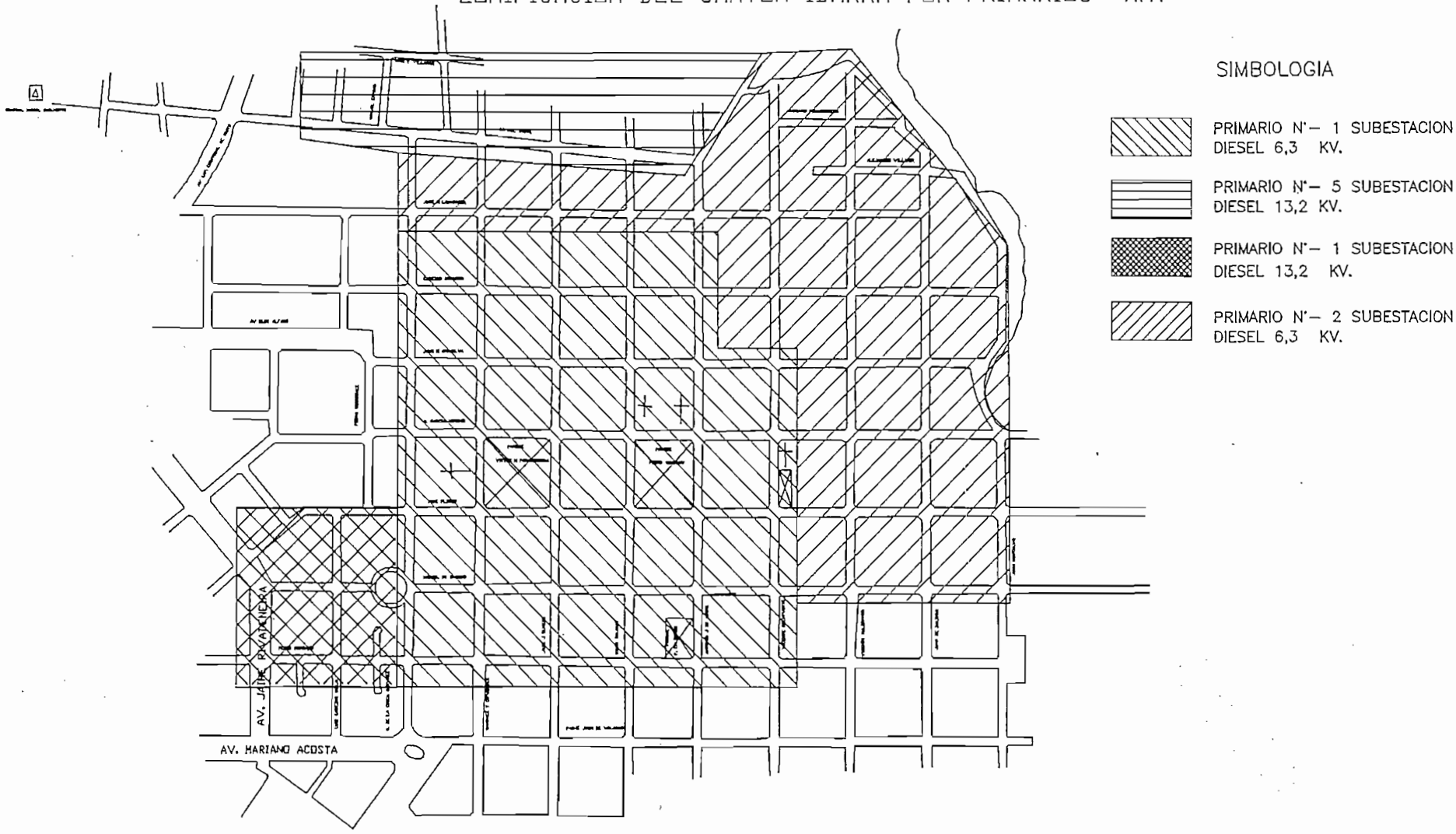
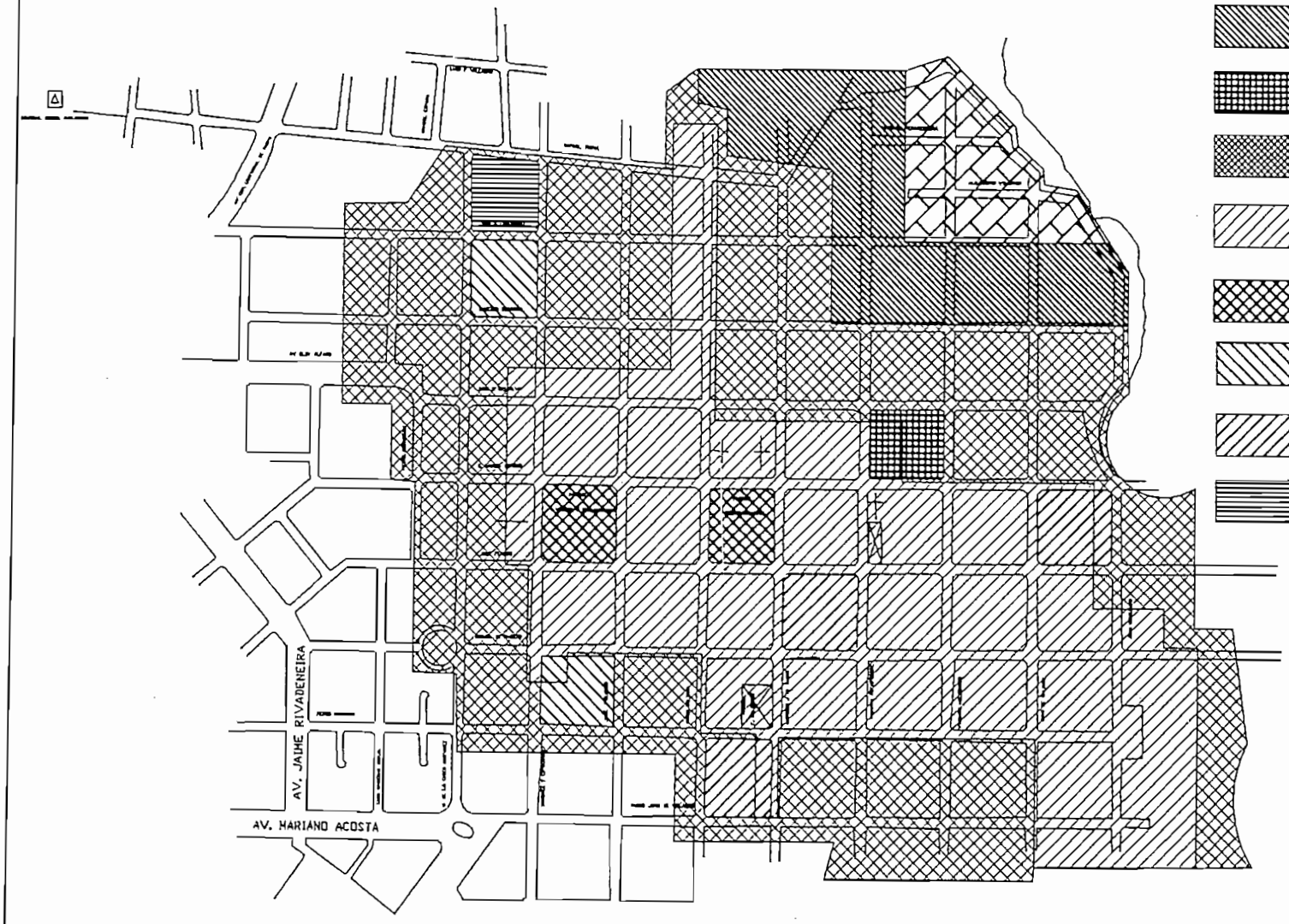


FIGURA N.° 1.2

USOS DE SUELO CIUDAD DE IBARRA



SIMBOLOGIA

- RESIDENCIAL 1 VIVIENDA DENSIDAD MEDIA C204
- RESIDENCIAL VIVIENDA ALTA DENSIDAD B306
- EQUIPAMIENTO SALUD
- RESIDENCIAL VIVIENDA DENSIDAD MEDIA D204
- RESIDENCIAL VIVIENDA DENSIDAD MEDIA D104
- EQUIPAMIENTO RECREACION URBANA
- EQUIPAMIENTO EDUCACION Y COLEGIOS
- EQUIPAMIENTO EDUCACION Y COLEGIOS
- EQUIPAMIENTO DE MERCADOS

CAPITULO II

EVALUACION DE LA RED EXISTENTE

El punto de partida para la evaluación de un sistema de distribución existente es el conocimiento detallado de la forma en que opera el sistema, sus limitaciones y sus holguras ante las exigencias de la demanda actual, que permitirán realizar un diagnóstico de sus condiciones para enfrentar una demanda futura.

En este capítulo se describen los pasos a seguir para una evaluación técnica en los sistemas de distribución existentes, así como herramientas necesarias con el fin de optimizar el proceso.

Los datos recogidos en el campo han sido complementados con los datos de EMELNORTE.

2.1 LEVANTAMIENTO PLANIMETRICO DEL SECTOR

2.1.1 Planos de la red exixtente

El dinamismo del sistema de distribución dificulta la capacidad de mantener planos actualizados del sistema primario y, peor aun, del sistema secundario. Por lo que con los planos facilitados por EMELMORTE tanto de primarios como de secundarios, se procedió a su respectiva actualización mediante inspección en el campo, de

trasformadores, postería, aislamiento, tipos y calibres de conductores, acometidas por poste, etc. Debido a que en muchos casos una sola acometida esta sirviendo a más de un medidor se ha considerado en el presente estudio como un usuario por medidor.

La observación minuciosa de todos los componentes de la red realizada en el trabajo de campo juega un papel importante en la remodelación de redes la misma que nos proporciona un punto de partida bastante sólido para el inicio del trabajo, al igual que da un criterio válido sobre su estado de conservación.

En el plano Anexo No 2.1. "Red primaria de distribución existente" y en el plano Anexo No 2.2. "Red secundaria de Distribución existente", se detalla su configuración respectiva.

2.1.2 Hojas de Estacamiento

En las hojas de estacamiento se presenta los diferentes tipos de estructuras normalizadas utilizadas en EMELNORTE, las mismas que corresponden a las normas de INECEL.

Los diferentes tipos de estructuras encontradas en el sector se detallan en el Anexo No 2.1.

La hoja de estacamiento nos proporciona la siguiente información:

- Tipo de poste, número y longitud

- Estructura tipo de la red primaria
- Estructura tipo de la red secundaria
- Estructura tipo de alumbrado público
- Tipo de luminaria
- Tipo de control de alumbrado
- Montaje tipo en torre de transformación
- Montaje tipo en seccionamiento y protecciones
- Tensor tipo
- Conexión de puesta a tierra tipo
- Número de usuarios

En el anexo No 2.2 se encuentran elaboradas las respectivas hojas de estacamiento.

2.2 DETERMINACION DE LOS PARAMETROS CONSTRUCTIVOS DE LA RED

Los parámetros constructivos de la red existente son:

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

2.2.1 Nivel de voltaje y aislamiento

La remodelación de redes tiende a aumentar el voltaje primario con el fin de disminuir las pérdidas y optimizar los recursos de la red existente, cambiando los materiales que estén deteriorados o los que no sean para

utilizarse en el nuevo voltaje por lo que se hace nesesario conocer el voltaje existente y el voltaje proyectado.

Come se dijo anteriormente en el Capítulo 1 el centro de la ciudad de Ibarra se encuentra alimentado por medio de dos alimentadores primarios con un voltaje de operación de 6.3 KV, los mismos que toman la energía de la barra a 6.3 KV de la subestación (Central Diesel).

El nivel de aislamiento considerado para cada nivel de voltaje esta regido por normas que justifican su respectiva utilización.(1) Como se puede observar en las hojas de estacamiento el nivel de aislamiento en toda el área de estudio es prácticamente para 6.3 KV. salvo en algunas estructuras donde el aislamiento es para 13.2 KV. Voltaje proyectado a futuro. En el caso de las retenidas para las terminales de circuito, para un voltaje de 6.3 KV se necesita un solo aislador de suspensión ANSI 52-1, mientras que para 13.2 KV dos aisladores, siendo factible agregar aisladores a las cadenas existentes, en las hojas de estacamiento se toma en cuenta este particular ya que se considera el nivel de aislamiento 1 para las retenidas con dos aisladores, mientras que cero para las retenidas con un aislador de modo de facilitar su contabilización.

En el caso de la red secundaria, el aislamiento esta en un rango de 0.25 KV, que es el indicado tanto para

redes trifásicas 210/121 como para redes monofásicas 240/120.

2.2.2 Configuración de la red

En cuanto se refiere a la topología, el sistema primario de distribución aéreo mantiene una tendencia mundial hacia la configuración radial. El sistema radial debe su predominio a la menor inversión requerida y a la simplicidad que su operación supone, no así una gran seguridad, pero a pesar de ello puede compensar esto último en cierta medida, en bases a transferencias de carga entre primarios, lo cual permite reponer el servicio en tiempos relativamente cortos mediante seccionadores de costo reducido.

El sistema primario de distribución correspondiente al sistema Eléctrico del centro la ciudad de Ibarra, es un sistema aéreo, trifásico trifilar con una configuración radial para los dos primarios que alimentan la zona.

El sistema secundario en lo que corresponde al primario No 2 tiene asociados a cada transformador circuitos trifásicos en configuración radial, mientras que para los secundarios asociados al primario No.1 se encuentran interconectados entre centros de transformación, formando dos mallas con parte aérea, y parte subterránea como se puede apreciar en el plano Anexo No 2.2.

La conexión entre sí de líneas principales secundarias de transformadores adyacentes tiene sus ventajas respecto a la distribución radial secundaria las mismas que son:

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

2.2.3 Materiales y equipos utilizados.

Una red de distribución consta de los siguientes elementos en su parte física:

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

Transformadores de distribución

Los transformadores corresponden a la clase Distribución sumergidos en aceite, tipo convencional trifásicos en su mayoría excepto para 4 casos puntuales de transformadores, para usuarios particulares los mismos que son monofásicos.

Los transformadores trifásicos con una relación de 6300- 220/127 V, conexión delta estrella. neutro secundario independiente, mientras que los transformadores monofásicos son doble bushing con una relación de 6300-120/240 V con neutro secundario independiente.

Debido a que a futuro se tiene previsto el cambio de voltaje, en los últimos años la Empresa ha obligado la instalación de transformadores conmutables a sus clientes particulares, ya que los transformadores de servicio de la red en su mayoría son tipo convencional no conmutable.

La conmutabilidad de un transformador trifásico no se la puede determinar visualmente, es nesesario determinar esta característica mediante sus datos de placa.

En el anexo No 2.3 detallamos las características de cada transformador, así como su utilidad o no para el voltaje futuro. Mientras que en el anexo N.2.2 se puede observar los diferentes tipos de montajes para los transformadores existentes.

Equipos de protección y seccionamiento

Las redes de distribución encargadas de distribuir la energía a los usuarios en tensión media o baja, requieren un equipamiento tal que permita efectuar con eficiencia operaciones de cierre o apertura de los circuitos, sea en vacío o con carga, sin que esto represente riesgo alguno, ni para el personal, como tampoco para el material de las instalaciones.

Se clasifican según su función (14)

Seccionadores: Están destinados a ser maniobras sin corriente, (sin carga) y con las debidas medidas de seguridad, utilizando una pértiga que accionará la cuchilla por el ojal previsto para este fin, su misión será producir un corte visible a distancia del circuito.

Interruptores: Son aparatos destinados a establecer o cortar la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga después de su respectiva maniobra, así pues insertará en un sistema eléctrico o retirará de él, máquinas, aparatos o líneas alimentadas con corriente contínua o alterna.

Disyuntores: La ruptura de corto circuitos no constituye por si sola el trabajo encomendado a los interruptores, ésta impone las más duras condiciones que deben tomarse en cuenta para dimensionarlos. El poder de corte de un interruptor depende del valor de la corriente de ruptura, y para atender a los efectos producidos por ella se han proyectado los disyuntores, los mismos que están

destinados a interrumpir o establecer circuitos en condiciones normales de carga, así como en las condiciones anormales que se presentan en el caso de los cortacircuitos. Pueden ser maniobrados a voluntad, a mano o a distancia, automáticamente mediante relés.

Las principales características mínimas son:

- Voltajes nominales
- Corriente nominal
- Poder de ruptura

Para la protección de sobretenciones de origen interno o de origen atmosférico, se usan pararrayos los mismos que deben ser usados adecuadamente para cada nivel de voltaje, así por ejemplo:

Voltaje nominal	Pararrayo
22.8/13.2 KV	18 KV
13.2/7.6 KV	10 KV
6.3 KV	6 KV

Para la red en estudio, se tienen seccionadores fusibles tipo cerrado clase 7.8 KV, aunque también se encontraron seccionadores fusible, tipo abierto clase 15 KV.

Los pararrayos del sistema al igual que los seccionadores se encontraron tanto para 6 KV como para 10 KV, en el segundo caso no estan realizando una verdadera protección.

Las protecciones en bajo voltaje para los centros

de transformación están constituidas por una base portafusible de material aislante, montados sobre una placa metálica y un cuerpo de cerámica solidario con la cuchilla de contacto, con un nivel de aislamiento de 500 V para los centros de transformación asociados al alimentador No 2, no asi para los transformadores asociados al primario N0 1 que se encuentran directamente conectados ala red de bajo voltaje.

Todos estos parámetros están detallados en las hojas de estacamiento. Anexo 2.2.

Equipos de alumbrado público

Generalmente las redes de alumbrado público se hallan adjuntas a las redes de distribución secundaria, con un conductor adicional, hilo piloto controlado por célula fotoeléctrica y contactor unipolar conectado a una de las fases; las luminarias están conectadas en paralelo entre hilo piloto y una de las fases, distribuidas en cada uno de los postes de la red, en vanos de 40 metros.

Las luminarias utilizadas en la mayor parte de la zona de estudio son de vapor de HG 175 W - 220 V, salvo para algunas calles en las que se tiene luminarias de vapor de NA 250 W - 220 V. La tendencia actual es a utilizar luminarias de vapor de sodio, ya que ofrecen la misma intensidad de luz pero con menos consumo de

potencia, se debe tomar muy en cueta en las remodelación de la red.

Aislamiento

En la red existente tenemos varios tipos de aisladores, los mismos que por su ubicación resulta difícil verificar el estado de los mismos, pero como en la actualidad se encuentran funcionando se los puede reutilizar en el nuevo nivel de voltaje, siempre y cuando el aislamiento lo permita.

En el cuadro No 2.1 se presenta los diferentes tipos de aisladores encontrados en la red.

CUADRO No.2.1

TIPOS DE AISLADORES DE LA RED EXISTENTE.

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

Conductores desnudos

Los conductores, por el material se clasifican en conductores de cobre y conductores de aluminio, y sus respectivas aleaciones.

Para redes de distribución se utilizan preferentemente conductores de aleación de aluminio y solamente en casos especiales, o en redes antiguas como es el caso se usan conductores de cobre.

Los tipos de conductores normalmente utilizados en EMELNORTE en el diseño y construcción de redes de distribución son:

- Para circuitos secundarios se dispone de conductores ASC, con un rango de calibres del 2 AWG al 3/0.

  Para el centro de Ibarra se tiene conductores de cobre con calibres que van desde el 8 AWG al 1/0.
- Para los circuitos primarios se dispone de conductores ACSR, con un rango de calibres del 2 AWG al 4/0.

  Específicamente para las redes primarias del centro de Ibarra se tiene conductores de cobre con calibres del 4 AWG a 8 AWG.

Conductores aislados

En redes de alto voltaje se usan conductores aislados solamente para instalaciones subterráneas, el

nivel de aislamiento depende del voltaje de la línea.

Los conductores aislados que se utilizan en los transformadores son para las bajantes es decir para la conexión del lado secundario del transformador de distribución a la red secundaria.

En cuanto se refiere a redes secundarias se utiliza conductores aislados cuando la red es súbterranea o en lugares en que las líneas estan muy cercanas a las viviendas y resulta peligroso llegar con conductores desnudos.

Accesorios para conductores

Estos accesorios se usan de acuerdo al calibre y tipo de conductor, los mismos que sirven para fijación o conexión de los conductores, tales como conectores, grapas, etc.

Materiales para conexión a tierra

Se usan preferentemente varillas de Copperweld y conectores del mismo material, los mismos que sirven para la conexión de los equipos y el neutro de la línea evacuando las corrientes parásitas fuera del circuito.

Postes

Los postes más utilizados se detallan a continuación, los mismos que son de hormigón, tronco

cónico hueco, con una conicidad de 1.5 mm por metro de longitud.

CUADRO No 2.2

POSTES DE HORMIGON MAS UTILIZADOS.

ALTURA (m)	DIAMETRO BASE (mm)	CARGA DE ROTURA (Kg)	PESO (Kg)
9	310	350	651
11	350	350	896
11	350	500	912
14	300	500	1054
14	300	600	1092

Herrajes galvanizados y cables de acero

Son las estructuras metálicas que se montan en el poste para soportar las redes, tales como crucetas, pernos, bastidores, abrazaderas, etc. Los mismos que tienen que ser galvanizados en caliente resistentes a la corroción.

2.3 ESTUDIO DE CARGA DE LA RED

Estudiaremos dos aspectos:

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

2.3.1 Determinación de la demanda existente

Una de las primeras consideraciones en la planificación de sistemas y el diseño de redes, es determinar el valor de la carga, cuya necesidad radica en conocer su comportamiento, el mismo que nos permitirá realizar una adecuada planificación del sistema.

La determinación de la demanda existente esta realizada por dos métodos :

- Determinación por medio de datos de carga de la red.
- Determinación por medio de los consumos facturados.

Determinación por medio de datos de carga de la red.

Debido a que los parámetros de diseño utilizados en EMELNORTE se rigen a los dados según normas de la Empresa Eléctrica Quito, el procedimiento para determinar la demanda existente se lo realiza según el procedimiento descrito en la ref (3) inversamente al que normalmente se lo hace para determinar la capacidad de los transformadores de distribución.

El proceso parte a partir de la fórmula para determinar la capacidad del transformador:

$$KVA(T) = \frac{N * DMUp * (\%)}{100 * FD} + DMe \qquad (2.1)$$

Donde:

KVA (T) : Capacidad del transformador (KVA)

N : Número de usuarios

DMUp : Demanda máxima unitaria proyectada por usuario tipo(KVA)

(%) : Porcentaje de sobrecarga por usuario tipo

FD : Factor de diversificación

DMe : Demanda máxima correspondiente a cargas especiales en caso de existir (KVA)

El porcentaje de sobrecarga esta determinado de acuerdo a cada tipo de usuario, el cual se resume en el cuadro No 2.4 (15)

CUADRO 2.3

DEMANDAS POR TIPOS DE USUARIOS

TIPO DE USUARIO	DMU (KVA)	DMUp(10) (KVA)	DMUp(15) (KVA)
A	2.17	4.59	5.4
B	1.33	2.81	3.31
C	1.02	2.17	2.55
D	0.77	1.21	1.24
E	0.42	0.88	0.90

CUADRO No 2.4

PORCENTAJE DE SOBRECARGA

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

El factor de diversidad depende del número y tipo de usuario, por lo que se establece un valor definido para cada uno de ellos, estos valores están descritos en el Anexo No 2.4 (17).

Despejando de la fórmula 2.1 la DMUp, que para nuestro caso sería la Demanda máxima existente DMUe (KVA) tenemos:

$$DMUe(KVA) = \frac{\{ KVA\ (T) - DMe \} * FD * 100}{N * (\%)} \qquad (2.2)$$

Los KVA(T) se determinaron a partir de las mediciones de voltaje y corriente reales tomadas en los transformadores en las horas pico de demanda las mismas que fueron proporcionados por EMELNORTE. En el procedimiento se procede a tomar los datos de los transformadores más representativos tanto en el sector

comercial como residencial, en el anexo No2.5 se presenta estos valores.

El número de usuarios estan presentados en las hojas de estacamiento, levantados en el campo y verificados por los catastros que mantiene EMELNORTE.

El valor de DMe es la suma de las potencias de las luminarias existentes en el circuito (0.25 KVA por luminaria) y al no existir cargas especiales, realizamos la diferencia de KVA(T) - DMe cuyo resultado nos da la potencia real utilizada por los usuarios en el circuito secundario (PNC), entonces PNC será igual a:

$$PNC = KVA(T) - DMe \qquad (2.3)$$

Cuyo valor se encuentra tabulado en el cuadro No 2.5

Con el fin de involucrar a todos los tipos de usuarios existentes se realiza 3 ensayos, los mismos que consideran los diferentes FD, factores de diversidad (Anexo 2.4) para los diferentes tipos de usuarios y su factor de sobrecarga:

1. Usuario tipo A, 90%
2. Usuario tipo B y C, 80 %
3. Usuario tipo D y E, 70 %

Como los circuitos secundarios del primario No 1 se encuetran interconectados entre centros de transformación, para determinar el número real de usuarios

por transformador se utiliza la fórmula No 2.1 con una cierta modificación, en la que el número de abonados (N) = al número de abonados totales dividido para el número de transformadores menos uno (16)

$$N = \frac{\#\ \text{abona totales}}{\#\ \text{transf} - 1} \qquad (2.4)$$

En caso de que un transformador de los 6 existentes por cada malla falle la carga se vería disminuida en un 16.6 % por lo que cada transformador debe sobrecargarse en un 3.3 % .

En el caso de DMe como se considera una luminaria por poste, para determinar el número de luminarias por transformador se procede de forma similar, el número total de postes correspondientes a la malla, se divide para el número de transformadores, lo que nos daría el número de luminarias asociadas a cada transformador.

La expresión matemática utilizada para el cálculo de la demanda existente se deriva de la fórmula No 2.2:

$$DMUec\ (KVA) = \frac{PNC * FD\ * 100}{N * (\%)} \qquad (2.5)$$

Donde : DMUec. Es la demanda máxima existente calculada

PNC . Es la potencia neta de consumo

CUADRO No 2.5

CALCULO DEL VALOR DE PNC

TRNSF	CENTRO DE TRANSF			DATOS							PNC
No	CAPACIDA (KVA)	TIPO	VOLT AT (KV)	Vff (V)	Vfn (V)	Iu	Iv	Iw	KVA(T) (KVA)	DMe (KVA)	KVA(T)-DM (KVA)
CTe01	60	3F	6.3	200	110	200	180	170	63.51	5.75	57.76
CTe03	90	3F	6.3	200	120	180	190	150	60.04	3.75	56.29
CTe04	90	3F	6.3	210	130	230	190	180	72.74	3.75	68.99
CTe06	90	3F	6.3	200	110	200	250	200	75.05	3.75	71.30
CTe07	90	3F	6.3	200	105	260	320	280	99.30	3.75	95.55
CTe11	90	3F	6.3	200	103	140	270	140	63.51	3.5	60.01
CTe12	45	3F	6.3	200	100	75	75	65	24.83	2.75	22.08
CTe14	24	3F	6.3	200	100	60	22	20	11.78	1	10.78
CTe18	24	3F	6.3	190	105	120	60	160	37.30	3	34.30
CTe19	90	3F	6.3	200	120	190	120	70	43.88	4.25	39.63
CTe21	36	3F	6.3	180	90	140	190	80	42.61	4.5	38.11
CTe23	120	3F	6.3	210	120	160	160	180	60.62	3.5	57.12
CTe25	90	3F	6.3	200	110	150	120	170	50.81	3.5	47.31
CTe27	60	3F	6.3	180	110	100	140	70	32.22	3.75	28.47
TOTAL:	999.00						TOTAL		738.18	50.5	687.68

Iu,Iv,Iw corrientes medidas en cada una de las fases

Vff: Voltaje medido entre fase y fase

Vfn: voltaje medido entre fase y neutro

CUADRO No 2.6

CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE

USUSARIO TIPO A

TRNSF	CENTRO DE TRANSF			CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE			
No	CAPACIDA (KVA)	TIPO	VOLT AT (KV)	PNC (KVA)	No DE USUARIOS	FACTOR FD	DMUac (KVA)
CTa01	60	3F	6.3	57.76	125	3.1	1.59
CTa03	90	3F	6.3	56.29	163	3.1	1.19
CTa04	90	3F	6.3	68.99	163	3.1	1.46
CTa06	90	3F	6.3	71.3	163	3.1	1.51
CTa07	90	3F	6.3	95.55	163	3.1	2.02
CTa11	90	3F	6.3	60	107	3.1	1.93
CTa12	45	3F	6.3	22.08	57	3.1	1.33
CTa14	24	3F	6.3	10.76	38	3.08	0.97
CTa18	24	3F	6.3	34.3	54	3.1	2.19
CTa19	90	3F	6.3	39.63	102	3.1	1.34
CTa21	36	3F	6.3	38.11	84	3.1	1.56
CTa23	120	3F	6.3	57.12	107	3.1	1.64
CTa25	90	3F	6.3	47.31	107	3.1	1.52
CTa27	60	3F	6.3	28.47	132	3.1	0.74
TOTAL:	999.00				DMUacp:		1.51

FD ;Factor de diversidad

DMUacp :Demanda máxima unitaria exixtente calculada promedio

CUADRO No 2.7

CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE

USUARIO TIPO B Y C

TRNSF	CENTRO DE TRANSF			CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE			
No	CAPACIDA (KVA)	TIPO	VOLT AT (KV)	PNC (KVA)	No DE USUARIOS	FACTOR FD	DMUec (KVA)
CTe01	60	3F	6.3	57.76	125	2.5	1.44
CTe03	90	3F	6.3	56.29	163	2.5	1.08
CTe04	90	3F	6.3	66.99	163	2.5	1.32
CTe06	90	3F	6.3	71.3	163	2.5	1.37
CTe07	90	3F	6.3	95.55	163	2.5	1.63
CTe11	90	3F	6.3	60	107	2.5	1.75
CTe12	45	3F	6.3	22.08	57	2.5	1.21
CTe14	24	3F	6.3	10.78	38	2.46	0.67
CTe18	24	3F	6.3	34.3	54	2.5	1.96
CTe19	90	3F	6.3	39.63	102	2.5	1.21
CTe21	36	3F	6.3	36.11	84	2.5	1.42
CTe23	120	3F	6.3	57.12	107	2.5	1.67
CTe25	90	3F	6.3	47.31	107	2.5	1.38
CTe27	60	3F	6.3	28.47	132	2.5	0.67
TOTAL:	999.00				DMUecp:		1.37

FD :Factor de diversidad

DMUecp :Demanda máxima unitaria existente calculada promedio

CUADRO No 2.8

CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE

USUARIO TIPO D Y E

TRNSF	CENTRO DE TRANSF			CALCULO DE LA DEMANDA EXISTENTE			
No	CAPACIDA (KVA)	TIPO	VOLT AT (KV)	PNC (KVA)	No DE USUARIOS	FACTOR FD	DMUec (KVA)
CTe01	60	3F	6.3	57.76	125	1.73	1.14
CTe03	90	3F	6.3	56.29	163	1.73	0.85
CTe04	90	3F	6.3	66.99	163	1.73	1.05
CTe06	90	3F	6.3	71.3	163	1.73	1.08
CTe07	90	3F	6.3	95.55	163	1.73	1.45
CTe11	90	3F	6.3	60	107	1.73	1.39
CTe12	45	3F	6.3	22.08	57	1.73	0.96
CTe14	24	3F	6.3	10.78	38	1.73	0.70
CTe18	24	3F	6.3	34.3	54	1.73	1.57
CTe19	90	3F	6.3	39.63	102	1.73	0.96
CTe21	36	3F	6.3	38.11	84	1.73	1.12
CTe23	120	3F	6.3	57.12	107	1.73	1.32
CTe25	90	3F	6.3	47.31	107	1.73	1.09
CTe27	60	3F	6.3	28.47	132	1.73	0.53
TOTAL:	989.00				DMUecp:		1.09

FD :Factor de diversidad

DMUecp :Demanda máxima unitaria existente calculada promedio

Para cada grupo de usuario se realizó los respectivos cálculos, los mismos que se encuentran tabulados en los cuadros No 2.6, 2.7, 2.8 respectivamente, de acuerdo a las condiciones anteriormente establecidas.

A continuación presentamos el resumen de los resultados obtenidos.

CUADRO No 2.9

RESUMEN DE RESULTADOS

GRUPO	DMUec mínimo	DMUec máximo	DMUec promedio
Grupo 1,usuario tipo A	0.74	2.19	1.51
Grupo 2,usuario tipo B y C	0.67	1.98	1.37
Grupo 3, usuario tipo D y E	0.53	1.57	1.09

El primero y el segundo grupo de resultados de la demanda no están de acuerdo con los rangos descritos en el cuadro No 2.3 por lo que son descartados, pero el tercer grupo, estaría dentro del usuario tipo E (1.5 KVA), por lo que según normas de la E.E. Quito el usuario tipo representativo sería el usuario tipo E.

El valor de 1.57 KVA, no se lo puede tomar como representativo, ya que es necesario introducir otros parámetros como son el uso de suelo y sus características

de consumo, comercial o residencial y su crecimiento demográfico, para lo cual utilizamos el criterio de las Microáreas descrito en la referencia (18).

En la figura No 1.2 se describen las diferentes zonas, asi como sus usos y densidades establecidas según la reglamentación urbana de la ciudad de Ibarra para el área de estudio.

El área de influencia de los circuitos analizados prácticamente abarca 3 zonas, para lo cual los transformadores estudiados se ubican de la siguiente forma.

a.- Zona tipo D204

TRANSF	DMUec(KVA)
CTe01	1.14
CTe03	0.85
CTe04	1.05
CTe06	1.08
CTe07	1.45
CTe14	0.70
CTe18	1.57
CTe21	1.12
CTe27	0.53

Como se puede ver los valores de demanda entre el valor máximo y el valor mínimo difieren notablemente, debiéndose a que los mismos pertenecen a una zona bastante

amplia y se encuentran muy dispersos. Por lo que la demanda existente la obtenemos promediando los valores mayores, resultando una demanda existente DMUec de 1.32 KVA.

b.- Zona tipo D104

TRANSF	DMUec (KVA)
CTe25	1.09
CTe23	1.32
CTe11	1.39
CTe12	0.96

En este caso hay concordancia de los valores de dos en dos, por lo que igual que en el caso anterior la demanda existente se la toma promediando los valores mayores, resultando DMUec = 1.35 KVA.

c.- Zona tipo B306

TRANSF	DMUec (KVA)
CTe19	0.95

Al promediar las 3 demandas anteriores obtenemos que el valor de DMUec es de 1.206 KVA valor que lo tomamos como válido de acuerdo al procedimiento.

Determinación por medio de los consumos facturados

La energía y el número de abonados para la aplicación de la metodología se basa en el análisis de las áreas de influencia de los alimentadores primarios que

abarcan la zona de estudio, mediante los datos de lectura a nivel de las rutas preestablecidas por la Empresa y que están dentro de esta zona.

De las estadísticas de consumo por rutas para el, período Julio - Diciembre del 97 facilitados por la Empresa obtenemos el consumo total por ruta y el número de abonados tanto para el sector residencial como comercial con lo que podemas. calcular los KWh/mes/abonado y sacar un promedio en el período para el cual se analiza. Anexo 2.6

Como se puede analizar en el Anexo 2.6 el sector es predominántemente residencial con sectores comerciales concentrados en la zona central.

Para la determinación de la demanda DMUec a partir del consumo específico promedio por abonado determinado en el Anexo 2.6 utilizamos el método de la REA (Rural Electrification Administration). El mismo que establece que:

$$Ddiv = f\ (\ \#\ abon,\ Energ)$$

$$Ddiv(n) = A * B \qquad (2.6)$$

$$A = N\ (1-0.4\ N + 0.4\ (N^2 + 40)^{1/2})$$

$$B = 0.005925\ Ce^{0.85}$$

donde:

N = Número de abonados

Ce = Consumo específico en KWh/mes/abonado

Ddiv = Demanda diversificada

Al resolver la ecuación 2.6 obtenemos el siguiente resultado Ddiv = 1.26 KVA para un abonado típico representativo del sector, el mismo que correspondería a abonado tipo D, cuadro 2.3 (15) y que para nuestro caso sería igual a la DMUec que si lo comparamos con el método calculado a partir de los datos de la red en el primer caso 1.206 KVA se puede observar que la diferencia esta en el orden del 4.2 % con relación al primer resultado, determinándose asi la validez de los dos procedimientos.

Definimos entonces como la demanda máxima unitaria existente típica calculada (DMUec) al segundo valor, de 1.26 KVA por resultar el análisis de los consumos facturados el mismo que involucra a los abonados de todo el sector y se basa en los consumos reales facturados por la empresa, mientras que el primer método se obtuvo tomando como referencia el procedimiento según normas de la EEQSA, los mismos que no se ajustan a la realidad de EMELNORTE, pero nos dan un buen parámetro de referencia.

2.3.2 Estudio de regulación de voltaje

Capacidad de transformadores

Para calcular la carga de cada centro de transformaciónde la red pública, usamos la siguiente fórmula:

$$KVAt = Ddiv * (\%) + DMe \qquad (2.7)$$

donde Ddiv para el diferente número de abonados se obtiene de la fórmula 2.6.

El porcentaje de sobrecarga (%) se lo toma de un 70% para un abonado tipo D-E.(17)

La DMe se debe exclusívamente al número de luminarias de alumbrado público en cada circuito.

En base a estos parámetros se a elaborado el cuadro No 2.10 con los 28 circuitos existentes, tomando como referencia la potencia nominal de cada transformador para determinar la sobrecarga o la subutilización de los mismos cuando el porcentaje es negativo.

Los transformadores en su mayoría se encuentran subutilizados, siendo el mayor porcentaje en el transformador CTe-23 con un 70.41 % produciendo una deficiente utilización de los recursos, lo cual se ratifica con las curvas de demanda tomadas para un grupo de transformadores, presentadas en el Anexo 2.7, justificando un estudio de remodelación con el objeto de optimizar los recursos de la red.

Regulación de voltaje

Para el cálculo de caída de voltaje en los circuitos secundarios existentes se usan los valores determinados en

CUADRO No 2.10

CALCULO DE CARGA DE CIRCUITOS SECUNDARIOS EXISTENTES

CONSUMO: 141 KWH/MES/ABON

TRANSFORMADO	CAPACIDAD NOMINAL(KVA	No DE USUARIOS	DMe (KVA)	Ddiv (KVA)	KVAi (KVA)	SOBRECAR (%)
CTe-01	60	125	5.75	52.69	42.77	-28.71
CTe-02	45	77	4.25	33.8	27.91	-37.96
CTe-03	90	163	3.75	68	51.35	-42 94
CTe-04	90	163	3.75	68	51.35	-42.94
CTe-05	90	163	3.75	68	51.35	-42.94
CTe-06	90	163	3.75	68	51.35	-42.94
CTe-07	90	163	3.75	68	51.35	-42.94
CTe-08	90	107	3.5	45.73	35.51	-60.54
CTe-09	90	163	3.75	68	51.35	-42.94
CTe-10	75	107	3.5	45.73	35.51	-52.65
CTe-11	90	107	3.5	45.73	35.51	-60.54
CTe-12	45	57	2.75	25.84	20.84	-53.69
CTe-13	90	122	5.62	51.7	41.81	-53.54
CTe-14	24	38	1	18.27	13.79	-42.55
CTe-15	20	60	1.62	27.03	20.74	3.70
CTe-16	24	57	1.5	25.84	19.59	-18.38
CTe-17	75	81	3.75	35.39	28.52	-61.97
CTe-18	24	54	3	24.84	20.25	-15.63
CTe-19	90	102	4.25	43.74	34.67	-61.26
CTe-20	36	81	2.87	35.39	27.64	-23.21
CTe-21	36	84	4.5	38.58	30.11	-16.37
CTe-22	24	70	3	31.01	24.71	2.95
CTe-23	120	107	3.5	45.73	35.51	-70.41
CTe-24	75	107	3.5	45.73	35.51	-52.65
CTe-25	90	107	3.5	45.73	35.51	-60.54
CTe-26	24	69	3.25	30.61	24.68	2.82
CTe-27	60	132	3.75	55.67	42.72	-28.80
CTe-28	45	100	2.5	42.95	32.57	-27.63

DMe potencia de cargas especiales

KVAi Demanda diversificada para el número de abonados

el Anexo No 2.8, que es el valor de KVA-m calculado para el 1% de caída de voltaje que caracteriza a cada tipo y calibre de conductor dependiendo de la configuración de los circuitos, en el Anexo 2.8 se presenta un resumen de como se realizó el cálculo de las reactancias inductivas y de los KVA-m, así como los datos que intervienen para el cálculo.

En el Anexo 2.9 se presenta los valores de caída de voltaje para la red primaria existente y para los 16 circuitos de la red secundaria asociados al primario No 2 con la designación de cada tramo de acuerdo con el número de poste identificado en las hojas de estacamiento. Mientras que para los circuitos de bajo voltaje asociados al primario No 1, por tratarse de un sistema banqueado en bajo voltaje constituido por dos mallas de 6 transformadores con parte de la red aérea y parte subterránea, se procedio de la siguiente manera:

a.- Buscar un punto de equilibrio mediante el método de los KVA-M en cada lado de los transformadores, y proceder al análisis de caída de voltaje de los circuitos por separado como si se tratase de circuitos radiales.

b.- Simular la red en el programa de computación Spard II

Los resultados obtenidos tanto por el un método como por el otro se presentan en el cuadro No 2.11.

CUADRO No 2.11

RESUMEN DE RESULTADOS DE REGULACION DE VOLTAJE

TRNS No	MAXIMA REGULACION DE VOLTAJE	
	CALCULADO (%)	SPARD(%)
CTe03	1.19	2.5
CTe04	4.78	3.52
CTe05	1.44	1.97
CTe06	6.53	3.74
CTe07	6.53	3.99
CTe08	1.95	3.29
CTe09	3.07	2.2
CTe10	3.56	2.64
CTe11	7.89	3.18
CTe23	1.79	3.63
CTe24	1.58	2.17
CTe25	1.68	2.62

Como se puede observar de los resultados los valores de regulación de voltaje obtenidos mediante el programa Spard son menores a los obtenidos con los cálculos manuales, para ciertos transformadores y esto es lógico, debido a que en la simulación se toma a la red en conjunto con los secundarios de los transformadores enlazados, por lo que la alimentación de corriente a la carga se da en dos direcciones, no asi para el otro caso que al abrir los circuitos tendríamos un sólo paso de alimentación a la carga. Estos cálculos se presentan en el Anexo 2.10, y los resultados de caídas de voltaje en el Anexo 2.9.

A continuación se presenta el formato de como salen los resultados en el programa Spard, más información Anexo 2.9

FORMATO DE RESULTADOS EN EL PROGRAMA SPARD II

Reporte de Flujo de Carga Balanceado
(Información secciones)

Circuito:
Fecha :
Hora :
Empresa :
Página :

De Nodo	A Nodo	Conductor	Longitud	Carga en sección			Conductor		Carga (%)
				KW	KVAr	A	R	X	

Reporte de Flujo de Carga Balanceado
(Informacion de Nodos)

Circuito :
Fecha :
Hora :
Empresa :
Página :

Nodo	KVA	KVAr	Carga en Nodo		Regulación (%)	Voltaje (V)
			KW	KVAr		

El calibre de los cables de bajo voltaje, depende principalmente de la corriente que deba soportar, además se debe tomar en cuenta que la caída de voltaje no sobrepase el 3.5 % bajo las condiciones normales de operación.

2.4 MATERIALES REUTILIZABLES

La forma de evaluación es de acuerdo al

levantamiento de la red existente y a la observación realizada del estado de los materiales en el trabajo de campo, por lo que la selección de los materiales reutilizables es de acuerdo a: (3)

- aislamiento existente
- estado de conservación de los materiales.

2.4.1 Aislamiento existente

Se evaluará los materiales existentes que puedan ser reutilizados si cumplen con los requerimientos de aislamiento del nuevo voltaje, por lo que se califica su reutilización por aislamiento de acuerdo a:

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

VALOR = 0 si el material o equipo tiene aislamiento menor al futuro

Para el caso de los transformadores, se los a designado con el valor de 1 para aquellos que son conmutables y con el valor de 0 para aquellos que no son conmutables.

Para las redes secundarias el nivel de aislamiento de 0.25 KV no cambia por lo que su valor es de 1, al igual que en otros materiales que no podemos clasificar por su aislamiento como son:

- Postes
- Luminarias

- Herrajes
- Conexiones a tierra
- Conductores desnudos
- Accesorios para conexión

2.4.2 Estado de conservación de los materiales

Se consideran los materiales reutilizables todos aquellos que presentan características físicas aceptables y tengan un grado de conservación aceptable, por lo que se califica la reutilización por el estado de conservación de acuerdo a:

VALOR = 1 Si el material presenta características físicas aceptables

VALOR = 0 si el material esta deteriorado

En el caso de materiales o equipos que en la actualidad ya no se utilizan tendrán la calificación de 0.

En general los materiales reutilizables serán aquellos que califiquen tanto por aislamiento como por su estado de conservación, es decir en los dos casos su calificación deberá ser de 1.

En el Anexo No 2.2 constan las hojas de estacamiento de la red existente y su calificación esta basada en este criterio, mientras que en el Anexo No 2.3 hacemos lo mismo con los transformadores.

En el anexo No 2.11 presentamos el resumen de los materiales y equipos que se puede reutilizar.

CAPITULO III

REMODELACION DEL PROYECTO

En el presente capítulo se elabora el proyecto de remodelación de las redes de distribución y el cambio de voltaje de acuerdo a los parámetros de diseño utilizados en EMELNORTE; Debido a que en la actualidad las normas de diseño que regirán en toda el área de conseción se encuentran en proceso de aprobación se ha visto necesario utilizarlas en el presente trabajo.

3.1 PROYECCION DE LA DEMANDA

La zona de estudio esta definida como un sector urbano consolidado, por lo tanto no se prevee un crecimiento notable de la demanda eléctrica, por lo que la demanda de diseño es la determinada en el capítulo anterior, 1.26 KVA. La mayor parte del sector presenta estas características, pero hay un cierto sector donde se prevee un crecimiento de la demanda, debido al tipo de construcción permitida por Municipio de Ibarra(13) para este caso proyectamos la demanda.

De acuerdo a la clasificación hecha en el cuadro No 2.3 (15) la demanda existente de 1.26 KVA corresponderia a un usuario tipo B sin proyectar, para un período de 10 años aplicamos la fórmula No 2.6.

$$Ddiv = 0,005925\ Ce^{0.85*N(1-0.4N+0.4(N^2+40)^{1/2})}$$

El consumo específico se ha obtenido de los datos de facturación, como se describe en el capítulo anterior.

Los parámetros que intervienen en la proyección de la demanda son: tasas de crecimiento poblacional, número de abonados, tasa de crecimiento de energía.

Las tasas de crecimiento anual del número de abonados y del consumo se los obtuvo de los registros que lleva la Empresa, se debe tener en cuenta que los abonados pertenescan al sector. Por lo que la tasa de crecimiento de abonados se tomó para el cantón y no para el total del sistema, en caso de que la empresa no lleve el registro de sus abonados o no se disponga de este dato, se puede tomar como base la tasa de crecimiento poblacional urbano del Cantón, los mismos que se los puede obtener en el INEC.

La tasa de crecimientos de los consumos se lo obtuvo de igual manera para el Cantón y no para el total del sistema.

Ti (energía) = 3.46%

Ti (población) = 4.67%

Es necesario realizar primero la proyección de los siguientes datos: consumo específico, número de abonados en ralación a las tasas de crecimiento aplicando la siguiente fórmula:

$$Vf = Vi(1 + Ti)^{n} \qquad (3.1)$$

Donde: Vf= valor proyectado a n años

Vi= valor inicial al año 0

Ti= tasa de crecimiento

Una vez proyectado estos datos para el período de diseño se los remplaza en la fórmula No 2.6, los resultados de la demanda máxima diversificada según el número de usuarios, proyectada a 10 y 15 años se presentan en el anexo No 3.1.

3.1.1 Cálculo de la demanda de transformadores.

La capacidad de los transformadores se calcula aplicando la siguiente fórmula.(17)

$$KVA(CT) = DMDf(10años) * 0.9 + DMe \quad (3.2)$$

Donde:

KVA(CT) = Capacidad del transformador en KVA

DMDF = Demanda diversificada proyectada según número de usuarios

DMe = Demanda correspondientes a cargas especiales en 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 centros de transformación esta resumida en el cuadro No 3.1

CUADRO No 3.1

CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES PROYECTADOS

TRANSFORMADO	No DE USUARIOS	DMe (KVA)		DMDI KVA	KVAt NORMALIZADO	No FASES
		AP	CP			
CT-01	40	1.65	0	19.07	30.00	3
CT-02	67	2.25	24	29.82	50.00	3
CT-03	90	1.95	0	38.97	50.00	3
CT-04	135	1.95	0	56.97	75.00	3
CT-05	91	1.95	0	39.37	50.00	3
CT-06	127	1.95	0	53.68	75.00	3
CT-07	75	1.95	0	33	45.00	3
CT-08	90	2.1	0	38.97	50.00	3
CT-09	172	1.95	0	70.78	75.00	3
CT-10	124	1.95	0	52.48	75.00	3
CT-11	112	2.1	0	47.72	50.00	3
CT-12	107	2.1	0	45.73	50.00	3
CT-13	57	1.65	15	25.84	45.00	3
CT-14	90	2.85	0	38.97	45.00	3
CT-15	64	1.65	0	28.62	30.00	3
CT-16	60	1.5	10	27.03	30.00	3
CT-17	57	1.65	0	25.84	30.00	3
CT-18	89	1.5	0	38.57	45.00	3
CT-19	57	1.95	0	52.02	50.00	3
CT-20	46	1.65	0	42.79	45.00	3
CT-21	45	0.9	0	41.96	45.00	3
CT-22	35	2.25	0	33.57	30.00	3
CT-23	40	1.2	0	37.76	45.00	3
CT-24	55	1.5	0	50.34	50.00	3
CT-25	32	1.2	0	31.05	30.00	3
CT-26	26	0.9	0	12.27	30.00	3
CT-27	27	1.05	0	13.88	30.00	3
CT-28	90	2.1	0	38.97	50.00	3
CT-29	45	2.1	10	21.06	45.00	3
CT-30	62	2.1	0	27.43	45.00	3
CT-31	68	1.95	0	30.61	30.00	3
CT-32	132	2.25	0	55.67	50.00	3
CT-33	100	1.5	0	42.95	45.00	3
CT-34	84	1.35	0	36.59	45.00	3

DMe =potencia debida a cargas especiales

Ap = alumbrado público

CP = cargas puntuales

DMDI = Demanda diversificada proyectada

KVAt = Potencia calculada

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. En el cuadro No 3.2 se resumen estos centros de transformación.

CUADRO No 3.2

TRANSFORMADORES PARTICULARES

CENTRO PARTICULAR	POTENCIA NOMINAL (KVA)	No DE FASES
CP- 01	30	3
CP-02	30	3
CP-03	50	3
CP-04	50	3
CP-05	100	3
CP-06	30	3
CP-07	75	3
CP-08	45	3
CP-09	120	3
CP-10	50	3
CP-11	30	3
CP-12	50	3
CP-13	200	3
CP-14	30	3
CP-15	75	3
CP-16	45	3
CP-17	100	3
CP-18	75	3

CP-19	45	3
CP-20	30	3
CP-21	50	3
CP-22	300	3
CP-23	30	3
CP-24	50	3
CP-25	50	3
CP-26	50	3
CP-27	45	3
CP-28	75	3

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 primarios que tienen el voltaje futuro a 13.2 KV y están cerca del área de estudio, los mismos que han sido escogidos por tener las mejores características para tomar carga, la configuración y los resultados de flujos de potencia se describen a continuación.

PRIMARIO No 1. SUBESTACION DIESEL a 13.2 KV.

Este circuito llega por la parte Occidental de la ciudad por la calle Pedro Moncayo, hasta la Gonzalo Zandulbide, por lo que en el nuevo diseño este primario alimentará todo el sector que antes alimentaba el primario No 1 a 6.3 KV y parte del circuito No 2 a 6.3 KV, cuyo

punto de alimentación será en la calle Manuel de la Chica Narvaez y Pedro Moncayo a continuación se presentan los resultados de los flujos de potencia .

CUADRO No 3.3

.....Máxima caída de Voltaje.....

Nombre de sección	porcentaje caída	Nivel porcentaje
Previsora	0.25	99.75
Mercado	0.27	99.73
Previsora	0.23	99.77

..... Corrida Acumulativa .....

	KVA	KW	KVAR	FP
A	222.7	207.7	80.5	0.93
B	238.4	222.4	85.9	0.93
C	197.4	184.0	71.6	0.93
Total	658.5	614.0	238.0	0.93

PRIMARIO No 5 SUBESTACION DIESEL a 13.2 KV.

Este primario parte de la subestación diesel a 13.2 KV avanzando por la Rafael Troya en paralelo con los circuitos No 1 y No 2 a 6.3 KV hasta la calle Chica Narvaez, para luego tomar la Av Carchi, en el nuevo diseño

alimenta todo el sector que antes alimentába el circuito No 2 a 6.3 KV, el punto de alimentación será en las calles Rafael Troya y Manuel de la Chica Narvaez. En el plano Anexo No 3.1 se presentan el recorrido y la configuración de estos circuitos. A continuación se presenta los resultados de flujos de potencia para este circuito.

CUADRO No 3.4

Máxima caída de Voltaje		
	porcentaje	Nivel
Nombre de sección	caída	Porcentaje
Agipgas	1.74	98.26
Agipgas	1.09	98.91
Agipgas	1.61	98.39

Corrida Acumulativa				
	KVA	KW	KVAR	PF
A	409.6	397.1	100.3	0.97
B	438.4	425.8	104.4	0.97
C	349.0	337.2	89.9	0.97
Total	1196.9	1160.1	294.7	0.97

3.3 RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA Y ALUMBRADO PUBLICO

La red de distribución secundaria se ha rediseñado tratando de aprovechar al máximo las estructuras existentes con la finalidad de reducir los costos del proyecto, no asi para los conductores, para los cuales hemos estudiado dos alternativas.

1.- Cambio total de los conductores.

De los resultados de caídas de voltaje para los circuitos secundarios existentes estudiados en el capítulo anterior se puede ver que en algunos casos son muy elevados, por lo que podemos corregir estos valores aumentando el calibre, y aprovechando de paso el cambio a conductores de aluminio en el Anexo 3.3 podemos observar los costos que representa para el proyecto.

2.- Optimización de los conductores existentes.

Otra alternativa es optimizar los recursos existentes esto es, en los circuitos secundarios que tenemos problemas por caídas de voltaje, reubicar los transformadores, y en caso de no conseguir buenos resultados aumentar el número estos, esta alternativa implica la utilización de los conductores existentes, en el Anexo 3.3 podemos observar los costos que implican al proyecto.

De los resultados obtenidos podemos observar que la alternativa 2 es la mas viable, ya que en los dos casos podemos obtener valores de caídas de voltaje satisfactorios, pero para el segundo caso la inversión resulta mucho menor que para el primer caso, sin tomar en cuenta el costo adicional que representaria las suspenciones de servicio, y por ende la molestias ocacionadas a la ciudadania.

Por lo tanto para los circuito primarios como secundarios se han rediseñado tomando en cuenta esta alternativa.

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 diréctamente a la red de distribución secundaria y para los particulares a su respectiva acometida.

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

El conductor utilizado es del tipo cobre desnudo para todos los sectores en que la red es aérea, mientras que en los sectores en que la red es subterránea se usará el mismo conductor de cobre aislado con sus respectivos

conectores cobre - cobre en los puntos de derivación.

La configuración de la red secundaria se detallan en el plano Anexo No 3.2, mientras que las justificaciones de los calibres encontrados se detallan en los cálculos de caídas de voltaje Anexo No 3.2.

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

Las luminarias utilizadas son de vapor de sodio de 150 W tipo cerrada por tratarse de vías de 12mts en toda el área de estudio.

La ubicación y detalle del circuito de alumbrado público se muestra en el plano Anexo No 3.2.

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 portafusible unipolares del tipo FH1G8, adecuados para un voltaje de servicio de 13.2 KV, con las siguientes especificaciones:

- Tipo abierto
- Voltaje máximo de diseño: 15 KV
- Capacidad nominal : 100 Amp
- Capacidad de interupción simétrica: 8000 Amp
- Capacidad de interrupción asimétrica: 10000 Amp
- Bil: 125 KV

Los detalles de fabricación y diseño deben cumplir con las normas ANSI C-37.41 y C-37.42.

En los puntos de entrada tanto del primario 1 a 13.2 KV como del primario 5 a 13.2 KV en las calles Pedro Moncayo y Genaral Zamdulbide y Rafael de Troya y Chica Narvaez respectivamente, se proyecta la instalación de seccionamiento trifásico utilizando seccionadores portafusibles dimensionados de acuerdo al procedimiento de coordinación fusible fusible, con una disposición en serie (9).

En el cuadro No 3.5 y 3.6 se resume la carga y la protección que tienen cada sección para los dos circuitos proyectados a 13.2 KV.

CUADRO No 3.5

SECCIONAMIENTOS DEL PRIMARIO 1 SUBESTACION DIESEL 13.2 KV

No	UBICACION	POT (KVA)	No DE FASES	TIRA FUSIBLE TIPO
S1	Chica Narvaez y Pedro Moncayo	2655	3	200 Amp tipo K
S2	Pedro Moncayo	2255	3	140 Amp tipo K
S3	Chica Narvaez	460	3	40 Amp tipo K
S4	Olmedo entre P. Moncayo- Oviedo	365	3	40 Amp tipo K
S5	Oviedo y Rocafuerte	480	3	50 Amp tipo K
S6	Flores entre Rocafuerte- Maldonado	270	3	25 Amp tipo K
S7	Rocafuerte y Flores	595	3	50 Amp tipo K

CUADRO No 3.6

SECCINAMIENTOS DEL PRIMARIO 5 SUBESTACION DIESEL A 13.2 KV

No	UBICACION	POT (KVA)	No DE FASES	TIRA FUSIBLE TIPO
S8	Mejía y Maldonado	185	3	20 Amp tipo K
S9	Mejía y Maldonado	75	3	8 Amp tipo K
S10	Bolívar entre Mejía y Borrero	75	3	8 Amp tipo K
S11	Troya y Chica Narvaez	790	3	65 Amp tipo K

3.4.2 Seccionamiento y protección de transformadores y redes secundarias.

Todos los transformadores a instalarse son convencionales, por lo que necesitan protecciones en el lado de alto y bajo voltaje.

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

La protección contra sobrevoltajes se la realiza por medio de pararrayos de distribución tipo autoválvula; y en el lado secundario por medio de cartuchos fusibles con su respectiva base montados en una capaceta metálica en cada transformador.(15)

Se ha enumerado los tipos de transformadores proyectados, tanto de la red pública como los particulares y de acuerdo a la ref (15) sus protecciones se resumen a continuación.

CUADRO No 3.7

TRASFORMADORES TRIFASICOS

POTENCIA (KVA)	TENSION PRIMARIA				TENSION SECUNDARIA	
	13.8 KV		6.3 KV		220/127 V	
	In	FUSIB	In	FUSIB	In	FUSIBLE
30	1.26	2 H	2.75	5 H	78.73	63
45	1.88	3 H	4.12	6 K	118.09	80
50	2.09	3 H	4.58	8 K	131.22	100
75	3.14	5 H	6.87	10 K	196.82	160
100	4.18	6 K	9.16	15 K	262.43	200
112.5	4.71	8 K	10.31	15 K	295.24	210
125	5.23	8 K	11.46	15 K	328.04	250
160	6.69	10 K	14.66	25 K	419.89	315
200	8.37	15 K	18.33	25 K	524.86	400
250	10.46	15 K	22.91	40 K	656.08	500
300	12.55	15 K	27.49	40 K	787.30	630

CUADRO No 3.8

TRANSFORMADORES MONOFASICOS.

POTENCIA (KVA)	TENSION PRIMARIA		TENSION SECUNDARIA	
	13.8 GRDY/7.970 KV		240/120 V	
	In	FUSIBLE	In	FUSIBLE
5	0.63	1 H	20.83	36
10	1.25	2 H	41.67	36
15	1.88	3 H	62.50	63
25	3.14	5 H	104.17	80
37.5	4.71	6 K	156.25	125
50	6.27	8 K	208.33	160

3.5 MISCELANEOS

3.5.1 Estructuras de soporte

La postería utilizada en la red es de hormigón tronco cónico hueco, con características de esfuerzo de rotura horizontal de acuerdo al tipo de estructura ya sea en alto voltaje o en bajo voltaje, se optimizará los recursos de la red con el fin de abaratar los costos del proyecto.

En el Anexo No 3.4 se presenta la planilla de estructuras de la red proyectada tomando en cuenta la configuración propia de la red.

3.5.2 Lista y especificación de materiales

Una vez definidas las capacidades nominales de los equipos, las dimensiones y tipos. Como la localización de los elementos componentes de la red, corresponde establecer las cantidades y especificaciones de los materiales y equipos requeridos para la ejecución del proyecto.

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

En el Anexo No 3.5 se presenta la lista de estos materiales refiriéndose únicamente a los materiales nuevos a utilizarse, ya que en el rediseño se prevee la

reutilización de los materiales que presenten características apropiadas.

CAPITULO IV

EJECUCION Y EVALUACION FINANCIERA

4.1 CONCEPTOS DE TRABAJO

Se ha considerado necesario iniciar este capítulo definiendo el alcance de algunas actividades más importantes, afin de evitar interpretaciones incorrectas.

