

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS
ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**ERSSON JORGE CALLE CÓRDOVA
LUIS PATRICIO VILLAVICENCIO GONZÁLEZ**

DIRECTOR: Ing. Mentor Poveda

Quito, Junio del 2001

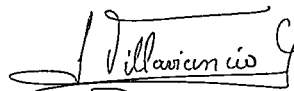
DECLARACIÓN

Nosotros, Ersson Jorge Calle Córdova y Luis Patricio Villavicencio González, declaramos que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normatividad institucional vigente.



Ersson Jorge Calle Córdova



**Luis Patricio Villavicencio
González.**

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Ersson Jorge Calle Córdova y Luis Patricio Villavicencio González, bajo mi supervisión.



Ing. Mentor Poveda
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer primeramente a Dios por haber bendecido el camino ya recorrido en mi vida.

A mis padres Angel y Bertha por haberme apoyado en todos los momentos de mi vida.

A mis hermanos Roberth, Cesar, Paola, Johanna porque cada uno de ellos aportado con un granito de arena para que yo pueda alcanzar esta meta.

Al Ing. Mentor Poveda por habernos guiado de una forma desinteresada, logrando que este trabajo sea de gran calidad.

A mi enamorada, Yajaira, persona muy especial para mi, que compartió el final de mi carrera y quién fue mi mayor incentivo para culminar mi primera gran meta.

Por último pero no por eso menos importante quiero agradecer a todos mis amigos quienes en los momentos más difíciles se convirtieron en mi segunda familia.

PATRICIO

AGRADECIMIENTO

Por permitirme alcanzar la meta más importante de mi vida, por siempre concederme lo que les pido, por estar siempre a mi lado y fortalecerme cuando los necesitaba, por todos eso, gracias a mi papito “DIOS YAHVÉ”, a mi mamita “VIRGEN MARÍA DE CHILLA” y a mi “ÁNGEL DE LA GUARDA”.

Por el cariño y el amor que me han entregado, por los consejos brindados y así enseñarme a ser un hombre de bien, por la confianza depositada en mi y hacerme ver que lo que se consigue con sacrificio brinda frutos de los cuales se disfrutan toda la vida, por creer en mí y demostrarme que para llegar lejos no hay que llegar primero sino hay que saber llegar, por apoyarme y motivarme durante toda mi vida y mi carrera universitaria..... les doy gracias a mi abuelita AGRIPINA que Dios la tenga en su Gloria, a mis abuelitos GERMÁN Y BLANCA, a mis padres AUGUSTO y LADY, a mi ñaña JOVI, a todos mis tíos, tías, primos, primas y a todos mis familiares que verdaderamente han estado a mi lado.

Gracias a todos mis verdaderos amigos y amigas por saberme soportar, escuchar y ayudar cuando los necesitaba.

Un agradecimiento especial al Ing. Mentor Poveda, por la dedicación y paciencia que tuvo para con los autores de este proyecto de titulación.

Además agradezco a todos mis profesores, por la enseñanza impartida durante toda mi carrera universitaria, especialmente a quienes con sus consejos me supieron motivar para seguir adelante.

También quiero agradecer al personal de la Empresa Eléctrica Quito que ha colaborado con la información e instrumentos necesarios para la realización de éste proyecto de titulación

ERSSON

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mis padres, personas que me inculcaron que los logros que mayores satisfacciones dan en la vida son los que se alcanzan con honestidad y esfuerzo.

Mis padres nunca dudaron en continuar brindándome su apoyo, a pesar de los momentos difíciles que se presentaron a lo largo de mi carrera universitaria, es por eso, que este triunfo no es solo mío, sino que también es de ellos.

PATRICIO

DEDICATORIA

Cuando realicé esta dedicatoria, no tenía idea de cómo empezarla a hacer, lo único que hice es expresar mis verdaderos sentimientos.....

En la vida nada es fácil, especialmente cuando se inicia algo,
pero Dios nunca nos deja solos,
nos da las armas necesarias y suficientes para
superar con éxito cada prueba que se nos presenta en la vida.

Perdemos la fe en Dios cuando las cosas no salen a nuestro modo
y en el instante en que queremos,
sin lograr entender que Dios las hace a su modo y en su momento.

Grandes sueños suelen quedarse solo en "Sueños",
cuando nos creemos derrotados sin antes haber iniciado la batalla.

Sé que es difícil continuar la vida fuera de casa,
nunca lo hubiera sabido sino lo hubiera experimentado.

Ésta tesis está dedicada a quienes han sido pilares importantes durante toda mi vida estudiantil, gracias por darme la confianza y ser lo que hoy soy, gracias porque de no ser por ustedes jamás hubiera llegado a donde hoy he llegado, gracias por haber sido pacientes conmigo, gracias por nunca haber perdido la fe y la esperanza en mí..... gracias por ser mi familia.

Sé que ustedes se sienten orgullos de mí como yo de ustedes.

Dedicada con todo mi amor a:

Mi padre "LEÓN AUGUSTO CALLE"
Mi madre "LADY GEORGINA CÓRDOVA BENAVIDES"
Mi hermana "LADY JOHANNA CALLE CÓRDOVA"

ERSSON

CONTENIDO

RESUMEN.....	1
PRESENTACIÓN.....	2
CAPITULO I GENERALIDADES	
1.1 INTRODUCCIÓN.....	4
1.2 ALCANCE Y OBJETIVOS.....	5
CAPITULO II FUNDAMENTO TEÓRICO	
2.1 CONCEPTOS BÁSICOS.....	8
2.1.1 SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN.....	8
2.1.2 POTENCIA INSTANTÁNEA	9
2.1.3 FACTOR DE POTENCIA.....	9
2.1.4 DEMANDA.....	10
2.1.5 INTERVALO DE DEMANDA.....	10
2.1.6 DEMANDA MÁXIMA.....	10
2.1.7 DEMANDA DIVERSIFICADA O DEMANDA COINCIDENTE...	11
2.1.8 FACTOR DE UTILIZACIÓN.....	11
2.1.9 FACTOR DE CARGA.....	12
2.1.10 FACTOR DE PÉRDIDAS.....	12
2.1.11 ÁREA DE SERVICIO O INFLUENCIA.....	12
2.1.12 DENSIDAD DE CARGA.....	12
2.2 MÉTODOS DE MEJORAMIENTO PARA LA REGULACION DE VOLTAJE	
2.2.1 BALANCE DE CARGA EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO.....	14
2.2.2 INCREMENTO DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES.....	14
2.2.3 RECONFIGURACIÓN DE PRIMARIOS.....	16
2.2.3.1 Micro-áreas.....	16
2.2.4 APLICACIÓN DE CAPACITORES A SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	17
2.2.4.1 Capacitores de Potencia.....	17
2.2.4.2 Efectos de los Capacitores.....	17
2.2.4.3 Reducción de pérdidas de potencia del sistema.....	21
2.2.4.4 Aplicación de capacitores en derivación a líneas de distribución.....	22
2.2.4.5 Dimensionamiento y ubicación de capacitores.....	24
2.2.4.6 Conexión de capacitores.....	25
2.2.4.7 Justificación económica para el empleo de capacitores.....	26

CAPITULO III MODELACIÓN DIGITAL DEL SISTEMA PRIMARIO

3.1 ASPECTOS GENERALES.....	29
3.2 FORMA DE TRABAJO.....	30
3.3 INGRESO DE INFORMACIÓN AL DPA/G 3.12.....	31
3.4 COMANDO SKETCH.....	34
3.5 LA FUNCIÓN BUILD.....	34
3.6 DISTRIBUCIÓN DE CARGAS.....	35
3.7 ANÁLISIS BALANCEADO.....	35
3.7.1 DATOS REQUERIDOS.....	36
3.8 ANÁLISIS POR FASES.....	38
3.9 UBICACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES.....	39
3.9.1 INTRODUCCIÓN.....	39
3.10.1 PROCEDIMIENTO USADO POR EL PROGRAMA PARA LA DEFINICIÓN DE LA UBICACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES.....	39
3.10 ALIMENTADORES PRIMARIOS.....	40
3.10.1 DATOS REQUERIDOS.....	40
3.10.2 DISTRIBUCIÓN DE DEMANDAS.....	41
3.10.2.1 Distribución trifásica.....	41
3.10.2.2 Distribución por fases.....	42
3.11 BASE DE DATOS DE LOS CONDUCTORES EMPLEADOS.....	42
3.11.1 DATOS REQUERIDOS.....	42
3.12 ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES.....	43
3.12.1 DATOS REQUERIDOS.....	43
3.12.2 MODELACIÓN ADOPTADA.....	43
3.13 CALCULO DE PÉRDIDAS EN LOS CONDUCTORES.....	44
3.14 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS SALIDAS EN LA CORRIDA DE FLUJOS PARA LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS EN ESTUDIO.....	46

CAPITULO IV ESTADO ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

4.1 ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN 4.....	49
4.2 ESTUDIO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN # 4.....	49
4.2.1 PRIMARIO 4A	
4.2.1.1 Zona de servicio.....	51
4.2.1.2 Descripción del primario.....	53
4.2.1.3 Condiciones de operación.....	57
4.2.2 PRIMARIO 4B	
4.2.2.1 Zona de servicio.....	60
4.2.2.2 Descripción del primario.....	62
4.2.2.3 Condiciones de operación.....	66

4.2.3	PRIMARIO 4C	
4.2.3.1	Zona de servicio.....	69
4.2.3.2	Descripción del primario.....	71
4.2.3.3	Condiciones de operación.....	76
4.2.4	PRIMARIO 4D	
4.2.4.1	Zona de servicio.....	79
4.2.4.2	Descripción del primario.....	81
4.2.4.3	Condiciones de operación.....	85
4.2.5	PRIMARIO 4E	
4.2.5.1	Zona de servicio.....	88
4.2.5.2	Descripción del primario.....	90
4.2.5.3	Condiciones de operación.....	92

CAPITULO V ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN

5.1	INTRODUCCIÓN.....	96
5.2	BALANCE DE FASES.....	97
5.2.1	METODOLOGÍA UTILIZADA.....	98
5.2.2	BALANCE DEL PRIMARIO 4 A.....	98
5.2.3	BALANCE DEL PRIMARIO 4 B.....	101
5.2.4	BALANCE DEL PRIMARIO 4 C.....	102
5.2.5	BALANCE DEL PRIMARIO 4 D.....	107
5.2.6	BALANCE DEL PRIMARIO 4 E.....	109
5.2.7	RESULTADOS OBTENIDOS DE EL BALANCE DE FASES..	110
5.3	CAMBIO DE CONDUCTOR.....	110
5.3.1	PRIMARIO A.....	110
5.3.2	PRIMARIO B.....	111
5.3.3	PRIMARIO C.....	111
5.3.4	PRIMARIO D.....	112
5.3.5	PRIMARIO E.....	112
5.3.6	RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CAMBIOS DE CONDUCTOR.....	112
5.4	UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES.....	113
5.4.1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS BANCOS DE CAPACITORES.....	113
5.4.2	PRIMARIO 4A.....	113
5.4.3	PRIMARIO 4B.....	114
5.4.4	PRIMARIO 4C.....	115
5.4.5	PRIMARIO 4D.....	115
5.4.6	PRIMARIO 4E.....	116
5.4.7	RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INSTALACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES.....	117

5.5	RECONFIGURACIÓN DE LOS ALIMENTADORES.....	117
5.5.1	PRIMARIO 4A.....	118
5.5.2	PRIMARIO 4B.....	120
5.5.3	PRIMARIO 4C.....	122
5.5.4	PRIMARIO 4D.....	124
5.5.5	PRIMARIO 4E.....	126
5.5.6	RESULTADOS OBTENIDOS DE LA RECONFIGURACION DE LOS PRIMARIOS.....	126
5.6	BALANCE DE FASES DE LOS PRIMARIOS RECONFIGURADOS..	129
5.6.1	BALANCE DEL PRIMARIO 4 A.....	129
5.6.2	BALANCE DEL PRIMARIO 4 B.....	129
5.6.3	BALANCE DEL PRIMARIO 4 C.....	130
5.6.4	BALANCE DEL PRIMARIO 4 D.....	133
5.6.5	BALANCE DEL PRIMARIO 4 E.....	134
5.6.6	RESULTADOS OBTENIDOS DEL BALANCE DE FASES DE LOS PRIMARIOS RECONFIGURADOS.....	136
5.7	UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES EN LOS PRIMARIOS RECONFIGURADOS.....	137
5.7.1	PRIMARIO 4A.....	137
5.7.2	PRIMARIO 4B.....	138
5.7.3	PRIMARIO 4C.....	138
5.7.4	PRIMARIO 4D.....	139
5.7.5	PRIMARIO 4E.....	140
5.7.6	RESULTADOS OBTENIDOS DE LA UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES EN LOS PRIMARIOS RECONFIGURADOS.....	140
5.8	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	143
5.9	ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS.....	146
5.9.1	COSTOS DE INVERSIÓN.....	146
5.9.2	AHORRO EN DEMANDA.....	147
5.9.3	AHORRO POR ENERGÍA.....	148
5.9.4	AHORRO EN INVERSIONES.....	150
5.9.5	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO.....	150

CAPITULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 151

BIBLIOGRAFÍA..... 153

ANEXO 1

ESTADO ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN # 4

ANEXO 1.A

DISTRIBUCIÓN DE CARGAS..... 156

ANEXO 1.B

ANÁLISIS BALANCEADO..... 172

ANEXO 1.C	
ANÁLISIS POR FASE.....	188

ANEXO 2
PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS
DE LA SUBESTACIÓN # 4

ANEXO 2.1	
UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES.....	226

ANEXO 2.2	
RECONFIGURACIÓN DE LOS ALIMENTADORES.....	242

ANEXO 2.2.1	
PRIMARIO ORIGINAL.....	243

ANEXO 2.2.1.A	
ANÁLISIS BALANCEADO.....	244

ANEXO 2.2.2	
UBICACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES.....	257

ANEXO 2.2.2.A	
ANÁLISIS BALANCEADO.....	258

RESUMEN

El presente trabajo es un ejemplo de realización de un estudio con criterio de ingeniería para lograr optimizar la operación de alimentadores primarios de distribución.

El objetivo de esta tesis se cumplió a cabalidad ya que se obtuvo una reducción de pérdidas significativa y perfiles de voltaje satisfactorios. En general, se debe recalcar que estos resultados fueron alcanzados debido a que se utilizaron algunas herramientas que generalmente no se las emplea en la actualidad como el programa de modelación de redes y las curvas de demanda obtenidas de la instalación de medidores electrónicos, pero sobre todo el criterio técnico para poder hacer un uso correcto de las mismas.

Las Empresas Distribuidoras de energía tienen que realizar grandes esfuerzos para ir a la par del cambio que se está dando en la actualidad en el sector eléctrico, mismo que no dará cabida a empresas ineficientes.

PRESENTACIÓN

Este proyecto fue inicialmente realizado con datos aproximados tanto del levantamiento de la red, como de la información de la carga eléctrica, pues se disponía solo de mediciones de corriente en la subestación para un período de solo 12 horas para todo un año, sin factor de potencia. Posteriormente se realizaron las correcciones en el levantamiento de la red con ayuda de las personas involucradas en este estudio y se instalaron medidores electrónicos en cada primario para obtener las curvas de demanda de cada primario, con potencia activa, reactiva, con intervalos de demanda de 15 minutos y para una semana entera.

Con la curva de demanda de cada primario se procedió a simular la operación de los primarios, los resultados obtenidos fueron en muchos de los casos muy diferentes a los que se obtuvieron con los datos de corriente. Esto se debe a la riqueza de la información que se logró después, ya que se pudo realizar simulaciones a demanda máxima, media y mínima con sus respectivos factores de potencia, logrando así las mejores aproximaciones.

Inicialmente solo se ubicaron los Bancos de capacitores, y se cuantificaron las mejoras obtenidas, para luego realizar una reconfiguración de los primarios, y a éstos primarios reconfigurados, se les ubicaron los bancos de capacitores.

Finalmente se evaluaron íntegramente las mejoras obtenidas en pérdidas de potencia, energía y factor de potencia.

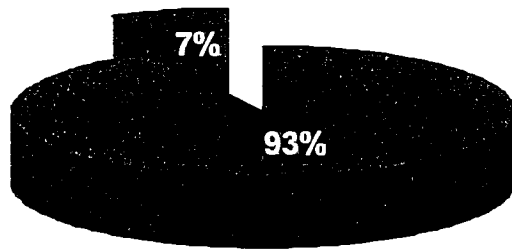
En el siguiente gráfico se pueden observar en forma resumida los resultados alcanzados:

**S
U
B
E
S
T
A
C
I
Ó
N

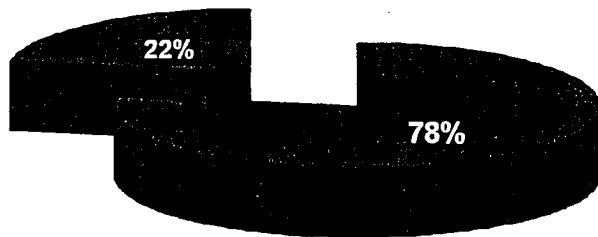
4**

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

CON BANCOS DE CAPACITORES



RECONFIGURACIÓN CON BANCOS DE CAPACITORES



CAPITULO 1

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Los Sistemas de Distribución son de gran importancia dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia, ya que este tiene como obligación garantizar el servicio de energía eléctrica en forma continua, puntual y suficiente a los consumidores finales. Las condiciones de calidad y confiabilidad de la energía suministrada por la empresa distribuidora serán verificadas por el CONELEC a fin de asegurar la calidad del servicio.

En la actualidad, los sistemas de distribución presentan muchos problemas para poder cumplir con las condiciones de calidad y confiabilidad establecidas por el CONELEC.

Entre los problemas más comunes que presentan los sistemas de distribución se puede mencionar el bajo factor de potencia y la caída de voltaje, debido a la carga formada por motores, transformadores y otros aparatos que requieren potencia reactiva inductiva.

Este problema se hace aún más crítico cuando las empresas distribuidoras no realizan los estudios respectivos para prever el incremento de la demanda, causando que las condiciones de operación de las redes de distribución no sean las óptimas.

Existen muchas maneras de optimizar la operación de alimentadores primarios de distribución, entre ellas podemos citar algunas como reconfiguración de la red primaria, cambio del calibre del conductor, aplicación de equipos de regulación

de voltaje, balance de fases, transferencia de carga, empleo de capacitores shunt en el alimentador primario.

Se debe optimizar la operación de todos los alimentadores de una forma urgente en las empresas distribuidoras, debido al cambio que está ocurriendo en el sector eléctrico, el mismo que exigirá mayor eficiencia en las empresas distribuidoras de energía, con menores pérdidas de energía.

Actualmente en las empresas distribuidoras de energía es urgente e imprescindible la utilización de programas computacionales para que mediante la modelación de los sistemas de distribución se pueda mejorar las condiciones operativas de las redes primarias. Este instrumento permite el análisis de los alimentadores primarios de distribución de una manera eficaz. Vale recalcar que esta herramienta es muy importante pero solo como herramienta, porque aún seguimos siendo los ingenieros quienes las empleamos y decidimos lo que se debe hacer.

Mediante el análisis realizado en el presente trabajo se demuestra la eficacia del estudio de redes primarias de distribución mediante la ayuda de un programa computacional.

Con la utilización de programas computacionales se puede evaluar la situación actual del sistema en estudio, permitiendo realizar las correcciones respectivas para minimizar las pérdidas de potencia y energía.

1.2 ALCANCE Y OBJETIVOS

Mediante el conocimiento de la base teórica de los sistemas de distribución, se buscará la mejor aproximación de los modelos para mejorar el nivel de voltaje, corregir el factor de potencia y reducir las pérdidas técnicas en líneas de distribución primarias, tomando en cuenta los aspectos económicos y técnicos que el estudio requiere.

El sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A., presenta en algunos de sus alimentadores primarios perfiles de voltaje que no cumplen con lo establecido en las normas; correspondientemente las pérdidas en demanda y energía son altas, hecho que debe ser corregido para sujetarse a las nuevas regulaciones dictadas por el CONELEC. Con estos antecedentes el objetivo de este estudio, es determinar las distintas aproximaciones para mejorar la operación de varios alimentadores primarios de una subestación del sistema de distribución de la E.E.Q.S.A.

En este análisis se utilizaron datos obtenidos de las mediciones de demanda realizadas en cada alimentador mediante el empleo de medidores electrónicos, los cuales, proporcionaron la información necesaria para establecer los distintos niveles de demanda activa y reactiva en diferentes horarios; con ello se determinarán los niveles de voltaje, factores de potencia. Con esa base se preparó el estado actual de los alimentadores primarios de distribución en estudio, para posteriormente mediante el empleo del programa computacional Distribution Primary Análisis and Graphics (DPA/G), realizar el análisis más adecuado y establecer las mejores alternativas para que las pérdidas mencionadas se reduzcan y las condiciones de calidad, confiabilidad de servicio estén dentro de los límites que se establecen en las regulaciones dictadas por el CONELEC.

Se realizó un estudio de la situación actual de los alimentadores primarios de distribución, el mismo que posteriormente fue evaluado, para tomar las acciones correctivas necesarias.

Cabe mencionar que una de las opciones que se analiza es el empleo de bancos de capacitores; por ello, se hace una descripción de los mismos y se analiza la forma más conveniente de instalarlos en una red de distribución.

La ubicación de bancos de capacitores hasta la presente fecha se realiza en base a reglas prácticas que solo permiten estimar una mejora de la operación de la red;

con el trabajo que se propone, se realizará una aproximación con base en la ingeniería de distribución para mejorar sustancialmente los métodos empleados.

Además de la utilización de Bancos de Capacitores, se realizó balance de fases y reconfiguración de la red primaria de distribución, optimizando así la operación de los alimentadores primarios en estudio.

Al finalizar el presente trabajo, el personal técnico de Operación y Mantenimiento de la E.E.Q.S.A., podrá realizar los cambios necesarios y ubicar el equipo adecuado, en los lugares óptimos sugeridos por el análisis obtenido de este estudio; con ello la Empresa Eléctrica reducirá sus pérdidas, y prestará una mayor calidad y confiabilidad del servicio al usuario final, el mismo que verá una mejora de los niveles de voltaje precisamente cuando más lo exija.

CAPITULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 CONCEPTOS BASICOS

Ampliamente hablando, un sistema eléctrico de potencia está integrado por generación, transmisión y sistema de distribución.

El sistema de distribución, en inversión de capital, es aproximadamente igual a los recursos de generación; la suma de éstos dos generalmente constituye al menos el 80 % de la inversión total del sistema. Así, de ésta manera se puede ver que los sistemas de distribución representan una alta tasa en importancia económica y una inversión que requiere de una ingeniería cuidadosa.

Una definición clásica del sistema de distribución completo, desde el punto de vista de la ingeniería, incluye la subestación de entrega en bloque, el sistema de subtransmisión, la subestación de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios y acometidas a los clientes.

2.1.1 SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN

La parte del sistema de potencia, comprendida entre las barras de alta tensión de las subestaciones de distribución y los puntos de suministro de energía a los transformadores de distribución, en cuanto a los parámetros básicos y la disposición de los elementos que determinan su configuración general para propósitos de operación en condiciones normales y emergentes.

2.1.2 POTENCIA INSTANTÁNEA

La potencia instantánea en el punto de entrada de un circuito eléctrico, es la tasa con la que la energía eléctrica esta siendo transmitida por un circuito. La potencia instantánea en un circuito monofásico o polifásico es el resultado del producto de la corriente instantánea a través del punto de entrada y la diferencia de potencial instantáneo entre ese punto de entrada y el segundo punto que es tomado como referencia.

2.1.3 FACTOR DE POTENCIA

Básicamente el factor de potencia se define como la relación de la potencia activa sobre la potencia aparente. Cuando es aplicado a circuitos polifásicos, en el cual, el voltaje y la corriente son sinusoidales y las formas de onda simétricas (balanceados), el circuito se analiza sobre la base de "fase por fase".

$$F_p = \cos(\alpha - \beta) \quad [\text{Ec.2.1}]$$

$$F_p = \cos\theta \quad [\text{Ec.2.2}]$$

donde, α y β son los ángulos de fase del voltaje y la corriente respectivamente, y θ es el ángulo por el cual la corriente desfasa a la caída de voltaje en la carga.

La definición anterior, generalmente no es aplicada a una carga distribuida o a un grupo de cargas individuales las cuales están continuamente cambiando. En este caso, el factor de potencia puede ser aplicado para una condición de carga particular, tal como la carga de luminarias o la carga pico, en cuyos casos las cargas son expresadas en demanda. Si esto es necesario para considerar al factor de potencia en un punto cercano a la carga individual, entonces el factor de potencia del grupo puede ser considerado que existe para cada una de las cargas. Tal suposición puede ser un error, por lo tanto, la composición del grupo puede ser conocido, ya que el factor de potencia de grupo puede deberse a una carga grande y no representaría a las cargas individuales.

Asumir que el factor de potencia del grupo es aplicable a cada carga individual es esencialmente asumir que las potencias aparente, activa y reactiva se distribuyen equitativamente a lo largo del alimentador.

Además, esto puede ser más razonable para determinar el factor de potencia promedio, antes que el factor de potencia para una condición particular de carga. Aquello, es frecuentemente el caso cuando se consideran servicios industriales y comerciales, y los contratos pueden contener cláusulas referentes al factor de potencia. Aquí, el factor de potencia se determina de la potencia activa promedio y la potencia reactiva promedio, los cuales son equivalentes a decir kWh y kvarh respectivamente, entregados a la carga.

2.1.4 DEMANDA

Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo previamente establecido (Intervalo de Demanda). Los valores instantáneos tienen un interés limitado en el análisis de un sistema de distribución, lo que realmente interesa para dimensionarlo en sus diversos componentes dada la inercia térmica de los mismos, es la demanda.

2.1.5 INTERVALO DE DEMANDA

Este es el período sobre el cual la carga es promediada. Este intervalo normalmente es de 15, 30, 60 minutos.

2.1.6 DEMANDA MÁXIMA

La demanda máxima de un sistema es la más grande de todos los valores de demanda que han ocurrido durante un período de tiempo especificado, debido a

que se trata de un promedio, el valor de la demanda máxima depende de la duración del intervalo. La demanda máxima declarada también debería expresar el intervalo de demanda usado para medirla. La demanda máxima se aplica directamente en factores de demanda, de carga y de diversidad (coincidencia).

2.1.7 DEMANDA DIVERSIFICADA O DEMANDA COINCIDENTE

Es la demanda de un grupo de cargas medida en un intervalo particular. Es la suma de las contribuciones de las demandas individuales a la demanda diversificada sobre un intervalo específico de tiempo. El valor de la demanda máxima diversificada es usualmente el de mayor interés.

2.1.8 FACTOR DE UTILIZACIÓN

Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad del sistema, este factor nos indica el grado en el que el sistema está siendo utilizado en el pico de carga con respecto a su capacidad.

La capacidad del sistema generalmente se establece por su capacidad térmica o la caída de voltaje. Este factor también puede encontrarse a partir de una parte del sistema.

2.1.9 FACTOR DE CARGA

Es la relación de la carga promedio sobre un período designado de tiempo y el pico de carga que ocurrió dentro de ese mismo período.

La carga pico puede ser la carga máxima instantánea o la carga promedio máxima sobre un intervalo designado de tiempo.

El factor de carga depende del período al cual la demanda máxima y la carga promedio fueron aplicados; un período largo usualmente da como resultado un factor de carga pequeño, puesto que la energía consumida es distribuida en un largo tiempo. Básicamente, el factor de carga indica el grado al cual la carga pico se sostiene durante el período.

2.1.10 FACTOR DE PÉRDIDAS

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

2.1.11 ÁREA DE SERVICIO O INFLUENCIA

Son los sectores geográficos hasta donde extiende el servicio la subestación, a través de los alimentadores primarios considerados.

2.1.12 DENSIDAD DE CARGA

Es la relación entre la demanda requerida por un sector y el área que comprende.

2.2 MÉTODOS DE MEJORAMIENTO PARA LA REGULACIÓN DE VOLTAJE

Hay varios métodos de mejoramiento de regulación de voltaje para todo el sistema de distribución. Algunos métodos elevan el voltaje al inicio del alimentador según el incremento de carga, así, reduciendo la diferencia de voltaje promedio para condiciones de demanda mínima y demanda máxima para todos los consumidores en el alimentador. Otros métodos reducen la impedancia del alimentador entre la fuente y la carga, de tal forma que se reduce la caída de

voltaje y el rango de voltaje. También, puede ser reducida la corriente de carga, disminuyendo así la caída de voltaje y el rango de voltaje. Además, se puede aplicar equipos de regulación de voltaje en el alimentador donde el voltaje llega a ser demasiado bajo o demasiado alto, a fin de reducir el rango del mismo. Los diferentes métodos de mejoramiento de regulación de voltaje para los sistemas de distribución los describiremos a continuación. Cada método tiene sus propias características en lo que se refiere al porcentaje de mejoramiento del perfil de voltaje.

Para la realización de este trabajo se han estudiado y aplicado los siguientes métodos:

- Balance de la carga en el alimentador primario.
- Incremento de la sección del conductor.
- Reconfiguración de primarios.
- Aplicación de capacitores a sistemas de Distribución

Además de los métodos anteriormente mencionados, existen otros que no serán considerados para el estudio:

- Uso del generador como regulador de voltaje.
- Aplicación de equipos de regulación de voltaje en las subestaciones de distribución.
- Aplicación de capacitores en la subestación de distribución.
- Cambio del alimentador de monofásico a trifásico.
- Instalación de nuevas subestaciones y alimentadores primarios.
- Incremento del nivel de voltaje en el primario.
- Aplicación de reguladores de voltaje a lo largo del alimentador.
- Aplicación de capacitores serie en el alimentador primario.

La selección de cuál método sería el más aplicable y cual regulador de voltaje es el mejor a usar, dependerá en particular del sistema o problema involucrado. No hay reglas específicas para seleccionar el mejor método. El tamaño del sistema,

tipo de carga a servir, localización del equipo existente, magnitud del voltaje de corrección necesario, área de servicio, expansión del sistema a futuro y crecimiento, son todos los factores que se deben tomar en cuenta para el estudio.

2.2.1 BALANCE DE CARGA EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO

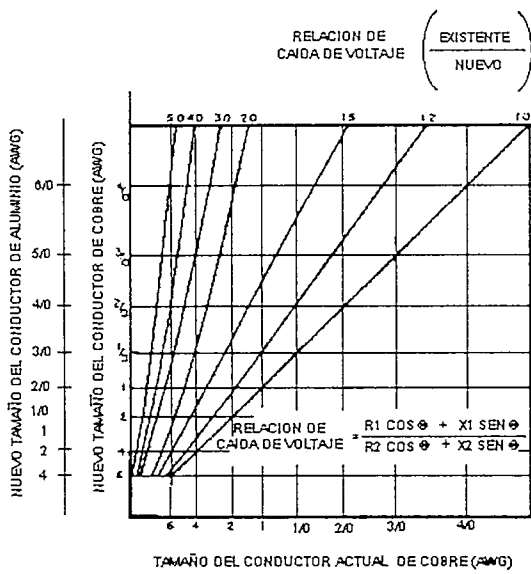
Uno de los primeros tópicos a revisar, si un alimentador primario tiene condiciones de regulación de voltaje de mala calidad, es distribuyendo carga en cada una de las fases del alimentador trifásico. Si la carga en el alimentador no es balanceada entre las fases, significa que se debería conseguir un balance de las mismas. Para una carga del alimentador dada, condiciones de balance significan igual corriente en cada fase con la mínima regulación correspondiente. Adicionalmente a la posibilidad de una regulación de voltaje pequeña, si la carga esta completamente desbalanceada, los equipos de la subestación (reguladores de voltaje, transformadores, etc.) pueden ser sobrecargados, en aquella fase con la mayor carga asignada. Esto es posible, aún cuando el total de la carga del alimentador trifásico no es excesiva.

El balance de carga debería ser realizado a lo largo de todo el alimentador y no sólo se debería regir a las corrientes de línea en la salida de la subestación. En el alimentador que sirve únicamente a una carga trifásica, el balance no es un problema. Donde se usa el método de las áreas (cada fase de un alimentador sirve a todos los transformadores de distribución en un área) de distribución primaria, es necesario asignar el área de cada fase, de tal forma que la carga en cada fase este cerca de la misma.

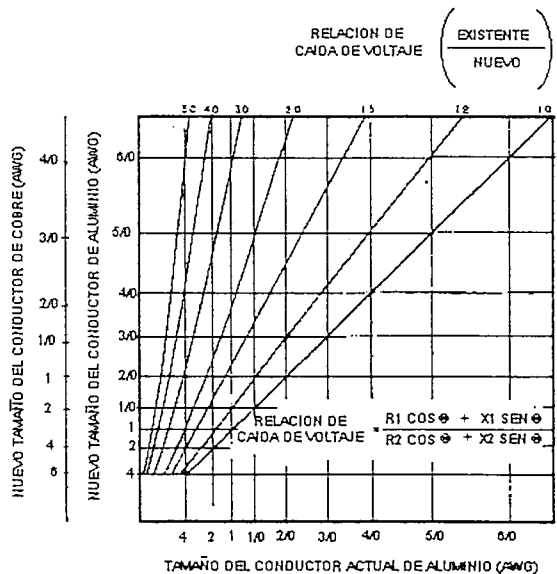
2.2.2 INCREMENTO DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES

Incrementando la sección del conductor del alimentador se reduce la impedancia de la línea, por lo tanto, para la misma carga del alimentador disminuye la caída de voltaje. El cambio de conductores en un alimentador es uno de los métodos

más costosos de mejoramiento de regulación de voltaje, cuando se considera dólares por voltio mejorado. Pero, esto es frecuentemente necesario donde se encuentra un gran crecimiento de carga y la mejor consideración que se realiza en ese caso es el planeamiento a largo plazo. La figura 2.1 muestra una reducción de la caída de voltaje en el alimentador, si el conductor a reemplazarse es de gran longitud. En la figura 2.1 (a), el conductor usado es Cobre y el cambio de la caída de voltaje se muestra para el mismo alimentador cargándolo con un nuevo conductor, sea éste el cobre o el aluminio trenzado. En la figura 2.1 (b) se emplea el aluminio trenzado, y otra vez el nuevo conductor es el aluminio o el cobre. Las curvas son exactas para conductores equivalentes que espacian los 124.24 centímetros, aún cuando se cambia el espacio si se ha producido un cambio de conductor.



(a) Conductor actual - Cobre



(b) Conductor actual - Aluminio

Figura 2.1 Reducción de la caída de voltaje cuando se tiene un incremento en la sección de los conductores para una misma carga. El factor de potencia de la carga es del 90%. Éstas curvas son válidas para un espaciamento de 20.32 a 124.24 cm entre conductores. La misma carga se asume en ambos conductores, tanto en el actual como en el nuevo.

2.2.3 RECONFIGURACIÓN DE PRIMARIOS

La reconfiguración de primarios se define como “Una alteración a la estructura topológica a los alimentadores primarios, esta alteración se da por cambios en las condiciones (abierto-cerrado) de los interruptores de seccionamiento y/o enlaces”³. Logrando con esto mejorar las condiciones operativas, es decir, evitar sobrecarga en los transformadores de las subestaciones, tener porcentajes bajos en carga en los conductores con respecto al límite térmico y caídas de voltaje, minimizar pérdidas de energía y prestar un servicio continuo a los consumidores.

“Aunque esto ha sido discutido principalmente en el pasado, como una herramienta de control en tiempo real, un programa de reconfiguración de alimentadores puede ser de gran ayuda en las fases de planeación y diseño de un sistema. No solamente es una ayuda en la planeación de la disposición de circuitos, sino que también podría predecir la configuración deseada del sistema para diferentes casos de contingencia”.⁸

2.2.3.1 Micro-áreas

Para la realización de la reconfiguración de primarios es indispensable dividir en porciones más pequeñas el área geográfica que cubren todos los primarios en estudio; las mismas que se la denomina micro-áreas.

El objetivo de utilizar este procedimiento, es el de manejar la demanda de los primarios como bloques distribuidos geográficamente, los mismos que nos permiten configurar de manera más adecuada las nuevas áreas de servicio.

La figura de cada celda está bajo la decisión de quien realiza el estudio, y generalmente se emplean celdas de geometría cuadrangular o rectangular. Así mismo, se determina el tamaño de cada celda de acuerdo al grado de exactitud del estudio.

Para el caso presente, se considera un modelo de micro-áreas que maneja una carga no mayor a 1000 kVA y un área de 0.0.4 km². Esto permite una mejor distribución de la carga en los alimentadores en estudio.

2.2.4 APLICACIÓN DE CAPACITORES A SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.2.4.1 Capacitores de Potencia

En principio, un capacitor está simplemente constituido por dos placas de metal separadas por un material dieléctrico aislante. No tiene partes en movimiento, pero en lugar de ello, funciona estableciendo un campo eléctrico. Sin embargo, un capacitor de potencia es un dispositivo altamente técnico y complejo con muchos materiales dieléctricos delgados y con elevados esfuerzos eléctricos involucrados, fabricado con procesos técnicos sofisticados.

En el pasado, la mayor parte de los capacitores fueron construidos con dos pliegos de aluminio puro separado por tres o más capas de papel grueso impregnado de químicos.

Los capacitores de potencia han mejorado en los últimos 30 años, hasta lograr un pequeño volumen y alta confiabilidad. Sin embargo los mayores cambios se han producido en el control de los mismos

2.2.4.2 Efectos de los Capacitores

La función de un banco de capacitores es entregar potencia reactiva capacitiva (kvar) al sistema en el punto donde es conectado, disminuyendo así el flujo de potencia reactiva inductiva en el alimentador. Como consecuencia de esto se reduce la componente de la corriente, se incrementa el nivel de voltaje en la carga, mejora la regulación de voltaje, se reducen las pérdidas de potencia I^2R en el sistema por la reducción de corriente, y se incrementa el factor de potencia de la carga.

Los capacitores en derivación suministran potencia reactiva o corriente que contrarresta la componente desfasada de corriente requerida por una carga inductiva. En un sentido, los capacitores en derivación modifican las características de una carga inductiva, al inyectar corriente que contrarresta en parte o todo, de la componente en atraso de la corriente de carga inductiva en el punto de instalación. Por eso un capacitor en derivación tiene el mismo efecto que un motor sincrónico sobreexcitado.

Como se muestra en la figura 2.2, con la aplicación de un capacitor en derivación a un alimentador, la magnitud de la corriente se reduce, el factor de potencia se mejora, y consecuentemente la caída de voltaje entre el punto de envío y la carga se reduce. Sin embargo, los capacitores en derivación no afectan a la corriente o factor de potencia más allá fuera de los puntos de aplicación. Las figuras 2.2 (a) y 2.2 (c) muestran el diagrama de una línea y el diagrama fasorial de voltaje antes de instalar un capacitor en derivación, y las figuras 2.2 (b) y 2.2 (d) muestran los diagramas después de instalarlo.

La caída de voltaje en alimentadores, o en líneas de transmisión cortas, con factor de potencia en retraso puede ser aproximada como

$$VD = I_R R + I_X X_L \quad [\text{Ec.2.3}]$$

donde,

R = Resistencia total del alimentador en ohmios

X_L = Reactancia inductiva total del alimentador en ohmios

I_R = Componente real de la corriente en amperios

I_X = Componente imaginaria de la corriente en amperios

Cuando el capacitor es instalado en el punto final de la línea, como se muestra en la figura 2.2 (b), la caída de voltaje resultante puede ser calculada aproximadamente como:

$$VD = I_R R + I_X X_L - I_C X_L \quad [\text{Ec.2.4}]$$

donde I_C es la componente reactiva de corriente que adelanta en 90° al voltaje.