1. *Replanteo.*- Esta actividad se la realiza cuando se tiene el diseño de la línea, y consiste en la ubicación de cada poste con sus respectivas estructuras de soporte de acuerdo al tipo de red proyectada, tomando en cuenta la configuración física del terreno. Por lo que se la subdivide en: replanteo en terreno montañoso, replanteo en terreno quebrado, y replanteo en terreno plano.

2.- *Estacamiento directo.* - Una vez definida en forma preliminar la ruta o trazado de la línea, se procede a efectuar la disposición del trazado definitivo, con la ayuda de estacas.

3.- *Excavación de hueco.*- Se refiere a la apertura de huecos para la instalación de los postes, la profundidad de los mismos oscilará entre 1.5 y 1.6 mts. Dependiendo de la longitud del poste a instalarse, esta actividad se

divide en dos grupos; excavación en terreno normal y excavación en terreno duro.

4.-*Erección de Postería.-* Esta actividad involucra exclusívamente la plantación de los postes en el punto de instalación, esta actividad se ha dividido en cuatro grupos; erección postería fácil acceso, difícil acceso, con grua, sin grua.

5.-*Transporte de postes.-* Esta actividad se refiere al transporte de los postes desde la bodega de EMELNORTE, a la bodega de la empresa o del contratista, este rubro tendrá diferentes costos, dependiendo del número de postes a ser transportados.

6.- *Armado de estructuras.-* Se refiere a la instalación de las estructuras tipo normalizadas en EMELNORTE, o sus equivalentes de acuerdo con las normas del INECEL, EEQSA, etc.

7.- *Armada de tensores.-* Involucra exclusívamente el armado de los mismos, excluye la excavación de los huecos.

8.- *Montaje de transformador.-* Esta actividad se refiere a la instalación del transformador, en un poste o una torre y la instalación a las redes tanto de alto como de bajo

voltaje, y se la divide de acuerdo al tipo y potencia del transformador.

9.- *Tendido de conductor.*- Consiste en la instalación y el regulado del conductor de acuerdo con las normas de construcción vigentes.

10.- *Instalación de puesta a tierra.*- Se refiere a la instalación de las varillas coperweld y su conexión con el neutro del sistema.

11.-*Instalación de equipos y luminarias.*- Se refiere al montaje de equipos de maniobra y operación de la red así como también de las luminarias de alumbrado público.

12.- *Diseño hasta 2 Km.*- Se refiere a la elaboración del proyecto eléctrico de hasta 2 Km de red de alto y bajo voltaje.

13.- *Diseño de torre de transformación.*- Se refiere al estudio para la determinación de la demanda y presupuesto para la instalación de un centro de transformación.

14.- *Transporte de materiales.*- Se refiere al transporte de los materiales que serán utilizados en la ejecución de la obra, 1.5 % del valor de los materiales para obras

ubicadas hasta 40 KM de la bodega, 2 % del valor de los materiales para obras ubicadas a más de 40 Km de la bodega (19).

4.2 CONSIDERACIONES PRELIMINARES

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

- Etapas de construcción y
- Grupo de trabajo.

4.2.1 ETAPAS DE CONSTRUCCION

Tienen una secuencia de ejecución definida por los requerimientos constructivos de la red, y se dividen en:

Etapas fijas

Definidas por la instalación de los elementos básicos comunes a todas las redes de distribución, pudiéndose enumerar las siguientes.(3)

- Replanteo
- Transporte de postería
- Excavación de huecos
- Plantación de postes
- Instalación de tensores y puesta a tierra
- Instalación de equipos y luminarias.

Etapas variables.

Son variables porque se clasifican por las condiciones y la topología de la red a construirse y son:

- Armadas estructuras
- Transporte tendido y regulado de conductores.

El proceso de remodelación contempla también el retiro de materiales y equipos que ya no se van a utilizar, dándose en este caso también etapas fijas y variables, los trabajos tanto de remodelación como el retiro de materiales se los realiza simultáneamente.

4.2.2 GRUPO DE TRABAJO

La conformación del grupo de trabajo esta establecida de acuerdo a la necesidad de planificación, y ejecución del proyecto, y consta del siguiente personal.(19)

1.- Ingeniero Eléctrico.- Encargado de la dirección técnica del proyecto, implicando esto la planificación y soporte técnico nesesario.

2.- Capataz.- Persona con la suficiente capacidad para dirigir a la cuadrilla de trabajadores con experiencia y conocimiento en la construcción de redes eléctricas.

3.- Linieros.- Encargadas del trabajo de construcción, clasificados de acuerdo a su experiencia en: liniero 1 y liniero 2, requiriéndose un mínimo de cuatro linieros por cuadrilla de trabajo.

4.- Ayudante de liniero.- Personal con conocimientos básicos de ensamblaje de estructuras y conexiones de redes secundarias, mínimo 2 ayudantes por grupo.

5.- Peón.- Personal no calificado encargado del trabajo en el que se requiere actividad física, mínimo 2 por grupo.

6.- Chofer.- Se emplea un chofer por grupo y debe tener por lo menos licencia profecional de segunda categoría.

7.- Oficinista.- Encargado de los trámites de oficina mediante la jornada de trabajo, su intervención es a medio tiempo por obra.

4.3 CRONOGRAMA DE TRABAJO

La elaboración del cronograma de trabajo tiene la finalidad de optimizar al máximo el tiempo requerido para el proyecto, el mismo que debe realizarse simultáneamente la red proyectada y retirando material de la red existente si el caso lo requiere.

La metodología propuesta para el presente trabajo, se basa en que a partir del grupo de trabajo definido anteriormente y estableciendo la jornada de trabajo de 8 horas diarias, determinar para cada etapa de trabajo un valor diario de avance de obra. Elaborándose el siguiente cuadro de rendimiento diario. (19)

CUADRO No 4.1

RENDIMIENTO DIARIO DEL GRUPO DE TRABAJO

ITEM	DESCRIPCION	UNID/DIA
01	Replanteo terreno plano	3 (Km)
02	Transporte de postes	15
03	Excavación de huecos terreno duro	13
04	Plantación de postes con grua fácil acceso	30
05	Armada de tensor a tierra en AT	33
06	Armada de tensor a tierra en BT	35
07	Armada de tensor a tierrea en AT/BT	30
08	Armada de tensor poste	28
09	Armada de tensores farol	30
10	Anclaje (hueco compact dura)	13
11	Instalación de puesta a tierra	50
12	Instalación de luminaria de hasta 175W	38
13	Instalación de luminaria de 250W	29
14	Instalación de relé	35
15	Montaje de transformador trifásico 30-45 KVA	4
16	Montaje de transformador trifásico 50-75 KVA	3
17	Montaje de seccionadores	25
18	Instalación de pararrayos	23
19	Armada de estructura SV	16

20	Armada de estructuras DR5/DS5	50
21	Tendido de conductor AT 2-4	2.5 km
22	Tendido de conductor BT 2-6	2.5 Km

La remodelación de redes contempla el retiro de equipos y materiales que ya no se van a utilizar, por lo que esta actividad debe realizarse simultáneamente de manera que en una jornada de trabajo se pueda reemplazar un circuito secundario completo.

Las etapas de ejecución junto con sus respectivas cantidades se detallan a continuación en el cuadro No 4.2

CUADRO No 4.2

DIAS REQUERIDOS POR ETAPA DE CONSTRUCCION

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNID/DIA	#DIAS REQUERIDOS
01	Replanteo terreno plano	11	3 KM	4
02	Transporte de postes	41	15	3
03	Excavación de huecos T. duro	141	13	10
04	Plantación de postes G. fácil acceso	82	30	3
05	Armada de tensor a tierra en AT.	45	33	1.5
06	Armada de tensor a tierra en BT.	48	35	1.5
07	Armada de tensor poste	2	28	0.1
08	Armada de tensor Farol	7	30	0.25
09	Anclaje (hueco compactación dura)	100	13	8

10	Instalación de puesta a tierra	95	50	2
11	Instalación de luminaria de hasta 175 W	840	38	22
12	Instalación de luminaria de 250 W	28	29	1
13	Instalación de relé	12	15	0.8
14	Montaje -desmontaje transformador trifásico 30-45 KVA	30	4	7.5
15	Montaje -desmontaje transformador trifásico 50-75 KVA	32	3	11
16	Montaje de seccionadores	225	25	9
17	Instalación de pararrayos	186	23	8
18	Armada de estructura SV-RV	47	16	3
19	Armada de estructuras DS5/DR5	30	50	0.6
20	Tendido de conductor AT 2-4 AWG	8500	2.5 Km	3.5
21	Tendido de conductor BT 2-6 AWG	2000	2.5 Km	0.8

El cronograma de trabajo esta realizado de manera que se ejecuten en primer lugar las etapas fijas y luego las etapas variables.

En el Anexo No 4.1 consta el cronograma de trabajo de la obra con un tiempo de ejecución de 85 días laborables, estableciendo la relación semanal con 5 días laborables de 7 en total, el factor de multiplicidad es de 1.4, resultando un tiempo de 120 días calendario (4.0 meses).

4.4 COSTO DEL PROYECTO.

Tenemos los siguientes puntos de análisis.

- Materiales
- Costos directos
- Costos indirectos

4.4.1 Materiales

Una vez definida la lista y especificación de materiales requeridos en el proyecto Anexo No 3.5 del cap. III se elabora el costo total por partidas, tomando como referencia los precios de materiales vigentes. (20)

En el anexo No 3.3 consta la lista detallada de los elementos que conforman cada partida con sus respectivos precios unitarios.

4.4.2 Costos directos.

Son aquellos que se originan en las erogaciones que por mano de obra, maquinarias y herramientas realiza la compañía para ejecutar el concepto de trabajo.(19)

Costo de mano de obra

Este costo se deriva de los pagos que se efectúen por conceptos de salarios del personal, que interviene exclusiva y diréctamente en la ejecución del trabajo. Por

lo tanto no se consideran dentro de este caso las erogaciones por salarios del personal técnico y administrativo las mismas que se incluyen en los costos indirectos.

A continuación se detallan los principales parámetros utilizados para el estudio de costos de mano de obra. (19)

a.- Salarios de EMELNORTE vigentes en 1999.

b.- Debido a que no se define en forma específica la actividad de construcción de obras eléctricas se determina los salarios para las compañías costructoras de redes eléctricas de distribución en base a los salarios para "CONSTRUCCION Y SERVICIOS TECNICOS Y ARQUITECTONICOS" publicada en el registro oficial N.886 del 16 de febrero de 1996.

c.- Rendimientos de EMELNORTE S.A. Estos rendimientos se aplican tambien para las compañías contratistas.

d.- Equipos mayores que son utilizados en la construcción de redes eléctricas de distribución.

A los salarios hay que aplicar el factor de mayoración (F.M.S) el cual tiene incidencia en el costo de la mano de obra y depende del número de días laborables de cada año.

El número de días laborables por año calendario se calcula a continuación:

Días no trabajados:	Sábados	50
	Domingos	50
	Feriados	15
	Enfermedad	2
	Permisos	2
	Vacaciones	19
	Total:	138

$$F.M.S. = \frac{365-138}{365} = 0.6219$$

Costo por Herramientas.-

Corresponde al consumo o desgaste de las herramientas utilizadas en el trabajo, si se considera que para la construcción de redes eléctricas de distribución se utilizan normalmente herramientas de mano, se puede adoptar un valor que oscila entre el 3 % y 5% del salario real del trabajador; tanto para los costos de mano de obra de EMELNORTE como para los contratistas se ha tomado el valor del 3%.

Costo por equipo

El equipo considerado para la construcción de redes de distribución consta de una camioneta de 3 toneladas, un camión grua de 10 toneladas y un trailer para transporte de postes.

En el costo fijo diario del equipo se incluyen los rubros de depreciación, seguros, mantenimiento y costo del chofer.

Para la depreciación se considera una vida útil de 5 años y un valor residual del 10 %.

El valor anual del seguro se asume al 4 % del valor del equipo asegurado.

El costo de consumo por Km. resulta de la erogación por el uso de combustible, lubricantes y llantas.

4.4.3 Costos indirectos

Los costos indirectos corresponden a los gastos generales necesarios para la ejecución de la obra, no incluídos en los costos directos, que realizan tanto la empresa como el contratista en sus oficinas y en la obra; a continuación se detallan los costos indirectos con los porcentajes típicos para proyectos de electrificación:(19)

CUADRO No 4.3

PORCETAJES DE COSTOS INDIRECTOS

DESCRIPCION	PORCENTAJE (%)
Personal Técnico	10
Personal Administrativo	5
Gastos de oficina	2
Utilidades	12
Imprevistos	1
TOTAL	30

Para los precios unitarios de EMELNORTE no se incluyen los costos indirectos pues los mismos se incrementan en los presupuestos de las obras. A los precios unitarios de mano de obra de los contratistas se incrementará el 30 % de costos indirectos. (19)

El costo total de la remodelación de redes y cambio de voltaje primario de la zona de estudio se calculó en el anexo No 3.3 el mismo que se lo obtuvo en el programa de presupuestos utilizado en EMELNORTE con los precios unitarios vigentes a marzo 1999 el cual toma encuenta todos los parámetros descritos anteriormente.

A continuación se presenta un resumen del costo total de la remodelación y cambio de voltaje primario en la zona de estudio.

CUADRO No 4.4

COSTO TOTAL DEL PROYECTO DE REMODELACION DE REDES Y CAMBIO DE VOLTAJE PRIMARIO

ITEM	DESCRIPCION	COSTO TOTAL ($)	PORCENTAJE (%)
0-1	MATERIALES Y EQUIPOS	1178´509.062	67,43
0-2	COSTOS DIRECTOS	165´888.391	9.49
0-3	COSTOS INDIRECTOS	403´319.235	23.07
	COSTO TOTAL EN $	1747´716.688	100.00

Los valores determinados anteriormente están calculados con los valores unitarios tanto en materiales como en mano de obra vigentes en EMELNORTE para marzo 1999.

4.5 FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

La remodelación de redes de distribución deben ser considerados como proyectos sociales, prioritarios, ya que la ejecución de los mismos aporta al grado de desarrollo de la sociedad y por ende el mejoramiento en el standar de vida de la población.

Las Empresas Eléctricas están en la obligación de dotar a la población de un servicio en óptimas condiciones, lo que implica llevar adelante proyectos de electrificación y remodelación de redes en toda su área de concesión .

La falta de recursos económicos ocasionan retardo en la consecución de proyectos de remodelación emergentes, siendo este el principal limitante para la ejecución de los mismos.

Asi mismo, la necesidad de utilizar en la forma más eficiente posible, los recursos que en nuestro país suelen ser escasos para obras de desarrollo; obliga a una planificación cuidadosa, sistemática y de un alto nivel de decisión hacia los órganos de dirección de las empresas.

4.5.1 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
- Estimación en ahorros en operación y mantenimiento
- Estimación de ahorros por disminución de fallas

Estimación de ahorros en pérdidas técnicas

Estas pérdidas se presentan como consecuencia de las condiciones propias de conducción y transformación de energía eléctrica. La misma que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que la origina. (11)

1.- Por la función del componente, se clasifican en :

a) Pérdidas por transporte.

- En líneas de transmisión .
- En líneas de subtransmisión.
- En circuitos de distribución primarios.
- En circuitos de distribución secundarios.

b) Pérdidas por transformación.

- En transmisión / subtransmisión.
- Subtransmisión / distribución.
- En transformadores de distribución.

2.- Por causa de pérdidas

- Pérdidas por efecto corona.
- Pérdidas por efecto joule
- Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.

A su vez las pérdidas pueden clasificarse como fijas y variables, fijas no dependen de la demanda, y varibles

dependen de la demanda, las pérdidas joule son las que componen la totalidad de las pérdidas técnicas variables. (11)

Para realizar el estudio de pérdidas en los subsistemas de distruibución se considera tres niveles.

- Pérdidas en los circuitos primarios.
- Pérdidas en transformadores de distribución.
- Pérdidas en los circuitos secundarios.

a) **Red primaria de distribución**

Se consideran las pérdidas debidas al efecto joule en los conductores de los alimentadores. Se expresan mediante la siguiente fórmula.

$$PL = 3\ R * I^2 \qquad (4.1)$$

Donde :

R = Resistencia del conductor en Ohm

I = Corriente máxima de fase

PL = Pérdidas de potencia en demanda máxima.

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. (21)

$$Fc = Dm / Dmax \qquad (4.2)$$

Donde Dm es la demanda media del alimentador.

- Factor de pérdidas (Fp) determinado por la siguiente fórmula. (11)

$$Fp = \frac{Di^2 * \blacktriangle ti}{T * Dmax^2} \qquad (4.3)$$

donde:

Dmax = Es la demanda máxima de la curva de máxima demanda

T = Período de tiempo considerado

Di = Demanda para cada intervalo de tiempo

n = Número de intervalos

$\blacktriangle i$ = Duración del intervalo i (horas)

Hay una relación entre el factor de pérdidas y el factor de carga, la misma que viene expresada por la siguiente fórmula.

$$Fp = K * Fc + (1-K) * Fc^2 \qquad (4.4)$$

Donde K es una constante que depende de la característica de la carga.

- Factor de utilización (Fu), determinado por la siguiente expresión. (11)

$$Fu = Dmax/ CI \qquad (4.5)$$

Donde CI: es la carga instalada de transformadores en el alimentador primario.

Es necesario mencionar que para el cálculo, se considera tanto en alimentadores primarios como en circuitos secundarios, un modelo de carga concentrada, por lo que para este caso, el cálculo de las pérdidas de potencia se la puede realizar, en función de la demanda concentrada en el tramo y la longitud del tramo considerado.

Por lo general se dispone de una buena información de los centros de despacho, sobre la variación de la demanda del sistema, los mismos que se encuentran en el Anexo 4.2 para cada uno de los primarios en estudio, cuyos resultados se presentan en el siguiente cuadro.

CUADRO 4.5

PARAMETROS DE CARGA DE PRIMARIOS.

PARAMETRO	PRIMARIO 1 -2 S/E DIESEL A 6.3 KV	PRIMARIO 1 S/E DIESEL A 13.2 KV	PRIMARIO 5 S/E DIESEL A 13.2 KV
Dm	651.97 KVA	520.25 KVA	739.64
Dmax	934.76 KVA	835.52 KVA	1192.98
Fu	0.25	0.30	0.325
Fc	0.70	0.62	0.62
K	0.15	0.15	0.15
Fp	0.52	0.42	0.42

A partir de las consideraciones anteriores y del factor de utilización procedemos al cálculo de pérdidas a demanda máxima, para cada uno de los primarios. Los valores de resistencia y reactancia de las líneas han sido tomados de la referencia (9) y constan en el Anexo 2.8.
Los resultados se presentan en el Anexo 4.3.
Las pérdidas de potencia se calculan a partir del factor de pérdidas con la siguiente expresión. (11)

$$Pp = Pmax * Fp \qquad (4.6)$$

Mientras que las pérdidas de energía se calculan a partir de:

$$Pe = Pmax * Fp * T \qquad (4.7)$$

Donde:

P max : Potencia de pérdidas a demanda máxima. (KW)

Pp : Pérdidas de potencia

T : Período de tiempo (H)

Pe : Pérdidas de energía en (KWH)

En el siguiente cuadro se presentan los resultados calculados para un período de un mes (720 horas) en base a las consideraciones anteriores.

CUADRO No 4.6

CALCULO DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA DE LA RED PRIMARIA

DESCRIPCION DE LA RED	Pp max (W)	Fp	Pp (W)	Pe (KWH/mes)
EXISTENTE 6.3 KV	15031.39	0.52	7816.32	5627.75
PROYECTADA 13.2 KV	1379.85	0.42	579.537	417.266

El ahorro mensual de energía se obtiene restando las pérdidas existentes menos las pérdidas proyectadas.

$$\blacktriangle Pe = Pee - Pep \qquad (4.8)$$

Donde:

▲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)

Donde se tiene que:

▲Pe = 5627.75 - 417.266(KWH/mes)

▲Pe = 5210.48 (KWH/mes) Ahorro de energía/mes en la red primaria

b) Transformadores de distribución

Las pérdidas en los transformadores de distribución se dan de dos tipos:

- Pérdidas en vacio que se deben al voltaje aplicado
- Pérdidas en el cobre que varían de acuerdo a la carga suministrada.

Las pérdidas de energía correspondientes a las pérdidas de potencia del transformador se calcula mediante la siguiente expresión. (22)

$$Pet = Po * T + Pcu * T * Fu^2 * Fp \qquad (4.9)$$

Donde:

Pet = Pérdidas de energía en el transformador (KWH)

Po = Pérdidas de energía en vacio (KW)

T = Período de tiempo en (H)

Pcu = Pérdidas de energía en el cobre (KW)

Fu = Factor de utilización

Fp = Factor de pérdidas.

En base a la capacidad promedio para transformadores monofásicos y trifásicos se aproxima al valor nominal más cercano y se obtienen las pérdidas de potencia en el cobre a plena carga y en el hierro o en vacio de los datos de protocolos, catálogos de fabricantes, normas etc.(28)

Para el estudio, los datos de pérdidas en transformadores se ha tomado de la ref (28)

CUADRO No 4.7

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

VOLTAJE	CANT TRANSF			CAP TOTAL (KVA)			PROMEDIO	
(KV)	MONF	TRIF	TOTAL	MONF	TRIF	TOTAL	MONF	TRIF
6.3	4	58	62	50	3636	3686	12.5	62.68
13.2 C1	-	43	43	-	2665	2665	-	61.97
13.2 C5	-	19	19	-	790	790	-	41.57

CUADRO No4.8

PERDIDAS EN TRANSFORMADORS

VOLTAJE(KV)	POT (KVA)	No DE FASES	Po (W)	Pcu (W)	Pt (W)
6.3	15	1	51	385	436
6.3	75	3	255	1600	1855
13.2 C1	50	3	216	1244	1460
13.2 C5	45	3	215	855	1070

Suponiendo que todos los transformadores tienen el mismo factor de utilización (Fu) y el mismo factor de pérdidas (Fp) calculados para el alimentador; se calculan las pérdidas de energía aplicando la expresión 4.9.

Red existente a 6.3 KV (Monof)

$Pet = 4 * 0.051 * 720 + 4 * 0.385 * 720 * (0.25)^2 * 0.52$

Pet = 182.916 (KWH/mes)

Red existente a 6.3 KV (Trif)

$Pet = 58 * 0.255 * 720 + 58 * 1.6 * 720 * (0.25)^2 * 0.52$

Pet = 12820.32 (KWH/mes)

Red proyectada a 13.2 KV Cir 1

$Pet = 43 * 0.216 * 720 + 43 * 1.244 * 720 * (0.30)^2 * 0.42$

Pet = 8143.19 (KWH/mes)

Red proyectada a 13.2 KV Ci 5

Pet = 19 * 0.215 * 720 + 19 * 0.855 *720 * (0.325)^2 * 0.42

Pet =3460.08 (KWH/mes)

Aplicando la expresión 4.8 obtenemos los siguientes resultados.

▲P = 13003.23 (KWH/mes) - 11603.27 (KWH/mes)

▲P = 1399.96 (KWH/mes) Ahorro de energía mes en transformadores

c) Red secundaria de distribución.

En 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 y bajo los mismos parámetros de cálculo.

En el Anexo 4.4 se estiman las pérdidas para la red existente. Mientras que en el Anexo 4.5 se estiman las pérdidas para la red proyectada.

Usando la expresión 4.7 se estiman las pérdidas de energía obteniendo los siguientes resultados.

Red existente a 6.3 KV:

Pes = 1.74266 *0.52 * 720 (KWH/mes)

Pes = 652.451 (KWH/mes)

Red proyectada a 13.2 KV:

Pes = 2.09466 * 0.42 * 720 (KWH/mes)

Pes = 633.42 (KWH/mes)

Determinándose las pérdidas de energía aplicando la expresión 4.8.

▲Pes = 652.451 - 633.42 (KWH/mes)

▲Pes = 19.031 (KWH/mes)

Ahorro de energía en circuitos secundarios.

Estimados los ahorros de energía en cada uno de los componentas, se realiza el sumatorio, obteniéndose.

▲Ped = ▲ Pep + ▲ Pet + ▲ Pes

▲Ped = 5210.48 + 1399.66 + 19.031 (KWH/mes)

▲Ped = 6629.17 (KWH/mes)

Ahorro de energía /mes en el sistema de distribución.

Para determinar el ahorro en sucres multiplicamos el ahorro de energía por el costo unitario del KWH, siendo el valor vigente hasta diciembre del 1998 de 372 $. (24), resultando un ahorro mensual de:

APT = 6629.17 (KWH/mes) * 372 (sucres/KWH)

APT = 2´466.051,61 (Sucres/ mes)

Ahorro en sucres/mes por reducción de pérdidas técnicas.

A continuación presentamos un resumen de estos resultados.

CUADRO No 4.9

RESUMEN DE RESULTADOS DE PERDIDAS TECNICAS

	Pérdidas KWH/mes Red Existente	Pérdidas KWH/mes Red Proyectada	Ahorro KWH/mes	Ahorro ($)
Primarios	5627.75	417.266	5210.46	1'938.291,1
Secundarios	652.451	633.42	19.031	7079.53
Transformadores	13003.23	11603.27	1399.66	520673
Total	19283.43	12653.956	6629.17	2'466.051.61

Estimación de ahorros en alumbrado público

En la actualidad existe la tendencia comprobada de la sustitución de luminarias de vapor de mercurio de 400, 250, 125 Watios por luminarias de vapor de sodio de alta presión de 250, 150 y 70 Watios, respectívamente. Se ha comprobado que estas sustituciones cumplen con los niveles mínimos de iluminación y se justifican plénamente desde el punto de vista económico.(23)

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

CUADRO NO 4.10

ALUMBRADO PUBLICO RED EXISTENTE

LUMINARIA TIPO	POTENCIA (W)	No	POTENCIA TOTAL (KW)
Mercurio	175	300	52.50
Sodio	150 250	41 54	6.15 13.5
Luz mixta	160	25	4.0
	TOTAL		76.15

Y en la red proyectada se tiene;

CUADRO No 4.11
ALUMBRADO PUBLICO RED PROYECTADA

LUMINARIA TIPO	POTENCIA (W)	No.	POTENCIA TOTAL (Kw)
Sodio	70	22	1.54
Sodio	150	360	54
Sodio	250	41	10.25
	TOTAL		65.79

El ahorro por alumbrado público calculamos a partir de:

$$\blacktriangle Pap = Pape - Papp \qquad (4.12)$$

Donde :

▲Pap = Ahorro en potencia instantánea

Pape = Potencia en alumbrado público existente

Papp = Potencia en alumbrado público proyectado

▲Pap = 76.15 - 65.79 (KW)

▲Pap = 10.5 (KW)

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

$\blacktriangle Eap = \blacktriangle Pap * 360$ (KWH/mes)

$\blacktriangle Eap = 10.5 * 360$ (KWH/mes)

$\blacktriangle Eap = 3618$ (KWH/mes) Ahorro en energía mensual.

Para determinar el ahorro en sucres multiplicamos $\blacktriangle Eap$ por el costo unitario del KWH, siendo este valor de 372 sucres, vigente hasta Diciembre de 1998 (24). Resultando un ahorro mensual en alumbrado público de: 1´345,896,00 (sucres/mes)

Estimación de ahorros en operación y mantenimiento de la red

La información requerida se la toma como válida de las experiencias en cuanto a trabajos de mantenimiento, operación y reposición de servicios de un transformador de distribución de la E.E.Q.S.A, puesto que a el concurren tanto el circuito primario como secundario y de el dependen un número determinado de usuarios, valores que se los puede aplicar a nuestro estudio.

Los datos se resumen en el siguiente cuadro.(25)

CUADRO No 4.12

OPERACION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

DESCRIPCION	RED EXISTENTE	RED REMODELADA
VISITAS PROMEDIO REALIZADAS	1.4 veces/año	0.45 veces/año
TIEMPO PROMEDIO POR VISITA	2.25 horas	1.34 horas

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

Transformadores de la 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)

Si el costo promedio " *grupo de trabajo/ hora*" de 400.000 sucres/ hora (19), podemos calcular el costo

mensual por mantenimiento de un transformador:

Transformador red existente:

CMOe = 0.2625 horas/mes * 400.000 $/hora

CMOe = 105.000 $/mes (costo de operación y mantenimiento por transformador existente)

Transformador de red remodelada:

CMOp = 0.05025 horas/mes * 400.000 $/hora

CMOp = 20.100 $/mes (costo de operación y mantenimiento por transformador proyectado)

Para la estimación de pérdidas consideramos el número de transformadores tanto de la red existente como de la red proyectada que para el presente caso son iguales, por lo que el ahorro determinamos de la siguiente manera:

AOM = (105.000 - 20100) ($/mes/transf) * 62 (transformadores)

AOM = 5´263.800,oo (Sucres/mes) (ahorro en operación y mantenimiento)

Estimación de ahorros por disminución de fallas

Para la estimación de ahorros por disminución de fallas hemos tomado como referencia los porcentajes dados por la Empresa Eléctrica Quito, los mismos que podemos aplicar a nuestro estudio, ya que la incidencia de este factor en el total no es muy relevante.

Se estima que el número de fallas anuales es de 26.15 veces, y el tiempo de restablecimiento del servicio es de 0.99 horas (26). 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 de energía no vendida al mes que absorve la empresa eléctrica.

Si tenemos para la red proyectada los siguientes parámetros:

Primario 1

Carga instalada total(CI) = 2655 KVA

Factor de utilización (Fu) = 0.30

Factor de carga (Fc) = 0.62

A partir de la fórmula 4.5 podemos determinar la demanda máxima:

Dmax = Fu *CI

Dmax = 0.30 *2655 (KW)

Dmax = 796.5 KW

Entonces a partir de la expresión 4.2 podemos determinar la demanda media.

Dm = Fc * Dmax

Dm = 0.62 * 796.5(KW)

Dm = 493.83 (KW)

Primario 5

Carga instalada total(CI) = 790 KVA

Factor de utilización (Fu) = 0.325

Factor de carga (Fc) = 0.62

A partir de la fórmula 4.5 podemos determinar la demanda máxima:

Dmax = Fu *CI

Dmax = 0.325 *790 (KW)

Dmax = 256.75 KW

Entonces a partir de la expresión 4.2 podemos determinar la demanda media.

Dm = Fc * Dmax

Dm = 0.62 * 256.75(KW)

Dm = 159.18 (KW)

Si tomamos en cuenta 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 las redes de distribución, determinándose de la siguiente manera.(5)

$$\text{Disminución de falla} = \frac{\text{No de fallas antes} - \text{No de fallas después}}{\text{No de fallas antes}} * 100$$

Un indicador válido para el estudio antes y después de la remodelación se asume los valores descritos en el cuadro 4.11, obteniéndose una aproximación válida de ocurrencia de fallas, entonces la estimación por disminución de fallas esta dada por:

Df(%) = Disminución de fallas = (1.4 - 0.45)*100/1.4

Df = 67.86 %

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

Atfm = 2.1574 horas/mes * 0.6786

Atfm = 1.464 horas/ mes (ahorro tiempo de 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 372 $ vigente hasta Diciembre de 1998 (24).

Primario 1

Adf = 493.83 KW** 1.464 horas/mes * 372 $/KWH

Adf = 268.943 (sucre/mes)

Primario 5

Adf = 159.18 KW *1.464horas/mes * 372 $/KWH

Adf = 86.690(sucres/mes)

El ahorro por disminución de fallas sería la suma de los ahorros en cada primario.

ADF = 268.943 + 86.690 (sucres/mes)

ADF = 355.633(sucres/mes) (ahorro por disminución de fallas)

Totalizando los ahorros en sucres mensuales , se tiene un ahorro total de:

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

AT = 2´466.051,61 + 1´345.896,00 +5´263.800,00

+355.633,00

AT = 9´441.510,61(sucres/mes) (ahorro estimado total)

A continuación presentamos el resumen total de Ahorros.

CUADRO No 4.13

RESUMEN TOTAL DE AHORROS

	Ahorro Total en (Sucres)
Pérdidas Técnicas	2´466.051,61
Alumbrado Público	1´345.836,00
Operación y mantenimiento	5´263.633,00
Disminución de Fallas	355.633,00
TOTAL	9´ 441.510,61

4.5.2 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 (27), y son las siguientes:

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

1.- Con el ahorro estimado mensual

A partir de la siguiente fórmula:

$$VA = Fn * \frac{(1+i)^n - 1}{i*(1+i)^n} \qquad (4.13)$$

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

$$n = \frac{\log\ (Fn/(Fn - i*\ VA))}{\log\ (1+i)} \qquad (4.14)$$

Donde para el caso de estudio:

Fn: Ahorro estimado mensual total en sucres (AT = 9´441.510,61 sucres)

VA: Costo total del proyecto (1747´716.688)

i : Tasa de interés activa referencial mensual (1.051%)

Obteniéndose un valor de n = muy grande, por lo que con el ahorro estimado mensual sería prácticamente imposible recuperer la inversión, tomando en cuenta que la vida útil del proyecto se estima en 15 años, por lo que será necesario el aporte de los usuarios, como se determina a continuación.

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

A partir de la fórmula (4.13) 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:

$$Fnm = VA * \frac{i*(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \qquad (4.15)$$

Donde para el caso de estudio:

Fnm : Mensualidad de la inversión a recuperar

VA : Costo total del proyecto (1747´716.688)

i : Tasa de interés activa referencial mensual (1.051%)

n : Tiempo en meses (60 meses)

Obteniéndose una mensualidad de Fnm = 39´419.655 sucres, que restando el ahorro mensual de la red AT = 9´441.510,61 sucres, se determina el valor por aporte de los usuarios Au = 29´978.145,00 sucres.

Los usuarios beneficiados con el proyecto son 2920, entonces el aporte por usuario es de:

Acu = 29´978.145 / 2920 (sucres/usuario)

Acu = 10.266,48 (sucres/ usuario) Aporte mensual por usuario.

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

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES.

- El estudio de redes existentes, nos lleva a obtener un diagnóstico más completo de la red, el mismo que nos permitirá a futuro realizar los cambios que se consideren necesarios con el fin de que las empresas operen el sistema con altos índices de calidad y confiabilidad.

- La Empresa Eléctrica no cuenta con el equipo necesario de medición, y los pocos que existen no son confiables.

- Las Empresas Eléctricas no tienen o no presentan facilidades para contar con los datos necesarios para evaluar la situación operativa de sus redes.

- Las Empresas Eléctricas por su estructura dependiente del Estado, han descuidado la supervisión de la calidad del servicio y la eficiencia de sus instalaciones y equipos.

- En los inventarios de la Empresa deben incluírse los planos de las redes existentes y proyectadas.

- El crecimiento de la carga en una cierta área, es un fenómeno natural dándose principalmente por el problema migratorio, el mismo que en los últimos años se ha visto incrementado a nivel del cantón. Mientras que la población urbana se a incrementado en un 48% para el período 1990-1998, la pobación rural se ha reducido en un 35 % .

- Una mejora en la regulación de voltaje significa un mejor rendimiento del equipo eléctrico, y un fuerte incentivo para extender el uso de la energía eléctrica a otros sectores .

- La observación minuciosa de todos los componentes de la red realizada en el trabajo de campo juega un papel importante en la remodelación de redes, la misma que proporciona un punto de partida sólido para el inicio del trabajo, al igual que nos da un criterio válido sobre la reutilización de los materiales.

- El análisis de los materiales reutilizables requiere el cumplimiento de dos condiciones, buen estado de conservación, y nivel de aislamiento mínimo requerido para el voltaje futuro.

- El cambio de voltaje primario se realiza con la finalidad de mejorar el rendimiento del sistema de distribución, disminuir las pérdidas técnicas y homogenizar el voltaje primario dentro del área de concesión de la Empresa, el mismo que debe sujetarse a los voltajes empleados en sistemas similares.

- La elevación de voltaje primario de 6.3 KV a 13.2 KV disminuye las pérdidas técnicas en un 92.5%, bajando la regulación de voltaje en un 50% aproximádamente y permite utilizar el conductor en buenas condiciones.

- La conexión de secundarios de transformadores adyacentes no es recomendable por la dependencia que tienen los circuitos entre si, la alternativa es independizar a cada transformador con su propio sistema secundario.

- El problema principal de la red existente es la subutilización de los transformadores, los mismos que en horas pico toman carga aproximádamente de el 50 % de su capacidad nominal, desaprovechándose asi gran cantidad de potencia instalada.

- El sobredimencionamiento de los transformadores de Distribución se ha dado principalmente por la utilización

de valores de demandas de diseño utilizadas en otras Empresas Eléctricas.

- De los resultados de flujos para el circuito secundario de la red existente analizados en el programa Spard II, se ve que los resultados de regulación son menores a los calculados, esto se debe a que el programa calcula al sistema en conjunto dándose de esta manera más de un camino de alimentación a la carga, mientras que los valores calculados manualmente se los obtuvo abriendo los circuitos, por lo que se tiene un solo camino de alimentación a la carga.

- La zona de estudio se define como un sector urbano consolidado, de acuerdo al plan de desarrollo del cantón, siendo la demanda de diseño existente de 1.26 KVA que de acuerdo a nuestra clasificación pertenecería a un abonado tipo D, existen zonas en las que se prevé un crecimiento, para las cuales se proyecta la demanda dando un valor de 2.49 KVA perteneciendo a un tipo de usuari B.

- Los circuitos primarios como secundarios se han diseñado utilizando los conductores existentes.

- El costo total del proyecto de remodelación y cambio de voltaje primario es de 1747´716.688 sucres con un tiempo

tiempo de ejecución de 4 meses para un grupo de trabajo, que dependiendo de la necesidad de terminar el proyecto se podría planificar el incremento de otro grupo de trabajo o más, y ejecutarlo los fines de semana de manera de no interferir el normal desarrollo económico del sector.

- Los ahorros determidados para la realización del proyecto de remodelación de redes, se los realizó con la red existente y con la red remodelada, dando un ahorro mensual de 9´411.510,61 sucres el mismo que se calculó con el valor del KW/h vigente a diciembre de 1998, no basta la recuperación por ahorro de energía perdida para financiar la obra.

- La recuperación de la inversión se la puede realizar en 5 años con el aporte mensual de los abonados de 10.266,40 sucres, por abonado.

5.2 RECOMENDACIONES

- Mantener el Conjunto de datos del sistema de distribución lo más actualizado y veraz posible, de manera que se pueda acceder a ellos con mayor facilidad.

- Establecer dentro de la Empresa estadísticas de operación y mantenimiento que se realiza en las redes existentes con el número de interrupciones de servicio, sean por fallas o maniobra, información que servirá para la evaluación correcta de los beneficios que se producen en la remodelación de redes.

- Instalar equipos de medición con tecnologías de punta.

- Optimizar correctamente la capacidad de los transformadores de distribución.

- La ejecución de este tipo de proyectos requiere un detalle minucioso de costos, los mismos que deben ser actualizados permanentemente.

- Las Empresas Eléctricas deberían proveerse del software necesario para evaluar permanentemente el funcionamiento óptimo de su sistema.

- El CONELEC debe elaborar las normas necesarias que deberán regir en las diferentes Empresas Eléctricas.

- Independizar los transformadores que se encuentran interconectados en bajo voltaje, de manera que su configuración sea radial.

- Todas las Empresas deberían implementar un centro de control de energía y procesamiento digital de información.

- La inversión en remodelación de redes y sistemas de control es plenamente justificada por la disminución de pérdidas y mejoramiento de la eficiencia del equipo y calidad del servicio.

- La Facultad de Ingeniería Eléctrica debería mantener planes conjuntos de estudio con las diferentes empresas eléctricas de manera que el estudiante tenga una mejor concepción de la realidad del sector eléctrico.

ANEXOS

ANEXO 2.1

SIMBOLOGIA DE ESTRUCTURAS NORMALIZADAS

A) ESTRUCTURAS PARA ALTO VOLTAJE

SIMBOLO EMELNORTE	TIPO	DESCRIPCION
SC	Centrada	Tangente trifásica
AC	Centrada	Angular trifásica
RRC	Centrada	Doble retención
RC	Centrada	Simple retención
RC-PP	Centrada	Derivación trifásica
SCD	Centrada	Tangente doble
SV	Volado	Tangente trifásica
AV	Volado	Angular trifásica
RRV	Volado	Terminal doble
RV	Volado	Terminal simple
RV-PP	Volado	Derivación trifásica
SVD	Volado	Tangente doble
SC-RC	Derivación	Derivación trifásica
SC-RCPP	Derivación	Derivación trifásica
P	Triangular	Tangente trifásica
PP	Triangular	Angular trifásica
R	Triangular	Terminal trifásica
TRF	Montaje	Transformador trifásico
S3	Montaje	Seccionador trifásico

B) ESTRUCTURAS PARA BAJO VOLTAJE

SIMBOLO EMELNORTE	TIPO	DESCRIPCION
DS1	Bastidor	Tangente o ángulo 1 vía
DS2	Bastidor	Tangente o ángulo 2 vías
DS3	Bastidor	Tangente o ángulo 3 vías
DS4	Bastidor	Tangente o ángulo 4 vías
DS5	Bastidor	Tangente o ángulo 5 vías
DR1	Bastidor	Retención simple 1 vía
DR2	Bastidor	Retención simple 2 vías
DR3	Bastidor	Retención simple 3 vías
DR4	Bastidor	Retención simple 4 vías
DR5	Bastidor	Retención simple 5 vías

C) ALUMBRADO PUBLICO

SIMBOLO EMELNORTE	TIPO	DESCRIPCION
A1	Luminaria	Luminaria de alumbrado P.
RF	Control	Relé contactor de control
CF	Control	Fotocélula de control de AP

D) TENSORES, ANCLAJES Y CONEXIONES A TIERRA

SIMBOLO EMELNORTE	TIPO	DESCRIPCION
TT-A	Tensor	Tensor a tierra para AT
TT-B	Tensor	Tensor a tierra para BT
TT-D	Tensor	Tensor a tierra para ATyBT
TPP-A	Tensor	Tensor poste-poste para AT
TPP-B	Tensor	Tensor poste-poste para BT
TPP-D	Tensor	Tensor poste poste para AT y BT
TF-A	Tensor	Tensor farol para AT
TF-B	Tensor	Tensor farol para BT
TF-D	Tensor	Tensor farol para AT y BT
TR-A	Tensor	Tensor riel para AT
TR-B	Tensor	Tensor riel para BT
TR-D	Tensor	Tensor riel para AT y BT
T1	Conexión	A tierra una varilla copperweld

ANEXO 2.2

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 NA	EC		TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P1	H11	1	1	RRVD	1	0				DR5	1	1	175H	1	1				TRD	0	1	18
P2	H11	1	1	SVD	1	0				DS5	1	1	175H	1	1							6
P3	H11	1	1	RRCD	1	0				DS5	1	1	175H	1	1				TRA	0	1	8
P4	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175H	1	1	T	0	1				9
P5	H11	1	1	RRV	1	1	R	1	1	DR5	1	1	175H	1	1					0	1	2
P6	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175H	1	1	T	0	1				8
P7	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175H	1	1							1
P8	H11	1	1	SV	1	1	RF	1	1	DR2-DR5	1	1	175H	1	1	T	0	1	TPP	1	1	17
P9	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	1	DS5	1	1	175H	1	1	T	1	1				5
P10	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175H	1	1							5
P11	H11	1	1	RRV	1	0	3S	1	1	DR5	1	1	175H	1	1	T	0	1	TPP	1	1	11
P12	H11	1	1							DR2	1	1	175H	1	1				TT	1	1	0
P13	H11	1	1							DR5-DR2	1	1	175H	0	1	T	0	1	TR	0	1	9
P14	H11	1	1							DS5	1	1	175H	1	1							10
P15	H11	1	1							DS5	1	1	175H	1	1							8
P16	H11	1	1							DS5	1	1	175H	1	1							4
P17	H11	1	1							DS5	1	1	175H	1	1							5
P18	H9	1	1							DR2	1	1	175H	1	1							0
P19	H9	1	1							DS2	1	1	175H	1	1							0

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
P20	H9	1	1							DR2	1	1	175HG	1	1							0
P21	H11	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							13
P22	H11	1	1	RV	1	0				DS5	1	1	175HG	1	1	T	1	1	TR	0	1	8
P23	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	0	DR5	1	1	175HG	1	1	T	1	1	TPP	1	1	8
P24	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1				TPP	1	1	4
P25-26	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				13
P27	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							16
P28	H9	1	1							DR2	1	1	2-250W	1	1				TPP	0	1	0
P29	H9	1	1							DR5-DR2	1	1	2-250W	1	1	T	0	1	TPP	0	1	3
P30	H9	1	1							DS5	1	1	2-250W	1	1							2
P31	H9	1	1							DS5	1	1	2-250W	1	1							3
P32	H9	1	1							DS5	1	1	2-250W	1	1							2
P33	H9	1	1							DS5	1	1	2-250W	1	1							2
P34	H9	1	1							2DR5	1	1	2-250W	1	1				TR	0	1	3
P35-36	H11	1	1	2SV	0	1	TF-RF	1	0	2DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRD	0	1	10
P37	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							5
P38	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				8
P39	H11	1	1	RV	0	0	TRF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TR	0	1	4
P40	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							4

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
P41	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							4
P42	H9	1	1				RF	1	1	DS5	1	1	175HG	1	1							9
P43	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	0	1				TR	0	1	8
P44	H11	1	1	RV	1	0				DR2	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	0
P45	H11	1	1	SV	1	1				DR2-DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	4
P46	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							9
P47	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							5
P48	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							4
P49	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							5
P50	H9	1	1							DR5	1	1	150HA	1	1	T	0	1	TR	0	1	5
P51	H9	1	1							DS5	1	1	150HA	1	1							3
P52	H9	1	1							DS5	1	1	150HA	1	1							6
P53	H9	1	1							DR5	1	1	150HA	1	1				TR	0	1	18
P54-55	H11	1	1	2SV	0	1	TF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				19
P56-57	H11	1	1	2SV	1	1	TF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				3
P58	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				8
P59	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							18
P60	H11	1	1							DR2	1	1	175HG	1	1							1

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
P61	H9	1	1							DR2-DR5	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	13
P62	H11	1	1				RF	1	1	DS5	1	1	175HG	1	1							12
P63	H11	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	12
P64	H9	1	1							DR3	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	1
P65	H9	1	1							DR4-DR3	1	1	175HG	1	1							9
P66	H11	1	1	SV	1	1				DR3/DR4-DS5	0/1	1/1	175HG	1	1							12
P67	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				13
P68-69	H9	1	1	2SV	1	1	TF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				16
P70	H9	1	1							2DR5	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	4
P71	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							13
P72	H11	1	1	SV	1	1				DS5	0	1	175HG	1	1							0
P73	H11	1	1	RV	1	0				DS5	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	15
P74	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							16
P75	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TR	0	1	12
P76	H11	1	1	RV	1	0				DR5	1	1	175HG	1	1				TPPD	1	1	3
P77	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							8
P78	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							9
P79	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							7

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
P80	H11	1	1	SV	1	1	TF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	1	1				14
P81	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							12
P82	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1							0
P83	H9	1	1							2DR5	1	1	175HG	0	1	T	0	1				16
P84	H11	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							10
P85	H11	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							11
P86	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							24
P87	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							3
P88	H9	1	1				RF	1	1	DS5	1	1	175HG	1	1							13
P89	H9	1	1				RF	1	1	DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TR	0	1	21
P90	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							3
P91	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							10
P92	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							6
P93	H11	1	1										175HG	1	1							0
P94	H11	1	1										250HA	1	1							0
P95	H11	1	1										150HA	1	1							0
P96	H11	1	1							DR2	1	1	150HA	1	1							0
P97	H11	1	1							DR2	1	1	150HA	0	1							0

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
P98	H11	1	1										250WA	1	1							0
P99	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	16
P100	H11	1	1							DR2	1	1	150WA	1	1							0
P101	H11	1	1							DS2	1	1	150WA	1	1							0
P102	H11	1	1							DR2	1	1	150WA	1	1							0
P103	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							16
P104	H9	1	1				RF	1	1	DS5	1	1	175HG	1	1							9
P105	H9	1	1							DR5-DR2	1/1	1/1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	10
P106	H9	1	1				RF	1	1	DR2-DR5	1/1	1/1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	12
P107	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							15
P108	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							5
P109-10	H11	1	1	2SV	1	1	TF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				4
P111	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							21
P112	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							3
P113	H11	1	1	P	0	1	TF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TR	0	1	13
P114	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	15
P115	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							10
P116	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							9

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
P117	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	14
P118	H11	1	1	P	0	1				DS5	1	1	175HG	1	1							9
P119	H11	1	1	P	0	1				DS5	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	4
P120	H9	1	1							DR5-DR2	1/1	1/1	175HG	1	1				TPP	1	1	11
P121	H11	1	1	SV	1	1	RF	1	1	DR5-DR2	1/1	1/1	175HG	1	1				TPP	1	1	6
P122	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							15
P123	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							5
P124	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							6
P125	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1				TPP	1	1	6
P126	H9	1	1							DR5	1	1	250HA	1	1	T	0	1	TPP	1	1	9
P127	H11	1	1	P	0	1				DS5	1	1	250HA	1	1	T	0	1	TR	0	1	4
P128	H11	1	1	P	1	1				DS5	1	1	250HA	1	1							13
P129-30	H11	1	1	P	0	1	TF	1	0	DS5	1	1	250HA	1	1	T	0	1	TR	0	1	10
P130	H11	1	1	P	0	1	TF	1	0	DS5	1	1				T	1	1				
P131	H9	1	1							DS5	1	1	250HA	1	1							7
P132	H9	1	1							DS5	1	1	250HA	1	1							15
P133	H9	1	1							DR5	1	1	250HA	1	1	T	0	1	TPP	1	1	16
P134	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1				TPP	1	1	4

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
P135	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							5
P136	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	11
P137	H9	1	1							DR5	1	1	250NA	1	1	T	0	1	TPP	1	1	6
P138	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				2
P139	H9	1	1							DR5-DR2	1/1	1/1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	4
P140	H9	1	1				RF	1	1	DR5-DR2	1/1	1/1	175HG	1	1				TPP	1	1	15
P141	H11	1	1							DS5	1	1	250NA	1	1	T	0	1				13
P142	H11	1	1							DR5	1	1	250NA	1	1				TR	0	1	40
P143	H11	1	1										250NA	1	1							0
P144	H11	1	1							DR2	1	1	150NA	1	1							0
P145	H11	1	1							DS2	1	1	150NA	1	1							0
P146	H11	1	1							DR2	1	1	150NA	1	1							0
P147	H11	1	1										150NA	0	1							0
P148	H11	1	1										150NA	1	1							0
P149	H9	1	1										150NA	1	1							0
P150	H11	1	1	SV	1	1	TF	1	0				250NA	1	1	T	0	1				0
P152	H11	1	1	25V	1	1	TF-RF	1/1	0/1	2DS5	1	1	250NA	1	1	T	0	1	TR	0	1	23
P153	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	250NA	1	1							13

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 NA	EC		TIPO NA	EC		TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P154	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	250NA	1	1							9
P155	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	250NA	1	1							9
P156-7	H11	1	1	2SV-RV	1/1	1/0	TRF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	1	1	TR	0	1	8
P158	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	1	DS5	1	1				T	1	1				30
P159	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	1	DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPP-TR	0	1	48
P160-1	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	0	2DS5	1	1	250NA	1	1	T	0	1				7
P162	H11	1	1	RRV	1	1	TRF	1	1	DS5	1	1	250NA	1	1	T	1	1	TR	0	1	4
P163-63'	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	1	2DS5	1	1	250NA	1	1	T	1	1	TPP	1	1	19
P164	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							4
P165	H11	1	1	RRV	1	0	SF	1	0	DR5-DR2	1/1	1/1	175HG	1	1				TPP	1	1	11
P166	H11	1	1	SV	1	1	RF	1	1	DR2-DR5	1/1	1/1	175HG	1	1	T	1	1	TPP	1	1	8
P167	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							1
P168	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	1	1				15
P169	H9	1	1							DS5	1	1	250NA	1	1							6
P170	H9	1	1							DR5	1	1	250NA	1	1	T	0	1	TPP	1	1	18
P171	H9	1	1							DR5	1	1	250NA	1	1				TR	0	1	37
P172	H9	1	1										250NA	1	1							0
P173	H11	1	1	SV	1	1.							250NA	1	1				TPP	1	1	0

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
P174	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	0				250NA	1	1	T	0	1	TPP	0	1	0
P175	H11	1	1							DR2	1	1	250NA	1	1							0
P176	H11	1	1	SV	1	1							175HG	1	1							0
P177	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	1							T	1	1				0
P178	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	1				175HG	1	1	T	0	1				0
P179	H11	1	1	SV	1	1							175HG	1	1							0
P180-80'	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	1				175HG	1	1	T	0	1	TPP	0	1	0
P181	H11	1	1							DR2	1	1	250NA	1	1							0
P182	H9	1	1							DS2	1	1	150NA	0	1							0
P183	H9	1	1							DR2	1	1	150NA	1	1							0
P184	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	1	DR2	1	1	250NA	1	1	T	0	1				0
P185-86	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	0	2DS5	1	1	250NA	1	1	T	0	1	TRD	0	1	7
P187	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	250NA	1	1							4
P188	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							12
P189	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							2
P190	H11	1	1	RV	1	0				DS5	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	0
P191	H11	1	1	SV	1	1				DR5-DR2	1/1	1/1	250NA	1	1				TPP	1	1	4
P192	H11	1	1	SV	1	1				DR2-DR5	1/1	1/1	250NA	1	1	T	0	1	TPP	1	1	13

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
P193	H11	1	1	RRV	1	0	SF	1	0	DS5	1	1	250NA	1	1							6
P194	H11	1	1	RV	1	0				DS5	1	1	250NA	1	1				2TPP	0	1	6
P195	H11	1	1	RV	0	1	TRF	1	0	DS5	1	1	250NA	1	1	T	0	1	2TPP	0	1	7
P196-97	H11	1	1				TRF	1	0							T	0	1				0
P198	H9	1	1							DR5-DR2	1/1	1/1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	12
P199	H11	1	1	RV	1	0				DS5	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	7
P200	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1				TPP	1	1	0
P201	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	250NA	1	1							2
P202	H11	1	1	RV	1	0				DS5	1	1	250NA	1	1				TPP	1	1	8
P203	H9	1	1							DR5	1	1	250NA	1	1	T	0	1	TPP-TR	0	1	4
P204	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	4
P205	H11	1	1	SV	1	1				DR2-DR5	1/1	1/1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	0
P206	H11	1	1	SV	1	1				DR5-DR2	1/1	1/1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	6
P207	H11	1	1	RRV	1	1	SF-RF	0-1	0-1	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				4
P208	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				5
P209	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							8
P210	H11	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	5
P211	H11	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							6

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
P212	H11	1	1							DS5	1	1	150NA	1	1				TPP	1	1	2
P213	H9	1	1							DS5	1	1	150NA	1	1							13
P214	H9	1	1							DR5	1	1	150NA	1	1	T	0	1	TPP	1	1	4
P215	H9	1	1							DR5	1	1	150NA	1	1	T	0	1	TPP	1	1	4
P216	H9	1	1							DS5	1	1	150NA	1	1							5
P217	H9	1	1							DR5	1	1	150NA	1	1	T	0	1	TPP	1	1	5
P218	H9	1	1							DR5	1	1	150NA	1	1	T	0	1	TPP	1	1	6
P219	H11	1	1	RP	0	0	TRF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TR	0	1	5
P220	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							4
P221	H9	1	1							DR2-DR5	1/1	1/1	175HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	6
P222	H11	1	1	RV-PP	1	1				DS5	1	1	150NA	1	1				TPP	1	1	3
P223	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	150NA	1	1							7
P224	H11	1	1	RV-PP	1	1	TRF	1	1										TT	1	1	0
P224'	H9	1	1							DR5	1	1	150HG	1	1	T	0	1	TPP	1	1	15
P225	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				9
P226-27	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				10
P227'	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							6
P228	H11	1	1	SC	1	1	TF-RF	1/1	1/1	DR2	1	1	150NA	1	1							0

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
P229	H11	1	1										150NA	1	1							0
P230	H11	1	1	RC	1	1	TRF	1	0	DR5	1	1	175HG	0	1	T	0	1				14
P31-32	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	3TR	0	1	7
P233	H11	1	1							DR2	1	1	150NA	1	1							0
P234	H11	1	1							DS2	1	1	150NA	1	1							0
P235	H11	1	1							DR2	1	1	150NA	1	1							0
P236	H11	1	1	SV	1	1				DS2	1	1	150NA	1	1							0
P237	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	1							T	1	1				0
P238-39	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	0	DS2	1	1				T	0	1				8
P240	H9	1	1							DS2	0	0	150NA	1	1							0
P241	H11	1	1										150NA	1	1							0
P242	H9	1	1							DR5	1	1	150NA	1	1	T	0	1	TR	0	1	18
P243	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	0	DS5	1	1				T	1	1				2
P244	H9	1	1							DR5-DR2	1	1	175HG	1	1				TR	0	1	5
P245	H11	1	1	SV	1	1				DR2	1	1	175HG	1	1	T	0	1				13
P246	H9	1	1							DS5	1	1	150NA	1	1							13
P247	H9	1	1							DS5	1	1	150NA	1	1							2
P248	H9	1	1							DR5	1	1	150NA	1	1	T	0	1	TPP	1	1	8

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACM
No	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P249	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							0
P250-51	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				15
P252	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							7
P253	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							7
P254	H11	1	1	RV	1	0				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRA-TPPB	0	1	11
P255	H11	1	1	RV	1	0				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB-TRA	0	1	13
P256	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							6
P257	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							10
P258	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				2
P259	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							2
P260	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							3
P261	H11	1	1	RV	1	0				DS5	1	1							TPPA	1	1	0
P262	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							7
P263	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	7
P264	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							3
P265	H11	1	1	SV	1	1	RCF	1	1	DS5	1	1	175HG	1	1							1
P266	H11	1	1	SV	1	1	RCF	1	1	DS5	1	1	175HG	1	1							5
P267-68	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	0	DR5-DR2	1	1	150HA	1	1	T	0	1	TRD	0	1	6

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACM
No	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P269	H11	1	1	SV	1	1	TF3	1	0	DR5	1	1	150NA	1	1	T	1	1	TPPB	1	1	0
P270	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							7
P271	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							1
P272	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				17
P273	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	4
P274	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							8
P274'	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	0	1	T	0	1	2TRA-TPB	0	1	3
P275	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							2
P276	H11	1	1	RV	1	0				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRA-TPPB	0	1	2
P277	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	15
P278	H11	1	1	RV	1	0	TRF	1	0	DR2-DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB-TRA	0	1	3
P279	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							3
P280	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							9
P281	H9	1	1				R	0	1	DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	2
P282	H9	1	1				R	0	1	DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	13
P283	H11	1	1	P	0	1				DS5	1	1	175HG	1	1							4
P284	H11	1	1	P	0	1				DR5-DR2	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	7
P285	H11	1	1	P	0	1				DS5	1	1	175HG	1	1							4

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACM
No	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P286	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							13
P287	H11	1	1	SV-P	1	1				2DR5-DR3	1	1	175HG	1	1				TRB-TPPB	0	1	1
P288	H9	1	1							DS3	1	1	160MX	0	1							0
P289	H9	1	1							DS3	1	1	160MX	0	1							0
P290	H9	1	1							DS3	1	1	160MX	0	1							2
P291	H9	1	1							DS3	1	1	160MX	0	1							0
P292	H11	1	1							DR3	1	1	160MX	0	1	T	0	1	TTB	1	1	0
P293	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							2
P294	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	6
P295	H9	1	1							DR3	1	1	160MX	0	1							1
P296	H9	1	1							DS3	1	1	160MX	0	1							2
P297	H9	1	1							DR5-DR3	1	1	160MX	0	1	T	0	1				0
P298	H9	1	1							DR3	1	1	160MX	0	1	T	0	1	TTB	1	1	0
P299	H9	1	1							DS5	1	1	160MX	0	1	T	0	1				1
P300	H9	1	1							DR5	1	1	160MX	0	1							1
P301	H9	1	1							DR4	1	1	160MX	0	1				TFB	1	1	4
P302	H11	1	1	SC	1	1	TRF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TFA	1	1	5
P303	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							4

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACM
No	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P304	H9	1	1							DR4	0	1	160MX	0	1	T	0	1	TTB	1	1	4
P305	H9	1	1							DS4	0	1	160MX	0	1							1
P306	H9	1	1							DS4	0	1	160MX	0	1							4
P307	H9	1	1							DR4	1	1	160MX	0	1	T	0	1	TFB	0	1	3
P308	H9	1	1							DR4-DR3	1	1	160MX	0	1	T	0	1	TFB	1	1	1
P309	H9	1	1							DS4	1	1	160MX	0	1							4
P310	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							4
P311	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				7
P312'	H11	1	1	RV-SV	1/1	0/1	RCF	0	1	2DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				2
P313-14'	H11	1	1	2SV	0	1	TRF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				5
P315'	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							12
P316'	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							10
P317'	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				1
P318'	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				9
P312	H9	1	1							DR5	0	1	160MX	0	1	T	0	1	TTB	1	1	7
P313	H9	1	1							DS5	0	1	160MX	0	1							5
P314	H9	1	1							DS5	0	1	160MX	0	1							4
P315	H9	1	1							DS5	0	1	160MX	0	1							8

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACM
No	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P316	H9	1	1							DR5	0	1	160MX	0	1	T	0	1	TTB	0	1	8
P317	H9	1	1							DR3	1	1	160MX	0	1							2
P318	H9	1	1							DR5	1	1	160MX	0	1	T	0	1	TRB	0	1	3
P319-20	H11	1	1	SV-RV	1	1	TRF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPA	1	1	9
P321	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRB	0	1	3
P322	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							1
P323	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	6
P324	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	6
P325	H11	1	1	P	0	1	RCF	1	1	DR2-DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	4
P326	H11	1	1	P	0	1				DS5	1	1	175HG	1	1							9
P327	H11	1	1	P	0	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	8
P328	H11	1	1	RRV	1	0	SF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1							2
P329	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							3
P330-31	H11	1	1	2SV	1	1	TRF	1	0	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				10
P332	H9	1	1				RCF	1	1	DR5-DR2	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	7
P333	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				2
P334	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							10
P335	H9	1	1							DR2-DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	6

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACM
No	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P336	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				0
P337	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				4
P338	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	15
P339	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							4
P340	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							5
P341	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	11
P342	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	4
P343	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							6
P344	H11	1	1	RV	1	0	TRF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRA	0	1	2
P345	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							0
P346	H11	1	1	RRV	1	1	SF	1	0	DR5	1	1	175HG	1	1				TPPB	1	1	8
P347	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							4
P348	H11	1	1	SV	1	1				DR2-DR5	1	1	175HG	1	1				TPPB	1	1	7
P349	H11	1	1	SV	1	1	TRF-R	1	0	DR5-DR2	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	18
P350	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							10
P351	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	7
P352	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	3
P353	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	1	1	TPPB	1	1	6

	POSTERIA			ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACM
No	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P354	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	6
P355	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							2
P356	H11	1	1	SC	1	1	TRF	1	0	DR5-DR2	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	6
P357	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	2
P358	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							6
P359	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							6
P360	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							4
P361	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							3
P362	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							6
P363	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							1
P364-65	H11	1	1	2SV	1	1	TRF-R	1/1	0/1	2DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				8
P366	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							3
P367	H11	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							3
P368	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	2
P369	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	1	1	TPPB	1	1	3
P370	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							7
P371	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRB	0	1	4

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACM
No	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P372	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	8
P373	H11	1	1	R	0	0				DS5	1	1	175HG	1	1				TTA	0	1	3
P374	H11	1	1	P	0	1				DS5	1	1	175HG	1	1							4
P375	H11	1	1	R	0	0	RCF	1	1	DR5-DR2	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRA-TPB	0	1	5
P376	H11	1	1	P	0	1				DR2-DR5	1	1	175HG	0	1				TPPB	1	1	1
P377	H11	1	1	P	0	1	TRF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				8
P378	H11	1	1	P	0	1				DS5	1	1	175HG	1	1							2
P379	H11	1	1	R	0	0				DR5	1	1	175HG	0	1	T	0	1	TRA-TPB	0	1	7
P380	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	0	1	T	0	1	TPPB	1	1	7
P381	H11	1	1	P	0	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	3
P382	H11	1	1	R	0	1				DS5	1	1	175HG	1	1				TPPA	1	1	4
P383	H11	1	1							DS5	1	1	250WA	1	1							3
P384	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRB	0	1	9
P385	H9	1	1				R	0	1	DS5	1	1	175HG	1	1							7
P386	H9	1	1							DR4	1	1	175HG	0	1							14
P387	H9	1	1							DS4	1	1	175HG	1	1							3
P388	H9	1	1							DR5-DR4	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRB	0	1	14

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACM
No	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P389	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							11
P390	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							5
P391	H9	1					RCF	1	1	DR5	1	1	175HG	0	1				TRB	0	1	5
P392	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1				TRB	0	1	3
P393	H9	1	1							DS5-DR5	1	1	250HG	1	1							0
P394	H11	1	1	R	0	0	TRF-R	1/0	0/1	DR2-DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRB-TRA	0	1	0
P395	H9	1	1							DS5	1	1	250HG	1	1				TTB	1	1	0
P396	H9	1	1							DS5	1	1	250HG	1	1							2
P397	H9	1	1							DR5	1	1	250HG	1	1	T	0	1	TRB	0	1	0
P398	H11	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRB	0	1	5
P399	H11	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							6
P400	H11	1	1	RV	0	0				DS5	1	1	175HG	1	1				2TRA	0	1	3
P401	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							2
P402	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	4
P403	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							3
P404	H11	1	1	SV	1	1				DR2-DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	3
P405	H11	1	1	SV	1	1				DR5-DR2	1	1	175HG	1	1				TPPB	1	1	13

POSTERIA				ESTRUCTURAS DE LA RED PRIMARIA			MONTAJES			ESTRUCTURAS DE LA RED SECUNDARIA			ALUMBRADO PUBLICO			TIERRAS			TENSORES			ACM
No	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	TIPO	EC	NA	No
P406	H11	1	1	RV	1	0	TRF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRA	0	1	10
P407	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							9
P408	H9	1	1							DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TRB	0	1	6
P409	H11	1	1	SV	1	1				DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	4
P410	H11	1	1	RRV	0	0	TRF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	2TRA	0	1	3
P411	H11	1	1	SV	1	1	TRF	1	0	DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				10
P412	H9	1	1							DS5	1	1	175HG	1	1							8
P413	H9	1	1							DR5	1	1	70WA	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	5
P414	H9	1	1							DR2-DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TPPB	1	1	3
P415	H11	1	1	RRC	0	1				DS5	1	1	175HG	1	1							1
P416	H11	1	1	SC	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1							15
P417	H11	1	1	SV	1	1				DS5	1	1	175HG	1	1	T	0	1				5
P418	H11	1	1	RC	0	0	TRF	1	0	DR5	1	1	175HG	1	1	T	0	1	TTD	1	1	6
P419	H11	1	1	RRC	0/0	1/0	TRF	1	0				175HG	1	1	2T	0	1				0
P420	H11	1	1	SC	0	1							175HG	1	1	T	0	1	TTA	1	1	0

ANEXO No 2_3

CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES EXISTENTES

T.No	IDENTIFIC.	UBICACION.	POT (KVA)	No FASES	No BUSH	VOLT. (KV)	EC	NA	OBSERVA.
T1	CTe-01	Pe09	60	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T2	CPe-01	Pe39	24	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T3	CTe-02	Pe35-36	45	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T4	CPe-02	Pe54-55	60	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T5	CTe-03	Pe25-26	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T6	CPe-03	Pe80	50	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T7	CTe-04	Pe109-110	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T8	CPe-04	Pe162	30	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T9	CTe-05	Pe56-57	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T10	CPe-05	Pe163-163'	100	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T11	CTe-06	Pe68-69	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T12	CPe-06	Pe156-157	75	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T13	CTe-07	Pe160-161	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T14	CPe-07	Pe158	45	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T15	CTe-08	Pe180-181	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T16	CPe-08	Pe159	120	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T17	CTe-09	Pe151-152	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T18	CPe-09	Pe178	200	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T19	CTe-10	Pe250-251	75	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T20	CPe-10	Pe177	30	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T21	CTe-11	Pe267-268	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T22	CPe-11	Pe245	75	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T23	CTe-12	Pe344	45	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T24	CPe-12	Pe243	36	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T25	CTe-13	Pe364-365	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T26	CPe-13	Pe150	60	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T27	CTe-14TRA	Pe406	24	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T28	CPe-14	Pe180	60	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T29	CTe-15	Pe410	20	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T30	Coe-15	Pe174	30	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T31	CTe-16	Pe394	24	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE

T.No	IDENTIFIC.	UBICACION.	POT (KVA)	No FASES	No BUSH	VOLT. (KV)	EC	NA	OBSERVA.
T32	CPe-16	Pe356	10	1	2	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T33	CTe-17	Pe330-331	75	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T34	CPe-17	Pe411	36	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T35	CTe-18	Pe377	24	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T36	CPe-18	Pe418	24	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T37	CTe-19	Pe313-314	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T38	CPe-19	Pe349	15	1	2	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T39	CTe-20	Pe302	36	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T40	CPe-20	Pe269	30	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T41	CTe-21	Pe208	36	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T42	CPe-21	Pe238-239	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T43	CTe-22	Pe219	24	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T44	CPe-22	Pe237-238	45	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T45	CTe-23	Pe226-227	120	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T46	CPe-23	Pe230	60	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T47	CTe-24	Pe231	75	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T48	CPe-24	Pe184	75	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T49	CTe-25	Pe185-186	90	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T50	CPe-25	Pe228	15	1	2	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T51	CTe-26	Pe195	24	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T52	CPe-26	Pe224	300	3	3	6.3	1	1	REUTILIZABLE
T53	CTe-27	Pe129-130	60	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T54	CPe-27	Pe278	30	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T55	CTe-28	Pe113	45	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T56	CPe-28		50	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T57	CPe-29		50	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T58	CPe-30	Pe319-320	50	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T59	CPe-31	Pe196-197	45	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T60	CPe-32	Pe130	10	1	2	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T61	CPe-33	Pe23	30	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE
T62	CPe-34	Pe419	30	3	3	6.3	1	0	NO REUTILIZABLE

ANEXO 2.4

FACTORES DE DIVERSIDAD

No DE USUARIOS	USUARIO TIPO			No DE USUARIOS	USUARIO TIPO		
	A	B-C	D-E		A	B-C	D-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 2.5

TOMAS DE CARGA EN CENTROS DE TRANSFORMACION

TRANSF No	DIRECCION	POT (KVA)	VOLTAJE (V)		CORRIENTES (A)		
			Vff	Vfn	Iu	Iv	Iw
CTe-01	Chica Narvaez y Borrero	60	200	110	200	180	170
CTe-02	Pedro Rodriguez y E. Alfaro	45	200	120	180	160	60
CTe-03	Chica Narvaez y Grijalva	90	200	120	180	190	150
CTe-04	Grijalva y Sánchez y Cifuentes	90	210	130	230	190	180
CTe-06	Chica N. entre Oviedo y P. Moncayo	90	200	110	200	250	200
CTe-07	Olmedo y Pedro Moncayo	90	200	105	260	320	280
CTe-09	Olmedo y Flores	90	200	110	250	170	200
CTe-10	Pedro Moncayo y Sucre	75	190	110	200	100	100
CTe-11	Flores y Rocafuerte	90	200	103	140	270	140
CTe-12	Flores y Maldonado	45	200	100	75	75	65
CTe-14	Flores y Juan Montalvo	24	200	100	60	22	20
CTe-16	Grijalva y Juan Montalvo	24	200	120	80	40	40
CTe-17	Maldonado y García Moreno	75	210	120	80	120	80
CTe-18	Salinas y Borrero	24	190	105	120	60	160
CTe-19	Maldonado y Mejía	90	200	120	190	120	70
CTe-20	Maldonado y Mariano Peñaherrera	36	200	110	100	110	120
CTe-21	Mejía y Sucre	36	180	90	140	190	80
CTe-22	Borrero y Rocafuerte	24	230	140	200	120	60
CTe-23	Grijalva y Sucre	120	210	120	160	160	180
CTe-25	Bolivar y Garcia Moreno	90	200	110	150	120	170
CTe-27	Olmedo y Borrero	60	180	110	100	140	70
CTe-28	Sánchez y Borrero	45	200	115	80	125	55

Vff : Voltaje fase - fase

Vfn : Voltaje fase - neutro

ANEXO 2.6

CONSUMOS POR RUTA MES DE JULIO -97

RUTA	TARIFA	No DE ABONADOS	CONSUMO (KWH/MES)	CONSUMO-ABONAD (KWH/MES /ABONAD
1	R	460	51944	104.52
	C	17	3931	
3	R	518	62309	114.54
	C	26	4371	
4	R	356	39862	95.36
	C	62	4619	
5	R	388	55735	150.37
	C	187	30727	
6	R	211	30856	162.71
	C	267	46918	
7	R	298	40570	153.99
	C	384	64449	
10	R	479	55696	115.88
	C	109	12442	
			Promedio	128.19

CONSUMOS POR RUTA MES DE AGOSTO -97

RUTA	TARIFA	No DE ABONADOS	CONSUMO (KWH/MES)	CONSUMO-ABONA KWH/MES /ABONA
1	R	475	50615	102.67
	C	18	2927	
3	R	517	64455	118.70
	C	26	4063	
4	R	349	38075	92.42
	C	63	5338	
5	R	387	48252	133.64
	C	184	28058	
6	R	211	23327	132.81
	C	267	40156	
7	R	298	43578	164.89
	C	373	67060	
10	R	477	61390	131.74
	C	109	15810	
			Promedio	125.27

CONSUMOS POR RUTA MES DE SEPTIEMBRE -97

RUTA	TARIFA	No DE ABONADO	CONSUMO (KWH/MES)	CONSUMO-ABONA KWH/MES/ABONAD
1	R	475	54599	119.41
	C	21	4628	
3	R	520	60186	116.99
	C	26	3692	
4	R	349	39623	110.91
	C	63	6070	
5	R	392	45026	125.32
	C	185	27285	
6	R	211	28042	156.63
	C	272	47610	
7	R	296	40580	157.20
	C	376	65059	
10	R	479	61386	131.30
	C	108	15689	
			Promedio	131.11

CONSUMOS POR RUTA MES DE OCTUBRE -97

RUTA	TARIFA	No DE ABONADOS	CONSUMO (KWH/MES)	CONSUMO-ABONAD KWH/MES/ABONAD
1	R	475	49867	112.79
	C	21	6078	
3	R	522	63257	121.28
	C	26	3206	
4	R	350	37008	102.27
	C	63	5229	
5	R	393	53620	148.51
	C	182	31772	
6	R	210	29212	159.58
	C	273	47865	
7	R	298	47167	171.49
	C	374	68075	
10	R	480	54320	116.48
	C	108	14173	
			Promedio	133.20

CONSUMOS POR RUTA MES DE NOVIEMBRE -97

RUTA	TARIFA	No DE ABONADO	CONSUMO (KWH/MES)	CONSUMO-ABONAD KWH/MES/ABONAD
1	R	474	58294	131.66
	C	20	6746	
3	R	523	67768	131.91
	C	26	4631	
4	R	351	41975	114.38
	C	62	5266	
5	R	390	48188	134.31
	C	181	28504	
6	R	210	32231	176.20
	C	273	52873	
7	R	297	43956	166.05
	C	375	67631	
10	R	480	67727	144.97
	C	107	17370	
			Promedio	142.78

CONSUMOS POR RUTA MES DE DICIEMBRE -97

RUTA	TARIFA	No DE ABONADOS	CONSUMO (KWH/MES)	CONSUMO-ABONAD KWH/MES /ABONAD
1	R	473	70469	148.98
	C	21	8376	
3	R	520	85075	163.61
	C	27	5676	
4	R	351	45312	129.09
	C	62	6118	
5	R	390	69609	184.06
	C	182	35675	
6	R	210	36707	210.73
	C	274	65285	
7	R	297	56674	241.62
	C	378	106419	
10	R	480	73212	158.66
	C	108	20081	
			Promedio	176.58

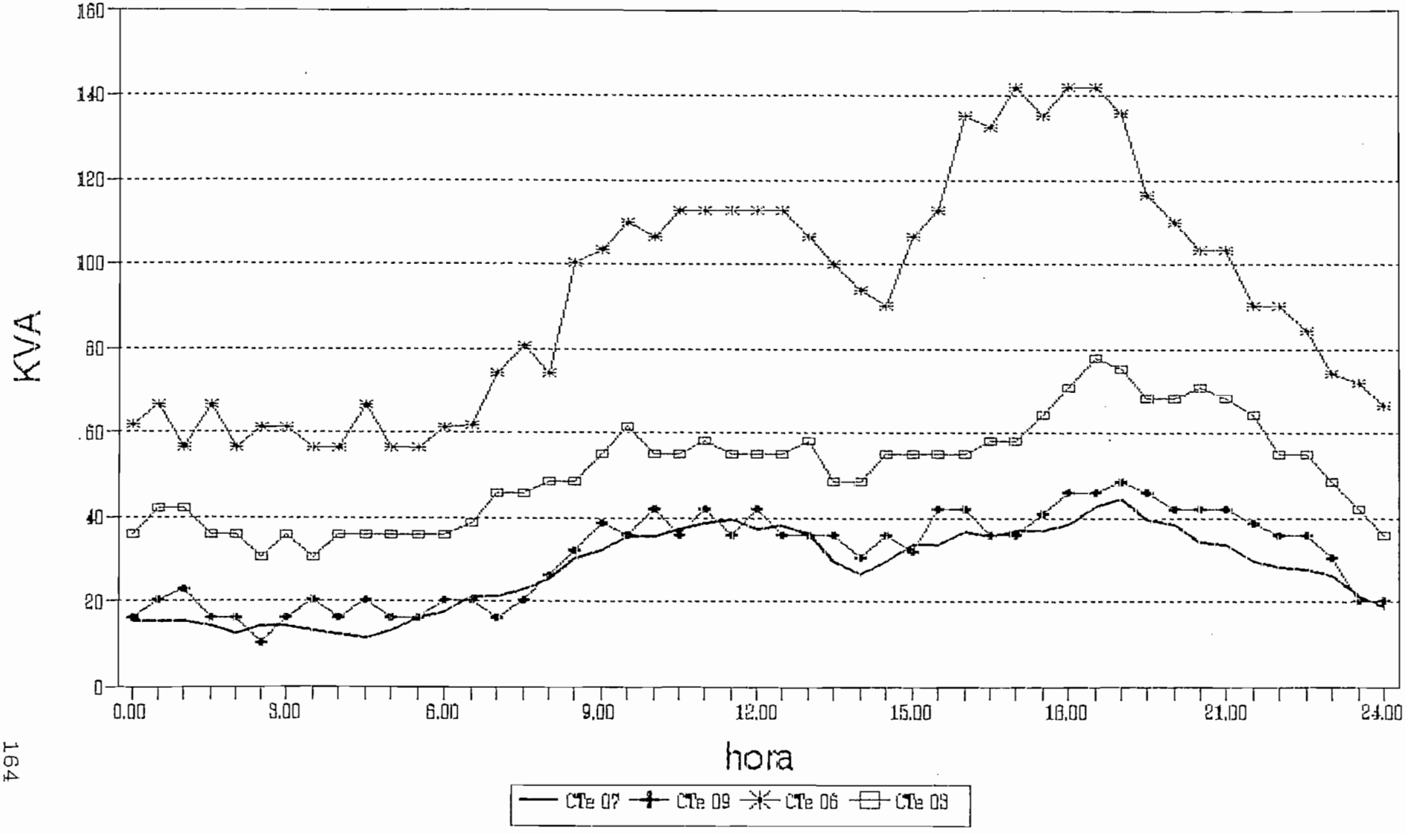
CONSUMOS PROMEDIOS

MES	KWH/MES/ABONAD
JULIO	132.05
AGOSTO	129.03
SEPTIEMBRE	131.11
OCTUBRE	133.2
NOVIEMBRE	142.78
DICIEMBRE	177.87
Ce PROMEDIO	141.01

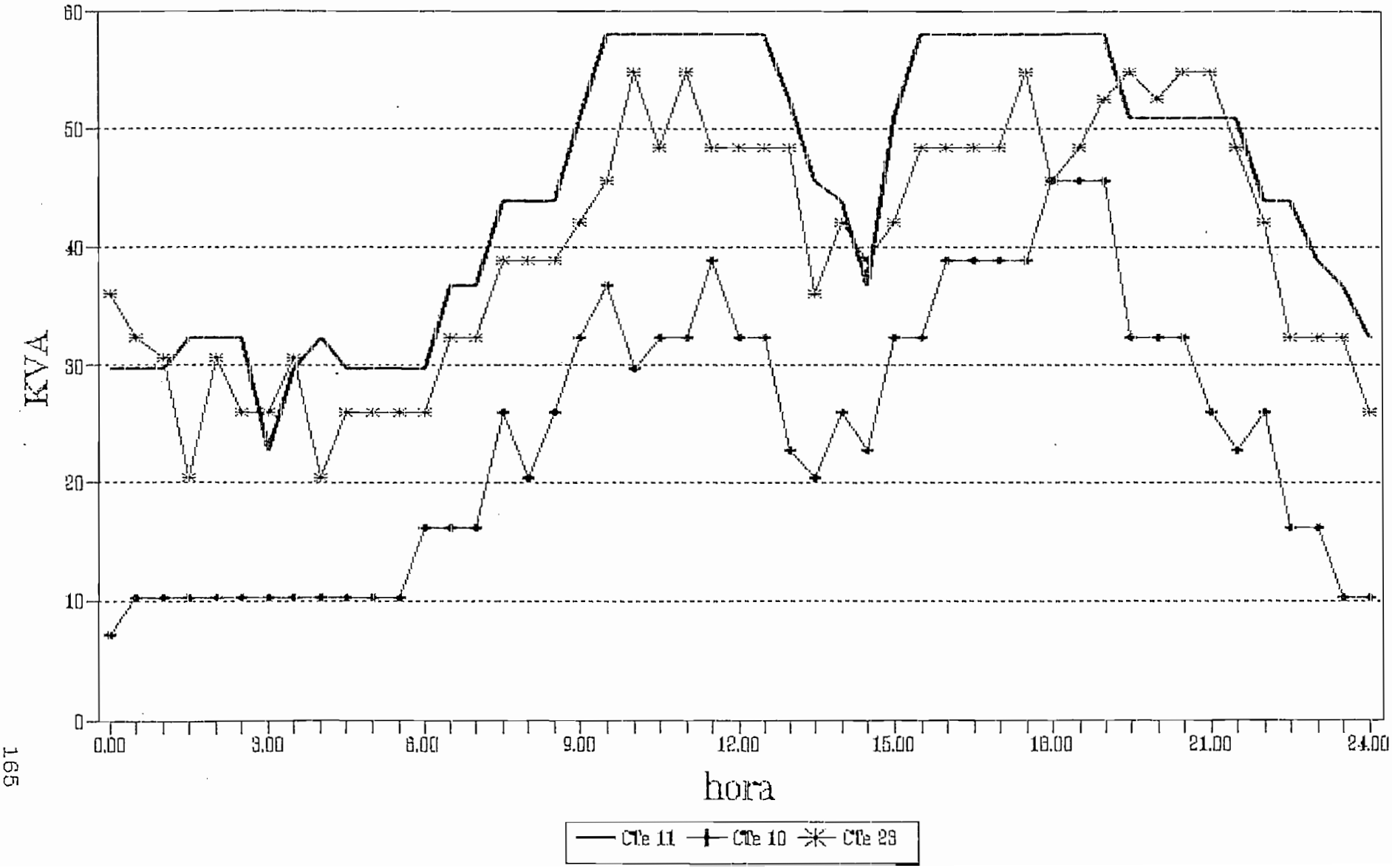
Ce = Consumo especifico promedio

ANEXO 2.7

CURVAS DE DEMANDA EN TRANSFORMADORES
malla No 1



CURVAS DE DEMANDA EN TRANSFORMADORES
malla No2



ANEXO 2.8

PARAMETROS ELECTRICOS DE CONDUCTORES.

Para el cálculo de los KVA-M en conductores utilizamos
la siguiente ecuación:

$$KVA\text{-}M = \frac{10 * Nf * KVfn^2}{r * \cos\Phi + x * \text{sen}\Phi}$$

Los datos de la resistencia r se tomaron de la referencia (9), miéntras que para el cálculo de la reactancia se utiliza la siguiente ecuación:

$$x = 0.1736 \text{ Log } DMG/RMG$$

Donde DMG es la distancia media geométrica que depende del distanciamiento entre conductores y RMG es el radio medio geométrico que viene dado en tablas, ref (9).

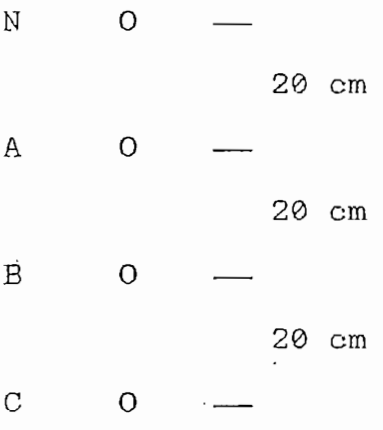
El RMG también puede ser calculado a partir del radio de un hilo del conductor. La construcción de los conductores para el rango utilizado es de 7 y 19 hilos por conductor, de esta clasificación tenemos lo siguiente:

RMG(7 hilos) = 2.177r
RMG(19 hilos) = 3.681r
Donde r es el radio de un hilo.

Para el cálculo de DMG se tomaron los siguientes valores de espaciamiento entre conductores.

Circuitos secundarios.

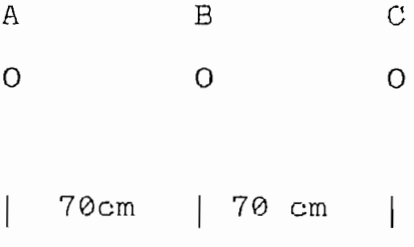
- Trifásico 4 conductores DMG = 25.2 cm



Alimentadores primarios 6.3 KV

- Trifásicos a 6.3 KV DMG = 88.19 cm

  Estructura predominante en AT (SV) simple volado.



$DMG = (d1 * d2 * d3 * .... dn)^{1/n}$

Donde:

n es el número de conductores.

d1,d2,d3,.....dn es la distancia entre conductores.

A continuación sé presentan los datos técnicos de los conductores que se utilizan en el estudio y además se resumen los cálculos de KVA-M.

CIRCUITOS SECUNDARIOS

Cond calibre	tipo	DMG (cm)	RMG (cm)	r (Ω/km)	X (Ω/km)	KVA-M
2/0	CU	25.2	0.38	0.30	0.31	1067
1/0	CU	25.2	0.34	0.37	0.32	905.2
1/0	AL	25.2	0.34	0.60	0.32	640.4
1/0	TTU					1170
2AWG	CU	25.2	0.27	0.60	0.34	628
2AWG	AL	25.2	0.27	0.96	0.34	432.2
4AWG	CU	25.2	0.21	0.94	0.36	430.5
6AWG	CU	25.2	0.17	1.50	0.37	286

CIRCUITOS PRIMARIOS.

Cond calib	tipo	DMG (cm)	RMG (cm)	r (Ω/km)	x (Ω/km)	KVA-M 6.3 KV	KVA-M 13.2 KV
4	CU	88.19	0.21	0.94	0.45	1140	1656
6	CU	88.19	0.17	1.5	0.47	766	1115
8	CU	88.19	0.115	2.36	0.50	508.5	740

Donde:

DMG Distancia Media Geométrica.

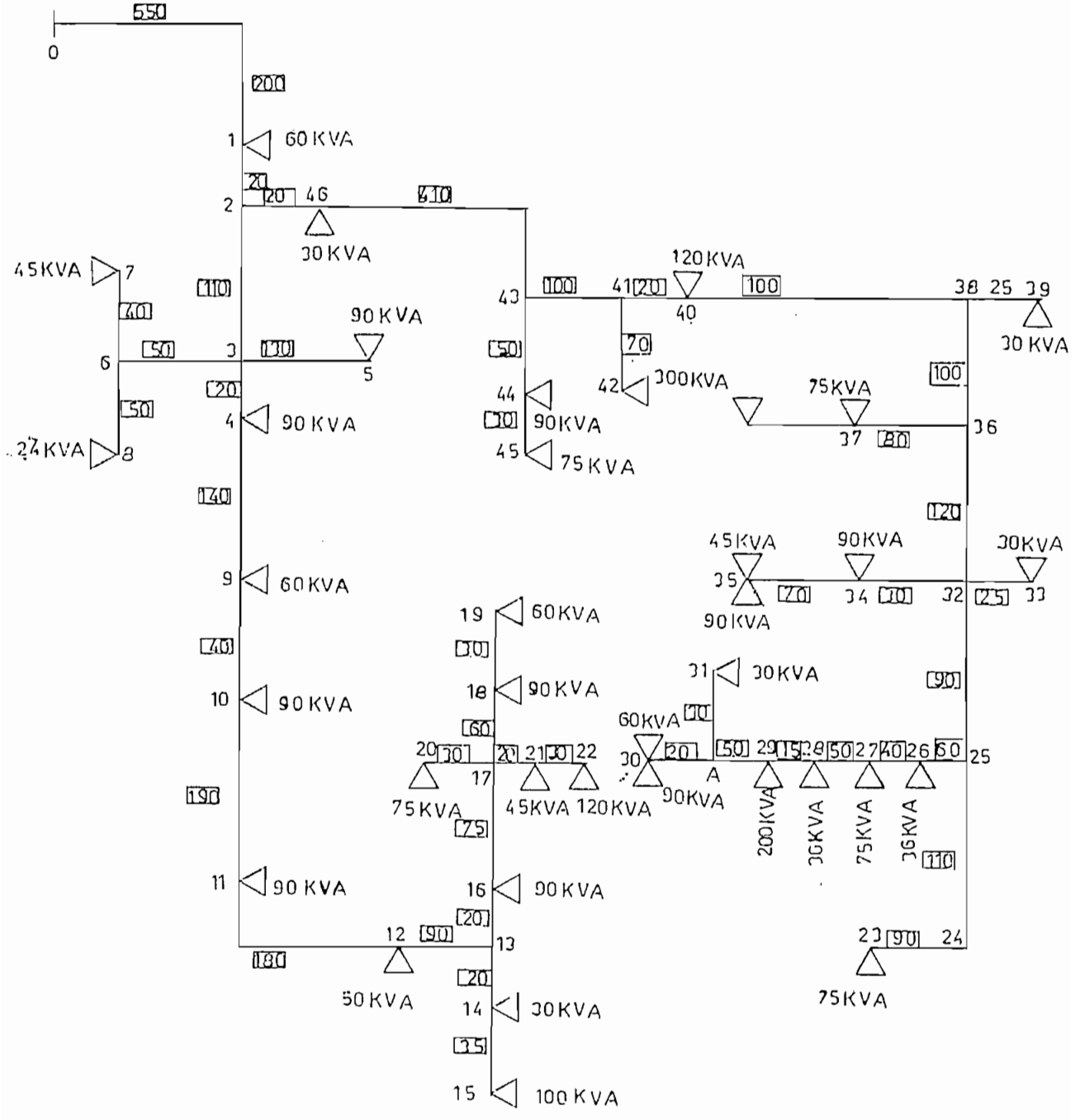
RMG Radio Medio Geométrico.

r	resistencia del conductor (Ω/km).
x	Reactancia del conductor (Ω/km).
(KVA-M)	KVA-L para 1% de caída de tensión
CosΦ	Para los cálculos se tomó 0.9.

ANEXO 2.9

RED EXISTENTE A 6.3 KV PRIMARIO No 1

DIAGRAMA UNIFILAR



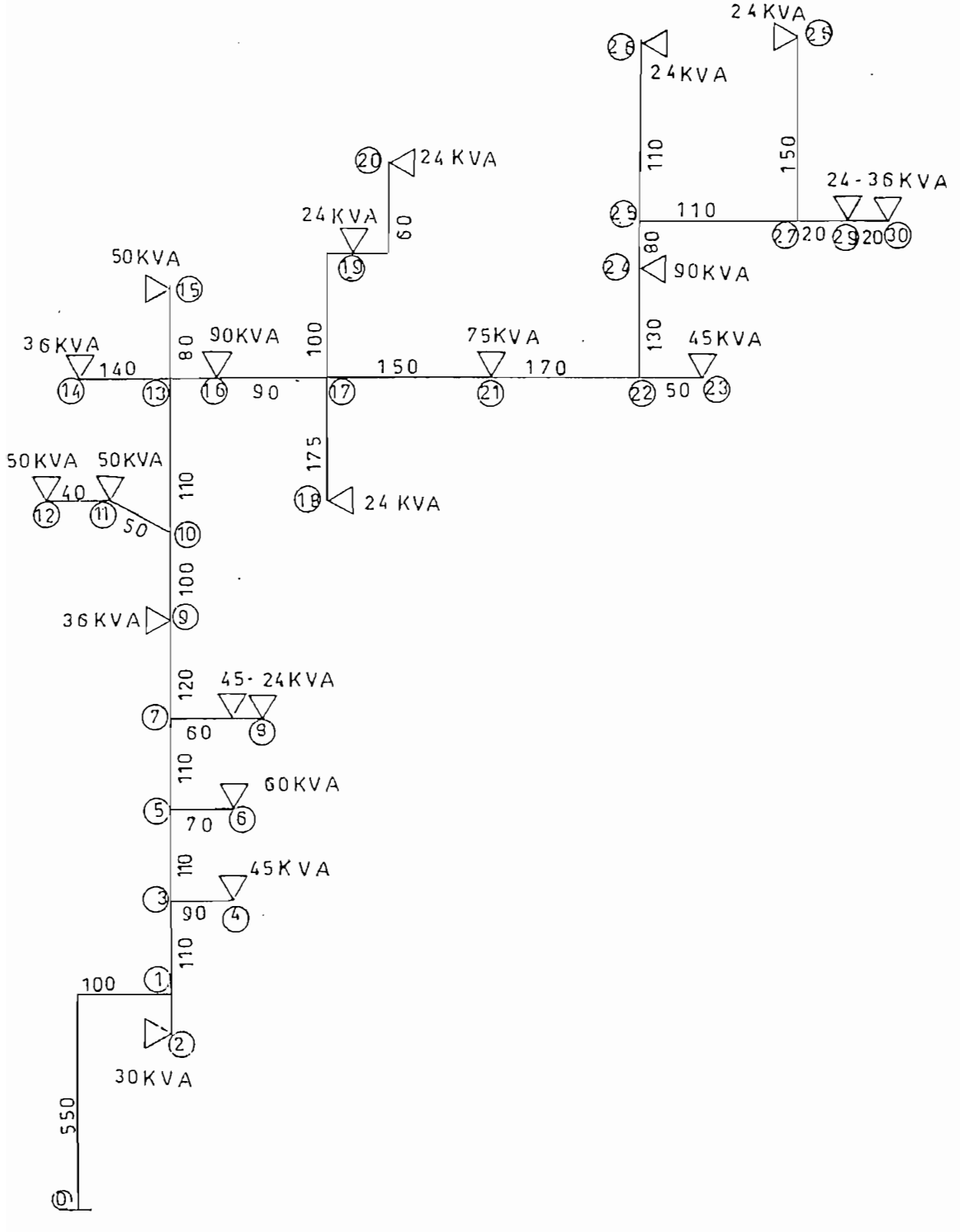
	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS PRIMARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98
PROYECTO CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		TENSION: 6.3 KV	No FASE 3
No. DEL PROYECTO PRIMARIO 1		LIMITE DE CAIDA DE TENSION	1 %
TIPO DE INSTALACION AEREA		MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU

ESQUEMA					LINEA			COMPUTO		
TRAMO		CENTRO DE TRANSFORM						AV %		
DESIGN	LONG.(	No	KVA	KVA TOT	No FAS	CALIBR	KVA-K	KVA-K	PARCIA	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	0.75	CT1	60	2760	3	4	1140	2065	1.829	1.829
1-2	0.02			2720	3	4	1140	54.4	0.048	1.877
2-3	0.11			1149	3	4	1140	126.39	0.111	1.988
3-5	0.13	CT4	90	90	3	8	508.5	11.7	0.023	2.011
3-6	0.05			69	3	8	508.5	3.45	0.007	1.994
6-7	0.04	CT2	45	45	3	8	508.5	1.8	0.004	1.998
6-8	0.05	CP1	24	24	3	8	508.5	1.2	0.002	1.997
3-4	0.02	CT3	90	990	3	4	1140	19.8	0.017	2.005
4-9	0.14	CP2	60	900	3	4	1140	126	0.111	2.115
9-10	0.04	CT5	90	840	3	4	1140	33.6	0.029	2.145
10-11	0.19	CT6	90	750	3	4	1140	142.5	0.125	2.270
11-12	0.18	CP3	50	660	3	6	1115	118.8	0.107	2.425
12-13	0.09			610	3	8	766	54.9	0.072	2.497
13-14	0.02	CP4	30	130	3	8	766	2.6	0.003	2.500
14-15	0.035	CP5	100	100	3	8	766	3.5	0.005	2.505
13-16	0.02	CT7	90	480	3	8	766	9.6	0.013	2.509
16-17	0.075			390	3	8	766	29.25	0.038	2.547
17-18	0.06	CT9	80	150	3	8	766	9	0.012	2.559
18-19	0.03	CP13	60	60	3	8	766	1.8	0.002	2.561
17-20	0.03	CP8	75	75	3	8	766	2.25	0.003	2.550
17-21	0.02	CP7	45	165	3	8	766	3.3	0.004	2.552
21-22	0.03	CP8	120	120	3	8	766	3.6	0.005	2.556
2-48	0.02	CP23	30	1571	3	8	766	31.42	0.041	1.918
48-43	0.41			1541	3	8	766	631.81	0.825	2.743
43-44	0.05	CT25	90	165	3	8	766	8.25	0.011	2.753
44-45	0.03	CP24	75	75	3	8	766	2.25	0.003	2.756
43-41	0.1			1376	3	8	766	137.6	0.180	2.922
41-42	0.07	CP26	300	300	3	8	766	21	0.027	2.950
41-40	0.02	CT23	120	1076	3	8	766	21.52	0.028	2.950

40-38	0.1			956	3	6	766	95.6	0.125	3.075
38-39	0.025	CP27	30	30	3	6	766	0.75	0.001	3.076
38-36	0.1			926	3	6	766	92.6	0.121	3.197
36-37	0.08	CT24	75	75	3	6	508.5	6	0.012	3.208
36-32	0.12			851	3	6	766	102.12	0.133	3.329
32-33	0.025	CP20	30	30	3	6	508.5	0.75	0.001	3.331
32-34	0.03	CT11	90	225	3	6	508.5	6.75	0.013	3.343
34-35	0.07	CP21 CP	135	135	3	6	508.5	9.45	0.019	3.361
32-25	0.09			596	3	6	766	53.64	0.070	3.399
25-26	0.06	CP12	36	521	3	6	766	31.26	0.041	3.440
26-27	0.04	CP11	75	485	3	6	766	19.4	0.025	3.465
27-28	0.05	CP10	30	410	3	6	766	20.5	0.027	3.492
28-29	0.015	CP9	200	380	3	6	766	5.7	0.007	3.500
[29-A]	0.05			180	3	6	766	9	0.012	3.511
A-30	0.02	CT8 CP1	150	150	3	6	766	3	0.004	3.515
A-31	0.03	CP15	30	30	3	6	766	0.9	0.001	3.513
25-24	0.11			75	3	6	766	8.25	0.011	3.410
24-23	0.09	CT10	75	75	3	6	766	6.75	0.009	3.419

RED EXISTENTE A 6.3 KV PRIMARIO No 2

DIAGRAMA UNIFILAR

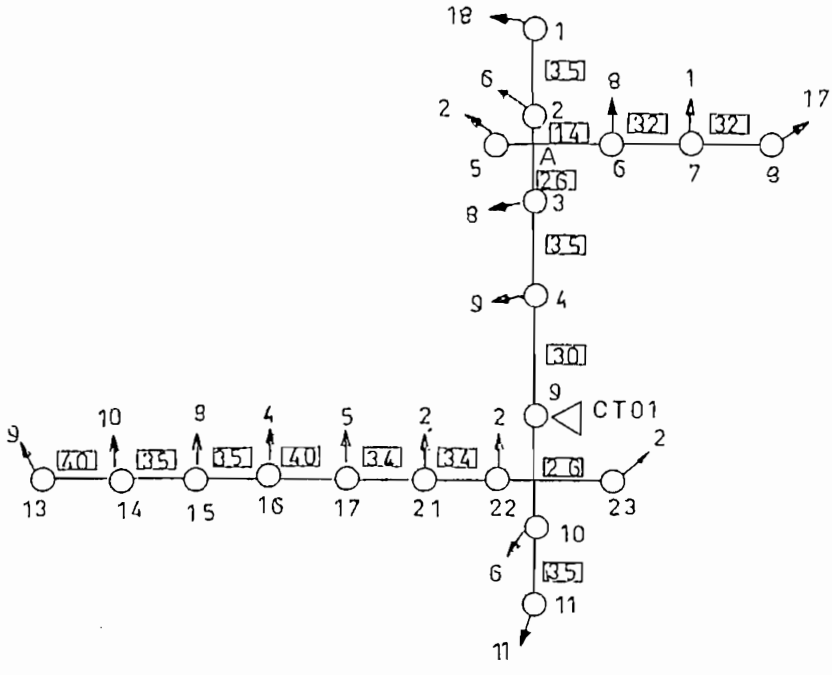


	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS PRIMARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98
PROYECTO CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		TENSION: 6.3 KV	No FASE 3
No. DEL PROYECTO: PRIMARIO 2		LIMITE DE CAIDA DE TENSION	1 %
TIPO DE INSTALACION: AEREA		MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU

ESQUEMA					LINEA			COMPUTO		
TRAMO		CENTRO DE TRANSFORM						AV %		
DESIGN	LONG.(	No	KVA	KVA TOT	No FAS	CALIBR	KVA-K	KVA-K	PARCIA	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	0.65			906	3	4	1140	588.9	0.517	0.52
1-2	0.05	CP34	30	30	3	8	508.5	1.5	0.003	0.52
1-3	0.11			876	3	4	1140	96.36	0.085	0.60
3-4	0.09	CT28	45	45	3	8	508.5	4.05	0.008	0.61
3-5	0.11			831	3	4	1140	91.41	0.080	0.68
5-6	0.07	CT27	80	80	3	8	508.5	4.2	0.008	0.69
5-7	0.11			771	3	4	1140	84.81	0.074	0.76
7-8	0.08	CP31-C	45/24	69	3	8	508.5	4.14	0.008	0.76
7-9	0.12	CT21	36	702	3	4	1140	84.24	0.074	0.83
9-10	0.1			666	3	6	766	66.6	0.087	0.92
10-11	0.05	CP28	50	100	3	8	508.5	5	0.010	0.93
11-12	0.04	CP29	50	50	3	8	508.5	2	0.004	0.93
10-13	0.11			566	3	6	766	62.26	0.081	1.00
13-15	0.08	CP30	50	50	3	8	766	4	0.005	1.00
13-14	0.14	CT20	36	36	3	8	508.5	5.04	0.010	1.01
13-16	0.025	CT19	90	480	3	6	766	12	0.016	1.01
16-17	0.09			390	3	6	766	35.1	0.046	1.06
17-18	0.175	CT22	24	24	3	8	766	4.2	0.005	1.06
17-19	0.15	CT18	24	48	3	8	766	7.2	0.009	1.07
19-20	0.11	CT16	24	24	3	8	766	2.64	0.003	1.07
17-21	0.15	CT17	75	318	3	8	766	47.7	0.062	1.12
21-22	0.17			243	3	8	766	41.31	0.054	1.18
22-23	0.05	CT12	45	45	3	8	766	2.25	0.003	1.18
22-24	0.13	CT13	90	198	3	6	766	25.74	0.034	1.21
24-25	0.08			108	3	8	766	8.64	0.011	1.22
25-26	0.11	CT14	24	24	3	8	766	2.64	0.003	1.22
25-27	0.11			84	3	8	766	9.24	0.012	1.23
27-28	0.15	CP18	24	24	3	8	508.5	3.6	0.007	1.24
27-29	0.02	CT15	24	60	3	6	766	1.2	0.002	1.23
29-30	0.02	CP17	36	36	3	8	508.5	0.72	0.001	1.24

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

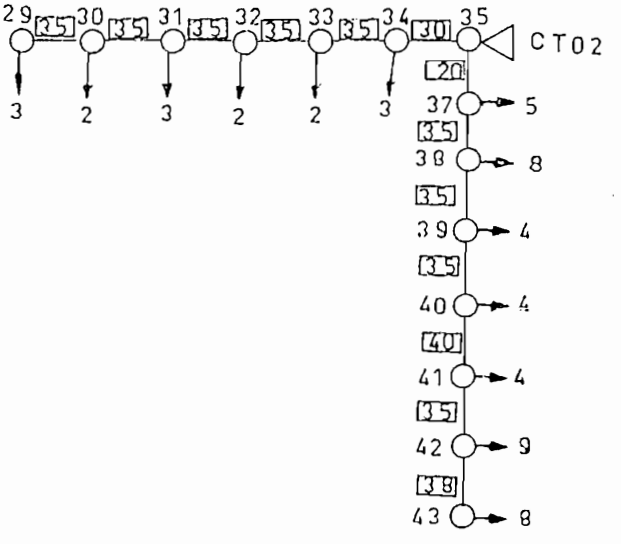
PROYECT CIRCUITOS EXISTENTES IBARR	CENTRO DE TRANSFORMACION
No. DEL PROYECTO IBARRA	No. CT-01 60 KVA
TIPO DE INSTALACION: AEREA	USUARIO TIPO D
TENSION: 220/110 V N. FAS 3	DMU 1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION 3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR CU



ESQUEMA			DEMAND	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO				AV %		
DESIGN	LONG.(M	USUARI	DMD	CALIBR	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
9-4	30	69	30.61	2	629	919.3	1.46	1.46
4-3	35	60	27.03	2	629	946.05	1.51	2.97
[3-A]	26	52	23.85	2	629	620.1	0.99	3.96
A-2	14	24	12.67	2	629	177.38	0.28	4.24
2-1	35	19	10.25	2	629	358.75	0.57	4.81
A-5	16	2	2.37	2	629	37.92	0.06	4.02
A-6	14	28	13.49	2	629	188.72	0.30	4.26
6-7	32	18	10.25	2	629	328	0.52	4.78
7-8	32	17	9.84	2	629	314.88	0.50	5.28
[9-B]	24	59	26.63	2	629	639.12	1.02	1.02
B-10	16	17	9.84	2	629	157.44	0.25	1.27
10-11	35	11	7.33	2	629	256.55	0.41	1.68
B-23	26	2	2.27	2	629	59.02	0.09	1.11
B-22	14	40	19.07	2	629	266.99	0.43	1.44
22-21	34	39	18.27	2	629	621.18	0.99	2.43
21-17	34	36	17.47	2	629	593.98	0.95	3.38
17-16	40	31	15.48	2	629	619.2	0.99	4.36
16-15	35	27	13.88	2	629	485.8	0.77	5.14
15-14	35	19	10.65	2	629	372.75	0.59	5.73
14-13	40	9	6.44	2	629	257.6	0.41	6.14

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

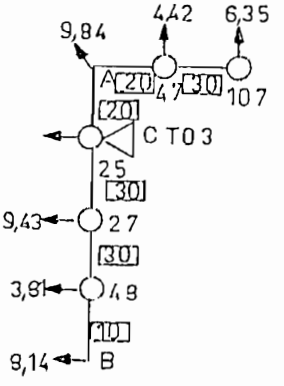
PROYECT CIRCUITOS EXISTENTES IBARR		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-02	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMAND	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO				AV %		
DESIGN	LONG.(M	USUARI	DMD	CALIBR	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
35-34	30	15	9.02	2	629	270.6	0.43	0.43
34-33	35	12	7.76	2	629	271.6	0.43	0.86
33-32	35	10	6.89	2	629	241.15	0.38	1.25
32-31	35	8	5.99	2	629	209.3	0.33	1.58
31-30	35	5	4.42	2	629	154.7	0.25	1.83
30-29	35	3	3.1	2	629	108.5	0.17	2.00
35-37	30	42	19.87	2	629	596.1	0.95	0.95
37-39	35	37	17.87	2	629	625.45	1.00	1.95
39-39	35	29	14.69	2	629	513.9	0.82	2.76
39-40	35	25	13.07	2	629	457.45	0.73	3.49
40-41	40	21	11.46	2	629	458.4	0.73	4.22
41-42	35	17	9.84	2	629	344.4	0.55	4.77
42-43	38	9	5.99	2	629	227.24	0.36	5.13

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA D TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

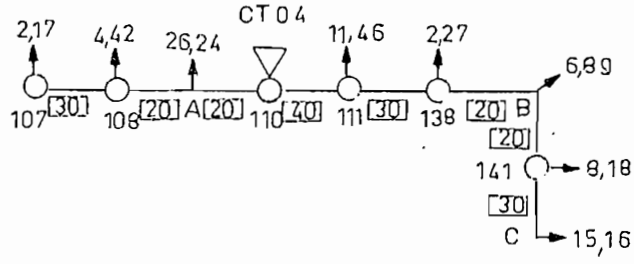
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES I		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-03	90 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. F	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBR	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[25-A]	20	21.11	1/0	905	422.2	0.47	0.47
A-47	20	11.27	1/0	905	225.4	0.25	0.72
47-107	30	6.85	1/0	905	205.5	0.23	0.94
26-27	30	21.38	1/0	905	641.4	0.71	0.71
27-48	30	11.95	1/0	905	358.5	0.40	1.10
[48-B]	10	8.14	1/0	905	81.4	0.09	1.19

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA D TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

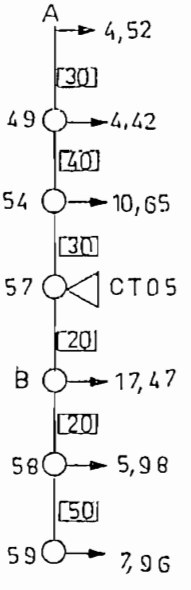
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES I		CENTRO DE TRANSFORMACION		
No. DEL PROYECTO		No. CT-04	90	KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO		D
TENSION 220/110 V N. FA	3	DMU	1.26	KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR		CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBR	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[109-A]	20	32.83	1/0	905	656.6	0.73	0.73
A-108	20	6.58	1/0	905	131.8	0.15	0.87
108-107	30	2.17	1/0	905	65.1	0.07	0.94
110-111	40	44.46	1/0	905	1779.4	1.97	1.97
111-138	30	33	1/0	905	990	1.09	3.06
[138-B]	20	30.73	1/0	905	614.6	0.68	3.74
B-141	20	23.84	1/0	905	476.8	0.53	4.26
[141-C]	30	15.66	1/0	905	469.8	0.52	4.78

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA D TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

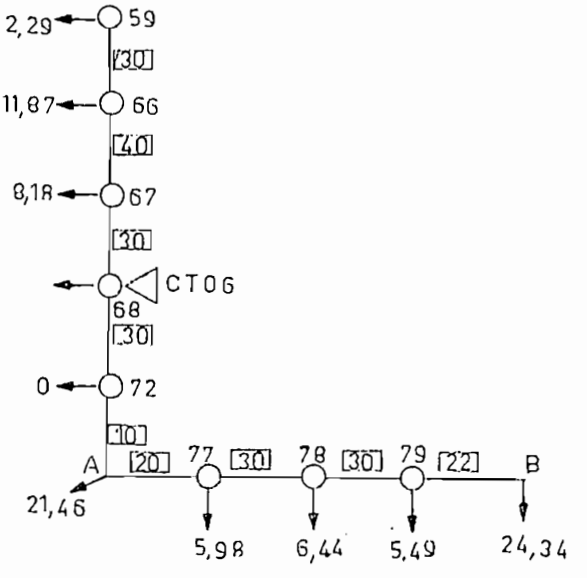
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES I		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-05	90 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FA	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBR	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
57-54	30	18.59	1/0	905	557.7	0.65	0.65
54-49	40	8.94	1/0	905	357.6	0.40	1.04
[49-A]	30	4.52	1/0	905	135.6	0.15	1.19
[57-B	20	31.41	1/0	905	628.2	0.69	0.69
B-58	20	13.94	1/0	905	278.8	0.31	1.00
58-59	50	7.96	1/0	905	398	0.44	1.44

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA D TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

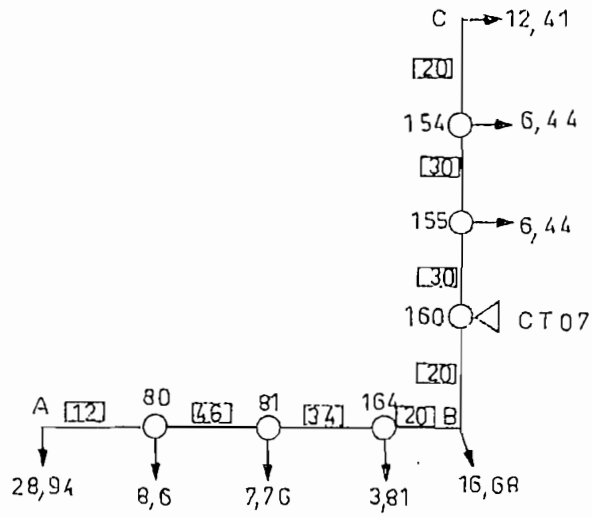
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES I		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-06	90 KVA
TIPO DE INSTALACION: AEREA		USUARIO TIPO	D
TENSION: 220/110 V N. F	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBR	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
68-67	30	22.34	1/0	905	670.2	0.74	0.74
67-66	40	14.16	1/0	905	566.4	0.63	1.37
66-59	30	2.29	1/0	905	68.7	0.08	1.44
68-72	30	63.71	1/0	905	1911.3	2.11	2.11
[72-A]	10	63.71	1/0	905	637.1	0.70	2.82
A-77	20	42.25	1/0	905	845	0.93	3.75
77-78	30	36.27	1/0	905	1088.1	1.20	4.95
78-79	30	29.83	1/0	905	894.9	0.99	5.94
[79-B]	22	24.34	1/0	905	535.48	0.59	6.53

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

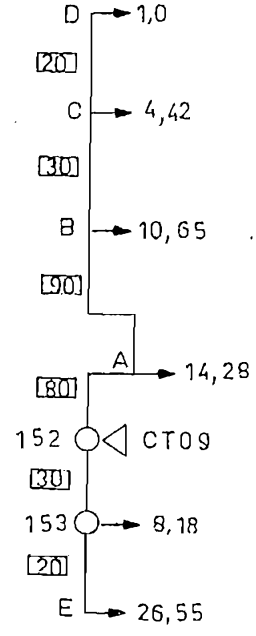
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARR		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-07	90 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASE	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.0%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[160-B	20	65.79	1/0	905	1315.8	1.45	1.45
B-164	20	49.11	1/0	905	982.2	1.09	2.54
164-81	34	45.3	1/0	905	1540.2	1.70	4.24
81-80	46	37.54	1/0	905	1726.84	1.91	6.15
[80-A]	12	28.94	1/0	905	347.28	0.38	6.53
160-155	30	25.29	1/0	905	758.7	0.84	0.84
155-154	30	18.85	1/0	905	565.5	0.62	1.46
[154-C]	20	12.41	1/0	905	248.2	0.27	1.74

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

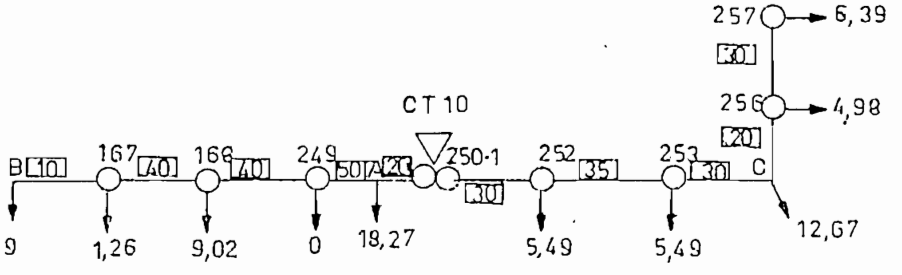
PROYECTO:	CIRCUITOS EXISTENTES IBARR	CENTRO DE TRANSFORMACION		
No. DEL PROYECTO		No. CT-09	90	KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO		D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28	KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.0%	MATERIAL DEL CONDUCTOR		CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[151-A]	80	30.36	1/0	1170	2428.8	2.08	2.08
[A-B]	90	16.08	1/0	1170	1447.2	1.24	3.31
[B-C]	80	5.43	1/0	1170	434.4	0.37	3.68
[C-D]	20	1.01	1/0	1170	20.2	0.02	3.70
152-153	30	34.73	1/0	905	1041.9	1.15	1.15
[153-E]	20	26.55	1/0	905	531	0.59	1.74

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

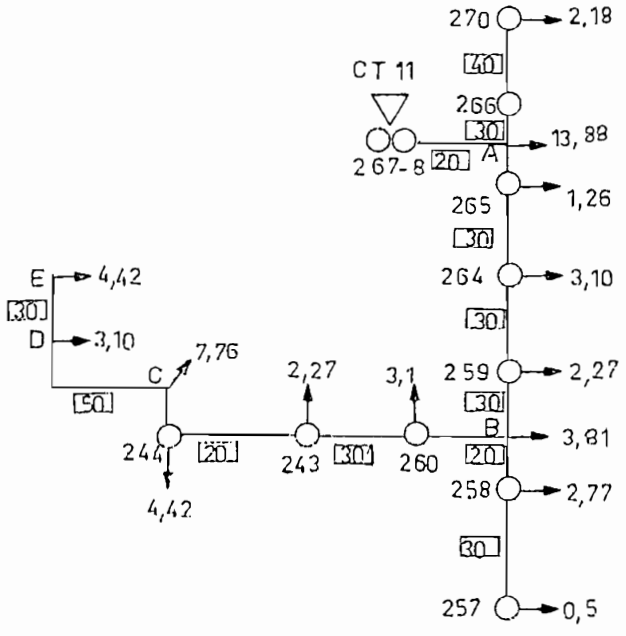
PROYECTO:	CIRCUITOS EXISTENTES IBARR	CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-10	75 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.0%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					ΔV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[250-A]	20	37.62	1/0	905	752.4	0.83	0.83
A-249	50	19.35	1/0	905	967.5	1.07	1.90
249-169	40	19.35	1/0	905	774	0.86	2.76
169-167	40	10.33	1/0	905	413.2	0.46	3.21
[167-B]	10	9.07	1/0	905	90.7	0.10	3.31
251-252	30	34.99	1/0	905	1049.7	1.16	1.16
252-253	35	29.5	1/0	905	1032.5	1.14	2.30
[253-C]	30	24.04	1/0	905	721.2	0.80	3.10
C-256	20	11.37	1/0	905	227.4	0.25	3.35
256-257	30	6.39	1/0	905	191.7	0.21	3.56

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

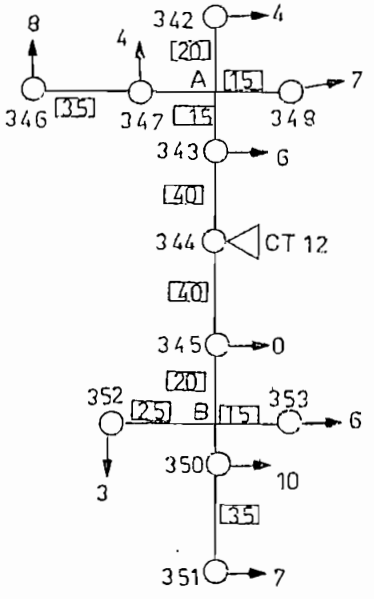
PROYECTO:	CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA	CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-11	30 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.36 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[268-A]	20	58.78	1/0	905	1175.2	1.30	1.30
A-266	30	6.6	1/0	905	198	0.22	1.52
266-270	40	2.18	1/0	905	87.2	0.10	1.61
A-265	20	38.28	1/0	905	765.6	0.85	2.14
265-264	30	37.02	1/0	905	1110.6	1.23	3.37
264-259	30	33.92	1/0	905	1017.6	1.12	4.50
[259-B]	30	31.65	1/0	905	949.5	1.05	5.55
B-258	20	2.77	1/0	905	55.4	0.06	5.61
258-257	30	0.5	1/0	905	15	0.02	5.62
B-260	20	25.07	1/0	905	501.4	0.55	6.10
260-243	30	21.97	1/0	905	659.1	0.73	6.83
243-244	20	19.7	1/0	905	394	0.44	7.28
[244-C]	15	15.28	1/0	1170	229.2	0.20	7.48
C-D	30	7.52	1/0	1170	376	0.32	7.72
D-E	30	4.42	1/0	1170	132.6	0.11	7.89

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 85

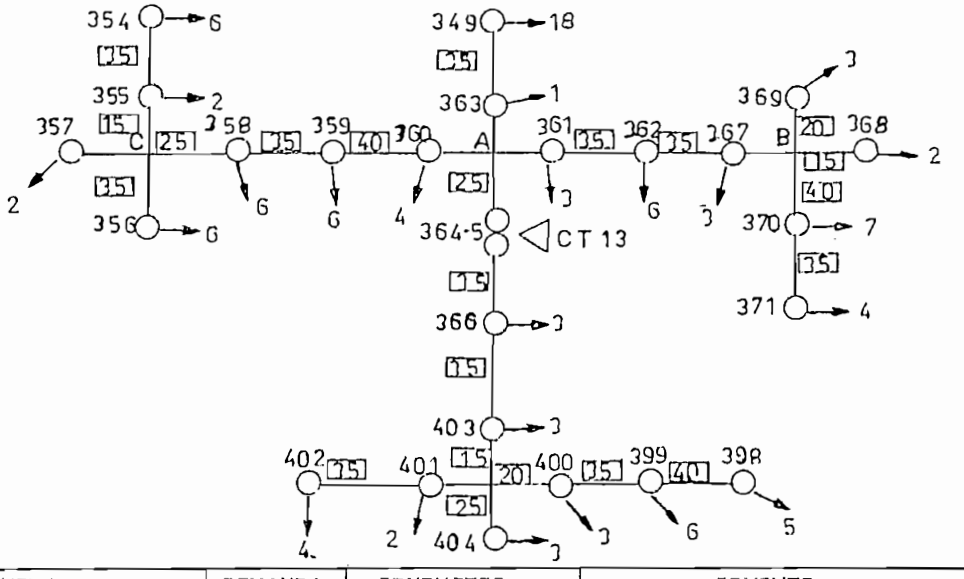
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-12	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
344-342	40	29	14.88	2	628	387.2	0.94	0.94
[342-A]	15	23	12.27	2	628	184.05	0.29	1.23
A-342	20	4	3.81	2	628	76.2	0.12	1.35
A-348	15	7	5.49	2	628	82.35	0.13	1.36
A-347	25	12	7.72	2	628	194	0.31	1.54
347-348	35	8	5.98	2	628	209.3	0.33	1.87
344-343	40	28	13.48	2	628	539.2	0.86	0.86
[343-B]	20	26	13.48	2	628	269.6	0.43	1.29
B-350	15	17	9.84	2	628	147.6	0.24	1.52
350-351	35	7	5.49	2	628	192.15	0.31	1.83
B-353	15	6	4.98	2	628	74.7	0.12	1.41
B-352	25	3	3.1	2	628	77.5	0.12	1.41