La diferencia entre la caída de voltaje calculada usando la [Ec. 2.3] y la [Ec. 2.4], es la reducción de la caída de voltaje debida a la instalación del capacitor y puede ser expresado como:

$$VR = I_C X_L \quad [\text{Ec. 2.5}]$$

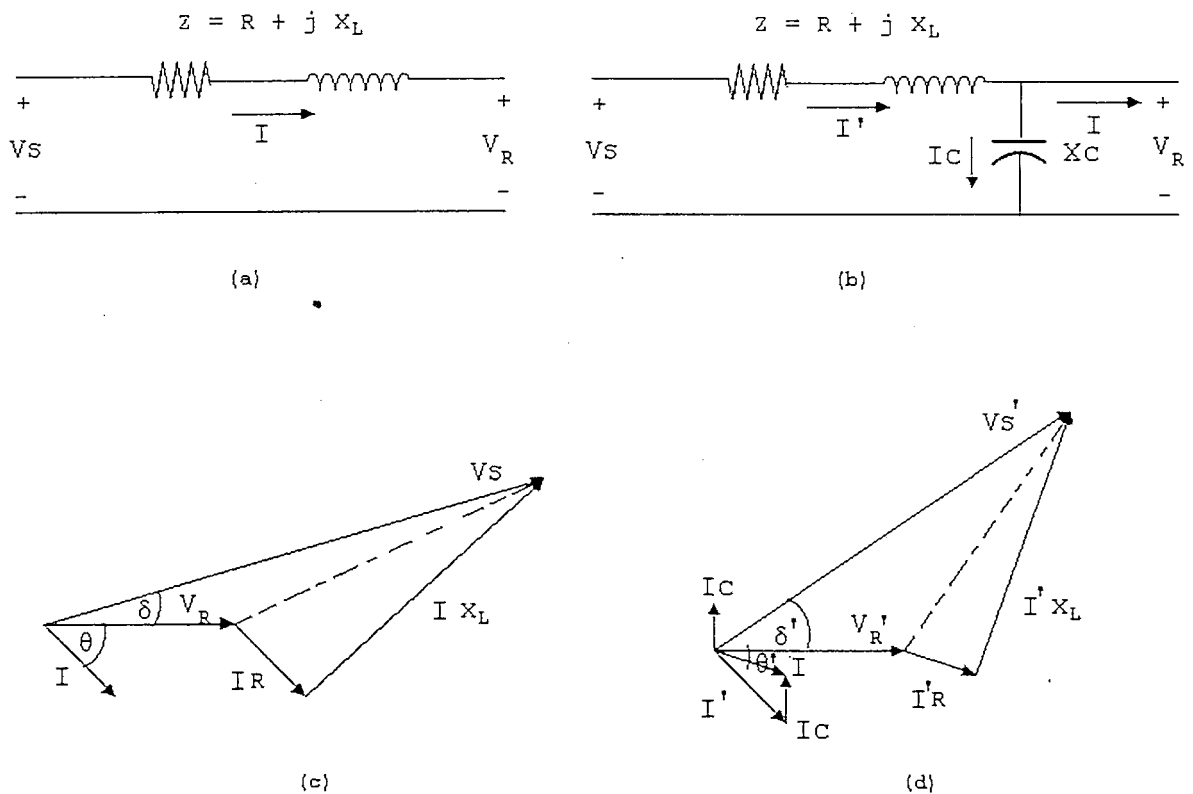


Figura 2.2 Diagrama fasorial de voltaje de un alimentador con factor de potencia en retraso: (a) y (c) sin capacitor en derivación; (b) y (d) con capacitor en derivación.

Los capacitores en derivación instalados en un sistema de distribución, reducirán la caída de voltaje desde donde se encuentra ubicado el banco hacia la fuente. Los capacitores proporcionan una corriente con factor de potencia en adelanto, y este flujo de corriente a través de la reactancia serie del circuito provoca un incremento de voltaje igual a la reactancia del circuito por la corriente debido al capacitor. Este incremento de voltaje es independiente de las condiciones de carga siendo mayor en el lado del capacitor y menor para el lado de la fuente. El incremento porcentual de voltaje para la instalación del capacitor es:

$$\text{Incremento de voltaje } \% = \frac{(Ckva)(d)(X)}{(10)(kV)^2} \quad [\text{Ec. 2.6}]$$

en donde,

Ckva = Potencia del capacitor trifásico en kvar

d = Distancia en unidades de longitud

X = Reactancia de la línea por conductor en ohmios por unidades de longitud.

kV = Voltaje línea a línea en kilovoltios.

Si la instalación del capacitor es un banco monofásico, la cantidad de Ckva serían los kvar monofásicos instalados; los kV serían el voltaje en kV entre los dos conductores, y la X sería dos veces el valor de cada conductor; así por ejemplo:

Para un alimentador trifásico:

Se tiene un alimentador trifásico de 2 millas de longitud, y un banco de capacitores de 135 Ckva instalados al final del alimentador, la reactancia de la línea es de 0.66 Ω /milla/conductor, y el voltaje de línea a línea es de 4160 voltios.

Usando la [Ec. 2.6] se tiene:

$$\text{Incremento de voltaje } \% = \frac{(135)(2)(0.66)}{(10)(4.16)^2} = 1.03\%$$

y para un alimentador monofásico:

Se tiene un alimentador monofásico de 2 millas de longitud, y un banco de capacitores de 45 Ckva instalados al final del alimentador, la reactancia de la línea es de 0.66 Ω /milla / conductor, y el voltaje de línea a línea es de 2400 voltios.

Usando la [Ec. 2.6] se tiene:

$$\text{Incremento de voltaje \%} = \frac{(45)(2)(0.66)}{(10)(2.4)^2} = 2.06\%$$

2.2.4.3 Reducción de pérdidas de potencia del sistema

En algunos sistemas de distribución, una significativa reducción de las pérdidas se puede lograr mediante la instalación de capacitores en derivación.

La instalación de capacitores de potencia reducen el flujo de corriente a través del sistema desde el punto de la instalación del capacitor hacia la fuente. Puesto que las pérdidas de potencia son directamente proporcionales al cuadrado de la corriente, una reducción del flujo de corriente da como resultado una gran reducción de pérdidas de potencia. Por esta razón los capacitores se instalan lo más cerca posible a la carga.

La relación de las pérdidas del sistema asociadas con la carga local, con y sin capacitor instalado, pueden ser estimados con las [Ec. 2.7] o [Ec. 2.8]. Estas ecuaciones asumen kilovatios y voltajes constantes en la carga.

$$\text{relación de pérdidas} = \frac{\text{pérdidas con capacitores}}{\text{pérdidas sin capacitores}} \quad [\text{Ec. 2.7}]$$

$$\text{relación de pérdidas} = \left(\frac{PF_{\text{VIEJO}}}{PF_{\text{NUEVO}}} \right)^2 \quad [\text{Ec. 2.8}]$$

donde, PF_{VIEJO} es el factor de potencia existente.
 PF_{NUEVO} es el factor de potencia corregido.

2.2.4.4 Aplicación de capacitores en derivación a líneas de distribución

Los capacitores conectados en paralelo con las líneas son usados ampliamente en sistemas de distribución. En distribución se utiliza bancos que frecuentemente incluyen tres a nueve unidades de capacitores en configuración trifásica y conexión estrella con el neutro a tierra, sin conexión a tierra o en configuración delta. Debido a que estos se encuentran cerca a la carga, los capacitores ubicados en las líneas de distribución representan el medio más efectivo para suplir los requerimientos de potencia reactiva reduciendo las pérdidas del sistema. Los bancos de capacitores en líneas de distribución pueden ser desconectables o fijos. Generalmente, para determinar el tipo de banco requerido, se considera los siguientes aspectos:

1. Los bancos de capacitores fijos son dimensionados para mínimas condiciones de carga; y
2. Los bancos de capacitores conectables son diseñados para niveles de carga entre las condiciones de mínima carga y carga pico, como se muestra en la figura 2.3

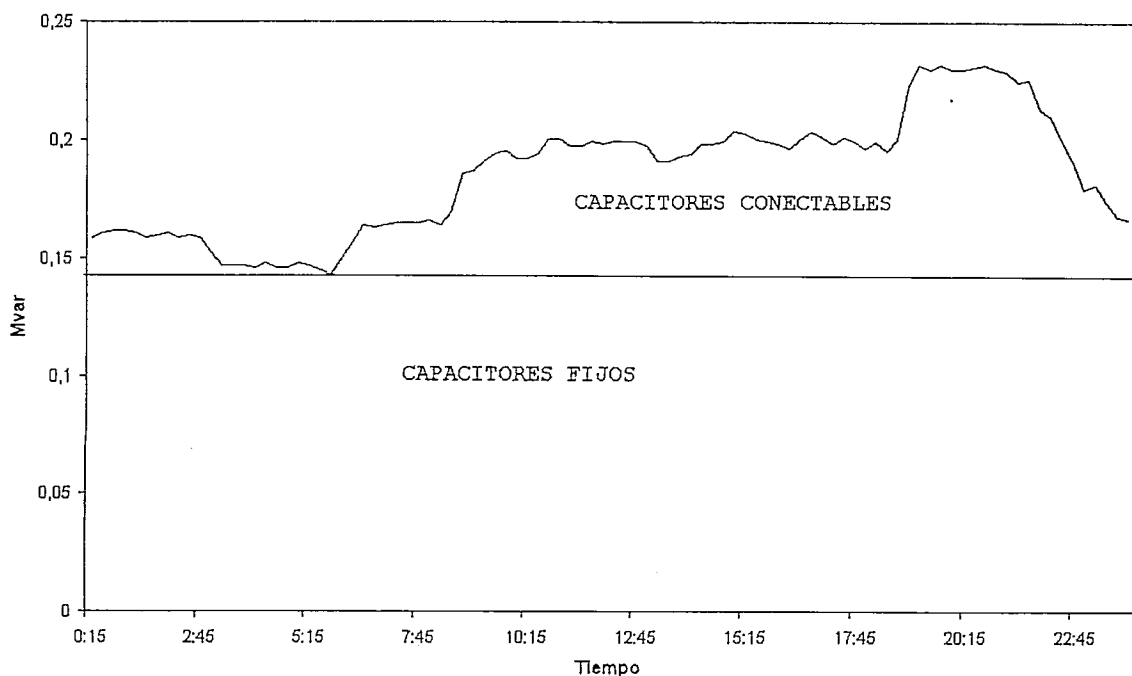


Figura 2.3 Dimensionamiento de capacitores fijos y conectables.

Los capacitores fijos apreciablemente no mejoran la regulación de voltaje, pero proporcionan un incremento constante en el nivel de voltaje. Los efectos que los capacitores fijos tienen cuando son instalados a lo largo del alimentador se muestran en la Figura 2.4 (a) y 2.4 (b). Se debe notar que el incremento del nivel de voltaje es el mismo, tanto para demanda máxima, como para demanda mínima.

Si los capacitores shunt son instalados en un banco que puede ser conectado o desconectado para cambios de condiciones de carga del alimentador, es decir, conectado el banco durante el período de demanda máxima y desconectado durante el período de demanda mínima, entonces la regulación de voltaje se mejorará. Éste efecto se lo muestra en la Figura 2.4 (c). El mejoramiento en la regulación de voltaje se la puede ver al comparar las figuras. 2.4 (c) y 2.4 (b).

Cuando se tienen capacitores localizados a lo largo del alimentador primario, la curva del nivel de voltaje a lo largo del alimentador puede ser relativamente plana, o creciente para demanda mínima.

La cantidad de Ckva adicionados y la localización de los mismos, depende de la distribución de carga, el tamaño del conductor, el factor de potencia de la carga y las condiciones de voltaje. Las condiciones de demanda mínima determinarán la cantidad de Ckva que se pueden tener fijos y la cantidad que se puede conectar o desconectar. El perfil de voltaje para demanda mínima de la Figura 2.4 (b) y 2.4 (c) son los mismos porque los capacitores están desconectados para condiciones de demanda mínima.

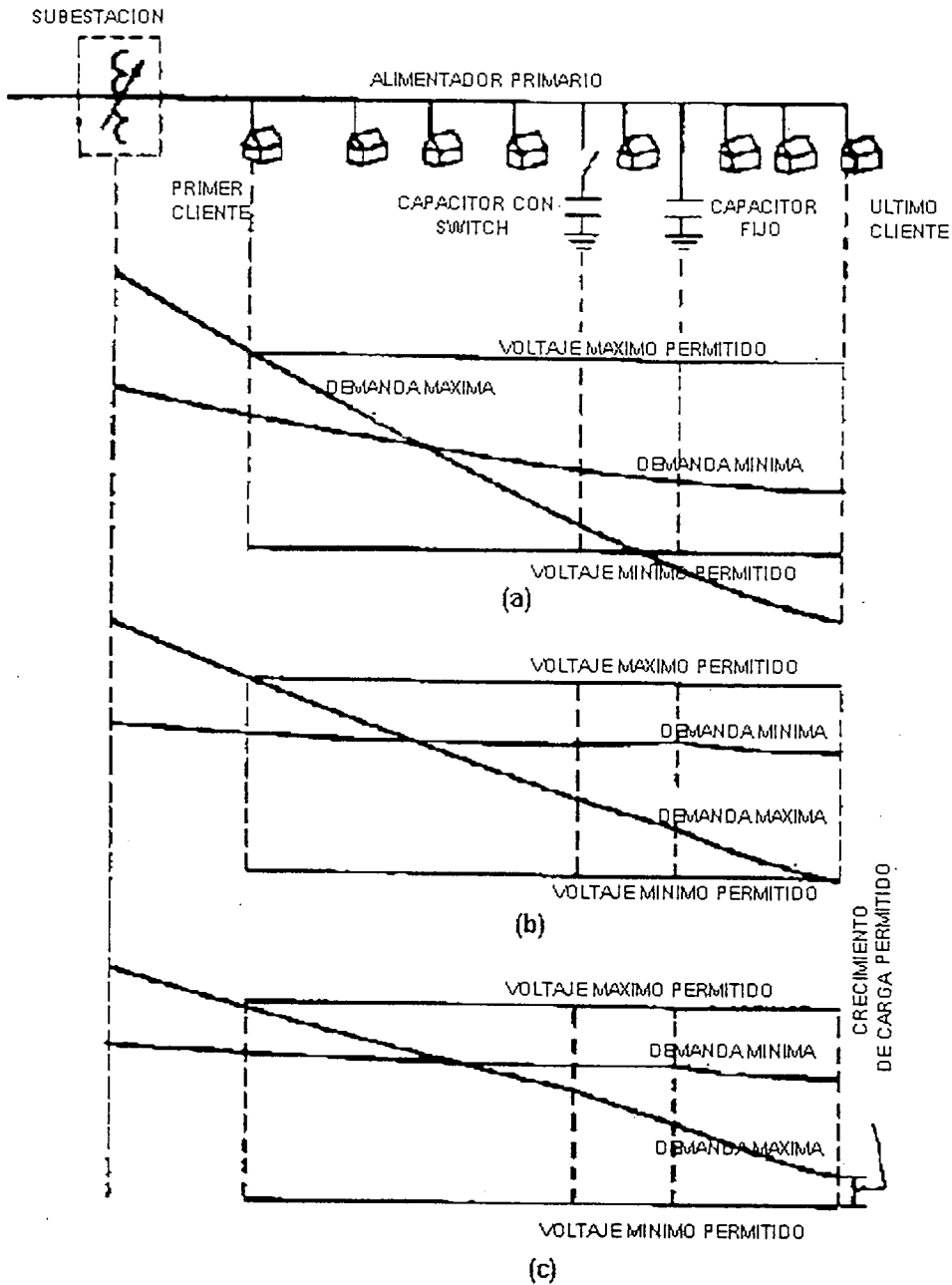


Figura 2.4 Perfiles de voltaje para demanda máxima y mínima, las cuales indican un mejoramiento de las condiciones de voltaje del alimentador, cuando se adicionan capacitores en derivación.

2.2.4.5 Dimensionamiento y ubicación de capacitores

Para obtener los mayores beneficios de la aplicación de capacitores en sistemas de distribución, los bancos de capacitores deberían ser ubicados en el lugar en que estos produzcan la máxima reducción de las pérdidas, proporcionen el máximo beneficio de voltaje y que estén ubicados lo más cerca posible a la

carga. Como esto no es práctico, varias reglas de aproximación han sido utilizadas para la ubicación de los capacitores. Estas reglas se citan a continuación:

- a) Para cargas uniformemente distribuidas, el capacitor debería ser ubicado a los $2/3$ de la distancia, desde la subestación hacia el final del alimentador.
- b) Para cargas decrecientes uniformemente distribuidas, el capacitor debería ser ubicado al $1/2$ de la distancia desde la subestación hacia el final del alimentador.
- c) Para la máxima elevación de voltaje, el capacitor debería ser ubicado cerca del final del alimentador.

Específicamente, los bancos de capacitores se requieren en lugares donde las mediciones de campo indican un problema de bajo voltaje o bajo factor de potencia. Esta información puede ser obtenida al realizar:

- a) Mediciones de voltaje durante condiciones de demanda máxima y demanda mínima en varios puntos del alimentador; y al realizar,
- b) Mediciones de demandas de kW y kVA en el alimentador para la época de demanda máxima, demanda mínima y durante un período típico de por lo menos una semana.

2.2.4.6 Conexión de capacitores

Los capacitores conectables proporcionan flexibilidad para el control de voltaje, factor de potencia y pérdidas del sistema. Los capacitores conectables son usualmente aplicados con algunos tipos de control de conexión automático. El control sensa una condición en particular. Si la condición está dentro de un nivel configurado, el control iniciará un cierre o enviará una señal a los interruptores que también conectarán o desconectarán el banco de capacitores desde la línea de distribución. Un control automático típico del capacitor incluye lo siguiente:

- a) Voltaje, el mejoramiento o el control de la regulación de voltaje es la consideración principal.
- b) Corriente, cuando la magnitud de corriente es directamente relacionada a los voltamperios reactivos de demanda.
- c) Control de voltamperios reactivos, en donde los voltamperios reactivos de demanda es la consideración principal.
- d) Interruptor de tiempo, los voltamperios reactivos de demanda tienen un alto grado de regularidad con respecto al tiempo.
- e) Temperatura, un predecible incremento en los voltamperios reactivos de demanda con los cambios de temperatura, cuando el uso de aire acondicionado es de consideración.

Los bancos de capacitores fijos usualmente se dejan energizados todo el tiempo. Sin embargo, en áreas con cambios de demanda estacional significativa, se seleccionan los bancos que pueden ser conectados manualmente para una estación determinada.

La conexión remota de los bancos de capacitores esta siendo usada en algunas áreas. Esto requiere un banco o grupo de bancos específicos que tengan un control capaz de recibir una señal e iniciar una operación de cierre o apertura en los interruptores del banco.

2.2.4.7 Justificación económica para el empleo de capacitores

Las cargas en sistemas eléctricos incluyen dos componentes: potencia activa (medida en kW) y potencia reactiva (medida en kvar). La potencia activa tiene que ser generada en las centrales de energía eléctrica, considerando que la potencia reactiva puede ser proporcionada tanto por centrales de energía eléctrica como por capacitores. Es un hecho muy conocido que los capacitores shunt son la fuente más económica para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva de cargas inductivas y líneas de transmisión operando a un factor de potencia en atraso.

Cuando la potencia reactiva sólo es proporcionada por centrales de energía, cada componente del sistema (es decir, generadores, transformadores, líneas de transmisión y distribución, y el equipo de protección) tiene que aumentar proporcionalmente en tamaño. Los capacitores pueden mitigar estas condiciones disminuyendo la demanda de potencia reactiva hacia a los generadores. Las corrientes de la línea se reducen desde la ubicación del capacitor hasta los equipos de generación. Como resultado, las pérdidas y cargas son reducidas en las líneas de distribución, en los transformadores de la subestación y en líneas de transmisión. Dependiendo del factor de potencia no corregido del sistema, la instalación de capacitores puede aumentar la capacidad del generador y de la subestación en por lo menos el 30 por ciento de carga adicional, y puede aumentar la capacidad del circuito individual, desde el punto de vista de regulación de voltaje, aproximadamente de 30 a 100 por ciento.

Además, la reducción de corriente en transformadores, equipo de distribución y líneas, reducen la carga en estos aparatos limitados por los kVA y por consiguiente retrasa la instalación de nuevos equipos. En general, los beneficios económicos obligan a los bancos de capacitores a ser instalados en los primarios de los sistemas de distribución en lugar de los secundarios.

Es una regla muy conocida que la cantidad óptima de kvar del capacitor a emplearse, es siempre la cantidad para la cual los beneficios económicos obtenidos por el aumento del último kvar igualen exactamente al costo de los kvars instalados de los capacitores. Los métodos usados por las empresas para determinar los beneficios económicos derivados de la instalación de capacitores varían de compañía en compañía, pero el costo total instalado de un kvar de capacitores es fácil determinarlo.

En general, los beneficios económicos que pueden derivarse de la instalación de capacitores pueden resumirse así:

1. Aumenta la capacidad de generación
2. Aumenta la capacidad de transmisión

3. Aumenta la capacidad de la subestación de distribución
4. Ventajas adicionales en sistema de la distribución son:
 - Reducción de pérdidas resistivas de energía en el cobre
 - Reducción de caída de voltaje y consecuentemente mejoramiento de la regulación de voltaje
 - Capacidad adicional del alimentador y aparatos asociados al mismo.
 - Aplazamiento o eliminación de un gasto importante debido a las mejoras y/o expansiones del sistema
 - Aumento de ingresos debido a mejoras del voltaje

CAPITULO 3

MODELACIÓN DIGITAL DEL SISTEMA PRIMARIO

3.1 ASPECTOS GENERALES

La modelación digital de la red se realiza empleando el Distribution Primary Analysis and Graphics (DPA/G 3.12) es un programa profesional muy versátil y amigable, que es usado para estudios de planeamiento, diseño y operación de sistemas de distribución eléctrica. Esto hace que este programa se convierta en una herramienta muy poderosa, la cual usada en una forma consciente y profesional, puede convertirse en una herramienta muy eficaz para los ingenieros y técnicos que trabajan en el campo de la distribución.

El Distribution Primary Analysis and Graphics DPA/G, es un sistema que trabaja gráficamente bajo Microsoft Windows. Éste programa trabaja con una base de datos con capacidades de Lenguaje de Preguntas Estructurado (SQL), en la cual se tiene una información muy amplia de las propiedades eléctricas de conductores con todos sus parámetros eléctricos, reguladores de voltaje, capacitores, seccionadores, equipos de protección, motores, generadores, etc.

Para cada sección se pueden modelar los valores por fase de kW, kvar, kVA, kWh, usuarios y cargas puntuales. No hay límite práctico para el número de secciones asignadas al alimentador o para el número de alimentadores en una base de datos.

Con el DPA/G, se puede desarrollar también, cálculos balanceados y por fases de: caída de voltaje, pérdidas, flujo de corriente, carga en los conductores y equipo, corrientes de falla, y ubicación óptima de capacitores.

Una de las ventajas que tiene éste programa, es que, se pueden hacer cambios temporales en una red sin que la estructura original de la red sea alterada.

En el presente trabajo se ha utilizado el programa DPA/G, para determinar las pérdidas técnicas en demanda en cada uno de los primarios; y con estos resultados calcular las pérdidas de energía empleando la curva de carga de cada uno de ellos.

3.2 FORMA DE TRABAJO

Antes de empezar a trabajar con el DPA/G, se debe crear una nueva base datos, para trabajar sin temor que se produzca algún daño en la base de datos original del programa. Por otro lado, cabe destacar que la base de datos original con la que cuenta el programa, tiene como unidades de trabajo, el sistema Inglés, por lo que hay que hacer una conversión de unidades a las del S.I. (Sistema Internacional)

A partir del trabajo de campo, se empieza la modelación de la red. Primeramente se debe crear la subestación, luego se procede a crear en la subestación los alimentadores respectivos.

El siguiente paso es el ingreso gráfico de la topología de la red, además de los datos respectivos para cada alimentador como son: factor de potencia, nivel de voltaje y demanda máxima.

A partir de la subestación, se van colocando las respectivas secciones del primario. A cada sección se da un nombre y se especifica el tipo de conductor, número de conductores, separación entre conductores, longitud de la sección, la carga total de la sección. Para la modelación del sistema se simplifica el mismo, concentrando cargas muy cercanas a una misma sección, con esto se busca una simplificación de la red al ingresar al computador.

El programa considera a la carga concentrada en la mitad de cada sección. Se debe poner especial énfasis en las secciones al final de cada alimentador,

tratando de colocar sus cargas en secciones cortas, para que la información del final de la línea sea considerada en su totalidad, ya que es la zona donde las caídas de voltaje son mayores y las secciones iniciales donde es mayor el efecto de las pérdidas por la concentración de carga.

3.3 INGRESO DE INFORMACIÓN AL DPA/G 3.12

Para la cantidad enorme de información que existe en cada uno de los primarios, el ingreso de datos no se la realiza en una forma exacta, sino que se debe simplificar cierta información que sin embargo no es muy significativa, en comparación con la ingresada.

Para la información a simplificar se utiliza el criterio de cantidad y distancia que puede afectar a la red, en el caso de las pérdidas, eliminar cierta carga cercana a la subestación no sería tan significativa, que si, la misma se eliminara al final del primario.

En lo que se refiere a distancias, principalmente las del troncal al inicio del alimentador, son mucho más significativas que aquellas encontradas al final o pequeñas derivaciones.

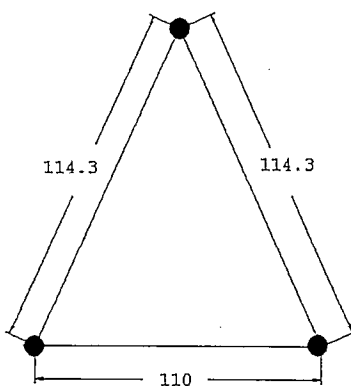
La división de los tramos en la red antes de ingresar la información al DPA/G 3.12 se desarrolla con los siguientes criterios:

- Configuración de la red.
- *Distancia* de la sección.
- Distribución de la carga
- Tipo de conductor.
- Calibre del conductor.

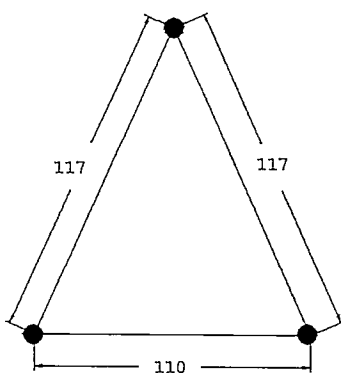
Las distancias de separación entre fases (Distancia Media Geométrica) entre las fases de los conductores se toman de las normas de la EEQ S.A., para un nivel

de voltaje de 6.3 kV y una disposición de la estructura en triángulo. Las estructuras tipos empleadas para los alimentadores primarios de distribución de la subestación #4, se enuncian con la respectiva separación (expresadas en centímetros) entre los conductores:

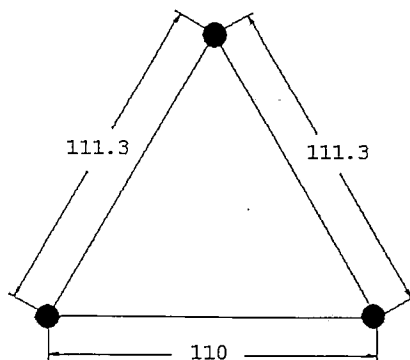
- Estructura tipo RNA1



- Estructura tipo RNA2



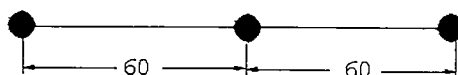
- Estructura tipo RNA4



- Estructura tipo RNB1



- Estructura tipo RNB2



La información que se requiere ingresar al DPA/G 3.12 para realizar las corridas de flujos de los primarios, es la siguiente:

- Tipo de Conductor
- Carga instalada
- Espaciamiento entre las fases
- Longitud del tramo
- Nivel de Voltaje
- Factor de potencia

El factor de potencia es para cada primario y para cada condición de demanda, debido a que éste depende del tipo de carga que está conectada a cada uno de ellos.

- Demanda máxima del primario para el año (o del período en estudio), demanda media y mínima.

De la corrida de flujos, se establecen las pérdidas técnicas de la red primaria de los alimentadores respectivos.

3.4 COMANDO SKETCH

El comando Sketch proporciona herramientas para crear y cambiar modelos de gráficos de los alimentadores y subestaciones. El Sketch le ayuda a construir y analizar sus modelos rápidamente. Si ya se tiene la base de datos, se emplea el Sketch para guardar gráficamente la información de los alimentadores. Aunque el DPA/G no exige una representación gráfica del sistema, se puede hacer rápida y fácilmente. El DPA/G genera automáticamente esquemas de los alimentadores. El Sketch pueden usarlo tanto quienes recién empiezan a manejar el DPA/G como quienes tienen tiempo usándolo.

El comando Sketch ayuda a:

- Crear rápida y fácilmente nuevos subestaciones y alimentadores primarios.
- Construir gráficamente conectividad entre las secciones de los alimentadores que no tienen coordenadas.
- Aumentar, cambiar o borrar fácilmente secciones y equipos.

El Sketch tiene las siguientes limitaciones:

- No se pueden ingresar puntos intermedios en las secciones, los puntos intermedios son puntos donde la sección cambia de dirección.
- Solo una ventana del Sketch es permitida a la vez.

3.5 LA FUNCIÓN BUILD

Se debe ejecutar un Build, cada vez que se ha hecho un cambio en la configuración. Es decir, cuando se cambia las coordenadas en una sección, se agrega una nueva sección, se borra o se gira una sección, antes de cualquier

revisión de fases que requiere cambios y después de cualquier cambio realizado en la configuración.

La función Build muestra una ventana de datos de estado, informando de problemas o inconsistencias encontrados durante su ejecución. Si cualquier inconsistencia se encuentra, se necesitará corregir el o los problemas antes de continuar con cualquier análisis. Si el sistema es radialmente correcto se puede continuar con la ejecución del análisis.

3.6 DISTRIBUCIÓN DE CARGAS

Esta función distribuye la demanda total a las secciones del alimentador en proporción a los kVA conectados o a los kWh facturados por mes. Se puede escoger la opción de distribuir la carga por fase y/o por las demandas del alimentador en las secciones usando las tablas.

En la primera iteración, el programa calcula las pérdidas usando los kVA de las cargas y un voltaje constante en cada sección, añadiendo pérdidas y cargas asignadas a cada sección y luego comparando esos kVA a los kVA dados. Si la diferencia entre la demanda del alimentador en kVA y los calculados en la primera iteración es más grande que el criterio de convergencia hace otra iteración.

Las cargas distribuidas y los niveles de voltaje en cada sección son ajustados otra vez y se recalculan las pérdidas. Éste proceso es repetido hasta que la diferencia de los kVA y los voltajes están dentro del criterio de convergencia. Luego es ajustado el factor de potencia de la carga distribuida y ésta secuencia completa se repite hasta que los kVA y el fp converjan.

3.7 ANÁLISIS BALANCEADO

El análisis balanceado empleado en este trabajo calcula las pérdidas, caída de voltaje, cargabilidad de las líneas, barras, interruptores y equipos. Se asume que

la demanda máxima ingresada como dato al momento de configurar el sistema, es balanceada entre las fases. Se puede hacer un análisis balanceado para todos los alimentadores y para la subestación. Si selecciona un análisis de la subestación, todos los alimentadores de la subestación son analizados así como también los transformadores, barras, equipos e interruptores.

El análisis balanceado calcula las pérdidas en cada barra o en cada sección usando el nivel de voltaje de los datos del alimentador. Los modelos no tienen límite práctico en lo que se refiere al número de secciones.

En el análisis balanceado, el nivel de voltaje es leído para la barra donde está conectado el alimentador.

Se realizan los cálculos de pérdidas y caídas de voltaje, y los niveles de voltaje recientemente calculados son comparados con el nivel de voltaje anterior de la misma sección. Si la diferencia entre estos dos valores es menor o igual al factor de convergencia, entonces el análisis del alimentador es completo (el alimentador tiene convergencia). Si la diferencia es mayor que el factor de convergencia, entonces el programa realiza otra iteración. El último nivel de voltaje calculado se compara con el nivel de voltaje calculado en la anterior iteración para determinar si el alimentador tiene convergencia. Éste proceso iterativo continúa hasta alcanzar el criterio de convergencia o hasta que se halla alcanzado el límite de las iteraciones.

Se despliega un mensaje final para cada alimentador, para indicar que el nivel de voltaje tiene convergencia y el número de iteraciones realizadas.

3.7.1 DATOS REQUERIDOS

Los datos de las secciones son una parte fundamental en la modelación de la línea de distribución. Éstos datos pueden ser ingresados por medio de un

digitalizador y luego importados al DPA/G 3.12, o manualmente en forma directa como en el caso desarrollado en el presente trabajo.

Las tablas de conductores y el espaciamiento equivalente deben existir antes de que sean ingresados los datos de las secciones. El programa calcula la impedancia total de la sección, usando la impedancia del conductor y el respectivo espaciamiento equivalente.

La capacitancia de la sección se calcula siempre y cuando existan datos de capacitancia en la tabla de conductores, tomando en cuenta que solo es significativa si se trata de cables aislados.

Los datos mínimos de una sección a ingresarse son:

- *Nombre de la sección:* designada como el nombre a una longitud de línea entre dos puntos del alimentador (nodos), uno de los cuales se conoce como "fuente" y el otro como "carga".
- *Tipo de conductor:* especifica si se trata de cobre o de aluminio así como también el calibre del conductor usado en la sección. El conductor está creado en la tabla de conductores del programa y sus datos son usados en los cálculos de impedancias de la sección.
- *Fases:* se especifica el número y las fases usadas en cada sección.
- *Espaciamiento equivalente:* El espaciamiento equivalente entre conductores dado en unidades inglesas (pulgadas) o métricas (centímetros). Éste dato es necesario para calcular de la impedancia total de una sección.
- *Longitud de la sección:* es la longitud de la sección, que se ingresa en pies/1000 o en metros/1000. El programa multiplica este valor por la impedancia del conductor para tener la impedancia total de la sección.

- *kVA conectados*: los kVA totales de los transformadores en cada fase para la sección, excluyendo cargas puntuales. Éste dato es necesario para distribuir la demanda correspondiente a la sección, si se trabaja con el método de los kVA.
- *Demanda kW*: la carga distribuida en la sección en kW, (Éste es ingresado cuando se trata de cargas puntuales, de no ser así el programa es el que distribuye la carga).
- *Impedancia de la sección*: éste valor lo calcula el programa usando usando la siguiente ecuación:

Resistencia de la sección = Longitud de la sección * Resistencia del conductor(R1)

Reactancia de la sección = Longitud de la sección * (Reactancia del conductor(X1) + factor de espaciamento (XD)).

$XD = \text{LOG}_{10}(\text{espaciamento equivalente}/30.48)*.173611111*\text{frecuencia}/60$, en unidades métricas.

X1, XD en ohmios

- *Capacitancia de Cables*: la capacitancia del cable de una sección se calcula el programa multiplicando la longitud de la sección por la capacitancia del cable especificado en la tabla de conductores, si los valores que están en la tabla son diferentes de cero. Éste valor se multiplica por el número de fases.
- *Número de clientes*: se puede ingresar el número de clientes por fase. Ingreso opcional.

3.8 ANÁLISIS POR FASES

El análisis por fases realiza cálculos, análisis y proporciona resultados de cada sección del alimentador, siguiendo el mismo procedimiento del análisis

balanceado, pero por fases.

3.9 UBICACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES

3.9.1 INTRODUCCIÓN

La opción "Capacitor Placement" proporciona la mejor ubicación para los bancos de capacitores sobre líneas monofásicas, a dos fases o trifásicas en el primario; el criterio empleado para la ubicación del banco de capacitores es el de minimización de pérdidas.

La opción "Capacitor Placement" emplea el siguiente método para determinar la ubicación óptima del banco de capacitores:

Realiza un análisis balanceado, anteriormente descrito en el ítem 3.7

Después de que se tienen los resultados, se decide cuantos kvar se quieren emplear y se selecciona el número de fases y tamaño del banco a ser ubicado. Una vez que se ha seleccionado el capacitor, se despliega una corrida de flujos, en la cual se puede observar la disminución de pérdidas.

3.9.2 PROCEDIMIENTO USADO POR EL PROGRAMA PARA LA DEFINICIÓN DE LA UBICACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES

- Realiza una corrida de flujo del alimentador para un análisis balanceado
- La valuación del primer banco de capacitores se ingresa temporalmente en la primera sección que tiene el mismo número de fases que el banco de capacitores. El banco de capacitores trifásicos sólo puede ser ubicado en secciones trifásicas. Los bancos de capacitores monofásicos pueden ser ubicados en secciones de una o dos fases.
- Se realiza un análisis balanceado.
- Se almacena el cálculo de reducción de pérdidas para esa corrida.

- El banco se ingresa temporalmente en una sección siguiente, y se corre otro análisis balanceado con la reducción de pérdidas para el banco de capacitores para esa ubicación comparando con la situación anterior, y se almacena la ubicación del banco de capacitores para la reducción de pérdidas más baja.
- La serie de eventos anteriormente mencionados, se repite para todas las secciones del alimentador, para con esa base encontrar la mejor ubicación del banco de capacitores.

3.10 ALIMENTADORES PRIMARIOS

Los alimentadores distribuyen la energía de las subestaciones a través de las líneas primarias a los clientes comerciales, industriales y residenciales a un determinado voltaje de distribución. Los alimentadores son el camino principal de continuidad entre la subestación y el cliente. Los alimentadores tienen una impedancia de la fuente asociada con ellos y una demanda del alimentador y factor de potencia. Los alimentadores son modelados como un grupo de secciones de línea con equipo en ellos. Los alimentadores pueden mostrarse como una representación de una o tres fases, con o sin puntos en el extremo de la sección, equipo o etiqueta en los gráficos del alimentador. Se ligan los alimentadores a las subestaciones, en la primera sección fuera de la subestación.

Un registro de alimentadores contiene todos los datos asociados con un alimentador en el sistema.

3.10.1 DATOS REQUERIDOS

Los requisitos del banco de datos para un alimentador son:

- El nombre del alimentador se usa para identificar el alimentador en el sistema. Entrada requerida.

- El nombre de la subestación que sirve al alimentador. Entrada requerida.
- El nombre de la barra de la subestación que sirve al alimentador. Entrada requerida.
- Primera Sección: El nombre de la primera sección del alimentador. Entrada requerida.
- kV Línea-a-línea: El voltaje nominal línea-a-línea en kilovoltios del alimentador para la barra de la subestación. Entrada requerida.
- Nivel de Voltaje de barra: El voltaje de barra medido expresado en voltios o tanto por ciento. Entrada requerida.
- Multiplicador del alimentador: es la proporción de crecimiento, la cual indica que si se tiene un crecimiento del 5%, debe entrarse como 1.05. Éste se usa en el análisis balanceado, análisis por fase, ubicación de capacitores. Si no se ingresa ningún valor, se supone una proporción de crecimiento de 1.0

3.10.2 DISTRIBUCIÓN DE DEMANDAS

3.10.2.1 Distribución trifásica

Demanda del alimentador trifásico(kVA): La demanda del alimentador en la subestación es en kVA para una carga pico (anual o estacional). Entrada requerida si no se ingresa la demanda del alimentador por fase. Los valores ingresados registro del alimentador para kVA, deben ser mediciones reales o demandas diversificada para el alimentador. Éstos valores incluyen el efecto de cualquier capacitor que estaba en servicio al momento en que se realizaron las medidas.

Factor de Potencia (%): El factor de potencia a demanda máxima medido, incluye cargas puntuales y capacitores expresados en porcentaje. Entrada requerida si el factor de potencia por fase no se ingresa.

3.10.2.2 Distribución por fases

Demanda del alimentador por fase (kVA): La demanda del alimentador en la subestación es en kVA para una carga pico (anual o estacional). La demanda del alimentador se ingresa por fase. Los valores del registro cumplen con las mismas condiciones del caso trifásico.

Factor de potencia por fase (%): El factor de potencia a demanda máxima medido, expresados en porcentaje; el factor de potencia es ingresado por fase.

3.11 BASE DE DATOS DE LOS CONDUCTORES EMPLEADOS

Se tiene una base de datos de los conductores requeridos para el análisis de los alimentadores primarios, cuyas características han sido actualizadas. Los valores se han tomado del manual "Sistemas de Distribución" de la Westinghouse. La base puede sostener un número ilimitado de conductores y calibres. Cada tipo podría ser un conductor desnudo o aislado. La tabla de conductores y el espaciamiento entre los conductores deben existir antes que los datos de la sección sean ingresados, porque la impedancia total de la sección se calcula usando la longitud, el espacio equivalente y la impedancia de la tabla de conductores. También la capacitancia de la sección se calcula si un valor de la capacitancia del conductor se guarda en el registro del conductor.

3.11.1 DATOS REQUERIDOS

Un registro en el archivo del conductor contiene todos los datos requeridos para un tipo de conductor usado en el sistema. Las entradas requeridas y optativas para cada registro son las siguientes:

- Conductor: Una descripción corta del tipo de conductor o cable. Entrada requerida.
- Ampacidad: El límite térmico en amperios que circulan por el conductor,

usado en el análisis balanceado, análisis por fase, y ubicación del capacitor para calcular la cargabilidad porcentual del conductor en la sección de línea. Entrada requerida.