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-13	90 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU

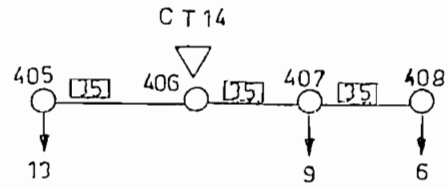


ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
365-366	35	29	14.68	2	628	513.8	0.82	0.82
366-403	35	28	13.43	2	628	471.8	0.75	1.57
[403-D]	15	23	12.27	2	628	184.05	0.29	1.86
D-404	25	3	3.1	2	628	77.5	0.12	1.99
D-400	20	14	8.6	2	628	172	0.27	2.14
400-399	35	11	7.33	2	628	256.55	0.41	2.54
399-398	40	5	4.42	2	628	176.8	0.28	2.82
D-401	15	6	4.98	2	628	74.7	0.12	1.98
401-402	35	4	3.81	2	628	133.35	0.21	2.19
[364-A]	35	79	34.59	2	628	864.75	1.38	1.38
A-363	15	19	10.83	2	628	139.75	0.25	1.63
363-349	35	18	10.25	2	628	358.75	0.57	2.20
A-360	15	32	13.88	2	628	208.2	0.33	1.76
360-359	40	28	14.28	2	628	571.2	0.91	2.67

358-358	35	22	11.97	2	628	413.45	0.66	3.33
[358-C]	25	16	9.48	2	628	295.75	0.38	3.70
C-357	15	2	2.27	2	628	84.05	0.05	3.76
C-356	35	6	4.98	2	628	174.3	0.28	3.98
C-355	15	5	3.98	2	628	89.7	0.14	3.85
355-354	35	6	4.98	2	628	174.3	0.28	4.12
A-361	25	28	14.28	2	628	357	0.57	1.95
361-362	25	25	13.07	2	628	328.75	0.52	2.47
362-367	35	19	10.85	2	628	372.75	0.59	3.06
[267-B]	25	16	9.48	2	628	295.75	0.88	3.48
B-368	15	2	2.27	2	628	84.05	0.05	3.49
B-369	20	5	3.1	2	628	62	0.10	3.59
B-370	40	11	7.38	2	628	298.2	0.47	3.80
370-371	35	4	3.81	2	628	188.85	0.21	4.11

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

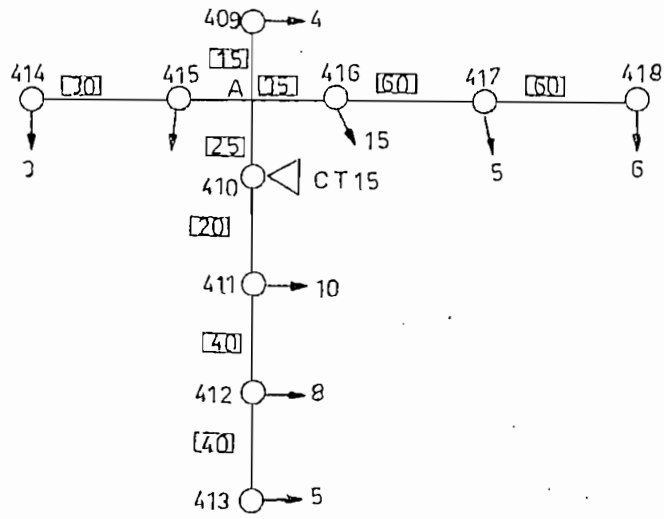
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-14	24 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE	-			AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
406-405	35	13	8.18	2	628	286.3	0.46	0.46
406-407	35	15	9.02	2	628	315.7	0.50	0.50
407-408	35	6	4.98	2	628	174.3	0.28	0.78

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

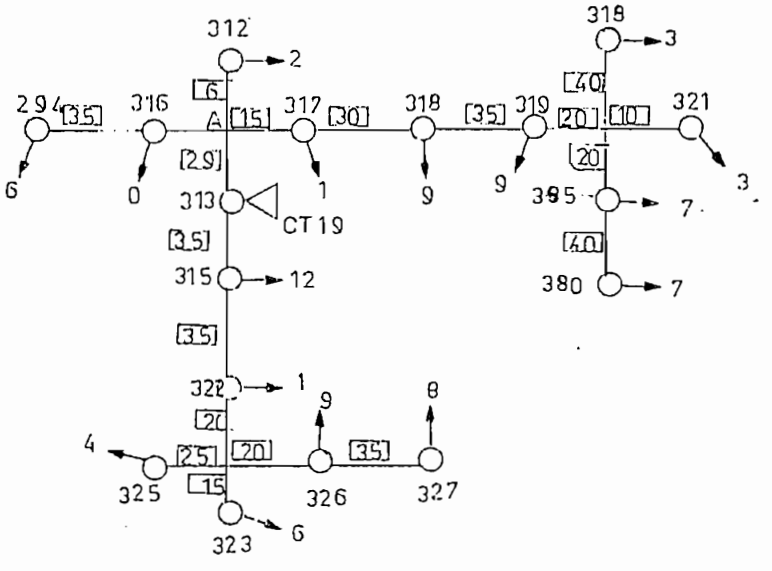
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-15	20 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
410-411	20	23	12.27	2	628	245.4	0.39	0.39
411-412	40	13	8.18	2	628	327.2	0.52	0.91
412-413	40	5	4.42	2	628	176.8	0.28	1.19
(410-A)	25	34	16.68	2	628	417	0.66	0.66
A-409	15	4	3.81	2	628	57.15	0.09	0.75
A-415	15	4	3.81	2	628	57.15	0.09	0.75
415-414	30	3	3.1	2	628	93	0.15	0.80
A-416	35	26	13.48	2	628	471.8	0.75	1.42
416-417	50	11	7.33	2	628	366.5	0.58	2.00
417-418	50	6	4.98	2	628	249	0.40	2.40

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

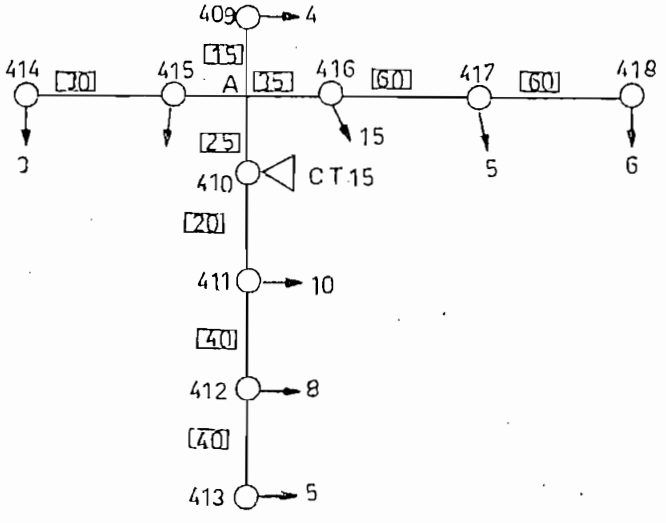
PROYECTO CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-19	90 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO D				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
[S19-A]	29	47	21.86	4	480.56	633.94	1.47	1.47
A-S12	6	2	2.27	4	480.56	13.62	0.03	1.50
A-S16	25	6	4.98	4	480.56	124.5	0.29	1.78
S16-294	35	6	4.98	4	480.56	174.3	0.40	2.17
A-S17	15	39	18.67	4	480.56	280.05	0.65	2.12
S17-S18	30	33	18.27	4	480.56	548.1	1.27	2.78
S18-S19	35	29	14.68	4	480.56	513.8	1.19	3.85
[S19-C]	20	20	11.06	4	480.56	221.2	0.51	3.47
C-S21	10	3	3.1	4	480.56	31	0.07	3.54
C-S18	40	3	3.1	4	480.56	124	0.29	3.78
C-S25	20	14	8.6	4	480.56	172	0.14	3.81
380-380	40	7	5.49	4	480.56	219.6	0.28	3.89
S14-S15	35	40	19.07	4	480.56	667.45	1.53	1.53
S15-S22	35	28	14.28	4	480.56	499.8	1.16	2.71
[S22-B]	20	27	13.88	4	480.56	277.6	0.64	3.36
B-S23	15	6	4.98	4	480.56	74.7	0.17	3.53
B-S25	25	4	3.31	4	480.56	85.25	0.22	3.58
B-S26	20	17	9.84	4	480.56	196.8	0.46	3.81
326-327	35	8	5.98	4	480.56	209.3	0.49	4.30

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

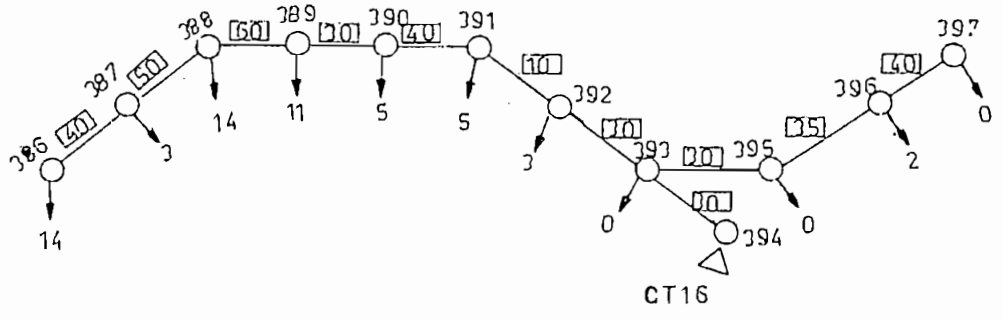
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-15	20 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
410-411	20	23	12.27	2	628	245.4	0.39	0.39
411-412	40	18	8.18	2	628	327.2	0.52	0.91
412-413	40	5	4.42	2	628	176.8	0.28	1.19
(410-A)	25	34	16.66	2	628	417	0.66	0.66
A-409	15	4	3.81	2	628	57.15	0.09	0.78
A-415	15	4	3.81	2	628	57.15	0.09	0.78
415-414	30	3	3.1	2	628	93	0.15	0.80
A-416	35	26	13.48	2	628	471.8	0.75	1.42
416-417	50	11	7.33	2	628	366.5	0.58	2.00
417-418	50	6	4.98	2	628	249	0.40	2.40

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

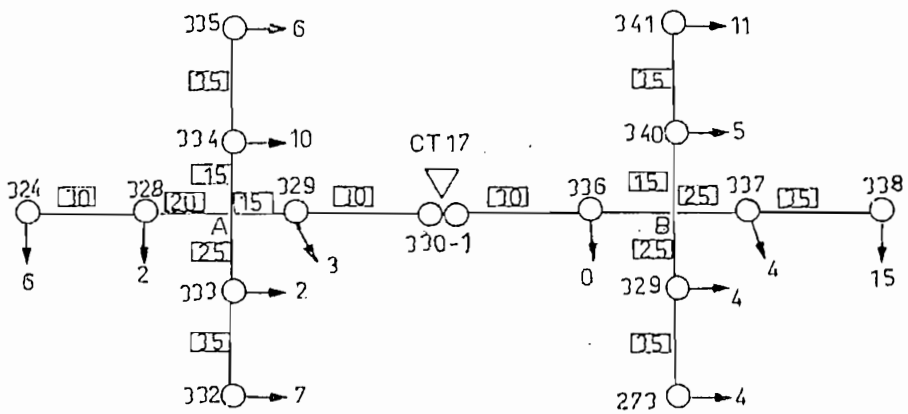
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-16	24 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
394-393	30	57	25.84	4	430.6	775.2	1.80	1.80
393-395	30	2	2.27	4	430.6	68.1	0.16	1.96
395-396	35	2	2.27	4	430.6	79.45	0.18	2.14
396-397	40	0	0	4	430.6	0	0.00	2.14
395-392	30	55	25.04	4	430.6	751.2	1.74	3.54
392-391	10	52	23.85	4	430.6	238.5	0.55	4.10
391-390	40	47	21.36	4	430.6	874.4	2.03	6.13
390-389	30	42	19.87	4	430.6	596.1	1.38	7.51
389-388	60	31	15.48	4	430.6	928.8	2.16	9.67
388-387	50	17	9.84	4	430.6	492	1.14	10.81
387-386	40	14	8.8	4	430.6	344	0.80	11.61

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

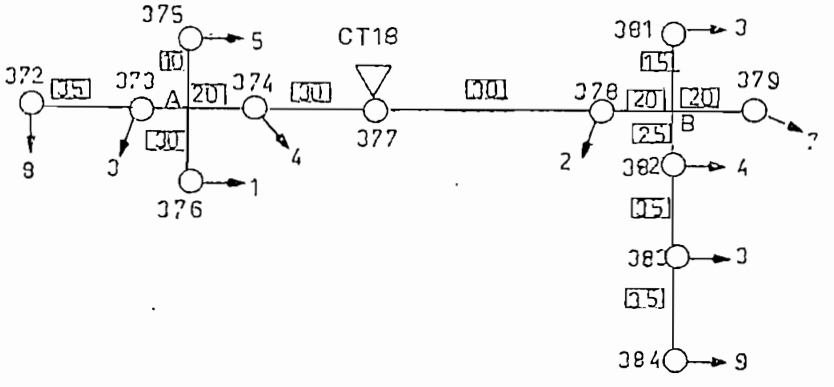
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-17	75 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
330-329	30	36	17.47	2	628	524.1	0.83	0.83
(329-A)	15	33	16.28	2	628	244.2	0.39	1.22
A-328	20	8	5.98	2	628	119.6	0.19	1.41
328-324	30	8	4.98	2	628	149.4	0.24	1.65
A-324	15	15	9.43	2	628	141.45	0.22	1.43
334-335	35	8	4.98	2	628	174.3	0.28	1.73
A-333	25	9	6.44	2	628	161	0.26	1.48
333-332	35	7	5.49	2	628	192.15	0.31	1.79
331-336	30	43	20.26	2	628	607.8	0.97	0.97
(336-B)	15	43	20.26	2	628	303.9	0.48	1.45
B-337	25	16	10.65	2	628	266.25	0.42	1.86
337-338	35	15	9.02	2	628	315.7	0.50	2.36
B-339	20	8	5.98	2	628	149.5	0.24	1.69
339-273	35	4	3.81	2	628	133.35	0.21	1.90
B-340	15	16	9.43	2	628	141.45	0.23	1.68
340-341	35	11	7.33	2	628	256.55	0.41	2.09

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 99

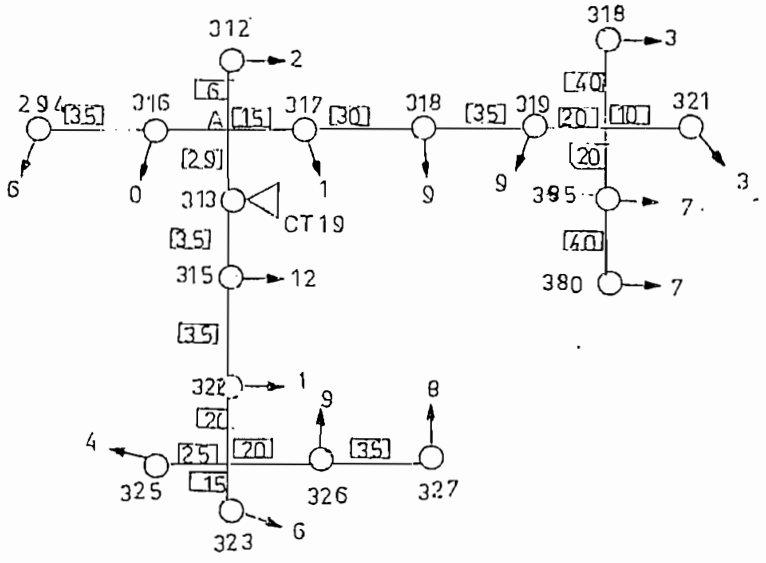
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-18	24 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
377-373	30	28	14.28	2	628	428.4	0.68	0.68
[373-B]	20	26	13.48	2	628	269.6	0.43	1.11
B-379	20	7	5.49	2	628	109.8	0.17	1.29
B-381	15	3	3.1	6	286	46.5	0.16	1.27
B-382	25	16	8.48	6	286	283.75	0.82	1.94
382-383	35	12	7.76	6	286	271.6	0.95	2.89
383-384	35	8	6.44	6	286	225.4	0.79	3.50
377-374	30	21	11.48	2	628	343.8	0.55	0.55
[374-A]	20	17	9.84	2	628	196.8	0.31	0.86
A-373	20	11	7.33	2	628	146.6	0.23	1.09
378-372	35	8	5.96	2	628	208.3	0.33	1.42
A-378	30	1	1.26	2	628	37.8	0.06	0.62
A-375	10	5	4.42	2	628	44.2	0.07	0.63

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

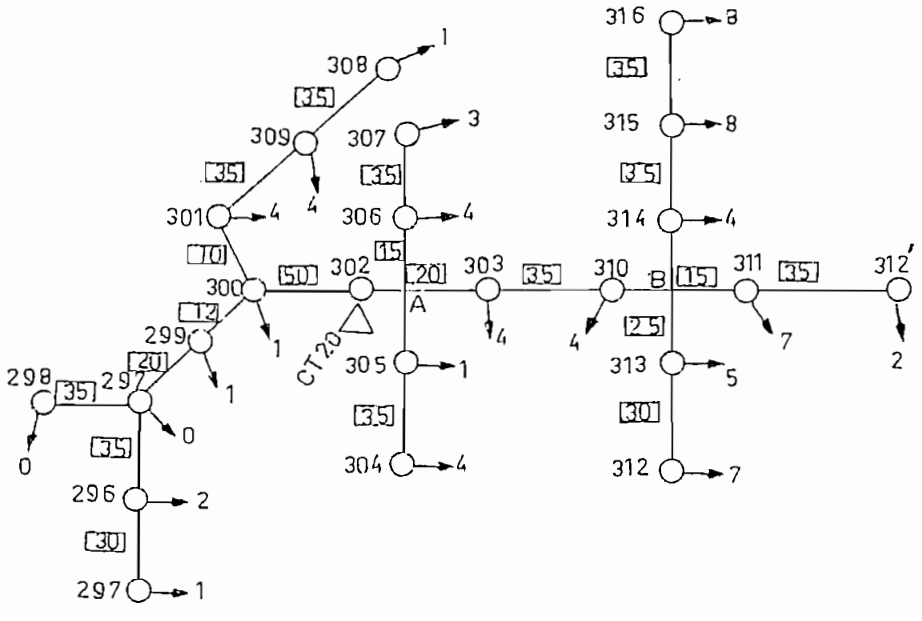
PROYECTO CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-19	90 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO D				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
[313-A]	29	47	21.86	4	480.56	633.94	1.47	1.47
A-312	6	2	2.27	4	480.56	13.62	0.03	1.50
A-316	25	6	4.98	4	480.56	124.5	0.29	1.78
316-294	35	5	4.98	4	480.56	174.3	0.40	2.17
A-317	15	39	18.67	4	480.56	280.05	0.65	2.13
317-318	30	33	18.27	4	480.56	548.1	1.27	2.78
318-319	35	29	14.68	4	480.56	513.8	1.19	2.85
[319-C]	20	20	11.06	4	480.56	221.2	0.51	3.47
C-321	10	3	3.1	4	480.56	31	0.07	3.54
C-318	40	3	3.1	4	480.56	124	0.29	3.76
C-395	20	14	8.6	4	480.56	172	0.14	3.61
395-380	40	7	5.49	4	480.56	219.6	0.28	3.89
314-315	35	40	19.07	4	480.56	667.45	1.55	1.55
315-322	35	26	14.28	4	480.56	499.8	1.16	2.71
[322-B]	20	27	13.66	4	480.56	277.6	0.64	3.36
B-323	15	6	4.98	4	480.56	74.7	0.17	3.53
B-325	25	4	3.31	4	480.56	95.25	0.22	3.58
B-326	20	17	8.84	4	480.56	196.8	0.46	3.81
326-327	35	9	5.98	4	480.56	209.3	0.49	4.30

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-20	38 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU

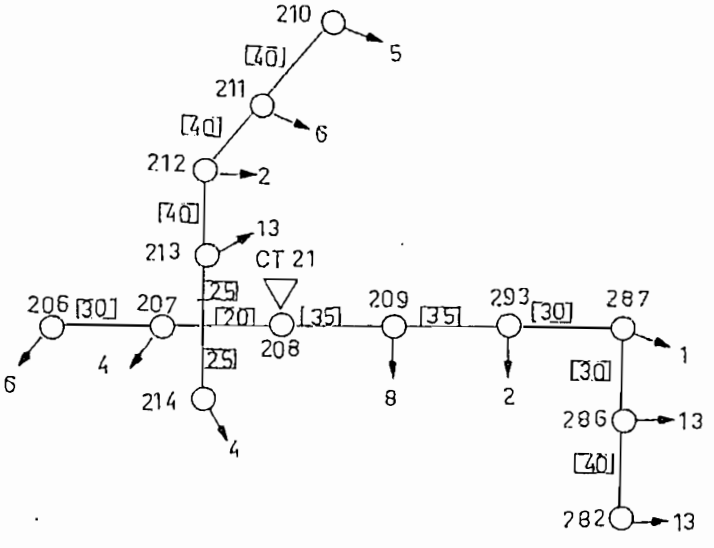


ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
302-300	50	13	8.13	1/0	640.4	409	0.64	0.64
300-301	10	9	6.44	2	432.24	64.4	0.15	0.79
301-309	35	5	4.42	2	432.24	154.7	0.36	1.15
309-308	35	1	1.26	2	432.24	44.1	0.10	1.25
300-299	12	4	3.81	2	432.24	45.72	0.11	0.74
299-297	20	3	3.1	2	432.24	62	0.14	0.89
297-298	35	0	0	2	432.24	0	0.00	0.89
297-296	35	3	3.1	2	432.24	108.5	0.25	1.14
296-295	30	1	1.26	2	432.24	37.8	0.09	1.23
(302-A)	10	61	27.43	1/0	640.4	274.3	0.43	0.43
A-303	20	48	22.65	1/0	640.4	453	0.71	1.14
303-310	35	45	21.06	1/0	640.4	737.1	1.15	2.29
(310-B)	10	41	18.47	1/0	640.4	184.7	0.30	2.59

B-811	15	9	6.44	1/0	640.4	96.6	0.15	2.74
811-812	35	2	2.27	2	482.24	79.45	0.18	2.93
A-806	15	7	5.49	2	482.24	82.85	0.18	0.62
806-807	35	3	3.1	2	482.24	106.5	0.25	0.87
A-805	25	5	4.42	2	482.24	110.5	0.26	0.68
805-804	35	4	3.81	2	482.24	133.35	0.31	0.99
B-814	15	20	11.09	2	482.24	165.9	0.38	2.97
814-813	35	16	9.43	2	482.24	330.05	0.76	3.74
813-816	35	8	5.98	2	482.24	209.3	0.48	4.22
B-815	25	12	7.76	2	482.24	194	0.45	3.04
815-812	30	7	5.49	2	482.24	164.7	0.38	3.42

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

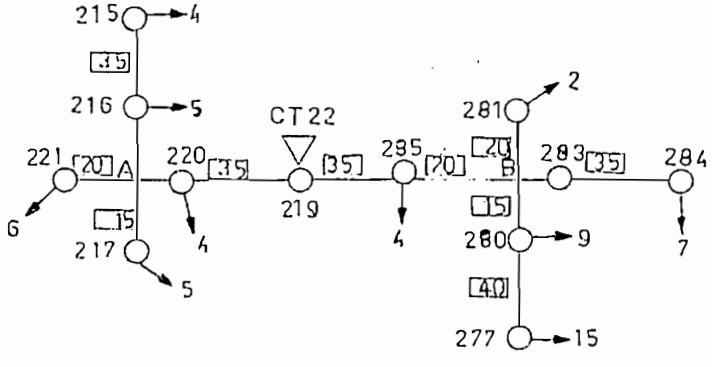
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-21	38 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
209-208	35	37	17.87	6	286	625.45	2.19	2.19
208-293	35	29	14.68	6	286	513.8	1.80	3.98
293-287	30	27	13.88	6	286	416.4	1.46	5.44
287-286	30	26	13.48	6	286	404.4	1.41	6.85
286-282	40	13	8.18	6	286	327.2	1.14	8.00
[208-A]	30	40	19.07	6	286	381.4	1.33	1.33
A-207	20	10	6.39	6	286	127.8	0.45	1.82
207-206	30	8	4.98	6	286	149.4	0.52	2.34
A-214	25	4	3.81	6	286	95.25	0.33	1.67
A-213	25	26	13.48	6	286	337	1.18	2.51
213-212	40	13	8.18	6	286	327.2	1.14	3.66
212-211	40	11	7.88	6	286	268.2	1.03	4.68
211-210	40	3	4.42	6	286	176.8	0.62	5.30

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA FECHA: Sep 98

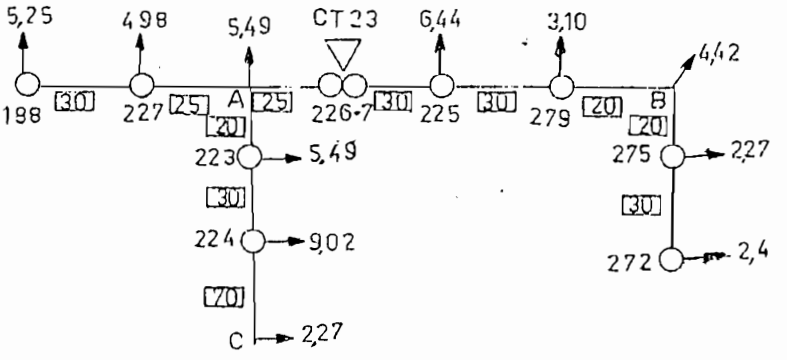
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-22	24 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
219-220	35	24	12.67	6	286	443.45	1.55	1.55
[220-A]	15	20	11.06	6	286	165.9	0.58	2.13
A-221	20	8	4.98	6	286	99.6	0.35	2.48
A-216	20	9	6.44	6	286	128.8	0.45	2.58
216-215	35	4	3.81	6	286	133.35	0.47	2.85
A-217	15	5	4.42	6	286	66.3	0.23	2.36
219-285	35	41	18.47	6	286	631.45	2.33	2.38
[285-B]	15	37	17.87	6	286	268.05	0.94	3.32
B-283	20	11	7.33	6	286	146.6	0.51	3.33
283-284	35	7	5.49	6	286	192.15	0.67	4.50
B-281	20	2	2.27	6	286	45.4	0.16	3.48
B-280	15	24	12.67	6	286	190.05	0.66	3.98
280-277	35	15	9.02	6	286	315.7	1.10	5.08

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

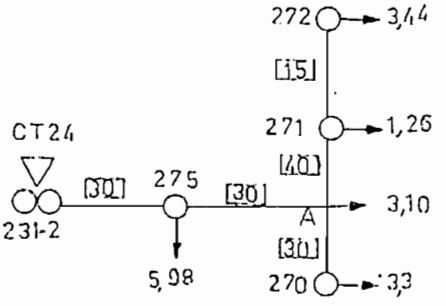
PROYECTO:	CIRCUITOS EXISTENTES IBARR	CENTRO DE TRANSFORMACION		
No. DEL PROYECTO		No. CT-23	120	KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO		D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26	KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR		CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
227-225	30	18.63	1/0	905	558.9	0.62	0.62
225-279	30	12.19	1/0	905	365.7	0.40	1.02
[279-B]	20	9.09	1/0	905	181.8	0.20	1.22
B-275	20	4.67	1/0	905	93.4	0.10	1.33
275-272	30	2.4	1/0	905	72	0.09	1.41
[226-A]	25	32.5	1/0	905	812.5	0.90	0.90
A-227	25	10.23	1/0	905	255.75	0.28	1.18
227-198	30	5.25	1/0	905	157.5	0.17	1.35
A-223	20	16.72	1/0	905	334.6	0.37	1.27
223-224	30	11.29	1/0	905	338.7	0.37	1.64
[224-C]	70	2.27	1/0	1170	158.9	0.14	1.78

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

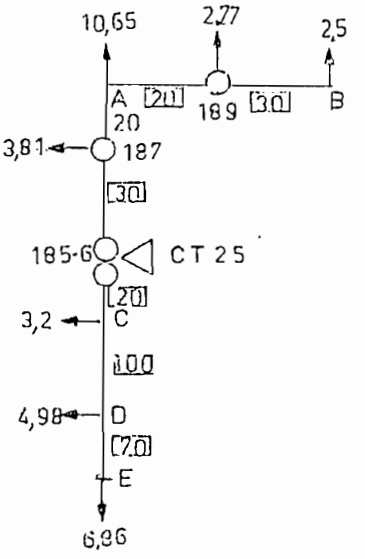
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARR		CENTRO DE TRANSFORMACION		
No. DEL PROYECTO		No. CT-24	75	KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO		D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26	KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR		CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
232-275	30	21.08	1/0	905	632.4	0.70	0.70
[275-A]	30	15.1	1/0	905	453	0.50	1.20
A-271	40	8.7	1/0	905	348	0.39	1.59
271-272	15	7.44	1/0	905	111.6	0.12	1.71
A-270	30	3.3	1/0	905	99	0.11	1.81

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

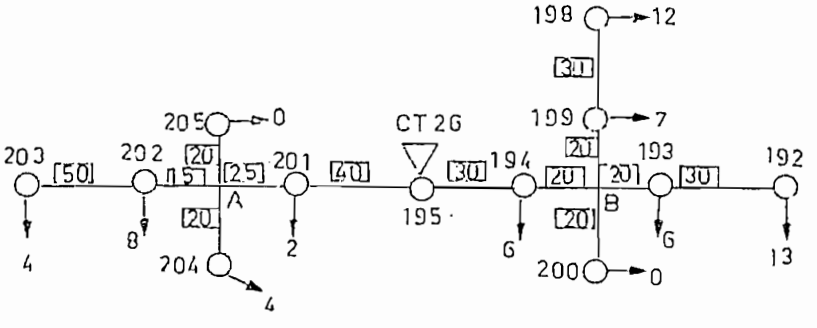
PROYECTO:	CIRCUITOS EXISTENTES IBARR	CENTRO DE TRANSFORMACION		
No. DEL PROYECTO		No. CT-25	90	KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO		D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26	KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR		CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
185-187	30	19.23	1/0	905	578.8	0.64	0.64
[187-A]	20	15.42	1/0	905	308.4	0.34	0.98
A-189	20	4.77	1/0	905	95.4	0.11	1.09
[189-B]	30	2.5	1/0	905	75	0.08	1.17
[186-C]	20	14.84	1/0	1170	296.9	0.26	0.26
C-D	100	11.84	1/0	1170	1184	1.01	1.27
D-E	70	6.86	1/0	1170	480.2	0.41	1.68

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

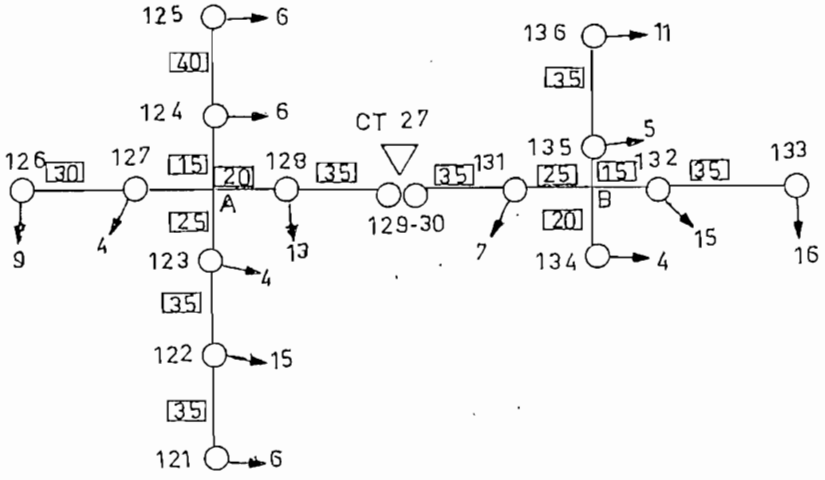
PROYECTO:	CIRCUITOS EXISTENTES IBARR		CENTRO DE TRANSFORMACION		
No. DEL PROYECTO			No. CT-26	24	KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA		USUARIO TIPO		D
TENSION 220/110 V N. FASES		3	DMU	1.26	KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%		MATERIAL DEL CONDUCTOR		CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
195-201	40	10.25	4	430.56	410	0.95	0.95
[201-A]	25	9.43	4	430.56	235.75	0.55	1.50
A-202	15	7.76	4	430.56	116.4	0.27	1.77
202-203	50	3.91	4	430.56	195.5	0.45	2.22
A-205	20	0	4	430.56	0	0.00	1.50
A-204	20	3.91	4	430.56	78.2	0.18	1.68
195-194	30	20.66	4	430.56	619.8	1.44	1.44
[194-B]	20	18.27	4	430.56	365.4	0.85	2.29
B-193	20	10.65	4	430.56	213	0.49	2.78
193-192	30	8.18	4	430.56	245.4	0.57	3.35
B-200	20	0	4	430.56	0	0.00	2.29
B-199	20	10.65	4	430.56	213	0.49	2.78
199-198	30	7.76	4	430.56	232.8	0.54	3.32

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

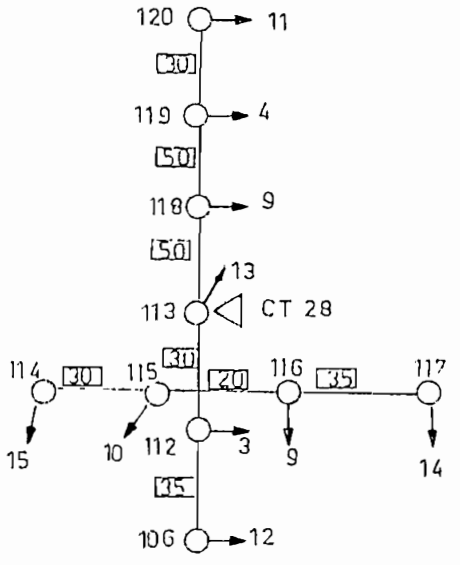
PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-27	60 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
129-128	35	64	28.82	2	828	1001.7	1.80	1.80
(128-A)	20	51	23.45	2	828	469	0.75	2.54
A-127	15	18	8.18	2	828	122.7	0.20	2.54
127-126	30	9	6.44	2	828	193.2	0.31	2.84
A-124	15	12	7.76	2	828	116.4	0.19	2.58
124-125	40	8	4.98	2	828	199.2	0.32	2.84
A-123	20	26	13.43	2	828	268.6	0.43	2.77
123-122	35	21	11.46	2	828	401.1	0.64	3.41
122-121	35	6	4.98	2	828	174.3	0.29	3.69
128-131	35	53	26.24	2	828	918.4	1.48	1.14
(131-B)	25	31	25.45	2	828	556.25	0.93	2.07
B-132	15	31	15.48	2	828	262.2	0.37	2.44
132-133	35	16	9.43	2	828	330.05	0.53	2.97
B-135	20	16	9.45	2	828	188.6	0.30	2.37
135-136	35	11	7.88	2	828	258.55	0.41	2.78
B-134	20	4	3.81	2	828	76.2	0.12	2.19

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

PROYECTO: CIRCUITOS EXISTENTES IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-28	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	D
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
113-118	50	24	12.67	4	480.56	633.5	1.47	1.47
118-119	50	15	9.02	4	480.56	451	1.05	2.52
119-120	30	11	7.33	4	480.56	219.9	0.51	3.03
[113-A]	30	63	28.23	4	480.56	846.9	1.97	1.97
A-112	20	15	9.02	4	480.56	180.4	0.42	2.39
112-106	35	12	7.76	4	480.56	271.6	0.63	3.02
A-116	20	22	12.27	4	480.56	245.4	0.57	2.54
116-117	35	14	8.6	4	480.56	301	0.70	3.24
A-115	20	23	13.07	4	480.56	261.4	0.61	2.57
115-114	30	15	9.02	4	480.56	270.6	0.63	3.20

'Reporte de Flujo de Carga Balai ceado
'(Inf ormacion de Secciones)

Circuit o >>>> E0005 <<<<
Fecha : 12/02/99
Hora : 10:46
Empresa : [ESCUELA F OLITECNICA NACIONAL]

Pagina : 1

De Nodo	'A Nodo	'Conductor	'Longitud	Carg a en seccion 'kW	'kVAr	'A	Conduc tor 'R	'X	'Carga (%)
12	11	1/0	2.7	23.6798	11.6488	69.2555	0.0009234	0.00088057	23.56
11	10	1/0	43	7.6154	3.7247	22.2625	0.014706	0.01402397	7.57
11	116	1/0	18	15.9236	7.795	46.5579	0.006156	0.0058705	15.84
11	285	2	12.4	0.0912	0.0441	0.2661	0.0067456	0.00431319	0.12
10	284	2	12	0.5476	0.2648	1.6029	0.006528	0.00417405	0.73
10	9	1/0	42	7.0449	3.4427	20.6613	0.014364	0.01369783	7.03
116	13	1/0	12	8.3265	4.0719	24.413	0.004104	0.00391367	8.3
116	117	1/0	24	7.1389	3.4902	20.9299	0.008208	0.00782733	7.12
116	115	1/0	18	0.4258	0.206	1.2458	0.006156	0.0058705	0.42
9	283	2	13	0.1825	0.0884	0.5361	0.007072	0.00452189	0.24
9	111	1/0	18	6.8435	3.3315	20.118	0.006156	0.0058705	6.84
13	14	1/0	45	8.0057	3.9141	23.4958	0.01539	0.01467624	7.99
13	287	2	14.1	0.3043	0.1472	0.8912	0.0076704	0.00490451	0.41
117	118	1/0	29	6.7032	3.2737	19.6837	0.009918	0.00945802	6.7
117	288	2	11	0.4257	0.2066	1.2485	0.005984	0.00382622	0.57
115	286	2	13	0.4259	0.2063	1.2466	0.007072	0.00452189	0.57
115	114	1/0	27	0	0	0	0.009234	0.00880575	0
111	112	1/0	20	3.1391	1.5282	9.24	0.00684	0.00652278	3.14
111	110	1/0	18	0.0912	0.0441	0.2682	0.006156	0.0058705	0.09
111	8	1/0	11	3.6062	1.7572	10.617	0.003762	0.00358753	3.61
14	15	1/0	50	7.4332	3.6245	21.8869	0.0171	0.01630694	7.44
14	298	2	15	0.5473	0.2652	1.6097	0.00816	0.00521757	0.74
118	289	2	15	0.0912	0.0442	0.268	0.00816	0.00521757	0.12
118	180	1/0	5.5	6.6128	3.2181	19.4446	0.001881	0.00179376	6.61
112	113	1/0	30	2.9548	1.4381	8.703	0.01026	0.00978416	2.96
112	276	2	15	0.1824	0.0884	0.5369	0.00816	0.00521757	0.25
110	280	2	15	0.0912	0.0442	0.2683	0.00816	0.00521757	0.12
110	109	1/0	27	0	0	0	0.009234	0.00880575	0
8	277	2	13	0.0913	0.0442	0.2685	0.007072	0.00452189	0.12
8	7	1/0	35.1	3.5148	1.7109	10.35	0.0120042	0.01144747	3.52
15	121	1/0	19.4	3.1949	1.5553	9.4413	0.0066348	0.00632709	3.21
15	299	2	16	0.4257	0.2065	1.2571	0.008704	0.00556541	0.57
15	16	1/0	29	3.7878	1.8409	11.1898	0.009918	0.00945802	3.81
180	181	1/0	48.1	5.383	2.6267	15.8427	0.0164502	0.01568727	5.39
180	179	1/0	12	1.2172	0.5913	3.5793	0.004104	0.00391367	1.22
113	275	2	16	0.0912	0.0442	0.2687	0.008704	0.00556541	0.12
113	173	1/0	5.5	2.8651	1.3916	8.4433	0.001881	0.00179376	2.87
7	278	2	15.1	0.426	0.2063	1.2549	0.0082144	0.00525235	0.57
7	2	1/0	38.1	3.0846	1.5002	9.0936	0.0130302	0.01242589	3.09
121	122	1/0	31	3.1025	1.5077	9.1713	0.010602	0.0101103	3.12
121	303	2	16	0.0912	0.0442	0.2695	0.008704	0.00556541	0.12
16	18	1/0	34	3.3586	1.6311	9.9322	0.011628	0.01108872	3.38
16	300	2	17.1	0.4258	0.2064	1.2586	0.0093024	0.00594803	0.57
181	182	1/0	28	5.3714	2.6126	15.842	0.009576	0.00913189	5.39
179	178	1/0	49	1.2159	0.5904	3.5757	0.016758	0.0159808	1.22
173	170	1/0	11.7	-0.7572	-0.3681	2.2323	0.0040014	0.00381582	0.76
173	171	1/0	33	3.6179	1.7582	10.6648	0.011286	0.01076258	3.63

'Reporte de Flujo de 'Carga Balanceado
'(Inf ormacion de Secciones)

Circuit o >>>> E0005 <<<<
Fecha : 12/02/99
Hora : 10:46
Empresa : [ESCUELA POLITECNICA NACIONAL]

Pagina : 3

De Nodo	A Nodo	Conductor	Longitud	Carga en seccion kW	kVAr	A	Conductor R	X	Carga (%)
127	128	1/0	37	2.2379	1.0861	6.634	0.012654	0.01206713	2.26
127	311	2	14.3	0.0913	0.0442	0.2704	0.0077792	0.00497408	0.12
134	307	2	13.3	0.4255	0.2061	1.2596	0.0072352	0.00462624	0.58
134	135	1/0	34	-2.7991	-1.3579	8.2892	0.011628	0.01108872	2.82
20	119	1/0	34	0.4258	0.2062	1.2618	0.011628	0.01108872	0.43
20	320	2	12.2	0.4259	0.2059	1.2617	0.0066368	0.00424362	0.58
22	25	1/0	34	1.557	0.7551	4.6171	0.011628	0.01108872	1.57
22	319	2	14.1	0.3043	0.1472	0.9019	0.0076704	0.00490451	0.41
21	302	2	12.6	0.0913	0.0442	0.2705	0.0068544	0.00438276	0.12
135	308	2	13.6	0.1825	0.0883	0.5396	0.0073984	0.0047306	0.25
186	185	1/0	41	1.9755	0.9589	5.8458	0.014022	0.01337169	1.99
186	291	2	13.2	0.3042	0.1473	0.8997	0.0071808	0.00459146	0.41
174	144	1/0	5.5	1.4955	0.7234	4.4167	0.001881	0.00179376	1.5
174	209	1/0	14.1	1.9337	0.9403	5.7168	0.0048222	0.00459856	1.94
67	141	1/0	20	1.3759	0.6683	4.0687	0.00684	0.00652278	1.38
67	266	2	15	0.1824	0.0884	0.5392	0.00816	0.00521757	0.25
126	36	1/0	37	2.132	1.0339	6.3251	0.012654	0.01206713	2.15
126	309	2	15.1	0.1826	0.0884	0.5415	0.0082144	0.00525235	0.25
128	129	1/0	31	1.6891	0.8189	5.0106	0.010602	0.0101103	1.7
128	312	2	16	0.5473	0.2655	1.6238	0.008704	0.00556541	0.74
119	120	1/0	37	0	0	0	0.012654	0.01206713	0
119	321	2	13	0.4259	0.2063	1.2624	0.007072	0.00452189	0.58
25	26	1/0	34	1.2522	0.6071	3.7151	0.011628	0.01108872	1.26
25	318	2	16.1	0.3041	0.1472	0.902	0.0087584	0.00560019	0.41
185	187	1/0	37	1.9736	0.958	5.8453	0.012654	0.01206713	1.99
144	272	2	12.6	0.3043	0.1474	0.899	0.0068544	0.00438276	0.41
144	143	1/0	29	1.1885	0.5761	3.5119	0.009918	0.00945802	1.19
209	208	1/0	23.1	1.9342	0.9388	5.7177	0.0079002	0.00753381	1.94
141	61	1/0	14	1.832	0.8902	5.4196	0.004788	0.00456594	1.84
141	142	1/0	18	-0.4583	-0.222	1.3548	0.006156	0.0058705	0.46
141	139	1/0	20	0	0	0	0.00684	0.00652278	0
36	138	1/0	24	1.826	0.8844	5.4204	0.008208	0.00782733	1.84
36	310	2	14.3	0.3042	0.1472	0.9029	0.0077792	0.00497408	0.41
129	130	1/0	19	1.3834	0.6705	4.1058	0.006498	0.00619664	1.4
129	313	2	16.4	0.3043	0.1473	0.9028	0.0089216	0.00570454	0.41
26	130	1/0	22	1.069	0.519	3.174	0.007524	0.00717505	1.08
26	317	2	13	0.1825	0.0884	0.5417	0.007072	0.00452189	0.25
187	188	1/0	38.1	1.7896	0.8679	5.3036	0.0130302	0.01242589	1.8
187	292	2	16	0.1824	0.0885	0.5407	0.008704	0.00556541	0.25
143	271	2	13	0.4259	0.2063	1.2588	0.007072	0.00452189	0.57
143	142	1/0	31	0.7627	0.3698	2.2545	0.010602	0.0101103	0.77
208	295	2	14.1	0.3043	0.1472	0.8994	0.0076704	0.00490451	0.41
208	207	1/0	45	1.6283	0.7911	4.8166	0.01539	0.01467624	1.64
61	62	1/0	2.7	0	0	0	0.0009234	0.00088057	0
61	145	1/0	35	1.7423	0.8466	5.1543	0.01197	0.01141486	1.75
61	269	2	15.7	0.0912	0.0442	0.2698	0.0085408	0.00546106	0.12
142	270	2	11	0.3041	0.1475	0.8992	0.005984	0.00382622	0.41

Reporte de Flujo de Carga Balanceado
(Informacion de Secciones)

Circuito >>>> E0005 <<<<
Fecha : 12/02/99
Hora : 10:46
Empresa : [ESCUELA POLITECNICA NACIONAL]

De Nodo	A Nodo	Conductor	Longitud	Carga en seccion kW	kVAr	A	Conductor—— R	X	Carga (%)
138	53	1/0	12	1.0779	0.5225	3.2018	0.004104	0.00391367	1.09
138	37	1/0	14	1.0943	0.5305	3.2505	0.004788	0.00456594	1.11
138	52	1/0	19	-0.346	-0.1686	1.0289	0.006498	0.00619664	0.35
130	27	1/0	12	1.6026	0.7766	4.7576	0.004104	0.00391367	1.62
130	131	1/0	18	0.8517	0.4122	2.5278	0.006156	0.0058705	0.86
188	189	1/0	24.2	1.3633	0.6599	4.0416	0.0082764	0.00789256	1.37
188	293	2	19.1	0.4259	0.2062	1.2627	0.0103904	0.0066437	0.58
207	206	1/0	33	1.4451	0.7011	4.277	0.011286	0.01076258	1.45
207	294	2	16.1	0.1826	0.0883	0.5398	0.0087584	0.00560019	0.25
145	146	1/0	39	1.1933	0.5796	3.533	0.013338	0.01271941	1.2
145	268	2	14	0.5473	0.2649	1.6193	0.007616	0.00486973	0.74
53	54	1/0	33	0.7727	0.3743	2.2952	0.011286	0.01076258	0.78
53	329	2	13.6	0.3041	0.1472	0.9032	0.0073984	0.0047306	0.41
37	38	1/0	39	0.5475	0.2652	1.6263	0.013338	0.01271941	0.55
37	331	2	15	0.5473	0.2652	1.6259	0.00816	0.00521757	0.74
52	332	2	13	0.4259	0.2063	1.2648	0.007072	0.00452189	0.58
52	50	1/0	38	-0.7721	-0.3747	2.2936	0.012996	0.01239327	0.78
27	28	1/0	41	1.1752	0.5694	3.4894	0.014022	0.01337169	1.19
27	316	2	15.3	0.4259	0.2063	1.2646	0.0083232	0.00532192	0.58
131	133	1/0	41	0.5476	0.2653	1.6269	0.014022	0.01337169	0.55
131	323	2	14.1	0.3043	0.1472	0.9032	0.0076704	0.00490451	0.41
189	190	1/0	29	1.3624	0.66	4.0411	0.009918	0.00945802	1.37
206	205	1/0	22	1.4439	0.7019	4.2771	0.007524	0.00717505	1.45
146	147	1/0	25	1.102	0.5349	3.2639	0.00855	0.00815347	1.11
146	344	2	19.2	0.0912	0.0442	0.2702	0.0104448	0.00667849	0.12
54	47	1/0	39.1	0.4684	0.2271	1.392	0.0133722	0.01275203	0.47
54	328	2	15	0.304	0.1473	0.9035	0.00816	0.00521757	0.41
38	330	2	12	0.5476	0.2648	1.6266	0.006528	0.00417405	0.74
50	333	2	14.3	0.4259	0.2061	1.2642	0.0077792	0.00497408	0.58
50	49	1/0	2.7	0	0	0	0.0009234	0.00088057	0
50	192	1/0	5.5	-1.1999	-0.5811	3.5623	0.001881	0.00179376	1.21
28	29	1/0	40	0.7486	0.3627	2.2238	0.01368	0.01304565	0.76
28	315	2	15	0.4257	0.2063	1.2646	0.00816	0.00521757	0.58
133	132	1/0	36	0	0	0	0.012312	0.011741	0
133	324	2	14	0.5473	0.2649	1.6251	0.007616	0.00486973	0.74
190	191	1/0	22	1.2706	0.6162	3.771	0.007524	0.00717505	1.28
190	334	2	12.3	0.0912	0.0442	0.2707	0.0066912	0.00427841	0.12
205	336	2	15	0.0912	0.0442	0.2701	0.00816	0.00521757	0.12
205	204	1/0	19	1.3521	0.6563	4.0055	0.006498	0.00619664	1.36
147	148	1/0	15	0.0913	0.0442	0.2702	0.00513	0.00489208	0.09
147	149	1/0	20	0.8279	0.4021	2.4531	0.00684	0.00652278	0.83
147	140	1/0	21	0.1825	0.0884	0.5404	0.007182	0.00684891	0.18
47	48	1/0	2.7	0	0	0	0.0009234	0.00088057	0
47	137	1/0	23.1	0.2869	0.1386	0.8498	0.0079002	0.00763381	0.29
47	327	2	14.3	0.1825	0.0883	0.5423	0.0077792	0.00497408	0.25
192	193	1/0	52	0.0725	0.0336	0.2135	0.017784	0.01695922	0.07
192	191	1/0	10	-1.2709	-0.6148	3.772	0.00342	0.00326139	1.28

'Reporte de Flujo de 'Carga Balanceado
'(Informacion de Secciones)

Circuito >>>> E0005 <<<<
Fecha : 12/02/99
Hora : 10:46
Empresa : [ESCUELA POLITECNICA NACIONAL]

De Nodo	A Nodo	Conductor	Longitud	Carga en seccion			Conductor		Carga
				kW	kVAr	A	R	X	(%)
29	137	1/0	20	0.6575	0.3182	1.9534	0.00684	0.00652278	0.66
29	314	2	16.1	0.0912	0.0442	0.2711	0.0087584	0.00560019	0.12
204	203	1/0	10	1.3529	0.656	4.008	0.00342	0.00326139	1.36
148	342	2	17	0.0912	0.0442	0.2702	0.009248	0.00591324	0.12
149	150	1/0	32	0.4017	0.196	1.1915	0.010944	0.01043644	0.41
149	341	2	14.3	0.4259	0.2061	1.2614	0.0077792	0.00497408	0.58
140	343	2	17.8	0.1825	0.0884	0.5406	0.0096832	0.00619151	0.25
137	55	1/0	12	0.6394	0.3098	1.9005	0.004104	0.00391367	0.65
137	30	1/0	50	0.3041	0.1473	0.9039	0.0171	0.01630694	0.31
193	194	1/0	32	0.0725	0.0336	0.2135	0.010944	0.01043644	0.07
203	150	1/0	5.5	0.146	0.0693	0.4309	0.001881	0.00179376	0.15
203	202	1/0	17	1.2074	0.587	3.5795	0.005814	0.00554436	1.22
150	340	2	15	0.5473	0.2652	1.6216	0.00816	0.00521757	0.74
55	56	1/0	41	0.5476	0.2653	1.6277	0.014022	0.01337169	0.55
55	326	2	12	0.0913	0.0441	0.2712	0.006528	0.00417405	0.12
30	326	2	14	0.304	0.1472	0.9036	0.007616	0.00486973	0.41
194	195	1/0	11.2	-0.4752	-0.2315	1.4124	0.0038304	0.00365275	0.48
194	335	2	17	0.5475	0.265	1.6253	0.009248	0.00591324	0.74
202	339	2	14.3	0.1825	0.0883	0.5407	0.0077792	0.00497408	0.25
202	201	1/0	21	1.0238	0.4983	3.0365	0.007182	0.00684891	1.03
56	327	2	14	0.5473	0.2649	1.6268	0.007616	0.00486973	0.74
195	196	1/0	30	-0.4751	-0.2315	1.4121	0.01026	0.00978416	0.48
201	200	1/0	25.2	1.0235	0.4978	3.0357	0.0086184	0.0082187	1.03
196	197	1/0	49	-0.475	-0.2316	1.4117	0.016758	0.0159808	0.48
200	199	1/0	10.2	1.0225	0.4976	3.034	0.0034884	0.00332662	1.03
197	198	1/0	52	-1.0226	-0.4971	3.0365	0.017784	0.01695922	1.03
197	337	2	15.1	0.5477	0.2653	1.6253	0.0082144	0.00525235	0.74
199	198	1/0	25	1.0236	0.4975	3.0369	0.00855	0.00815347	1.03

'Rep orte de Fl ujo de Carga B alanceado
'(Infor macion de Nod s)

Circuit o >>>> E0005 <<<<
Fecha : 12/02/99
Hora : 10:46
Empresa : [ESCUELA P OLITECNICA NACIONAL]

Pagina : 1

Nodo	Carg a en Nodo kW	kVAr	Regulacion '(%)	Voltaje '(V)	Angulo (gra)
11	0	0	0.07	219.85	-0.012
10	0	0	0.41	219.11	-0.073
116	0	0	0.36	219.2	-0.066
285	0.1	0	0.07	219.85	-0.012
284	0.6	0.3	0.42	219.09	-0.074
9	0	0	0.72	218.43	-0.13
13	0	0	0.47	218.97	-0.085
117	0	0	0.54	218.81	-0.098
115	0	0	0.37	219.18	-0.067
283	0.2	0.1	0.72	218.42	-0.13
111	0	0	0.85	218.15	-0.153
14	0	0	0.85	218.15	-0.153
287	0.3	0.1	0.48	218.96	-0.085
118	0	0	0.75	218.36	-0.135
288	0.4	0.2	0.55	218.79	-0.099
286	0.4	0.2	0.38	219.16	-0.068
114	0	0	0.37	219.18	-0.067
112	0	0	0.92	218	-0.165
110	0	0	0.85	218.14	-0.154
8	0	0	0.89	218.06	-0.161
15	0	0	1.25	217.29	-0.225
298	0.6	0.3	0.86	218.12	-0.154
289	0.1	0	0.75	218.36	-0.135
180	0	0	0.79	218.28	-0.142
113	0	0	1.01	217.8	-0.182
276	0.2	0.1	0.92	218	-0.166
280	0.1	0	0.85	218.14	-0.154
109	0	0	0.85	218.14	-0.154
277	0.1	0	0.89	218.05	-0.161
7	0	0	1.02	217.77	-0.185
121	0	0	1.31	217.15	-0.237
299	0.4	0.2	1.26	217.27	-0.226
16	0	0	1.36	217.04	-0.246
181	0	0	1.06	217.69	-0.192
179	0	0	0.8	218.25	-0.145
275	0.1	0	1.01	217.8	-0.183
173	0	0	1.03	217.76	-0.186
278	0.4	0.2	1.03	217.75	-0.185
2	0	0	1.15	217.5	-0.208
122	0	0	1.42	216.93	-0.256
303	0.1	0	1.31	217.15	-0.237
18	0	0	1.49	216.78	-0.268
300	0.4	0.2	1.37	217.02	-0.247
182	0	0	1.22	217.34	-0.221
178	0	0	0.87	218.11	-0.156
170	0	0	1.02	217.78	-0.184
171	0	0	1.15	217.49	-0.209

'Rep orte de Fl ujo de Carga B alanceado
'(Infor macion de Nod s)

Circuit o >>>> E0005 <<<<
Fecha : 12/02/99
Hora : 10:46
Empresa : [ESCUELA F OLITECNICA NACIONAL]

Pagina : 2

Nodo	Carg a en Nodo kW	kVAr	Regulacion (%)	Voltaje '(V)	Angulo (gra)
279	0.4	0.2	1.16	217.48	-0.208
1	0	0	1.15	217.5	-0.208
108	0	0	1.18	217.44	-0.213
123	0	0	1.51	216.74	-0.272
304	0.4	0.2	1.42	216.91	-0.256
17	0	0	1.49	216.78	-0.268
19	0	0	1.58	216.58	-0.285
301	0.6	0.3	1.6	216.75	-0.269
183	0	0	1.35	217.06	-0.245
290	0.1	0	1.23	217.33	-0.221
177	0	0	0.91	218.01	-0.164
172	0	0	0.99	217.83	-0.18
274	0.1	0	1.02	217.78	-0.184
273	0.2	0.1	1.16	217.48	-0.209
169	0	0	1.22	217.35	-0.221
65	0	0	1.23	217.32	-0.223
64	0	0	1.18	217.42	-0.214
3	0	0	1.18	217.43	-0.213
124	0	0	1.59	216.56	-0.286
305	0.1	0	1.51	216.73	-0.272
136	0	0	1.62	216.48	-0.293
184	0	0	1.41	216.95	-0.254
176	0	0	0.96	217.91	-0.173
297	0.2	0.1	0.91	218.01	-0.165
175	0	0	0.98	217.87	-0.176
168	0	0	1.28	217.23	-0.231
66	0	0	1.3	217.17	-0.235
264	0.2	0.1	1.24	217.31	-0.224
282	0.3	0.1	1.19	217.41	-0.215
63	0	0	1.19	217.42	-0.215
262	0.1	0	1.18	217.42	-0.214
125	0	0	1.61	216.62	-0.291
127	0	0	1.62	216.48	-0.293
134	0	0	1.53	216.69	-0.276
20	0	0	1.63	216.46	-0.295
22	0	0	1.67	216.39	-0.302
21	0	0	1.63	216.48	-0.293
135	0	0	1.42	216.91	-0.257
186	0	0	1.44	216.87	-0.26
296	0.2	0.1	0.96	217.9	-0.173
175	0	0	0.98	217.87	-0.176
174	0	0	1.31	217.16	-0.237
67	0	0	1.36	217.05	-0.246
265	0.4	0.2	1.31	217.15	-0.236
263	0.1	0	1.19	217.41	-0.215
126	0	0	1.72	216.29	-0.31
306	0.3	0.1	1.62	216.5	-0.291

Rep orte de Fl ujo de Carga B alanceado
'(Infor macion de Nod s)

Circuit o >>>> E0005 <<<<
Fecha : 12/02/99
Hora : 10:46
Empresa : [ESCUELA F OLITECNICA NACIONAL]

Pagina : 3

Nodo	Carg a en Nodo kW	kVAr	Regulacion (%)	Voltaje '(V)	Angulo (gra)
128	0	0	1.71	216.29	-0.31
311	0.1	0	1.63	216.48	-0.293
307	0.4	0.2	1.54	216.67	-0.276
135	0	0	1.42	216.91	-0.257
119	0	0	1.65	216.43	-0.298
320	0.4	0.2	1.64	216.45	-0.296
25	0	0	1.73	216.26	-0.312
319	0.3	0.1	1.68	216.37	-0.302
302	0.1	0	1.63	216.48	-0.294
308	0.2	0.1	1.43	216.9	-0.257
185	0	0	1.53	216.69	-0.276
291	0.3	0.1	1.45	216.86	-0.261
144	0	0	1.32	217.14	-0.238
209	0	0	1.34	217.09	-0.242
141	0	0	1.39	216.99	-0.251
266	0.2	0.1	1.36	217.04	-0.246
36	0	0	1.8	216.1	-0.326
309	0.2	0.1	1.72	216.28	-0.31
129	0	0	1.77	216.17	-0.32
312	0.6	0.3	1.73	216.26	-0.31
120	0	0	1.65	216.43	-0.298
321	0.4	0.2	1.66	216.41	-0.298
26	0	0	1.77	216.17	-0.32
318	0.3	0.1	1.74	216.25	-0.313
187	0	0	1.61	216.52	-0.29
272	0.3	0.1	1.32	217.13	-0.239
143	0	0	1.35	217.06	-0.245
208	0	0	1.39	216.99	-0.251
61	0	0	1.42	216.93	-0.256
142	0	0	1.38	217	-0.25
139	0	0	1.39	216.99	-0.251
138	0	0	1.85	216	-0.334
310	0.3	0.1	1.81	216.09	-0.326
130	0	0	1.8	216.11	-0.325
313	0.3	0.1	1.78	216.15	-0.32
130	0	0	1.8	216.11	-0.325
317	0.2	0.1	1.78	216.16	-0.321
188	0	0	1.68	216.36	-0.304
292	0.2	0.1	1.61	216.51	-0.291
271	0.4	0.2	1.36	217.04	-0.246
142	0	0	1.38	217	-0.25
295	0.3	0.1	1.39	216.98	-0.251
207	0	0	1.47	216.82	-0.265
62	0	0	1.42	216.93	-0.256
145	0	0	1.48	216.79	-0.268
269	0.1	0	1.42	216.92	-0.256
270	0.3	0.1	1.39	216.99	-0.25

'Rep orte de Fl ujo de Carga B alanceado
'(Infor macion de Nod s)

Circuit o >>>> E0005 <<<<
Fecha : 12/02/99
Hora : 10:46
Empresa : [ESCUELA P OLITECNICA NACIONAL]

Pagina : 4

Nodo	Carg a en Nodo kW	kVAr	Regulacion (%)	Voltaje '(V)	Angulo (gra)
53	0	0	1.87	215.97	-0.337
37	0	0	1.87	215.97	-0.337
52	0	0	1.84	216.02	-0.333
27	0	0	1.82	216.07	-0.329
131	0	0	1.82	216.08	-0.328
189	0	0	1.72	216.29	-0.31
293	0.4	0.2	1.69	216.33	-0.305
206	0	0	1.52	216.71	-0.274
294	0.2	0.1	1.47	216.81	-0.265
146	0	0	1.53	216.68	-0.277
268	0.6	0.3	1.49	216.76	-0.269
54	0	0	1.89	215.91	-0.342
329	0.3	0.1	1.87	215.96	-0.337
38	0	0	1.89	215.92	-0.342
331	0.6	0.3	1.88	215.94	-0.338
332	0.4	0.2	1.85	216	-0.334
50	0	0	1.81	216.08	-0.327
28	0	0	1.87	215.95	-0.338
316	0.4	0.2	1.83	216.04	-0.329
133	0	0	1.84	216.02	-0.332
323	0.3	0.1	1.82	216.06	-0.328
190	0	0	1.76	216.19	-0.318
205	0	0	1.55	216.64	-0.28
147	0	0	1.56	216.61	-0.283
344	0.1	0	1.54	216.67	-0.277
47	0	0	1.91	215.87	-0.345
328	0.3	0.1	1.9	215.9	-0.342
330	0.6	0.3	1.9	215.89	-0.342
333	0.4	0.2	1.82	216.06	-0.328
49	0	0	1.81	216.08	-0.327
192	0	0	1.8	216.1	-0.326
29	0	0	1.91	215.89	-0.344
315	0.4	0.2	1.88	215.93	-0.339
132	0	0	1.84	216.02	-0.332
324	0.6	0.3	1.85	216	-0.333
191	0	0	1.79	216.13	-0.323
334	0.1	0	1.76	216.19	-0.318
338	0.1	0	1.55	216.63	-0.281
204	0	0	1.58	216.58	-0.285
148	0	0	1.56	216.61	-0.283
149	0	0	1.58	216.58	-0.286
140	0	0	1.57	216.61	-0.283
48	0	0	1.91	215.87	-0.345
137	0	0	1.92	215.85	-0.347
327	0.2	0.1	1.92	215.86	-0.346
193	0	0	1.81	216.09	-0.327
191	0	0	1.79	216.13	-0.323

'Rep orte de Fl ujo de Carga B alanceado
'(Infor macion de Nod s)

Circuit o >>>> E0005 <<<<
Fecha : 12/02/99
Hora : 10:46
Empresa : [ESCUELA F OLITECNICA NACIONAL]

Pagina : 5

Nodo	Carg a en Nodo kW	kVAr	Regulacion (%)	Voltaje '(V)	Angulo (gra)
137	0	0	1.92	215.85	-0.347
314	0.1	0	1.91	215.88	-0.344
203	0	0	1.59	216.55	-0.288
342	0.1	0	1.57	216.61	-0.283
150	0	0	1.59	216.55	-0.288
341	0.4	0.2	1.59	216.56	-0.286
343	0.2	0.1	1.59	216.6	-0.284
66	0	0	1.93	215.84	-0.348
30	0	0	1.94	215.82	-0.35
194	0	0	1.81	216.09	-0.327
150	0	0	1.59	216.55	-0.288
202	0	0	1.62	216.5	-0.292
340	0.6	0.3	1.61	216.52	-0.289
56	0	0	1.95	215.79	-0.353
326	0.1	0	1.93	215.83	-0.348
326	0.3	0.1	1.94	215.81	-0.35
195	0	0	1.81	216.1	-0.326
335	0.6	0.3	1.83	216.06	-0.328
339	0.2	0.1	1.62	216.49	-0.292
201	0	0	1.64	216.45	-0.296
327	0.6	0.3	1.97	215.76	-0.354
196	0	0	1.79	216.13	-0.323
200	0	0	1.67	216.39	-0.301
197	0	0	1.76	216.19	-0.319
199	0	0	1.68	216.37	-0.303
198	0	0	1.71	216.31	-0.308
337	0.6	0.3	1.78	216.16	-0.32
198	0	0	1.71	216.31	-0.308

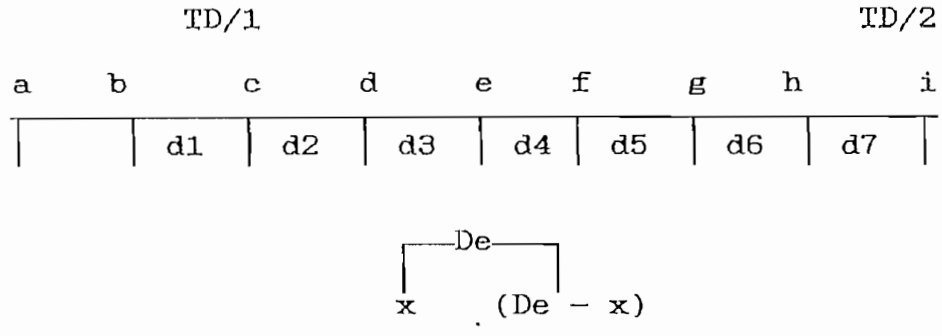
Resumen de flujo de carga balanceado transformador 05

Codigo d al Circuito :	E0005	
Marca de l Transformad or :	ECU	
Numero d e Serie Trans formador :	5	
Maxima R egulación	: 1.9700 (%)	
Perdidas de Potencia		
Perdidas Activas	: 0.2888 (kW)	
Perdidas de Energia		
Perdidas Fisicas	: 51.9840 (kWh)	
Energia Facturada	: 108288.000	(kWh)
Longitud total todas secciones	: 4554.4000	(m)
Usuario con peor volt aje	: 64	

ANEXO 2.10

ANALISIS DEL CIRCUITO BANQUEADO

El objetivo es buscar el punto en que los KVA-M TD/1 = KVA-M TD/2 como se explica en el siguiente gráfico.