- Capacitancia: Es la capacitancia del conductor o cable en kvar/km/fase en unidades métricas. Entrada optativa.
- Impedancia de secuencia positiva: Es la impedancia de secuencia positiva del conductor en ohms/km para unidades métricas. Se ingresan los valores de resistencia (R) y de reactancia (X). Éste valor es multiplicado por la longitud de la sección para determinar la resistencia total de la sección. Entrada requerida.

3.12 ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES

Se tiene una base del espaciamiento entre conductores. El espacio equivalente fase a fase y fase a neutro se usa para calcular el factor de espaciamiento (XD y XDN) el cual se emplea el cálculo de la reactancia de la sección.

3.12.1 DATOS REQUERIDOS

Valor del espaciamiento: Un valor numérico en pulgadas o centímetros

3.12.2 MODELACIÓN ADOPTADA

El espacio equivalente (o la distancia media geométrica - GMD) para conductores es la siguiente:

$$\text{GMD3-fase} = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{ac} * D_{bc}}$$

$$\text{GMD(fase-neutro)} = \sqrt[3]{D_{an} * D_{bn} * D_{cn}}$$

$$\text{GMD2-fase} = \sqrt[2]{D_{ab} * D_{ba}}$$

$$\text{GMD(fase-neutro)} = \sqrt[2]{D_{an} * D_{bn}}$$

$$\text{GMD1-fase} = D_{an}$$

En donde D_{XY} es la distancia entre los conductores X y Y en centímetros

3.13 CALCULO DE PÉRDIDAS EN LOS CONDUCTORES

Las pérdidas en las secciones que calcula el programa, son las producidas por efecto Joule, es decir, pérdidas debido al efecto de la circulación de corriente por los conductores. Estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente y son iguales al producto del cuadrado de la corriente por la resistencia de la sección.

Para calcular las pérdidas en las secciones, los kVA de carga a través de la sección son usados para calcular la corriente a través de la sección y el cuadrado de la corriente es multiplicado por la resistencia de la sección para obtener las pérdidas. Cabe destacar que el valor de pérdidas para este tipo de secciones se incrementa por un factor de pérdidas del neutro, donde las secciones monofásicas y las de dos fases incluyen pérdidas adicionales en el retorno del neutro; para el caso de pérdidas analizado no se toma en cuenta este factor por considerar que la carga es equilibrada y los primarios no tienen hilo de neutro.

Para calcular las pérdidas de las líneas las definiciones siguientes se aplican para valores de kW y kvar.

- Los kW y kvar acumulados a través de una sección son iguales a la suma de todas las cargas aguas abajo e incorporan las pérdidas y kvar de todas las secciones aguas abajo.

Los kW de pérdidas y los kvar de cada sección están dados por las ecuaciones siguientes:

kW totales de la sección = kW acumulados de carga a través de la sección +
 kW acumulados de las pérdidas en la sección +
 1/2 kW de la carga de la sección

kvar totales de la sección = kvar acumulados de carga a través de la sección +
 kvar acumulados de las pérdidas a través de la
 sección + 1/2 kvar de la carga de la sección

$$kVA_{sección} = \sqrt{(kW_{sección})^2 + (kVAR_{sección})^2}$$

La corriente a través de la sección sobre una base por fase es:

$$Corriente\ en\ la\ sección = \frac{KVA_{sección}}{\# fases \frac{kVLL}{\sqrt{3}}}$$

Los kW de pérdidas y los kvar, son calculados por:

$$Pérdidas\ kW\ sección = \frac{(CorrienteSección)^2 * \# fases * Rl\ de\ la\ Sección}{1000}$$

$$kvar\ sección = \frac{(CorrienteSección)^2 * \# fases * Xl\ de\ la\ Sección}{1000}$$

Para una sección trifásica en un sistema balanceado, no hay corriente de retorno así que las pérdidas en el conductor neutro no se aplican.

3.14 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS SALIDAS EN LA CORRIDA DE FLUJOS PARA LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS EN ESTUDIO

En el reporte de la corrida de flujos para el análisis balanceado de cada alimentador primario, se presentan los resultados en varios grupos, los mismos que se detallan a continuación:

Primer grupo:

- Tipo de análisis realizado

Segundo Grupo:

- Nombre de la sección
- Longitud
- Número de fases
- Tipo de conductor

Segundo grupo:

- Los kVA conectados
- Los kW conectados
- Los kvar conectados
- Corriente en la sección
- Número de clientes para la carga en la sección.

Tercer grupo:

- Carga del conductor en porcentaje del límite térmico.
- kW
- kvar

- Corriente a través de la sección
- Clientes para la carga a través de la sección

Cuarto grupo:

- Caída de voltaje en la sección
- Caída de voltaje acumulada
- Nivel de voltaje para el final de la sección en la base seleccionada

Quinto grupo:

- Pérdidas en kW para la sección
- kvar para la sección
- Nombre de la sección

Al final de la corrida se presenta un resumen, en donde constan:

- La sección con mayor caída de voltaje con su respectivo valor
- El conductor con mayor cargabilidad
- Los kvar totales
- Las pérdidas totales en kW
- La lista muestra el nombre de la sección asociado para cada categoría anteriormente mencionada.

El sumario total también incluye la carga total en el alimentador y las pérdidas del alimentador.

Para los alimentadores primarios en estudio, los resultados de las corridas de flujos se presentan en el anexo 1 (ESTADO ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN # 4) y anexo 2 (PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN # 4), mostrando los resultados en cada uno de las secciones que forman la red primaria.

CAPITULO IV

ESTADO ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

El Departamento de Proyectos, Inventarios y Avalúos (PIA) de la EEQ, tiene una base en la cual constan los datos de conductores, características de equipos y la configuración de las redes de distribución primaria. Mediante el programa AutoCad, se pueden visualizar la base de datos bajo una presentación gráfica de los recorridos de las redes con sus respectivos equipos, inclusive la parte geográfica de la zona en estudio. Esta base de datos tuvo su última actualización en Octubre del 2000.

Una vez que se ha realizado la impresión de los primarios requeridos, con la información de la longitud, calibres de conductores, codificación y capacidad de transformadores, se procedió a realizar la verificación de campo de la red primaria, transformadores y demás equipos, que permitió tener una actualización del sistema de distribución en estudio.

Estas verificaciones se realizaron en la primera semana de Febrero del 2001 y permitieron constatar que existe cierta cantidad de inconsistencias en la información del PIA en lo que se refiere a calibres de conductores, capacidad de transformadores, ubicación de equipos y configuración de la red primaria de la subestación # 4.

La información actualizada que fue facilitada al Departamento de Proyectos, Inventarios y Avalúos, se presenta posteriormente en la descripción detallada de cada primario, en el cual constan los calibres de conductores, longitud de los mismos, configuración de los primarios.

En lo que tiene que ver con el diseño y las ampliaciones de la red, se observan ciertas deficiencias tales como que los calibres de conductores no se encuentran dimensionados para futuras reconfiguraciones o para enfrentar posibles

contingencias, debido a que se emplea el criterio de utilizar un calibre de conductor que va decreciendo por tramos, conforme se aleja de la Subestación.

4.1 ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN 4

La subestación # 4 esta ubicada entre la Av. Napo y Av. Primero de Mayo, en el sector Chimbacalle, en el sur de la ciudad de Quito, provincia de Pichincha; esta subestación actualmente cuenta con un banco de capacitores de 3MVA y un transformador trifásico de 12/16/20 MVA, el cual alimenta a 5 primarios, los mismos que se distribuyen en los sectores Chimbacalle, Ferroviaria, El Recreo, Villaflora, Pío XII, Luluncoto, Eloy Alfaro y El Camal. Además cuenta con un primario expreso para el trolebús. El lado primario del transformador tiene un voltaje nominal a 46 kV, mientras que el lado secundario tiene un voltaje a 6.3 kV.

4.2 ESTUDIO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN #4

Las verificaciones de la configuración de los 5 primarios, fueron realizadas en el mes de Octubre del 2000 por el personal de la EEQ; posteriormente en el mes de Enero del 2001, se realizó otra verificación por los autores de este estudio, para descartar cualquier anomalía o inconsistencia presentada durante el ingreso de datos.

Las condiciones de operación de cada primario muestran las curvas de demanda y factor de potencia, las cuales se han realizado tomando en cuenta dos fuentes de información:

- Los datos de corriente medidos en cada primario, cada 60 minutos durante el día miércoles de la tercera semana del mes de Diciembre del 2000, mientras que el factor de potencia es un dato proporcionado por el personal de la EEQ.

- Con el empleo de registradores electrónicos en cada primario se han obtenido los datos de demanda de potencia activa y reactiva (para cada intervalo de demanda) de la primera semana del mes de Marzo del 2001, mientras que el factor de potencia se determinó de la relación entre la potencia activa y aparente de cada intervalo de demanda del período en estudio, obteniéndose una curva de factor de potencia con diferentes valores en cada intervalo de demanda. Se debe destacar que los factores de potencia, al ser obtenidos de la relación de demandas de potencia activa y reactiva son también promedios para cada intervalo de demanda. Es decir no son valores instantáneos cada 15 minutos.

4.2.1 PRIMARIO 4A

4.2.1.1 Zona de servicio

Este alimentador inicia en la calle Lucas Bejarano y Av. Primero de Mayo, posteriormente continúa por la calle Juan Borgoñón dirigiéndose al este por la calle Alpahuasi, posteriormente se deriva en dos ramales principales descritos a continuación.

El primero avanza hacia el norte por la Av. Bartolomé Alves y continúa por la calle Juan Bautista Aguirre hasta la calle Granada en el sector de la Pío XII.

El segundo se dirige por la calle Alpahuasi desde la Av. Bartolomé Alves y continúa al noreste por la Vía a los Chillos hasta la calle Pedro Pinto Guamán en el sector San Vicente.

Existen 4 ramales secundarios descritos a continuación:

El primero se dirige al este por la calle Palanda desde la Av. Bartolomé Alves hasta la Juan Bautista Aguirre en el sector de la Alpahuasi.

El segundo se dirige al oeste por la Av. Bobonaza desde la Av. Bartolomé Alves, continuando por la calle Guayllabamba hasta la Av. Napo en el sector México.

El tercero alimenta al este por las calles Juan de Ávila y José Olmos desde la Vía a los Chillos, hasta un poco antes de la intersección con la Vía a los Chillos en el sector San Vicente N°2.

El cuarto alimenta la calle Juan Bautista Aguirre hasta la cancha del sector de la Pío XII.

El área de servicio de este primario pertenece en su mayor parte a usuarios de tipo residencial. El área servida por este primario es de aproximadamente 1.44

km² con una densidad de carga de 3.42 MVA/km². En la Tabla 4.1 se presenta la demanda máxima de potencia distribuida en cada micro-área, cuyo valor total es 2803.8 kVA.

Tabla 4.1
DISTRIBUCIÓN DE DEMANDAS DE POTENCIA
EN EL PRIMARIO 4A

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
19																	
18																	
17																	
16																	
15										68		142	26				
14									128	77	85	189	107	28			
13									67	51	94	111		114	50		
12									23	185	57	152	115	145	71	43	14
11										9	139	71	21	57			
10										43	33	64	46	93			
9													28				
8													57				
7																	
6																	
5																	
4																	
3																	
2																	
1																	

El punto más alejado eléctrica y físicamente de la subestación se encuentra cerca de la intersección de la Vía a los Chillos y José Olmos en el sector San Vicente N°2, con una longitud de red de 2.44 km, y una caída de voltaje de 2.89%, como se muestra en la figura 4.1. Además, se puede notar que el conductor con mayor carga, está en un valor de 64.55 % de su límite térmico, el cual se presenta en la sección JBT-2, ubicada en la calle Primero de Mayo y Lucas Bejarano. Las pérdidas totales de potencia obtenidas de las corridas de flujos a demanda máxima son de 53.87 kW. (Ver anexo 1)

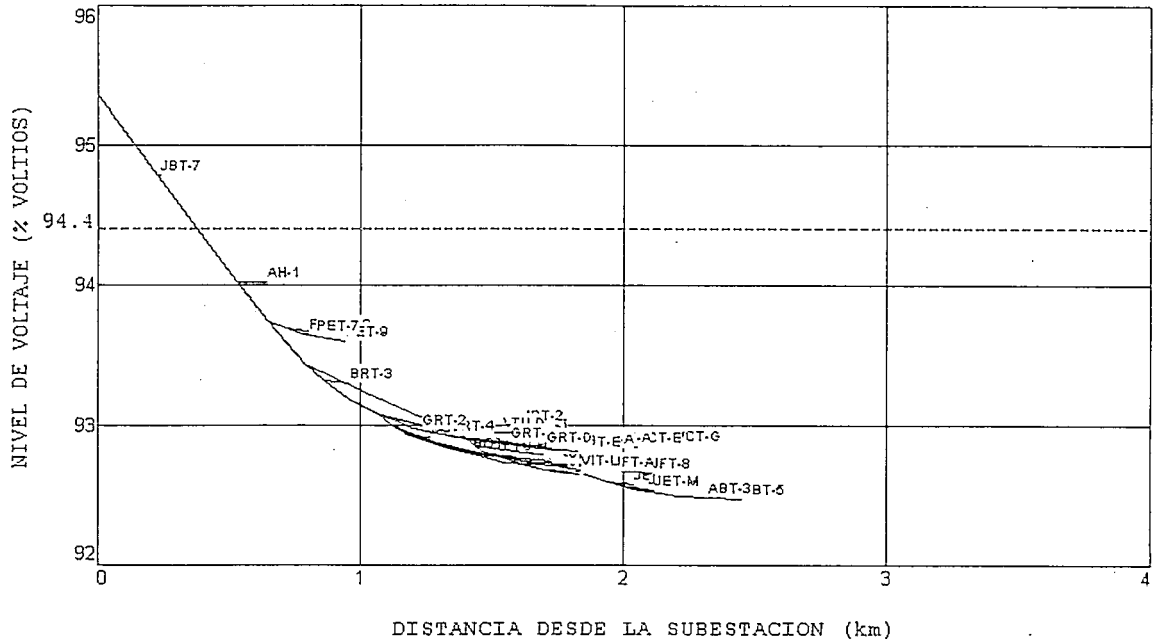


Figura 4.1 Perfil de voltaje del primario 4A.

4.2.1.2 Descripción del primario

El primario cuenta con una capacidad instalada en transformadores de distribución de 4925 kVA.

Este primario tiene aproximadamente el 75% correspondiente a configuraciones trifásicas y un 25% a configuraciones de dos fases.

Cuenta con 1 transformador trifásico ubicado en una cámara de transformación subterránea, 51 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 31 transformadores de dos fases ubicados en postes de acuerdo a su estructura. En la Tabla 4.2 se presenta el número EEQ de los transformadores, la capacidad cargada a cada fase para cada transformador especialmente para los de dos fases, y el tipo de transformador.

Tabla 4.2
DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN LAS
FASES DEL PRIMARIO 4A

Número EEQ	POTENCIA INSTALADA EN EL PRIMARIO 4A (kVA)				
	FASES			TRANSFORMADOR	
	U	V	W	Trifásico	2 fases
Subterráneo	23,33	23,33	23,33	70,00	
3129	10,00	10,00	10,00	30,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	50,00	50,00	50,00	150,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	41,67	41,67	41,67	125,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	
	41,67	41,67	41,67	125,00	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	30,00	30,00	30,00	90,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	50,00	50,00	50,00	150,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	

Número EEQ	POTENCIA INSTALADA EN EL PRIMARIO 4A (kVA)				
	FASES			TRANSFORMADOR	
	U	V	W	Trifásico	2 fases
	8,33	8,33	8,33	25,00	
	20,00	20,00	20,00	60,00	
	20,00	20,00	20,00	60,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	50,00	50,00	50,00	150,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	5,00		5,00		10,00
	2,50		2,50		5,00
	2,50		2,50		5,00
	7,50		7,50		15,00
	5,00		5,00		10,00
	18,75		18,75		37,50
	5,00		5,00		10,00
	25,00		25,00		50,00
	12,50		12,50		25,00
	18,75		18,75		37,50
	18,75		18,75		37,50
	25,00		25,00		50,00
	12,50		12,50		25,00
	12,50		12,50		25,00
	18,75		18,75		37,50
	18,75		18,75		37,50
	18,75		18,75		37,50
	12,50		12,50		25,00
	18,75		18,75		37,50
	18,75		18,75		37,50
	12,50		12,50		25,00
	7,50		7,50		15,00
	2,50		2,50		5,00
	25,00		25,00		50,00
	25,00		25,00		50,00
	25,00		25,00		50,00
	18,75	18,75			37,50
	25,00	25,00			50,00
	25,00	25,00			50,00
	25,00	25,00			50,00
		25,00	25,00		50,00
TOTAL	1781,25	1431,25	1712,50		4925

Además, se tienen 482 estructuras tipo, cuya distribución se muestra en la Tabla 4.3

Ramales principales 2 AWG Aleación de aluminio
 6 AWG Cobre
 1/0 AWG Cobre

Ramales secundarios: 2 AWG Aleación de aluminio
 1/0 AWG Aleación de aluminio
 2/0 AWG Aleación de aluminio
 266 kCM Aleación de aluminio
 6 AWG Cobre
 4 AWG Cobre

4.2.1.3 Condiciones de operación

Las curvas de demanda y factor de potencia realizadas con los datos de medición de corriente proporcionados por la EEQ se muestran en la figura 4.3

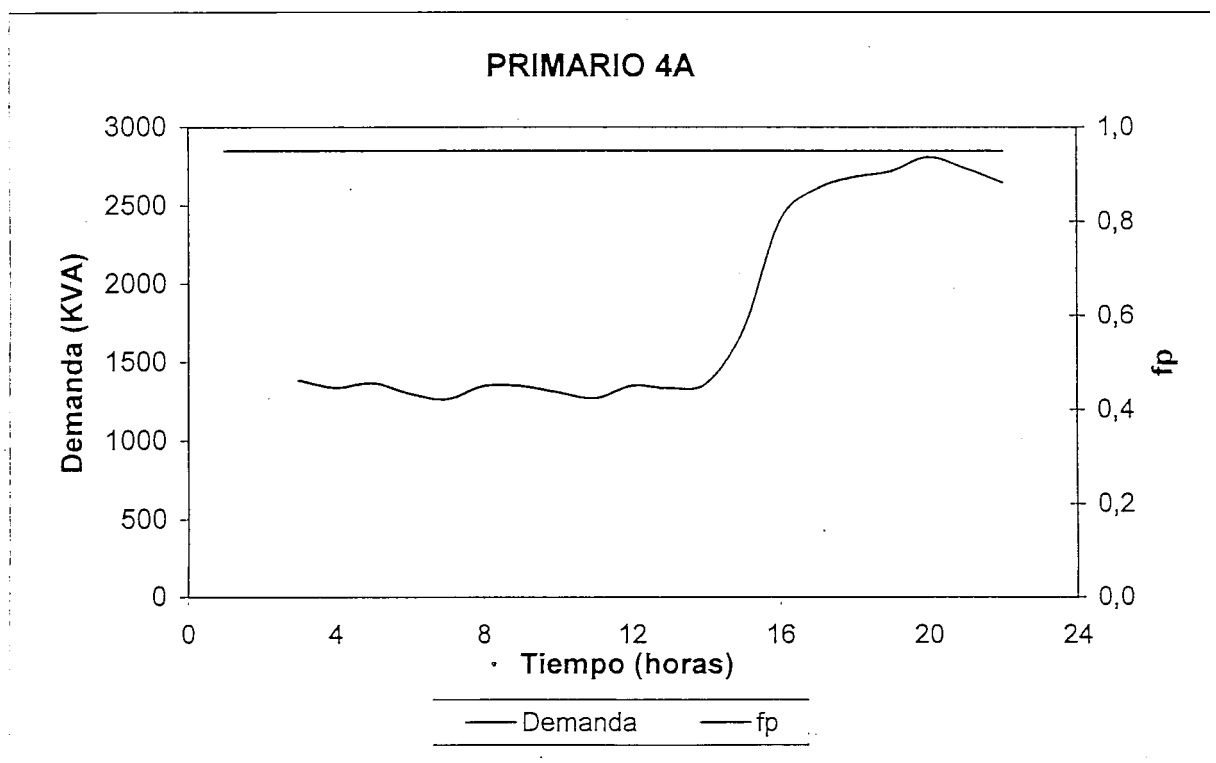


Figura 4.3 Curva de demanda y factor de potencia del primario 4A.

Las curvas de demanda y factor de potencia realizadas con los datos obtenidos de los registradores electrónicos, se muestran en la figura 4.4. Además se presenta la curva de demanda de pérdidas, con un valor de 53.87 kW a demanda máxima y un valor de 4.45 kW a demanda mínima. Para una mejor apreciación ha sido escalada la curva de demanda de pérdidas se presenta con una escala distinta.

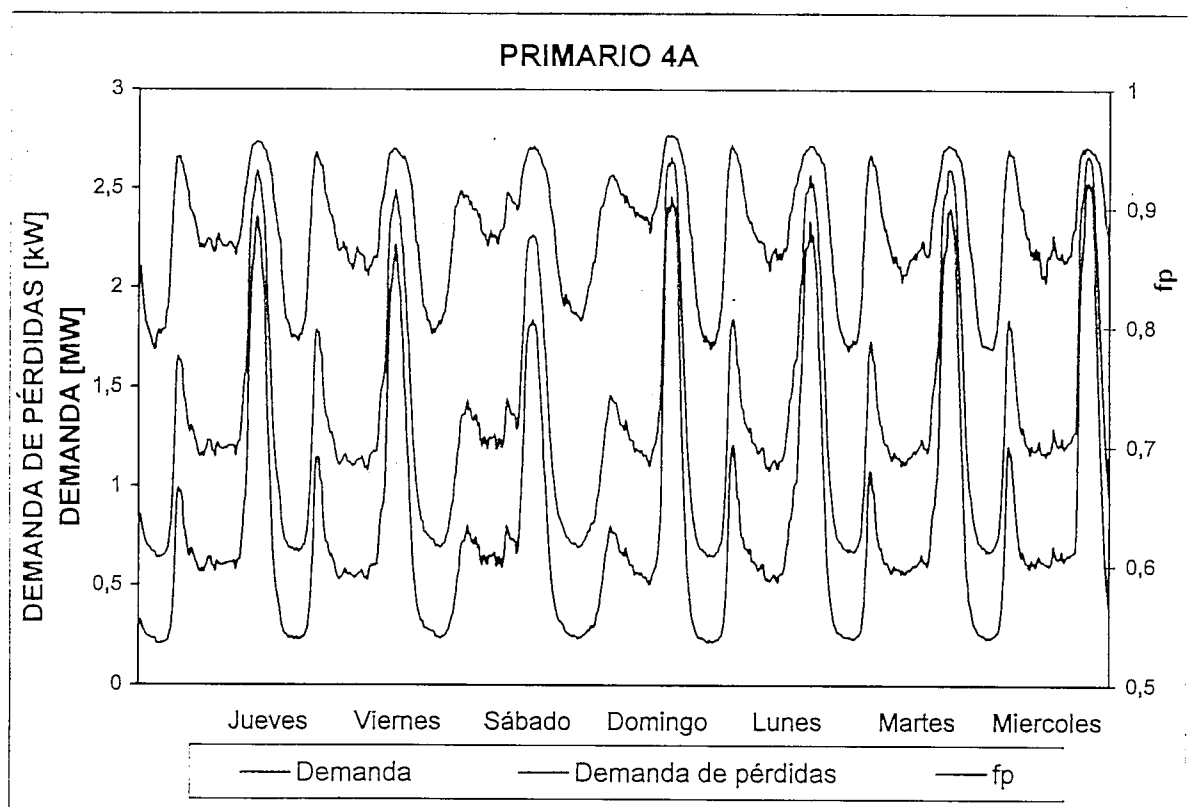


Figura 4.4 Curva de demanda, factor de potencia y demanda de pérdidas del primario 4A.

4.2.2 PRIMARIO 4B

4.2.2.1 Zona de servicio

Este alimentador inicia en la Av. Napo y Av. Primero de Mayo, posteriormente continúa por las calles Gonzalo Martín, Andrés Pérez, San Pablo, Manuel Navarro, Francisco Hall y Juan Cueva, derivándose en dos ramales principales.

El primero se dirige al sur por la calle Hermandad Ferroviaria hasta la calle Atocha en el sector de la Ferroviaria.

El segundo se dirige al oeste por las calles Jarrín, Archier Harman, Eguiguren, posteriormente avanza por la Av. Pedro Vicente Maldonado hasta la calle Cobo en el sector El Recreo.

Este alimentador cuenta con un ramal secundario que se dirige al este por la calle Cobo desde la Av. Pedro Vicente Maldonado, se desvía por la calle José Peralta, avanza hasta la calle Sánchez y continúa hacia el sur por la calle Joaquín Orozco hasta la calle Soberón en el sector El Recreo.

El área de servicio de este primario pertenece en su mayor parte a usuarios de tipo residencial. El área servida por este primario es de aproximadamente 1.36 km² con una densidad de carga de 3.88 MVA/km². En la Tabla 4.4 se presenta la demanda máxima de potencia en cada micro-área, cuyo valor total es 3014.2 kVA.

Tabla 4.4
DISTRIBUCIÓN DE DEMANDAS DE POTENCIA
EN EL PRIMARIO 4B

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
19																	
18																	
17																	
16																	
15																	
14																	
13																	
12																	
11											143						
10											51	26					
9											120	186					
8											136	107	43	86			
7											142	137	146	26	86		
6											37	100	82	143	60		
5											69	43	43	173	114		
4											17	189	129	69	17		
3												64	69	69			
2													69	26			
1																	

El punto más alejado físicamente de la subestación se encuentra en las calles Joaquín Orozco y Soberón en el sector El Recreo, con una longitud de red de 3 km, mientras que la parte más alejada eléctricamente se encuentra en la sección JOT-5, ubicada en la intersección de las calles Abelardo Andrade y Francisco Sánchez en el sector el Recreo, con una caída de voltaje de 4.74%, como se muestra en la figura 4.5. El conductor con mayor carga tiene un valor de 87.67 % de su límite, el cual se presenta en la sección SP-2, ubicada en las calles San Pablo y Manuel Navarro. Las pérdidas totales de potencia obtenidas de las corridas de flujos a demanda máxima son de 82.15 kW. (Ver anexo 1)

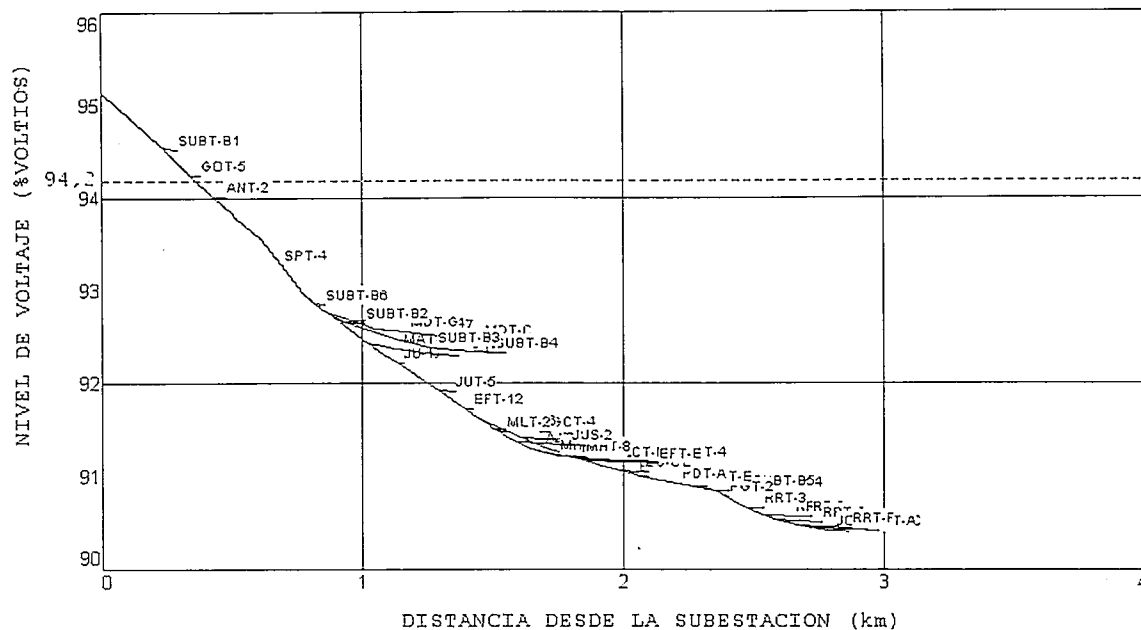


Figura 4.5 Perfil de voltaje del primario 4B

4.2.2.2 Descripción del primario

El alimentador primario dispone de una capacidad instalada en transformadores de distribución de 5270 kVA.

Este primario tiene aproximadamente el 100% correspondiente a configuraciones trifásicas.

Cuenta con 6 transformadores trifásicos ubicados en cámaras de transformación subterráneas, 60 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 8 transformadores de dos fases ubicados en postes de acuerdo a su estructura. En la Tabla 4.5 se presenta las potencias de los transformadores instaladas en cada fase del primario.

Número EEQ	POTENCIA INSTALADA EN EL PRIMARIO 4B (KVA)				
	FASES			TRANSFORMADOR	
	U	V	W	Trifásico	2 fases
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	18,75	18,75			37,50
	7,50	7,50			15,00
	7,50	7,50			15,00
	12,50	12,50			25,00
	7,50		7,50		15,00
	18,75		18,75		37,50
	2,50		2,50		5,00
	7,50		7,50		15,00
	7,50		7,50		15,00
TOTAL	1786,67	1742,92	1740,42		5270

Además se tienen 398 estructuras tipo, cuya distribución se muestra en la Tabla 4.6

Número EEQ	POTENCIA INSTALADA EN EL PRIMARIO 4B (KVA)				
	FASES			TRANSFORMADOR	
	U	V	W	Trifásico	2 fases
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	18,75	18,75			37,50
	7,50	7,50			15,00
	7,50	7,50			15,00
	12,50	12,50			25,00
	7,50		7,50		15,00
	18,75		18,75		37,50
	2,50		2,50		5,00
	7,50		7,50		15,00
	7,50		7,50		15,00
TOTAL	1786,67	1742,92	1740,42		5270

Además se tienen 398 estructuras tipo, cuya distribución se muestra en la Tabla

4.6

Tabla 4.6
ESTRUCTURAS TIPO EMPLEADAS
EN EL PRIMARIO 4B

ESTRUCTURAS TIPO	CANTIDAD
RNA1	287
RNA2	11
RNA3	19
RNA4	44
RNA5	0
RNB1	30
RNB2	3
RNB3	1
RNB4	3
RNB5	0
TOTAL	398

ESTRUCTURAS TIPO EN PORCENTAJE
ALIMENTADOR 4B

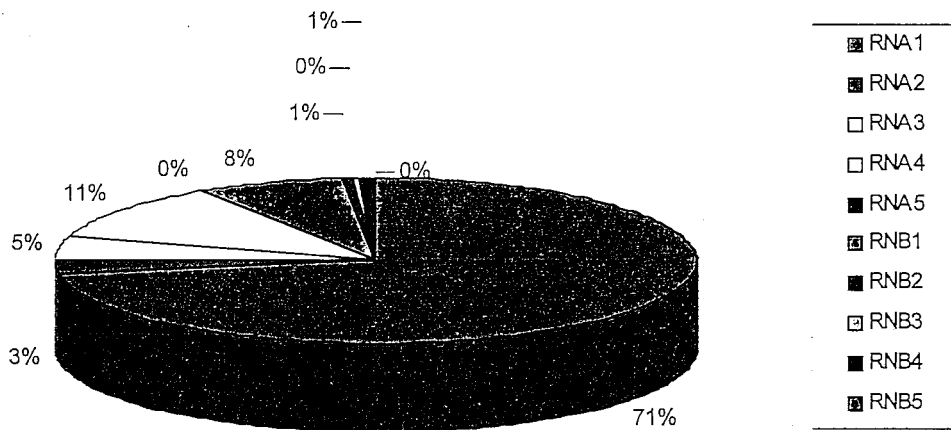


Figura 4.6 Porcentaje de estructuras tipo empleadas en el alimentador 4B.

Tipos de conductores con los que cuenta el primario:

Parte Troncal:	2 AWG Aleación de aluminio
	3/0 AWG Aleación de aluminio
	4/0 AWG Aleación de aluminio
	266 000 kCM Aleación de aluminio
	281 000 kCM Aleación de aluminio
	3/0 AWG Cobre
Ramales principales	3/0 AWG Aleación de aluminio
	6 AWG Cobre
Ramales secundarios	4 AWG Aleación de aluminio
	2 AWG Aleación de aluminio
	1/0 AWG Aleación de aluminio
	2/0 AWG Aleación de aluminio
	4/0 AWG Aleación de aluminio
	8 AWG Cobre
	6 AWG Cobre
	4 AWG Cobre

4.2.2.3 Condiciones de operación

Las curvas de demanda y factor de potencia realizadas con los datos de medición de corriente proporcionados por la EEQ se muestran en la figura 4.7

Las curvas de demanda y factor de potencia realizadas con los datos obtenidos de los registradores electrónicos, se muestran en la figura 4.8. Además se presenta la curva de demanda de pérdidas, con un valor de 82.14 kW a demanda máxima y un valor de 8.42 kW a demanda mínima. Para una mejor apreciación ha sido escalada la curva de demanda de pérdidas.

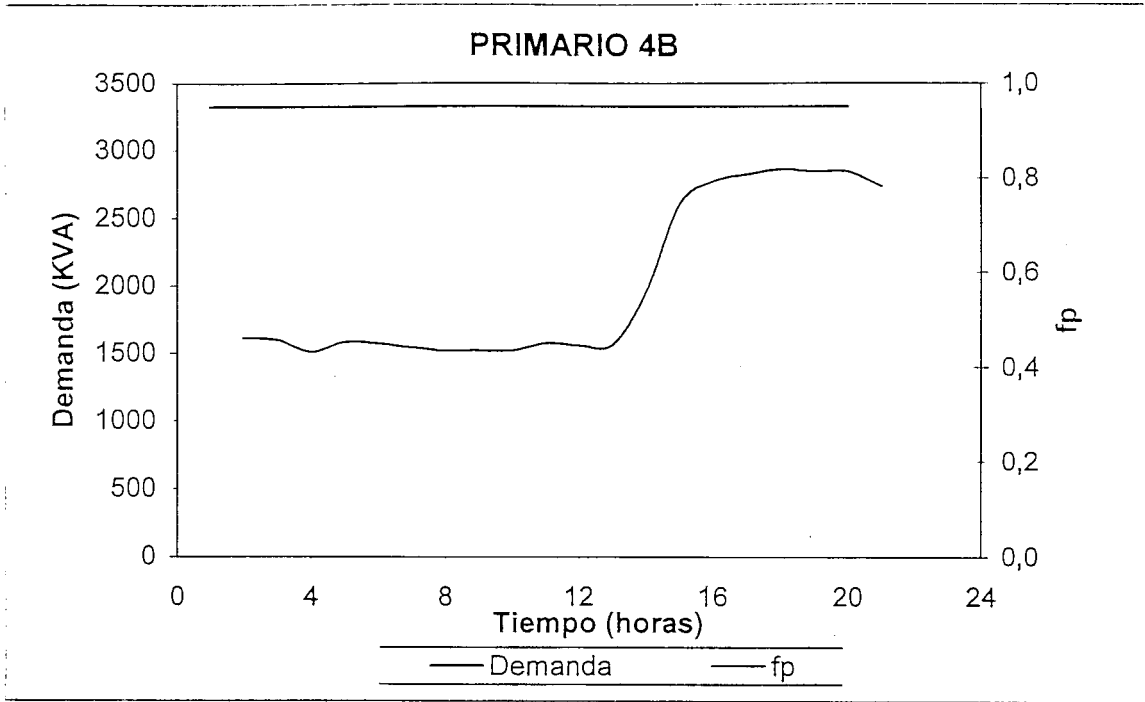


Figura 4.7 Curva de demanda y factor de potencia del primario 4B

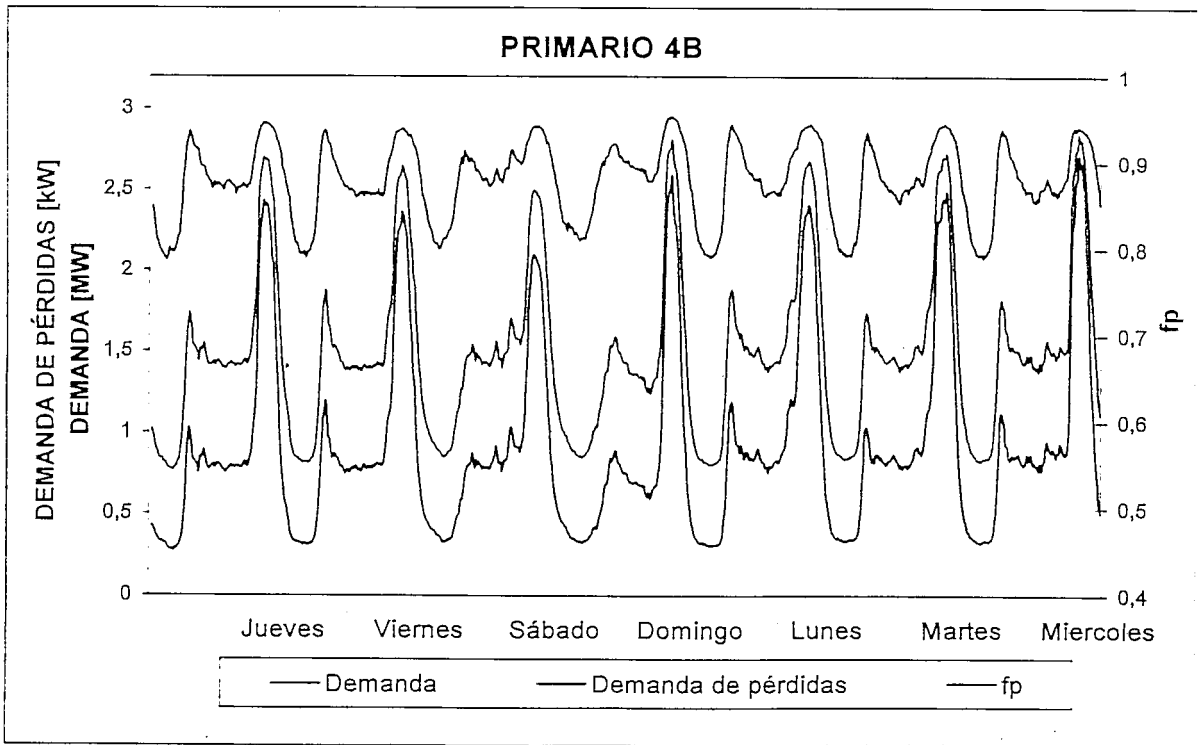
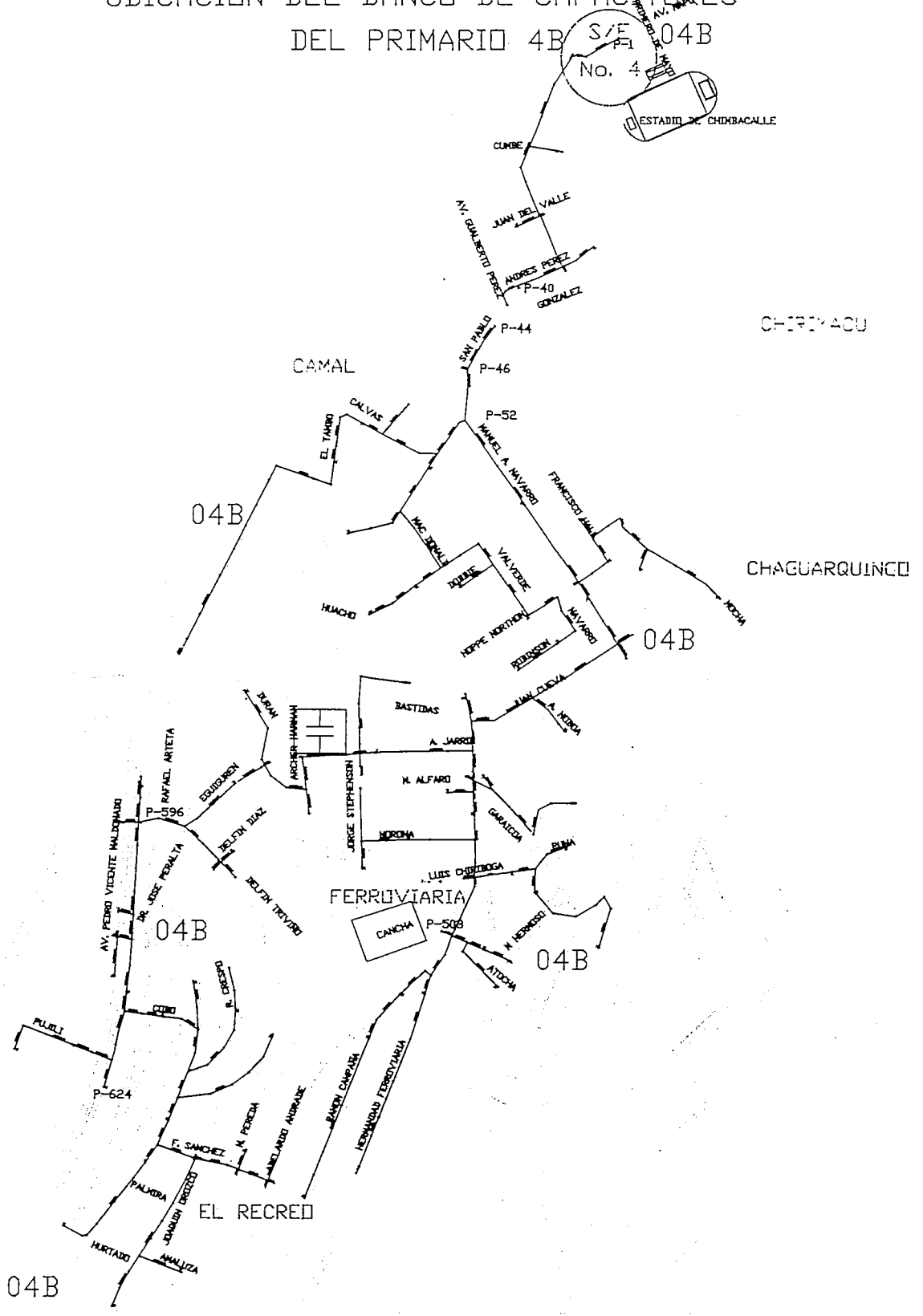


Figura 4.8 Curva de demanda, factor de potencia y demanda de pérdidas del primario 4B.