KVA-M TD/1 = KVA-MTD/2

$$Dc(d1) + Dd(d1+d2) + x(d1+d2+d3) = Dg(d6) + Df(d6+d5) + (De-x)(d6+d5+d4)$$

Donde:

Da-b-c-... = Demanda diversificada a nivel de postes.

dn = Distancia entre postes.

x = Incógnita de manera que KVA-MT D/1 = KVA-M TD/2

Una vez calculado x el sistema se puede evaluar como si el punto (e) se encuentra abierto, analizando por separado a TD/1 y a TD/2 como sistemas radiales. El mismo procedimiento seguimos para los demás transformadores.(16)

Aplicando este procedimiento a nuestro caso tenemos:

MALLA 1

1 - KVA-M CT3 = KVA-M CT4

$$9.84(20) + 4.42(40) + X(70) = 26.24(20) + 4.42(40) + (9.02 - X)(70)$$

$$X = 6.85$$

2.- KVA-M CT3 = KVA-M CT5

$$9.43(30) + 3.81(60) + X(70) = 10.65(30) + 4.42(70) + (12.67 - X)(100)$$

$$X = 8.14$$

3.- KVA-M CT5 = KVA-M CT6

$$17.47(20) + 5.98(40) + X(90) = 8.18(30) + 11.87(70) + (10.25 - X)(100)$$

$$X = 7.96$$

4.- KVA-M CT6 = KVA-M CT7

$$21.46(40) + 5.98(60) + 6.44(90) + 5.49(120) + X(142) = 16.68(20) + 3.81(40) + 7.76(74) + 8.6(120) + (53.29 - X)(132)$$

$$X = 24.34$$

5.- KVA-M CT7 = KVA-M CT9

$$8.18(30) + X(50) = 6.44(30) + 6.44(60) + (38.97 - X)(80)$$

$$X = 26.55$$

6.- KKVA-M CT9 = KVA-M CT4

$$11.46(40) + 2.27(70) + 6.89(90) + 8.18(110) + X(140) = 14.28(80) + 10.65(170) + 4.42(250) + (16.68 - X)(270)$$

$$X = 15.66$$

MALLA 2

1.- KVA-M CT23 = KVA-M CT25

3.81(30) +10.65(50) +2.27 (70) +X(100) = 15.48(25) +4.98(50) +(7.76-X)(80)

X = 2.506

2.- KVA-M CT25 =KVA-M CT08

3.10(20) +4.98(120) + X(190) = 3.10(15) +5.49(40) +4.98(80) +10.25(110) +(8.18-X)(130)

X = 6.86

3.- KVA-M CT08 = KVA-M CT10

9.43(35) +13.07(85) + X(115) = 18.27(20) +9.02(70) + 1.26(110) + (15.88-X)(120)

X = 6.8

4.- KVA-M CT10 = KVA-M CT11

13.88(20) +1.26(40) +3.10(70) +2.27(100) +16.68(130) +2.27(150) +X(180) = 5.49(30) +5.49(70) +12.67(100) +4.98(120) +(6.89-X)(150)

X = 0.50

5.- KVA-M CT11 =KVA-M CT24

5.98(30) +3.10(60) +X(100) = 13.88(20) +4.42(50) +(5.49-x)(90)

X = 3.3

6.- KVA-M CT24 = KVA-M CT23

6.44(30) +3.10(60) +4.42(80) +2.27(100) +X(130) = 5.98(35) +3.10(60) +1.26(75) +(9.84-X)(105)

X = 2.4

ANEXO 2.11

MATERIALES Y EQUIPOS REUTILIZABLES
REMODELACION DE REDES CENTRO DE IBARRA

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
	TRANSFORMADORES		
A-01	Transformador trifásico de 60 KVA relación 6300/13200-220/127 V	c/u	1
	EQUIPOS DE PROTECCION		
B-01	Pararrayos de 10 KV	c/u	3
B-02	Seccionador 15 Kv 100 A	c/u	3
	ALUMBRADO PUBLICO		
C-01	Luminaria vapor de sodio 250 W	c/u	40
C-02	Luminaria vapor de sodio 150 W	c/u	38
C-03	Lámpara vapor de sodio 250 W	c/u	40
C-04	Lámpara vapor de sodio 1500 W	c/u	38
C-05	Caja térmica monofásica 30 A	c/u	22
C-06	Interruptor térmico monofásico	c/u	22
C-07	Relé con fotocelda	c/u	22
	AISLAMIENTOS		
D-01	Aislador de retención ANSI 54-2	c/u	10
D-02	Aislador suspensión ANSI 52-1	c/u	180
D-03	Aislador pin ANSI 55-4	c/u	465
D-04	Aislador rollo ANSI 53-2	c/u	2100
	CONDUCTORES DESNUDOS		
E-01	Conductor de Cu suave No 1/0	m	11400
E-02	Conductor de Cu suave No 2	m	15880
E-03	Conductor de Cu suave No 4	m	15940

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
E-04	Conductor rígido de cobre No 6	m	17760
E-05	Conductor rígido de cobre No 8	m	13540
	CONDUCTORES AISLADOS		
F-01	Conductor de cobre TTU No 1/0	m	9600
F-02	Conductor de cobre TTU No 2	m	3200
F-03	Conductor de cobre TTU No 4	m	3200
	ACCESORIOS PARA CONDUCTORES		
G-01	Grapa terminal apernada	c/u	18
	PUESTAS A TIERRA		
H-01	Varilla copperweld de 1.8 m.	c/u	20
H-02	Conector para varilla copperweld	c/u	20
	POSTES		
I-01	Postes de hormigón 9 m.	c/u	159
I-02	Postes de hormigón 11 m.	c/u	258
	HERRAJES GALVANIZADOS		
J-01	Abrazadera simple de rack	c/u	784
J-02	Abrazadera simple para pie amigo	c/u	155
J-03	Abrazadera doble para pie amigo	c/u	6
J-04	Abrazadera simple tipo taller	c/u	78
J-05	Bastidor para secundario de 5 vías	c/u	372
J-06	Bastidor para secundario de 2 vías	c/u	81
J-07	Bastidor para secundario de 3 vías	c/u	12

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
J-08	Bastidor para secundario de 4 vías	c/u	10
J-09	Brazo tensor farol 2´´x 2 mt	c/u	4
J-10	Cable de acero de 3/8´´	m	4000
J-11	Cruceta de hierro" L" 1.8 m	c/u	171
J-12	Cruceta de hierro" U" de 2.40 m	c/u	30
J-13	Grapa mordaza tres pernos	c/u	11
J-14	Guardacabos de 5/8´´	c/u	11
J-15	Horquillas de anclaje	c/u	11
J-16	Perno U de 5/8´´	c/u	155
J-17	Perno de ojo de 5/8 x 16´´	c/u	18
J-18	Perno pin espiga corta	c/u	465
J-19	Perno rosca corrida de 1/2 x 4 1/2´´	c/u	167
J-120	Perno máquina de 5/8 x 14´´	c/u	12
J-21	Platina para pie de amigo	c/u	167
J-22	Varilla de anclaje de 1.5 mt	c/u	11
	MISCELANEOS		
L-01	Bloque de anclaje	c/u	11

ANEXO 3.1

DEMANDA DIVERSIFICADA

Eo=141 Kwh/mes/ab

No. abon.	DMDo KVA	DMDf(10 ANIOS) KVA	DMDf(15 ANIOS) KVA
1	1.26	2.49	3.01
2	2.27	4.30	5.05
3	3.10	5.70	6.61
4	3.81	6.87	7.94
5	4.42	7.91	9.15
6	4.98	8.89	10.30
7	5.49	9.81	11.42
8	5.98	10.72	12.52
9	6.44	11.60	13.60
10	6.89	12.47	14.68
11	7.33	13.34	15.75
12	7.76	14.19	16.81
13	8.18	15.05	17.87
14	8.60	15.90	18.94
15	9.02	16.75	20.00
16	9.43	17.59	21.05
17	9.84	18.44	22.11
18	10.25	19.28	23.17
19	10.65	20.13	24.23
20	11.06	20.97	25.28
21	11.46	21.81	26.34
22	11.87	22.65	27.39
23	12.27	23.49	28.45
24	12.67	24.33	29.50
25	13.07	25.17	30.56
26	13.48	26.01	31.61
27	13.88	26.85	32.66
28	14.28	27.69	33.72
29	14.68	28.53	34.77
30	15.08	29.37	35.83
31	15.48	30.21	36.88

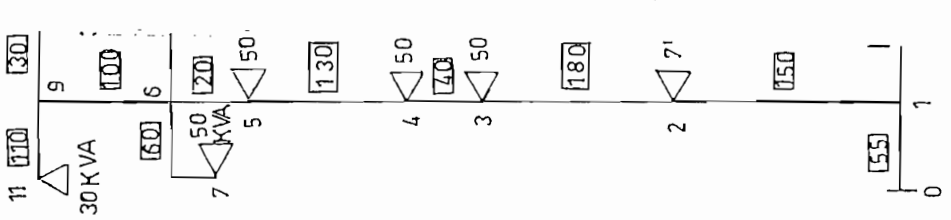
32	15.88	31.05	37.93
33	16.28	31.89	38.99
34	16.68	32.73	40.04
35	17.07	33.57	41.09
36	17.47	34.41	42.15
37	17.87	35.25	43.20
38	18.27	36.09	44.25
39	18.67	36.92	45.31
40	19.07	37.76	46.36
41	19.47	38.60	47.41
42	19.87	39.44	48.47
43	20.26	40.28	49.52
44	20.66	41.12	50.57
45	21.06	41.96	51.63
46	21.46	42.79	52.68
47	21.86	43.63	53.73
48	22.26	44.47	54.79
49	22.65	45.31	55.84
50	23.05	46.15	56.89
51	23.45	46.99	57.95
52	23.85	47.82	59.00
53	24.25	48.66	60.05
54	24.64	49.50	61.11
55	25.04	50.34	62.16
56	25.44	51.18	63.21
57	25.84	52.02	64.27
58	26.24	52.86	65.32
59	26.63	53.69	66.37
60	27.03	54.53	67.42
61	27.43	55.37	68.48
62	27.83	56.21	69.53
63	28.23	57.05	70.58
64	28.62	57.88	71.64
65	29.02	58.72	72.69
66	29.42	59.56	73.74
67	29.82	60.40	74.80
68	30.22	61.24	75.85
69	30.61	62.08	76.90
70	31.01	62.91	77.96
71	31.41	63.75	79.01
72	31.81	64.59	80.06

73	32.21	65.43	81.11
74	32.60	66.27	82.17
75	33.00	67.10	83.22
76	33.40	67.94	84.27
77	33.80	68.78	85.33
78	34.19	69.62	86.38
79	34.59	70.46	87.43
80	34.99	71.30	88.49
81	35.39	72.13	89.54
82	35.79	72.97	90.59
83	36.18	73.81	91.64
84	36.58	74.65	92.70
85	36.98	75.49	93.75
86	37.38	76.33	94.80
87	37.77	77.16	95.86
88	38.17	78.00	96.91
89	38.57	78.84	97.96
90	38.97	79.68	99.02
91	39.37	80.52	100.07
92	39.76	81.35	101.12
93	40.16	82.19	102.17
94	40.56	83.03	103.23
95	40.96	83.87	104.28
96	41.35	84.71	105.33
97	41.75	85.55	106.39
98	42.15	86.38	107.44
99	42.55	87.22	108.49
100	42.95	88.06	109.55
101	43.34	88.90	110.60
102	43.74	89.74	111.65
103	44.14	90.57	112.70
104	44.54	91.41	113.76
105	44.93	92.25	114.81
106	45.33	93.09	115.86
107	45.73	93.93	116.92
108	46.13	94.76	117.97
109	46.52	95.60	119.02
110	46.92	96.44	120.08
111	47.32	97.28	121.13
112	47.72	98.12	122.18
113	48.12	98.96	123.23

114	48.51	99.79	124.29
115	48.91	100.63	125.34
116	49.31	101.47	126.39
117	49.71	102.31	127.45
118	50.10	103.15	128.50
119	50.50	103.98	129.55
120	50.90	104.82	130.61
121	51.30	105.66	131.66
122	51.70	106.50	132.71
123	52.09	107.34	133.76
124	52.49	108.18	134.82
125	52.89	109.01	135.87
126	53.29	109.85	136.92
127	53.68	110.69	137.98
128	54.08	111.53	139.03
129	54.48	112.37	140.08
130	54.88	113.20	141.14
131	55.27	114.04	142.19
132	55.67	114.88	143.24
133	56.07	115.72	144.29
134	56.47	116.56	145.35
135	56.87	117.39	146.40
136	57.26	118.23	147.45
137	57.66	119.07	148.51
138	58.06	119.91	149.56
139	58.46	120.75	150.61
140	58.85	121.59	151.67
141	59.25	122.42	152.72
142	59.65	123.26	153.77
143	60.05	124.10	154.82
144	60.44	124.94	155.88
145	60.84	125.78	156.93
146	61.24	126.61	157.98
147	61.64	127.45	159.04
148	62.04	128.29	160.09
149	62.43	129.13	161.14
150	62.83	129.97	162.20
151	63.23	130.81	163.25
152	63.63	131.64	164.30
153	64.02	132.48	165.35

154	64.42	133.32	166.41
155	64.82	134.16	167.46
156	65.22	135.00	168.51
157	65.61	135.83	169.57
158	66.01	136.67	170.62
159	66.41	137.51	171.67
160	66.81	138.35	172.73
161	67.21	139.19	173.78
162	67.60	140.02	174.83
163	68.00	140.86	175.88
164	68.40	141.70	176.94
165	68.80	142.54	177.99
166	69.19	143.38	179.04
167	69.59	144.22	180.10
168	69.99	145.05	181.15
169	70.39	145.89	182.20
170	70.78	146.73	183.26

ANEXO 3.2


30
100
20
50
130
50
40
50
180
7'
150
110
60
50 KVA
55
30 KVA
11
9
6
7
5
4
3
2
1
0

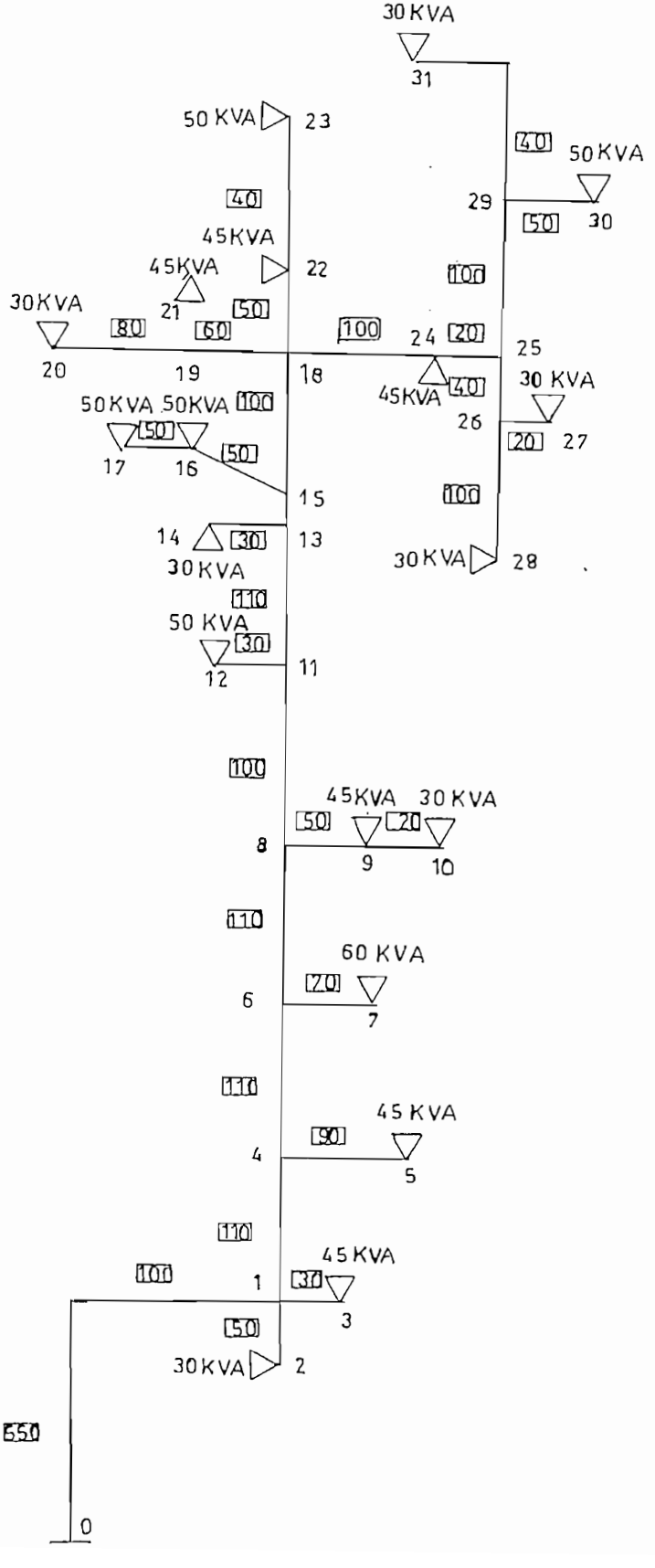
	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS PRIMARIOS						HOJA: FECHA: Sep 98			
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS ISARRA					TENSION: 13.2 KV			No FASES		3
No. DEL PROYECTO PRIMARIO 1					LIMITE DE CAIDA DE TENSION				1 %	
TIPO DE INSTALACION AEREA					MATERIAL DEL CONDUCTOR				CU	
ESQUEMA					LINEA			COMPUTO		
TRAMO		CENTRO DE TRANSFORMACI						AV %		
DESIGN	LONG.(K	No	KVA	KVA TOT	No FAS	CALIBR	KVA-KM	KVA-KM	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	0.033			2685	3	4	1636	146.575	0.089	0.089
1-2	0.05	CT-6	75	410	3	4	1636	20.5	0.012	0.101
2-3	0.18	CT-5	50	335	3	4	1636	60.3	0.036	0.137
3-4	0.04	CP-3	50	285	3	4	1636	11.4	0.007	0.144
4-5	0.13	CT-8	50	285	3	4	1636	80.55	0.018	0.163
5-6	0.02			185	3	4	1636	3.7	0.002	0.165
6-7	0.06	CT-2	50	50	3	6	740	3	0.004	0.169
6-8	0.17	CT-4	75	75	3	6	740	12.75	0.017	0.182
6-9	0.1			80	3	4	1636	8	0.004	0.186
9-10	0.08	CP-2	80	80	3	6	1115	0.8	0.001	0.189
9-11	0.11	CT-1	50	80	3	6	740	8.8	0.004	0.178
1-12	0.11			2255	3	4	1636	248.05	0.150	0.388
12-13	0.08	CT-10	75	75	3	6	1115	6	0.005	0.244
12-14	0.02	CP-4	50	2180	3	4	1636	43.6	0.026	0.265
14-15	0.09			2180	3	4	1636	191.7	0.116	0.380
15-16	0.015	CP-6	80	180	3	6	1115	1.35	0.002	0.382
16-17	0.03	CP-5	100	100	3	6	1115	3	0.003	0.385
15-18	0.025	CT-7	45	410	3	6	1115	10.25	0.009	0.390
18-19	0.07			365	3	6	1115	25.55	0.023	0.412
19-20	0.05	CT-9	75	125	3	6	1115	6.25	0.006	0.418
20-21	0.03	CP-12	50	50	3	6	1115	1.5	0.001	0.419
19-22	0.02	CP-7	75	75	3	6	1115	1.5	0.001	0.414
19-23	0.02	CP-8	45	165	3	6	1115	3.3	0.003	0.415
23-24	0.03	CP-9	120	120	3	6	1115	3.6	0.003	0.419
10-25	0.23	CT-11	50	1090	3	4	1636	365.7	0.221	0.601
25-26	0.19			1540	3	4	1636	292.6	0.177	0.778
26-27	0.08	CP-18	45	450	3	6	1115	28.8	0.026	0.804
27-28	0.03	CP-15	75	495	3	6	1115	18.05	0.012	0.815
28-29	0.05	CP-14	30	360	3	6	1115	18	0.016	0.832
29-30	0.02	CP-13	200	330	3	6	1115	6.6	0.006	0.838
30-31	0.05			130	3	6	1115	6.5	0.006	0.843
31-32	0.03	CT-3/CP-1	100	100	3	6	1115	3	0.003	0.846
31-33	0.02	CP-11	30	30	3	6	1115	0.6	0.001	0.844
33-34	0.01	CT-12	50	1080	3	6	1115	10.8	0.010	0.787
34-35	0.02			1010	3	6	1115	20.2	0.018	0.806
35-38	0.12			595	3	6	1115	71.4	0.064	0.870
35-36	0.06	CP-16	45	145	3	6	740	11.6	0.016	0.821
36-37	0.01	CP-17	100	100	3	6	740	1	0.001	0.823
38-41	0.07	CT-29	45	95	3	6	740	6.65	0.006	0.879
41-42	0.03	CP-21	50	50	3	6	740	1.5	0.002	0.881
38-39	0.09			500	3	6	1115	45	0.040	0.910
39-40	0.02	CP-28	30	30	3	6	1115	0.6	0.001	0.910
39-43	0.09	CT-28	50	470	3	6	1115	42.3	0.038	0.948
43-44	0.02			420	3	6	1115	8.4	0.008	0.955

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS PRIMARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA	TENSION: 13.8 KV	No FASES	3
No. DEL PROYECTO PRIMARIO 1	LIMITE DE CAIDA DE TENSION		1 %
TIPO DE INSTALACION AEREA	MATERIAL DEL CONDUCTOR	ACSR	

ESQUEMA					LINEA			COMPUTO		
TRAMO		CENTRO DE TRANSFORMACI						AV %		
DESIGN	LONG.(K	No	KVA	KVA TOT	No FAS	CALIBR	KVA-KM	KVA-KM	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
44-45	0.07	CP-32	300	300	3	6	1113	21	0.019	0.874
44-46	0.15	CT-30	45	120	3	6	1113	18	0.016	0.872
46-47	0.08	CP-28	75	75	3	6	1113	2.25	0.002	0.878
35-48	0.11			270	3	6	1113	29.7	0.027	0.852
48-49	0.16	CT-15	45	45	3	6	1113	7.2	0.006	0.898
48-50	0.05	CT-13	45	45	3	6	1113	2.25	0.002	0.894
48-51	0.13	CT-14	45	180	3	6	1113	23.4	0.021	0.853
51-52	0.08			135	3	6	1113	10.8	0.010	0.883
52-53	0.07	CT-15	30	30	3	6	1113	2.1	0.002	0.885
52-54	0.11			105	3	6	1113	11.55	0.010	0.878
54-57	0.14	CP-20	30	30	3	6	1113	4.2	0.004	0.877
54-55	0.015	CT-16	30	75	3	6	1113	1.125	0.001	0.874
55-56	0.02	CP-18	45	45	3	6	1113	0.6	0.001	0.875

RED PROYECTADA A 13.2 KV PRIMARIO No 5
DIAGRAMA UNIFILAR

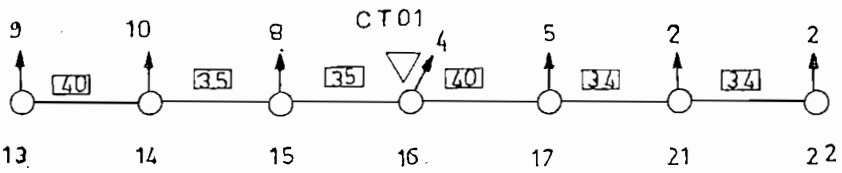


	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS PRIMARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		TENSION: 13.2 KV	No FASE 3
No. DEL PROYECTO PRIMARIO 5		LIMITE DE CAIDA DE TENSION	1 %
TIPO DE INSTALACION AEREA		MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU

ESQUEMA					LINEA			COMPUTO		
TRAMO		CENTRO DE TRANSFORM						AV %		
DESIGN	LONG.(K	No	KVA	KVA TOT	No FAS	CALIBR	KVA-KM	KVA-KM	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	0.85			790	3	4	1656	673.5	0.310	0.31
1-2	0.05	CP-1	30	30	3	8	740	1.5	0.002	0.31
1-3	0.03	CT-34	45	45	3	4	1656	1.35	0.001	0.31
1-4	0.11			715	3	4	1656	78.65	0.047	0.36
4-5	0.09	CT-33	45	45	3	8	740	4.05	0.005	0.36
4-6	0.11			670	3	4	1656	73.7	0.045	0.40
6-7	0.07	CT-32	60	60	3	8	740	4.2	0.006	0.41
6-8	0.11			610	3	4	1656	67.1	0.041	0.44
8-9	0.05	CP-27	45	75	3	8	740	3.75	0.005	0.45
9-10	0.02	CT-31	30	30	3	8	740	0.6	0.001	0.45
9-11	0.1			555	3	4	1656	55.5	0.032	0.47
11-12	0.03	CT-24	50	50	3	6	1115	1.5	0.001	0.48
11-13	0.11			485	3	6	1115	53.35	0.048	0.52
13-14	0.03	CT-25	30	30	3	6	1115	0.9	0.001	0.52
13-15	0.01			455	3	6	1115	4.55	0.004	0.53
15-16	0.05	CP-26	50	100	3	8	740	5	0.007	0.53
16-17	0.05	CP-25	50	50	3	8	740	2.5	0.003	0.54
15-18	0.1			355	3	6	1115	35.5	0.032	0.56
18-19	0.06			75	3	8	740	4.5	0.006	0.56
19-20	0.08	CT-22	30	30	3	8	740	2.4	0.003	0.57
19-21	0.03	CT-23	45	45	3	8	740	1.35	0.002	0.57
18-22	0.05	CT-20	45	85	3	6	1115	4.75	0.004	0.58
22-23	0.04	CP-24	50	50	3	6	1115	2	0.002	0.58
18-24	0.1	CT-21	45	185	3	6	1115	18.5	0.017	0.59
24-25	0.02			140	3	8	1115	2.8	0.003	0.59
25-26	0.04			80	3	6	1115	2.4	0.002	0.59
26-27	0.02	CT-26	30	30	3	8	1115	0.6	0.001	0.59
26-28	0.1	CT-27	30	30	3	6	1115	3	0.003	0.59
25-29	0.1			80	3	8	1115	8	0.007	0.59
29-30	0.05	CT-19	50	50	3	6	1115	2.5	0.002	0.59
28-31	0.14	CT-17	30	30	3	6	1115	4.2	0.004	0.59

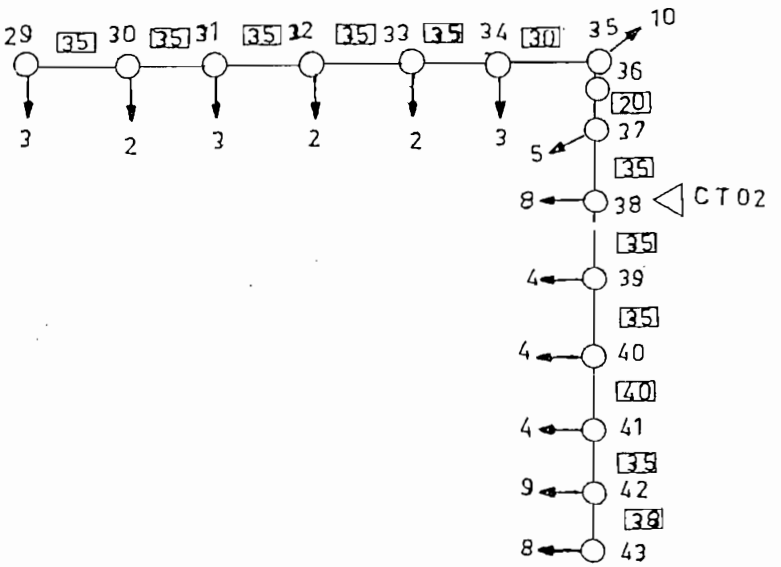
	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-01	80 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
16-17	40	9	8.44	2	628	257.6	0.41	0.41
17-21	34	4	3.81	2	628	129.54	0.21	0.62
21-22	34	2	2.27	2	628	77.18	0.12	0.74
16-15	35	27	13.88	2	628	485.8	0.77	1.11
15-14	35	18	10.65	2	628	372.75	0.59	1.70
14-13	40	9	8.44	2	628	257.6	0.41	2.11

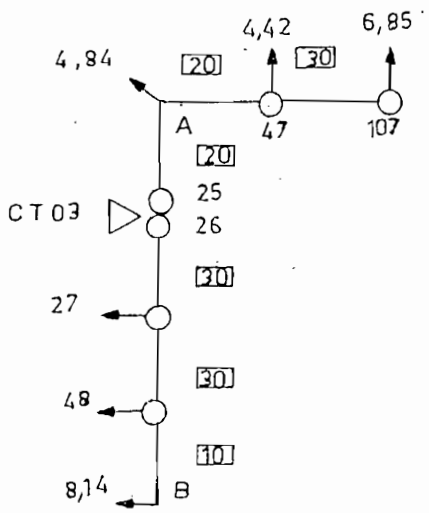
	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-02	50 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
29-37	35	30	15.09	2	628	527.8	0.84	0.84
37-38	20	25	13.07	2	628	261.4	0.42	1.26
38-34	30	15	9.02	2	628	270.6	0.43	1.69
34-33	35	12	7.76	2	628	271.6	0.43	2.12
33-32	35	10	6.89	2	628	241.15	0.38	2.50
32-31	35	8	5.95	2	628	208.3	0.33	2.84
31-30	35	5	4.42	2	628	154.7	0.25	3.08
30-29	35	3	3.1	2	628	108.5	0.17	3.26
38-39	35	29	14.66	2	628	513.8	0.82	0.78
38-40	35	25	13.07	2	628	457.45	0.73	1.51
40-41	40	21	11.46	2	628	458.4	0.73	2.24
41-42	35	17	9.84	2	628	344.4	0.55	2.79
42-43	38	8	5.98	2	628	227.24	0.36	3.15

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

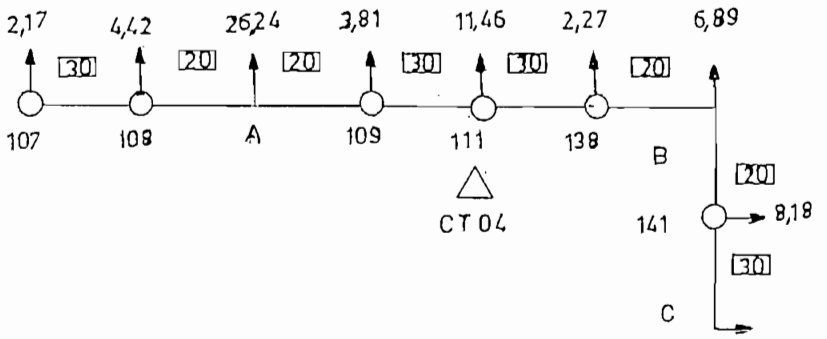
PROYECTO:	CIRCUITOS PROYECTADOS IB	CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-03	50 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[25-A]	20	21.11	1/0	805	422.2	0.47	0.47
A-47	20	11.27	1/0	805	225.4	0.25	0.72
47-107	30	6.85	1/0	805	205.5	0.23	0.94
26-27	30	21.39	1/0	805	641.4	0.71	0.71
27-48	30	11.95	1/0	805	358.5	0.40	1.10
[48-B]	10	9.14	1/0	805	91.4	0.09	1.19

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

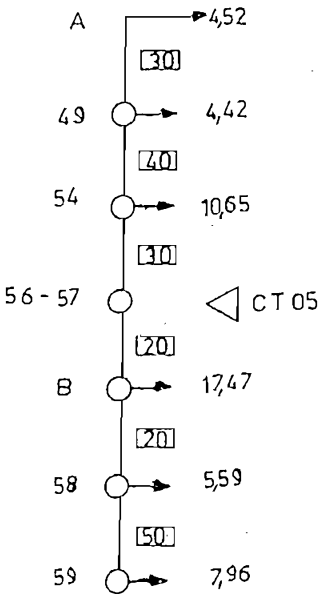
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IB		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-04	75 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.0%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
111-109	30	36.84	1/0	905.3	1099.2	1.21	1.21
[109-A]	20	32.83	1/0	905.3	658.6	0.73	1.94
A-108	20	6.59	1/0	905.3	131.9	0.15	2.09
108-107	30	2.17	1/0	905.3	65.1	0.07	2.16
111-138	30	33	1/0	905.3	990	1.09	1.09
[138-B]	20	30.73	1/0	905.3	614.6	0.68	1.77
B-141	20	23.84	1/0	905.3	476.8	0.53	2.30
[141-C]	30	15.66	1/0	905.3	469.9	0.52	2.82

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

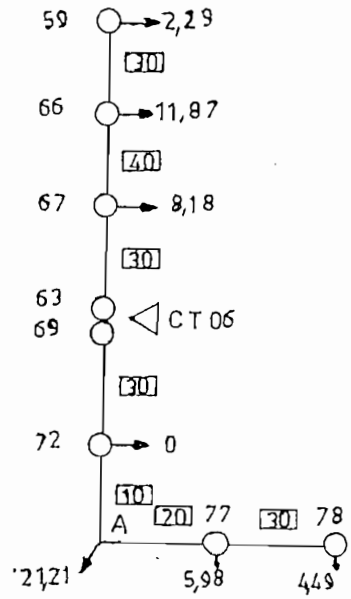
PROYECTO:	CIRCUITOS PROYECTADOS IB	CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-05	50 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
57-54	30	19.59	1/0	905	587.7	0.65	0.65
54-49	40	8.94	1/0	905	357.6	0.40	1.04
[49-A]	30	4.52	1/0	905	135.6	0.15	1.19
[57-B]	20	31.41	1/0	905	628.2	0.69	0.69
B-58	20	13.94	1/0	905	278.8	0.31	1.00
58-59	50	7.96	1/0	905	399	0.44	1.44

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

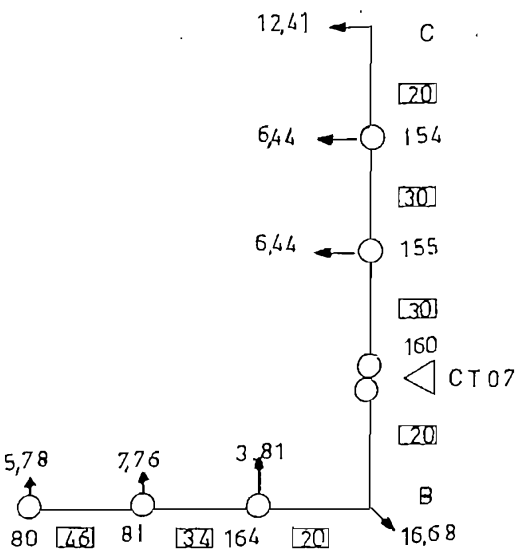
PROYECTO:	CIRCUITOS PROYECTADOS IB		CENTRO DE TRANSFORMACION		
No. DEL PROYECTO			No. CT-06	75	KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA		USUARIO TIPO		B
TENSION 220/110 V N. FASES		3	DMU	1.26	KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%		MATERIAL DEL CONDUCTOR		CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
66-67	30	22.34	1/0	905	670.2	0.74	0.74
67-66	40	14.16	1/0	905	566.4	0.63	1.37
66-59	30	2.29	1/0	905	68.7	0.08	1.44
66-72	30	31.97	1/0	905	956.1	1.06	1.06
[72-A]	10	31.97	1/0	905	319.7	0.35	1.41
A-77	20	10.47	1/0	905	209.4	0.23	1.64
77-78	30	4.49	1/0	905	134.7	0.15	1.79

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

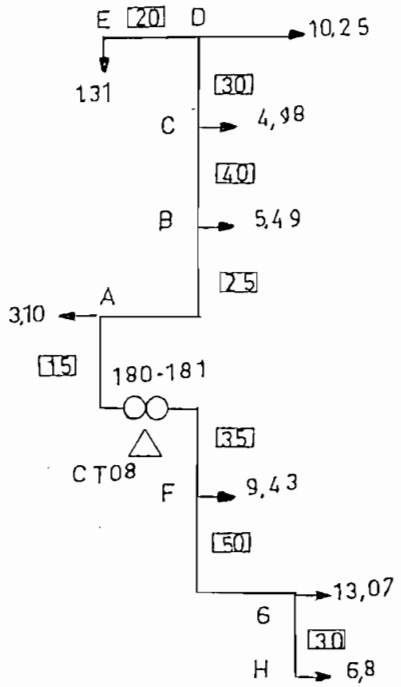
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IB		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-07	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[160-B]	20	34.03	1/0	905	680.6	0.75	0.75
B-164	20	17.36	1/0	905	347	0.38	1.14
164-81	34	13.54	1/0	905	460.36	0.51	1.64
81-80	46	5.78	1/0	905	265.88	0.29	1.94
160-155	30	35.29	1/0	905	758.7	0.84	0.84
155-154	30	19.85	1/0	905	565.5	0.62	1.46
[154-C]	20	12.41	1/0	905	249.2	0.27	1.74

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

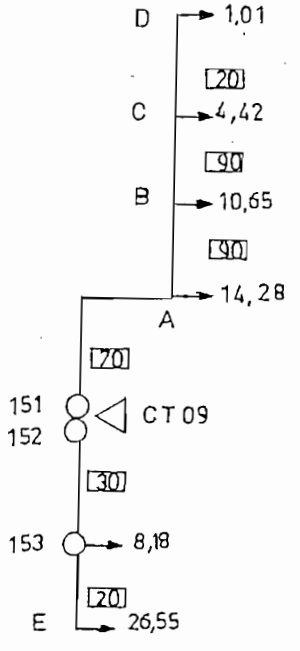
PROYECTO:	CIRCUITOS PROYECTADOS IB	CENTRO DE TRANSFORMACION		
No. DEL PROYECTO		No. CT-08	50	KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO		B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26	KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR		CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[180-A]	15	25.13	1/0	1170	376.95	0.32	0.32
A-B	25	22.03	1/0	1170	550.75	0.47	0.79
B-C	40	16.54	1/0	1170	661.6	0.57	1.36
C-D	30	11.56	1/0	1170	346.8	0.30	1.65
D-E	20	1.31	1/0	1170	26.2	0.02	1.68
[181-F]	35	29.3	1/0	1170	1025.5	0.88	0.88
F-G	50	19.97	1/0	1170	998.5	0.85	1.73
G-H	30	6.8	1/0	905	204	0.23	1.95

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

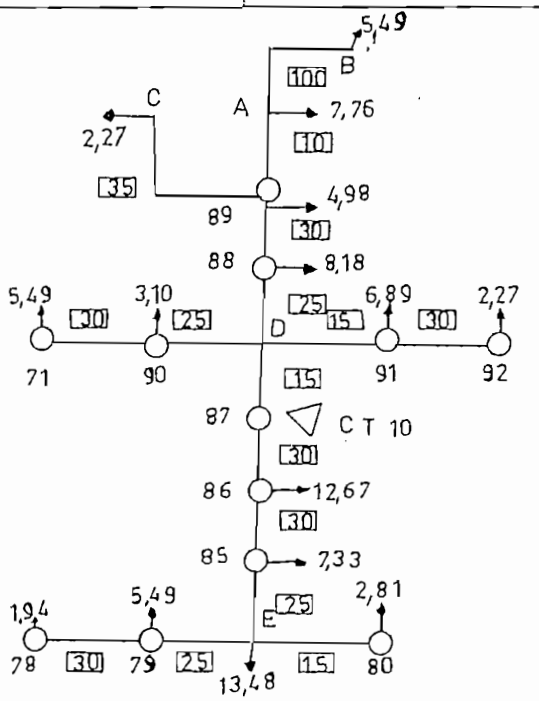
PROYECTO:	CIRCUITOS PROYECTADOS IB	CENTRO DE TRANSFORMACION		
No. DEL PROYECTO		No. CT-09	75	KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO		B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26	KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR		CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[151-A]	80	30.36	1/0	1170	2428.8	2.08	2.08
[A-B]	80	18.08	1/0	1170	1447.2	1.24	3.31
[B-C]	80	5.43	1/0	1170	434.4	0.37	3.68
[C-D]	20	1.01	1/0	1170	20.2	0.02	3.70
152-153	30	34.73	1/0	805	1041.9	1.15	1.15
[153-E]	20	26.55	1/0	805	531	0.59	1.74

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

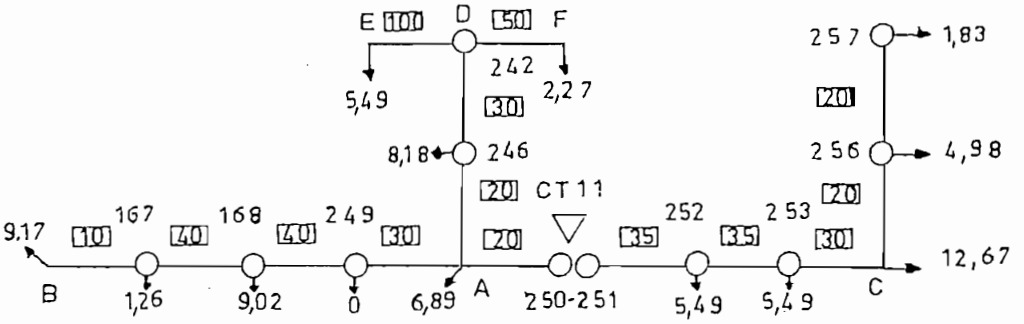
PROYECTO:	CIRCUITOS PROYECTADOS IBAR	CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-10	75 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	6
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.0%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
(87-D)	15	46.87	1/0	905.3	703.05	0.78	0.78
D-88	25	29.12	1/0	905.3	728	0.80	1.58
88-89	30	20.94	1/0	905.3	628.2	0.69	2.27
(89-A)	10	18.25	1/0	1170	182.5	0.11	2.39
(A-B)	100	5.49	1/0	1170	549	0.47	2.86
(89-C)	35	2.71	1/0	1170	94.85	0.08	2.36
D-90	25	8.58	1/0	905.3	214.75	0.24	1.01
90-71	30	5.49	1/0	905.3	164.7	0.18	1.20
D-91	15	9.16	1/0	905.3	137.4	0.15	0.93
91-92	30	2.27	1/0	905.3	68.1	0.08	1.00
87-86	50	30.24	1/0	905.3	907.2	1.00	1.00
86-85	80	17.57	1/0	905.3	527.1	0.58	1.58
(85-E)	35	10.24	1/0	905.3	358	0.28	1.87
E-80	15	2.81	1/0	905.3	42.15	0.05	1.91
E-79	25	7.43	1/0	905.3	185.75	0.21	2.07
79-78	30	1.94	1/0	905.3	58.2	0.06	2.14

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

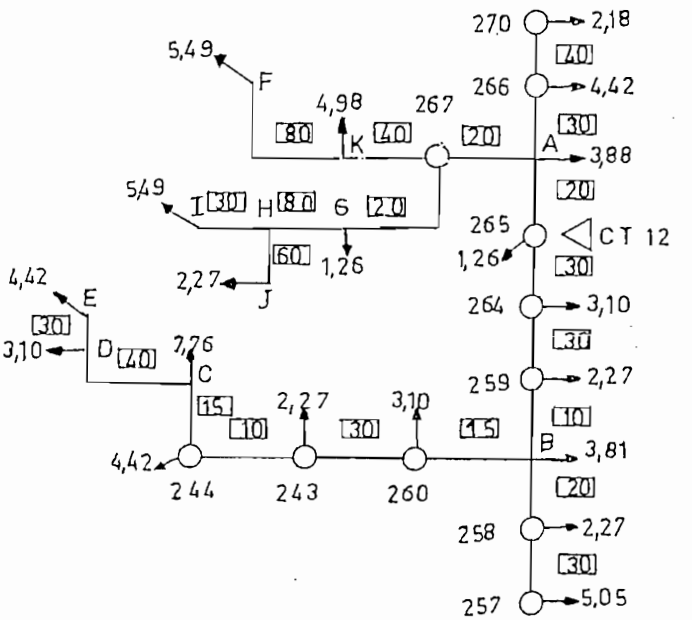
PROYECTO:	CIRCUITOS PROYECTADOS IB	CENTRO DE TRANSFORMACION		
No. DEL PROYECTO		No. CT-11	30	KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO		B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26	KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.0%	MATERIAL DEL CONDUCTOR		CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
[250-A]	20	40.27	1/0	905.28	805.4	0.89	0.89
A-249	30	19.35	1/0	905.28	580.5	0.64	1.53
249-168	40	19.35	1/0	905.28	774	0.85	2.39
168-167	40	10.33	1/0	905.28	413.2	0.46	2.84
[167-B]	10	9.07	1/0	905.28	90.7	0.10	2.94
A-246	20	20.92	1/0	905.28	418.4	0.46	1.35
246-242	30	12.74	1/0	905.28	382.2	0.42	1.77
D-E	100	5.49	1/0	1170	549	0.47	2.24
D-F	50	2.27	1/0	1170	113.5	0.10	1.87
251-252	35	30.48	1/0	905.28	1066.1	1.18	1.18
252-253	35	24.97	1/0	905.28	873.95	0.97	2.14
[253-C]	30	19.49	1/0	905.28	584.4	0.65	2.79
C-256	20	6.81	1/0	905.28	136.2	0.15	2.94
256-257	30	1.83	1/0	905.28	54.9	0.06	3.00

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

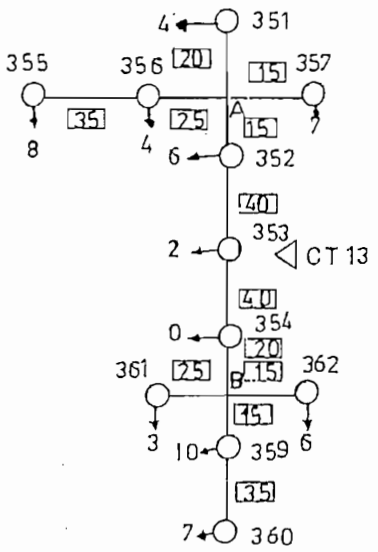
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IB		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-12	30 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	S	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
(265-A)	20	30.65	1/0	805.3	819	0.88	0.68
A-268	80	6.6	1/0	805.3	188	0.22	0.90
268-270	40	2.18	1/0	805.3	87.2	0.10	1.00
A-267	20	10.47	1/0	805.3	208.4	0.28	0.92
(267-E)	40	10.47	1/0	1170	418.8	0.88	1.27
E-F	80	5.49	1/0	1170	458.2	0.88	1.65
(267-G)	20	9.02	1/0	1170	180.4	0.15	1.07
G-H	80	7.76	1/0	1170	620.8	0.53	1.60
H-I	80	5.49	1/0	1170	164.7	0.14	1.74
H-J	60	2.27	1/0	1170	188.2	0.12	1.72
265-264	80	38.76	1/0	805.3	1102.5	1.22	1.02
264-259	80	84.66	1/0	805.3	1088.8	1.15	2.87
(259-B)	10	30.38	1/0	805.3	908.9	0.34	2.70
B-258	20	7.82	1/0	805.3	148.4	0.18	2.88
258-257	30	5	1/0	805.3	150	0.17	3.09
B-260	15	28.07	1/0	805.3	848.05	0.28	2.17
260-248	80	20.97	1/0	805.3	629.1	0.69	2.86
248-244	10	18.7	1/0	805.3	187	0.21	3.07
(244-C)	15	13.28	1/0	1170	199.2	0.17	3.24
C-D	40	7.52	1/0	1170	300.8	0.26	3.50
D-E	80	4.42	1/0	1170	182.6	0.11	3.61

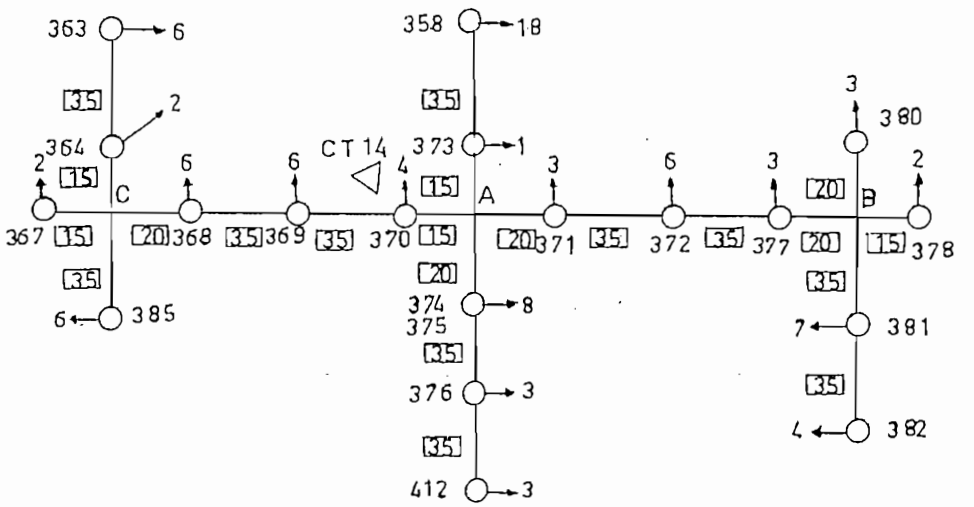
	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-13	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
353-352	40	39	14.69	2	828	587.2	0.94	0.94
[352-A]	15	23	12.27	2	828	184.05	0.29	1.23
A-351	20	4	3.81	2	828	76.2	0.12	1.35
A-357	15	7	5.49	2	828	82.35	0.13	1.36
A-356	25	12	7.76	2	828	194	0.31	1.54
356-355	35	8	5.98	2	828	209.3	0.33	1.87
352-354	40	28	13.48	2	828	539.2	0.86	0.86
[354-B]	20	28	13.48	2	828	269.6	0.43	1.29
B-359	15	17	9.84	2	828	147.6	0.24	1.52
359-360	35	7	5.49	2	828	192.15	0.31	1.83
B-362	15	6	4.98	2	828	74.7	0.12	1.41
B-360	25	8	8.1	2	828	77.5	0.12	1.41

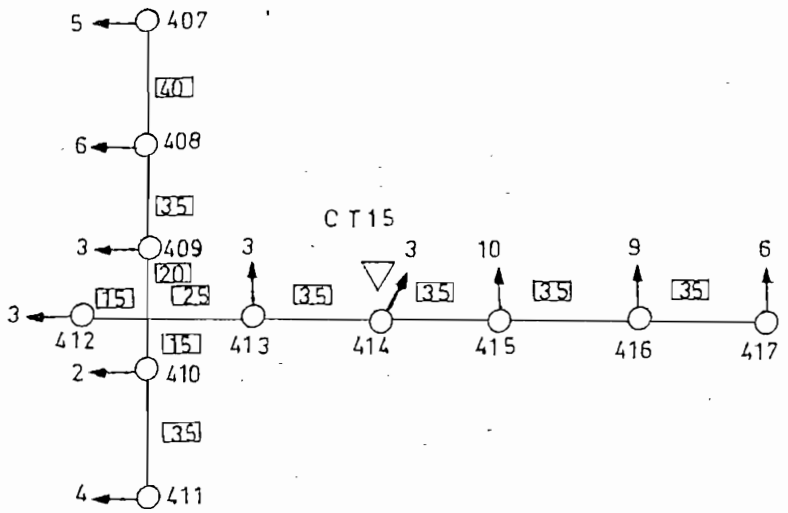
	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88
PROYECTO CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-14	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	2	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO D				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
370-369	35	26	14.28	2	628	499.8	0.80	0.80
369-368	35	22	11.87	2	628	415.45	0.66	1.46
[368-C]	20	16	9.43	2	628	188.6	0.30	1.76
C-367	15	2	2.27	2	628	34.05	0.05	1.81
C-385	35	6	4.88	2	628	174.3	0.28	2.04
C-364	15	3	5.98	2	628	89.7	0.14	1.90
364-363	35	6	4.98	2	628	174.3	0.28	2.18
[370-A]	15	61	27.43	2	628	411.45	0.66	0.66
A-371	20	28	14.28	2	628	285.6	0.45	1.11
371-372	20	23	18.07	2	628	826.75	0.52	1.63
372-377	35	19	10.85	2	628	372.75	0.59	2.22
[377-B]	20	16	9.43	2	628	188.6	0.30	2.52
B-378	15	2	2.27	2	628	34.05	0.05	2.58
B-380	20	3	3.1	2	628	62	0.10	2.62
B-381	35	11	7.58	2	628	256.55	0.41	2.98
381-382	35	4	5.81	2	628	199.85	0.21	3.14
A-373	15	19	10.85	2	628	159.75	0.25	0.91
373-358	35	18	10.25	2	628	358.75	0.57	1.48
A-374	20	14	8.8	2	628	172	0.27	0.93
374-376	35	6	4.98	2	628	174.3	0.28	1.21
376-412	35	3	3.1	2	628	108.5	0.17	1.38

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

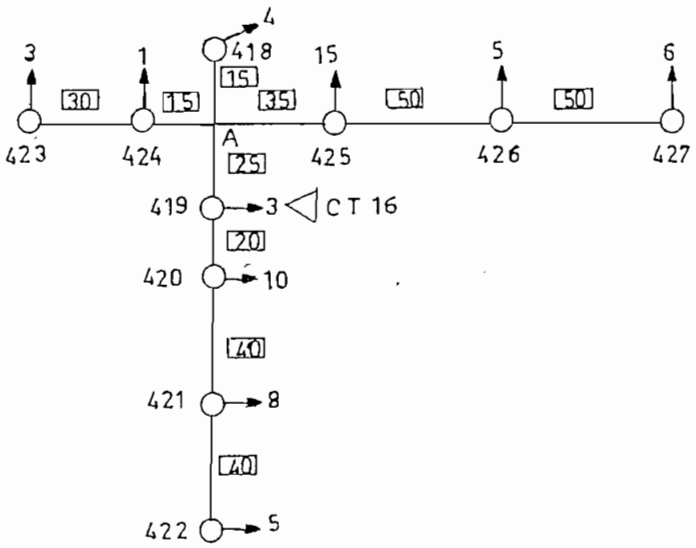
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-15	30 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE					AV %	
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
414-415	35	25	13.07	2	628	457.45	0.73	0.73
415-416	35	15	9.02	2	628	315.7	0.50	1.23
416-417	35	5	4.98	2	628	174.3	0.28	1.51
414-418	35	26	13.48	2	628	471.8	0.75	0.75
[418-A]	23	23	12.27	2	628	806.73	0.49	1.24
A-412	15	3	3.1	2	628	46.5	0.07	1.31
A-409	20	14	8.6	2	628	172	0.27	1.51
409-408	35	11	7.33	2	628	256.55	0.41	1.92
408-407	40	5	4.42	2	628	176.8	0.28	2.20
A-410	15	6	4.98	2	628	74.7	0.12	1.36
410-411	35	4	3.81	2	628	133.35	0.21	1.57