PLANO GEOGRAFICO DEL ESTADO ACTUAL Y UBICACION DEL BANCO DE CAPACITORES DEL PRIMARIO 4B



4.2.3 PRIMARIO 4C

4.2.3.1 Zona de servicio

Este alimentador inicia en la Av. Napo y Primero de Mayo, posteriormente continúa por la calle Pucará para posteriormente avanzar al sur este por las calles Cerro Hermoso, Ana Paredes de Alfaro, Acción Cívica, John Harman, Dr. Salvador Ortega, Urbina Jado, Nariz del Diablo, Bennet, Luisa hasta la calle Chanchán en el sector La Ferroviaria.

En este alimentador se tienen tres ramales principales, cuyos recorridos se detallan a continuación:

El primero se dirige por la calle Gualaceo desde la Acción Cívica, continúa hacia el este por las calles Muisne, Rosario hasta la intersección en la Pompeya.

El segundo inicia en las calles Nariz del Diablo y Morley, continuando con su recorrido por la calle Neptalí Jarrín hasta la Pacamoros.

El tercer ramal secundario comienza entre la calle Luisa y Heleodoro Ayala, extendiéndose por esta última calle hasta el sector de la Aída León.

El área servida por este primario pertenece en su mayor parte a usuarios de tipo residencial, y es aproximadamente 2.12 Km^2 , con una densidad de carga de 2.79 MVA/Km^2 . En la Tabla 4.7 se presenta la demanda máxima de potencia en cada micro-área, cuyo valor total es de 3977.1 kVA .

Tabla 4.7
DISTRIBUCIÓN DE DEMANDAS DE POTENCIA
EN EL PRIMARIO 4C

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
19																	
18																	
17																	
16																	
15																	
14																	
13																	
12						114	193										
11							173										
10							222										
9						101	3	101	67	89	25	25					
8							57	104	168	89	67	25					
7							50	133	61	222	50	59					
6							50	237	17		42	17	50				
5							50	30	91	67	17		10				
4						25	109	30		50	50	25					
3						34	148	126			32	25					
2						59	94	109		34							
1						42		67	35								

El punto más alejado eléctrica y físicamente de la subestación se encuentra en el sector Aída León, con una longitud de red de 4.9 km y una una caída de voltaje de 8.05%, como se muestra en la figura 4.9. El conductor con mayor carga, está en un valor de 83.24% de su límite, el cual se presenta en la sección PU-2, ubicada en la calle Pucará. Las pérdidas totales de potencia obtenidas de las corridas de flujos a demanda máxima son de 165.3 kW. (Ver anexo 1)

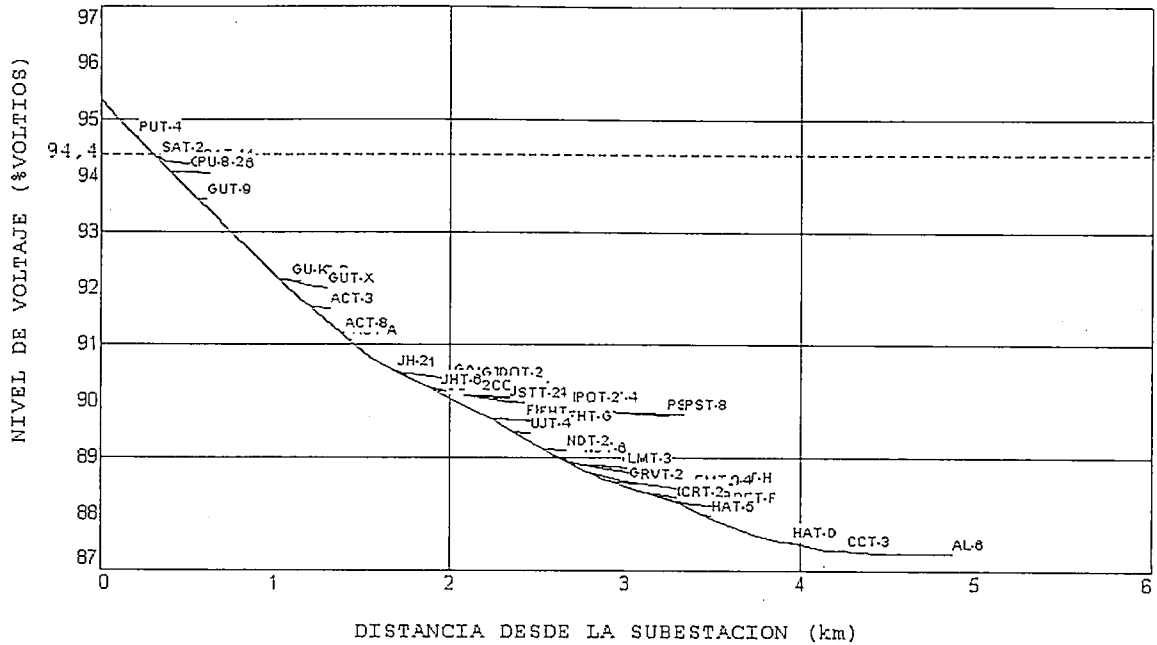


Figura 4.9 Perfil de voltaje del primario 4C

4.2.3.2 Descripción del primario

El primario cuenta con una capacidad instalada en transformadores de distribución de 5912.5 kVA.

Este primario tiene aproximadamente el 85 % correspondiente a configuraciones trifásicas y un 15% a configuraciones de dos fases.

Cuenta 49 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 60 transformadores de dos fases ubicados en postes de acuerdo a su estructura. En la Tabla 4.8 se presentan las potencias de los transformadores instaladas en cada fase del primario.

Tabla 4.8
DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA
EN LAS FASES DEL PRIMARIO 4C

Número EEQ	POTENCIA INSTALADA EN EL PRIMARIO 4C (kVA)				
	FASES			TRANSFORMADOR	
	U	V	W	Trifásico	2 fases
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	20,00	20,00	20,00	60,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
3077	15,00	15,00	15,00	45,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	
	20,00	20,00	20,00	60,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	50,00	50,00	50,00	150,00	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	20,00	20,00	20,00	60,00	
	50,00	50,00	50,00	150,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	30,00	30,00	30,00	90,00	
	30,00	30,00	30,00	90,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	50,00	50,00	50,00	150,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	

Número EEQ	POTENCIA INSTALADA EN EL PRIMARIO 4C (kVA)				
	FASES			TRANSFORMADOR	
	U	V	W	Trifásico	2 fases
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	33,33	33,33	33,33	100,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	5,00	5,00			10,00
	5,00	5,00			10,00
	12,50	12,50			25,00
	25,00	25,00			50,00
	18,75	18,75			37,50
	18,75	18,75			37,50
		5,00	5,00		10,00
		12,50	12,50		25,00
		50,00	50,00		100,00
		18,75	18,75		37,50
		37,50	37,50		75,00
		12,50	12,50		25,00
		18,75	18,75		37,50
		18,75	18,75		37,50
		43,75	43,75		87,50
		18,75	18,75		37,50
		18,75	18,75		37,50
		5,00	5,00		10,00
	25,00		25,00		50,00
	25,00		25,00		50,00
	12,50		12,50		25,00
	18,75		18,75		37,50
	18,75		18,75		37,50
	12,50		12,50		25,00
	12,50		12,50		25,00
	12,50		12,50		25,00
	18,75		18,75		37,50
	12,50		12,50		25,00
	12,50		12,50		25,00
	18,75		18,75		37,50
	12,50		12,50		25,00
	37,50		37,50		75,00
	7,50		7,50		15,00
	18,75		18,75		37,50
	25,00		25,00		50,00
	7,50		7,50		15,00
	25,00		25,00		50,00
	12,50		12,50		25,00
	12,50		12,50		25,00
	25,00		25,00		50,00
	7,50		7,50		15,00
	18,75		18,75		37,50

Número EEQ	POTENCIA INSTALADA EN EL PRIMARIO 4C (kVA)				
	FASES			TRANSFORMADOR	
	U	V	W	Trifásico	2 fases
	12,50		12,50		25,00
	25,00		25,00		50,00
	25,00		25,00		50,00
	25,00		25,00		50,00
	18,75		18,75		37,50
	12,50		12,50		25,00
	18,75		18,75		37,50
	18,75		18,75		37,50
	25,00		25,00		50,00
	12,50		12,50		25,00
	43,75		43,75		87,50
	18,75		18,75		37,50
	5,00		5,00		10,00
	2,50		2,50		5,00
	10,00		10,00		20,00
	50,00		50,00		100,00
	7,50		7,50		15,00
	97,50		97,50		195,00
TOTAL	2105,42	1526,67	2280,42		5912.5

Además se tienen 586 estructuras, cuya distribución se muestra en la Tabla 4.9

Tabla 4.9
ESTRUCTURAS TIPO EMPLEADAS
EN EL PRIMARIO 4C

ESTRUCTURA TIPO	CANTIDAD
RNA1	306
RNA2	23
RNA3	35
RNA4	139
RNA5	5
RNB1	59
RNB2	9
RNB3	2
RNB4	7
RNB5	1
TOTAL	586

1/0 AWG Aleación de aluminio
 2/0 AWG Aleación de aluminio
 266 kCM Aleación de aluminio
 281 kCM Aleación de aluminio
 6 AWG Cobre
 4 AWG Cobre
 2 AWG Cobre

4.2.3.3 Condiciones de operación

Las curvas de demanda y factor de potencia realizadas con los datos de medición de corriente proporcionados por la EEQ se muestran en la figura 4.11

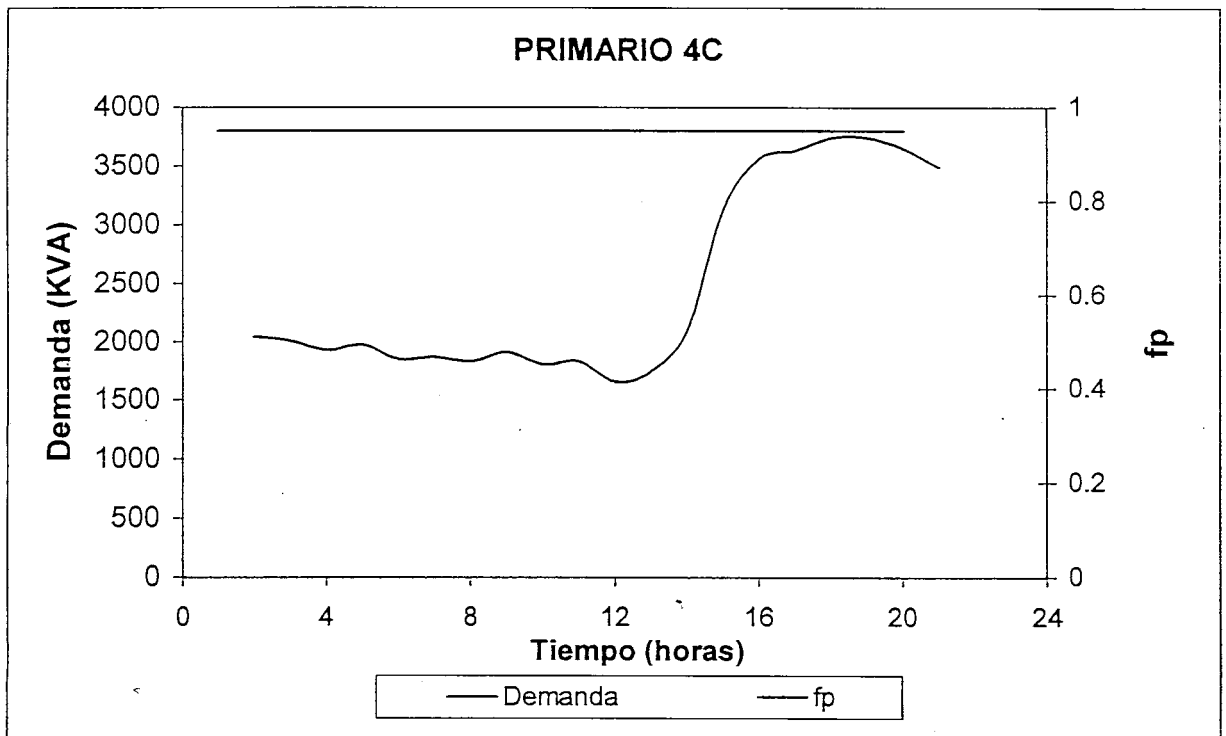


Figura 4.11 Curva de demanda y factor de potencia del primario 4C.

Las curvas de demanda y factor de potencia realizadas con los datos obtenidos de los registradores electrónicos, se muestran en la figura 4.12. Además se presenta la curva de demanda de pérdidas, con un valor de 165.18 kW a demanda máxima y un valor de 8.95 kW a demanda mínima. Para una mejor apreciación ha sido escalada la curva de demanda de pérdidas.

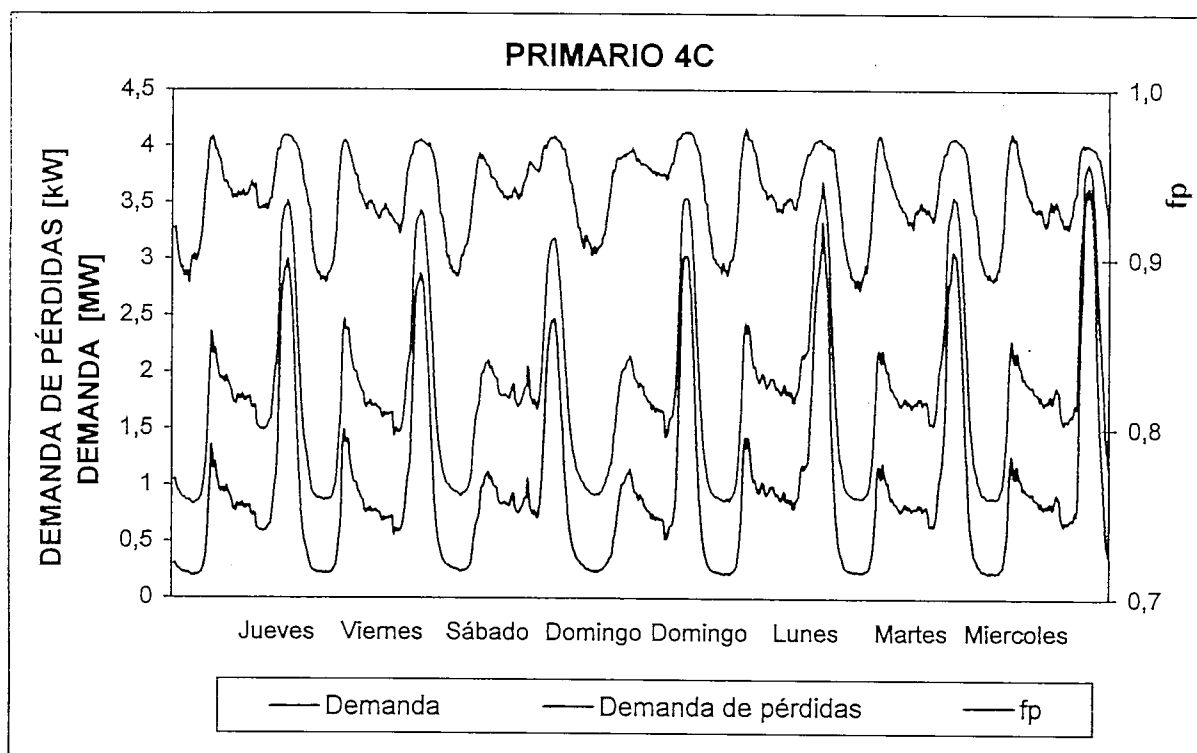
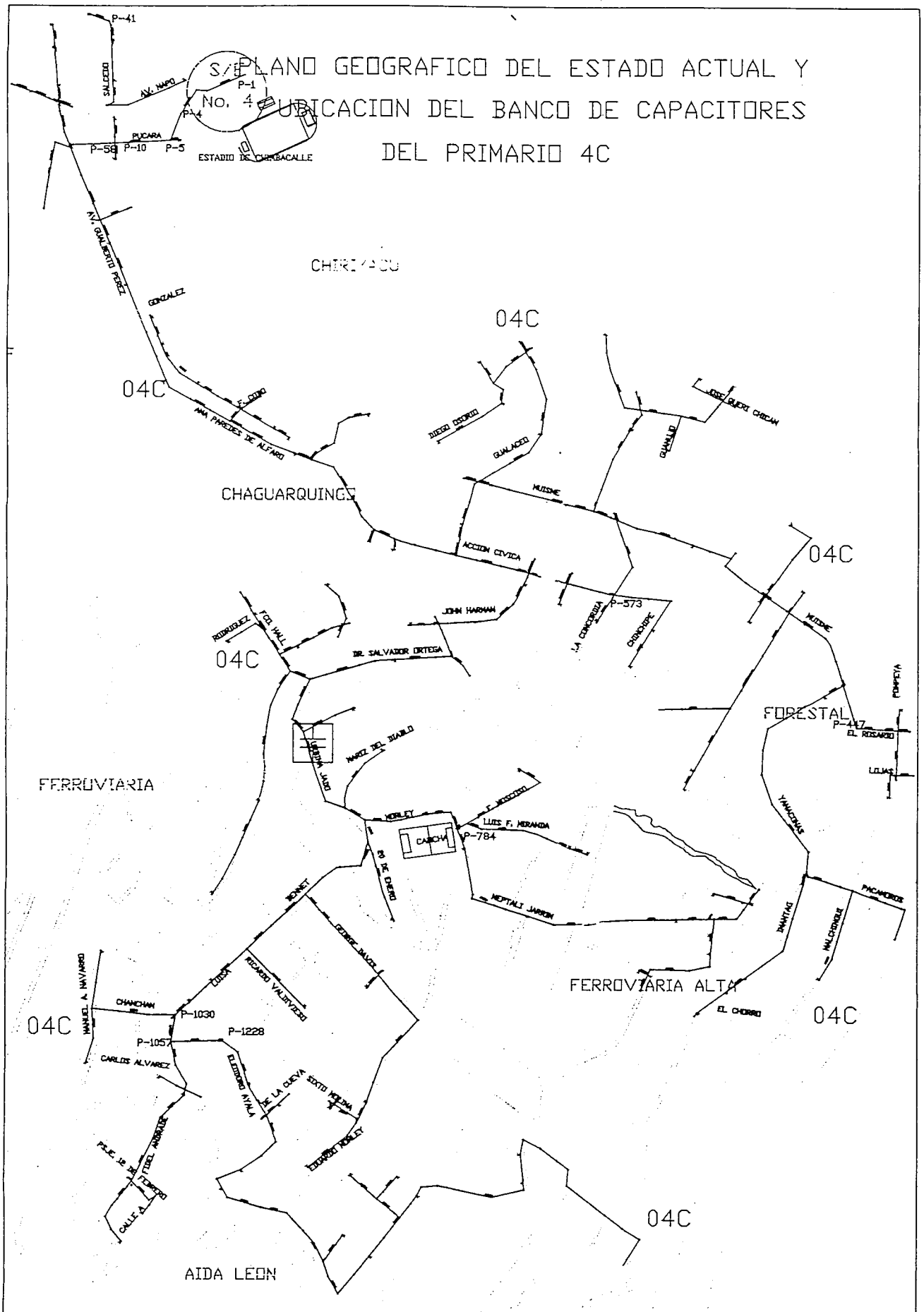


Figura 4.12 Curva de demanda, factor de potencia y demanda de pérdidas del primario 4C.



4.2.4 PRIMARIO 4D

4.2.4.1 Zona de servicio

Este alimentador inicia en la Av. Napo y Av. Primero de Mayo, posteriormente continúa por la calle Chambo, alimentando al norte las calles Cerro Hermoso y Pedro Vicente Maldonado hasta la Calle Alpahuasi en el sector Eloy Alfaro. Hacia el sur por la Av. Pedro Vicente Maldonado hasta la calle San Pablo el sector el Camal.

Este primario presenta dos ramales principales, uno de los cuales se deriva por la calle Juan Márquez desde la Av. Pedro Vicente Maldonado, continúa por las calles Quiñónez, Pedro de Alfaro hasta la Alonso de Angulo en el Sector de la Villaflora; y el segundo se dirige por la Av. Pedro Vicente Maldonado desde la Av. Napo y termina en la calle Calvas.

El área de servicio de este primario pertenece en su mayor parte a usuarios de tipo residencial, además cuenta con una pequeña componente artesanal. El área servida por este primario es de aproximadamente 1.12 km^2 con una densidad de carga de 3.78 MVA/km^2 . En la Tabla 4.10 se presenta la demanda máxima de potencia en cada micro-área, cuyo valor total es de 2508.3 kVA.

Tabla 4.10
DISTRIBUCIÓN DE DEMANDAS DE POTENCIA
EN EL PRIMARIO 4D

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
19																	
18																	
17							26	9									
16							128										
15			64			9	83										
14			43	197	154	128											
13		43	107	157	187	142	64										
12			43	57	93			43									
11			34	114	171												
10					133												
9					74												
8					43												
7					26												
6			43														
5																	
4																	
3																	
2																	
1																	

El punto más alejado físicamente de la subestación se encuentra en la Av. Pedro Vicente Maldonado y San Pablo en el sector el Camal, con una longitud de red de 1.7 km, mientras que la parte más alejada eléctricamente se encuentra en la sección JMT-G, la cual está ubicada en la intersección de las calles Gómez Y Pineda en el sector de la Villaflora, con una caída de voltaje de 1.52%, como se muestra en la figura 4.13. Además se puede notar que el conductor con mayor carga, está en un valor de 61.25% de su límite, el cual se presenta en la sección CE-5, ubicada en las calles Gómez y Pedro Vicente Maldonado. Las pérdidas totales de potencia obtenidas de las corridas de flujos a demanda máxima son de 23.86 kW (Ver anexo 1)

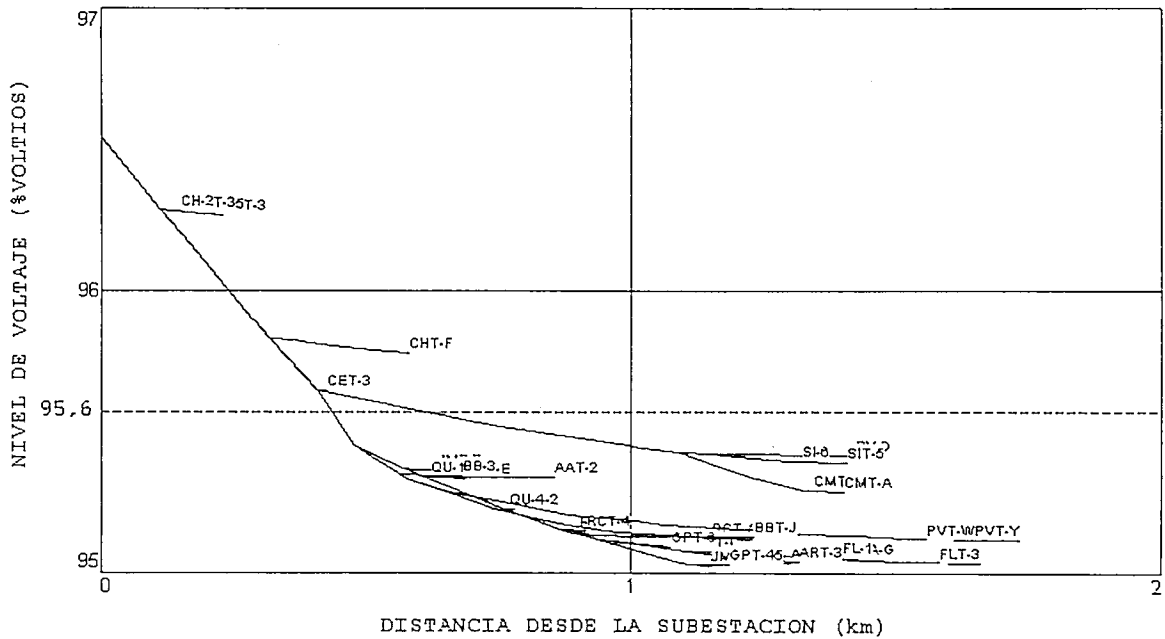


Figura 4.13 Perfil de voltaje del primario 4D

4.2.4.2 Descripción del primario

El primario cuenta con una capacidad instalada en transformadores de distribución de 4230 kVA.

Este primario tiene aproximadamente el 99 % correspondiente a configuraciones trifásicas y un 1 % a configuraciones de dos fases.

Cuenta 59 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 11 transformadores de dos fases ubicados en postes de acuerdo a su estructura. En la Tabla 4.11 se presentan las potencias de los transformadores instaladas en cada fase del primario.

Tabla 4.11
DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA
EN LAS FASES DEL PRIMARIO 4D

Número EEQ	POTENCIA INSTALADA EN EL PRIMARIO 4D (kVA)				
	FASES			TRANSFORMADOR	
	U	V	W	Trifásico	2 fases
13213	25,00	25,00	25,00	75,00	
13214	15,00	15,00	15,00	45,00	
13219	25,00	25,00	25,00	75,00	
13220	33,33	33,33	33,33	100,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
28734	15,00	15,00	15,00	45,00	
6811	25,00	25,00	25,00	75,00	
1245	8,33	8,33	8,33	25,00	
3965	15,00	15,00	15,00	45,00	
	41,67	41,67	41,67	125,00	
1275	10,00	10,00	10,00	30,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	
100811	41,67	41,67	41,67	125,00	
20327	37,50	37,50	37,50	112,50	
4044	25,00	25,00	25,00	75,00	
1052	15,00	15,00	15,00	45,00	
3077	15,00	15,00	15,00	45,00	
	16,67	16,67	16,67	50,00	
28927	37,50	37,50	37,50	112,50	
17180	25,00	25,00	25,00	75,00	
47628	25,00	25,00	25,00	75,00	
15841	15,00	15,00	15,00	45,00	
2812	15,00	15,00	15,00	45,00	
36866	15,00	15,00	15,00	45,00	
17568	10,00	10,00	10,00	30,00	
	37,50	37,50	37,50	112,50	
32421	16,67	16,67	16,67	50,00	
15861	25,00	25,00	25,00	75,00	
33034	25,00	25,00	25,00	75,00	
34805	10,00	10,00	10,00	30,00	
6837	15,00	15,00	15,00	45,00	
	10,00	10,00	10,00	30,00	
5517	15,00	15,00	15,00	45,00	
1279	25,00	25,00	25,00	75,00	
14740	25,00	25,00	25,00	75,00	
3996	15,00	15,00	15,00	45,00	
22513	25,00	25,00	25,00	75,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
5080	25,00	25,00	25,00	75,00	
20837	16,67	16,67	16,67	50,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
4779	25,00	25,00	25,00	75,00	
33406	50,00	50,00	50,00	150,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	

Número EEQ	POTENCIA INSTALADA EN EL PRIMARIO 4D (kVA)				
	FASES			TRANSFORMADOR	
	U	V	W	Trifásico	2 fases
36297	10,00	10,00	10,00	30,00	
31785	16,67	16,67	16,67	50,00	
26896	37,50	37,50	37,50	112,50	
34783	25,00	25,00	25,00	75,00	
1762	25,00	25,00	25,00	75,00	
1530	25,00	25,00	25,00	75,00	
101939	16,67	16,67	16,67	50,00	
1560	25,00	25,00	25,00	75,00	
27764	25,00	25,00	25,00	75,00	
2532	25,00	25,00	25,00	75,00	
28925	37,50	37,50	37,50	112,50	
3786	25,00	25,00	25,00	75,00	
35403	16,67	16,67	16,67	50,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
1467	20,00	20,00	20,00	60,00	
	7,50		7,50		15,00
3687	7,50		7,50		15,00
	18,75		18,75		37,50
26863	25,00		25,00		50,00
	2,50		2,50		5,00
4210	7,50		7,50		15,00
	12,50		12,50		25,00
		18,75	18,75		37,50
6601		5,00	5,00		10,00
100187		12,50	12,50		25,00
101487	18,75	18,75			37,50
TOTAL	1419,17	1374,17	1436,67		4230

Además se tienen 297 estructuras tipo, cuya distribución se muestra en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12
ESTRUCTURAS TIPO EMPLEADAS
EN EL PRIMARIO 4D

ESTRUCTURAS TIPO	CANTIDAD
RNA1	156
RNA2	16
RNA3	20
RNA4	26
RNA5	0
RNB1	71
RNB2	7
RNB3	1
RNB4	0
RNB5	0
TOTAL	297

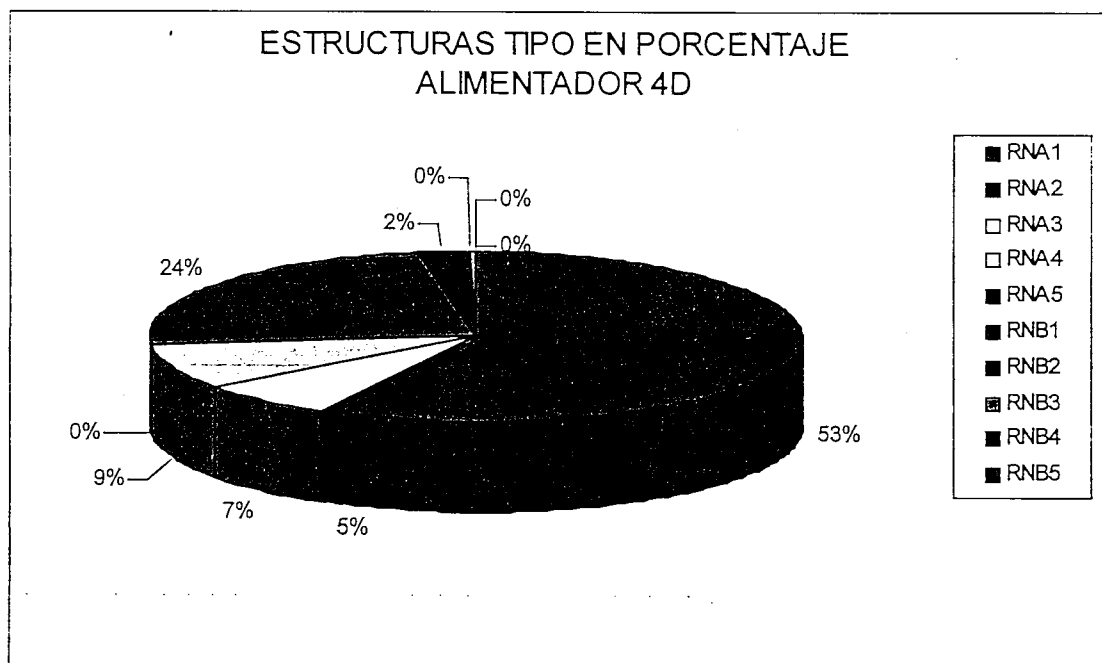


Figura 4.14 Porcentaje de estructuras tipo empleadas en el alimentador 4D

Tipos de conductores con los que cuenta el primario:

Parte Troncal:	2/0 AWG Aleación de aluminio 4/0 AWG Aleación de aluminio 266 kCM Aleación de aluminio 2/0 AWG Cobre
Ramales principales:	266 kCM Aleación de aluminio 281 kCM Aleación de aluminio 4 AWG Cobre 2/0 AWG Cobre
Ramales secundarios:	2 AWG Aleación de aluminio 1/0 AWG Aleación de aluminio 266 kCM Aleación de aluminio 281 kCM Aleación de aluminio 6 AWG Cobre 4 AWG Cobre 2 AWG Cobre 1/0 AWG Cobre

4.2.4.3 Condiciones de operación

Las curvas de demanda y factor de potencia realizadas con los datos de medición de corriente proporcionados por la EEQ se muestran en la figura 4.15

Las curvas de demanda y factor de potencia realizadas con los datos obtenidos de los registradores electrónicos, se muestran en la figura 4.16. Se presenta también, la curva de demanda de pérdidas, con un valor de 23.96 kW a demanda máxima y un valor de 2 kW a demanda mínima. Para una mejor apreciación ha sido escalada la curva de demanda de pérdidas.

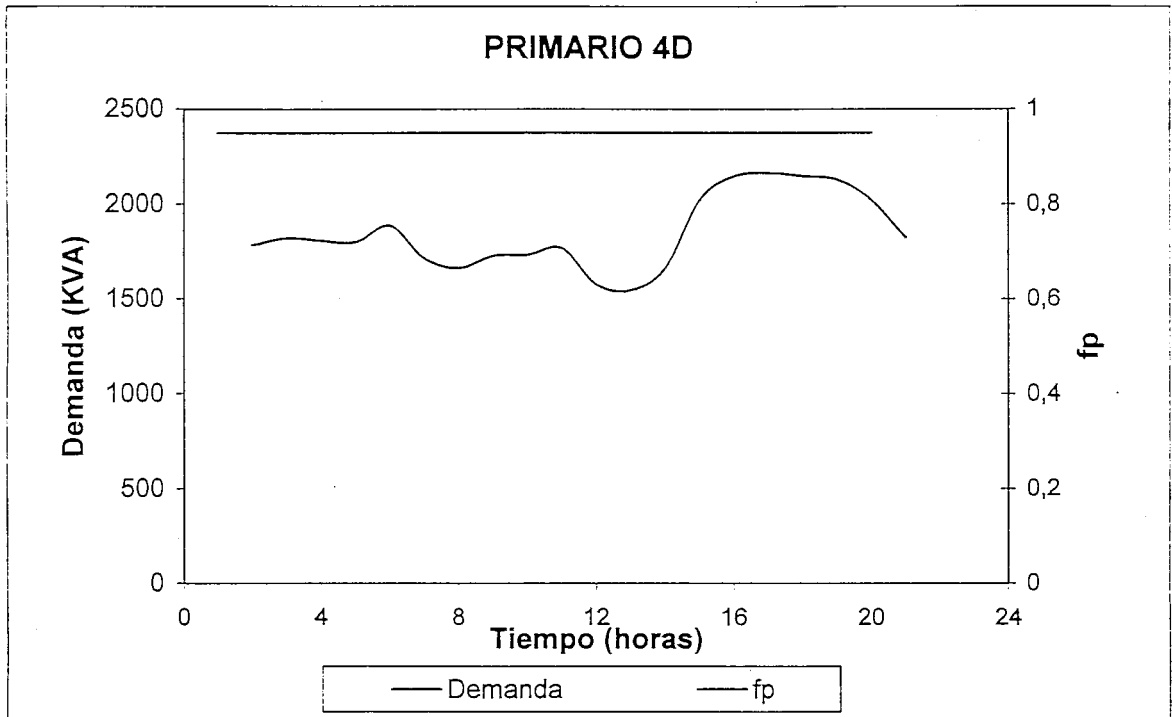


Figura 4.15 Curva de demanda y factor de potencia del primario 4D

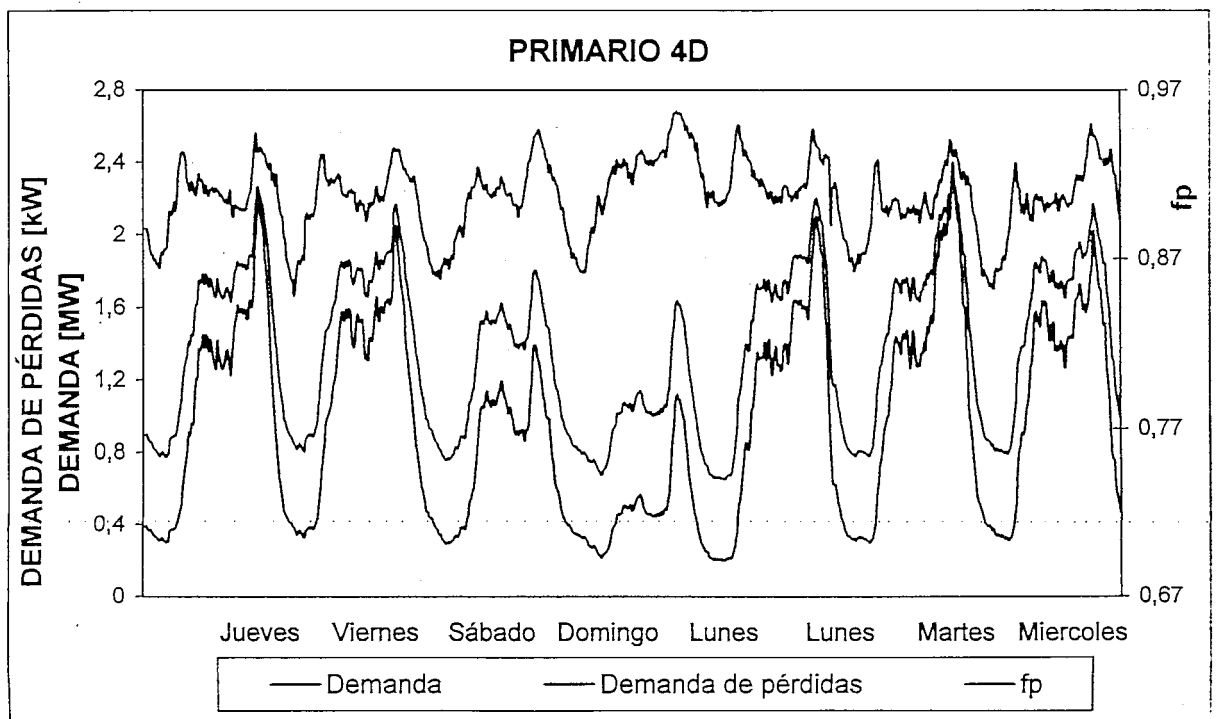
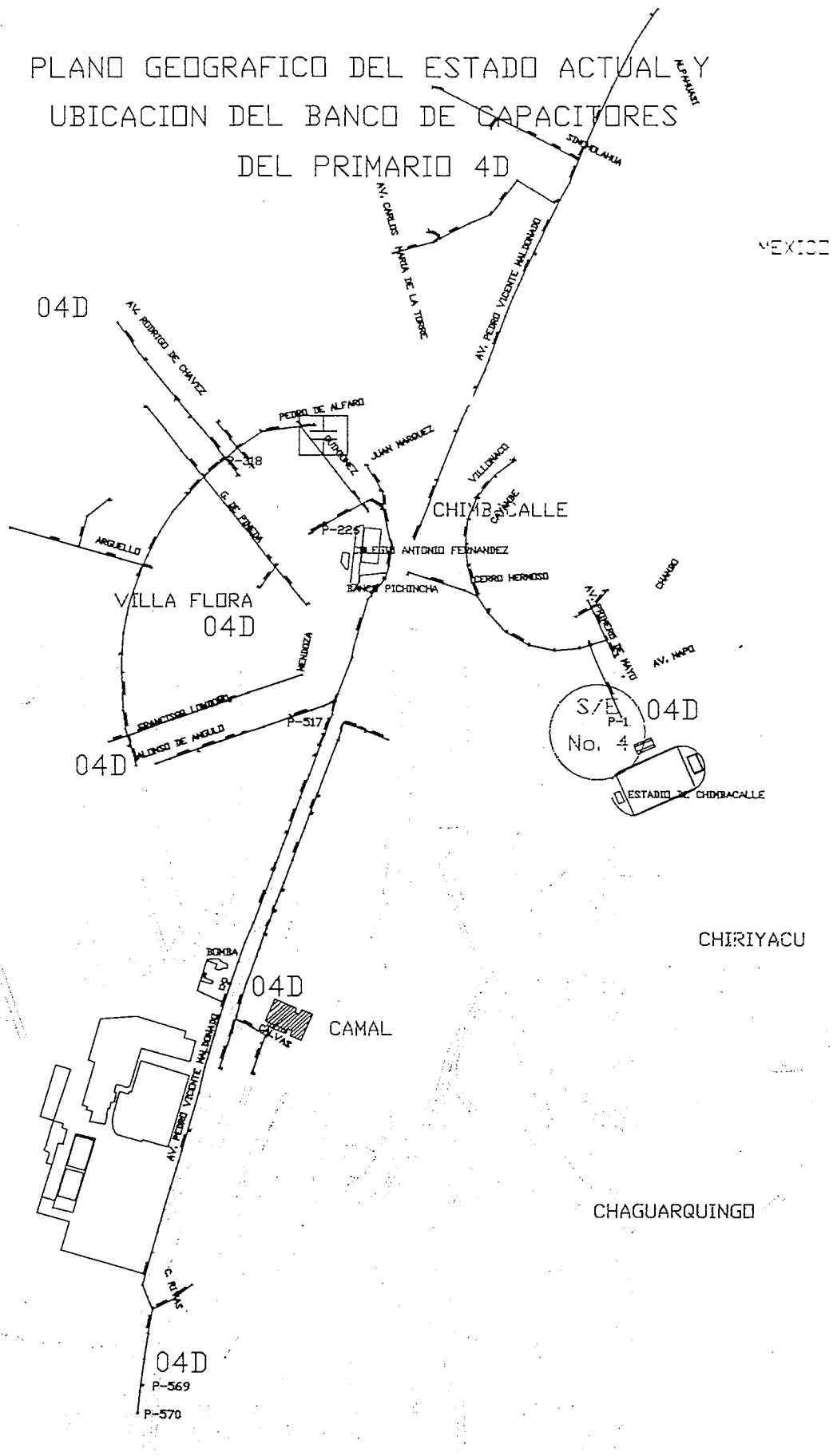


Figura 4.16 Curva de demanda, factor de potencia y demanda de pérdidas del primario 4D.