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

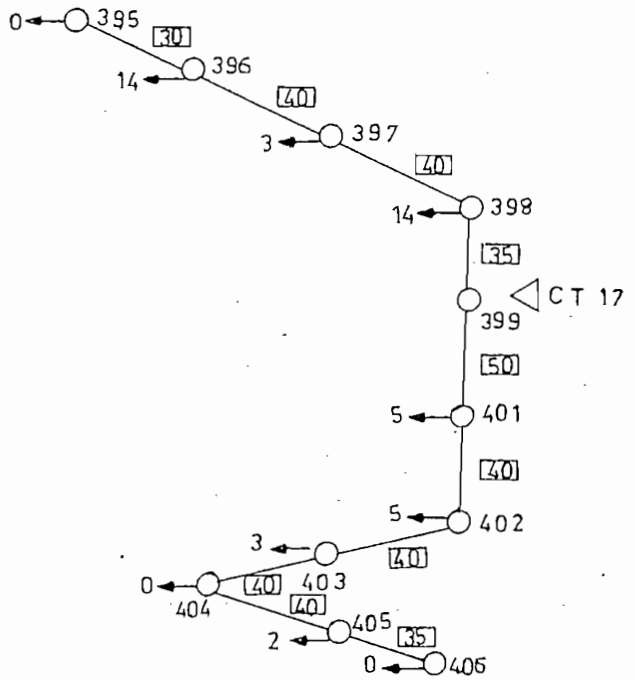
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-16	50 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
419-420	20	28	12.27	2	628	245.4	0.39	0.39
420-421	40	13	8.18	2	628	327.2	0.52	0.91
421-422	40	5	4.42	2	628	176.8	0.28	1.19
[419-A]	25	84	16.68	2	628	417	0.66	0.66
A-418	15	4	3.81	2	628	57.15	0.09	0.76
A-424	15	4	3.81	2	628	57.15	0.09	0.76
424-423	30	3	3.1	2	628	93	0.15	0.90
A-425	35	28	13.48	2	628	471.8	0.75	1.42
425-426	50	11	7.28	2	628	366.5	0.58	2.00
426-427	50	6	4.98	2	628	249	0.40	2.40

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

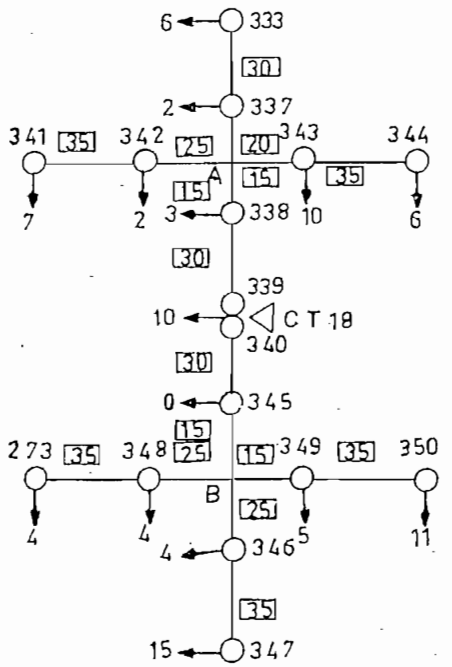
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-17	80 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	6
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
399-398	35	31	15.48	4	430.8	541.8	1.28	1.28
398-397	40	17	9.84	4	430.8	393.6	0.91	2.17
397-396	40	14	8.6	4	430.8	344	0.80	2.97
396-395	30	0	0	4	430.8	0	0.00	2.97
399-401	50	15	9.02	4	430.8	451	1.05	1.05
401-402	40	10	6.89	4	430.8	275.6	0.64	1.69
402-403	40	5	4.42	4	430.8	176.8	0.41	2.10
403-404	40	2	2.27	4	430.8	90.8	0.21	2.31
404-405	40	2	2.27	4	430.8	90.8	0.21	2.52
405-406	35	0	0	4	430.8	0	0.00	2.52

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

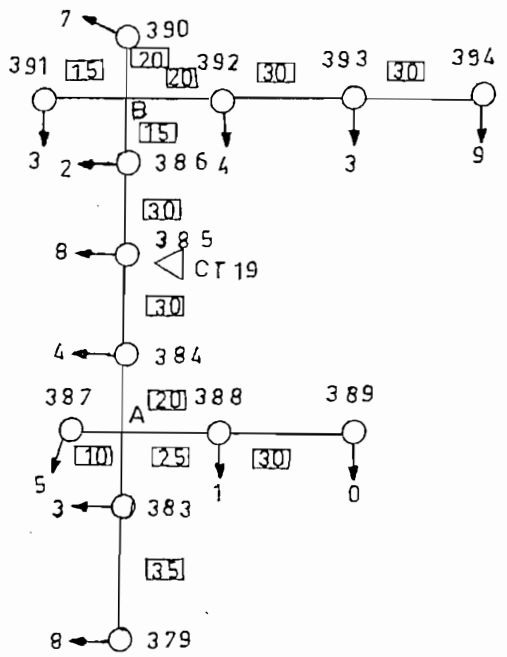
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA	CENTRO DE TRANSFORMACION
No. DEL PROYECTO	No. CT-18 45 KVA
TIPO DE INSTALACION AEREA	USUARIO TIPO B
TENSION 220/110 V N. FASES 3	DMU 1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION 3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
333-338	30	36	17.47	2	628	524.1	0.83	0.83
(338-A)	15	33	16.28	2	628	244.2	0.39	1.22
A-337	20	5	5.86	2	628	118.6	0.19	1.41
337-338	30	6	4.86	2	628	145.4	0.24	1.65
A-343	15	15	9.43	2	628	141.45	0.23	1.45
343-344	35	6	4.83	2	628	174.3	0.28	1.73
A-342	25	9	6.44	2	628	161	0.26	1.48
342-341	35	7	5.49	2	628	192.15	0.31	1.79
340-345	30	43	20.26	2	628	607.8	0.97	0.97
(345-B)	15	43	20.26	2	628	303.9	0.48	1.45
B-346	25	19	10.65	2	628	266.25	0.42	1.88
346-347	35	15	9.02	2	628	315.7	0.50	2.38
B-349	15	15	9.43	2	628	141.45	0.23	1.68
349-350	35	11	7.88	2	628	356.55	0.41	2.09
B-348	25	8	5.88	2	628	145.5	0.24	1.89
348-273	35	4	3.81	2	628	133.35	0.21	1.90

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

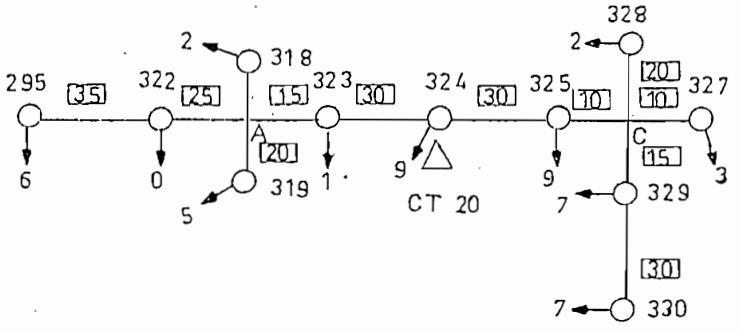
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-19	30 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	2.48 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
385-386	30	28	27.69	2	628	390.7	1.32	1.32
[386-B]	15	26	26.01	2	628	380.15	0.62	1.94
B-390	20	7	9.81	2	628	196.2	0.31	2.26
B-391	15	3	5.7	2	628	85.5	0.14	2.08
B-392	20	16	17.59	2	628	351.8	0.56	2.50
392-393	30	12	14.19	2	628	425.7	0.68	3.18
393-394	30	9	11.6	2	628	348	0.55	3.60
385-384	30	21	21.61	2	628	654.3	1.04	1.04
[384-A]	20	17	18.44	2	628	368.8	0.59	1.63
A-388	20	11	13.34	2	628	266.8	0.42	2.05
388-379	35	8	10.72	2	628	375.2	0.60	2.65
A-389	25	1	2.48	2	628	62.25	0.10	1.73
388-389	30	0	0	2	628	0	0.00	1.73
A-387	10	3	7.81	2	628	78.1	0.13	1.76

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

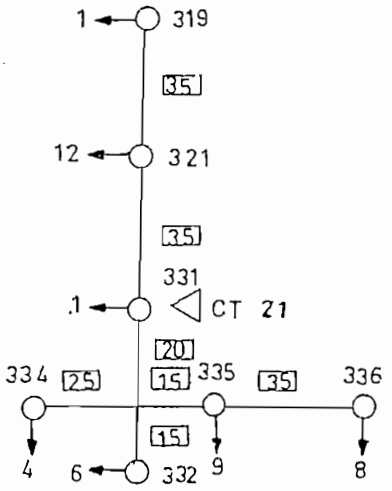
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-20	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	2.49 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
324-325	30	29	28.53	4	480.56	855.9	1.99	1.99
(325-C)	10	20	20.87	4	480.56	208.7	0.48	2.47
C-327	10	3	5.7	4	480.56	57	0.13	2.61
C-328	20	2	5.7	4	480.56	114	0.26	2.74
C-329	15	14	13.8	4	480.56	207	0.14	2.61
329-330	30	7	9.8	4	480.56	294	0.28	2.89
324-323	30	14	15.8	4	480.56	474	1.10	1.10
(323-A)	15	13	15.5	4	480.56	232.5	0.54	1.64
A-322	25	8	8.89	4	480.56	222.25	0.52	2.16
322-295	35	8	8.89	4	480.56	311.15	0.72	2.88
A-318	10	2	4.3	4	480.56	43	0.10	1.74
A-319	20	3	7.91	4	480.56	158.2	0.37	2.01

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 85

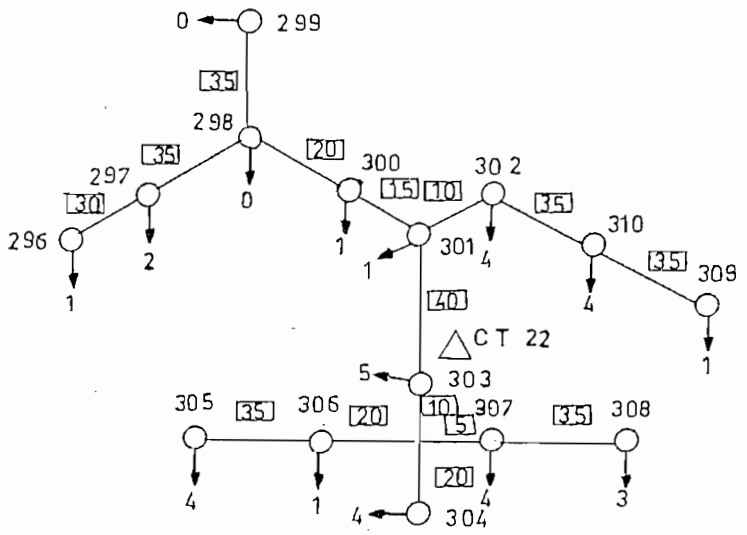
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA	CENTRO DE TRANSFORMACION
No. DEL PROYECTO	No. CT-21 45 KVA
TIPO DE INSTALACION AEREA	USUARIO TIPO B
TENSION 220/110 V N. FASES 3	DMU 2.49 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION 3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
331-321	35	17	18.44	4	480.58	645.4	1.50	1.50
321-319	35	5	7.81	4	480.58	276.85	0.64	2.14
(331-B)	20	27	26.85	4	480.58	537	1.25	1.25
B-332	15	6	8.89	4	480.58	158.85	0.31	1.56
B-334	25	4	6.87	4	480.58	171.75	0.14	1.39
B-335	15	17	18.44	4	480.58	276.6	0.28	1.53
335-336	35	8	10.72	4	480.58	375.2	0.87	2.40

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

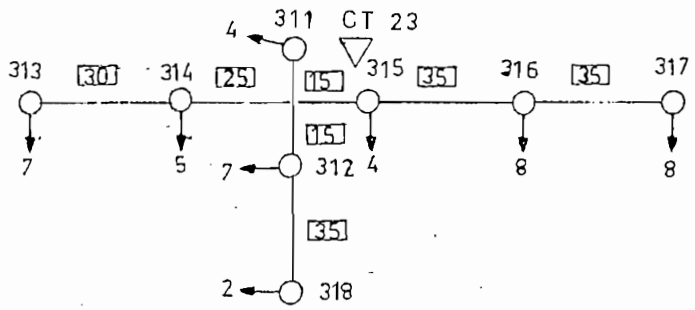
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA	CENTRO DE TRANSFORMACION
No. DEL PROYECTO	No. CT-22 — 80 KVA
TIPO DE INSTALACION AEREA	USUARIO TIPO B
TENSION 220/110 V N. FASES 3	DMU 2.49 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION 6.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
303-301	40	14	15.9	1/0	661	636	0.96	0.96
301-302	10	9	11.8	2	488	118	0.28	1.23
302-310	35	5	7.91	2	488	276.85	0.62	1.86
310-309	35	1	2.49	2	488	87.15	0.20	2.06
301-300	15	4	6.87	2	488	103.05	0.24	1.20
300-299	20	3	5.7	2	488	114	0.26	1.46
299-298	35	0	0	2	488	0	0.00	1.46
298-297	35	3	5.7	2	488	199.5	0.46	1.91
297-296	30	1	2.49	2	488	74.7	0.17	2.08
[303-A]	15	16	17.59	1/0	661	263.85	0.40	0.40
A-304	20	4	6.87	1/0	661	137.4	0.21	0.61
A-306	20	5	7.91	2	488	158.2	0.36	0.76
306-305	35	4	6.87	2	488	240.45	0.55	1.31
A-307	15	7	9.81	2	488	147.15	0.34	0.74
307-308	35	3	5.7	2	488	199.5	0.46	1.19

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SEGUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

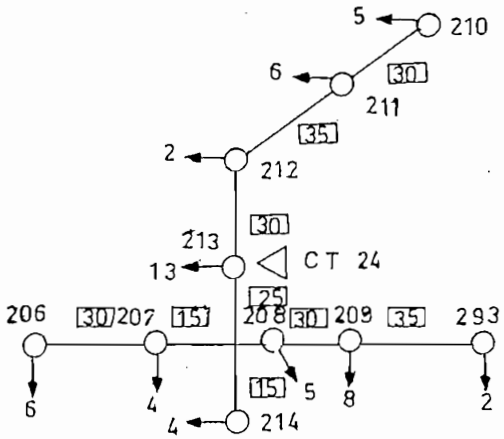
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-23	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	2.49 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
313-316	35	16	17.59	2	488	615.65	1.41	1.41
316-317	35	8	10.72	2	488	375.2	0.86	2.26
(312-5)	15	20	20.97	2	488	314.55	0.72	0.72
B-314	25	7	9.81	2	488	245.25	0.56	1.26
314-313	30	7	9.81	2	488	294.3	0.67	1.93
B-311	40	4	6.87	1/0	881	274.8	0.42	1.16
B-312	15	9	11.6	1/0	881	174	0.26	0.68
312-318	35	2	4.3	1/0	861	150.5	0.23	1.21

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

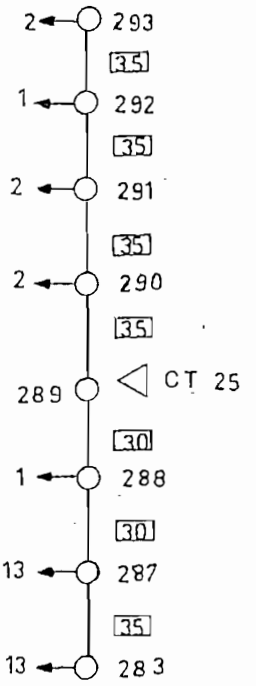
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-24	50 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	2.49 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
218-212	30	13	13.05	4	430.6	451.5	1.05	1.05
212-211	35	11	18.84	4	430.6	466.8	1.08	2.13
211-210	30	3	7.91	4	430.6	287.6	0.55	2.68
(218-A)	25	29	28.58	4	430.6	718.25	1.66	1.66
A-214	15	4	6.87	4	430.6	103.05	0.24	1.90
A-207	15	10	12.47	4	430.6	187.05	0.43	2.09
207-208	30	6	8.89	4	430.6	266.7	0.62	2.71
A-208	10	15	16.75	4	430.6	167.5	0.39	2.05
208-209	30	10	12.47	4	430.6	374.1	0.87	2.91
209-293	35	2	4.3	4	430.6	150.5	0.35	3.26

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

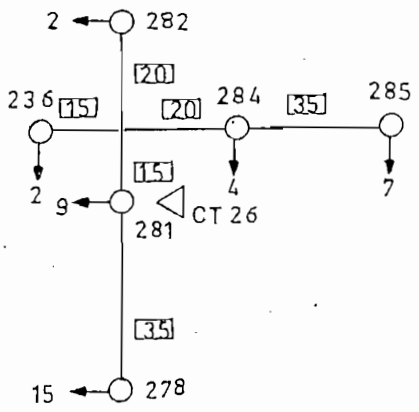
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-25	30 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	2.48 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
289-290	35	7	9.81	2	828	343.35	0.55	0.55
290-291	35	5	7.91	2	828	276.85	0.44	0.99
291-292	35	3	5.7	2	828	199.5	0.32	1.31
292-293	35	2	4.3	2	828	150.5	0.24	1.54
289-288	30	27	26.85	2	828	805.5	1.28	1.28
288-287	30	26	26.01	2	828	780.3	1.24	2.53
287-283	35	13	15.05	2	828	526.75	0.84	3.36

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

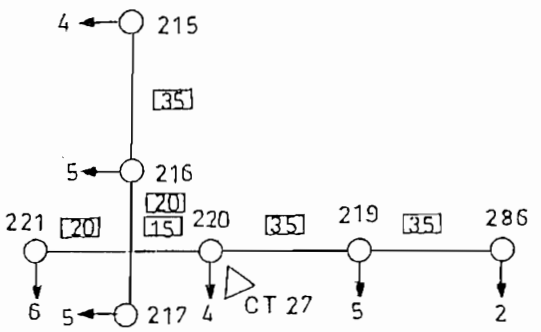
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-26	80 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE					AV %	
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
[281-B]	15	15	9.02	6	266	135.3	0.47	0.47
B-282	20	2	2.27	6	266	45.4	0.16	0.63
B-283	15	2	2.27	6	266	34.05	0.12	0.75
B-284	20	11	7.99	6	266	146.6	0.51	0.98
284-285	35	7	5.49	6	266	192.15	0.67	1.66
281-278	35	15	9.02	6	266	315.7	1.10	1.10

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

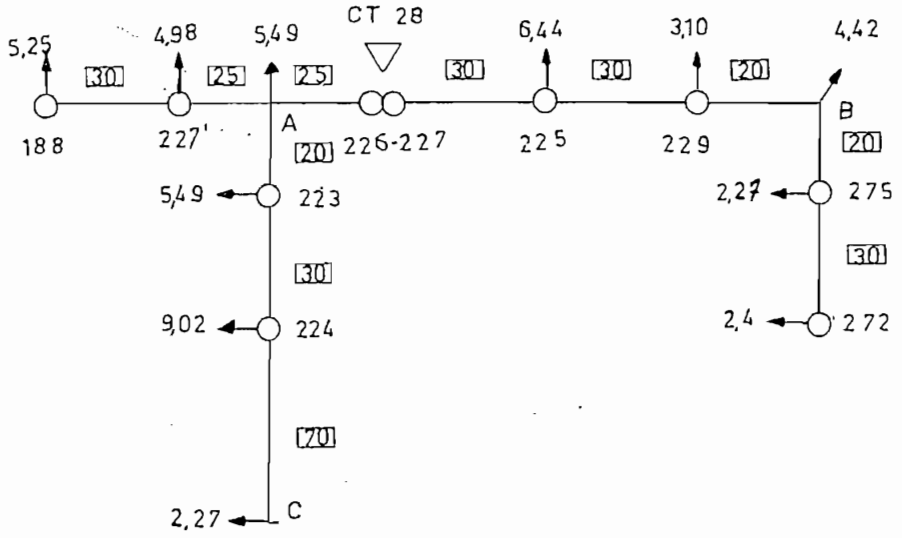
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-27	30 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
[220-A]	15	20	11.06	6	286	165.9	0.58	0.58
A-221	20	6	4.66	6	286	99.6	0.35	0.93
A-216	20	9	6.44	6	286	128.8	0.45	1.38
216-215	35	4	3.81	6	286	133.35	0.47	1.85
A-217	15	3	4.42	6	286	66.3	0.23	0.81
220-219	35	7	5.49	6	286	192.15	0.67	0.67
219-286	35	2	2.27	6	286	79.45	0.28	0.95

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 88

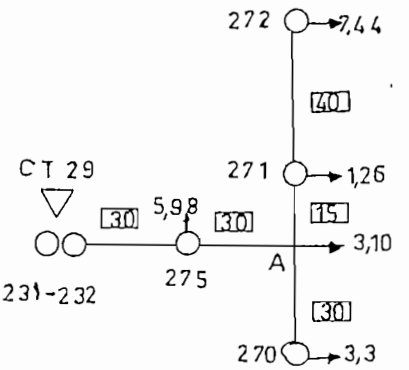
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IB		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-28	50 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASE	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
227-225	30	18.63	1/0	905	558.9	0.62	0.62
225-279	30	12.19	1/0	905	365.7	0.40	1.02
[279-B]	20	9.09	1/0	905	181.8	0.20	1.22
B-279	20	4.67	1/0	905	93.4	0.10	1.33
279-272	30	2.4	1/0	905	72	0.08	1.41
[226-A]	25	32.5	1/0	905	812.5	0.90	0.90
A-227	25	10.23	1/0	905	255.75	0.28	1.18
227-189	30	5.25	1/0	905	157.5	0.17	1.35
A-223	20	16.78	1/0	905	335.6	0.37	1.27
223-224	30	11.29	1/0	905	338.7	0.37	1.64
[224-C]	70	2.27	1/0	1170	158.9	0.14	1.78

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

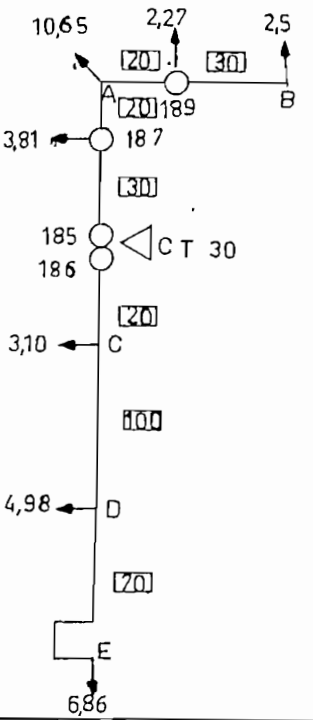
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IB		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-29	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
232-275	30	21.02	1/0	905	632.4	0.70	0.70
[275-A]	30	15.1	1/0	905	453	0.50	1.20
A-271	15	9.7	1/0	905	130.5	0.14	1.34
271-272	40	7.44	1/0	905	297.6	0.33	1.67
A-270	30	3.3	1/0	905	99	0.11	1.31

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

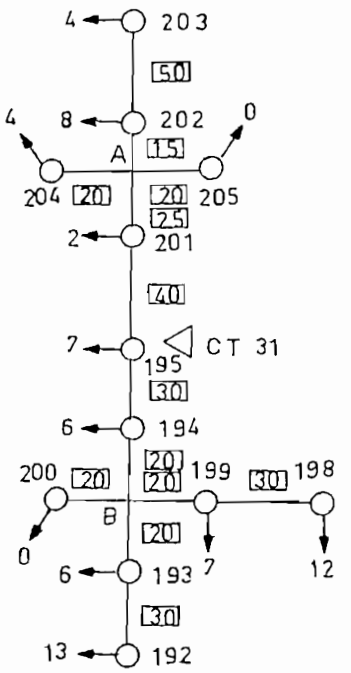
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IB		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-30	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.0%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA		DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					AV %		
DESIGN	LONG.(M)	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8
185-187	30	19.23	1/0	805	576.9	0.84	0.84
[187-A]	20	15.42	1/0	805	308.4	0.34	0.98
A-189	20	4.77	1/0	805	95.4	0.11	1.09
[189-B]	30	2.5	1/0	805	75	0.08	1.17
[186-C]	20	14.94	1/0	1170	298.8	0.26	0.26
C-D	100	11.84	1/0	1170	1184	1.01	1.27
D-E	70	6.86	1/0	1170	480.2	0.41	1.68

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

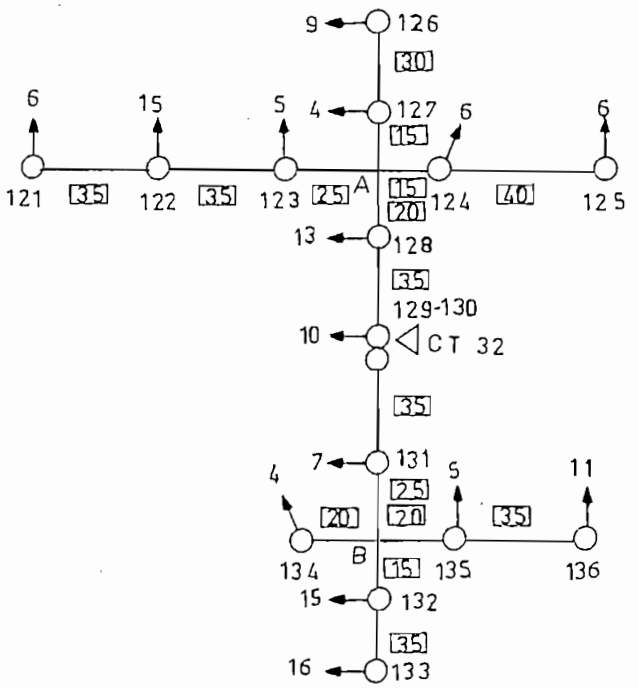
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA	CENTRO DE TRANSFORMACION
No. DEL PROYECTO	No. CT-31 30 KVA
TIPO DE INSTALACION AEREA	USUARIO TIPO B
TENSION 220/110 V N. FASES 3	DMU 1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION 3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
195-201	40	18	10.85	4	430.56	410	0.95	0.95
[201-A]	25	16	9.48	4	430.56	285.75	0.55	1.50
A-202	15	12	7.76	4	430.56	116.4	0.27	1.77
202-208	30	4	3.81	4	430.56	190.5	0.44	2.21
A-205	20	0	0	4	430.56	0	0.00	1.50
A-204	20	4	3.81	4	430.56	78.2	0.18	1.68
180-194	30	44	20.68	4	430.56	619.8	1.44	1.42
[194-B]	20	38	18.27	4	430.56	365.4	0.85	2.27
B-198	20	18	10.85	4	430.56	218	0.49	2.76
193-192	30	13	8.18	4	430.56	245.4	0.57	3.33
B-200	20	0	0	4	430.56	0	0.00	2.27
B-199	20	18	10.85	4	430.56	218	0.49	2.76
199-185	30	12	7.76	4	430.56	282.8	0.64	3.30

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 92

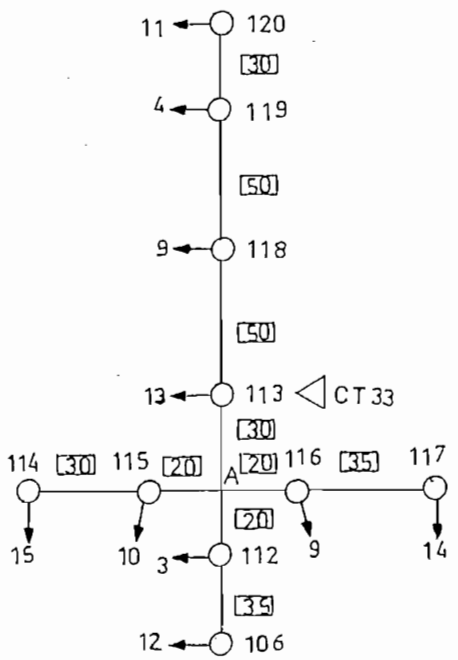
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-32	30 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.26 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
129-128	30	84	28.62	2	628	1001.7	1.60	1.60
[128-A]	20	51	28.45	2	628	469	0.75	2.34
A-127	15	12	8.18	2	628	122.7	0.20	2.54
127-126	30	9	6.44	2	628	193.2	0.31	2.84
A-124	15	12	7.76	2	628	116.4	0.19	2.33
124-125	40	6	4.98	2	628	199.2	0.32	2.84
A-123	20	26	18.48	2	628	269.6	0.43	2.77
123-122	35	21	11.46	2	628	401.1	0.64	3.41
122-121	35	6	4.98	2	628	174.3	0.28	3.69
129-131	35	38	26.24	2	628	918.4	1.46	1.14
[131-B]	25	51	28.45	2	628	586.25	0.93	2.07
B-132	15	31	15.48	2	628	232.2	0.37	2.44
132-133	35	16	9.48	2	628	330.05	0.53	2.97
B-135	20	16	9.48	2	628	188.6	0.30	2.37
135-136	35	11	7.88	2	628	356.55	0.41	2.78
B-134	20	4	3.81	2	628	79.2	0.12	2.19

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 98

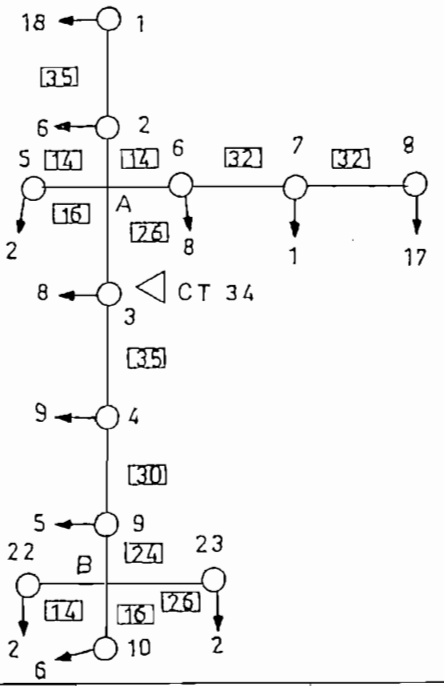
PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-33	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
118-118	50	24	12.87	4	430.6	633.5	1.47	1.47
118-119	50	15	9.02	4	430.6	451	1.05	2.52
119-120	80	11	7.28	4	430.6	218.9	0.51	3.03
[118-A]	30	63	28.28	4	430.6	848.9	1.97	1.28
A-112	20	15	9.02	4	430.6	180.4	0.42	1.70
112-106	35	12	7.76	4	430.6	271.6	0.63	2.33
A-116	20	23	12.27	4	430.6	245.4	0.57	1.85
116-117	35	14	8.6	4	430.6	301	0.70	2.55
A-115	20	23	13.07	4	430.6	261.4	0.61	1.88
115-114	30	15	9.02	4	430.6	270.6	0.63	2.52

	DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO FORMATO TIPO PARA COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS		HOJA: FECHA: Sep 95

PROYECTO: CIRCUITOS PROYECTADOS IBARRA		CENTRO DE TRANSFORMACION	
No. DEL PROYECTO		No. CT-34	45 KVA
TIPO DE INSTALACION	AEREA	USUARIO TIPO	B
TENSION 220/110 V N. FASES	3	DMU	1.28 KVA
LIMITE DE CAIDA DE TENSION	3.5%	MATERIAL DEL CONDUCTOR	CU



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO DE				AV %		
DESIGN	LONG.(M)	USUARIOS	DMD	CALIBRE	KVA-M	KVA-M	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9
[3-A]	26	52	23.80	2	828	620.1	0.99	0.99
A-2	14	24	12.67	2	828	177.38	0.28	1.27
2-1	85	16	10.23	2	828	838.75	0.57	1.84
A-5	16	2	2.27	2	828	36.32	0.06	1.05
A-6	14	26	13.48	2	828	188.72	0.30	1.29
6-7	32	18	10.25	2	828	328	0.52	1.81
7-8	82	17	9.84	2	828	814.88	0.50	2.31
3-4	35	24	12.67	2	828	443.45	0.71	1.01
4-9	30	13	9.02	2	828	270.6	0.43	1.44
[3-B]	24	10	6.89	2	828	165.36	0.26	1.70
B-10	16	6	4.88	2	828	78.08	0.13	1.83
B-2	26	2	2.27	2	828	59.02	0.09	1.80
B-22	14	2	2.27	2	828	31.78	0.05	1.75

ANEXO 3.3

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL NORTE
DIRECCION DE DISTRIBUCION

DESCRIPCION DEL TRABAJO: REMODELACION DE REDES CENTRO DE IBARRA REUTILIZANDO CONDUCTORES EXISTENTE
SOLICITANTE: ESCUELA POLITECNICA NACINAL
UBICACION: CENTRO DE IBARRA
NUMERO DE ABONADO: 2920
NUMERO DE POSTES: 9 MTS.: 11MTS:
NUMERO DE KM: AT: 7 BT: 10
NUM. Y CAPACIDAD DE TRANSF.:
REALIZADO POR: XAVIER LOPEZ

1.-POSTES, TORRES Y ACCESORIOS

CODIGO	CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
022200604	61	ABRAZADERA DOBLE PARA PIE AMIGO DE 1/8" X 1 1/2"CON PER	20858.00	1272338.00
022200505	48	ABRAZADERA SIMPLE PARA PIE AMIGO 3/16 X 1 1/2 CON PERN	20048.00	962304.00
022200510	10	ABRAZADERA SIMPLE PARA RACK 3/16" X 1 1/2" CON PERNOS	16695.00	166950.00
022011701	49	AISLADOR DE RETENCION ANSI 54-2	17304.00	847896.00
022230301	100	ANCLAJE DE HORMIGON DE 0.027 MT3	18191.00	1819100.00
022254502	1149	ARANDELA CUADRADA 2 X 2 "	2769.00	3181581.00
022254503	100	ARANDELA CUADRADA 4 X 4 "	4000.00	400000.00
022201513	17	BRAZO TENSOR FAROL DE 2" X 1.5 MTRS.	90736.00	1542512.00
027101684	166	CRUCETA DE HIERRO L DE 3" x 1/4" x 2.00 mts.	160545.00	26650470.00
022501009	17	CRUCETA DE MADERA TRATADA DE 9 X 12 X 240 CM.	53477.00	909109.00
022301502	100	GRAPA MORDAZA DE TRES PERNOS PARA CABLE TENSOR DE 3/8"	10917.00	1091700.00
022153004	100	GUARDACABO DE 1/2"	3563.00	356300.00
027101847	4	HIERRO U DE 1/4 x 2 x 4 x 2 x 2.4 MT.	141900.00	567600.00
021010506	1600	MTS.DE CABLE DE ACERO PARA TENSOR DE 3/8"	4180.00	6688000.00
022251005	195	PERNO DE OJO DE 5/8" X 16" CON 3 TUERCAS Y ARANDELAS.	17356.00	3384420.00
022250509	170	PERNO DE ROSCA CORRIDA DE 1/2"X 4.1/2" CON TUERCA	3002.00	510340.00
022250512	210	PERNO DE ROSCA CORRIDA DE 5/8 X 16" CON TUERCA Y ARAND.	13500.00	2835000.00
022050106	147	PERNO PIN ESPIGA CORTA DE 5/8 CON ARANDELAS	12222.00	1796634.00
022252509	74	PERNO U DE VARILLA DE 1/2" X 70 CM.	14000.00	1036000.00
022205519	170	PLATINA PARA PIE AMIGO 3/16 x 1.1/2 X 28"	11076.00	1882920.00
	22	POSTE DE 11MTS.X350 KG.(DIFER.A PAGAR POR POSTE 9MTS.)	147000.00	3234000.00
022055005	20	RACK DE 5 VIAS	55900.00	1118000.00
022253504	89	TUERCA DE OJO PARA PERNO 5/8"	7064.00	628696.00
022300704	100	VARILLA DE ANCLAJE DE 5/8 X 1.50 MTS. CON TUERC Y ARAND	34400.00	3440000.00
		TOTAL.....		S/. 66,321,870,00

MANO DE OBRA Y TRANSPORTE

CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
100	ANCLAJE TERRENO DURO	121700.00	12170000.00
30	ARMADA DE ESTRUCTURA DR5 O DS5	30980.00	929400.00
20	ARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. RV	148210.00	2964200.00
51	ARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. SV	100220.00	5111220.00
45	ARMADA DE TENSOR A TIERRA AT	47330.00	2129850.00
48	ARMADA DE TENSOR A TIERRA BT	44840.00	2152320.00
2	ARMADA DE TENSOR FAROL EN AT	51630.00	103260.00
5	ARMADA DE TENSOR FAROL EN BT.	48680.00	243400.00
2	ARMADA DE TENSOR POSTE AT	69170.00	138340.00
10	DESARMADA DE ESTRUCTURA DR2 O DS2	22130.00	221300.00
4	DESARMADA DE ESTRUCTURA DR3 O DS3	25820.00	103280.00
20	DESARMADA DE TENSOR BT	44840.00	896800.00
2	DESARMADA DE ESTRUCTURA RC	113590.00	227180.00

26	DESARMADA DE ESTRUCTURA RRC	131060.00	3407560.00
11	DESARMADA DE ESTRUCTURA RRV	141980.00	1561780.00
24	DESARMADA DE ESTRUCTURA SC o P	68150.00	1635600.00
41	ERECCION POSTES GRUA FACIL ACCESO	101530.00	4162730.00
141	EXCAVACION DE HUECOS TERRENO DURO	121250.00	17096250.00
41	EXTRACCION POSTE HORMIGON CON GRUA	101530.00	4162730.00
10810	METROS DE ESTACAMIENTO	570.00	6161700.00
41	TRANSPORTE DE POSTES DE (21 A MAS)	73340.00	3006940.00
41	UBICACION POSTERIA URBANO C/G	88170.00	3614970.00
	TRANSPORTE	663219.00	0.00
	TOTAL.....		S/. 72,200,810,00

2.-CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS

CODIGO	CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
022010303	300	AISLADOR DE SUSPENSION ANSI 52-1 DE 6"	59745.00	17923500.00
022011007	147	AISLADOR TIPO PIN ANSI 55-4	29925.00	4398975.00
022014001	30	AISLADOR TIPO ROLLO ANSI 53-2	6290.00	188700.00
022102501	222	GRAPA DE RETENCION TIPO DISTRIBUCION NGK-012	37191.00	8256402.00
021053003	1000	MT. DE CONDUCTOR DE ALUMINIO ASC # 2	2022.00	2022000.00
021053001	1000	MT. DE CONDUCTOR DE ALUMINIO ASC # 4	1272.00	1272000.00
021053002	1000	MT. DE CONDUCTOR DE ALUMINIO ASC # 6	793.00	793000.00
		TOTAL.....		S/. 34,854,577,00

MANO DE OBRA Y TRANSPORTE

CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
2800	TENDIDO CONDUCTOR 4 A 2 ACSR.	620.00	1736000.00
2000	TENDIDO DE CONDUCTOR 2 A 6ASC	620.00	1240000.00
5700	DESTEND CONDUCT 4 A 2 ACSR	620.00	3534000.00
	TRANSPORTE	348546.00	0.00
	TOTAL.....		S/. 6,510,000,00

3.-TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION Y ACCESORIOS

CODIGO	CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
022504004	102	BASE FUSIBLE NHU/0 500V - 250 AMP.	102044.00	10408488.00
022208003	33	CAJA HIERRO TOL 1/32"PARA 3 BASES FUSIBLES CRUC.Y ABRA.	30319.00	1000527.00
022401603	95	CONECTOR PU PARA VARILLA COPPERWELD	3032.00	288040.00
022605004	27	FUSIBLE CUCHILLA NSP/0 500V - 63AMP.	18191.00	491157.00
022605005	33	FUSIBLE CUCHILLA NSP/0 500V - 80AMP.	31322.00	1033626.00
022605006	30	FUSIBLE CUCHILLA NSP/0 500V - 100AMP.	31322.00	939660.00
022605008	12	FUSIBLE CUCHILLA NSP/0 500V - 160AMP.	31322.00	375864.00
021054509	240	MT. DE CONDUCTOR COBRE CABLEADO AISLADO # 2	9210.00	2210400.00
021054505	48	MT. DE CONDUCTOR COBRE CABLEADO AISLADO # 2/0	18200.00	873600.00
021051502	1725	MT. DE CONDUCTOR COBRE CABLEADO DESNUDO # 2	9083.00	15668175.00
021051001	120	MT. DE CONDUCTOR TIPO TTU CABLEAADO AISLADO # 1/0	11250.00	1350000.00
022600505	99	PARARRAYO TIPO VALVULA DE 10 KV.	400000.00	39600000.00
022602506	132	PORTAFUSIBLE TIPO ABIERTO DE 15KV. 100 AMP.	597450.00	78863400.00
029552047	20	REPISA TIPO CONSOLA	200000.00	4000000.00
022409018	60	TERMINAL DE COBRE PARA CONDUCTOR # 2	7338.00	440280.00
022409019	30	TERMINAL DE COBRE PARA CONDUCTOR # 1/0	7470.00	224100.00
022409014	12	TERMINAL DE COBRE PARA CONDUCTOR # 2/0	10000.00	120000.00
022601502	27	TIRAFUSIBLE DE AT DE 2 A TIPO K	15900.00	429300.00
022601503	63	TIRAFUSIBLE DE AT DE 3 A TIPO K	15900.00	1001700.00
022601505	12	TIRAFUSIBLE DE AT DE 5 A TIPO K	15900.00	190800.00
022601507	6	TIRAFUSIBLE DE AT DE 7 A TIPO K	18270.00	109620.00
022601610	3	TIRAFUSIBLE DE AT DE 15 A TIPO K	18270.00	54810.00
022601540	24	TIRAFUSIBLE DE AT DE 40 A TIPO K	22000.00	528000.00
	9	TRANSF. TRIF. DE 30 KVA 13.2KV-220/127V	12875000	115875000.0
	11	TRANSF. TRIF. DE 45 KVA 13.2KV-220/127V	13800000	151800000.0
	9	TRANSF. TRIF. DE 50 KVA 13.2KV-220/127V	14729000	132561000.0
	4	TRANSF. TRIF. DE 75 KVA 13.2KV-220/127V	16583000	66332000.00
022300707	95	VARILLA COPPERWELD 5/8 X 1.8 MTS	24200.00	2299000.00
		TOTAL.....		S/. 629,868,547,00

MANO DE OBRA Y TRANSPORTE

CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
4	DESMONTAJE DE TRANSF.MONOF.10-15KVA	212980.00	851920.00
10	DESMONTAJE DE TRANSF.TRIF. 30 - 45KVA	425950.00	4259500.00
6	DESMONTAJE DE TRANSF.TRIF. 50-75 KVA	567930.00	3407580.00
12	DESMONTAJE DE TRANSF.TRIF.100-120KVA.	1037480.0	12449760.00
102	MONTAJE DE PARARRAYO	68150.00	6951300.00
132	MONTAJE DE SECCIONADOR	63100.00	8329200.00
20	MONTAJE DE TRANSF.TRIF. 30 - 45 KVA	425950.00	8519000.00
14	MONTAJE DE TRANSF.TRIF. 50 - 75 KVA.	567930.00	7951020.00

95	PUESTA A TIERRA	30980.00	2943100.00
	TRANSPORTE	6290685.0	0.00
	TOTAL.....		----------
		S/.	55,662,380,00

4.-ALUMBRADO PUBLICO Y SEXALES LUMINOSAS

CODIGO	CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
022200514	344	ABRAZADERA SIMPLE PARA TENSOR 3/16 X 1.1/2 CON P	19924.00	6853856.00
022201536	344	BRAZO DE TUBO GAL. DE 1.1/2 X 1 MT. CON TOL 1/16#12#26	30250.00	10406000.00
025250703	12	CAJA TERMICA MONOFASICA 40 AMP. 120/240V.	31876.00	382512.00
025122016	34	CINTA AISLANTE DE 10 YARDAS	3181.00	108154.00
022401509	726	CONECTOR PERNO PARTIDO KSU-25	7590.00	5510340.00
022652701	22	FOCO DE VAPOR DE SODIO 70W. 220V.	83790.00	1843380.00
022652700	330	FOCO DE VAPOR DE SODIO 150W. 220V.	102900.00	33957000.00
022652707	14	FOCO DE VAPOR DE SODIO 250W. 220V	115190.00	1612660.00
025250402	12	INTERRUPTOR TERMICO MONOFASICO 15 AMP.	11239.00	134868.00
022651001	22	LUMINARIA DE VAPOR DE SODIO DE 70W. 220V.	819000.00	18018000.00
022651005	330	LUMINARIA DE VAPOR DE SODIO DE 150W. 220V.	1055000.00	348150000.00
022651013	14	LUMINARIA DE VAPOR DE SODIO DE 250W. 220V.	1260000.00	17640000.00
021052003	102	MT. CONDUCTOR DE COBRE SOLIDO AISLADO # 10	1124.00	114648.00
021052001	1650	MT. CONDUCTOR DE COBRE SOLIDO AISLADO # 14	629.00	1037850.00
022701030	12	RELE PARA ALUMBRADO PUBLICO DE 30 AMP.	207900.00	2494800.00
		TOTAL.....		S/. 448,264,068,00

MANO DE OBRA Y TRANSPORTE

CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
12	ARMADA DE TABLERO TERMICO	15000.00	180000.00
660	DESMONTAJE DE LUMINARIAS HASTA 125 W	41560.00	27429600.00
44	MONTAJE DE LUMINARIA HASTA 125 W.	41560.00	1828640.00
28	MONTAJE DE LUMINARIA 200W HASTA 400 W.	54960.00	1538880.00
12	MONTAJE DE RELE PARA ALUMBRADO PUBLICO 30 AMP.	44840.00	538080.00
	TRANSPORTE	4482641.0	0.00
	TOTAL.....		S/. 31,515,200,00

RESUMEN DEL PRESUPUESTO

	POST. Y ACC.	COND. Y ACC.	TRANSF. DISTR.	ALUMB.PUBL.	TO
MATERIALES	66321870.00	34854577.00	629068547.00	448264068.00	
MANO DE OBRA Y TRANSPORTE	72200810.00	6510000.00	55662380.00	31515200.00	
COSTOS INDIRECTOS	41556804.00	12409373.00	205419278.00	143933780.00	
	180079484.00	53773950.00	890150205	623713048.00	

SUBTOTAL DEL PRESUPUESTO	S/. 1,747,716,688,00
DERECHO DE REDES....	S/. 7,825,000,00
SUSPENSION DE SERVICIO :	S/. 0,00
DISEÑO TORRE TRANSF.	S/. 0,00
DISEÑO REDES AT - BT	S/. 0,00
TOTAL DEL PRESUPUESTO	S/. 1,755,541,688,00

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL NORTE
DIRECCION DE DISTRIBUCION

DESCRIPCION DEL TRABAJO: REMODELACION DE REDES CENTRO DE IBARRA CAMBIO TOTAL DE CONDUCTORES
SOLICITANTE: ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
UBICACION: CENTRO DE IBARRA
NUMERO DE ABONADO: 2920
NUMERO DE POSTES: 9 MTS.: 11MTS:
NUMERO DE KM: AT: 7 BT: 10
NUM. Y CAPACIDAD DE TRANSF.:
REALIZADO POR: XAVIER LOPEZ

1.-POSTES, TORRES Y ACCESORIOS

CODIGO	CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
022200604	61	ABRAZADERA DOBLE PARA PIE AMIGO DE 1/8" X 1 1/2"CON PER	20858.00	1272338.00
022200505	48	ABRAZADERA SIMPLE PARA PIE AMIGO 3/16 X 1 1/2 CON PERN	20048.00	962304.00
022200510	10	ABRAZADERA SIMPLE PARA RACK 3/16" X 1 1/2" CON PERNOS	16695.00	166950.00
022011701	49	AISLADOR DE RETENCION ANSI 54-2	17304.00	847896.00
022230301	100	ANCLAJE DE HORMIGON DE 0.027 MT3	18191.00	1819100.00
022254502	1149	ARANDELA CUADRADA 2 X 2 "	2769.00	3181581.00
022254503	100	ARANDELA CUADRADA 4 X 4 "	4000.00	400000.00
022201513	17	BRAZO TENSOR FAROL DE 2" X 1.5 MTRS.	90736.00	1542512.00
027101684	166	CRUCETA DE HIERRO L DE 3" x 1/4" x 2.00 mts.	160545.00	26650470.00
022501009	17	CRUCETA DE MADERA TRATADA DE 9 X 12 X 240 CM.	53477.00	909109.00
022301502	100	GRAPA MORDAZA DE TRES PERNOS PARA CABLE TENSOR DE 3/8"	10917.00	1091700.00
022153004	100	GUARDACABO DE 1/2"	3563.00	356300.00
027101847	4	HIERRO U DE 1/4 x 2 x 4 x 2 x 2.4 MT.	141900.00	567600.00
021010506	1600	MTS.DE CABLE DE ACERO PARA TENSOR DE 3/8"	4180.00	6688000.00
022251005	195	PERNO DE OJO DE 5/8" X 16" CON 3 TUERCAS Y ARANDELAS.	17356.00	3384420.00
022250509	170	PERNO DE ROSCA CORRIDA DE 1/2"X 4.1/2" CON TUERCA	3002.00	510340.00
022250512	210	PERNO DE ROSCA CORRIDA DE 5/8 X 16" CON TUERCA Y ARAND.	13500.00	2835000.00
022050106	147	PERNO PIN ESPIGA CORTA DE 5/8 CON ARANDELAS	12222.00	1796634.00
022252509	74	PERNO U DE VARILLA DE 1/2" X 70 CM.	14000.00	1036000.00
022205519	170	PLATINA PARA PIE AMIGO 3/16 x 1.1/2 X 28"	11076.00	1882920.00
	22	POSTE DE 11MTS.X350 KG.(DIFER.A PAGAR POR POSTE 9MTS.)	147000.00	3234000.00
022055005	20	RACK DE 5 VIAS	55900.00	1118000.00
022253504	89	TUERCA DE OJO PARA PERNO 5/8"	7064.00	628696.00
022300704	100	VARILLA DE ANCLAJE DE 5/8 X 1.50 MTS. CON TUERC Y ARAND	34400.00	3440000.00
		TOTAL.....		S/. 66,321,870,00

MANO DE OBRA Y TRANSPORTE

CANTIDAD	DESCRICPCION	VUNITARIO	VTOTAL
100	ANCLAJE TERRENO DURO	121700.00	12170000.00
30	ARMADA DE ESTRUCTURA DR5 O DS5	30980.00	929400.00
20	ARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. RV	148210.00	2964200.00
51	ARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. SV	100220.00	5111220.00
45	ARMADA DE TENSOR A TIERRA AT	47330.00	2129850.00
48	ARMADA DE TENSOR A TIERRA BT	44840.00	2152320.00
2	ARMADA DE TENSOR FAROL EN AT	51630.00	103260.00
5	ARMADA DE TENSOR FAROL EN BT.	48680.00	243400.00
2	ARMADA DE TENSOR POSTE AT	69170.00	138340.00
10	DESARMADA DE ESTRUCTURA DR2 O DS2	22130.00	221300.00
4	DESARMADA DE ESTRUCTURA DR3 O DS3	25820.00	103280.00
20	DESARMADA DE TENSOR BT	44840.00	896800.00
2	DESARMADA DE ESTRUCTURA RC	113590.00	227180.00

26	DESARMADA DE ESTRUCTURA RRC	131060.00	3407560.00
11	DESARMADA DE ESTRUCTURA RRV	141980.00	1561780.00
24	DESARMADA DE ESTRUCTURA SC o P	68150.00	1635600.00
41	ERECCION POSTES GRUA FACIL ACCESO	101530.00	4162730.00
141	EXCAVACION DE HUECOS TERRENO DURO	121250.00	17096250.00
41	EXTRACCION POSTE HORMIGON CON GRUA	101530.00	4162730.00
10810	METROS DE ESTACAMIENTO	570.00	6161700.00
41	TRANSPORTE DE POSTES DE (21 A MAS)	73340.00	3006940.00
41	UBICACION POSTERIA URBANO C/G	88170.00	3614970.00
	TRANSPORTE	663219.00	0.00
	TOTAL.....		S/. 72,200,810,00

2.-CONDUCTORES AEREOS Y ACCESORIOS

CODIGO	CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
022010303	300	AISLADOR DE SUSPENSION ANSI 52-1 DE 6"	59745.00	17923500.00
022011007	147	AISLADOR TIPO PIN ANSI 55-4	29925.00	4398975.00
022014001	30	AISLADOR TIPO ROLLO ANSI 53-2	6290.00	188700.00
022102501	222	GRAPA DE RETENCION TIPO DISTRIBUCION NGK-012	37191.00	8256402.00
021053503	6842	MT. DE CONDUCTOR DE ALUMINIO ACSR # 2	2200.00	15052400.00
021053504	16831	MT. DE CONDUCTOR DE ALUMINIO ACSR # 1/0	3760.00	63284560.00
021053003	16767	MT. DE CONDUCTOR DE ALUMINIO ASC # 2	2022.00	33902874.00
021053001	7330	MT. DE CONDUCTOR DE ALUMINIO ASC # 4	1272.00	9323760.00
021053004	11915	MT. DE CONDUCTOR DE ALUMINIO ASC # 1/0	2800.00	33362000.00
021053000	21281	MT. DE CONDUCTOR DE ALUMINIO ASC # 2/0	3745.00	79697345.00
		TOTAL.....		S/. 265,390,516,00

MANO DE OBRA Y TRANSPORTE

CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
6842	TENDIDO CONDUCTOR 4 A 2 ACSR.	620.00	4242040.00
16831	TENDIDO CONDUCTOR 1/0-2/0 ACSR	810.00	13633110.00
24097	TENDIDO DE CONDUCTOR 2 A 6ASC	620.00	14940140.00
33196	TENDIDO CONDUCTOR 1/0-2/0 ASC	810.00	26888760.00
57293	DESTENDIDO CONDUCT 6 AL 2 ASC	620.00	35521660.00
23673	DESTEND CONDUCT 4 A 2 ACSR	620.00	14677260.00
	TRANSPORTE	2653905.0	0.00
	TOTAL.....		S/. 109,902,970,00

3.-TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION Y ACCESORIOS

CODIGO	CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
022504004	102	BASE FUSIBLE NHU/0 500V - 250 AMP.	102044.00	10408488.00
022208003	33	CAJA HIERRO TOL 1/32"PARA 3 BASES FUSIBLES CRUC.Y ABRA.	30319.00	1000527.00
022401603	95	CONECTOR PU PARA VARILLA COPPERWELD	3032.00	288040.00
022605004	27	FUSIBLE CUCHILLA NSP/0 500V - 63AMP.	18191.00	491157.00
022605005	33	FUSIBLE CUCHILLA NSP/0 500V - 80AMP.	31322.00	1033626.00
022605006	30	FUSIBLE CUCHILLA NSP/0 500V - 100AMP.	31322.00	939660.00
022605008	12	FUSIBLE CUCHILLA NSP/0 500V - 160AMP.	31322.00	375864.00
021054509	240	MT. DE CONDUCTOR COBRE CABLEADO AISLADO # 2	9210.00	2210400.00
021054505	48	MT. DE CONDUCTOR COBRE CABLEADO AISLADO # 2/0	18200.00	873600.00
021051502	1725	MT. DE CONDUCTOR COBRE CABLEADO DESNUDO # 2	9083.00	15668175.00
021051001	120	MT. DE CONDUCTOR TIPO TTU CABLEAADO AISLADO # 1/0	11250.00	1350000.00
022600505	99	PARARRAYO TIPO VALVULA DE 10 KV.	400000.00	39600000.00
022602506	132	PORTAFUSIBLE TIPO ABIERTO DE 15KV. 100 AMP.	597450.00	78863400.00
029552047	20	REPISA TIPO CONSOLA	200000.00	4000000.00
022409018	60	TERMINAL DE COBRE PARA CONDUCTOR # 2	7338.00	440280.00
022409019	30	TERMINAL DE COBRE PARA CONDUCTOR # 1/0	7470.00	224100.00
022409014	12	TERMINAL DE COBRE PARA CONDUCTOR # 2/0	10000.00	120000.00
022601502	27	TIRAFUSIBLE DE AT DE 2 A TIPO K	15900.00	429300.00
022601503	63	TIRAFUSIBLE DE AT DE 3 A TIPO K	15900.00	1001700.00
022601505	12	TIRAFUSIBLE DE AT DE 5 A TIPO K	15900.00	190800.00
022601507	6	TIRAFUSIBLE DE AT DE 7 A TIPO K	18270.00	109620.00
022601610	3	TIRAFUSIBLE DE AT DE 15 A TIPO K	18270.00	54810.00
022601540	24	TIRAFUSIBLE DE AT DE 40 A TIPO K	22000.00	528000.00
	6	TRANSF. TRIF. DE 30 KVA 13.2KV-220/127V	12875000	77250000.00
	5	TRANSF. TRIF. DE 45 KVA 13.2KV-220/127V	13800000	69000000.00
	16	TRANSF. TRIF. DE 50 KVA 13.2KV-220/127V	14729000	235664000.0
	3	TRANSF. TRIF. DE 75 KVA 13.2KV-220/127V	16583000	49749000.00
022300707	95	VARILLA COPPERWELD 5/8 X 1.8 MTS	24200.00	2299000.00
		TOTAL.....		S/. 594,163,547,00

MANO DE OBRA Y TRANSPORTE

CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
4	DESMONTAJE DE TRANSF.MONOF.10-15KVA	212980.00	851920.00
10	DESMONTAJE DE TRANSF.TRIF. 30 - 45KVA	425950.00	4259500.00
6	DESMONTAJE DE TRANSF.TRIF. 50-75 KVA	567930.00	3407580.00
12	DESMONTAJE DE TRANSF.TRIF.100-120KVA.	1037480.0	12449760.00
90	MONTAJE DE PARARRAYO	68150.00	6133500.00
114	MONTAJE DE SECCIONADOR	63100.00	7193400.00

11	MONTAJE DE TRANSF.TRIF. 30 - 45 KVA	425950.00	4685450.00
19	MONTAJE DE TRANSF.TRIF. 50 - 75 KVA.	567930.00	10790670.00
95	PUESTA A TIERRA	30980.00	2943100.00
	TRANSPORTE	5941635.0	0.00
	TOTAL.....		----------
			S/. 52,714,880,00

4.-ALUMBRADO PUBLICO Y SEXALES LUMINOSAS

CODIGO	CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
022200514	344	ABRAZADERA SIMPLE PARA TENSOR 3/16 X 1.1/2 CON P	19924.00	6853856.00
022201536	344	BRAZO DE TUBO GAL. DE 1.1/2 X 1 MT. CON TOL 1/16t12t26	30250.00	10406000.00
025250703	12	CAJA TERMICA MONOFASICA 40 AMP. 120/240V.	31876.00	382512.00
025122016	34	CINTA AISLANTE DE 10 YARDAS	3181.00	108154.00
022401509	726	CONECTOR PERNO PARTIDO KSU-25	7590.00	5510340.00
022652701	22	FOCO DE VAPOR DE SODIO 70W. 220V.	83790.00	1843380.00
022652700	330	FOCO DE VAPOR DE SODIO 150W. 220V.	102900.00	33957000.00
022652707	14	FOCO DE VAPOR DE SODIO 250W. 220V	115190.00	1612660.00
025250402	12	INTERRUPTOR TERMICO MONOFASICO 15 AMP.	11239.00	134868.00
022651001	22	LUMINARIA DE VAPOR DE SODIO DE 70W. 220V.	819000.00	18018000.00
022651005	330	LUMINARIA DE VAPOR DE SODIO DE 150W. 220V.	1055000.00	348150000.00
022651013	14	LUMINARIA DE VAPOR DE SODIO DE 250W. 220V.	1260000.00	17640000.00
021052003	102	MT. CONDUCTOR DE COBRE SOLIDO AISLADO # 10	1124.00	114648.00
021052001	1650	MT. CONDUCTOR DE COBRE SOLIDO AISLADO # 14	629.00	1037850.00
022701030	12	RELE PARA ALUMBRADO PUBLICO DE 30 AMP.	207900.00	2494800.00
		TOTAL.....		----------
				S/. 448,264,068,00

MANO DE OBRA Y TRANSPORTE

CANTIDAD	DESCRIPCION	VUNITARIO	VTOTAL
12	ARMADA DE TABLERO TERMICO	15008.00	180000.00
660	DESMONTAJE DE LUMINARIAS HASTA 125 W	41560.00	27429600.00
44	MONTAJE DE LUMINARIA HASTA 125 W.	41560.00	1828640.00
28	MONTAJE DE LUMINARIA 200W HASTA 400 W.	54960.00	1538880.00
12	MONTAJE DE RELE PARA ALUMBRADO PUBLICO 30 AMP.	44840.00	538080.00
	TRANSPORTE	4482641.0	0.00
	TOTAL.....		----------
			S/. 31,515,200,00

RESUMEN DEL PRESUPUESTO

	POST. Y ACC.	COND. Y ACC.	TRANSF. DISTR.	ALUMB.PUBL.	TO
MATERIALES	66321870.00	265390516.00	594163547.00	448264068.00	
MANO DE OBRA Y TRANSPORTE	72200810.00	109902970.00	52714880.00	31515200.00	
COSTOS INDIRECTOS	41556804.00	112588046.00	194063528.00	143933780.00	
	180079484.00	487881532.0	840941955	623713048.00	