PLANO GEOGRAFICO DEL ESTADO ACTUAL Y UBICACION DEL BANCO DE CAPACITADORES DEL PRIMARIO 4D



MEXICO

CHIRIYACU

CHAGUARQUINGO

4.2.5 PRIMARIO 4E

4.2.5.1 Zona de servicio

Este alimentador inicia en la calle Bejarano y Av. Primero de Mayo, posteriormente continúa por las calles Pedro Cepedo, Bartolomé Alves y F. Cobo hasta la calle Ana Paredes de Alfaro en el sector Chaguarquingo.

Este primario presenta tres ramales principales.

El primero se dirige por la calle Lucas Bejarano desde la Av. Primero de Mayo, posteriormente continúa por la calle Andrés Pérez hasta la Juan de Alcázar en el Sector de Chimbacalle.

El segundo se dirige por la calle Bartolomé Alves desde la calle Pedro Cepedo y termina en la calle Alpahuasi.

El tercero inicia por la calle Bartolomé Alves a lo largo de la calle Martín y termina en la calle Alpahuasi.

El área de servicio de este primario pertenece en su mayor parte a usuarios de tipo residencial. El área servida por este primario es de aproximadamente 0.4 km^2 con una densidad de carga de 5 MVA/km^2 . En la Tabla 4.13 se presenta la demanda máxima de potencia en cada micro-área, cuyo valor total es 1283 kVA.

El punto más alejado físicamente de la subestación se encuentra en la calle Juan del Río y Gonzalo Martín, cuya longitud es de 1.1 km, mientras que la parte más alejada eléctricamente se encuentra en la sección AGT-5, con una caída de voltaje de 0.73%, como se muestra en la figura 4.17. Además se puede notar que el conductor con mayor carga, está en un valor de 68.67% de su límite, el cual se presenta en la sección LB-1, ubicada en las calles Primero de Mayo y Lucas Bejarano. Las pérdidas totales de potencia obtenidas de las corridas de flujos a demanda máxima son de 5.06 kW. (Ver anexo 1)

Tabla 4.13
DISTRIBUCIÓN DE DEMANDAS DE POTENCIA
EN EL PRIMARIO 4E

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
19																	
18																	
17																	
16																	
15																	
14																	
13																	
12									154								
11						158	191	44	110								
10						26	176	169									
9						66	88										
8																	
7																	
6																	
5																	
4																	
3																	
2																	
1																	

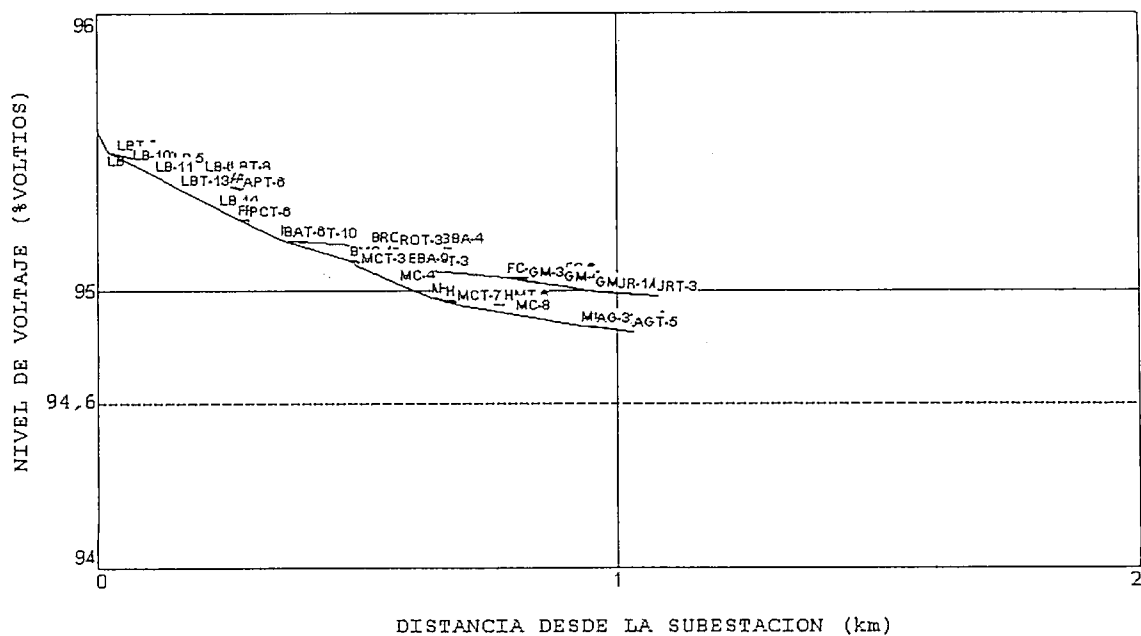


Figura 4.17 Perfil de voltaje del primario 4E

4.2.5.2 Descripción del primario

El primario cuenta con una capacidad instalada en transformadores de distribución de 2015 kVA.

El 100% de la configuración de este primario es trifásica.

Cuenta con 20 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 1 transformador de dos fases ubicado en un poste de acuerdo a su estructura. En la Tabla 4.14 con la distribución de la potencia instalada en el primario.

Tabla 4.14
DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA
EN LAS FASES DEL PRIMARIO 4E

Número EEQ	POTENCIA INSTALADA EN EL PRIMARIO 4E (kVA)				
	FASES			TRANSFORMADOR	
	U	V	W	Trifásico	2 fases
38976	50,00	50,00	50,00	150,00	
10950	15,00	15,00	15,00	45,00	
	15,00	15,00	15,00	45,00	
	25,00	25,00	25,00	75,00	
33887	25,00	25,00	25,00	75,00	
21042	25,00	25,00	25,00	75,00	
	50,00	50,00	50,00	150,00	
4024	25,00	25,00	25,00	75,00	
4344	37,50	37,50	37,50	112,50	
34569	50,00	50,00	50,00	150,00	
28978	50,00	50,00	50,00	150,00	
13605	33,33	33,33	33,33	100,00	
3958	25,00	25,00	25,00	75,00	
26892	37,50	37,50	37,50	112,50	
6761	25,00	25,00	25,00	75,00	
12593	37,50	37,50	37,50	112,50	
28977	50,00	50,00	50,00	150,00	
13607	37,50	37,50	37,50	112,50	
26893	25,00	25,00	25,00	75,00	
25624	25,00	25,00	25,00	75,00	
	12,50		12,50		25,00
TOTAL	675,83	663,33	675,83		2015

Además se tienen 118 estructuras, cuya distribución se muestra en la Tabla 4.15

Tabla 4.15
ESTRUCTURAS TIPO EMPLEADAS
EN EL PRIMARIO 4E

ESTRUCTURAS TIPO	CANTIDAD
RNA1	73
RNA2	10
RNA3	9
RNA4	7
RNA5	1
RNB1	15
RNB2	2
RNB3	0
RNB4	1
RNB5	0
TOTAL	118

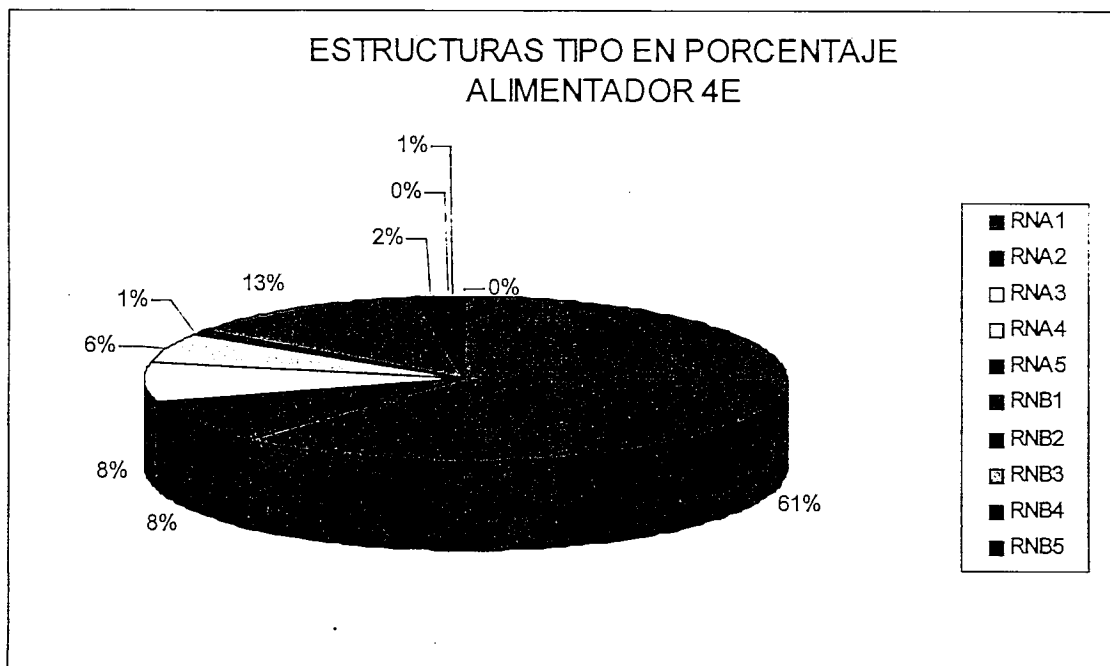


Figura 4.18 Porcentaje de estructuras tipo empleadas en el alimentador 4E

Tipos de conductores con los que cuenta el primario:

Parte Troncal: 266 kCM Aleación de aluminio

Ramales principales: 6 AWG Aleación de aluminio
2 AWG Aleación de aluminio
266 kCM Aleación de aluminio
4 AWG Cobre

Ramales principales: 6 AWG Aleación de aluminio
2 AWG Aleación de aluminio
6 AWG Cobre
4 AWG Cobre

4.2.5.3 Condiciones de operación

Las curvas de demanda y factor de potencia realizadas con los datos de medición de corriente proporcionados por la EEQ se muestran en la figura 4.19

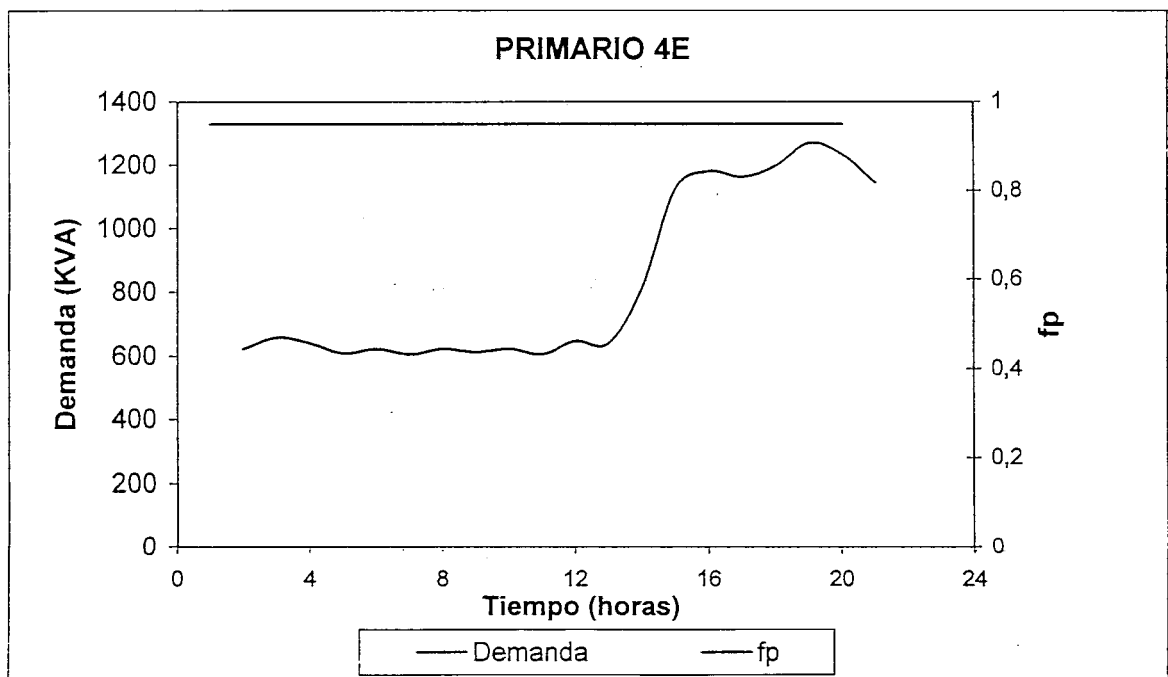


Figura 4.19 Curva de demanda y factor de potencia del primario 4E.

Las curvas de demanda y factor de potencia realizadas con los datos obtenidos de los registradores electrónicos, se muestran en la figura 4.20. Además, se presenta la curva de demanda de pérdidas, con un valor de 5.06 kW a demanda máxima y un valor de 0.37 kW a demanda mínima. Para una mejor apreciación la curva de demanda de pérdidas ha sido escalada.

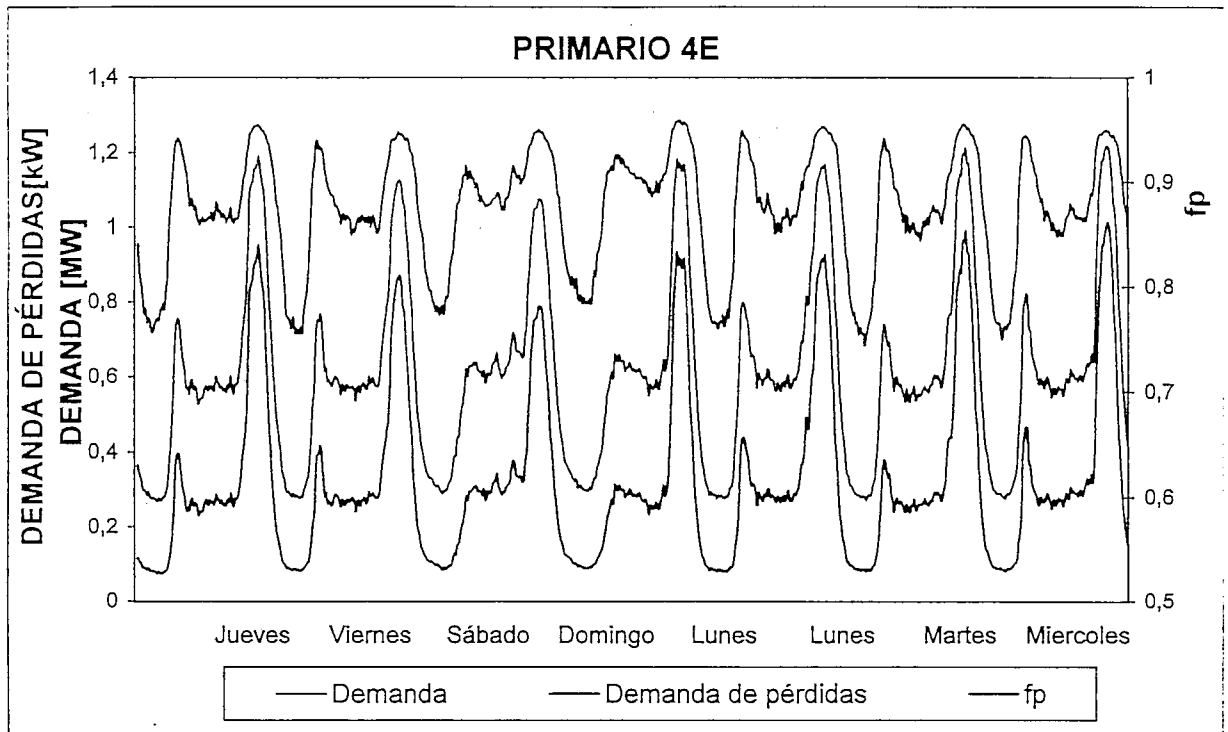
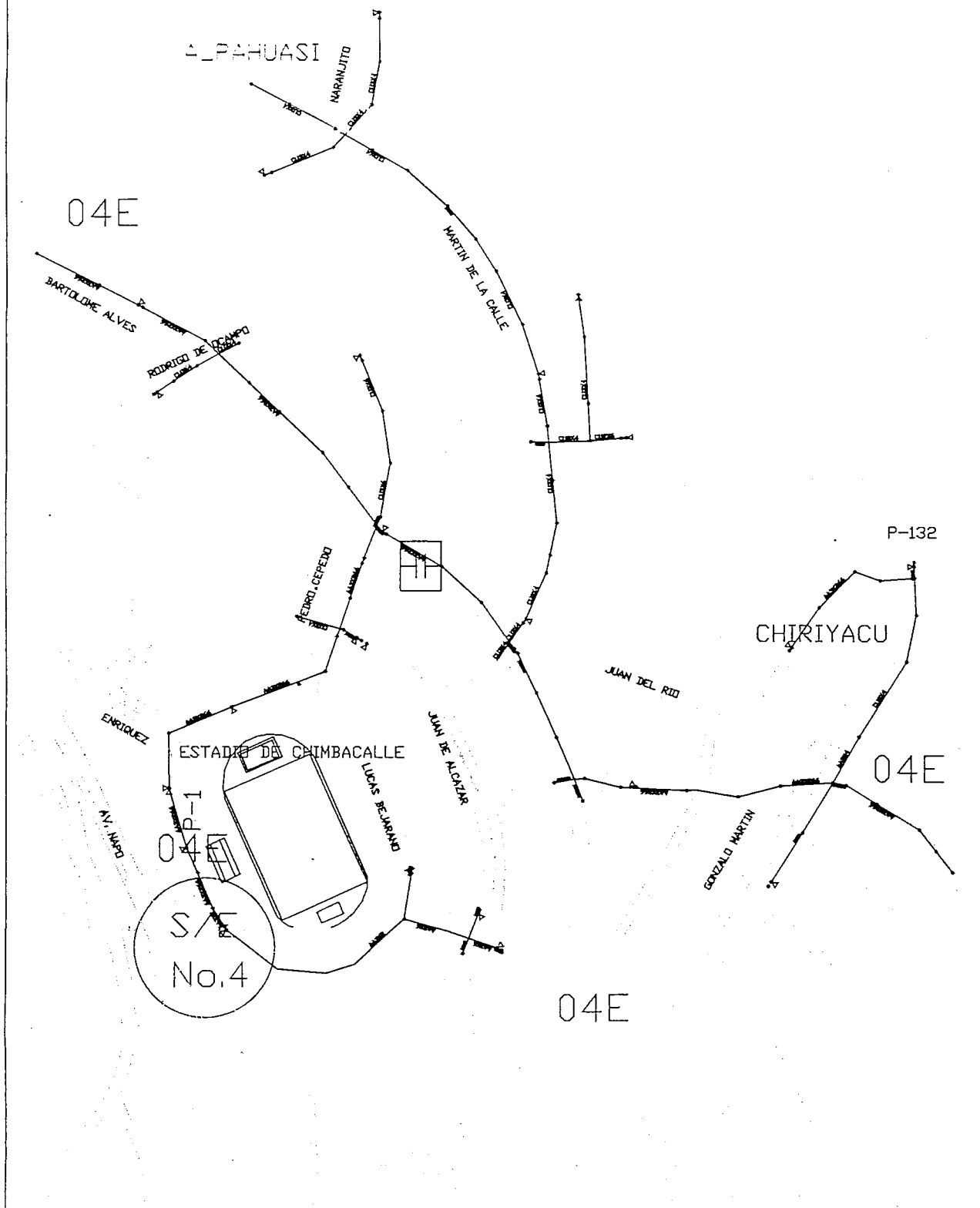


Figura 4.20 Curva de demanda, factor de potencia y demanda de pérdidas del primario 4E

En la figura 4.21 se presenta el esquema del área a la cuál sirve cada primario en estudio.

PLANO GEOGRAFICO DEL ESTADO ACTUAL Y
UBICACION DEL BANCO DE CAPACITADORES
DEL PRIMARIO 4E



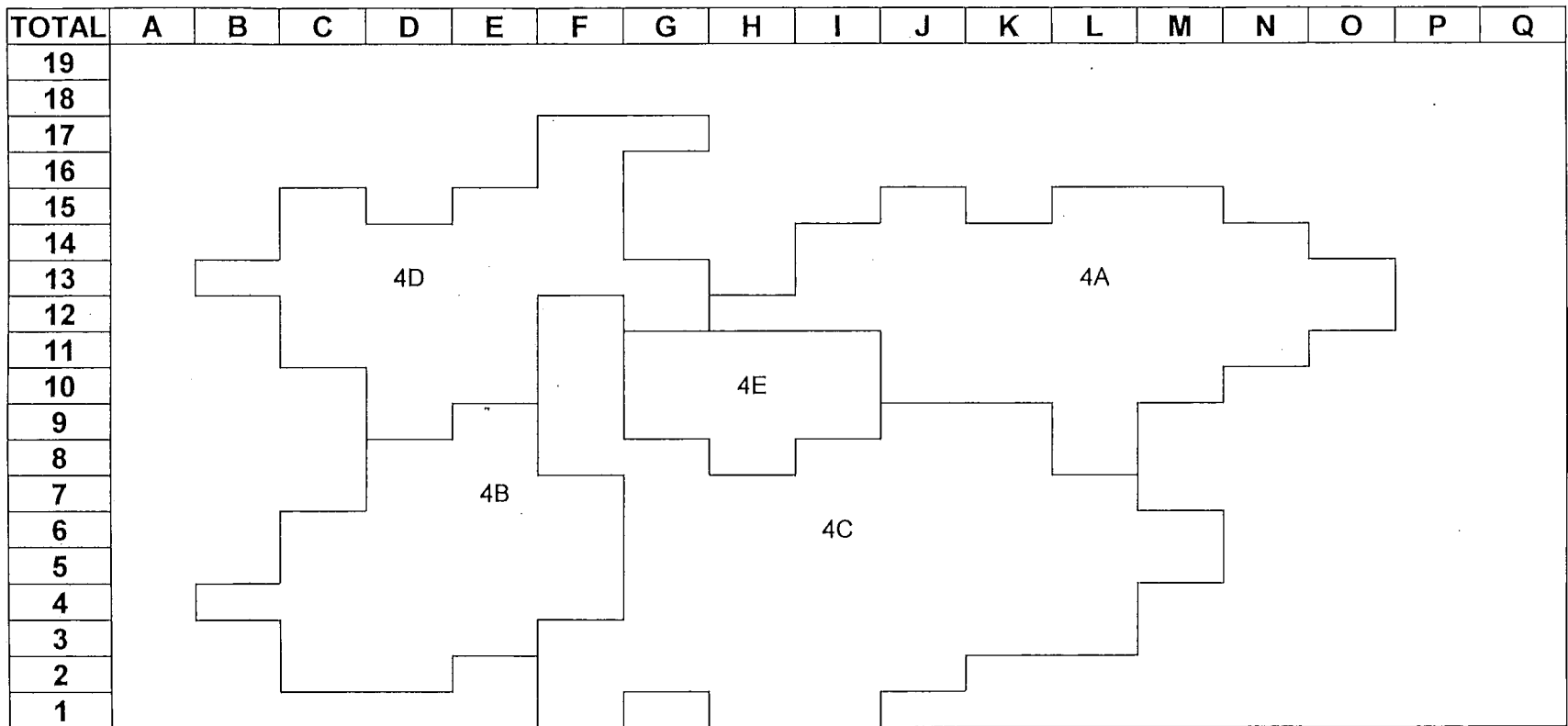


Figura 4.21 Distribución de las áreas asignadas para cada primario de la subestación # 4 (estado actual).

CAPITULO V

ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

Para el desarrollo de este capítulo se analizaron las distintas alternativas posibles para el mejoramiento de la operación de los alimentadores primarios de la subestación # 4 de la Empresa Eléctrica, con el objetivo de poder comparar los resultados entre los distintos casos y escoger la mejor alternativa.

Con la configuración actual se realizaron balances de fases, cambio de conductores y ubicación de bancos de capacitores.

En todos los primarios analizados la causa del desbalance de fases existente, es por la presencia de transformadores de dos fases ubicados a lo largo del alimentador, ya que la conexión de cada transformador a las fases de alimentación del primario se las ha realizado arbitrariamente y no se ha empleado el criterio de equilibrio de fases. De igual forma cuando se construyen tramos de dos fases no se analiza la cargabilidad de las fases que se van a escoger, lo que causa que el primario presente un mayor desbalance.

Realizando un análisis del estado actual de los alimentadores se determinó una propuesta de reconfiguración de los alimentadores y se realizaron los estudios de balance de fases y ubicación de bancos de capacitores, considera como la mejor de todas la alternativas presentadas.

Todas las alternativas realizadas en el presente estudio se presentan a continuación.

5.2 BALANCE DE FASES

La realización de este estudio es importante ya que no solo es utilizada para determinar si se puede regular el voltaje, sino que también se puede determinar si existe sobrecarga sobre una de las fases especialmente para la protección de los equipos de la subestación (transformadores, reguladores de voltaje, etc.) ya que estos pueden estar sobrecargados en aquella fase en la que se encuentre mayor carga conectada.

Se considera un circuito desbalanceado cuando las magnitudes de corriente de las fases presentan un porcentaje de desequilibrio mayor o menor al 20% en relación a la corriente promedio.

$$Desbalance(\%) = \frac{I_F - I_P}{I_P} * 100 \quad [Ec. 5.1]$$

De la [Ec 5.1], se desprende la ecuación [Ec.2], la misma que viene expresada en función de kilovoltamperios:

$$Desbalance(\%) = \frac{(kVA_f - kVA_p)}{kVA_p} * 100 \quad [Ec.5.2]$$

donde, $Desbalance(\%)$ = desbalance porcentual
 kVA_f = Demanda en cada fase
 kVA_p = Demanda promedio de las tres fases

Esta ecuación permite calcular el desbalance porcentual de potencia instalada entre las fases de un primario, consiguiéndose así, una idea clara de los excedentes y déficit de kVA que están presentes en las fases, y determinar con exactitud los cambios necesarios que se deben realizar para tener el equilibrio de fases.

5.2.1 METODOLOGÍA UTILIZADA

1. Del levantamiento de la red se obtienen los kVA conectados a cada fase.
2. Se obtienen los porcentajes de desequilibrio entre los kVA conectados a cada fase, con la [Ec.5.2].
3. Se realiza el equilibrio de carga en el alimentador de la siguiente forma: en los tramos que el circuito es a dos fases y una de las fases esta sobrecargada, se localiza el inicio de este tramo, para realizar el cambio de toda esta fase a otra que este menos cargada; si con estos cambios no se logra el balance deseado se procede a ubicar transformadores de dos fases que se encuentre conectados en tramos trifásicos del alimentador para cambiar la conexión de la fase más cargada a la menos cargada.
4. Se realiza el análisis por fase en el DPA/G determinando así si existen mejoras en la regulación de voltaje.

5.2.2 BALANCE DEL PRIMARIO 4 A

El primario cuenta con una capacidad de 4925 KVA instalados de los transformadores que actualmente están en uso, los mismos que de acuerdo a su estructura eléctrica están divididos así: 1 transformador trifásico ubicado en una cámara de transformación subterránea, 51 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 31 transformadores de dos fases ubicados en los postes del recorrido del primario.

En la tabla 5.1, se presenta el estado actual de las fases de este primario, con las demandas por fase y el porcentaje de balance de acuerdo a la [Ec.5.2].

Tabla 5.1
DEMANDAS DEL PRIMARIO A POR CADA FASE (ANEXO 1C)

ESTADO ACTUAL DE LAS FASES DEL PRIMARIO 4A				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	1025.70	812.00	985.10	940.93
Desbalance Porcentual (%)	9.01	-13.70	4.69	

Los resultados porcentuales de desbalance en cada fase nos permiten determinar que:

La fase U está con un exceso de 84.77 kVA de demanda.

La fase V está con un déficit de 128.93 kVA de demanda.

La fase W está con un exceso de 44.17 kVA de demanda.

Por ello, se deben realizar transferencias de potencias instaladas entre las fases del alimentador, para reducir el desbalance de fases utilizando la metodología descrita anteriormente (5.2.1).

Los cambios que se deben efectuar a lo largo de este primario, están detallados a continuación:

1. Se debe desconectar la fase U y conectar a la fase V, al inicio del tramo dos fases ubicado en la calle José Olmos en el sector San Vicente # 2 en el poste 907 (los postes para este primario 4A están referidos al plano geográfico del estado actual), con lo cual automáticamente se cambiaría los transformadores siguientes:

Tabla 5.2
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN (Nº DE POSTE)
JET-6	25	TRAMO
JET-B	25	TRAMO
JET-D	37.5	TRAMO
JET-F	37.5	TRAMO
JET-K	37.5	TRAMO
JET-M	25	TRAMO
ABT-1	37.5	TRAMO
ABT-3	25	TRAMO
ABT-5	37.5	TRAMO

2. Se debe desconectar de la fase W y conectar en la fase V, los siguientes transformadores:

Tabla 5.3
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
JBT-9	5	55
AHT-7	5	111
VCT-6	37.5	401
VCT-B	37.5	392
JET-2	50	918

Estos cambios nos permiten obtener valores de potencias instaladas aproximadamente similares en cada fase del primario.

Los resultados obtenidos de la transferencia de potencia entre las fases, se detallan a continuación en la tabla 5.4.

Tabla 5.4
BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO A

BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO 4A				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda por fase (KVA)	940.20	936.30	945.00	940.50
Desbalance Porcentual (%)	-0.03	-0.45	0.48	

Al balancear las fases de este primario se redujo de un desbalance por fase máximo de 13.7% a un 0.48%, esto principalmente es bueno para la protección de los elementos de la subestación. Es importante y necesario recalcar que para obtener estos resultados de balance de fases del primario A, no fueron necesarios muchos cambios en la red, solo se necesitó de analizar el primario detenidamente.

5.2.3 BALANCE DEL PRIMARIO 4 B

El primario cuenta con 5270 KVA instalados de los transformadores que actualmente están en uso, los mismos que de acuerdo a su estructura eléctrica están divididos así: 6 transformadores trifásicos ubicados en cámaras de transformación subterráneas, 60 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 8 transformadores de dos fases ubicados en los postes del recorrido del primario.

A continuación se presenta el porcentaje de desbalance de fases de este primario, con las demandas en cada fase.

Tabla 5.5
DEMANDAS DEL PRIMARIO B POR CADA FASE (ANEXO 1.C)

ESTADO ACTUAL DE LAS FASES DEL PRIMARIO 4B				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	1030.40	1004.20	994.40	1009.67
Desbalance Porcentual (%)	2.05	-0.54	-1.51	

Los resultados porcentuales de desbalance en cada fase nos permiten determinar que:

La fase U quedó con un exceso de 20.73 kVA de demanda.

La fase V quedó con un déficit de 8.47 kVA de demanda.

La fase W quedó con un déficit de 15.27 kVA de demanda.

Este primario presenta un pequeño porcentaje de desbalance por lo que, no se tendría que realizar ningún cambio, pero por intentar utilizar todos los recursos para mejorar la operación de este primario se realizaron algunos cambios, descritos a continuación:

1. Se debe desconectar de la fase U y conectar en la fase V, los siguientes transformadores:

Tabla 5.6
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
MHT-2	15	503
EGT-9	15	596

Los postes para este primario 4B están referidos al plano geográfico del estado actual.

2. Se debe desconectar de la fase U y conectar en la fase W, los siguientes transformadores:

Tabla 5.7
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° POSTE
ANT-4	15	40
PDT-8	15	624

Los resultados obtenidos de la transferencia de demanda entre las fases, se detallan a continuación en la tabla 5.8.

Tabla 5.8
BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO B

BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO 4B				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	1012.40	1013.30	1003.30	1009.67
Desbalance Porcentual (%)	0.27	0.36	-0.63	

5.2.4 BALANCE DEL PRIMARIO 4 C

El primario cuenta con 5912.5 KVA instalados de los transformadores que actualmente están en uso, los mismos que de acuerdo a su estructura eléctrica

Tabla 5.10
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
HAT-4	15	TRAMO
HAT-5	50	TRAMO
HAT-8	25	TRAMO
HAT-D	25	TRAMO
ALT-1	50	TRAMO
ALT-5	50	TRAMO
CCT-3	25	TRAMO
CCT-5	37.5	TRAMO

2. Se debe desconectar la fase W y conectar a la fase V, al inicio de siguientes tramos:

- Tramo de dos fases que empieza en el poste 1057, ubicado entre las calles Heleodoro Ayala y Luisa, con lo cual automáticamente se cambiaría los transformadores siguientes:

Tabla 5.11
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
BET-A	50	TRAMO
BET-C	37.5	TRAMO
BET-F	37.5	TRAMO
BET-H	25	TRAMO
CRT-2	50	TRAMO

- Tramo de dos fases que empieza en el poste 1030, ubicado entre las calles Luisa y Chanchán, con lo cual automáticamente se cambiaría los transformadores siguientes:

Tabla 5.12
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
CNT-4	37.5	TRAMO
CNT-6	50	TRAMO

Tabla 5.10
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
HAT-4	15	TRAMO
HAT-5	50	TRAMO
HAT-8	25	TRAMO
HAT-D	25	TRAMO
ALT-1	50	TRAMO
ALT-5	50	TRAMO
CCT-3	25	TRAMO
CCT-5	37.5	TRAMO

2. Se debe desconectar la fase W y conectar a la fase V, al inicio de siguientes tramos:

- Tramo de dos fases que empieza en el poste 1057, ubicado entre las calles Heleodoro Ayala y Luisa, con lo cual automáticamente se cambiaría los transformadores siguientes:

Tabla 5.11
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
BET-A	50	TRAMO
BET-C	37.5	TRAMO
BET-F	37.5	TRAMO
BET-H	25	TRAMO
CRT-2	50	TRAMO

- Tramo de dos fases que empieza en el poste 1030, ubicado entre las calles Luisa y Chanchán, con lo cual automáticamente se cambiaría los transformadores siguientes:

Tabla 5.12
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
CNT-4	37.5	TRAMO
CNT-6	50	TRAMO

- Tramo de dos fases que empieza en el poste 447, ubicado entre las calles Muisne y Rosario, con lo cual automáticamente se cambiaría los transformadores siguientes:

Tabla 5.13
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
POT-2	75	TRAMO
POT-4	15	TRAMO

- Tramo de dos fases que empieza en el poste 573, ubicado entre las calles Acción Cívica y La Concordia, con lo cual automáticamente se cambiaría los transformadores siguientes:

Tabla 5.14
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
COT-9	50	TRAMO

- Tramo de dos fases que empieza en el poste 784, ubicado entre las calles Luis Miranda y Moscoso, con lo cual automáticamente se cambiaría los transformadores siguientes:

Tabla 5.15
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
MOT-5	15	TRAMO
NJT-2	37.5	TRAMO
NJT-45	25	TRAMO
NJT-A	25	TRAMO
NJT-D	25	TRAMO
NJT-H	37.5	TRAMO

Estos cambios nos permiten obtener valores de potencias instaladas aproximadamente similares en cada fase del primario.

3. Se debe desconectar la fase W y conectar a la fase U, al inicio del tramo de dos fases, ubicado en el poste 41, entre las calles Salcedo y Av. El Corazón, con lo cual automáticamente se cambiaría el siguiente transformador:

Tabla 5.16
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
COT-9	50	TRAMO

Los resultados obtenidos de la transferencia de potencia entre las fases, se detallan a continuación en la tabla 5.17.

Tabla 5.17
BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO C

BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO 4C				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	1385.50	1356.60	1288.00	1343.37
Desbalance Porcentual (%)	3.14	0.99	-4.12	

Se puede observar que el porcentaje de desbalance se redujo ostensiblemente, las demandas en cada fase se acercan al valor promedio de demanda por fase, este es el primario que mayor porcentaje de desbalance presentaba originalmente, pero con los cambios realizados el primario quedó prácticamente balanceado.

5.2.5 BALANCE DEL PRIMARIO 4 D

El primario cuenta con una capacidad de 4230 KVA instalados de los transformadores que actualmente están en uso, los mismos que de acuerdo a su estructura eléctrica están divididos así: 59 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 11 transformadores de dos fases ubicados en los postes del recorrido del primario.

En la tabla 5.18, se presenta el estado actual del balance de fases de este primario, con las demanda por fase, y el porcentaje de desbalance de acuerdo a la [Ec.5.2].

Tabla 5.18
DEMANDAS DEL PRIMARIO D POR CADA FASE (ANEXO 1.C)

ESTADO ACTUAL DE LAS FASES DEL PRIMARIO 4D				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	849,20	811,10	837,30	832,53
Desbalance Porcentual (%)	2,00	-2,57	0,57	

Los resultados porcentuales de desbalance en cada fase nos permiten determinar que:

La fase U está con un exceso de 16.67 kVA de demanda.

La fase V está con un déficit de 21.43 kVA de demanda.

La fase W está con un exceso de 4.77 kVA de demanda.

Los cambios que se deben efectuar a lo largo de este primario, están detallados a continuación:

1. Se debe desconectar de la fase U y conectar en la fase V, los siguientes transformadores:

Tabla 5.19
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
JMT-B	5	226
PAT-7	15	318

Los postes para este primario 4D están referidos al plano geográfico del estado actual.

2. Se debe desconectar de la fase W y conectar en la fase V, el siguiente transformador:

Tabla 5.20
UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR QUE CAMBIA LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
AAT-1	50	517

Estos cambios nos permiten obtener valores de demandas similares en cada fase del primario. Los resultados obtenidos de la transferencia de potencia entre las fases, se detallan a continuación en la tabla 5.21.

Tabla 5.21
BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO D

BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO 4D				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	843,20	832,10	822,40	832,57
Desbalance Porcentual (%)	1,28	-0,06	-1,22	

Este primario originalmente se encuentra prácticamente balanceado, es decir que al observar la tabla 5.18 se concluiría que no es necesario realizar cambios en la red, ya que de efectuarlos no se obtendrían grandes resultados, de todas formas para efectos de estudio se repartió de una mejor forma las demandas en cada fase del primario y posteriormente se analizarán los resultados de las corridas de flujo.