SUBTOTAL DEL PRESUPUESTO	S/.	2,132,616,819,00
DERECHO DE REDES....	S/.	7,150,000,00
SUSPENSION DE SERVICIO :	S/.	0,00
DISEÑO TORRE TRANSF.	S/.	0,00
DISEÑO REDES AT - BT	S/.	0,00
TOTAL DEL PRESUPUESTO	S/.	2,139,766,819,00

ING. PATRICIO GRANDA
DIRECTOR DE DISTRIBUCION

XAVIER LOPEZ

ANEXO 3.4

PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LA RED PROYECTADA

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A "EMELNORTE"									HOJA No. 1 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
1	Exist	11	S'U	DR5	A1			TT	T	
2	Exist	11	S'U	DS5	A1					
3	Exist	11	S'U	DS5	A1	TRF			T	CT-34, 45 KVA
4	Exist	11	S'U	DS5	A1					
5	Exist	11	S'U	DR5	A1			TT		
6	Exist	11	S'U	DS5	A1					
7	Exist	11	S'U	DS5	A1					
8	Exist	11	S'U	DR5	A1			TT	T	
9	Exist	11	S'U	DS5	A1					
10	Exist	11	S'U	DR5	A1			TP11	T	
11	Exist	11	S'U	DR5	A1			TP10	T	
12	Exist	11		DR2	A1			TP13		
13	Exist	11		DR5/DR2	A1			TP12	T	
14	Exist	11		DS5	A1					
15	Exist	11		DS5	A1					
16	Exist	11	R'U	DS5	A1	TRF	TT		T	CT-01,30 KVA
17	Exist	11	S'U	DS5	A1					
18	Exist	9		DR2	A2			TT		
19	Exist	9		DS2	A2					
20	Exist	9		DR2	A2			TT		
21	Exist	11	S'U	DS5	A1					
22	Exist	11	S'U	2DR5	A1				T	
23	Exist	11	S'U	DR5	A1	TRF		TP114	T	CP-2 ,30KVA
24	Exist	11	S'U	DS5	A1					
25	Exist	11	S'U	DS5	A1					
26	Exist	11	S'U	DS5	A1	TRF			T	CT-03, 50KVA
27	Exist	11	S'U	DS5	A1					
28	350	11		DR2	A1					Poste de H9 a cambiar por H 11
29	350	11		DR5/DR2	A1			TT	T	Poste de H9 a cambiar por H 11
30	350	11		DS5	A1					Poste de H9 a cambiar por H 11
31	350	11		DS5	A1					Poste de H9 a cambiar por H 11
32	350	11		DS5	A1					Poste de H9 a cambiar por H 11
33	350	11		DS5	A1					Poste de H9 a cambiar por H 11
34	350	11		DS5	A1					Poste de H9 a cambiar por H 11

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A. "EMELNORTE"									HOJA No. 2 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
35	350	9		2DR5	A1			2TF		Poste de H 11 a cambiar por H9
36	Exist	11								Poste de H 11 a reubicar
37	Exist	11	R'V	DS5	A1		TT			
38	Exist	11	R'V	DS5	A1	TRF	TT		T	CT-02, 50 K'VA
39	350	9		DS5	A1					Poste de H 11 a cambiar H9
40	Exist	9		DS5	A1					
41	Exist	9		DS5	A1					
42	Exist	9		DS5	A1					
43	Exist	9		DR5	A1			TT	T	
44	Exist	11	R'V	DR2	A1		TF	TF		
45	Exist	11	S'V	DR5/DR2	A1			TT		
46	Exist	11	S'V	DS5	A1					
47	Exist	11	S'V	DS5	A1					
48	Exist	11	S'V	DS5	A1					
49	Exist	11	S'V	DS5	A1					
50	Exist	9		DR5	A2			TT		
51	Exist	9		DS5	A2					
52	Exist	9		DS5	A2					
53	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
54	Exist	11	S'V	DS5						
55	Exist	11	S'V	DS5	A1	TRF			T	CP-3 , 50 K'VA
56	Exist	11	S'V	DS5						
57	Exist	11	S'V	DS5	A1	TRF			T	CT-05, 50 K'VA
58	Exist	11	S'V	DS5	A1					
59	Exist	11	S'V	DS5	A1					
60	Exist	9		DR2	A2					
61	Exist	9		DR5/DR2	A2			TT		
62	Exist	9		DS5	A2					
63	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
64	Exist	9		DR3	A2			TT	T	
65	Exist	9		DS3	A2			TF		
66	Exist	11	S'V	DS5/DR3	A1					
67	Exist	11	S'V	DS5	A1					
68-69	Exist	11	2S'V	2DS5	A1	TRF			T	CT-06, 75 K'VA

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A "EMELNORTE"

HOJA No. 3 de 13

PLANILLA DE ESTRUCTURAS

FECHA:

NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA

POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
70	Exist	9		DS5	A1					
71	Exist	9		2DR5	A1					
72	Exist	11	RRV	DS5	A1	S3				SECCIONADOR
73	Exist	11	RRV	DS5	A1		TT			
74	Exist	9		DS5	A2					
75	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
76	Exist	11	S'V	DR5	A1			TT		
77	Exist	11	RRV	DS5	A1	S3				SECCIONADOR
78	Exist	11	S'V	DS5	A1					
79	Exist	11	S'V	DS5	A1					
80	Exist	11	S'V	DS5	A1	TRF			T	CP-04 , 50 KVA
81	Exist	11	S'V	DS5	A1					
82	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
83	Exist	9		DS5	A2					
84	Exist	11	RV	DS5	A1		TT			
85	Exist	11	S'V	DS5	A1					
86	350	11	S'V	DS5	A1					Poste de H9 a cambiar por H 11
87	350	11	RV,S'V	DS5	A1	TRF			T	CT-10,75 KVA; PH9 X PH 11.
88	Exist	9		DS5	A2					
89	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
90	Exist	9		DS5	A2					
91	Exist	9		DS5	A2					
92	Exist	9		2DR5	A2					
93	Exist	11			A1					
94	Exist	11			A1					
95	Exist	11			A1					
96	Exist	11			A1					
97	Exist	11			A1					
98	Exist	11			A1					
99	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
100	Exist	9			A2					
101	Exist	11			A1					
102	Exist	11			A1					
103	Exist	9		DS5	A2					

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A. "EMELNORTE"									HOJA No. 4 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
104	Exist	9		DS5	A2					
105	Exist	9		DR5	A2			TP 106		
106	Exist	9		DR5	A2			TP 105	T	
107	Exist	11	S'V	DS5	A1					
108	Exist	11	S'V	DS5	A1					
109	Exist	11	S'V	DS5	A1					
110	Exist	11	S'V	DS5	A1					Poste de H 11 a reubicar
111	Exist	11	R'V	DS5	A1	TRF	TT		T	CT-04, 75KVA Poste de H9 x H 11
112	Exist	9		DS5	A2					
113	Exist	11	R'V	DS5	A1	TRF	TT		T	CT-33, 45 KVA
114	Exist	11	S'V	DR5	A1			TP23	T	
115	Exist	11	S'V	DS5	A1					
116	Exist	11	S'V	DS5	A1					
117	Exist	11	S'V	DR5	A1			TP 134		
118	Exist	11	S'V	DS5	A1					
119	Exist	11	R'V	DS5	A1		TT			
120	Exist	11		DR5	A1			TT	T	
121	Exist	11	S'V	DR5	A1			TT	T	
122	Exist	11	S'V	DS5	A1					
123	Exist	11	S'V	DS5	A1					
124	Exist	11	S'V	DS5	A1					
125	Exist	11	S'V	DR5	A1			TP204		
126	Exist	9		DR5	A2			TT		
127	Exist	11	R'V	DS5	A1		TT			
128	Exist	11	S'V	DS5	A1					
129	Exist	11	S'V	DS5						
130	Exist	11	R'V	DS5	A1	TRF	TT		T	CT-32,50KVA
131	Exist	9		DS5	A2					
132	Exist	9		DS5	A2					
133	Exist	9		DR5	A2			TP 137		
134	Exist	11	S'V	DR5	A1			TP 117		
135	Exist	11	S'V	DS5	A1					
136	Exist	11	S'V	DR5	A1			TP200	T	
137	Exist	9		DR5	A2			TP 133		

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A "EMELNORTE"									HOJA No. 5 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
138	Exist	9		DS5	A2					
139	Exist	9		DR5	A2			TP 140		
140	Exist	9		DR5	A2			TP 139		
141	Exist	11		DS5	A1					
142	Exist	11		DR5	A1			TT	T	
143	Exist	11			A1					
144	Exist	11			A1					
145	Exist	11			A1					
146	Exist	11			A1					
147	Exist	11			A1					
148	Exist	11			A1					
149	Exist	11			A1					
150	Exist	11	S'V		A1	TRF			T	CP-12 ,50 KVA
151	Exist	11	S'V	DS5	A1					
152	Exist	11	R'V	DS5	A1	TRF	TT	TT	T	CT-09,75 KVA
153	Exist	11	S'V	DS5	A1					
154	Exist	11	S'V	DS5	A1					
155	Exist	11	RR'V	DS5	A1	S3				SECCIONADOR
156	Exist	11	S'V	DS5						
157	Exist	11	R'V	DS5	A1	TRF	TT		T	CP-07 ,75 KVA
158	Exist	11	S'V	DS5	A1	TRF			T	CP-08 ,45 KVA
159	Exist	11	R'V	DR5	A1	TRF	TP 180	TP 180		CP-09 , 120 KVA
160	Exist	11	S'V	DS5						
161	Exist	11	S'V	DS5	A1	TRF			T	CT-07, 45 KVA
162	Exist	11	S'V	DS5	A1	TRF			T	CP-6, 30 KVA
163	Exist	11	S'V,R'V	DR5	A1	TRF	TT	TT	T	CP-5 , 100 KVA
164	Exist	11	S'V	DS5	A1					
165	Exist	11	S'V	DR5	A1			TP 166		
166	Exist	11	S'V	DR5	A1			TP 165		
167	Exist	11	S'V	DS5	A1					
168	Exist	11	S'V	DS5	A1					
169	Exist	9		DS5	A2					
170	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
171	Exist	9		DR5	A2			TT	T	

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A "EMELNORTE"									HOJA No. 6 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
172	Exist	9			A2					
173	Exist	11	R'U		A1		TP 172			
174	Exist	11	R'U		A1	TRF	TP 175		T	CP-11,30 KVA
175	Exist	11			A1					
176	Exist	11	S'U		A1					
177	Exist	11	S'U		A1	TRF			T	CP-14,30 KVA
178	Exist	11	S'U		A1	TRF			T	CP-13,200KVA
179	Exist	11	S'U		A1					
180-180	Exist	11	S'U,R'U		A1	TRF	TP 159		T	CT-09,50KVA CP-10,50 KVA
181	Exist	11			A1					
182	Exist	9			A2					
183	Exist	9			A2					
184	Exist	11	R'U		A1	TRF			T	CP-26,75 KVA
185	Exist	11	S'U	DS5						
186	Exist	11	S'U	DS5	A1	TRF	TT	TT	T	CT-30,45KVA
187	Exist	11	S'U	DS5	A1					
188	Exist	11	S'U	DS5	A1					
189	Exist	11	S'U	DS5	A1					
190	Exist	11	R'U	DS5	A1		TT			
191	Exist	11	S'U	DR5	A1			TP 192	T	
192	Exist	11	S'U	DR5	A1			TP 191	T	
193	Exist	11	S'U	DS5	A1					
194	Exist	11	R'U	DS5	A1		TP 195			
195	Exist	11	R'U	DS5	A1	TRF	TP 194		T	CT-31,30KVA
196	Exist	11	S'U	DS5						
197	Exist	11	S'U	DS5	A1	TRF			T	CP-27,45 KVA
198	Exist	9		DR5	A2			TP221		
199	Exist	11	R'U	DS5	A1		TT			
200	Exist	11	S'U	DR5	A1			TP 136		
201	Exist	11	R,R'U	DS5	A1	S3				SECCIONADOR
202	Exist	11	R'U	DS5	A1		TP203			
203	Exist	9		DR5	A1			TT	T	
204	Exist	11	S'U	DR5	A1			TP 125		
205	Exist	11	S'U	DR5	A1			TP205		

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A "EMELNORTE"									HOJA No. 7 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
206	Exist	11	S'U	DRS	A1			TP205		
207	Exist	11	S'U	DSS	A1					
208	Exist	11	S'U	DSS	A1					
209	Exist	11	S'U	DSS	A1					
210	Exist	11		DRS	A1			TT	T	
211	Exist	11		DSS	A1					
212	Exist	11		DSS	A1					
213	500	11	R'U	DSS	A1	TRF	TT		T	CT-24 , 50 KVA, H9 X H 11
214	350	11	R'U	DRS	A2		TT	TP215		POSTE DE H9 X H 11
215	Exist	9		DRS	A2			TP214	T	
216	Exist	9		DSS	A2					
217	Exist	9		DRS	A2			TP216		
218	Exist	9		DRS	A2			TP217		
219	Exist	11	S'U	DSS	A1					
220	500	11	R'U	DSS	A1	TRF	TT		T	CT-27, 30 KVA , H9 X H 11
221	Exist	9		DRS	A2			TP196		
222	Exist	11	R'U	DSS	A1		TP218			
223	Exist	11	S'U	DSS	A1					
224	Exist	9		DRS	A2			TT		
225	Exist	11	S'U	DSS	A1					
226	Exist	11	2S'U	2DSS	A1	TRF			T	CT-28 ,50 KVA
227	Exist	11	S'U	DSS	A1					
228	Exist	11	R'U		A1	TRF	TT			CP-22 ,300 KVA
229	Exist	11			A1					
230	Exist	11	S'U		A1	TRF			T	CP-21 , 50KVA
231	Exist	11	S'U	DSS	A1	TRF			T	CT-29 ,45 KVA
232	Exist	11	R'U	DSS			TT			
233	Exist	11			A1					
234	Exist	11			A1					
235	Exist	11			A1					
236	Exist	11	S'U		A1					
237	Exist	11	S'U		A1	TRF			T	CP-18 ,75 KVA
238	Exist	11	R'U		A1		TF			
239	Exist	11	S'U		A1	TRF			T	CP-17 ,30 KVA

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A. "EMELNORTE"									HOJA No. 8 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
240	Exist	11			A1					
241	Exist	11			A1					
242	Exist	9		DR5	A2			TT		
243	Exist	11	SV	DS5	A1	TRF			T	CP-10 ,45 KVA
243	350	11	RRV	DS5	A1	S3				SECCIONADOR
244	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
245	Exist	11	SV		A1	TRF			T	CP-15 ,75 KVA
246	Exist	9		DS5	A2					
247	Exist	9		DS5	A2					
248	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
249	Exist	11	SV	DS5	A1					
250	Exist	11	SV	DS5	A1					
251	Exist	11	SV	DS5	A1	TRF			T	CT-11 ,50 KVA
252	Exist	11	SV	DS5	A1					
253	Exist	11	SV	DS5	A1					
254	Exist	11	RV	DR5	A1		TT	TT		
255	Exist	11	RV	DR5	A1		TT	TT	T	
256	Exist	11	SV	DS5	A1					
257	Exist	11	SV	DS5	A1					
258	Exist	11	SV	DS5	A1					
259	Exist	11	SV	DS5	A1					
260	Exist	11		DS5	A2					Poste de H 9 x H 11
261	Exist	11	RV	DS5	A1		TP262			
262	Exist	9		DS5	A2					
263	Exist	9		DR5	A2			TP361		
264	Exist	11	SV	DS5	A1					
265	Exist	11	2SV	DS5	A1	TRF			T	CT-12 ,50 KVA
266	Exist	11	RRV	DS5	A1	S3				SECCIONADOR
267	Exist	11	SV	DS5	A1					Poste de H 11 a ser reubicado
268	Exist	11		DR5	A1			TT		
269	Exist	11	SV	DR5	A1			TP355		
270	Exist	11	SV	DS5	A1					
271	Exist	11	SV	DS5	A1					
272	Exist	11	SV	DS5	A1					
273	Exist	9		DR5	A1			TP274		

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A "EMELNORTE"									HOJA No. 9 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
274	Exist	11	R'V	DR5	A1		TT	TP273		
275	Exist	11	S'V	DS5	A1					
276	Exist	11	S'V	DS5	A1					
277	Exist	11	R'V	DR5	A1		TT	TP278		
278	Exist	9		DR5	A2			TP277	T	
279	Exist	11	R'V	DR5	A1	TRF	TT	TP341		CP-29 ,30 KVA
280	Exist	11	S'V	DS5	A1					
281	500	11	R'V	DS5	A1	TRF	TT		T	CT-26,30KVA H9 X H 11
282	350	11	R'V	DR5	A2		TT	TP283		POSTE DE H9 X H 11
283	Exist	9		DR5	A2			TP282	T	
284	Exist	11	S'V	DS5	A1					
285	Exist	11	S'V	DR5	A1			TP334	T	
286	Exist	11	S'V	2DR5	A1				T	
287	350	11	R'V	DS5	A2		TT			POSTE DE H9 X H 11
288	Exist	11	S'V/SC	DR5	A1			TP295		Poste a reubicar
289	500	11	R'V	DS5	A1	TRF	TT		T	CT-25 , 30 KVA , H9 X H 11
290	Exist	9		DS5	A2					
291	Exist	9		DS5	A2					
292	Exist	9		DS5	A2					
293	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
294	Exist	11	S'V	2DR5	A1				T	
295	Exist	11	S'V	DR5	A1			TP288	T	
296	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
297	Exist	9		DS5	A2					
298	Exist	9		DS5	A2					
299	Exist	9		DR2	A2					
300	Exist	9		DS5	A2					
301	Exist	9		DS5	A2					
302	Exist	9		2DS5	A2			TT		
303	500	11	R'V	DS5	A2	TRF	TT		T	CT-22 , 30 KVA , H9 X H 11
304	Exist	11	S'V	2DR5	A1					
305	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
306	Exist	9		DS5	A2					
307	Exist	9		DS5	A2					

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A "EMELNORTE"									HOJA No. 10 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
308	Exist	9		DRS	A2			TT		
309	Exist	9		DRS	A1			TT	T	
310	Exist	9		DSS	A1					
311	Exist	11	S'V	DSS	A1					
312	350	11	S'V	DSS	A1					Poste de H9 X H 11
313	Exist	9		DRS	A2			TT	T	
314	350	11	R'V	DSS	A2		TT			POSTE DE H9 X H 11
315	350	11	R'V	DSS	A2	TRF	TT		T	CT-23, 45 KVA, H9 X H 11
316	Exist	9		DSS	A2					
317	Exist	9		DRS	A2			TT	T	
318	Exist	11	RRV	2DRS	A1	S3				SECCIONADOR
319	Exist	11	RRV			S3				(SECCIONADOR) poste a reubicar
320	Exist	11	S'V	2DRS	A1				T	
321	Exist	11	S'V	DSS	A1					
322	Exist	11	S'V	DSS	A1					
323	Exist	11	S'V	DSS	A1					
324	Exist	11	S'V	DSS	A1	TRF			T	CT-20 , 45 KVA
325	Exist	11	S'V	DSS						
326	Exist	11	R'V	DSS	A1	TRF	TP327		T	CP-24 ,50 KVA
327	Exist	9		DRS	A2			TF		
328	Exist	9		DRS	A2			TT		
329	Exist	9		DSS	A2					
330	Exist	9		DRS	A2			TP330	T	
331	Exist	11	S'V	DSS	A1	TRF			T	CT-21, 45 KVA
332	Exist	11	S'V	DRS	A1			TP333		
333	Exist	11	S'V	DRS	A1			TP332	T	
334	Exist	11	S'V	DRS	A1			TP285		
335	Exist	11	S'V	DSS	A1					
336	Exist	11	S'V	DRS	A1			TP331	T	
337	Exist	11	S'V	DSS	A1					
338	Exist	11	S'V	DSS	A1					
339	Exist	11	S'V	DSS						
340	Exist	11	S'V	DSS	A1	TRF			T	CT-18 ,45 KVA
341	Exist	9		DRS	A2			TP279		

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A "EMELNORTE"									HOJA No. 11 de 18	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
342	Exist	9		DBS	A2					
343	Exist	9		DBS	A2					
344	Exist	9		DRS	A2			TP347		
345	Exist	11	S'V	DBS	A1					
346	Exist	11	S'V	DBS	A1					
347	Exist	11	S'V	DRS	A1			TP351	T	
348	Exist	9		DBS	A2					
349	Exist	9		DBS	A2					
350	Exist	9		DRS	A2			TP380		
351	Exist	11	S'V	DRS	A1			TP347		
352	Exist	11	S'V	DBS	A1					
353	Exist	11	R'V	DBS	A1	TRF	TT		T	CT-13 ,45 K'V.A.
354	Exist	9		DBS	A2					
355	Exist	11	RRV	DRS	A1			TP269	T	SECIONADOR 83
356	Exist	11	S'V	DBS	A1					
357	Exist	11	S'V	DRS	A1			TP358		
358	Exist	11	S'V	DRS	A1			TP357		
359	Exist	9		DBS	A2					
360	Exist	9		DRS	A2			TT	T	
361	Exist	9		DRS	A2			TP363		
362	Exist	9		DRS	A2			TP363		
363	Exist	9		DRS	A2			TP362	T	
364	Exist	9		DBS	A2					
365	Exist	11		DRS	A1			TP423		
366	Exist	9			A2			TP367		
367	Exist	9		DRS	A2			TP366		
368	Exist	9		DBS	A2					
369	Exist	9		DBS	A2					
370	500	9	R'V	DBS	A1	TRF	TT		T	CT-14, 45 K'V.A, H9 X H 11
371	350	9	R'V	DBS	A1		TT			Poste de H9 X H 11
372	Exist	9		DBS	A2					
373	Exist	11	S'V	DBS	A1					
374	Exist	11	S'V	DBS	A1					
375	Exist	11		DBS						

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A "EMELNORTE"									HOJA No. 12 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
376	Exist	11	S'V	DS5	A1					
377	Exist	9		DS5	A2					
378	Exist	9		DR5	A2			TP379		
379	Exist	9		DR5	A2			TP378		
380	Exist	9		DR5	A2			TP350		
381	Exist	9		DS5	A2					
382	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
383	Exist	9		DS5	A2					Poste de H 11 x H9
384	Exist	9		DS5	A2					Poste de H 11 x H9
385	Exist	11	R'V	DS5	A1	TRF	TT		T	CT-19 ,50 K'VA
386	Exist	11	S'V	DS5	A1					
387	Exist	9		DR5	A2			TP344		Poste de H 11 x H9
388	Exist	9		DS5	A2					Poste de H 11 x H9
389	Exist	9		DR5	A2			TT	T	Poste de H 11 x H9
390	Exist	11	R'V	DR5	A1		TT	TP330		
391	Exist	11	S'V	DR5	A1			TP336		
392	Exist	11	S'V	DS5	A1					
393	Exist	11	S'V	DS5	A1					
394	Exist	11	S'V	DR5	A1			TT	T	Poste de H9 x H 11
395	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
396	Exist	9		DS5	A2					
397	Exist	9		DS5	A2					
398	Exist	9		DS5	A2			TF		
399	350	11	R'V	DS5	A1	TRF	TT		T	CT-17 ,30 K'VA
400	Exist	11	R'V				TF			Poste de H9 x H 11
401	Exist	11	R'V	DS5	A1		TT			Poste de H9 x H 11
402	Exist	9		DS5	A2			TF		
403	Exist	9		DS5	A2					
404	Exist	9		2DR5	A2			TF		
405	Exist	9		DS5	A2					
406	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
407	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
408	Exist	9		DS5	A2					
409	Exist	11	R'V	DS5	A1		TT			

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A "EMELNORTE"									HOJA No. 13 de 13	
PLANILLA DE ESTRUCTURAS									FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE CENTRO DE IBARRA										
POSTE			ESTRUCTURAS			MONTAJE	TENSOR		PUESTA	OBSERVACIONES
No.	TIPO	LONG	AT	BT	AP	TIPO	AT	BT	TIERRA	
410	Exist	11	S'U	DSS	A1					
411	Exist	11	S'U	DR5	A1			TP418	T	
412	Exist	11	S'U	2DR5	A1					
413	Exist	11	S'U	DSS	A1					
414	Exist	11	R'U	DSS	A1	TRF	TT		T	CT-15 ,30 KVA
415	Exist	9		DSS	A2					
416	Exist	9		DSS	A2					
417	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
418	Exist	11	S'U	DR5	A1			TP411		
419	Exist	11	R'U/S'U	DSS	A1	TRF	TT		T	CT-18 ,30 KVA
420	Exist	11	S'U	DSS	A1	TRF			T	CP-19, 45 KVA
421	Exist	9		DSS	A2					
422	Exist	9		DR5	A2			TT	T	
423	Exist	9		DR5	A2			TP365		Poste de H 11 x H9
424	Exist	11	R'U	DSS	A1		TT			
425	Exist	11	S'U	DSS	A1					
426	Exist	11	S'U	DSS	A1					
427	Exist	11	R'U	DSS	A1	TRF	TT	TT	T	CP-20, 30 KVA
428	Exist	11	RRU	DR2	Exist	S3				SECCIONADOR
429	350	11	R'U	Exist	Exist		TF			
430	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
431	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
432	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
433	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
434	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
435	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
436	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
437	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
438	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
439	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
440	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
441	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
442	Exist	11	S'U	Exist	Exist					
443	Exist	11	R'U		A1		TT		T	CP-1 30KVA

ANEXO No 3.5

LISTA Y ESPECIFICACION DE MATERIALES

PROYECTO: REMODELACION Y CAMBIO DE VOLTAJE
CENTRO DE IBARRA

PARTIDA A.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
A001	C/U	9	Transformador trifásico, clase distribución, sumergido en aceite. Autoprotegido, tipo convencional, apropiado para instalación a la intemperie a 3000 msnm. potencial en régimen continuo:30 KVA, con una temperatura ambiente de 30 oC y un sobrecalentamiento de 65 oC medido por resistencia. Voltaje nominal primario 13800 V. Voltaje nominal secundario 220/127 V. conexión lado primario; delta,conexión lado 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 +-2x 2.5 % de la relación de transformación.Para conmutación sin carga, con el conmutador localizado exteriormente. Impedancia máxima régimen continuo 4% sobre la base de sus KVA nominales , frecuencia 60 Hz. Clase de aislamiento lado primario; 24 KV, BIL, 150KV. Clase de aislamiento lado secundario 1.2 KV, BIL 30 KV. se suministrara con los siguientes accesorios, como mínimo; válvula de drenaje, conector para derivación a tierra del tanque. Placa de características y dispositivos de elevación(ganchos), deberá satisfaser las disposiciones que en cuanto a diseño , fabricación y pruebas se establecen en las normas ANSI C-57-12-20.
A002	C/U	11	Transformador trifásico, clase distribución, sumergido en aceite. Autoprotegido, tipo convencional, apropiado para instalación a la intemperie a 3000 msnm. potencial en régimen continuo: 45 KVA, con una temperatura ambiente de 30 oC y un sobrecalentamiento de 65 oC medido por resistencia. Voltaje nominal primario 13800 V. Voltaje nominal secundario 220/127 V. conexión lado primario; delta,conexión lado 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 +-2x 2.5 % de la relación de transformación.Para conmutación sin carga, con el conmutador localizado exteriormente. Impedancia máxima régimen continuo 4% sobre la base de sus KVA nominales , frecuencia 60 Hz. Clase de aislamiento lado primario; 24 KV, BIL, 150KV. Clase de aislamiento lado secundario 1.2 KV, BIL 30 KV. se suministrara con los siguientes accesorios, como mínimo; válvula de drenaje. conector para derivación a tierra del tanque. Placa de características y dispositivos de elevación(ganchos), deberá satisfaser las disposiciones que en cuanto a diseño , fabricación y pruebas se establecen en las normas ANSI C-57-12-20.

A003	C/U	9	Transformador trifásico, clase distribución, sumergido en aceite. Autoprotegido, tipo convencional, apropiado para instalación a la intemperie a 3000 msnm. potencial en régimen continuo: 50 KVA, con una temperatura ambiente de 30 oC y un sobrecalentamiento de 65 oC medido por resistencia. Voltaje nominal primario 13800 V. Voltaje nominal secundario 220/127 V. conexión lado primario; delta,conexión lado 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 +-2x 2.5 % de la relación de transformación.Para conmutación sin carga, con el conmutador localizado exteriormente. Impedancia máxima régimen continuo 4% sobre la base de sus KVA nominales , frecuencia 60 Hz. Clase de aislamiento lado primario; 24 KV, BIL, 150KV. Clase de aislamiento lado secundario 1.2 KV, BIL 30 KV. se suministrara con los siguientes accesorios, como mínimo; válvula de drenaje, conector para derivación a tierra del tanque.Placa de características y dispositivos de elevación(ganchos), deberá satisfaser las disposiciones que en cuanto a diseño , fabricación y pruebas se establecen en las normas ANSI C-57-12-20.
A004	C/U	4	Transformador trifásico, clase distribución, sumergido en aceite. Autoprotegido, tipo convencional, apropiado para instalación a la intemperie a 3000 msnm. potencial en régimen continuo: 75 KVA, con una temperatura ambiente de 30 oC y un sobrecalentamiento de 65 oC medido por resistencia. Voltaje nominal primario 13800 V. Voltaje nominal secundario 220/127 V. conexión lado primario; delta,conexión lado 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 +-2x 2.5 % de la relación de transformación.Para conmutación sin carga, con el conmutador localizado exteriormente. Impedancia máxima régimen continuo 4% sobre la base de sus KVA nominales , frecuencia 60 Hz. Clase de aislamiento lado primario; 24 KV, BIL, 150KV. Clase de aislamiento lado secundario 1.2 KV, BIL 30 KV. se suministrara con los siguientes accesorios, como mínimo; válvula de drenaje, conector para derivación a tierra del tanque.Placa de características y dispositivos de elevación(ganchos), deberá satisfaser las disposiciones que en cuanto a diseño , fabricación y pruebas se establecen en las normas ANSI C-57-12-20.

PARTIDA B.- EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO.

ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
B001	C/U	132	Seccionador fusible unipolar, tipo abierto, adecuado para un voltaje de servicio de 13.8 KV, voltaje máximo de diseño, 15 KV, capacidad nominal 100 A . Capacidad de interrupción, simétrica 8000 A. BIL 125 KV. Completo, con tubo portafusible y accesorios de soporte para montaje de 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.
B002	C/U	27	Tirafusible para alto voltaje, cabeza removible tipo K, según designación EEINEMA, 2 A nominales.

B003	C/U	63	Tirafusible para alto voltaje, cabeza removible tipo K, según designación EEINEMA, 3 A nominales.
B004	C/U	12	Tirafusible para alto voltaje, cabeza removible tipo K, según designación EEINEMA, 5 A nominales.
B005	C/U	6	Tirafusible para alto voltaje, cabeza removible tipo K, según designación EEINEMA, 7 A nominales.
B006	C/U	3	Tirafusible para alto voltaje, cabeza removible tipo K, según designación EEINEMA, 15 A nominales.
B007	C/U	24	Tirafusible para alto voltaje, cabeza removible tipo K, según designación EEINEMA, 40 A nominales.
B008	C/U	99	Pararrayos tipo autoválvula, clase distribución, adecuado para un voltaje de servicio de 13.8 KV . voltaje nominal 10 KV. Máxima tensión de descarga para una onda de corriente de 8 ł 20 microsegundos; 59 KV para 5 KV y 66 KV para 10 K. Completo, con accesorios de soporte para montaje en cruceta de hierro angulo y adecuado para operación a 3000 msnm. los detalles de fabricación y diseño deben satisfacer las Normas ANSI C-62.1
B009	C/U	27	Cartucho fusible para baja tensión, tipo NH, alta capacidad de ruptura, con un mínimo de 100 KA, 500 V, 63 A de corriente nominal, tamaño 1.
B010	C/U	33	Cartucho fusible para baja tensión, tipo NH, alta capacidad de ruptura, con un mínimo de 100 KA, 500 V, 80 A de corriente nominal, tamaño 1.
B011	C/U	30	Cartucho fusible para baja tensión, tipo NH, alta capacidad de ruptura, con un mínimo de 100 KA, 500 V, 100 A de corriente nominal, tamaño 1.
B012	C/U	12	Cartucho fusible para baja tensión, tipo NH, alta capacidad de ruptura, con un mínimo de 100 KA, 500 V, 160 A de corriente nominal, tamaño 1.
B013	C/U	102	Base portafusible para baja tensión, unipolar, clase 500 V, 250 a corriente nominal, tamaño 1, adecuada para utilizarse con cartuchos fusible tipo NH, terminales de ajuste tipo abrazadera de presión, completa con pernos, arandelas planas y de presión.

PARTIDA C.- ALUMBRADO PUBLICO.

ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
C001	C/U	22	Luminaria 220 V, 60 HZ, Vapor de sodio de 70 W tipo cerrado, color y factor de potencia corregidos.
C002	C/U	330	Luminaria 220 V, 60 HZ, Vapor de sodio de 150 W tipo cerrado, color y factor de potencia corregidos.
C003	C/U	14	Luminaria 220 V, 60 HZ, Vapor de sodio de 250 W tipo cerrado, color y factor de potencia corregidos.
C004	C/U	12	Caja de control con fotocelda de 1000 W, 220 V, contactor de 1.5 KW categoría AC3.
C005	C/U	34	Cinta aislante 10 yardas

PARTIDA D.- AISLADORES.

ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
D001	C/U	300	Aislador de porcelana procesada en húmedo, tipo SUSPENCION, 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, en cadenas de 1 o 3 aisladores por fase. clase ANSI 52-1 de 6''.
D002	C/U	147	Aislador de porcelana procesada en húmedo, tipo ESPIGA, de alta resistencia mecánica y alta rigidez dieléctrica,esmaltado al fuego, previsto en el cuello de un esmalte semiconductor para reducir el nivel de radiointerferencia , para una tensión nominal de 13.8 KV , clase ANSI 55-4. Deberá satisfaser los requerimientos establecidos en las normas ANSI C-29.6.
D003	C/U	49	Aislador de porcelana procesada en húmedo, tipo RETENIDA, para una tensión nominal de 13.8 KV, Clase ANSI 54-2. Deberá satisfacer los requerimientos establecidos en las Normas ANSI C-29-4.
D004	C/U	30	Aislador de porcelana procesada en húmedo, tipo ROLLO, para una tensión nominal de 0.25 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.

PARTIDA E.- CONDUCTORES DESNUDOS.

ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
E001	M	1725	Conductor desnudo cableado, cable recocido suave #2 AWG, designación ASTM B3 B8, adecuado para puesta a tierra.
E002	M	1000	Conductor desnudo cableado, cobre 7 hilos, calibre 4 AWG, designación ASTM B-397.
E003	M	1000	Conductor desnudo cableado, cobre 7 hilos, calibre # 6 AWG, designación ASTM B-397.
E004	M	1000	Conductor desnudo cableado, cobre 7 hilos, calibre # 8 AWG, designación ASTM B-397.

PARTIDA F.- CONDUCTORES AISLADOS Y ACCESORIOS.

ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
F001	M	240	Conductor aislado con PVC termoplástico para 2000 V, tipo TTU, cableado, cobre suave, cableado 7 hilos, calibre No 2 AWG, designación ASTM B3, B8, UL83,IPECEA.S-61-402 para instalación subterránea.
F002	M	120	Conductor aislado con PVC termoplástico para 2000 V, tipo TTU, cableado, cobre suave, cableado 7 hilos, calibre No 1/0 AWG, designación ASTM B3, B8, UL83,IPECEA.S-61-402 para instalación subterránea.

F003	rollo	20	Cinta eléctrica de plástico vinilo, para aislamiento en baja tensión, 19 mm de ancho y 20.0 m de longitud color negro.
F004	M	1650	Conductor aislado con PVC termoplástico para 2000 V, tipo TW sólido cobre suave, unipolar, calibre No 14 AWG, designación ASTM B3, B8, UL83, IPECEA S-61-402 para instalación de luminarias.
F005	M	102	Conductor aislado con PVC termoplástico para 2000 V, tipo TW sólido cobre suave, unipolar, calibre No 10 AWG, designación ASTM B3, B8, UL83, IPECEA S-61-402 para instalación de luminarias.

PARTIDA G.- ACCESORIOS PARA CONDUCTORES.

ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
G001	M	100	Conductor desnudo sólido, cobre recocido temple cero, calibre No6 AWG, adecuado para ataduras.
G002	C/U	222	Grapa terminal apernada para conductores de cobre, tipo pistola, rango de utilización del #6 al #2/0 AWG carga máxima 3175 Kg.
G003	C/U	30	Cinta de armar de aleación de aluminio, temple cero, de 1.27†7.62 mm.
G004	C/U	726	Conector de ranuras paralelas CU-CU, con un perno de ajuste para unir conductores de aluminio y/o cobre, tipo universal, para un rango en la línea principal del #8 AWG al # 2/0 AWG y en la derivación del #8 AWG al # 2/0 AWG.

PARTIDA H.- MATERIAL PARA CONEXION ATIERRA.

ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
H001	C/U	95	Varilla para puesta a tierra coperweld, de 16 mm de diámetro y 1.8 m de longitud.
H002	C/U	95	Conector de bronce para varilla coperweld, adecuado para unión de conductor de cobre del #2 al # 1/0 AWG a varilla de 16 mm de diámetro.

PARTIDA I.- POSTES.

ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
I001	C/U	0	Poste de hormigón armado, sección circular 11.5 m de longitud, carga de rotura horizontal de 500 Kg y vértical de 6000 Kg.
I002	C/U	0	Poste de hormigón armado, sección circular 11.5 m de longitud, carga de rotura horizontal de 350 Kg y vértical de 6000 Kg.
I003	C/U	0	Poste de hormigón armado, sección circular 9 m de longitud, carga de rotura horizontal de 350 Kg y vértical de 6000 Kg.

PARTIDA J.- HERRAJES GALVANIZADOS Y CABLES DE ACERO.

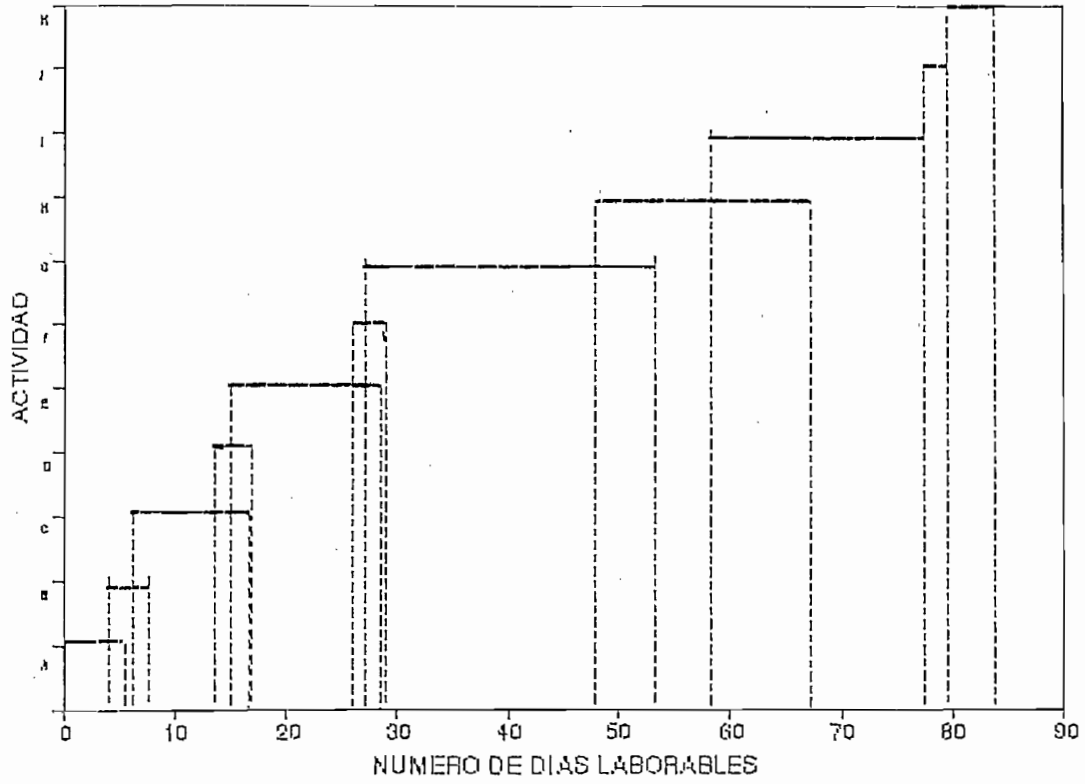
ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
J001	C/U	10	Abrazadera de pletina, 38 ǂ5 mm, sujección simple, diámetro nominal 160 mm, rango de ajuste +/_ 10% con dos pernos de ajuste de rosca corrida de 13 mm de diámetro y 100 mm de longitud, completos con tuercas y arandelas.
J002	C/U	0	Abrazadera de pletina, 50 ǂ5 mm, sujección doble, diámetro nominal 150 mm, rango de ajuste +/_ 20% con tres pernos de ajuste de rosca corrida de 16 mm de diámetro y 100 mm de longitud y un perno soldado de 16 mm de diámetro y 50 mm de longitud, completos con tuercas y arandelas. Para cargar transformadores.
J003	C/U	109	Abrazadera de pletina, 50 ǂ5 mm, sujección doble, diámetro nominal 150 mm, rango de ajuste +/_ 20% con tres pernos de ajuste de rosca corrida de 16 mm de diámetro y 100 mm de longitud y un perno soldado de 16 mm de diámetro y 50 mm de longitud, completos con tuercas y arandelas. Para pie de amigo.
J004	C/U	20	Bastidor para secundario 5 vías, de pletina 38 ǂ 5 mm
J005	C/U	0	Bastidor para secundario 2 vías, de pletina 38 ǂ 5 mm
J006	U	344	Brazo tubo galvanizado de 1.5 ǂ 1 m con plancha de tol para luminarias.
J007	U	7	Brazo tubo galvanizado de 1.8 ǂ 1 m con plancha de tol para tensor farol
J008	M	1600	Cable desnudo, acero galvanizado Siemens Martin, 7 hilos diámetro, designación ASTM A-122-41, con una carga mínima de rotura de 3153 Kg.
J009	C/U	166	Cruceta de hierro ángulo de 1/4 x 2''x 2''x 1.65 m para estructuras en volado según normas.
J010	C/U	4	Cruceta centrada de hierro ángulo "U" de 100 x 50 x 6 mm, de 2.3 m de longitud para cargador.
J011	U	33	Caja portafusible para baja tensión con accesorios de montaje.
J012	C/U	100	Grapa mordaza decentrada, para cable de acero de 9 a 13 mm de diámetro con 2 pernos de 16 ,mm de diámetro.
J013	C/U	100	Guardacabo de lámina de hierro prensado para cable de acero de 9 mm de diámetro.
J014	C/U	74	Perno "U" de varilla de hierro de 16 mm, 150 x 140 mm,con dos tuercas y arandelas.
J015	C/U	195	Perno de ojo de 5/8'' x 16'' con 3 tuercas y arandelas.
J016	C/U	147	Perno espiga corta 16 mm de diámetro y 203 mm de longitud, altura libre 200 mm rosca de plomo de 35 mm de diámetro y 50 mm de longitud, completo, con tuercas arandelas y abrazaderas. J016
J017	C/U	210	Perno rosca corrida de 5/8 x 16'' con tuercas
J018	C/U	170	Pie amigo de pletina de 38 x 5 mm , 620 mm de longitud
J019	C/U	89	Tuerca de ojo oval de varilla de hierro galvanizado de 16 mm , para perno de 16 mm de diámetro.

J020	C/U	100	Varilla de anclaje con rosca y ojal de hierro, 16 mm de diámetro y 1.80 m de longitud, completa con tuerca cuadrada regular y arandela cuadrada de 100 x 6 mm.

PARTIDA L.- MISCELANEOS.

ITEM	UND	CANT	ESPECIFICACION
L001	C/U	100	Bloque de hormigón tipo cónico adecuado para anclaje

CRONOGRAMA DE TRABAJO



SIMBOLOGIA

A	Replanteo de postes
B	Transporte de postes
C	Excavacion de huecos
D	Plantacion de postes
E	Armada de tensor
F	Instalacion de puesta a tierra
G	Instalacion de luminaria
H	montaje de transformadores
I	Montaje de seccionadores y pararrayos
J	Armada de estructuras
K	Tendido de conductores

ANEXO No4 - 1

ANEXO No 4_2

LECTURAS DE CARGA DEL PRIMARIO 1 S/E DIESEL A 13.2

FECHA: MIERCOLES 18/NOV/98

CI: 2830 KVA

No	HORA	KV	U	V	W	PROM	KVA	% CAR	KW^2
1	0	13.5	18	17	16	16.67	389.70	13.77	109723.25
2	1	13.5	16	15	14	15.00	350.73	12.39	98875.93
3	2	13.5	14	13	12	13.00	303.97	10.74	86755.63
4	3	13.4	12	11	10	11.00	255.30	9.02	47089.99
5	4	13.4	12	11	10	11.00	255.30	9.02	47089.99
6	5	13.4	14	13	12	13.00	301.71	10.66	85770.32
7	6	13.4	17	16	15	16.00	371.34	13.12	98828.41
8	7	13.4	19	20	16	18.00	417.76	14.76	126092.20
9	8	13.2	25	24	23	24.00	548.70	19.39	217522.39
10	9	13.2	30	25	25	26.67	609.66	21.54	269546.16
11	10	13.2	28	25	27	26.67	609.66	21.54	269546.16
12	11	13.2	29	26	26	27.00	617.29	21.81	275301.79
13	12	13.1	27	25	25	25.67	582.36	20.58	245027.69
14	13	13.2	27	22	24	24.33	556.32	19.66	223608.64
15	14	13.3	25	22	23	23.33	537.50	18.99	209732.69
16	15	13.4	27	24	25	25.33	587.98	20.78	248762.99
17	16	13.1	27	22	23	25.00	567.23	20.04	232464.28
18	17	13.4	27	25	25	25.67	595.69	21.05	256378.83
19	18	13.4	33	30	29	31.00	719.47	25.42	373985.70
20	19	13.4	39	36	34	36.00	835.52	29.52	504389.81
21	20	13.4	34	34	30	32.67	758.15	26.79	415291.33
22	21	13.5	30	30	25	28.33	662.49	23.41	317100.19
23	22	13.5	26	29	23	26.00	607.93	21.48	267022.50
24	23	13.5	20	19	18	19.00	444.26	15.70	142596.34
								TOTAL	5117280.0

Demanda media = Dm = 620.25

Demanda máxima = Dmax = 835.52

Factor de utilizacion = Fu = 0.30

Factor de carga = Fc = 0.82

Factor de potencia prom = Fpm = 0.85

Factor de pérdidas = Fp = 0.42

LECTURAS DE CARGA DEL PRIMARIO 1-2 S/E DIESEL A 6.3 KV

FECHA: MIERCOLES 18/NOV/92

CI: 3696 KVA

No	HORA	KV	U	V	W	PROM	KVA	% CAR	KW^2
1	0	6.3	45	42	44	43.67	476.47	12.89	164026.90
2	1	6.3	42	39	39	39.67	432.93	11.74	130362.46
3	2	6.3	39	36	38	37.33	407.37	11.05	119996.99
4	3	6.3	37	34	36	35.67	389.18	10.56	109430.85
5	4	6.3	37	34	36	35.67	389.18	10.56	109430.85
6	5	6.3	40	36	39	38.33	418.29	11.35	126406.06
7	6	6.3	43	40	41	41.33	451.01	12.24	146965.56
8	7	6.3	51	47	50	49.33	538.31	14.60	209360.93
9	8	6.3	61	58	61	60.00	654.70	17.76	309692.90
10	9	6.3	72	67	71	70.00	763.91	20.72	421512.84
11	10	6.3	71	67	71	69.67	760.17	20.62	417507.99
12	11	6.3	78	70	73	73.00	796.56	21.61	469416.72
13	12	6.3	71	68	72	70.33	767.45	20.82	425536.20
14	13	6.3	72	69	71	70.67	771.09	20.92	428579.99
15	14	6.3	69	63	66	65.67	716.53	19.44	370940.95
16	15	6.3	67	65	69	66.67	727.44	19.74	382324.57
17	16	6.3	72	68	70	69.33	756.54	20.52	413522.25
18	17	6.3	78	70	74	73.33	800.12	21.71	462612.73
19	18	6.3	80	76	80	78.67	858.38	23.29	532348.73
20	19	6.3	90	83	84	85.67	934.76	25.36	631303.99
21	20	6.3	82	76	78	78.67	858.38	23.29	532348.73
22	21	6.3	74	66	70	70.00	763.91	20.72	421512.84
23	22	6.3	66	60	64	63.33	691.07	18.75	345047.92
24	23	6.3	50	46	48	48.00	523.76	14.21	198197.06
								TOTAL	7873287.2

Demanda media = Dm = 651.97

Demanda máxima = Dmax= 934.76

Factor de utilizacion = Fu = 0.25

Factor de carga = Fc = 0.70

Factor de potencia prom = Fpm = 0.85

Factor de pérdidas = Fp = 0.52

ANEXO No 4.3

CALCULO DE POTENCIA DE PERDIDAS RED EXISTENTE C-1 A 6.3 KV

TRAMO	LONG.(KM)	CALIBRE	RESISTENCIA OH	KVA TOTAL	I MAX (Amp)	Pp (W)
1	2	7	4	5	6	8
0-1	0.75	4	0.71	2780	62.69	8807.70
1-2	0.02	4	0.02	2720	62.82	219.74
2-8	0.11	4	0.10	1140	26.68	215.66
8-5	0.13	8	0.31	90	2.08	3.91
8-6	0.05	8	0.12	89	1.58	0.88
6-7	0.04	8	0.09	45	1.03	0.80
6-8	0.05	8	0.12	24	0.55	0.11
8-4	0.02	4	0.02	980	22.68	28.11
4-9	0.14	4	0.13	900	20.82	168.40
9-10	0.04	4	0.04	840	19.25	41.91
10-11	0.18	4	0.16	750	17.18	138.71
11-12	0.18	8	0.27	680	15.12	185.21
12-13	0.09	8	0.14	810	18.68	79.11
13-14	0.02	8	0.03	130	2.98	0.80
14-15	0.033	8	0.05	100	2.29	0.88
13-16	0.02	8	0.03	480	11.00	10.88
16-17	0.075	8	0.11	380	8.84	26.85
17-18	0.06	8	0.09	150	3.44	3.19
18-19	0.03	8	0.05	80	1.87	0.26
17-20	0.03	8	0.05	75	1.72	0.40
17-21	0.02	8	0.03	185	3.78	1.29
21-22	0.03	8	0.05	120	2.75	1.02
2-46	0.02	8	0.03	1571	35.99	118.60
46-43	0.41	8	0.82	1541	35.31	2298.88
43-44	0.05	8	0.08	185	3.78	3.22
44-45	0.03	8	0.05	75	1.72	0.40
46-41	0.1	8	0.15	1878	81.58	447.25
41-42	0.07	8	0.11	300	6.87	14.88
41-40	0.02	8	0.03	1076	24.65	54.70
40-38	0.1	8	0.15	956	21.90	215.89
38-39	0.025	8	0.04	80	0.89	0.05
38-36	0.1	8	0.15	926	21.22	202.55
36-37	0.03	8	0.19	75	1.72	1.87
36-32	0.12	8	0.18	851	19.50	205.28
32-33	0.025	8	0.06	80	0.89	0.08
32-34	0.03	8	0.07	225	5.16	3.64
34-35	0.07	8	0.17	185	3.09	4.74
32-25	0.09	8	0.14	598	13.68	75.02
25-26	0.06	8	0.09	521	11.94	38.47
26-27	0.04	8	0.06	485	11.11	22.28
27-28	0.05	8	0.08	410	9.39	18.85
28-29	0.015	8	0.02	380	8.71	5.12
[29-A]	0.05	8	0.06	180	4.12	3.85
A-30	0.02	8	0.03	150	3.44	1.06
A-31	0.03	8	0.05	80	0.59	0.06
25-24	0.11	8	0.17	75	1.72	1.46
24-23	0.09	8	0.14	75	1.72	1.20
					TOTAL	13498.01

CALCULO DE POTENCIA DE PERDIDAS RED EXISTENTE C-2 A 6.3 KV

TRAMO	LONG.(KM	CALIBRE	RESISTENCIA OH	KVA TOTAL KV	I MAX (Amp)	Pp (W)
1	2	3	4	5	6	8
0-1	0.65	4	0.61	906	20.76	792.330
1-2	0.05	8	0.12	30	0.69	0.187
1-3	0.11	4	0.10	876	20.07	125.354
3-4	0.09	8	0.21	45	1.03	0.677
3-5	0.11	4	0.10	831	19.04	112.808
5-6	0.07	8	0.17	60	1.37	0.937
5-7	0.11	4	0.10	771	17.66	97.104
7-8	0.08	8	0.14	69	1.58	1.062
7-9	0.12	4	0.11	702	16.08	87.820
9-10	0.1	6	0.15	686	15.26	104.777
10-11	0.05	8	0.12	100	2.29	1.858
11-12	0.04	8	0.09	50	1.15	0.372
10-13	0.11	6	0.17	566	12.97	83.242
13-15	0.08	8	0.12	50	1.15	0.472
13-14	0.14	8	0.33	36	0.82	0.674
13-16	0.025	6	0.04	480	11.00	13.606
16-17	0.09	6	0.14	390	8.94	32.336
17-18	0.175	6	0.26	24	0.55	0.238
17-19	0.15	6	0.23	48	1.10	0.818
19-20	0.11	6	0.17	24	0.55	0.150
17-21	0.15	6	0.23	318	7.29	35.691
21-22	0.17	6	0.26	243	5.57	23.712
22-23	0.05	6	0.08	45	1.03	0.239
22-24	0.13	6	0.20	198	4.54	12.039
24-25	0.08	6	0.12	108	2.47	2.204
25-26	0.11	6	0.17	24	0.55	0.150
25-27	0.11	6	0.17	84	1.92	1.833
27-28	0.15	8	0.35	24	0.55	0.321
27-29	0.02	6	0.03	60	1.37	0.170
29-30	0.02	8	0.05	36	0.82	0.096
					TOTAL	1533.39

CALCULO DE POTENCIA DE PERDIDAS RED PROYECTADA C-1 A 13.2 KV

TRAMO	LONG.(KM)	CALIBRE	RESISTENCIA OH	KVA TOTAL	I MAX (Amp)	Pp (W)
1	2	7	4	5	6	8
0-1	0.055	4	0.05	2655	34.64	166.85
1-2	0.05	4	0.05	480	6.04	5.15
2-3	0.16	4	0.17	335	4.40	9.84
3-4	0.04	4	0.04	285	3.74	1.56
4-5	0.13	4	0.12	235	3.08	3.50
5-6	0.02	4	0.02	185	2.43	0.33
6-7	0.08	8	0.14	50	0.66	0.18
6-8	0.17	8	0.40	75	0.98	1.17
8-9	0.1	4	0.09	60	0.79	0.18
9-10	0.03	6	0.05	30	0.39	0.02
9-11	0.11	8	0.26	30	0.39	0.12
1-12	0.11	4	0.10	2255	29.59	272.47
12-13	0.08	8	0.12	75	0.98	0.35
12-14	0.02	4	0.02	2180	28.61	46.30
14-15	0.09	4	0.06	2130	27.95	196.90
15-16	0.015	6	0.02	130	1.71	0.20
16-17	0.03	6	0.05	100	1.31	0.23
15-18	0.025	6	0.04	410	5.38	3.25
18-19	0.07	6	0.11	365	4.79	7.23
19-20	0.05	6	0.08	125	1.64	0.61
20-21	0.03	8	0.05	50	0.66	0.06
19-22	0.02	8	0.03	75	0.98	0.09
19-23	0.02	6	0.03	165	2.17	0.42
23-24	0.03	8	0.05	120	1.57	0.33
15-25	0.23	4	0.22	1590	20.86	283.24
25-26	0.18	4	0.18	1540	20.21	219.50
26-27	0.08	8	0.09	480	6.30	10.71
27-28	0.03	8	0.05	435	5.71	4.40
28-29	0.05	8	0.08	360	4.72	5.02
29-30	0.02	8	0.03	330	4.33	1.69
30-31	0.05	8	0.08	130	1.71	0.85
31-32	0.03	8	0.05	100	1.31	0.23
31-33	0.02	8	0.03	30	0.39	0.01
26-34	0.01	8	0.02	1080	13.91	8.71
34-35	0.02	8	0.03	1010	13.25	15.81
35-38	0.12	8	0.18	595	7.81	32.92
35-36	0.06	8	0.08	145	1.90	0.82
36-37	0.01	8	0.01	100	1.31	0.05

CALCULO DE POTENCIA DE PERDIDAS RED PROYECTADA C-5 A 13.2 KV

TRAMO	LONG.(KM	CALIBRE	RESISTENCIA OH	KVA TOTAL KV	I MAX (Amp)	Pp (W)
1	2	3	4	5	6	8
0-1	0.65	4	0.61	790	11.23	231.912
1-2	0.05	6	0.12	30	0.43	0.064
1-3	0.03	4	0.03	45	0.64	0.035
1-4	0.11	4	0.10	715	10.16	32.149
4-5	0.09	6	0.21	45	0.64	0.381
4-6	0.11	4	0.10	670	9.52	28.229
6-7	0.07	6	0.17	60	0.85	0.381
6-8	0.11	4	0.10	610	8.67	23.400
8-9	0.05	6	0.12	75	1.07	0.403
9-10	0.02	6	0.05	30	0.43	0.028
8-11	0.1	4	0.09	535	7.61	18.383
11-12	0.03	6	0.05	50	0.71	0.068
11-13	0.11	6	0.17	485	6.89	23.529
13-14	0.03	6	0.05	30	0.43	0.025
13-15	0.01	6	0.02	455	6.47	1.883
15-16	0.05	6	0.12	100	1.42	0.715
16-17	0 05	6	0.12	50	0.71	0.179
15-16	0.1	6	0.15	355	5.05	11.460
16-19	0.06	6	0.14	75	1.07	0.483
19-20	0.06	6	0.19	30	0.43	0.103
19-21	0.03	6	0.07	45	0.64	0.087
16-22	0.05	6	0.08	95	1.35	0.410
22-23	0.04	6	0.06	50	0.71	0.091
16-24	0.1	6	0.15	185	2.63	3.112
24-25	0.02	6	0.03	140	1.99	0.356
25-26	0.04	6	0.06	60	0.85	0.131
26-27	0.02	6	0.03	30	0.43	0.016
26-28	0.1	6	0.15	30	0.43	0.082
25-29	0.1	6	0.15	80	1.14	0.582
29-30	0.05	6	0.08	50	0.71	0.114
29-31	0.14	6	0.21	30	0.43	0.115
					TOTAL	376.83

38-41	0.07	8	0.07	95	1.25	0.31
41-42	0.03	8	0.03	50	0.66	0.04
38-39	0.09	8	0.14	500	6.56	17.43
39-40	0.02	6	0.03	30	0.39	0.01
39-43	0.09	8	0.14	470	6.17	15.40
43-44	0.02	8	0.03	420	5.51	2.73
44-45	0.07	8	0.11	300	3.94	4.88
44-46	0.15	6	0.23	120	1.57	1.87
46-47	0.03	6	0.05	75	0.98	0.13
35-48	0.11	6	0.17	270	3.54	6.21
48-49	0.16	8	0.24	45	0.59	0.25
48-50	0.05	6	0.08	45	0.59	0.08
48-51	0.13	6	0.20	180	2.36	3.26
51-52	0.08	6	0.12	135	1.77	1.13
52-53	0.07	8	0.11	30	0.39	0.05
52-54	0.11	6	0.17	105	1.38	0.94
54-57	0.14	8	0.21	30	0.39	0.10
54-55	0.015	6	0.02	75	0.98	0.07
55-56	0.02	8	0.03	45	0.59	0.03
					TOTAL	1379.85

ANEXO 4.4

ANEXO No 4.4

CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS RED SECUNDARIA EXISTENTE

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-1 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA)	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)	RESIST (OMH)	Pp (W)
1	2	3	3	4	5	6	7
9-4	80	7.65	30.61	2	20.08	0.019	21.78
4-8	85	6.76	27.03	2	17.73	0.021	18.81
[8-A]	28	5.96	28.85	2	15.65	0.0136	11.46
A-2	14	2.17	12.87	2	8.81	0.0084	1.74
2-1	35	2.56	10.25	2	6.73	0.021	2.85
A-5	16	0.37	2.27	2	1.49	0.0096	0.06
A-6	14	2.37	18.48	2	5.84	0.0084	1.97
6-7	32	2.56	10.25	2	6.73	0.0192	2.81
7-8	32	2.48	9.94	2	6.46	0.0192	2.40
[8-B]	24	6.66	28.88	2	17.47	0.0144	18.19
B-10	16	2.48	9.84	2	6.46	0.0096	1.20
10-11	35	1.88	7.88	2	4.81	0.021	1.46
B-23	26	0.37	2.27	2	1.49	0.0136	0.10
B-22	14	4.77	19.07	2	12.51	0.0084	3.94
22-21	84	4.57	18.27	2	11.99	0.0204	8.78
21-17	84	4.37	17.47	2	11.46	0.0204	8.04
17-16	40	3.87	15.48	2	10.16	0.024	7.48
16-15	35	3.47	13.88	2	9.11	0.021	5.22
15-14	35	2.66	10.65	2	6.99	0.021	3.08
14-13	40	1.60	6.41	2	4.21	0.024	1.27
						TOTAL	118.41