5.2.6 BALANCE DEL PRIMARIO 4 E

El primario cuenta con una capacidad de 1802.5 KVA instalados de los transformadores que actualmente están en uso, los mismos que de acuerdo a su estructura eléctrica están divididos así: 20 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 1 transformador de dos fases ubicado en postes del recorrido del primario.

En la tabla 5.22, se presenta el estado actual del balance de fases de este primario, con las potencias en kVA instaladas en cada fase, y el porcentaje de desbalance de acuerdo a la [Ec.5.2].

Tabla 5.22
DEMANDAS DEL PRIMARIO E POR CADA FASE (ANEXO 1.C).

ESTADO ACTUAL DE LAS FASES DEL PRIMARIO 4E				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	432,40	424,40	432,40	429,73
Desbalance Porcentual (%)	0,62	-1,24	0,62	

Es así, que los resultados porcentuales de desbalance en cada fase nos permiten determinar que:

La fase U está con un exceso de 2.67 kVA de demanda.

La fase V está con un déficit de 5.33 kVA de demanda.

La fase W está con un exceso de 2.67 kVA de demanda.

Este primario se encuentra totalmente balanceado, es muy fácil de concluir esto debido que en el mismo solo existe un transformador de dos fases que no influye en el balance de fases al compararlo con los 20 transformadores trifásicos restantes.

5.2.7 RESULTADOS OBTENIDOS DEL BALANCE DE FASES.

Los resultados descritos en la Tabla 5.23 se obtuvieron de las corridas de flujos a demanda máxima. Para una mejor percepción de los efectos causados por el balance de fases se pueden observar las tablas 5.45 y 5.46, en las que se comparan los resultados de las distintas alternativas analizadas para la optimización de la operación de los alimentadores primarios.

Tabla 5.23
RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS DE FLUJO A DEMANDA MÁXIMA.

PRIMARIO	BALANCE DE FASES		
	Máxima caída de Voltaje [%]	fp	Pérdidas [kW]
4 A	2.89	0.95	53.87
4 B	4.74	0.94	82.15
4 C	8.05	0.96	165.30
4 D	1.52	0.93	23.96
4 E	0.73	0.95	5.06
S/E # 4	TOTAL DE PÉRDIDAS		330.34

5.3 CAMBIO DE CONDUCTOR

Al realizar las corridas de flujo correspondiente de los alimentadores de la subestación # 4 se determinó los tramos en los que los conductores estaban sobrecargados.

Para determinar si un tramo del primario se encuentra sobrecargado se consideró que la corriente que circula por conductor no debe ser mayor del 75 % de su capacidad nominal.

5.3.1 PRIMARIO A

Este primario no presentó ningún problema de capacidad en sus conductores, de tal forma, que el tramo con mayor porcentaje de cargabilidad se encuentra al

inicio del alimentador en las calles Primero de Mayo y Lucas Bejarano, con un 64.55 % (SECCIÓN JBT-2).

5.3.2 PRIMARIO B

Este primario presentó problemas de sobrecarga en las secciones SP-2 Y SP-5 ubicadas en la calle San Pablo, los cambios a realizarse en se presentan a continuación en la tabla 5.24.

Tabla 5.24
DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS PROPUESTOS EN EL PRIMARIO 4B.

SECCIÓN	UBICACIÓN N° DE POSTE		CONDUCTOR		CARGABILIDAD [%]	
	DESDE	HASTA	ANTES	DESPUES	ANTES	DESPUES
SP-2	44	46	3/0 AA	4/0 AA	83.18	71.44
SP-5	46	52	3/0 AA	4/0 AA	82.87	71.05

Los postes están referidos al plano geográfico del estado actual del primario 4B

5.3.3 PRIMARIO C

Este primario presentó problemas de sobrecarga en las secciones SP-2 Y SP-5 ubicadas en la calle San Pablo, los cambios a realizarse en se presentan a continuación en la tabla 5.25.

Tabla 5.25
DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS PROPUESTOS EN EL PRIMARIO 4C

SECCIÓN	UBICACIÓN N° DE POSTE		CONDUCTOR		CARGABILIDAD [%]	
	DESDE	HASTA	ANTES	DESPUES	ANTES	DESPUES
PU-1	1	3	281 AA	336 AA	86.00	75.00
PU-2	3	5	281 AA	336 AA	86.00	75.00
PU-5	5	21	281 AA	336 AA	84.88	74.31
PU-6	21	80	281 AA	336 AA	78.60	68.87

Los postes están referidos al plano geográfico del estado actual del primario 4C

5.3.4 PRIMARIO D

En este primario no se realizó ningún cambio de sus conductores debido a que el tramo con mayor porcentaje de cargabilidad se encuentra en las calles Pedro Vicente Maldonado y Cerro Hermoso (SUBTERRANEO) con un 63.98 % (SECCIÓN CE-5).

5.3.5 PRIMARIO E.

En este primario el tramo con mayor porcentaje de cargabilidad se encuentra al inicio del alimentador entre las calles Primero de Mayo y Lucas Bejarano con un 68.67 % (SECCIÓN LB-1).

5.3.6 RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS CAMBIOS DE CONDUCTOR

Los resultados descritos en la Tabla 5.26 se obtuvieron de las corridas de flujos a demanda máxima.

Tabla 5.26
RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS DE
FLUJO A DEMANDA MÁXIMA.

PRIMARIO	CAMBIO DE CONDUCTORES		
	Máxima caída de Voltaje [%]	fp	Pérdidas [kW]
4 A	2.89	0.95	53.87
4 B	4.63	0.94	78.97
4 C	7.95	0.96	161.28
4 D	1.52	0.93	23.96
4 E	0.73	0.95	5.06
S/E # 4	TOTAL DE PÉRDIDAS		323.1

5.4 UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES

Para la ubicación de los Bancos de capacitores se utilizó la opción que presenta el programa DPA/G "Placement Capacitors", la metodología utilizada por el programa está descrita en el Capítulo III.

5.4.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS BANCOS DE CAPACITORES

El Banco de Capacitores a instalar en cada primario es el "4400 SERIES".

Este Banco es trifásico, tiene una capacidad de 600 kvar, 4 de estos bancos tienen el control automático "AUTOCAP™ ADAPTIVE CAPACITOR CONTROLLER", el mismo que se programa por medio del software "SMARTSET™ APPLICATION SOFTWARE", se puede configurar estos dos implementos para que el banco se desconecte o conecte automáticamente mediante un control automático, el mismo que puede ser de: var, voltaje, corriente, tiempo y temperatura. Esto permitirá que el primario no se vuelva capacitivo.

El Banco restante tiene una capacidad de 600 kvar y tiene un timer que determina a que hora del día se conecta y desconecta el Banco, para que si no es necesario en demanda mínima, no se vuelva capacitivo el primario.

Cabe recalcar que la ubicación del banco de capacitores se la realiza sobre postes, los cuales están referidos al plano geográfico del estado actual de cada primario.

5.4.2 PRIMARIO 4A

La sección en la cuál se ubicó el Banco de Capacitores es la BO-1, ubicada en el poste 258, en las calles Bartolomé Alves y Bobonaza.

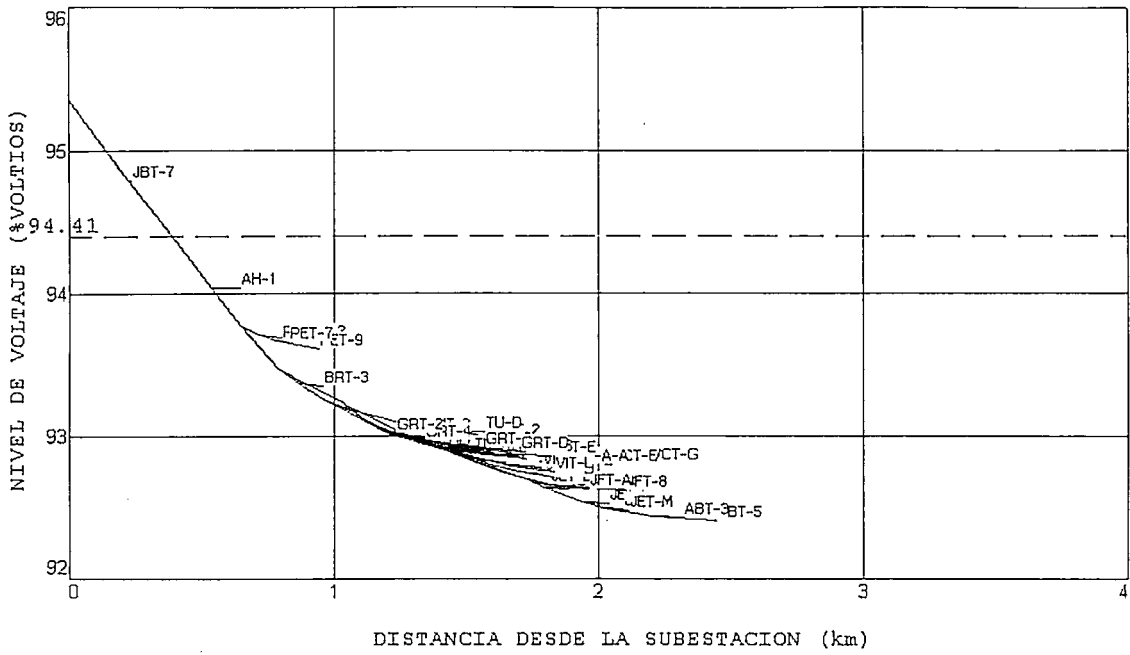


Figura 5.1 Perfil de voltaje del primario 4A con Banco de Capacitores.

5.4.3 PRIMARIO 4B

La sección en la cuál se ubicó el Banco de Capacitores es la AJ-3, ubicada en el poste 363, en las calles Jarrín y Harman.

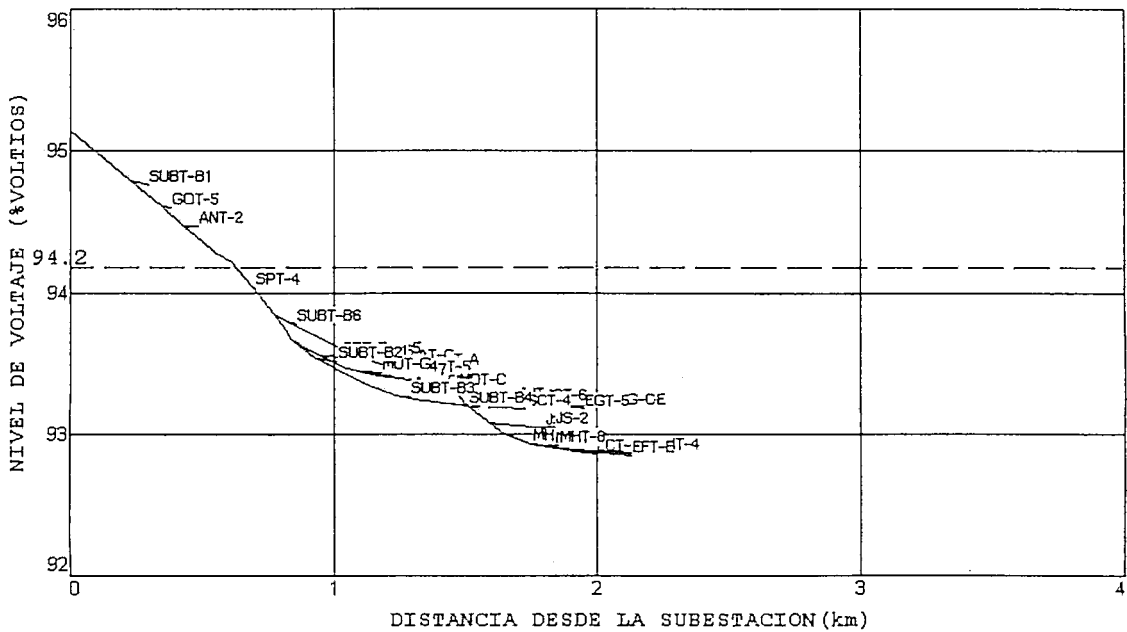


Figura 5.2 Perfil de voltaje del primario 4B con Banco de Capacitores.

5.4.4 PRIMARIO 4C

La sección en la cuál se ubicó el Banco de Capacitores es la UJ-2, ubicada en el poste 762, en las calles Urbina Jado y Nariz del diablo.

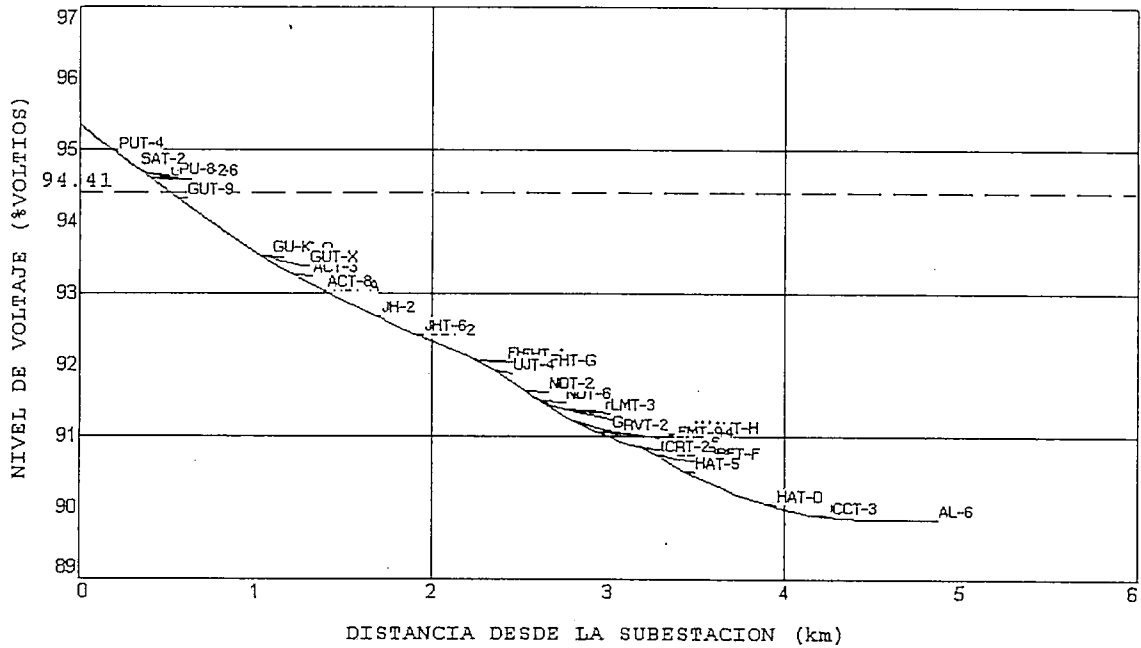


Figura 5.3 Perfil de voltaje del primario 4C con Banco de Capacitores.

5.4.5 PRIMARIO 4D

La sección en la cuál se ubicó el Banco de Capacitores es la sección JM-3, ubicada entre las calles Pedro de Alfaro y Quiñones.

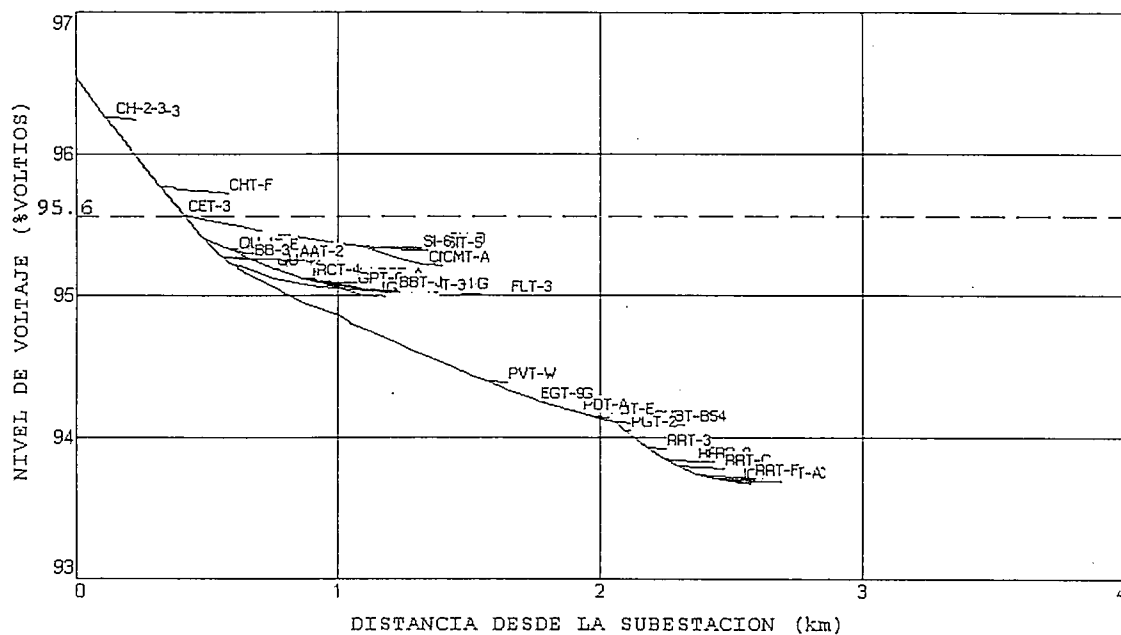


Figura 5.4 Perfil de voltaje del primario 4D con Banco de Capacitores.

5.4.6 PRIMARIO 4E

La sección en la cuál se ubicó el Banco de Capacitores es la BA-7, ubicada en el poste 64 en las calles Bartolomé Alves y Pedro Collazos.

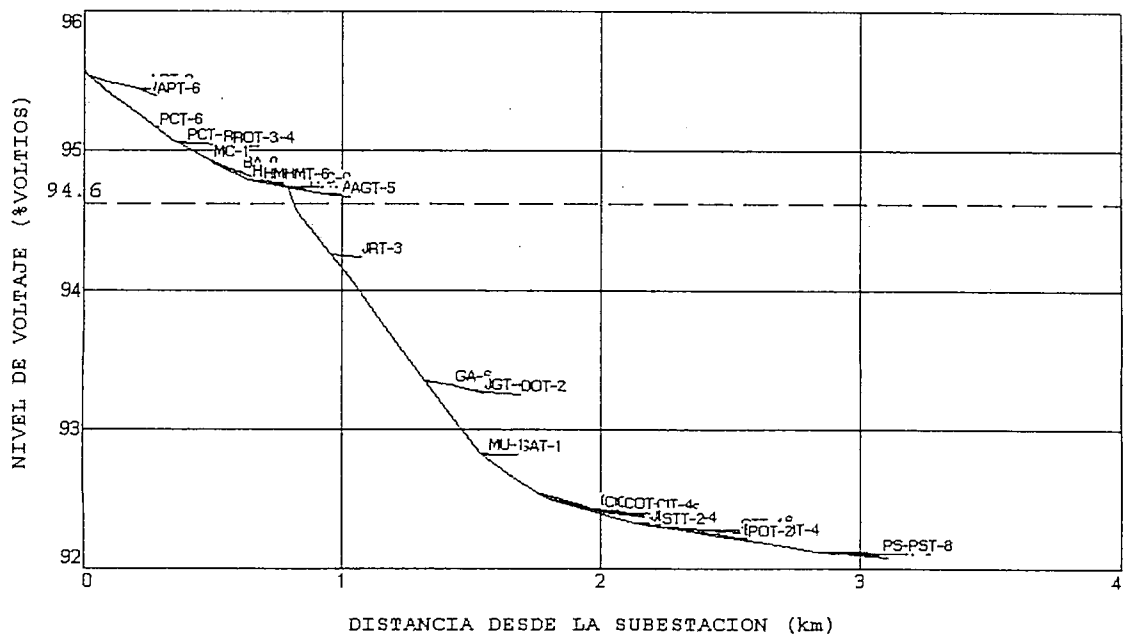


Figura 5.5 Perfil de voltaje del primario 4E con Banco de Capacitores.

5.4.7 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INSTALACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES.

Los resultados descritos en la Tabla 5.27 se obtuvieron de las corridas de flujos (Ver anexo 2.1).

Tabla 5.27
RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS DE FLUJO A DEMANDA MÁXIMA.

PRIMARIO	CON BANCO DE CAPACITORES		
	Máxima caída de Voltaje [%]	fp	Pérdidas [kW]
4 A	2.54	0.99	49.64
4 B	3.99	0.98	74..40
4 C	6.97	0.99	154.54
4 D	1.21	0.99	21.44
4 E	0.54	-0.99	4.78
S/E # 4	TOTAL DE PÉRDIDAS		304.8

5.5 RECONFIGURACIÓN DE LOS ALIMENTADORES

Para la reconfiguración del área de servicio se analizó las demandas de cada alimentador, para poder realizar transferencias de carga de los alimentadores con más carga a los de menos carga, ya que los de mayor carga presentan mayor caída de voltaje y pérdidas.

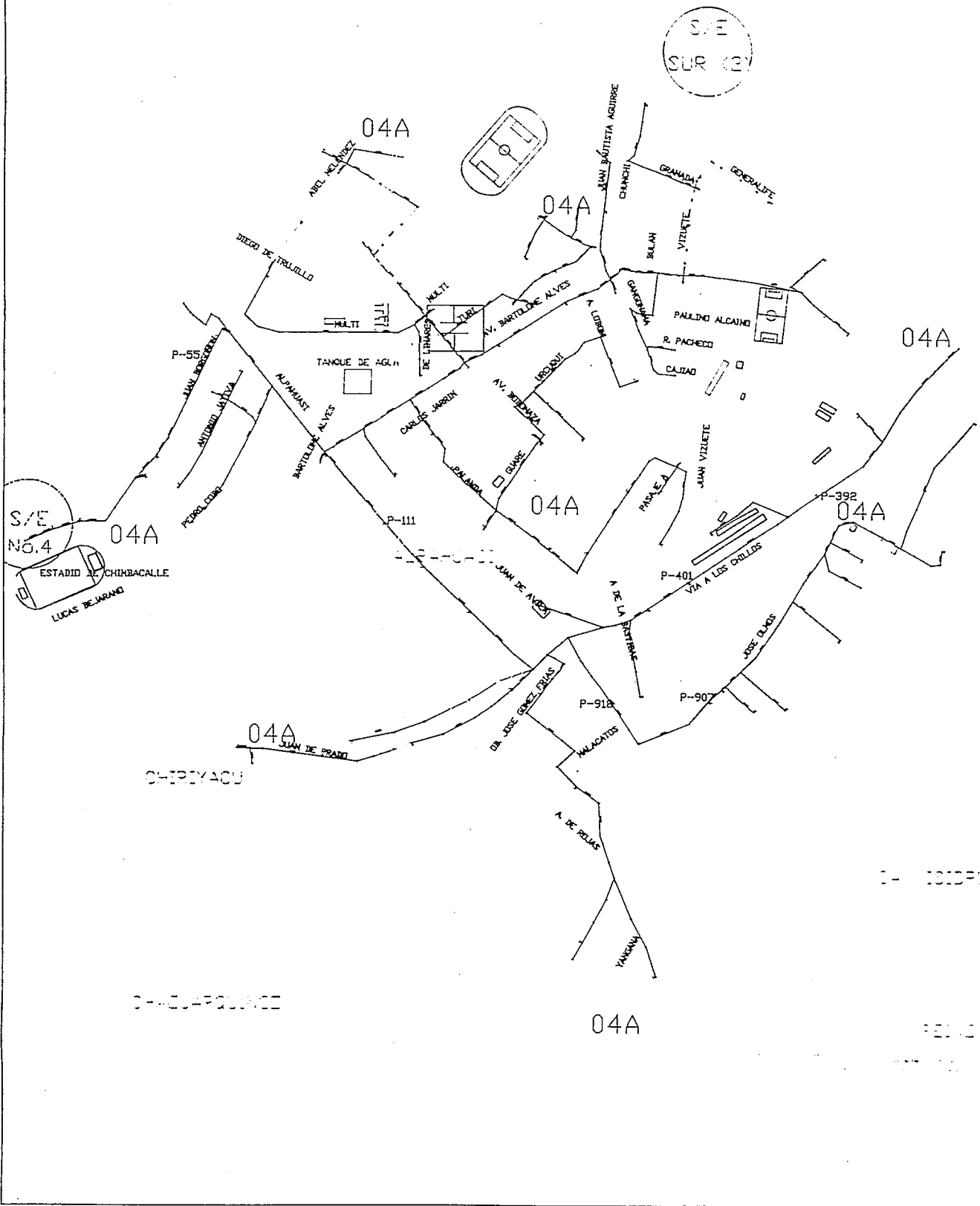
Para una mejor comprensión de lo que se realizó, se puede observar las figuras 4.21 y 5.6, en las cuales se presentan las áreas de servicio de cada primario antes y después de la reconfiguración.

Se analizó detenidamente las corridas de flujo, en conjunto con los planos de los primarios y se determinó lo siguiente:

5.5.1 PRIMARIO 4A

Al realizar el estudio de la situación actual de este alimentador se determinó que no existe forma de mejorar la operación del mismo, mediante transferencias de carga entre los alimentadores disponibles en el presente estudio es decir con los alimentadores de la subestación 4, por lo que la configuración de este primario quedó intacta.

PLANO GEOGRAFICO SIN RECONFIGURACION Y CON
UBICACION DEL BANCO DE CAPACITORES
DEL PRIMARIO 4A



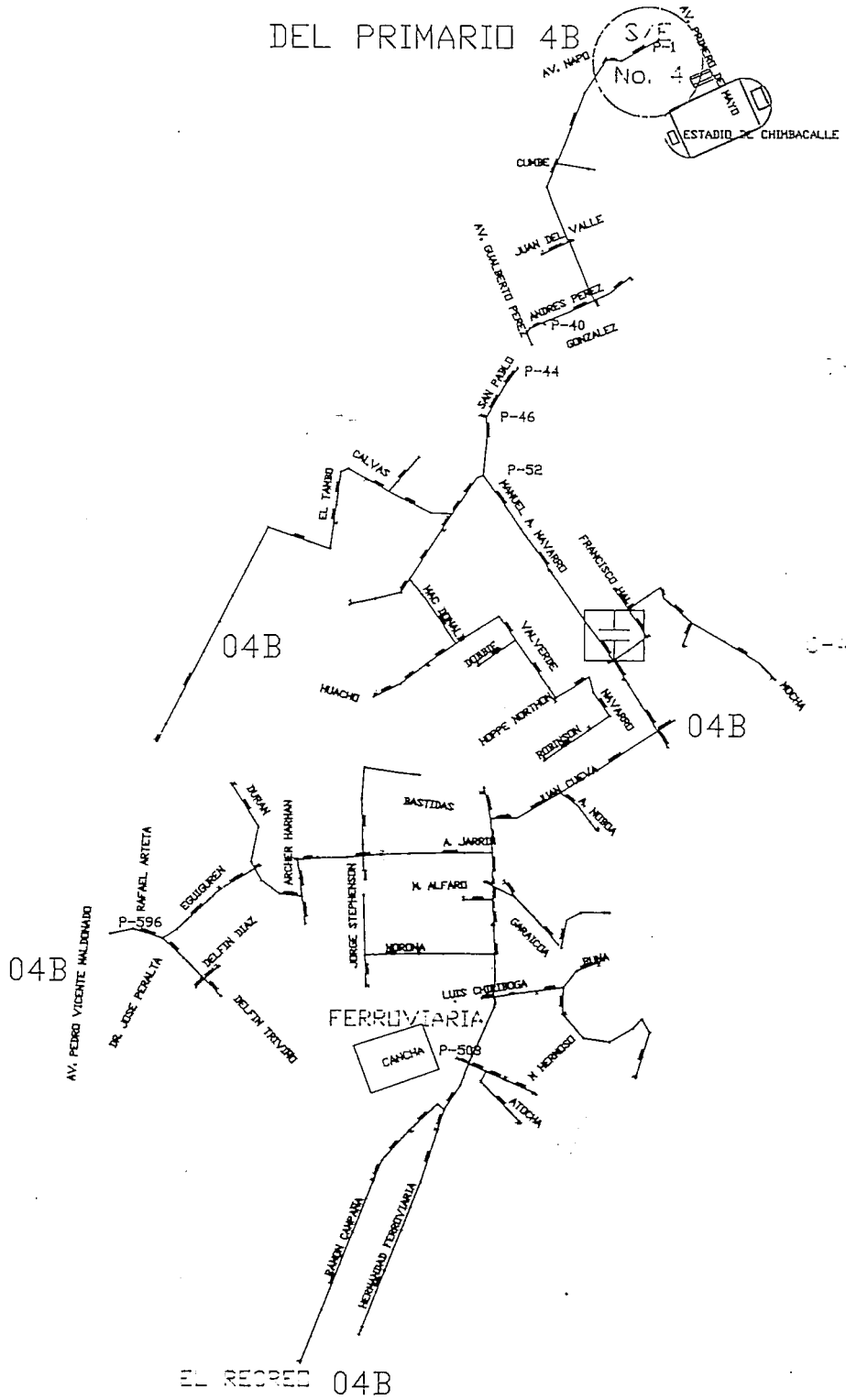
5.5.2 PRIMARIO 4B

Este primario presenta la segunda caída de voltaje más alta de los 5 en estudio por lo que se analizó la posibilidad de aliviarle un poco de carga al mismo, al observar las corridas de flujo del estado actual del primario en conjunto con las de los primarios 4C y 4D que son los que se encuentran a su alrededor, fácilmente se puede determinar que la transferencia de carga debe realizarse con el primario 4D, ya que el 4C es el primario con mayor problemas de todos aquellos que están en estudio y que pertenecen a la subestación Chimbacalle.

Se realizó un estudio la configuración de los primarios 4B y 4D, para encontrar algún punto en el cual se pueda realizar transferencia de carga.

Los dos primarios están separados por un seccionador en la sección PVT-Y (4D) y PD-1 (4B), en la Av. Pedro Vicente Maldonado y San Pablo. Al observar las corridas de flujo (ANEXO 1.B) del estado actual de los alimentadores se observó que en este punto el primario 4D presenta una caída de voltaje de 1.4 %, en cambio el primario 4B tiene un 4.3 %, por lo cuál si se le asigna el tramo del 4B comprendido desde la sección PD-1 en adelante, desconectando la sección AJ-1 (4B), vamos a obtener una gran mejora en la caída de voltaje al final del tramo (sección JOT-5) de 4.9% a 4%.

PLANO GEOGRAFICO CON RECONFIGURACION Y UBICACION DEL BANCO DE CAPACITORES DEL PRIMARIO 4B



5.5.3 PRIMARIO 4C

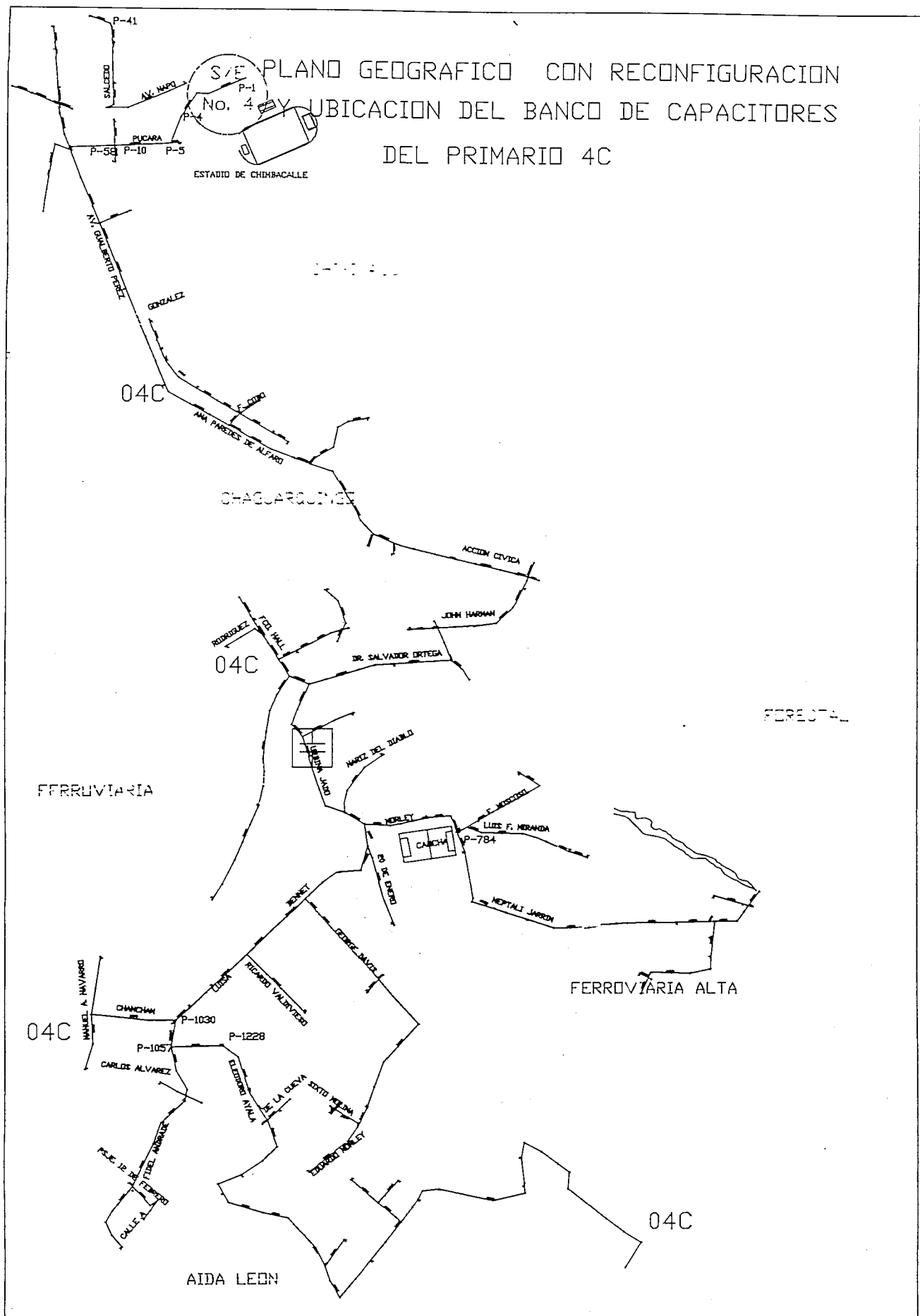
El primario 4C es el que tiene mayores problemas de caída de voltaje y pérdidas, de todos los cinco en estudio.

Este primario tiene a su alrededor los primarios 4B, 4A y 4E, de estos 3 primarios el único que no presenta problemas en su operación es el 4E, por lo cual se vio la posibilidad de aliviar carga al 4C y asignársela al 4E.

Para la realización de la transferencia de carga del primario 4C al 4E, existe la necesidad de realizar la construcción de 290 metros de red, por la calle Gonzalo Martín desde la calle Ana Paredes de Alfaro hasta la calle Gualaceo para poder interconectar los dos primarios. El primario 4C se desconectó en la sección GAT-1 ubicada entre las calles Gualaceo y Acción Cívica.

Con esto se le pudo aliviar al primario 4C de una gran cantidad de carga.

S/E PLANO GEOGRAFICO CON RECONFIGURACION
No. 4 Y UBICACION DEL BANCO DE CAPACITORES
DEL PRIMARIO 4C



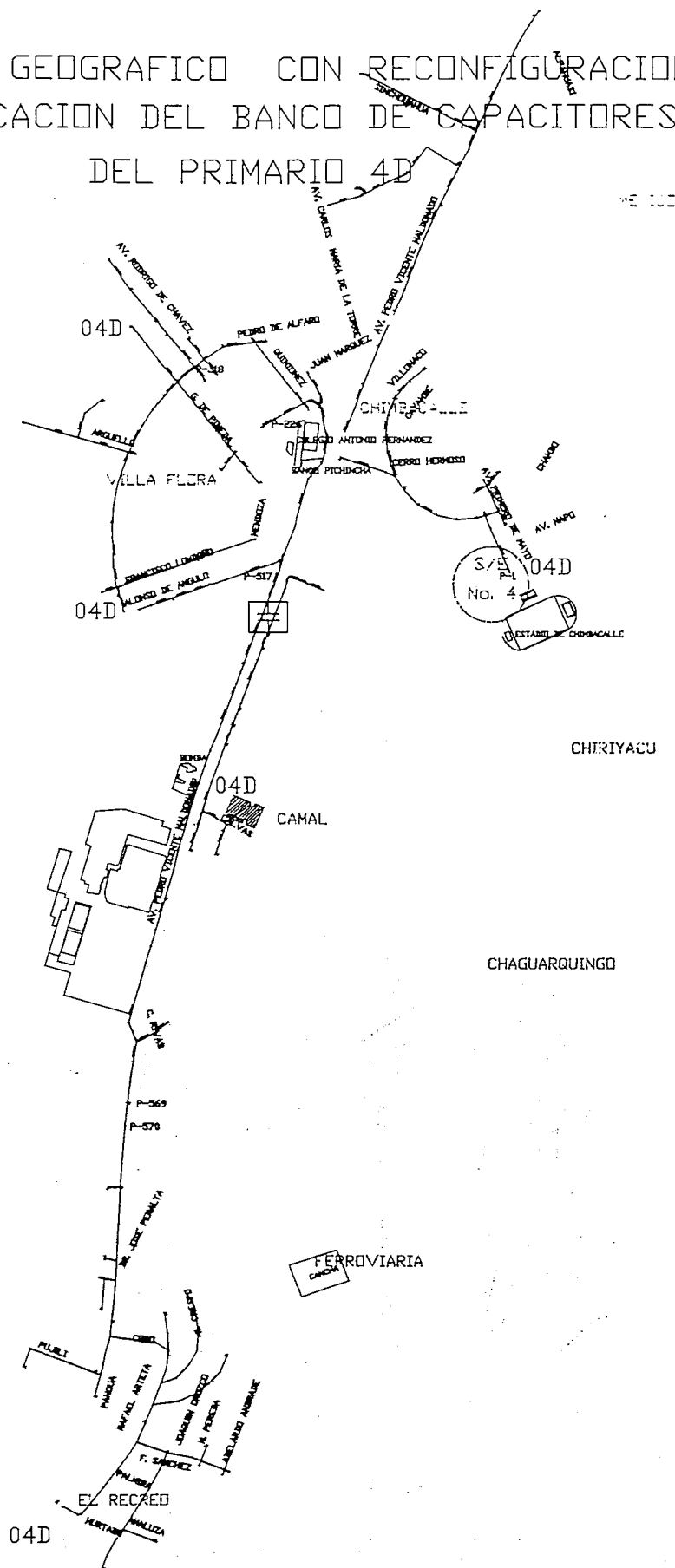
5.5.4 PRIMARIO 4D

Los problemas que presenta este primario son pequeños en comparación a los existentes en los primarios 4C y 4B, por lo que se vio la forma de receptor carga de uno de los dos primarios mencionados anteriormente.

Como se describió anteriormente en 5.5.2 a este primario se le asignó un tramo del primario 4B.

PLANO GEOGRAFICO CON RECONFIGURACION Y UBICACION DEL BANCO DE CAPACITADORES DEL PRIMARIO 04D

LA MAGDALENA



04D

5.5.5 PRIMARIO 4E

El primario 4E es el único primario que no presenta problemas en su operación, por lo que se vio la forma de transferir carga desde el primario 4C que es el que tiene mayores problemas, como se describió anteriormente en 5.5.3.

5.5.6 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA RECONFIGURACIÓN DE LOS PRIMARIOS.

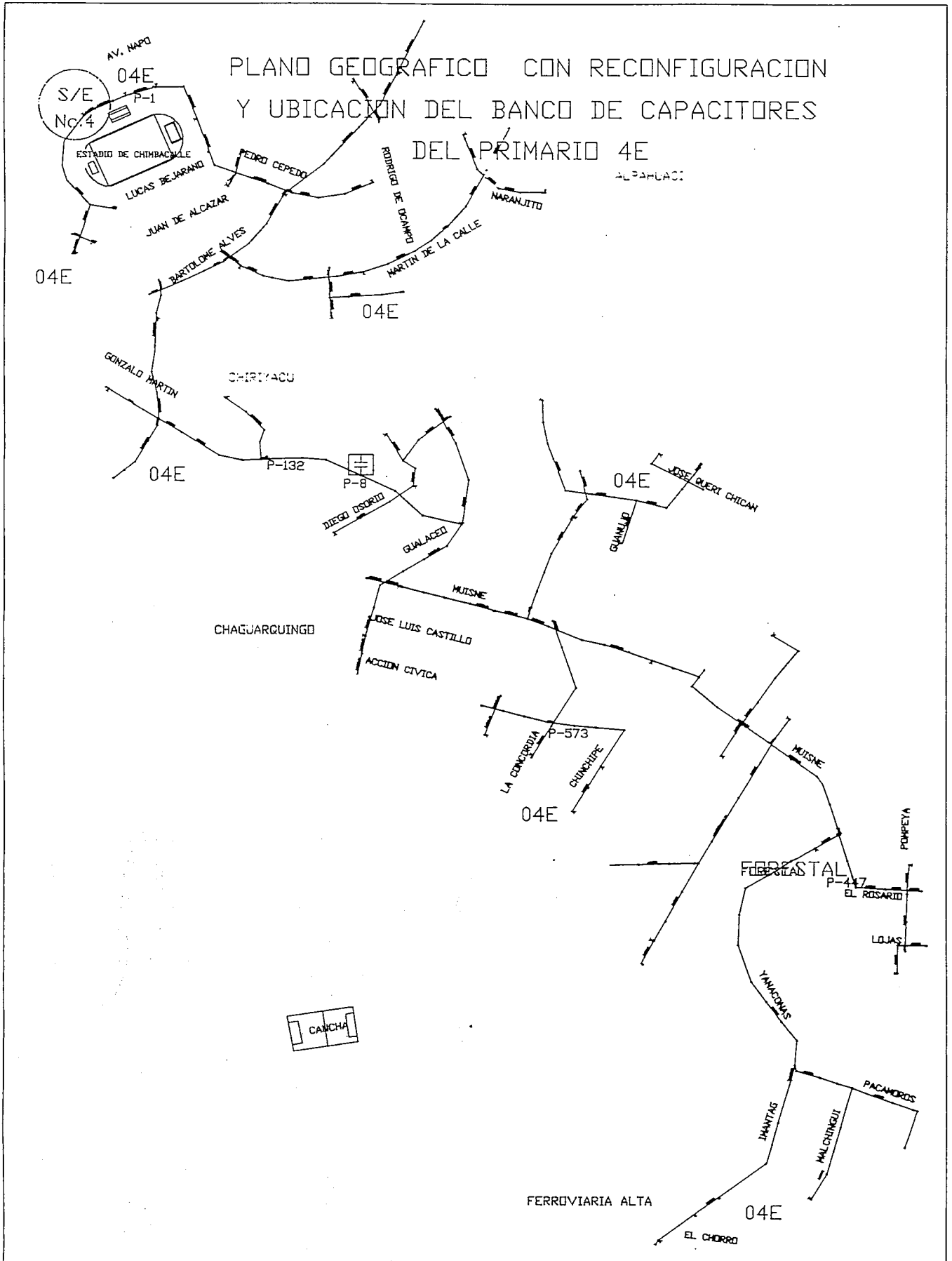
Los resultados descritos en la Tabla 5.28 se obtuvieron de las corridas de flujos (Ver anexos 1.B y 2.2.1.A).

Tabla 5.28
RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS DE FLUJO A DEMANDA MÁXIMA.

PRIMARIO	PRIMARIO RECONFIGURADO		
	Máxima caída de Voltaje [%]	fp	Pérdidas [kW]
4 A	2.89	0.95	53.87
4 B	2.55	0.94	42.18
4 C	6.60	0.96	93.33
4 D	3.97	0.93	46.83
4 E	4.05	0.96	41.74
S/E # 4	TOTAL DE PÉRDIDAS		277.95

PLANO GEOGRAFICO CON RECONFIGURACION Y UBICACION DEL BANCO DE CAPACITORES DEL PRIMARIO 04E

ALPAHLACI



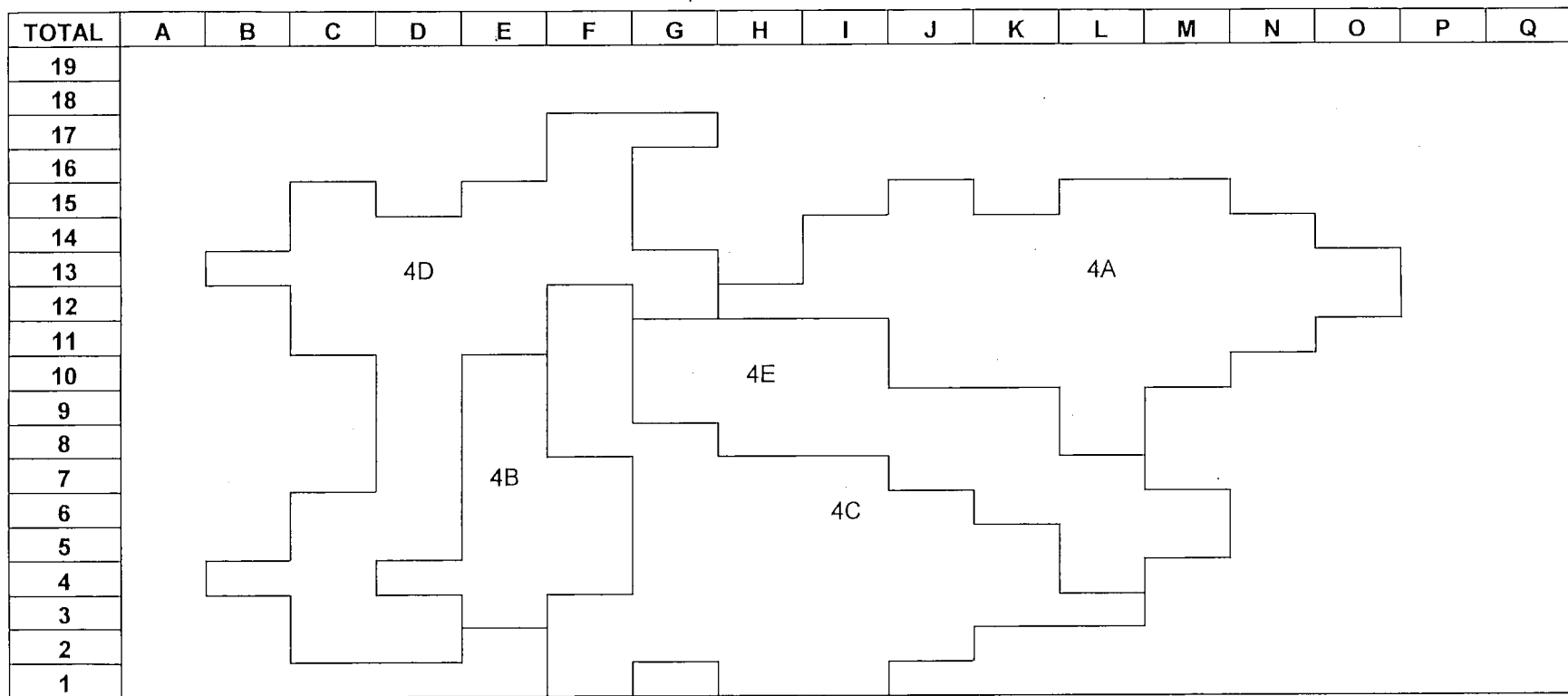


Figura 5.6 Distribución de las áreas asignadas para cada primario de la subestación # 4 (propuesta).

5.6 BALANCE DE FASES DE LOS PRIMARIOS RECONFIGURADOS

Al realizar la reconfiguración de los primarios de la subestación 4, estos primarios quedaron desbalanceados por lo que fue necesario el realizar el balance de fases en los mismos.

5.6.1 BALANCE DEL PRIMARIO 4 A

El balance de fases de este primario es exactamente igual al que se realizó en 5.2.2, debido a que en la reconfiguración no se le realizó ningún cambio a este primario.

5.6.2 BALANCE DEL PRIMARIO 4 B

Luego de la reconfiguración de este primario, este ahora cuenta con 3552.5 KVA instalados de los transformadores que actualmente están en uso, los mismos que de acuerdo a su estructura eléctrica están divididos así: 5 transformadores trifásicos ubicados en cámaras de transformación subterráneas, 37 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 6 transformadores de dos fases, ubicados en los postes del recorrido del primario.

En la tabla 5.29, se presenta el estado actual del balance de fases de este primario, con las potencias en kVA instaladas en cada fase, y el porcentaje de desbalance de acuerdo a la [Ec.5.2]

Tabla 5.29
DEMANDAS DEL PRIMARIO B RECONFIGURADO POR CADA FASE

ESTADO ACTUAL DE LAS FASES DEL PRIMARIO 4B RECONFIGURADO				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	791.80	775.00	760.90	775.90
Desbalance Porcentual (%)	2.05	-0.12	-1.93	

Los resultados porcentuales de desbalance en cada fase nos permiten determinar que:

La fase U está con un exceso de 15.9 kVA de demanda.

La fase V está con un déficit de 0.9 kVA de demanda.

La fase W está con un exceso de 15 kVA de demanda.

Es decir que este primario quedó balanceado, por lo que no necesita ningún cambio.

5.6.3 BALANCE DEL PRIMARIO 4 C

El primario 4 C ahora cuenta con 4435 KVA instalados de los transformadores que actualmente están en uso, los mismos que de acuerdo a su estructura eléctrica están divididos así: 45 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 36 transformadores de dos fases ubicados en los postes del recorrido del primario.

En la tabla 5.30, se presenta el estado actual después de la reconfiguración de este primario, con las potencias en kVA instaladas en cada fase, y el porcentaje de desbalance de acuerdo a la [Ec.5.2].

TABLA 5.30
DEMANDAS DEL PRIMARIO C RECONFIGURADO POR CADA FASE

ESTADO ACTUAL DE LAS FASES DEL PRIMARIO 4C RECONFIGURADO				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	1137.50	730.10	1128.30	998.63
Desbalance Porcentual (%)	13.91	-26.89	12.98	

Los resultados porcentuales de desbalance en cada fase nos permiten determinar que:

La fase U está con un exceso 138.87 kVA de demanda.

La fase V está con un déficit de 268.53 kVA de demanda.

La fase U está con un exceso de 129.67 kVA de demanda.

Los cambios que se deben efectuar a lo largo de este primario, están detallados a continuación:

1. Se debe desconectar la fase U y conectar a la fase V a los siguientes tramos:
 - Tramo de dos fases, ubicado en el poste 1228 (los postes para este primario 4C están referidos al plano geográfico con reconfiguración), entre las calles Eleodoro Ayala y Luisa, con lo cual automáticamente se cambiaría los transformadores siguientes:

Tabla 5.31
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
HAT-4	15	TRAMO
HAT-5	50	TRAMO
HAT-8	25	TRAMO
HAT-D	25	TRAMO
ALT-1	50	TRAMO
ALT-5	50	TRAMO
CCT-3	25	TRAMO
CCT-5	37.5	TRAMO

- Tramo de dos fases, ubicado en el poste 1030, entre las calles Luisa y Chanchán, con lo cual automáticamente se cambiaría los siguientes transformadores:

Tabla 5.32
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
CNT-4	37.5	TRAMO
CNT-6	50.0	TRAMO

2. Se debe desconectar la fase W y conectar a la fase V, al inicio de siguientes tramos:
- Tramo de dos fases que empieza en el poste 811, ubicado en la calle Luis Miranda, con lo cual automáticamente se cambiaría los siguientes transformadores:

Tabla 5.33
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
LMT-2	25	TRAMO
LMT-3	37.5	TRAMO

- Tramo de dos fases que empieza en el poste 784, ubicado entre las calles Luis Miranda y Moscoso, con lo cual automáticamente se cambiaría los transformadores siguientes:

Tabla 5.34
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN.

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
MOT-5	15	TRAMO
NJT-2	37.5	TRAMO
NJT-45	25	TRAMO
NJT-A	25	TRAMO
NJT-D	25	TRAMO
NJT-H	37.5	TRAMO

3. Se debe desconectar de la fase W y conectar en la fase V, el siguiente transformador:

Tabla 5.35
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
GUT-X	195	137

4. Se debe desconectar de la fase V y conectar en la fase W, los siguientes transformadores:

Tabla 5.36
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
GUT-A	10	91
SOT-2	25	647

Estos cambios nos permiten obtener valores de potencias instaladas aproximadamente similares en cada fase del primario.

Los resultados obtenidos de la transferencia de potencia entre las fases, se detallan a continuación en la tabla 5.37.

Tabla 5.37
BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO C

BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO 4C RECONFIGURADO				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	994.60	913.50	1042.00	983.37
Desbalance Porcentual (%)	1.14	-7.10	5.96	

5.6.4 BALANCE DEL PRIMARIO 4 D

El primario 4 D ahora cuenta con una capacidad de 5947.5 kVA instalados de los transformadores que actualmente están en uso, los mismos que de acuerdo a su estructura eléctrica están divididos así: 81 transformadores trifásicos ubicados en plataformas, 1 cámara de transformación y 14 transformadores de dos fases ubicados en los postes del recorrido del primario.

En la tabla 5.38, se presenta el estado actual del balance de fases de este primario, con las demanda por fase, y el porcentaje de desbalance de acuerdo a la [Ec.5.2].

Tabla 5.38
DEMANDAS DEL PRIMARIO D RECONFIGURADO POR CADA FASE

ESTADO ACTUAL DE LAS FASES DEL PRIMARIO 4D RECONFIGURADO				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	1080.10	1032.90	1063.70	1058.90
Desbalance Porcentual (%)	2.00	-2.46	0.45	

Los resultados porcentuales de desbalance en cada fase nos permiten determinar que:

La fase U está con un exceso de 21.2 kVA de demanda.

La fase V está con un déficit de 26 kVA de demanda.

La fase U está con un exceso de 4.8 kVA de demanda.

Al realizar la reconfiguración de este primario quedó prácticamente balanceado, por lo que no se le realizó ningún cambio.

5.6.5 BALANCE DEL PRIMARIO 4 E

El primario 4 E ahora cuenta con una capacidad de 3492.5 kVA instalados de los transformadores que actualmente están en uso, los mismos que de acuerdo a su estructura eléctrica están divididos así: 24 transformadores trifásicos ubicados en plataformas y 25 transformador dos fases ubicado en postes del recorrido del primario.

En la tabla 5.39, se presenta el estado actual del balance de fases de este primario, con las potencias en kVA instaladas en cada fase, y el porcentaje de desbalance de acuerdo a la [Ec.5.2].

Tabla 5.39
DEMANDAS DEL PRIMARIO E RECONFIGURADO POR CADA FASE

ESTADO ACTUAL DE LAS FASES DEL PRIMARIO 4E RECONFIGURADO				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	764.60	716.10	804.50	761.73
Desbalance Porcentual (%)	0.38	-5.99	5.61	

Es así, que los resultados porcentuales de desbalance en cada fase nos permiten determinar que:

La fase U está con un exceso de 2.87 kVA de demanda.

La fase V está con un déficit de 45.73 kVA de demanda.

La fase W está con un exceso de 42.77 kVA de demanda.

Los cambios a realizar en este primario se describen a continuación:

1. Se debe desconectar la fase W y conectar a la fase V, al inicio del tramo de dos fases ubicado en la calle San Pablo, en el poste 573 (los postes para este primario 4E están referidos al plano geográfico con reconfiguración), con lo cual automáticamente se cambiarían los siguientes transformadores:

Tabla 5.40
UBICACIÓN DE TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN N° DE POSTE
CIT-2	25	TRAMO
CIT-4	25	TRAMO

2. Se debe desconectar de la fase W y conectar en la fase V, los siguientes transformadores:

Tabla 5.41
UBICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES QUE CAMBIAN LAS FASES DE CONEXIÓN

SECCIÓN	CAPACIDAD (KVA)	UBICACIÓN
GAT-1	100	NO SE ESPECIFICA
GOT-1	75	NO SE ESPECIFICA

Estos cambios nos permiten obtener valores de potencias instaladas aproximadamente similares en cada fase del primario.

Los resultados obtenidos de la transferencia de potencia entre las fases, se detallan a continuación en la tabla 5.42

Tabla 5.42
BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO

BALANCE DE FASES DEL PRIMARIO 4E RECONFIGURADO				
Fases	U	V	W	PROMEDIO
Demanda (KVA)	790.90	750.50	725.80	755.73
Desbalance Porcentual (%)	4.65	-0.69	-3.96	

5.6.6 RESULTADOS OBTENIDOS DEL BALANCE DE FASES DE LOS PRIMARIOS RECONFIGURADOS.

Los resultados descritos en la Tabla 5.43 se obtuvieron de las corridas de flujos a demanda máxima.

Tabla 5.43
RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS DE FLUJO A DEMANDA MÁXIMA

PRIMARIO	BALANCE DE FASES		
	Máxima caída de Voltaje [%]	fp	Pérdidas [kW]
4 A	2.89	0.95	53.87
4 B	2.55	0.94	42.18
4 C	6.60	0.96	93.33
4 D	3.97	0.93	46.83
4 E	4.05	0.96	41.74
S/E # 4	TOTAL DE PÉRDIDAS		277.95

5.7 UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES EN LOS PRIMARIOS RECONFIGURADOS.

En este caso se utilizó los mismos bancos de capacitores descritos anteriormente en 5.4.1.

Cabe recalcar que la ubicación del banco de capacitores se la realiza sobre postes, los cuales están referidos al plano geográfico del estado actual de cada primario.

5.7.1 PRIMARIO 4A

En este primario el banco de capacitores se ubicó exactamente en la misma sección debido a que en la reconfiguración de los primarios, este no presentó ningún cambio.

Es decir que el banco se ubicó en la sección es la BO-1, localizada en el poste 258, en las calles Bartolomé Alves y Bobonaza.

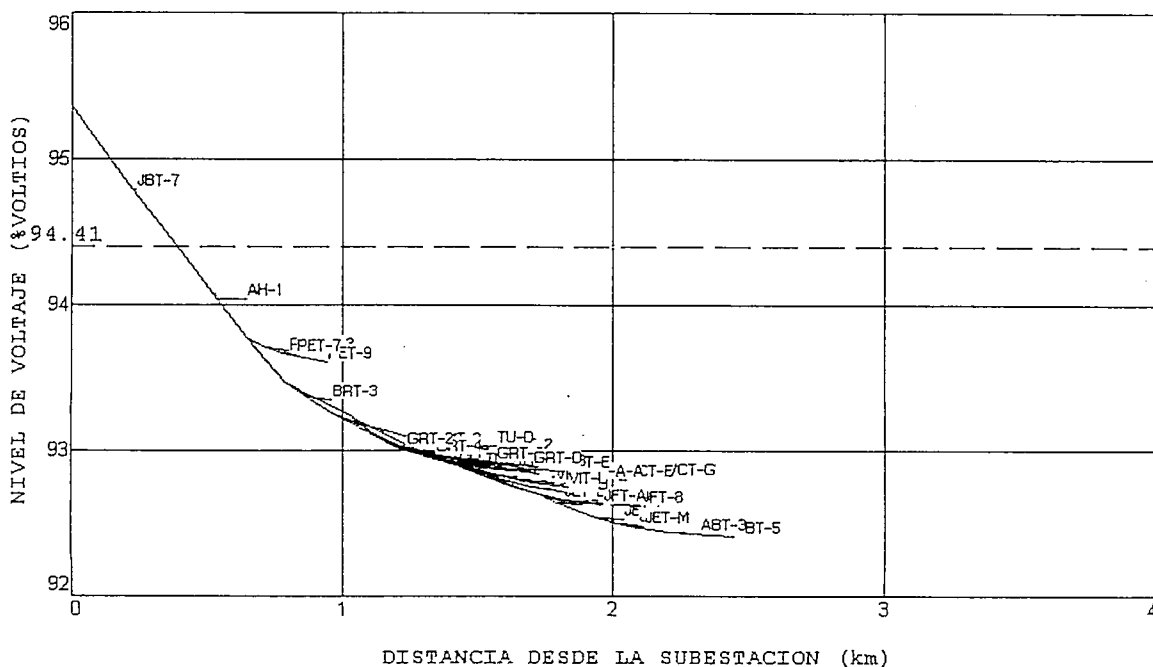


Figura 5.1 Perfil de voltaje del primario 4A con Banco de Capacitores.

5.7.2 PRIMARIO 4B

La sección en la cuál se ubicó el banco de capacitores es la MNT-4, localizada en el poste 122, en las calles Navarro y Northon.

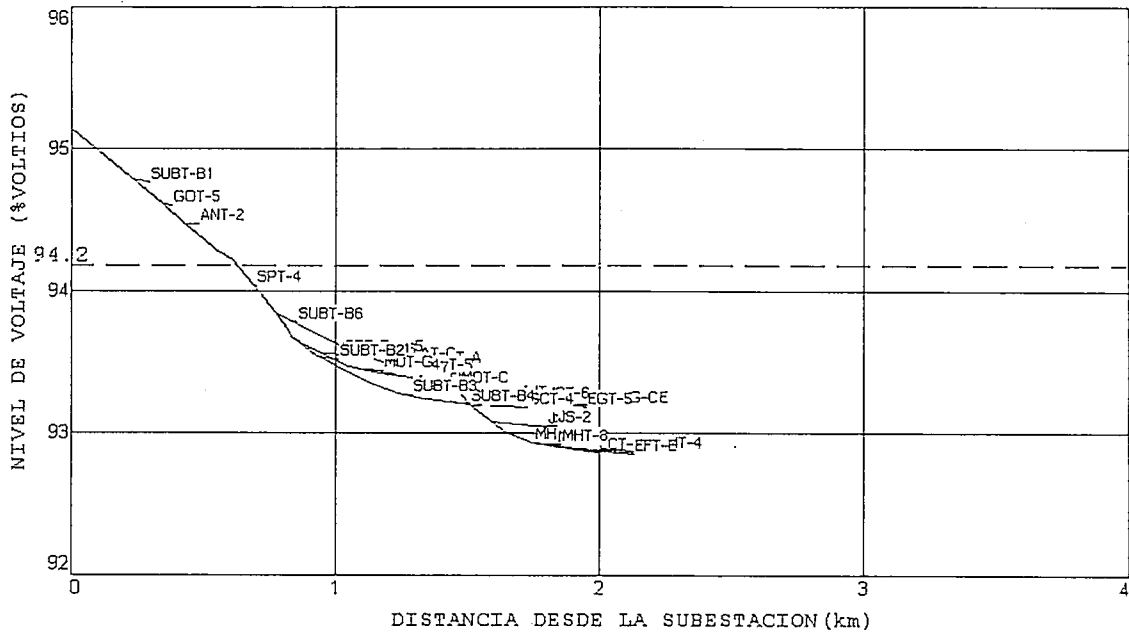


Figura 5.2 Perfil de voltaje del primario 4B con Banco de Capacitores.

5.7.3 PRIMARIO 4C

La sección en la cuál se ubicó el Banco de Capacitores es la UJ-2, localizada en el poste 762, en las calles Urbina Jado y Nariz del diablo, vale recalcar que pese a los cambios realizados en este primario la ubicación del banco es exactamente la misma que la realizada en 5.4.4

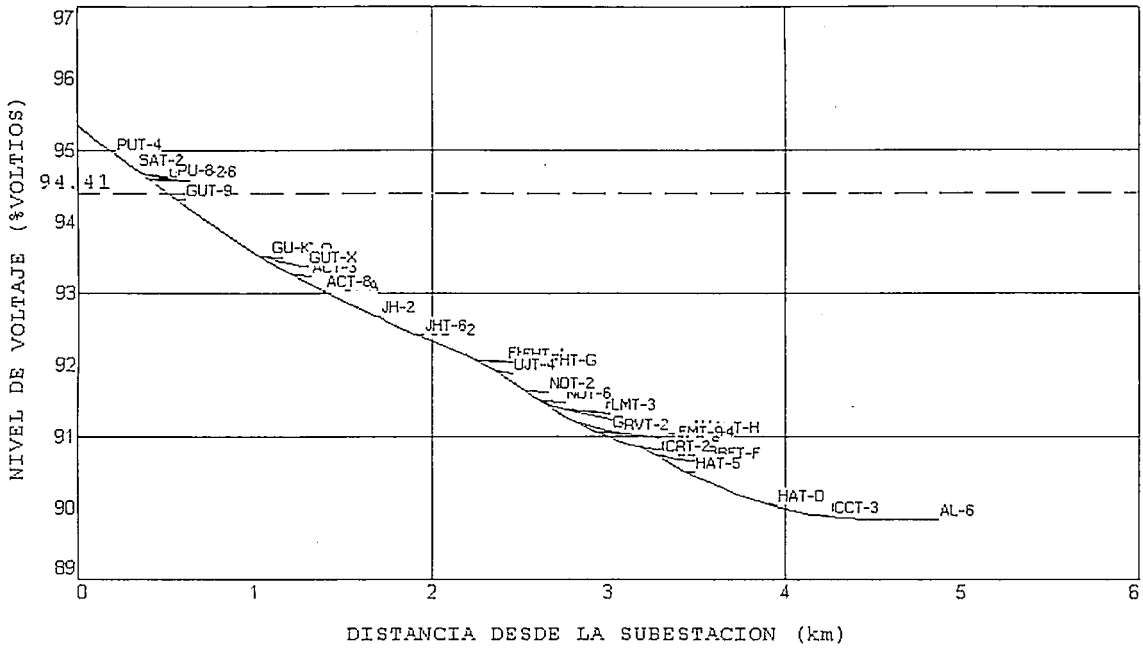


Figura 5.3 Perfil de voltaje del primario 4C con Banco de Capacitores.

5.7.4 PRIMARIO 4D

La sección en la cuál se ubicó el Banco de Capacitores es la PD-2, ubicada en el poste 602, en la Av. Pedro Vicente Maldonado.

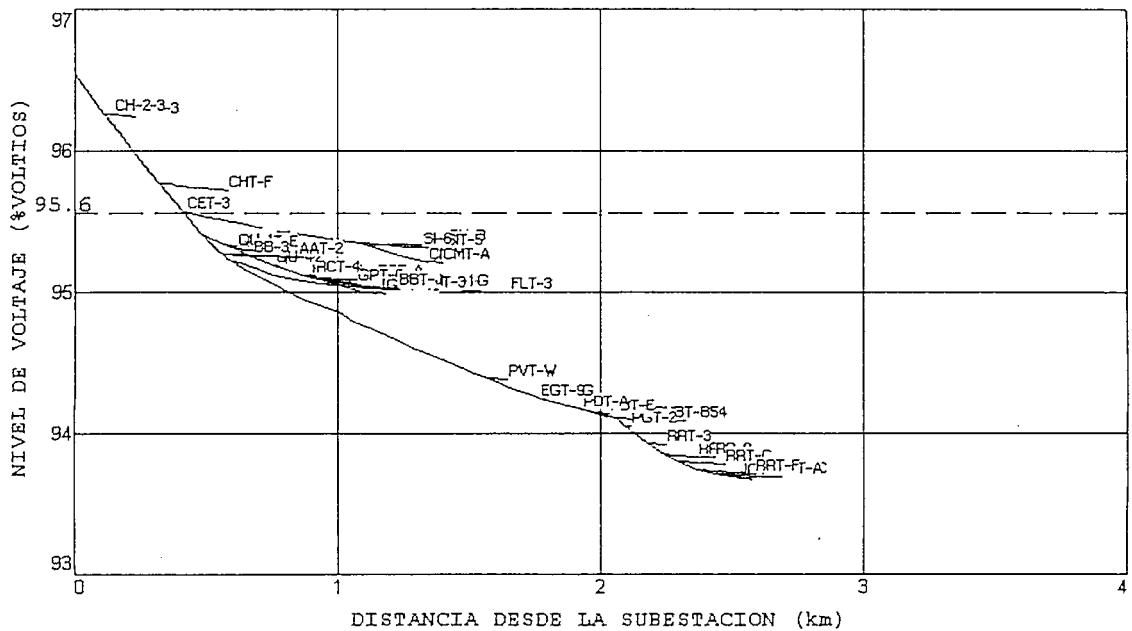


Figura 5.4 Perfil de voltaje del primario 4D con Banco de Capacitores.

5.7.5 PRIMARIO 4E

La sección en la cuál se ubicó el Banco de Capacitores es la COSNT-1, ubicada en el poste 8, en las calles Gonzalo Martín y Diego Osorio. Esta sección es precisamente la que se aumentó para poder asignar carga a este primario.

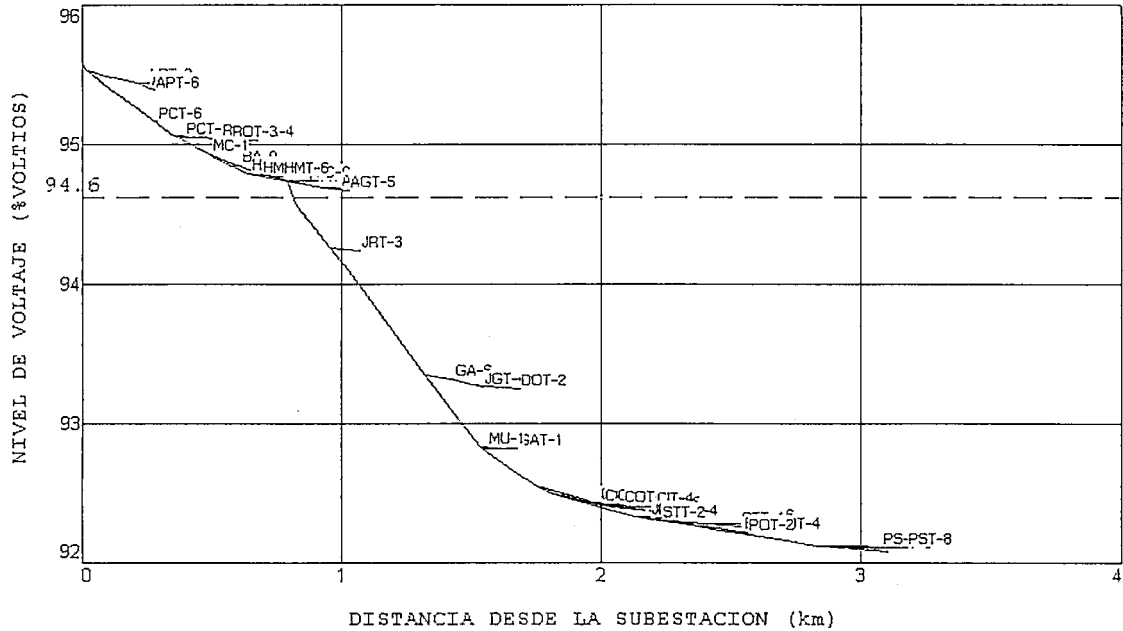


Figura 5.5 Perfil de voltaje del primario 4E con Banco de Capacitores.

5.7.6 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES EN LOS PRIMARIOS RECONFIGURADOS.

Los resultados descritos en la Tabla 5.44 se obtuvieron de las corridas de flujos a demanda máxima.

Tabla 5.44
RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS DE
FLUJO A DEMANDA MÁXIMA

PRIMARIO	CON BANCOS DE CAPACITORES		
	Máxima caída de Voltaje [%]	fp	Pérdidas [kW]
4 A	2.54	0.990	49.64
4 B	2.07	0.996	38.06
4 C	5.49	0.993	85.76
4 D	3.10	0.974	42.90
4 E	3.46	0.997	38.93
S/E # 4	TOTAL DE PÉRDIDAS		255.29

A continuación, en las tablas 5.45 y 5.46 se presenta un resumen de todas las corridas de flujos a demanda máxima en las cuales se pueden comparar una con otra y analizar las mejores alternativas.

Tablas 5.45 y 5.46

RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS DE FLUJOS A DEMANDA MÁXIMA

PRIMARIO	CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LOS PRIMARIOS											
	SITUACION ACTUAL			BALANCE DE Φ 's			CAMBIOS DE CONDUCTORES			CON BANC. DE CAPACITORES		
	ΔV	fp	kW	ΔV	fp	kW	ΔV	fp	kW	ΔV	fp	kW
4A	2.89	0.95	53.9	2.89	0.95	53.9	2.89	0.95	53.9	2.54	0.99	49.6
4B	4.74	0.94	82.15	4.74	0.94	82.2	4.63	0.94	79.0	3.99	0.98	74.4
4C	8.05	0.96	165.30	8.05	0.96	165.3	7.95	0.96	161.3	6.97	0.99	154.5
4D	1.52	0.93	23.96	1.52	0.93	24.0	1.52	0.93	24.0	1.21	0.99	21.4
4E	0.73	0.95	5.1	0.73	0.95	5.1	0.73	0.95	5.1	0.54	-0.99	4.8
S/E #4	TOTAL DE PÉRDIDAS		333.8	TOTAL DE PÉRDIDAS		333.8	TOTAL DE PÉRDIDAS		323.3	TOTAL DE PÉRDIDAS		304.7

PRIMARIO	PRIMARIOS RECONFIGURADOS									
	SITUACIÓN ACTUAL			BALANCE DE Φ 's			CON BANC. DE CAPACITORES			
	ΔV	fp	kW	ΔV	fp	kW	ΔV	fp	kW	
4A	2.89	0.95	53.87	2.89	0.95	53.87	2.54	0.990	49.64	
4B	2.55	0.94	42.18	2.55	0.94	42.18	2.07	0.996	38.06	
4C	6.60	0.96	93.33	6.60	0.96	93.33	5.49	0.993	85.76	
4D	3.97	0.93	46.83	3.97	0.93	46.83	3.10	0.974	42.90	
4E	4.05	0.96	41.74	4.05	0.96	41.74	3.46	0.997	38.93	
S/E #4	TOTAL DE PÉRDIDAS		277.95	TOTAL DE PÉRDIDAS		277.95	TOTAL DE PÉRDIDAS		255.29	

Donde: ΔV es la caída máxima de voltaje del primario en porcentaje
 fp factor de potencia del primario
 kW pérdidas de potencia en las líneas de distribución

5.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En el presente estudio se analizaron varias alternativas para la optimización de la operación de los alimentadores primarios de la Subestación # 4 Chimbacalle, las mismas que fueron descritas anteriormente, a continuación se analizará cada alternativa y se propondrá la mejor.

En la sección 5.2 se analizó el desbalance en fases que presentan los primarios, como se puede observar en las tablas de esta sección, el primario con mayor desbalance es el primario C, que presenta un desbalance porcentual promedio de 16%, según la teoría un primario para que se encuentre desbalanceado debería tener un desbalance superior o igual al 20%, de todas formas se realizó el balance de fases en cada primario para analizar los resultados. El resultado que se obtuvo fue el esperado, ya que como se conoce al balancear las fases de un primario se obtiene una regulación de voltaje mínima, de tal manera que las caídas de voltaje mejoraron en milésimas al igual que las pérdidas, pero el balance de fases es importante realizarlo para la protección de los equipos de la subestación.

Los cambios propuestos para el balance de fases de los primarios se puede obviar pero, se nota claramente que algunos primarios poco a poco tienden a empeorar su situación ya que cada vez que incrementa la carga no se realiza un estudio para determinar con que fases se debe suministrar la nueva carga.

Además se realizó cambios de conductores en los primarios, ya que al observar las corridas de flujos a demanda máximas, se vio que existen secciones de los primarios que se encuentran sobrecargadas, al realizar los cambios descritos en 5.3 se obtuvo una reducción de pérdidas de 10.62 kW correspondiente al 3.2% de pérdidas totales, resultado que es muy interesante debido a los pocos cambios que se realizó en la red para obtener este resultado.

En cuanto a la ubicación de los Bancos de Capacitores, se obtuvo una reducción de pérdidas de 28.23 kW que corresponde a un 8% de pérdidas totales. Si bien es

cierto que es un buen porcentaje de reducción de pérdidas hay que tomar muy en cuenta que la inversión realizada para la compra de los Bancos de Capacitores es muy grande. Con la instalación de los bancos de capacitores, no solo se obtuvo una reducción de pérdidas en los primarios, sino que al inyectar reactivos a la red, se alcanzó una disminución del flujo de los mismos mejorando el factor de potencia en gran forma, ya que como se observa en la tabla 5.45, prácticamente todos los primarios alcanzarían un factor de potencia de 0.99, lo cual es muy significativo.

Al realizar la reconfiguración de los primarios se obtuvo una reducción de pérdidas de 55.81 kW que corresponde a un 16.7%, resultado que confirma la importancia de estudios como el realizado en la presente tesis en las Empresas Distribuidoras, ya que se observa que no es necesario realizar grandes inversiones para reducir en gran porcentaje las pérdidas técnicas en líneas de distribución.

A los primarios reconfigurados se les analizó el porcentaje de desbalance que presentan sus fases, se mejoró su situación con respecto al estado actual. Es decir que para que los primarios queden totalmente balanceados se tendría que realizar menos cambios. Pero al igual que en los primarios originales las mejoras en las corridas de flujos de caídas de voltaje y pérdidas de potencia son mínimas.

Además de realizar un estudio de balance de fases en los primarios se analizó si se tendría que realizar cambios de conductores, determinando que inclusive aquellas secciones que se encontraban sobrecargadas en los primarios originales con la reconfiguración ya no presentaron ese problema.

Luego de la reconfiguración se encontró la ubicación óptima de los Bancos de Capacitores obteniendo una reducción de pérdidas de 78.5 kW correspondiente al 23.5% de las pérdidas que presentan actualmente estos primarios, además de esto si observamos el factor de potencia de cada primario en la tabla 5.46 estos han mejorado ostensiblemente.

Se puede observar claramente que la mayor reducción de pérdidas se logró mediante la reconfiguración, y como se presenta en el análisis de costos y beneficios para la reconfiguración se realizó una inversión mucho menor a lo que costaron los bancos de capacitores, pero los bancos de capacitores además de disminuir las pérdidas, mejoran el factor de potencia.

Con estos resultados fácilmente se puede concluir que la alternativa con mejores resultados es la de reconfigurar los primarios y ubicar los bancos de capacitores en los primarios reconfigurados.

A continuación se presenta un resumen de los sectores en los que se tienen las caídas de voltaje más críticas de todos los primarios y se las compara las diferentes alternativas analizadas en el presente estudio, aquí se observa claramente que no es necesario realizar grandes inversiones para obtener los mejores resultados en la optimización de la operación de alimentadores primarios de distribución, ya que los mejores resultados se obtuvieron con la propuesta de reconfiguración.

Tabla 5.47

RESUMEN DE CÓMO SE MEJORÓ LA OPERACIÓN DE LOS SECTORES MÁS CRÍTICOS DEL PRIMARIO ACTUAL MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN

CAIDAS DE VOLTAJE							
SECCIÓN	UBICACIÓN	PRIMARIO					
		ACTUAL		CON BANCOS		PROPUESTA	
		[%]	[ΔV]	[%]	[ΔV]	[%]	[ΔV]
EFT-E	H. FERROVIARIA	4.2	265	3.5	221	2.3	145
JOT-5	ABELARDO ANDRADE	4.9	309	4.2	265	2.9	181
POT-4	POMPEYA Y LOJAS	5.5	347	4.8	302	3.4	214
EMT-9	BENNET	6.9	435	5.9	372	4.4	277
BET-F	FIDEL ANDRADE	7.2	454	6.2	391	4.7	296
ALT-5	AIDA LEÓN	8.1	510	7.0	441	5.5	346

5.9 ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS

En todo tipo de estudio, es muy importante el realizar este análisis, debido a que económicamente se puede decidir si es recomendable o no, el ejecutar los cambios realizados en la red. A continuación se presenta el análisis de las inversiones para lograr los cambios propuestos en este capítulo, para luego determinar que tan recomendable sería el realizar la reconfiguración mencionada anteriormente.

Para la realización del presente análisis se han tomado como base los precios unitarios proporcionados por la EEQSA para elementos de redes de media tensión. Los precios unitarios para remodelación de una red y para construcción de una nueva red fueron obtenidos del Departamento de Fiscalización de la EEQSA. Estos precios unitarios son los que se están utilizando

5.9.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Para evaluar el costo de la inversión a realizar, lo primero que se determinó son todos los materiales a utilizar, tanto para la remodelación de la red antigua como para la construcción de la nueva red, luego se determinó el costo por remodelación de red y el costo por construcción de nueva red.

1. **Remodelación de red.-** Dentro de este rubro se ha tomado en cuenta el transporte, tendido, regulación de conductores, ensamblaje de estructuras y herramientas.
2. **Construcción de red.-** Para la determinación de este monto, se ha tomado en cuenta el transporte, tendido, regulación de conductores, ensamblaje de estructuras, herramientas, transporte de postes, excavación de huecos y erección de postes.

3. **Costos de materiales.**- Dentro de este ítem, están contemplados todos los materiales utilizados tanto para reconfiguración de la red como para la construcción de la nueva red, es decir: bancos de capacitores, estructuras tipo, y conductores.