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-2 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA)	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)	RESIST (OMH)	Pp (W)
1	2	3	3	4	5	6	7
35-34	30	2.26	9.02	2	5.92	0.018	1.89
34-33	35	1.94	7.76	2	5.09	0.021	1.63
33-32	35	1.72	6.89	2	4.52	0.021	1.29
32-31	35	1.50	5.93	2	3.92	0.021	0.97
31-30	35	1.11	4.42	2	2.90	0.021	0.53
30-29	35	0.78	3.1	2	2.03	0.021	0.26
30-27	30	4.87	19.87	2	13.04	0.018	9.18
27-28	35	4.47	17.87	2	11.72	0.021	8.88
28-26	35	3.67	14.68	2	9.63	0.021	5.84
26-40	35	3.27	13.07	2	8.58	0.021	4.63
40-41	40	2.87	11.48	2	7.52	0.024	4.07
41-42	35	2.46	9.84	2	6.46	0.021	2.83
42-43	38	1.50	5.93	2	3.92	0.0228	1.05
						TOTAL	42.64

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-3 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[25-A]	20	5.28	21.11	1/0	13.85	0.376	0.00752	4.33
A-47	20	2.82	11.27	1/0	7.39	0.376	0.00752	1.23
47-107	80	1.71	6.85	1/0	4.49	0.376	0.01128	0.68
26-27	80	5.35	21.38	1/0	14.03	0.376	0.01128	6.66
27-48	80	2.89	11.55	1/0	7.64	0.376	0.01128	2.08
[48-B]	10	2.04	8.14	1/0	5.34	0.376	0.00376	0.82
							TOTAL	15.81

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-4 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[108-A]	20	8.28	82.98	1/0	21.61	0.376	0.00752	10.53
A-108	20	1.65	6.59	1/0	4.32	0.376	0.00752	0.42
108-107	80	0.54	2.17	1/0	1.42	0.376	0.01128	0.07
110-111	40	11.12	44.48	1/0	29.17	0.376	0.01504	38.39
111-188	80	8.25	33	1/0	21.65	0.376	0.01128	15.66
[188-B]	20	7.68	30.73	1/0	20.16	0.376	0.00752	9.17
B-141	20	7.24	28.94	1/0	18.99	0.376	0.00752	8.13
[141-C]	80	8.92	15.66	1/0	10.27	0.376	0.01128	8.57
							TOTAL	98.15

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-5 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
57-54	80	4.80	19.39	1/0	12.85	0.376	0.01128	5.59
54-49	40	2.24	8.94	1/0	5.87	0.376	0.01504	1.55
[49-A]	80	1.13	4.52	1/0	2.97	0.376	0.01128	0.80
[57-B]	20	7.85	31.41	1/0	20.61	0.376	0.00752	9.58
B-58	20	3.49	13.94	1/0	9.15	0.376	0.00752	1.99
58-59	50	1.99	7.96	1/0	5.22	0.376	0.0188	1.54
							TOTAL	20.45

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-6 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
68-67	80	5.59	22.34	1/0	14.66	0.376	0.01128	7.27
67-66	40	3.54	14.16	1/0	9.29	0.376	0.01504	3.89
66-69	80	0.57	2.29	1/0	1.50	0.376	0.01128	0.08
69-72	90	15.93	63.71	1/0	41.80	0.376	0.01128	59.13
[72-A]	10	15.93	63.71	1/0	41.80	0.376	0.00376	19.71
A-77	20	10.56	42.25	1/0	27.72	0.376	0.00752	17.34
77-78	80	9.07	36.27	1/0	23.80	0.376	0.01128	19.16
78-79	80	7.46	29.83	1/0	19.57	0.376	0.01128	12.58
[79-B]	22	6.09	24.34	1/0	15.97	0.376	0.008272	6.33
							TOTAL	145.87

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-7 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[160-B]	20	16.45	65.79	1/0	43.16	0.876	0.00752	42.03
B-164	20	12.28	49.11	1/0	32.22	0.876	0.00752	23.42
164-81	84	11.58	45.8	1/0	29.72	0.876	0.012784	88.88
81-80	48	9.89	37.54	1/0	24.63	0.876	0.017236	81.48
[80-A]	12	7.24	28.94	1/0	18.99	0.876	0.004512	4.38
160-155	80	5.82	23.29	1/0	15.59	0.876	0.01128	9.82
155-154	80	4.71	18.85	1/0	12.37	0.876	0.01128	5.18
[154-C]	20	3.10	12.41	1/0	8.14	0.876	0.00752	1.50
							TOTAL	151.68

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-8 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[190-A]	15	6.28	25.13	1/0	16.49	0.876	0.00564	4.60
A-B	25	5.51	22.03	1/0	14.45	0.876	0.0094	5.89
B-C	40	4.14	16.54	1/0	10.85	0.876	0.01504	5.81
C-D	80	2.80	11.38	1/0	7.80	0.876	0.01128	1.85
D-E	20	0.33	1.31	1/0	0.88	0.876	0.00752	0.02
[181-F]	85	7.88	29.8	1/0	19.22	0.876	0.01316	14.59
F-G	50	4.89	19.97	1/0	13.10	0.876	0.0188	9.88
G-H	80	1.70	6.8	1/0	4.46	0.876	0.01128	0.87
							TOTAL	42.72

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-9 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[151-A]	80	7.59	30.36	1/0	19.92	0.876	0.03008	35.80
A-B	80	4.02	16.08	1/0	10.55	0.876	0.03384	11.80
B-C	80	1.36	5.46	1/0	3.56	0.876	0.03008	1.15
C-D	20	0.25	1.01	1/0	0.66	0.876	0.00752	0.01
152-153	80	8.68	34.73	1/0	22.79	0.876	0.01128	17.57
[153-E]	20	8.64	28.55	1/0	17.42	0.876	0.00752	6.85
							TOTAL	72.88

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-10 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[250-A]	20	9.41	37.62	1/0	24.68	0.876	0.00752	18.74
A-249	50	4.84	19.35	1/0	12.70	0.876	0.0188	8.09
249-168	40	4.84	19.35	1/0	12.70	0.876	0.01504	7.27
168-167	40	2.58	10.33	1/0	6.78	0.876	0.01504	2.07
[167-E]	10	2.27	9.07	1/0	5.95	0.876	0.00376	0.40
251-252	20	8.75	34.99	1/0	22.96	0.876	0.01128	17.83
252-253	35	7.38	29.5	1/0	19.35	0.876	0.01316	14.79
[253-C]	80	6.01	24.04	1/0	15.77	0.876	0.01128	8.42
C-256	20	2.84	11.37	1/0	7.46	0.876	0.00752	1.28
256-257	80	1.60	6.39	1/0	4.19	0.876	0.01128	0.59
							TOTAL	75.47

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-11 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[268-A]	20	14.69	58.76	1/0	33.70	0.378	0.00732	33.58
A-268	30	1.65	6.6	1/0	4.33	0.378	0.01128	0.63
268-270	40	0.55	2.19	1/0	1.44	0.378	0.01504	0.09
A-265	20	9.57	38.28	1/0	25.12	0.378	0.00732	14.28
265-264	30	9.26	37.02	1/0	24.28	0.378	0.01128	16.96
264-259	30	8.48	33.92	1/0	22.25	0.378	0.01128	16.76
[259-B]	30	7.91	31.65	1/0	20.77	0.378	0.01128	14.59
B-258	20	0.69	2.77	1/0	1.82	0.378	0.00732	0.07
258-257	30	0.13	0.5	1/0	0.33	0.378	0.01128	0.00
B-260	20	6.27	25.07	1/0	16.45	0.378	0.00732	6.10
260-248	30	5.49	21.97	1/0	14.41	0.378	0.01128	7.03
248-244	20	4.93	19.7	1/0	12.93	0.378	0.00732	3.77
[244-C]	15	3.82	15.28	1/0	10.03	0.378	0.00564	1.70
C-D	50	1.88	7.52	1/0	4.93	0.378	0.0188	1.87
D-E	30	1.11	4.42	1/0	2.90	0.378	0.01128	0.28
							TOTAL	120.14

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-12 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
344-348	40	3.37	14.68	2	9.63	0.8	0.024	5.68
[348-A]	15	3.07	12.27	2	8.05	0.8	0.009	1.75
A-342	20	0.93	3.81	2	2.50	0.8	0.012	0.22
A-346	15	1.37	5.49	2	3.60	0.8	0.009	0.35
A-347	25	1.84	7.76	2	5.09	0.8	0.015	1.17
347-348	35	1.50	5.98	2	3.92	0.8	0.021	0.97
344-345	40	3.37	13.48	2	8.84	0.8	0.024	5.68
[345-B]	20	3.37	13.48	2	8.84	0.8	0.012	2.82
B-350	15	2.46	9.84	2	6.46	0.8	0.009	1.18
350-351	35	1.37	5.48	2	3.60	0.8	0.021	0.82
B-358	15	1.25	4.98	2	3.27	0.8	0.009	0.29
B-352	35	0.78	3.1	2	2.03	0.8	0.015	0.12
							TOTAL	22.01

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-13 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
350-366	35	3.67	14.68	2	9.63	0.8	0.021	5.84
366-403	35	3.37	13.48	2	8.84	0.8	0.021	4.88
(403-D)	15	3.07	12.27	2	8.05	0.8	0.009	1.75
D-404	25	0.78	3.1	2	2.03	0.8	0.015	0.19
D-400	20	2.13	8.6	2	5.64	0.8	0.012	1.15
400-399	35	1.83	7.33	2	4.81	0.8	0.021	1.45
399-398	40	1.11	4.42	2	2.90	0.8	0.024	0.81
D-401	15	1.25	4.98	2	3.27	0.8	0.009	0.29
401-402	35	0.90	3.61	2	2.50	0.8	0.021	0.39
(364-A)	25	8.65	34.59	2	22.69	0.8	0.015	23.18
A-462	15	2.66	10.65	2	6.99	0.8	0.009	1.82
363-349	35	2.56	10.25	2	6.73	0.8	0.021	2.65
A-360	15	3.97	15.88	2	10.42	0.8	0.009	2.39
360-359	40	3.57	14.28	2	9.37	0.8	0.024	5.32
359-358	35	2.97	11.87	2	7.79	0.8	0.021	3.62
(358-C)	25	2.36	9.43	2	6.19	0.8	0.015	1.72
C-357	15	0.57	2.27	2	1.49	0.8	0.009	0.06
C-356	35	1.25	4.98	2	3.27	0.8	0.021	0.67
C-355	15	1.50	5.98	2	3.92	0.8	0.009	0.42
355-354	35	1.25	4.98	2	3.27	0.8	0.021	0.67
A-351	25	3.57	14.28	2	9.37	0.8	0.015	3.85
351-352	25	3.27	13.07	2	8.58	0.8	0.015	3.31
352-287	35	2.66	10.65	2	6.99	0.8	0.021	3.08
(287-B)	25	2.36	9.43	2	6.19	0.8	0.015	1.72
B-288	15	0.57	2.27	2	1.49	0.8	0.009	0.06
B-289	20	0.78	3.1	2	2.03	0.8	0.012	0.15
B-370	40	1.83	7.33	2	4.81	0.8	0.024	1.67
370-371	35	0.90	3.61	2	2.50	0.8	0.021	0.39
							TOTAL	74.88

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-14 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
408-405	35	2.05	8.19	2	5.37	0.8	0.021	1.81
408-407	35	2.26	9.02	2	5.92	0.8	0.021	2.21
407-406	35	1.25	4.98	2	3.27	0.8	0.021	0.67
							TOTAL	4.69

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-15 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
(410-A)	25	4.17	16.68	2	10.94	0.8	0.015	5.39
A-409	15	0.95	3.81	2	2.50	0.8	0.009	0.17
A-415	15	0.95	3.81	2	2.50	0.8	0.009	0.17
415-414	30	0.78	3.1	2	2.03	0.8	0.018	0.22
A-416	35	3.37	13.48	2	8.84	0.8	0.021	4.88
416-417	60	1.83	7.33	2	4.81	0.8	0.036	2.60
417-418	60	1.25	4.98	2	3.27	0.8	0.036	1.15
410-411	30	3.07	12.27	2	8.05	0.8	0.012	2.33
411-412	40	2.05	8.19	2	5.37	0.8	0.024	2.07
412-413	40	1.11	4.42	2	2.90	0.8	0.024	0.81
							TOTAL	19.54

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-16 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
394-393	30	8.46	25.84	4	16.95	0.948	0.02629	24.39
393-395	30	0.57	2.27	4	1.49	0.948	0.02629	0.19
395-396	35	0.57	2.27	4	1.49	0.948	0.030005	0.22
396-397	40	0.00	0	4	0.00	0.948	0.03772	0.00
393-392	30	8.26	25.04	4	16.43	0.948	0.02629	22.81
392-391	10	5.66	28.65	4	15.65	0.948	0.00948	8.98
391-390	40	5.47	21.86	4	14.84	0.948	0.03772	23.28
390-389	30	4.87	19.87	4	13.04	0.948	0.02629	14.42
389-388	30	3.87	15.48	4	10.16	0.948	0.02629	17.51
388-387	50	2.46	9.84	4	6.46	0.948	0.04715	5.80
387-386	40	2.15	8.6	4	5.64	0.948	0.03772	3.60
							TOTAL	119.34

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-17 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
330-329	30	4.37	17.47	2	11.46	0.6	0.018	7.09
[329-A]	15	4.07	16.28	2	10.68	0.6	0.009	3.08
A-328	20	1.50	5.98	2	3.92	0.6	0.012	0.55
328-324	30	1.25	4.98	2	3.27	0.6	0.018	0.58
A-334	15	2.36	9.43	2	6.19	0.6	0.009	1.03
334-335	35	1.25	4.98	2	3.27	0.6	0.021	0.87
A-333	25	1.61	6.44	2	4.23	0.6	0.015	0.80
333-332	35	1.37	5.49	2	3.60	0.6	0.021	0.82
331-338	30	5.07	20.28	2	13.29	0.6	0.018	9.54
[338-B]	15	5.07	20.28	2	13.29	0.6	0.009	4.77
B-337	25	2.66	10.65	2	6.99	0.6	0.015	2.20
337-339	35	2.26	9.02	2	5.92	0.6	0.021	2.21
B-339	25	1.30	5.98	2	3.92	0.6	0.015	0.69
339-278	55	0.95	3.81	2	2.50	0.6	0.021	0.39
B-340	15	2.36	9.43	2	6.19	0.6	0.009	1.03
340-341	35	1.93	7.68	2	4.81	0.6	0.021	1.46
							TOTAL	66.86

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-19 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
377-378	30	3.57	14.28	2	9.37	0.6	0.018	4.74
[378-B]	20	3.57	10.48	2	6.84	0.6	0.012	2.62
B-379	20	1.37	5.49	2	3.60	0.6	0.012	0.47
B-381	10	0.78	3.1	2	2.03	0.6	0.009	0.11
B-382	25	2.36	9.43	2	6.19	0.6	0.015	1.72
382-383	35	1.94	7.76	2	5.09	0.6	0.021	1.68
383-384	35	1.61	6.44	2	4.23	0.6	0.021	1.12
377-374	30	2.87	11.48	2	7.52	0.6	0.018	3.05
[374-A]	20	2.46	9.84	2	6.46	0.6	0.012	1.50
A-375	20	1.89	7.88	2	4.81	0.6	0.012	0.88
375-372	35	1.00	3.99	2	2.61	0.6	0.021	0.43
A-376	30	0.32	1.26	2	0.83	0.6	0.018	0.04
A-373	10	1.11	4.42	2	2.90	0.6	0.006	0.15
							TOTAL	18.82

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-19 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[313-A]	39	5.47	21.89	4	14.34	0.943	0.027947	16.83
A-312	8	0.57	2.27	4	1.49	0.943	0.005659	0.04
A-316	25	1.25	4.98	4	3.27	0.943	0.028575	0.76
316-304	35	1.25	4.98	4	3.27	0.943	0.039003	1.06
A-317	15	4.67	18.67	4	12.25	0.943	0.014145	6.37
317-318	30	4.57	18.27	4	11.99	0.943	0.02829	12.12
318-319	35	3.67	14.68	4	9.63	0.943	0.039003	8.19
[319-C]	20	2.77	11.09	4	7.28	0.943	0.01886	2.98
C-321	10	0.78	3.1	4	2.03	0.943	0.00943	0.12
C-318	40	0.78	3.1	4	2.03	0.943	0.03772	0.47
C-330	20	2.15	8.6	4	5.64	0.943	0.01886	1.80
330-330	40	1.37	5.49	4	3.60	0.943	0.03772	1.47
314-315	35	4.77	19.07	4	12.51	0.943	0.033005	13.50
315-322	35	3.57	14.28	4	9.37	0.943	0.033005	8.89
[322-B]	20	3.47	13.88	4	9.11	0.943	0.01886	4.99
B-323	15	1.25	4.98	4	3.27	0.943	0.014145	0.45
B-325	25	0.95	3.81	4	2.50	0.943	0.023575	0.44
B-326	20	2.46	9.84	4	6.46	0.943	0.01886	2.36
326-327	35	1.30	5.98	4	3.92	0.943	0.033005	1.52
							TOTAL	88.97

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-20 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
302-300	50	2.05	8.18	1/0	5.87	0.8259	0.031295	2.70
300-301	10	1.61	6.44	2	4.28	0.995	0.00995	0.58
301-309	85	1.11	4.42	2	2.90	0.995	0.084525	0.88
309-308	35	0.32	1.28	2	0.83	0.995	0.034825	0.07
300-299	12	0.95	3.81	2	2.50	0.995	0.01194	0.22
299-297	20	0.76	3.1	2	2.03	0.995	0.0199	0.25
297-298	35	0.00	0	2	0.00	0.995	0.034825	0.00
297-296	35	0.78	3.1	2	2.03	0.995	0.034825	0.43
296-295	20	0.32	1.26	2	0.83	0.995	0.02985	0.06
[302-A]	10	6.86	27.46	1/0	18.00	0.8259	0.006259	6.08
A-303	20	5.66	22.65	1/0	14.86	0.8259	0.012518	8.29
308-310	85	3.27	21.06	1/0	13.82	0.8259	0.0210065	12.50
[310-B]	10	4.87	19.47	1/0	12.77	0.8259	0.006259	3.08
B-311	15	1.61	6.44	1/0	4.28	0.8259	0.0093885	0.50
311-312	35	0.57	2.27	2	1.49	0.995	0.034825	0.23
A-306	15	1.37	5.49	2	3.60	0.995	0.014925	0.38
306-307	35	0.78	3.1	2	2.03	0.995	0.034825	0.43
A-305	25	1.11	4.42	2	2.90	0.995	0.024875	0.88
305-304	35	0.95	3.81	2	2.50	0.995	0.034825	0.65
B-314	15	2.77	11.08	2	7.28	0.995	0.014925	2.36
314-315	35	2.38	9.48	2	6.19	0.995	0.034825	4.00
315-316	35	1.50	5.98	2	3.92	0.995	0.034825	1.61
B-313	25	1.94	7.76	2	5.09	0.995	0.024875	1.98
313-312	30	1.37	5.49	2	3.60	0.995	0.02985	1.18
							TOTAL	49.28

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-21 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
208-209	30	4.47	17.87	6	11.72	1.5	0.0525	21.60
209-293	35	3.67	14.68	6	9.63	1.5	0.0525	14.81
293-287	30	3.47	13.88	6	9.11	1.5	0.045	11.20
287-288	30	3.37	13.48	6	8.84	1.5	0.045	10.58
286-282	40	2.05	8.18	6	5.37	1.5	0.06	5.18
[206-A]	20	4.77	19.07	6	12.51	1.5	0.03	14.09
A-207	20	1.72	6.89	6	4.52	1.5	0.03	1.84
207-208	30	1.20	4.83	6	3.27	1.5	0.045	1.44
A-213	25	3.37	13.48	6	8.84	1.5	0.0375	8.80
213-212	40	2.05	8.18	6	5.37	1.5	0.06	5.18
213-211	40	1.83	7.33	6	4.81	1.5	0.06	4.16
211-210	40	1.11	4.42	6	2.90	1.5	0.06	1.51
A-214	25	0.95	3.81	6	2.50	1.5	0.0375	0.70
							TOTAL	100.94

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-22 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
219-220	85	3.17	12.67	8	8.81	1.5	0.0525	10.88
[220-A]	15	2.77	11.08	8	7.26	1.5	0.0225	3.55
A-221	20	1.25	4.98	8	3.27	1.5	0.03	0.88
A-218	20	1.61	6.44	8	4.23	1.5	0.03	1.61
218-215	85	0.95	3.81	8	2.50	1.5	0.0525	0.98
A-217	15	1.11	4.42	8	2.90	1.5	0.0225	0.57
219-285	85	4.87	19.47	8	12.77	1.5	0.0525	25.70
[285-B]	20	4.47	17.87	8	11.72	1.5	0.03	12.37
B-285	20	1.88	7.38	8	4.81	1.5	0.03	2.08
285-284	85	1.97	5.49	8	3.60	1.5	0.0525	2.04
B-281	20	0.57	2.27	8	1.49	1.5	0.03	0.20
B-280	15	3.17	12.67	8	8.31	1.5	0.0225	4.66
280-277	40	2.26	9.02	8	5.92	1.5	0.06	6.80
							TOTAL	71.82

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-23 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
227-225	80	4.66	18.63	1/0	12.22	0.378	0,01128	5.06
225-279	80	3.05	12.19	1/0	8.00	0.378	0,01128	2.16
[279-B]	20	2.27	9.09	1/0	5.96	0.378	0,00752	0.80
B-279	20	1.17	4.67	1/0	3.06	0.378	0,00752	0.21
279-272	80	0.60	2.4	1/0	1.57	0.378	0,01128	0.06
[226-A]	25	8.13	32.5	1/0	21.32	0.378	0.0094	12.82
A-227	25	2.56	10.25	1/0	6.73	0.378	0.0094	1.28
227-188	80	1.91	5.25	1/0	3.44	0.378	0,01128	0.40
A-228	20	4.20	16.79	1/0	11.02	0.378	0,00752	2.74
228-224	80	2.82	11.29	1/0	7.41	0.378	0,01128	1.88
[224-C]	70	0.57	2.27	1/0	1.49	0.378	0,026352	0.18
							TOTAL	27.59

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-24 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
282-275	80	5.27	21.09	1/0	13.84	0.378	0.01128	8.48
[275-A]	80	8.78	15.1	1/0	9.91	0.378	0,01128	8.82
A-271	40	2.43	9.7	1/0	6.38	0.378	0.01504	1.88
271-272	15	1.88	7.44	1/0	4.88	0.378	0.00564	0.40
A-270	80	0.83	8.3	1/0	2.17	0.378	0.01128	0.18
							TOTAL	12.19

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-25 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
185-187	80	4.81	19.23	1/0	12.82	0.878	0.01128	5.39
(187-A)	20	3.86	15.42	1/0	10.12	0.878	0.00752	2.81
A-188	20	1.19	4.77	1/0	3.18	0.878	0.00752	0.22
(188-B)	20	0.83	2.0	1/0	1.64	0.878	0.01128	0.09
(186-C)	20	3.74	14.94	1/0	9.80	0.878	0.00752	2.17
C-D	100	2.86	11.84	1/0	7.77	0.878	0.0376	6.81
D-E	70	1.72	6.86	1/0	4.50	0.878	0,026352	1.80
							TOTAL	18.58

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-26 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
193-201	40	2.58	10.33	4	6.78	0,943	0.03772	5.12
(201-A)	25	2.86	8.45	4	5.18	0,943	0,026575	2.71
A-202	15	1.94	7.76	4	5.09	0,943	0,014145	1.10
202-203	50	0.98	3.91	4	2.57	0,943	0.04715	0.93
A-203	20	0.00	0	4	0.00	0,943	0,01886	0.00
A-204	20	0.98	3.91	4	2.57	0,943	0,01886	0.37
193-194	80	5.17	20.66	4	13.56	0,943	0,02829	15.59
(194-B)	20	4.67	18.27	4	11.99	0,943	0,01886	8.13
B-198	20	2.68	10,85	4	6.99	0,943	0,01886	2.76
198-192	80	2.05	8.19	4	5.37	0,943	0,02829	2.44
B-200	20	0.00	0	4	0.00	0,943	0,01886	0.00
B-199	20	2.66	10,85	4	6.99	0,943	0,01886	2.76
199-198	80	1.94	7.76	4	5.09	0,943	0,02829	2.20
							TOTAL	44.12

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-27 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
129-128	85	7.16	28.62	2	18.78	0.8	0.021	22.21
(128-A)	20	5.86	28.45	2	18.69	0.8	0.012	8.52
A-127	15	2.05	8.18	2	5.37	0.8	0.009	0.78
127-126	80	1.61	8.44	2	4.09	0.8	0.018	0.96
A-124	15	1.94	7.76	2	5.09	0.8	0.009	0.70
124-125	40	1.25	4.98	2	8.27	0.8	0.024	0.77
A-123	25	3.37	13.48	2	8.84	0.8	0.015	3.52
123-122	85	2.87	11.46	2	7.52	0.8	0.021	3.58
125-121	85	1.25	4.98	2	8.27	0.8	0.021	0.67
121-131	85	6.56	26.24	2	17.22	0.8	0.021	18.67
(131-B)	20	5.86	28.45	2	18.69	0.8	0.015	10.65
B-132	15	3.87	15.48	2	10.16	0.8	0.009	2.79
132-133	35	2.36	9.43	2	6.19	0.8	0.021	2.41
B-135	20	2.36	9.43	2	6.19	0.8	0.012	1.38
135-136	85	1.83	7.33	2	4.81	0.8	0.021	1.48
B-134	20	0.85	3.31	2	2.50	0.8	0.012	0.22
							TOTAL	78.28

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-28 EXIST

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Fp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
113-118	50	3.17	12.67	4	8.31	0.943	0.04715	9.77
118-119	30	2.26	9.02	4	5.92	0.943	0.04715	4.65
119-120	80	1.83	7.38	4	4.81	0.943	0.02829	1.86
[113-A]	80	7.06	28.23	4	18.52	0.943	0.02829	29.11
A112	20	2.26	9.02	4	5.92	0.943	0.01886	1.93
112-108	85	1.94	7.76	4	5.09	0.943	0.033005	2.57
A-116	20	3.07	12.27	4	8.05	0.943	0.01886	3.87
116-117	85	2.15	8.6	4	5.64	0.943	0.033005	3.15
A-115	20	3.27	13.07	4	8.58	0.943	0.01886	4.16
115-114	80	2.26	9.02	4	5.92	0.943	0.02829	2.97
							TOTAL	84.21

ANEXO 4.5

ANEXO No 4.5
CALCULO DE LA POTENCIA DE PERDIDAS RED SECUNDARIA PROYECTADA

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-1 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3.50	4	4	5		6	7
16-17	40	1.93	6.44	2	5.07	0.6	0.024	1.85
17-21	34	1.14	5.51	2	3.00	0.6	0.0204	0.55
21-22	34	0.68	2.27	2	1.79	0.6	0.0204	0.20
16-15	35	4.16	13.88	2	10.93	0.6	0.021	7.52
15-14	35	3.20	10.65	2	8.38	0.6	0.021	4.43
14-13	40	1.93	6.44	2	5.07	0.6	0.024	1.85
							TOTAL	18.40

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-2 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	4	4	5		6	7
38-37	35	4.52	15.08	2	11.87	0.6	0.021	8.88
37-36	20	3.82	18.07	2	10.29	0.6	0.012	3.81
36-34	30	2.71	9.02	2	7.10	0.6	0.018	2.72
34-33	35	2.33	7.78	2	6.11	0.6	0.021	2.35
33-32	35	2.07	6.89	2	5.42	0.6	0.021	1.85
32-31	35	1.79	5.98	2	4.71	0.6	0.021	1.40
31-30	35	1.33	4.42	2	3.48	0.6	0.021	0.79
30-29	35	0.93	3.1	2	2.44	0.6	0.021	0.38
39-39	35	4.40	14.68	2	11.56	0.6	0.021	8.42
39-40	35	3.82	18.07	2	10.29	0.6	0.021	5.87
40-41	40	3.44	11.46	2	9.02	0.6	0.024	5.88
41-42	35	2.96	9.94	2	7.83	0.6	0.021	5.86
42-43	38	1.79	5.98	2	4.71	0.6	0.0228	1.52
							TOTAL	48.48

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-3 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	4	4	5		6	7
[25-A]	20	6.33	21.11	1/0	16.62	0.376	0.00752	6.23
A-47	20	3.38	11.27	1/0	8.87	0.376	0.00752	1.78
47-107	30	2.06	6.85	1/0	5.39	0.376	0.01128	0.98
26-27	30	6.41	21.38	1/0	16.83	0.376	0.01128	9.59
27-48	30	3.58	11.93	1/0	9.41	0.376	0.01128	3.00
[48-B]	10	2.44	8.14	1/0	6.41	0.376	0.00376	0.46
							TOTAL	22.04

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-4 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	4	4	5		6	7
111-109	30	10.99	36.64	1/0	28.85	0.376	0.01128	28.16
[109-A]	20	9.85	32.83	1/0	25.85	0.376	0.00752	15.07
A-108	20	1.98	6.59	1/0	5.19	0.376	0.00752	0.61
109-107	30	0.65	2.17	1/0	1.71	0.376	0.01128	0.10
111-138	30	9.90	33	1/0	25.98	0.376	0.01128	22.84
[138-B]	20	9.22	30.73	1/0	24.19	0.376	0.00752	13.21
B-141	20	7.18	23.94	1/0	18.85	0.376	0.00752	8.01
[141-C]	30	4.70	15.66	1/0	12.33	0.376	0.01128	5.14
							TOTAL	93.15

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-5 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
57-54	80	5.88	18.59	1/0	15.42	0.378	0.01128	8.05
54-49	40	2.68	8.94	1/0	7.04	0.378	0.01504	2.24
(49-A)	80	1.58	4.52	1/0	3.56	0.378	0.01128	0.48
(57-B)	20	9.42	31.41	1/0	24.73	0.378	0.00752	13.80
B-58	20	4.18	13.94	1/0	10.98	0.378	0.00752	2.72
58-59	30	2.39	7.96	1/0	6.27	0.378	0.0188	2.22
							TOTAL	29.44

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-6 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
69-67	90	6.70	22.34	1/0	17.59	0.378	0.01128	10.47
67-66	40	4.25	14.16	1/0	11.15	0.378	0.01504	5.81
66-69	30	0.69	2.29	1/0	1.80	0.378	0.01128	0.11
66-72	80	9.36	31.87	1/0	25.09	0.378	0.01128	21.81
(72-A)	10	9.36	31.87	1/0	25.09	0.378	0.00376	7.10
A-77	20	3.14	10.47	1/0	8.24	0.378	0.00752	1.58
77-78	30	1.35	4.49	1/0	3.54	0.378	0.01128	0.42
							TOTAL	48.55

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-7 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
(180-B)	20	10.21	34.03	1/0	26.79	0.378	0,00752	16.19
B-184	20	5.21	17.35	1/0	13.66	0.378	0,00752	4.21
184-81	34	4.08	13.54	1/0	10.66	0.378	0,012784	4.38
81-80	46	1.78	5.78	1/0	4,55	0.378	0,017296	1.07
180-183	80	7.59	25.29	1/0	19.91	0.378	0,01128	18.42
183-184	80	5.66	18.85	1/0	14.84	0.378	0,01128	7.45
(184-C)	20	3.72	12.41	1/0	9.77	0.378	0,00752	2.15
							TOTAL	48.88

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-8 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
(190-A)	10	7.34	23.13	1/0	19.79	0.378	0,00564	8.82
A-B	25	6.61	22.03	1/0	17.34	0.378	0.0094	8.48
B-C	40	4.96	16.54	1/0	13.02	0.378	0,01504	7.65
C-D	80	3.47	11.58	1/0	9.12	0.378	0,01128	3.81
D-E	20	0.39	1.31	1/0	1.03	0.378	0,00752	0.02
(181-F)	80	8.78	29.3	1/0	23.07	0.378	0,01316	21.01
F-G	50	5.99	19.97	1/0	15.72	0.378	0.0188	13.94
G-H	80	2.04	6.8	1/0	5.35	0.378	0.01128	0.87
							TOTAL	61.52

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-9 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
(151-A)	80	9.11	30.36	1/0	28.80	0.876	0.03008	51.58
A-B	80	4.82	16.06	1/0	12.66	0.876	0.03384	16.27
B-C	80	1.68	5.48	1/0	4.28	0.876	0.03008	1.65
C-D	20	0.30	1.01	1/0	0.80	0.876	0.00752	0.01
152-153	80	10.42	34.73	1/0	27.34	0.876	0.01128	25.80
(153-E)	20	7.97	26.55	1/0	20.90	0.876	0.00752	8.86
							TOTAL	104.65

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-10 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
(87-D)	15	14.06	46.87	1/0	36.90	0.876	0.00564	28.04
D-88	25	8.74	29.12	1/0	22.93	0.876	0.0094	14.82
88-89	60	6.28	20.94	1/0	16.49	0.876	0.01128	9.20
(89-A)	10	3.98	13.25	1/0	10.43	0.876	0.00376	1.28
(A-B)	100	1.65	5.49	1/0	4.32	0.876	0.0376	2.11
(89-C)	35	0.81	2.71	1/0	2.13	0.876	0.01316	0.18
D-80	25	2.58	8.59	1/0	6.76	0.876	0.0094	1.29
80-71	60	1.65	5.49	1/0	4.32	0.876	0.01128	0.69
D-91	15	2.75	9.16	1/0	7.21	0.876	0.00564	0.88
91-92	60	0.68	2.27	1/0	1.79	0.876	0.01128	0.11
87-86	60	9.07	30.24	1/0	23.81	0.876	0.01128	19.18
86-85	60	5.27	17.57	1/0	13.83	0.876	0.01128	6.46
(85-E)	25	3.07	10.24	1/0	8.06	0.876	0.0094	1.83
E-80	15	0.84	2.81	1/0	2.21	0.876	0.00564	0.08
E-79	25	2.23	7.43	1/0	5.85	0.876	0.0094	0.97
79-78	60	0.58	1.94	1/0	1.53	0.876	0.01128	0.08
							TOTAL	82.10

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-11 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
(250-A)	20	12.08	40.27	1/0	31.71	0.876	0.00752	22.68
A-249	80	5.81	19.35	1/0	15.23	0.876	0.01128	7.85
249-168	40	5.81	19.35	1/0	15.23	0.876	0.01504	10.47
168-167	40	8.10	10.88	1/0	8.18	0.876	0.01504	2.98
(167-B)	10	2.72	9.07	1/0	7.14	0.876	0.00376	0.38
A-246	20	6.28	20.92	1/0	16.47	0.876	0.00752	6.12
246-242	80	3.82	12.74	1/0	10.03	0.876	0.01128	3.40
B-E	100	1.65	5.49	1/0	4.32	0.876	0.0376	2.11
B-F	60	0.68	2.27	1/0	1.79	0.876	0.0188	0.18
231-232	60	9.14	30.46	1/0	23.96	0.876	0.01316	22.71
232-233	35	7.49	24.97	1/0	19.66	0.876	0.01316	15.28
(233-C)	80	5.24	18.43	1/0	15.84	0.876	0.01128	7.88
C-256	20	2.04	6.81	1/0	5.36	0.876	0.00752	0.65
256-257	80	0.55	1.83	1/0	1.44	0.876	0.01128	0.07
							TOTAL	103.02

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-15 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[265-A]	20	3.29	30.93	1/0	24.37	0.378	0.00752	13.40
A-266	30	1.98	6.6	1/0	5.20	0.378	0.01128	0.91
266-270	40	0.65	2.18	1/0	1.72	0.378	0.01504	0.18
A-267	20	3.14	10.47	1/0	8.24	0.378	0.00752	1.53
[267-K]	40	3.14	10.47	1/0	8.24	0.378	0.01504	3.07
K-F	30	1.65	5.49	1/0	4.32	0.378	0.05008	1.69
[267-G]	20	2.41	8.02	1/0	6.31	0.378	0.00752	0.90
G-H	30	2.33	7.78	1/0	6.11	0.378	0.03009	3.37
H-I	30	1.65	5.49	1/0	4.32	0.378	0.01128	0.63
H-J	60	0.68	2.27	1/0	1.79	0.378	0.02256	0.22
265-264	30	11.02	36.76	1/0	28.94	0.378	0.01128	28.80
264-259	30	10.40	34.68	1/0	27.29	0.378	0.01128	25.20
[259-B]	10	9.12	30.39	1/0	23.93	0.378	0.00376	6.48
B-258	20	2.20	7.32	1/0	5.76	0.378	0.00752	0.75
258-257	30	1.50	5	1/0	3.94	0.378	0.01128	0.52
B-260	15	6.82	23.07	1/0	18.16	0.378	0.00564	3.38
260-248	30	6.29	20.97	1/0	16.51	0.378	0.01128	9.22
248-244	10	5.61	18.7	1/0	14.72	0.378	0.00376	2.45
[244-C]	15	5.98	18.28	1/0	10.46	0.378	0.00564	1.63
C-D	40	2.28	7.32	1/0	5.92	0.378	0.01504	1.53
D-E	30	1.38	4.42	1/0	3.48	0.378	0.01128	0.41
							TOTAL	108.21

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-15 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
858-852	40	4.40	14.82	2	11.56	0.6	0.024	9.62
852-A]	15	3.68	12.27	2	9.58	0.6	0.009	2.52
A-851	20	1.14	3.81	2	3.00	0.6	0.012	0.82
A-857	15	1.65	5.49	2	4.32	0.6	0.009	0.50
A-856	25	2.33	7.78	2	6.11	0.6	0.015	1.68
856-855	35	1.79	5.88	2	4.71	0.6	0.021	1.40
858-854	40	4.04	13.48	2	10.61	0.6	0.024	8.11
854-B]	20	4.04	13.48	2	10.61	0.6	0.012	4.05
B-859	15	2.93	9.84	2	7.75	0.6	0.009	1.92
859-880	35	1.65	5.49	2	4.32	0.6	0.021	1.18
B-862	15	1.49	4.98	2	3.92	0.6	0.009	0.42
B-861	25	0.93	3.1	2	2.44	0.6	0.015	0.27
							TOTAL	31.69

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-14 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA)	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM)	Fp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
370-369	35	4.23	14.23	2	11.24	0.8	0.021	7.56
369-368	35	3.30	11.87	2	9.35	0.8	0.021	5.50
(368-D)	20	2.34	9.43	2	7.45	0.8	0.012	2.01
D-367	15	0.83	2.27	2	1.79	0.8	0.009	0.09
D-366	35	1.49	4.95	2	3.92	0.8	0.021	0.97
D-364	15	1.79	5.95	2	4.71	0.8	0.009	0.60
364-365,	35	1.49	4.95	2	3.92	0.8	0.021	0.97
(370-A)	15	8.24	27.45	2	21.64	0.8	0.009	12.64
A-371	20	4.23	14.23	2	11.24	0.8	0.012	4.35
371-372	25	3.92	13.07	2	10.33	0.8	0.015	4.77
372-377	35	3.30	10.65	2	8.38	0.8	0.021	4.43
(377-B)	20	2.33	9.43	2	7.42	0.8	0.012	1.93
B-378	15	0.83	2.27	2	1.79	0.8	0.009	0.09
B-380	20	0.93	3.1	2	2.44	0.8	0.012	0.21
B-381	35	2.38	7.85	2	6.20	0.8	0.021	2.42
381-382	35	1.14	3.81	2	3.00	0.8	0.021	0.57
A-373	15	3.30	10.65	2	8.38	0.8	0.009	1.99
373-383	35	3.02	10.25	2	8.07	0.8	0.021	4.10
A-374	20	2.55	8.6	2	6.77	0.8	0.012	1.65
374-376	35	1.49	4.95	2	3.92	0.8	0.021	0.97
376-412	35	0.93	3.1	2	2.44	0.8	0.021	0.38
							TOTAL	53.75

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-15 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA)	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM)	Fp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
414-415	35	3.92	13.07	2	10.29	0.8	0.021	6.67
415-416	35	2.71	9.02	2	7.10	0.8	0.021	3.15
416-417	35	1.49	4.95	2	3.92	0.8	0.021	0.97
414-413	35	4.04	13.45	2	10.61	0.8	0.021	7.10
(413-A)	25	3.65	12.27	2	9.66	0.8	0.015	4.20
A-412	15	0.93	3.1	2	2.44	0.8	0.009	0.16
A-409	20	2.55	8.6	2	6.77	0.8	0.012	1.65
409-405	35	2.20	7.35	2	5.77	0.8	0.021	2.10
409-407	40	1.33	4.42	2	3.48	0.8	0.024	0.57
A-410	15	1.49	4.95	2	3.92	0.8	0.009	0.42
410-411	35	1.14	3.81	2	3.00	0.8	0.021	0.57
							TOTAL	27.33

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-16 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA)	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM)	Fp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
419-420	20	3.65	12.27	2	9.66	0.8	0.012	3.36
420-421	40	2.45	8.15	2	6.44	0.8	0.024	2.99
421-422	40	1.33	4.42	2	3.48	0.8	0.024	0.57
(419-A)	25	5.00	16.65	2	13.13	0.8	0.015	7.76
A-418	15	1.14	3.81	2	3.00	0.8	0.009	0.24
A-424	15	1.14	3.81	2	3.00	0.8	0.009	0.24
424-425	30	0.93	3.1	2	2.44	0.8	0.018	0.32
A-425	35	4.04	13.45	2	10.61	0.8	0.021	7.10
425-426	50	2.20	7.35	2	5.77	0.8	0.03	3.00
426-427	50	1.49	4.95	2	3.92	0.8	0.03	1.33
							TOTAL	27.38

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-17 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
399-398	35	5.09	15.46	4	18.20	0.848	0.038005	17.26
398-397	40	3.20	9.84	6	8.39	1.5	0.06	12.68
397-396	40	2.80	8.6	6	7.34	1.5	0.06	9.68
396-395	30	0.00	0	6	0.00	1.5	0.045	0.00
399-401	50	2.96	9.02	4	7.69	0.848	0.04715	8.97
401-402	40	2.24	6.89	4	5.88	0.848	0.03772	6.91
402-403	40	1.44	4.42	4	3.77	0.848	0.03772	1.91
403-404	40	0.74	2.27	4	1.94	0,848	0.03772	0.42
404-405	40	0.74	2.27	4	1.94	0,848	0.03772	0.42
405-406	35	0.00	0	4	0.00	0.848	0.033005	0.00
							TOTAL	54.36

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-18 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
389-388	80	5.24	17.47	2	18.75	0,6	0.018	10.22
[388-A]	15	4.88	16.28	2	12.92	0.6	0.009	4.44
A-387	20	1.79	5.98	2	4.71	0.6	0.012	0.80
387-386	30	1.50	4.99	2	3.93	0.6	0.018	0.83
A-343	15	2.23	9.43	2	7.42	0,6	0.009	1.49
343-344	35	1.50	4.99	2	3.93	0.6	0.021	0.97
A-342	25	1.93	6.44	2	5.07	0.6	0.015	1.16
342-341	35	1.65	5.49	2	4.32	0.6	0.021	1.18
340-345	30	6.08	20.26	2	15.95	0.6	0.018	13.74
[345-B]	15	6.08	20.26	2	15.95	0.6	0.009	6.87
B-348	25	3.30	10.85	2	8.88	0.6	0.015	3.16
348-347	35	2.71	9.02	2	7.10	0.6	0.021	3.18
B-349	15	2.23	9.48	2	7.42	0.6	0.009	1.49
349-350	35	2.30	7.33	2	5.77	0.6	0.021	2.10
B-349	25	1.79	5.98	2	4.71	0.6	0.015	1.00
349-279	35	1.14	3.81	2	3.00	0.6	0.021	0.57
							TOTAL	53.18

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-19 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
385-386	80	8.00	27.89	6	23.62	1.5	0.045	75.30
[386-B]	15	8.45	28.01	6	22.18	1.5	0.0225	33.22
B-390	20	8.19	8.81	6	8.37	1.5	0.03	8.80
B-391	15	1.85	5.7	6	4.88	1.5	0.0225	1.80
B-392	20	5.72	17.59	6	15.00	1.5	0.03	20.26
392-393	80	4.61	14.19	6	12.10	1.5	0.045	16.78
393-394	80	3.77	11.6	6	9.89	1.5	0.045	13.22
385-384	90	7.09	21.81	2	18.80	0.6	0.018	18.89
[384-A]	20	5.29	16.44	2	15.78	0.6	0.012	8.91
A-382	20	4.84	13.84	2	11.38	0.6	0.012	4.66
383-379	35	3.48	10.72	2	9.14	0.6	0.021	5.27
A-383	25	0.81	2.49	2	2.12	0.6	0.015	0.20
388-389	80	0.00	0	2	0.00	0.6	0.018	0.00
A-387	10	2.57	7.91	2	6.75	0.6	0.006	0.82
							TOTAL	208.21

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-20 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
324-325	80	9.27	28.58	4	24.33	0.848	0.02828	50.28
[325-C]	10	6.82	20.97	4	17.89	0.848	0.00848	3.03
C-327	10	1.85	5.7	4	4.86	0.848	0.00848	0.87
C-328	20	1.85	5.7	4	4.88	0.848	0.01886	1.84
C-329	15	5.14	15.8	4	13.48	0.848	0.014145	7.71
329-330	80	3.19	9.8	4	8.36	0.848	0.02828	5.83
324-326	80	5.14	15.8	4	13.48	0.848	0.02828	15.41
[326-A]	15	5.04	15.5	4	13.22	0.848	0.014145	7.42
A-322	25	2.89	8.89	4	7.58	0.848	0.023575	4.07
322-295	85	2.88	8.89	4	7.58	0.848	0.080005	3.69
A-318	10	1.40	4.3	4	3.67	0.848	0.00848	0.88
A-319	20	2.57	7.91	4	6.75	0.848	0.01886	2.58
							TOTAL	110.49

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-21 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
331-321	85	6.82	19.44	4	16.58	0.848	0.080005	27.22
321-316	85	2.57	7.91	4	6.75	0.848	0.080005	4.51
[331-B]	20	8.73	28.85	4	22.50	0.848	0.01886	28.67
B-332	15	2.89	8.89	4	7.58	0.848	0.014145	2.44
B-334	25	2.28	6.67	4	5.68	0.848	0.023575	2.48
B-335	15	5.69	16.44	4	13.78	0.848	0.014145	10.50
335-336	35	3.48	10.72	4	9.14	0.848	0.033005	3.28
							TOTAL	85.05

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-22 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA)	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM)	Fp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
303-301	40	5.17	15.2	1/0	13.30	0.0259	0.025036	13.61
301-302	10	3.77	11.6	2	9.39	0.095	0.00095	2.22
302-310	35	2.37	7.01	2	5.75	0.095	0.034825	4.70
310-309	35	0.31	2.49	2	2.12	0.095	0.034825	0.47
301-309	15	2.23	6.37	2	5.36	0.095	0.014925	1.54
309-226	20	1.55	5.7	2	4.56	0.095	0.0190	1.47
226-225	35	0.00	0	2	0.00	0.095	0.034825	0.00
226-227	35	1.55	5.7	2	4.56	0.095	0.034825	2.47
227-230	30	0.51	2.49	2	2.12	0.095	0.029850	0.40
[303-A]	15	5.72	17.59	1/0	15.00	0.0259	0.0093385	6.34
A-304	20	2.23	6.37	1/0	5.36	0.0259	0.0125513	1.29
A-306	20	2.37	7.01	2	5.75	0.095	0.0190	2.72
306-305	35	2.23	6.37	2	5.36	0.095	0.034825	3.59
A-307	15	3.19	9.51	2	8.37	0.095	0.014925	3.13
307-308	35	1.55	5.7	2	4.56	0.095	0.034825	2.47
							TOTAL	47.32

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-23 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA)	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM)	Fp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
315-316	35	5.72	17.59	2	15.00	0.095	0.034825	23.52
316-317	35	3.48	10.72	2	9.14	0.095	0.034825	8.73
[315-E]	15	5.52	20.37	2	17.52	0.095	0.014925	14.22
E-314	25	3.19	9.51	2	8.37	0.095	0.024875	5.52
314-313	30	3.19	9.51	2	8.37	0.095	0.02985	6.27
E-311	40	2.23	6.37	1/0	5.36	0.0259	0.025036	2.55
E-312	15	3.77	11.6	1/0	9.39	0.0259	0.0093385	2.70
312-313	35	1.40	4.3	1/0	3.67	0.0259	0.0218995	0.83
							TOTAL	94.29

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-24 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA)	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM)	Fp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
213-212	30	4.59	15.05	4	12.54	0.943	0.02829	13.93
212-211	35	4.34	13.34	4	11.35	0.943	0.033005	12.52
211-210	30	2.37	7.91	4	6.75	0.943	0.02829	3.86
[213-A]	25	9.27	28.53	4	24.33	0.943	0.023575	41.38
A-214	15	2.23	6.37	4	5.36	0.943	0.014145	1.46
A-207	15	4.05	12.47	4	10.64	0.943	0.014145	4.50
207-206	30	2.59	8.69	4	7.36	0.943	0.02829	4.56
A-205	10	5.44	16.75	4	14.22	0.943	0.00943	5.77
205-209	30	4.05	12.47	4	10.64	0.943	0.02829	9.60
209-203	35	1.40	4.3	4	3.67	0.943	0.033005	1.33
							TOTAL	100.39

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-25 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA)	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM)	Fp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
250-220	35	3.19	9.51	2	8.37	0.6	0.021	4.47
220-221	35	2.37	7.01	2	6.75	0.6	0.021	2.37
221-222	35	1.55	5.7	2	4.56	0.6	0.021	1.49
222-223	35	1.40	4.3	2	3.67	0.6	0.021	0.55
223-233	30	3.73	20.35	2	22.90	0.6	0.018	25.32
233-237	30	3.45	20.01	2	22.13	0.6	0.018	24.53
237-253	30	4.59	15.05	2	12.54	0.6	0.018	5.90
							TOTAL	73.41

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-26 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[281-B]	15	2.93	9.02	6	7.69	1.5	0.0225	4.00
B-282	20	0.74	2.27	6	1.94	1.5	0.03	0.34
B-286	15	0.74	2.27	6	1.94	1.5	0.0225	0.25
B-284	20	2.33	7.33	6	6.25	1.5	0.03	3.02
284-285	35	1.78	5.49	6	4.68	1.5	0.0525	3.45
281-278	55	2.93	9.02	6	7.69	1.5	0.0525	5.82
							TOTAL	20.89

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-27 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[220-A]	15	3.59	11.06	6	9.43	1.5	0.0225	6.01
A-221	20	1.62	4.98	6	4.25	1.5	0.03	1.62
A-218	20	2.09	6.44	6	5.49	1.5	0.03	2.72
218-215	35	1.24	3.81	6	3.25	1.5	0.0525	1.88
A-217	15	1.44	4.42	6	3.77	1.5	0.0225	0.66
220-219	35	1.78	5.49	6	4.68	1.5	0.0525	3.45
219-285	35	0.74	2.27	6	1.94	1.5	0.0525	0.59
							TOTAL	17.01

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-28 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
227-225	80	5.59	18.83	1/0	14.67	0.378	0.01128	7.38
225-279	80	3.66	12.12	1/0	9.60	0.378	0.01128	3.12
[279-B]	20	2.78	9.09	1/0	7.16	0.378	0.00732	1.16
B-275	20	1.40	4.67	1/0	3.68	0.378	0.00732	0.30
275-272	80	0.72	2.4	1/0	1.89	0.378	0.01128	0.12
[226-A]	25	9.75	32.5	1/0	25.59	0.378	0.0094	18.46
A-227	25	3.07	10.23	1/0	8.05	0.378	0.0094	1.83
227-188	30	1.58	5.25	1/0	4.13	0.378	0.01128	0.58
A-228	20	5.08	16.78	1/0	13.21	0.378	0.00752	8.84
228-224	80	8.89	11.29	1/0	8.89	0.378	0.01128	2.87
[224-C]	70	0.68	2.27	1/0	1.79	0.378	0.02632	0.25
							TOTAL	69.71

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-29 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OHM	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
232-275	80	6.32	21.08	1/0	16.60	0.378	0.01128	9.22
[275-A]	30	4.53	15.1	1/0	11.89	0.378	0.01128	4.78
A-271	15	2.61	8.7	1/0	6.85	0.378	0.00564	0.79
271-272	40	2.23	7.44	1/0	5.86	0.378	0.01504	1.55
A-270	30	0.99	3.3	1/0	2.60	0.378	0.01128	0.23
							TOTAL	16.57

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-80 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
185-187	80	5.77	19.23	1/0	15.14	0.876	0.01128	7.76
[187-A]	20	4.63	13.42	1/0	12.14	0.876	0.00752	3.53
A-189	20	1.43	4.77	1/0	3.76	0.876	0.00752	0.82
[189-B	80	0.75	2.5	1/0	1.97	0.876	0.01128	0.18
[186-C]	30	4.48	14.94	1/0	11.76	0.876	0.00752	3.13
C-D	100	3.58	11.94	1/0	9.40	0.876	0.0376	9.87
D-E	70	2.09	6.96	1/0	5.40	0.876	0.02632	2.80
							TOTAL	24.82

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-81 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
193-201	40	3.33	10.23	4	8.74	0.943	0.03772	8.65
[201-A]	25	3.06	9.43	4	8.04	0.943	0.023575	4.53
A-202	15	2.52	7.78	4	6.62	0.943	0.014145	1.96
202-203	50	1.27	3.91	4	3.33	0.943	0.04715	1.57
A-205	20	0.00	0	4	0.00	0.943	0.01886	0.00
A-204	20	1.24	3.81	4	3.25	0.943	0.01886	0.60
193-194	80	6.71	20.66	4	17.62	0.943	0.02829	26.35
[194-B]	20	5.94	18.27	4	15.59	0.943	0.01886	13.74
B-198	20	3.46	10.65	4	9.09	0.943	0.01886	4.97
198-192	80	2.66	8.18	4	6.98	0.943	0.02829	4.19
B-200	20	0.00	0	4	0.00	0.943	0.01886	0.00
B-199	20	3.46	10.65	4	9.08	0.943	0.01886	4.97
199-196	80	2.52	7.76	4	6.62	0.943	0.02829	3.72
							TOTAL	74.33

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-82 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
129-128	35	9.80	28.62	2	24.41	0.6	0.021	37.54
[128-A]	20	7.62	23.45	2	20.00	0.6	0.012	14.40
A-127	15	2.86	8.18	2	6.98	0.6	0.009	1.81
127-126	30	2.09	6.44	2	5.49	0.6	0.018	1.63
A-124	15	2.52	7.76	2	6.62	0.6	0.009	1.18
124-125	40	1.62	4.98	2	4.25	0.6	0.024	1.80
A-123	25	4.88	13.48	2	11.50	0.6	0.015	3.85
123-122	35	3.72	11.46	2	9.77	0.6	0.021	6.02
122-121	35	1.62	4.98	2	4.25	0.6	0.021	1.14
129-131	85	8.53	26.245	2	22.39	0.6	0.021	31.57
[131-B]	25	7.62	23.45	2	20.00	0.6	0.015	18.00
B-132	15	3.03	15.46	2	13.20	0.6	0.009	4.71
132-133	35	3.08	9.43	2	8.04	0.6	0.021	4.08
B-135	20	3.08	9.43	2	8.04	0.6	0.012	2.33
135-136	35	2.88	7.38	2	6.25	0.6	0.021	2.46
B-134	20	1.24	3.81	2	3.25	0.6	0.012	0.33
							TOTAL	134.00

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-83 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
113-119	30	4.12	12.67	4	10.81	0.943	0.04715	16.52
118-119	30	2.88	9.02	4	7.69	0.943	0.04715	8.37
119-120	30	2.58	7.88	4	6.25	0.943	0.02829	5.82
[113-A]	80	8.17	28.28	4	24.08	0.943	0.02829	45.20
A-112	20	2.98	9.02	4	7.69	0.943	0.01886	3.35
112-106	85	2.52	7.78	4	6.62	0.943	0.033005	4.84
A-116	20	3.89	12.27	4	10.47	0.943	0.01886	8.20
116-117	85	2.80	8.8	4	7.34	0.943	0.033005	5.33
A-115	20	4.25	13.07	4	11.15	0.943	0.01886	7.08
115-114	80	2.88	9.02	4	7.69	0.943	0.02829	5.02
							TOTAL	108.88

CENTRO DE TRANSFORMACION CT-84 PROYECTADO

TRAMO	LONG.(M)	DMD (KVA	DMD	CALIBRE	I MAX (Amp)		RESIST (OMH	Pp (W)
1	2	3	3	4	5		6	7
[9-A]	28	7.75	28.83	2	20.34	0.6	0.0168	18.37
A-2	14	4.12	12.67	2	10.81	0.6	0.0084	2.94
2-1	35	3.33	10.25	2	8.74	0.6	0.021	4.82
A-5	16	0.74	2.27	2	1.94	0.6	0.0096	0.11
A-6	14	4.33	13.48	2	11.50	0.6	0.0084	3.33
6-7	32	3.33	10.25	2	8.74	0.6	0.0192	4.40
7-8	32	3.20	9.84	2	8.39	0.6	0.0192	4.08
3-4	35	4.12	12.67	2	10.81	0.6	0.021	7.36
4-9	30	2.93	9.02	2	7.69	0.6	0.018	3.20
[9-B]	24	2.24	6.89	2	5.88	0.6	0.0144	1.49
B-10	16	1.62	4.98	2	4.25	0.6	0.0096	0.52
B-23	26	0.74	2.27	2	1.94	0.6	0.0156	0.18
B-22	14	0.74	2.27	2	1.94	0.6	0.0084	0.09
							TOTAL	51.86

BIBLIOGRAFIA

1. Poveda Méntor , Planificación de Sistemas de Distribución, Publicación EPN 1987.

2. Ing Joe Ruales Parreño, Análisis de Sensitividad de Pérdidas Técnicas en el Diseño de Redes de Distribución, XIV Seminario de Distribución de Energía Eléctrica, Ibarra 1996.

3. Marco Vinicio Pavón, Análisis Técnico Económico de la Remodelación de Redes y Cambio de Voltaje Primario de la Ciudad de Sangolquí , Quito Noviembre de 1997.

4. Munasinghe, M y Scott, W., " The Economics of Power System Reability and Planing", Libro, Publicación del Banco Mundial, U.S.A. 1979 .

5. Donald G . Fink / h. Wayne Beaty, Manual de Ingeniería Eléctrica, Décimotercera Edición, 1995.

6. C.H. Morrison. " A Linear Approach to the Problem of Planning new feed Points in to a Distribution System " AIEE Transmition. Vol PAS-83.pp 818-832. December 1968.

7. Instituto Nacional de Estadística y Censos V, Censo de Población y IV de Vivienda, 1990

8. Orejuela Víctor, Distribución II, Publicación E.P.N., 1985.

9. Westinghouse Electric Corporation, Electric Utility Engineering Reference Book "Distribution Systems", Volumen 3, 1959

10. Taylor, Openshaw,"Electric Power Distribution 415 V - 33 KV" , Libro, Publicaciones E. Arnold, Londres 1966.

11. Organización Latinoamericana de Energía OLADE "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas" Bogotá, Colombia, Agosto 1990.

12. XIV Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica,"Estudio y Optimización de las Condiciones de Generación en las Centrales Hidraúlicas de Emelnorte" Ibarra, junio de 1996.

13. Reglamentación Urbana de la Ciudad de Ibarra, Administración 1992-1996.

14. Pablo Erazo M / Wilson Reyes S, Tecnología de Redes Eléctricas IV parte, Julio 1996.

15. Empresa Eléctrica Regional Norte S.A, Normas Para Sistemas de Distribución "Guía para Diseño",1996.

16. Orejuela Víctor, Distribución I, E.P.N, 1984.

17. Empresa Eléctrica Quito S.A , Normas para Sistemas de Distribución " Guía Para Diseño " ,1979.

18. Rivadeneira Milton, La Técnica de las Microáreas en la Planificación de Sistemas de Distribución, VII Seminario de Distribución de Energía Eléctrica, 1988.

19. Dirección de Planificación, Estudio Para La Determinación de los Costos Unitarios de Mano de Obra Para la Construcción de Redes Eléctricas de Distribución en el Area de Servicio de EMELNORTE S.A. Ibarra 24 de julio de 1996.

20. Empresa Eléctrica Regional Norte S.A, Precios Unitarios de Materiales, 1998.

21. Viteri Piedra Raúl G, Estudio de Redes Subterráneas de Distribución Eléctrica, Quito, 1973.

22. M Ponnavaiko, K.S Prakasa Rao "Optimical Distribution System Planning", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol PAS - 100 No 6 Jun 1981, pp 2969-2977.

23. XIV Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica, " Reducción de Pérdidas Técnicas en Transformadores, Ibarra junio de 1996.

24. Dirección de Planificación, EMELNORTE SA, 1998

25. Departamento de Operación y Mantenimiento Urbano, Empresa Eléctrica Quito S.A ., 1997.

26. Despacho de Carga, Empresa Eléctrica Quito S.A., 1996.

27. Vega O. Celio, Ingeniería Económica, 1983.

28. ECUATRAN S. A., "Protocolo de Pruebas de Transformadores".