Tabla 5.48
PRESUPUESTO REFERENCIAL

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	Conductor aleación de Al. No. 2 AWG (m.)	290	0.58	168.2
2	Estructura RNA1	4	233.17	932.68
3	Estructura RNA2	1	400.42	400.42
4	Estructura RNA4	1	278.94	278.94
5	Estructura MNF2	1	267.31	267.31
6	Banco de Capacitores, trifásico, 600 kvar	5	6500	32500
7	Construcción nueva, Transporte, tendido y regulado de conductores	6	64.4	386.4
8	Remodelación de red, Transporte, tendido y regulado de conductores	5	44.9	224.5
			TOTAL	\$35,158.45

Es decir que la EEQSA requeriría 35,158.5 dólares para realizar la nueva reconfiguración.

5.9.2 AHORRO EN DEMANDA

Para el ahorro en demanda se estableció la diferencia entre los kW de pérdidas actuales con los kW de pérdidas calculado en la reconfiguración, estos datos se obtuvieron de las corridas de flujos a demanda máxima realizadas en el programa computacional DPA y cuyos resultados se muestran en la tabla 5.46.

El resumen de los resultados de las corridas de flujos a demanda máxima se presenta a continuación.

PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTUALES EN LOS PRIMARIOS = 333 kW.

PÉRDIDAS DE POTENCIA DESPUES DE LA RECONFIGURACIÓN = 256 kW.

DISMINUCIÓN DE DEMANDA = 77 kW.

Con esta disminución de la demanda de 77 kW correspondiente a las pérdidas técnicas en las líneas de distribución en la hora pico del mes en estudio, con este valor se puede realizar el análisis de ahorro por concepto de demanda ya que el cargo mensual de demanda por transmisión esta dado sobre la demanda máxima en cada mes, según los datos proporcionados por la EEQSA, el kW/mes promedio del año 2000 es de 2 dólares/kW/mes, por lo que la EEQSA alcanzaría un ahorro de 1848 dólares anuales por concepto de cargos de demanda.

Para este estudio se tomará un período de 10 años y una tasa de interés del 10% para evaluar los costos por ahorro en demanda, para obtener el valor presente de este rubro se utilizó la siguiente expresión:

$$VP = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

Donde:

VP; Valor presente del ahorro en demanda (dólares).

A; Costos anuales por ahorro de potencia.

i; interés

n; número de años

Dando como resultado: $A = 1,848.00$

$VP = 11,355.00$

El valor presente del ahorro por concepto de demanda es de 11,355.00 dólares.

5.9.3 AHORRO POR ENERGÍA

El costo de la energía que utilizado para la determinación se obtuvo de la EEQSA en la oficina de despacho de carga, se calculó el promedio del año 2000, cuyo valor es de 0.0409 dólares/kWh.

Para determinar el ahorro por energía se utilizaron las curvas de demandas de una semana de cada primario, mismas que como se mencionó anteriormente se obtuvieron de la instalación de medidores electrónicos en cada primario.

Para el cálculo de las pérdidas de energía se determinó la demanda de pérdidas de cada primario utilizando la siguiente expresión:

$$D_{RL-i} = \left(\frac{D_{Pi} \cos \phi_{max}}{D_{Pmax} \cos \phi_i} \right)^2 D_{RL-max}$$

donde:

D_{RL-i} = demanda de pérdidas resistivas del primario [kW]

D_{Pi} = demanda de potencia en el intervalo de demanda [kW]

D_{Pmax} = demanda máxima de potencia máxima en el período en estudio

D_{RL-max} = demanda máxima de pérdidas [kW]

De esta ecuación se obtuvo la curva de demanda de pérdidas de cada primario, luego para determinar la energía de pérdidas de cada primario se integró esa curva.

Actualmente la subestación Chimbacalle presenta pérdidas anuales de energía de 814 MWh, con la reconfiguración e instalación de los Bancos de Capacitores se calculó pérdidas anuales de energía de 634 MWh, con lo que se tiene una disminución de pérdidas de energía de 180 MWh, que da como resultado un ahorro de 7,374.96 dólares por año.

Se utiliza la misma metodología que se utilizó para el ahorro por potencia, es decir tomando como base un período de 10 años y una tasa de interés del 10%. El valor presente del ahorro mensual de 7,374.96 dólares por año será de 45,315.94 dólares.

5.9.4 AHORRO EN INVERSIONES

En este rubro se contempla el ahorro que se produce por cada kW de demanda que requiera el sistema, es decir que los costos de inversión en distribución correspondiente a subestaciones y primarios son de 600 dólares/kW, por lo que la EEQSA tendría un ahorro de inversión de 46,200.00 dólares correspondiente a los 77 kW de disminución de la demanda.

5.9.5 RELACIÓN BENEFICIO-COSTO

Esta relación va a estar dada por:

Beneficios.- Los beneficios van a ser; ahorro por demanda 11,355 dólares, ahorro por energía 45,316 dólares y ahorros de inversión 46,200 dólares, lo que da un total de 102,871 dólares.

Costos.- Van a estar dados por el total de costos mencionado anteriormente de 35,158.00 dólares.

Por lo que la relación **BENEFICIOS/COSTOS = 2.9**

Es muy importante el analizar el desglose de este valor, en la inversión de 35,158.00 dólares 32500 dólares corresponde a los bancos de capacitores, estos bancos se los utilizó porque la EEQSA ya había hecho dicha inversión con anticipación.

Con la ubicación de los bancos de capacitores se tiene una reducción de pérdidas de 8%, con la reconfiguración se alcanzó una reducción de pérdidas del 16%. Si comparamos la inversión que se realiza en cada caso los bancos de capacitores son menos rentables comparados con la reconfiguración y los beneficios que se alcanzan.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se puede recalcar que el presente estudio demuestra que no es necesario realizar grandes inversiones para disminuir las pérdidas en líneas de distribución que presentan las Empresas Distribuidoras de Energía. Por el contrario, es necesario realizar estudios con criterio de Ingeniería para planificar o mejorar la operación de una red de distribución.
- Es importante diferenciar los datos de corriente que actualmente dispone la EEQSA, con los que se obtuvo para la realización del presente estudio mediante la instalación de los medidores electrónicos en los primarios, ya que de estos medidores se obtuvo mediciones de Demanda es decir valores promedio de Potencia en un intervalo de demanda definido (15 min). Además en la EEQSA se suele realizar mediciones de corriente a lo largo de los primarios, nosotros nos permitimos cuestionar estos datos no solo debido a que son valores instantáneos los mismos que no tienen comparación con los datos de demanda, sino también a que estas mediciones se las realiza a diferentes horas del día lo cual da como resultado datos sin ninguna coincidencia durante el día.
- El programa computacional DPA/G, es una gran ayuda para la realización de este tipo de estudios, pero este programa así como cualquier otro programa quizás aún más avanzado, no sería importante sin la correcta utilización del mismo. Es decir que si no se tiene criterio de Ingeniería o la correcta información para la utilización del mismo los resultados que se obtengan no serán de gran utilidad.
- Para adquirir Bancos de Capacitores se debe realizar el estudio para determinar si es que es necesario comprar ese equipo, tomando en cuenta los

niveles de reactivos para determinar la capacidad de los Bancos de Capacitores, de lo contrario con seguridad estos bancos no serán aprovechados debidamente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Westinghouse Electric Corporation.- "Distribution System" Primera Edición. Volumen 3. East Pittsburgh - Pennsylvania, 1965.

- [2] Turan, Gonen.- " Electric Power Distribution System Engineering". McGraw-Hill Series in Electrical Engineering. California State University, Sacramento 1986

- [3] Borrero, A. - Corral, M. - Albornoz, E. - Avila, P. - "Reconfiguración de Alimentadores Primarios". Anales de las Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. FIE. EPN. Quito - Ecuador. Julio 1993. Pagina 192.

- [4] Carrión Roberto - Lizano Iván.- "Mejoramiento de la Operación del Sistema Primario asociado a la Subestación 18 de la Empresa Eléctrica Quito S.A., a través de la reconfiguración de su Area de Servicio. Tesis. FIE. EPN. Quito - Ecuador. Febrero 1999.

- [5] Herrera, Maria de Lourdes - Menéndez Liliana -"Reconfiguración del Area de Servicio de la Subestación Pomasqui de la Empresa Eléctrica Quito S.A". Tesis. FIE. EPN. Quito - Ecuador. Marzo 1999

- [6] Otorongo - Silva - Toapanta.- "Pérdidas Técnicas en un Sistema Eléctrico de Distribución". Anales de las Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Volumen 17. FIE. EPN. Quito - Ecuador. Julio 1997. Página 45.

- [7] Sott & Scott. Systems.- "Manual del Distribution Primary Analysis/Graphics (DPA/G)". Version 3.11. Seattle1995.

ANEXO 1

ESTADO ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN # 4

ANEXO 1.A

DISTRIBUCIÓN DE CARGAS

@1300 2793 3059 29925 30058 30191 30989
 PROJECT: Scott & Scott 03/27/01 15:18:24
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 Loads allocated by KVA on Feeder S/E # 4 - A

Total Feeder Load (KVA) = 2803.8
 Total Connected KVA On Feeder = 4924.8
 Total Spot KVA On Feeder = 0.0
 Total KWH On Feeder = 0.0
 Total Customers On Feeder = 0

Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line
 Power Factor of Loads = 95.10 Percent

Iteration 1
 Allocation Factor = 1.0000 Distributed Load Power Factor = 95.10
 Iteration 2
 Allocation Factor = 0.9874 Distributed Load Power Factor = 95.10
 Iteration 3
 Allocation Factor = 0.9812 Distributed Load Power Factor = 95.10

SECTION NAME	CONN	SECT	DISTRIBUTED		SECT	SPOT		CAPACITORS		CABLE		SECTION NAME	
	KVA	KWH	KW	KVAR	CUST	KVA	KWH	KW	KVAR	RATED	ADJUST		CAPAC
JB-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JB-1
JBT-2	30.0	0	15.9	5.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JBT-2
JBT-3	10.0	0	5.3	1.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JBT-3
JB-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JB-4
JBT-5	100.0	0	53.1	17.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JBT-5
JB-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JB-8
JBT-9	5.0	0	2.7	0.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JBT-9
AH-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AH-1
AH-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AH-2
AH-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AH-3
AHT-4	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AHT-4
AH-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AH-5
AH-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AH-6
AHT-7	5.0	0	2.7	0.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AHT-7
AHT-8	15.0	0	8.0	2.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AHT-8
AHT-9	125.0	0	66.4	21.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AHT-9
AH-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AH-A
VC-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-1
VC-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-2
VC-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-3
VC-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-4
VCT-5	50.0	0	26.6	8.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VCT-5
VCT-6	37.5	0	19.9	6.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VCT-6
VC-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-7
VCT-B	27.5	0	19.9	6.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VCT-B
VC-C	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-C
VC-F	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-F
VCT-G	50.0	0	26.6	8.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VCT-G
VC-D	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-D
VCT-E	100.0	0	53.1	17.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VCT-E
VC-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-8
VC-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-9
VCT-A	124.8	0	66.2	21.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VCT-A
VC-45	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-45
VCT-45	30.0	0	15.9	5.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VCT-45
VC-34	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VC-34
VCT-34	30.0	0	15.9	5.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VCT-34
JE-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-1
JET-2	50.0	0	26.6	8.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JET-2
JE-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-3
JET-4	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JET-4
JE-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-5
JET-6	25.0	0	13.3	4.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JET-6
JE-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-7
JE-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-8
JE-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-9
JE-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-E
JET-F	37.5	0	19.9	6.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JET-F
JE-G	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-G
JE-J	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-J
JET-K	37.5	0	19.9	6.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JET-K
JE-H	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-H
JE-I	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-I
ABT-1	37.5	0	19.9	6.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ABT-1
AB-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AB-4
ABT-5	37.5	0	19.9	6.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ABT-5
AB-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AB-2
ABT-3	25.0	0	13.3	4.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ABT-3
JE-L	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JE-L
JET-M	25.0	0	13.3	4.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JET-M

VIT-H	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VIT-H
VIT-I	45.0	0	23.9	7.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VIT-I
VI-J	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VI-J
VI-K	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VI-K
VIT-L	150.0	0	79.7	25.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	VIT-L
BU-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BU-1
BU-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BU-2
BU-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BU-3
BU-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BU-6
BUT-7	60.0	0	31.9	10.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BUT-7
BU-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BU-4
BUT-5	60.0	0	31.9	10.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BUT-5
TU-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	TU-B
TUT-C	45.0	0	23.9	7.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	TUT-C
TU-D	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	TU-D
PL-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PL-1
PLT-2	112.5	0	59.8	19.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PLT-2
PLT-3	15.0	0	8.0	2.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PLT-3
PL-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PL-4
PL-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PL-5
PLT-6	90.0	0	47.8	15.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PLT-6
PLT-7	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PLT-7
PLT-8	30.0	0	15.9	5.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PLT-8
PL-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PL-9
PL-C	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PL-C
PL-D	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PL-D
PLT-E	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PLT-E
PL-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PL-A
PLT-B	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PLT-B
GR-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GR-3
GR-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GR-5
GR-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GR-6
GR-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GR-7
GR-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GR-8
GRT-9	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GRT-9
GRT-A	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GRT-A
GR-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GR-B
GR-C	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GR-C
GRT-D	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GRT-D
GRT-4	112.5	0	59.8	19.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GRT-4
GR-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GR-1
GRT-2	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GRT-2
BR-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BR-2
BRT-3	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BRT-3
PE-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PE-1
PE-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PE-2
PET-3	100.0	0	53.1	17.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PET-3
PE-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PE-4
PE-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PE-5
PE-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PE-8
PET-9	150.0	0	79.7	25.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PET-9
PE-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PE-6
PET-7	112.5	0	59.8	19.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PET-7
JB-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JB-6
JBT-7	75.0	0	39.8	13.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JBT-7
FEEDER TOTALS	4924.8	0	2616.3	850.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FEEDER TOTALS

	KVA	PF	KW	KVAR
Distributed Load	2751.1	95.10	2616.3	850.6
Spot Loads	0.0	0.00	0.0	0.0
Capacitance	0.0	***	***	0.0
Losses	80.3	67.09	83.9	59.6
Total Calculated Load	2821.0	94.65	2670.2	910.2
Total Given Load	2803.8	95.10	2666.4	866.9

3 iteration(s) with convergence criteria of 0.50
 \$END 234

@2080 2793 3059 31122 31255 31388 32186
 PROJECT: Scott & Scott 03/27/01 15:37:12
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 Loads allocated by KVA on Feeder S/E # 4 - B

Total Feeder Load (KVA) = 3014.2
 Total Connected KVA On Feeder = 5270.0
 Total Spot KVA On Feeder = 0.0
 Total KWH On Feeder = 0.0
 Total Customers On Feeder = 0

Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line
 Power Factor of Loads = 94.19 Percent

Iteration 1
 Allocation Factor = 1.0000 Distributed Load Power Factor = 94.19
 Iteration 2
 Allocation Factor = 0.9815 Distributed Load Power Factor = 94.19
 Iteration 3
 Allocation Factor = 0.9726 Distributed Load Power Factor = 94.19

SECTION NAME	CONN KVA	SECT KWH	DISTRIBUTED		SECT CUST	SPOT		CAPACITORS		CABLE		SECTION NAME
			KW	KVAR		KVA	KWH	RATED	ADJUST	CAPAC		
GO-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	GO-1
GO-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	GO-3
GO-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	GO-6
AN-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	AN-3
ANT-4	15.0	0	7.9	2.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	ANT-4
AN-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	AN-5
SP-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	SP-1
SP-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	SP-2
SP-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	SP-5
MN-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	MN-1
MNT-2	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	MNT-2
MN-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	MN-3
MNT-4	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	MNT-4
MN-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	MN-5
MN-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	MN-6
JU-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	JU-2
JU-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	JU-3
EF-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EF-1
EFT-12	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EFT-12
EF-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EF-2
AJ-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	AJ-1
AJT-2	112.5	0	58.9	21.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	AJT-2
AJ-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	AJ-3
EG-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EG-1
EG-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EG-2
EG-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EG-3
EGT-6	100.0	0	52.4	18.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EGT-6
EG-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EG-7
EG-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EG-8
PD-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PD-1
EG-F	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EG-F
EGT-G	50.0	0	26.2	9.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EGT-G
EGT-9	15.0	0	7.9	2.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	EGT-9
PD-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PD-2
PD-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PD-3
PD-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PD-4
PDT-5	50.0	0	26.2	9.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PDT-5
PD-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PD-6
PD-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PD-7
PDT-8	15.0	0	7.9	2.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PDT-8
PJ-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PJ-1
PJ-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PJ-2
PJT-2	15.0	0	7.9	2.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PJT-2
PJ-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PJ-3
PJT-4	30.0	0	15.7	5.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PJT-4
SUB-B5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	SUB-B5
SUBT-B5	100.0	0	52.4	18.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	SUBT-B5
RR-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RR-1
PG-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	PG-3
RR-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RR-4
RF-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RF-5
RR-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RR-6
RRT-7	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RRT-7
RR-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RR-8
RR-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RR-9
RR-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RR-A
RR-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RR-E
RRT-C	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RRT-C
RRT-D	112.5	0	58.9	21.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	RRT-D
JO-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	JO-1

JO-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JO-2
JO-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JO-3
JO-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JO-4
JOT-5	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JOT-5
JO-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JO-6
JOT-7	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JOT-7
JO-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JO-8
JO-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JO-B
JOT-C	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JOT-C
JO-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JO-9
JOT-A	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JOT-A
RR-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RR-E
RRT-F	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RRT-F
RR-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RR-2
RRT-3	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RRT-3
PG-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PG-1
PGT-2	100.0	0	52.4	18.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PGT-2
PD-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PD-B
PDT-C	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PDT-C
PD-D	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PD-D
PDT-E	50.0	0	26.2	9.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PDT-E
PD-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PD-9
PDT-A	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PDT-A
EG-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EG-A
EG-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EG-B
EG-D	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EG-D
EGT-E	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EGT-E
EG-C	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EG-C
EG-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EG-4
EGT-5	112.5	0	58.9	21.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EGT-5
AJT-4	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AJT-4
JS-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JS-5
JST-6	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JST-6
EF-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EF-3
EF-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EF-4
GC-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GC-1
GC-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GC-2
GC-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GC-3
GCT-4	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GCT-4
GC-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GC-5
GCT-6	100.0	0	52.4	18.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GCT-6
EF-45	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EF-45
ML-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ML-1
MLT-2	37.5	0	19.6	7.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MLT-2
EF-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EF-5
EFT-6	112.5	0	58.9	21.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EFT-6
EF-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EF-7
EF-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EF-8
LC-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LC-1
LCT-2	30.0	0	15.7	5.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LCT-2
LC-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LC-3
LC-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LC-4
LCT-5	100.0	0	52.4	18.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LCT-5
LC-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LC-6
LCT-7	112.5	0	58.9	21.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LCT-7
LC-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LC-8
LC-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LC-9
LC-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LC-A
LCT-B	100.0	0	52.4	18.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LCT-B
EF-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EF-9
EF-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EF-A
RMT-1	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RMT-1
RMT-2	30.0	0	15.7	5.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RMT-2
RM-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RM-3
RMT-4	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RMT-4
EF-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EF-E
EFT-C	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EFT-C
EF-D	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EF-D
EFT-E	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	EFT-E
MH-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MH-1
MHT-2	15.0	0	7.9	2.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MHT-2
MH-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MH-3
MHT-4	100.0	0	52.4	18.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MHT-4
MH-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MH-5
MHT-6	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MHT-6
MH-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MH-7
MHT-8	30.0	0	15.7	5.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MHT-8
NO-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	NO-1
NCT-2	0.0	0	15.7	5.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	NCT-2
NO-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	NO-3
JS-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JS-3
JST-4	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JST-4
JS-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JS-2
JU-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JU-4
JUT-5	30.0	0	15.7	5.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JUT-5
JU-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JU-1

MA-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MA-1
MAT-2	5.0	0	2.6	0.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MAT-2
MA-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MA-3
MA-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MA-6
MA-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MA-7
MA-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MA-8
MA-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MA-9
MAT-A	150.0	0	78.6	28.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MAT-A
MA-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MA-B
MAT-C	100.0	0	52.4	18.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MAT-C
MA-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MA-4
MAT-5	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MAT-5
SUB-B6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SUB-B6
SUBT-B6	300.0	0	157.2	56.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SUBT-B6
SP-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SP-6
SP-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SP-7
SP-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SP-8
SPT-9	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SPT-9
SP-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SP-A
MD-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MD-1
MD-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MD-2
MD-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MD-3
MD-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MD-6
MD-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MD-8
MD-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MD-9
MDT-A	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MDT-A
MD-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MD-B
MDT-C	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MDT-C
MDT-7	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MDT-7
MDT-4	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MDT-4
MD-D	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MD-D
MDT-E	90.0	0	47.2	16.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MDT-E
MD-F	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MD-F
MDT-G	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MDT-G
SP-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SP-B
SP-C	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SP-C
SPT-D	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SPT-D
CL-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CL-1
CLT-3	60.0	0	31.4	11.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CLT-3
CL-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CL-4
CLT-5	37.5	0	19.6	7.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CLT-5
CL-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CL-6
CL-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CL-7
CL-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CL-8
CL-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CL-9
CL-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CL-A
CLT-B	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CLT-B
CLT-C	60.0	0	31.4	11.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CLT-C
SUB-B4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SUB-B4
SUBT-B4	125.0	0	65.5	23.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SUBT-B4
SUB-B3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SUB-B3
SUBT-B3	112.5	0	58.9	21.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SUBT-B3
CL-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CL-2
SUB-B2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SUB-B2
SUBT-B2	150.0	0	78.6	28.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SUBT-B2
SP-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SP-3
SPT-4	25.0	0	13.1	4.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SPT-4
AN-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AN-1
ANT-2	45.0	0	23.6	8.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ANT-2
GO-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GO-4
GOT-5	75.0	0	39.3	14.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GOT-5
GO-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GO-2
SUB-B1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SUB-B1
SUBT-B1	250.0	0	131.0	46.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SUBT-B1
FEEDER TOTALS	5270.0	0	2761.2	984.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FEEDER TOTALS

	KVA	PF	KW	KVAR
Distributed Load	2931.5	94.19	2761.2	984.7
Spot Loads	0.0	0.00	0.0	0.0
Capacitance	0.0	1.1	1.1	0.0
Losses	120.3	71.16	85.6	84.5
Total Calculated Load	3041.0	93.62	2846.8	1069.2
Total Given Load	3041.2	94.19	2839.1	1012.4

3 iteration(s) with convergence criteria of 0.50
 FEED 048

#3324 2793 3059 42427 42560 42693 43491
 PROJECT: Scott & Scott 03/27/01 16:00:35
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 Loads allocated by KVA on Feeder S/E # 4 - C

Total Feeder Load (KVA) = 3977.1
 Total Connected KVA On Feeder = 5912.5
 Total Spot KVA On Feeder = 0.0
 Total KWH On Feeder = 0.0
 Total Customers On Feeder = 0

Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line
 Power Factor of Loads = 96.70 Percent

Iteration 1
 Allocation Factor = 1.0000 Distributed Load Power Factor = 96.70
 Iteration 2
 Allocation Factor = 0.9727 Distributed Load Power Factor = 96.70
 Iteration 3
 Allocation Factor = 0.9598 Distributed Load Power Factor = 96.70

SECTION NAME	CONN KVA	SECT KWH	DISTRIBUTED		SECT CUST	SPOT		CAPACITORS		CABLE		SECTION NAME	
			KW	KVAR		KVA	KWH	RATED	ADJUST	CAPAC			
PU-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PU-1
PU-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PU-2
PU-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PU-3
PUT-4	75.0	0	46.8	12.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PUT-4
PU-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PU-5
SA-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SA-3
SAT-4	112.5	0	70.2	18.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SAT-4
SA-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SA-5
NA-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	NA-1
NAT-2	75.0	0	46.8	12.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	NAT-2
SAT-6	112.5	0	70.2	18.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SAT-6
SA-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SA-7
SAT-8	75.0	0	46.8	12.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SAT-8
SA-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SA-9
SA-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SA-A
SA-10	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SA-10
SAT-11	25.0	0	15.6	4.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SAT-11
PU-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PU-6
GU-0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-0
GU-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-1
GUT-2	20.0	0	12.5	3.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-2
GU-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-3
GUT-4	30.0	0	18.7	4.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-4
GU-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-5
GUT-6	45.0	0	28.1	7.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-6
GU-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-2
YAT-3	30.0	0	18.7	4.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	YAT-3
YAT-2	45.0	0	28.1	7.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	YAT-2
PU-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PU-7
PU-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PU-8
GU-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-7
GUT-A	10.0	0	6.2	1.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-A
GUT-B	75.0	0	46.8	12.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-B
GUT-C	50.0	0	31.2	8.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-C
GU-D	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-D
GUT-E	60.0	0	37.5	9.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-E
GU-F	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-F
GU-G	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-G
GUT-H	45.0	0	28.1	7.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-H
GU-I	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-I
AC-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AC-4
ACT-5	100.0	0	62.4	16.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ACT-5
AC-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AC-6
AC-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AC-B
GAT-1	100.0	0	62.4	16.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GAT-1
GA-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GA-2
MU-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-1
GA-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GA-3
GAT-4	45.0	0	28.1	7.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GAT-4
GA-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GA-5
JG-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JG-1
GA-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GA-6
GAT-7	45.0	0	28.1	7.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GAT-7
JG-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JG-2
JG-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JG-3
JGT-4	100.0	0	62.4	16.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JGT-4
JG-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JG-5
JG-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JG-6
DO-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	DO-1
DOT-2	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	DOT-2

MU-2*	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-2
MUT-3	112.5	0	70.2	18.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MUT-3
MU-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-4
MUT-5	87.5	0	54.6	14.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MUT-5
GO-0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GO-0
GOT-1	75.0	0	46.8	12.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GOT-1
GO-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GO-2
GO-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GO-4
GO-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GO-5
GOT-6	87.5	0	54.6	14.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GOT-6
GO-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GO-3
GO-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GO-7
GO-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GO-8
GOT-9	25.0	0	15.6	4.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GOT-9
GO-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GO-A
JC-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JC-1
JC-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JC-4
JCT-5	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JCT-5
JC-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JC-3
JC-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JC-2
JCT-23	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JCT-23
MU-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-6
CO-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CO-1
CO-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CO-2
COT-3	150.0	0	93.6	24.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	COT-3
CO-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CO-5
CO-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CO-7
CO-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CO-6
CO-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CO-8
COT-9	50.0	0	31.2	8.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	COT-9
CO-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CO-4
CI-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CI-1
CIT-2	25.0	0	15.6	4.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CIT-2
CI-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CI-3
CIT-4	25.0	0	15.6	4.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CIT-4
MU-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-7
MUT-8	50.0	0	31.2	8.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MUT-8
MU-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-9
MU-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-A
JI-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JI-2
JI-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JI-3
JIT-4	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JIT-4
JI-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JI-1
JIT-1	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JIT-1
MU-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-B
ST-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ST-1
STT-2	50.0	0	31.2	8.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	STT-2
ST-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ST-3
ST-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ST-5
STT-6	25.0	0	15.6	4.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	STT-6
ST-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ST-4
STT-4	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	STT-4
MU-C	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-C
MU-D	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-D
MU-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MU-E
ER-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ER-1
ER-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ER-2
PO-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PO-3
POT-4	15.0	0	9.4	2.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	POT-4
PO-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PO-1
POT-2	75.0	0	46.8	12.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	POT-2
YAT-1	25.0	0	15.6	4.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	YAT-1
YA-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	YA-2
YA-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	YA-3
YA-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	YA-4
PS-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PS-1
PS-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PS-4
PST-5	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PST-5
PS-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PS-2
PS-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PS-3
PST-6	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PST-6
PS-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PS-7
PST-8	15.0	0	9.4	2.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PST-8
AC-C	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AC-C
ACT-D	35.0	0	18.7	4.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ACT-D
JH-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JH-2
JHT-1	100.0	0	62.4	16.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JHT-1
JH-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JH-3
JH-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JH-4
JH-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JH-7
SOT-1	90.0	0	56.2	14.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SOT-1
SO-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SO-2
SO-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SO-3
FH-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FH-1
FH-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FH-2
FH-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FH-B

BE-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BE-E
BET-F	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BET-F
CR-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CR-3
CR-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CR-1
CRT-2	50.0	0	31.2	8.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CRT-2
HA-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HA-1
HAT-2	45.0	0	28.1	7.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HAT-2
HA-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HA-3
HAT-4	15.0	0	9.4	2.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HAT-4
HAT-5	50.0	0	31.2	8.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HAT-5
HA-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HA-6
HA-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HA-7
HAT-8	25.0	0	15.6	4.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HAT-8
HA-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HA-9
HA-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HA-A
HA-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HA-B
ALT-1	50.0	0	31.2	8.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ALT-1
AL-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AL-2
ALT-3	15.0	0	9.4	2.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ALT-3
AL-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AL-4
ALT-5	50.0	0	31.2	8.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ALT-5
AL-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AL-6
CC-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CC-1
CC-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CC-4
CCT-5	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CCT-5
CC-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CC-2
CCT-3	25.0	0	15.6	4.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CCT-3
HA-C	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HA-C
HAT-D	25.0	0	15.6	4.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HAT-D
ND-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ND-1
NDT-2	45.0	0	28.1	7.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	NDT-2
UJ-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	UJ-3
UJT-4	150.0	0	93.6	24.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	UJT-4
SO-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SO-1
SOT-2	25.0	0	15.6	4.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SOT-2
JH-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JH-5
JHT-6	90.0	0	56.2	14.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JHT-6
AC-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AC-9
ACT-A	60.0	0	37.5	9.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ACT-A
AC-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AC-7
ACT-8	37.5	0	23.4	6.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ACT-8
ACT-1	10.0	0	6.2	1.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ACT-1
AC-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AC-2
ACT-3	150.0	0	93.6	24.7	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ACT-3
GU-J	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-J
GU-L	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-L
GUT-M	75.0	0	46.8	12.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-M
GU-N	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-N
GUT-O	10.0	0	6.2	1.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-O
GU-K	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-K
GU-P	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-P
GUT-Q	5.0	0	3.1	0.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-Q
GU-R	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-R
GUT-S	30.0	0	18.7	4.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-S
GUT-T	30.0	0	18.7	4.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-T
GU-U	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-U
GUT-V	30.0	0	18.7	4.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-V
GU-W	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-W
GUT-X	195.0	0	121.7	32.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-X
GU-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GU-8
GUT-9	10.0	0	6.2	1.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GUT-9
SA-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SA-1
SAT-2	60.0	0	37.5	9.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SAT-2
FEEDER TOTALS	5912.5	0	3691.2	972.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FEEDER TOTALS

	KVA	PF	KW	KVAR
Distributed Load	3817.2	96.70	3691.2	972.5
Spot Loads	0.0	0.00	0.0	0.0
Capacitance	0.0	*,*	*,*	0.0
Losses	251.5	65.78	165.4	189.4
Total Calculated Load	4027.9	95.75	3856.7	1161.9
Total Given Load	3977.1	96.70	3845.9	1013.3

Iteration(s) with convergence criteria of 0.50
 SEND 328

@600 2793 3059 25802 25935 26068 26866
 PROJECT: Scott & Scott 03/28/01 09:16:20
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 Loads allocated by KVA on Feeder S/E # 4 - D

Total Feeder Load (KVA) = 2508.3
 Total Connected KVA On Feeder = 4229.8
 Total Spot KVA On Feeder = 0.0
 Total KWH On Feeder = 0.0
 Total Customers On Feeder = 0

Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line
 Power Factor of Loads = 93.10 Percent

Iteration 1
 Allocation Factor = 1.0000 Distributed Load Power Factor = 93.10
 Iteration 2
 Allocation Factor = 0.9886 Distributed Load Power Factor = 93.10
 Iteration 3
 Allocation Factor = 0.9831 Distributed Load Power Factor = 93.10

SECTION NAME	CONN KVA	SECT KWH	DISTRIBUTED		SECT CUST	SPOT				CAPACITORS		CABLE	SECTION NAME
			KW	KVAR		KVA	KWH	KW	KVAR	RATED	ADJUST	CAPAC	
PM-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	PM-1
CH-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CH-3
CH-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CH-4
CH-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CH-5
CHT-6	125.0	0	67.8	26.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CHT-6
CH-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CH-7
CE-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CE-1
CE-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CE-2
CET-3	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CET-3
CE-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CE-4
PV-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	PV-1
PVT-2	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-2
PV-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	PV-3
PVT-4	25.0	0	13.6	5.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-4
PV-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	PV-5
PVT-6	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-6
PV-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	PV-7
PVT-8	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-8
PV-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	PV-9
PV-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	PV-A
PV-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	PV-B
PVT-C	15.0	0	8.1	3.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-C
PV-D	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	PV-D
SI-0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	SI-0
SI-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	SI-1
SIT-2	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SIT-2
SI-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	SI-3
SI-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	SI-4
SIT-5	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	SIT-5
SI-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	SI-6
CM-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CM-1
CM-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CM-2
CMT-3	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CMT-3
CM-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CM-4
CM-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CM-5
CMT-6	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CMT-6
CM-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CM-7
CMT-8	100.0	0	54.3	21.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CMT-8
CM-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CM-9
CMT-A	15.0	0	8.1	3.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CMT-A
CE-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	CE-5
JM-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	JM-1
JMT-2	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JMT-2
JM-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	JM-3
JM-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	JM-4
JMT-5	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JMT-5
JM-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	JM-6
JMT-7	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JMT-7
JM-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	JM-8
JM-89	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	JM-89
JM-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	JM-9
JMT-A	50.0	0	27.1	10.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JMT-A
JMT-B	5.0	0	2.7	1.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JMT-B
JM-C	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	JM-C
JMT-D	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JMT-D
JMT-E	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JMT-E
QUT-2	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	QUT-2
QU-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	QU-3
PA-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.00	PA-3

PA-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PA-4
RC-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RC-1
RCT-2	150.0	0	81.4	31.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RCT-2
PA-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PA-5
RC-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RC-7
RCT-8	30.0	0	16.3	6.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RCT-8
RCT-9	50.0	0	27.1	10.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RCT-9
RCT-A	112.5	0	61.1	23.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RCT-A
RC-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RC-5
RCT-6	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RCT-6
PA-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PA-6
PAT-7	15.0	0	8.1	3.2	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PAT-7
PA-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PA-8
PAT-9	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PAT-9
PA-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PA-A
PA-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PA-B
PAT-D	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PAT-D
PA-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PA-E
PAT-F	60.0	0	32.6	12.8	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PAT-F
PA-G	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PA-G
FL-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FL-2
FLT-3	50.0	0	27.1	10.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FLT-3
FL-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FL-1
PAT-C	112.5	0	61.1	23.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PAT-C
AR-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AR-1
AR-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AR-4
ART-5	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ART-5
AR-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AR-2
ART-3	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	ART-3
GP-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GP-5
GPT-6	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GPT-6
GP-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GP-1
GPT-2	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GPT-2
GPT-3	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GPT-3
GP-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GP-4
JM-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JM-E
JMT-G	50.0	0	27.1	10.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	JMT-G
GP-45	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GP-45
GPT-45	25.0	0	13.6	5.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	GPT-45
RC-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RC-3
RCT-4	25.0	0	13.6	5.3	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	RCT-4
PA-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PA-1
PAT-2	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PAT-2
QU-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	QU-4
QU-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	QU-1
PV-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-E
PVT-F	37.5	0	20.4	8.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-F
PV-F	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-F
PV-FG	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-FG
PV-G	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-G
AAT-1	50.0	0	27.1	10.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AAT-1
AAT-2	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AAT-2
PV-GH	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-GH
PV-H	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-H
PVT-I	30.0	0	16.3	6.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-I
PV-J	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-J
PVT-K	37.5	0	20.4	8.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-K
PV-L	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-L
PVT-M	112.5	0	61.1	23.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-M
PV-N	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-N
PVT-O	50.0	0	27.1	10.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-O
PVT-P	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-P
PV-Q	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-Q
PVT-R	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-R
PVT-S	30.0	0	16.3	6.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-S
PV-T	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-T
PVT-X	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-X
PVT-XX	30.0	0	16.3	6.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-XX
PV-Z	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-Z
PV-U	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-U
PV-V	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-V
PV-X	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PV-X
PVT-Y	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-Y
PVT-W	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PVT-W
BB-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BB-4
BBT-5	50.0	0	27.1	10.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BBT-5
BB-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BB-6
BBT-7	112.5	0	61.1	23.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BBT-7
BB-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BB-8
BBT-9	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BBT-9
BB-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BB-A
BBT-B	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BBT-B
BBT-C	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BBT-C
BBT-D	37.5	0	20.4	8.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BBT-D
BB-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BB-E
BB-F	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BB-F

BB-G	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BB-G
BBT-H	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BBT-H
BBT-I	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BBT-I
BBT-J	10.0	0	5.4	2.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BBT-J
BB-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BB-1
BBT-2	45.0	0	24.4	9.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BBT-2
BB-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	BB-3
CH-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CH-8
CH-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CH-9
CHT-10	124.8	0	67.7	26.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CHT-10
CH-A	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CH-A
CH-B	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CH-B
CH-C	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CH-C
CHT-D	30.0	0	16.3	6.4	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CHT-D
CH-E	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CH-E
CHT-F	50.0	0	27.1	10.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CHT-F
CH-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CH-1
PM-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PM-4
CA-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CA-1
CA-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CA-2
CAT-3	112.5	0	61.1	23.9	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CAT-3
PM-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PM-5
PM-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PM-2
PMT-3	75.0	0	40.7	16.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	PMT-3
CH-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	CH-2
FEEDER TOTALS	4229.8	0	2295.7	900.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FEEDER TOTALS

	KVA	PF	KW	KVAR
Distributed Load	2465.9	93.10	2295.7	900.1
Spot Loads	0.0	0.00	0.0	0.0
Capacitance	0.0	*,*	*,*	0.0
Losses	56.9	87.04	49.5	28.0
Total Calculated Load	2522.2	92.98	2345.2	928.1
Total Given Load	2508.3	93.10	2335.2	915.6

3 iteration(s) with convergence criteria of 0.50
 @END 203

@2232 2261 2527 13167 13300 13433 14231
 PROJECT: Scott & Scott 03/27/01 16:31:43
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 Loads allocated by KVA on Feeder S/E # 4 - E

Total Feeder Load (KVA) = 1283.0
 Total Connected KVA On Feeder = 2015.0
 Total Spot KVA On Feeder = 0.0
 Total KWH On Feeder = 0.0
 Total Customers On Feeder = 0

Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line
 Power Factor of Loads = 94.90 Percent

Iteration 1
 Allocation Factor = 1.0000 Distributed Load Power Factor = 94.90

SECTION NAME	CONN	SECT	DISTRIBUTED		SECT	SPOT				CAPACITORS		CABLE	SECTION NAME	
	KVA		KWH	KW		KVAR	CUST	KVA	KWH	KW	KVAR			RATED
LB-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LB-1
LB-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	LB-2
LBT-3	75.0	0	45.3	15.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LBT-3
LB-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LB-4
LB-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LB-5
LB-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LB-6
LB-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LB-7
LBT-8	45.0	0	27.2	9.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LBT-8
AP-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	AP-1
AP-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	AP-2
APT-3	45.0	0	27.2	9.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	APT-3
AP-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	AP-4
AP-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	AP-5
APT-6	150.0	0	90.6	30.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	APT-6
LB-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LB-9
LB-10	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LB-10
LB-11	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LB-11
LB-12	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LB-12
LBT-13	25.0	0	15.1	5.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LBT-13
LB-14	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	LB-14
PC-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	PC-1
PC-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	PC-2
PC-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	PC-3
PCT-4	75.0	0	45.3	15.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	PCT-4
PC-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	PC-5
PCT-6	75.0	0	45.3	15.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	PCT-6
PC-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	PC-7
PC-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	PC-8
PC-9	C.C	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	PC-9
PCT-10	75.0	0	45.3	15.1	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	PCT-10
BA-1	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	BA-1
BA-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	BA-2
BAT-3	150.0	0	90.6	30.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	BAT-3
BA-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	BA-4
RO-1	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	RO-1
RO-2	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	RO-2
ROT-3	112.5	0	68.0	22.6	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	ROT-3
BA-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	BA-5
BAT-6	150.0	0	90.6	30.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	BAT-6
BA-7	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	BA-7
BA-8	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	BA-8
FC-1	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	FC-1
FC-2	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	FC-2
FCT-3	150.0	0	90.6	30.1	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	FCT-3
FC-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	FC-4
GM-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	GM-1
GMT-2	112.5	0	68.0	22.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	GMT-2
FC-5	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	FC-5
FC-6	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	FC-6
GM-3	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	GM-3
GM-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	GM-4
GM-5	C.C	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	GM-5
GM-6	C.C	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	GM-6
GMT-7	75.0	0	45.3	15.1	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	GMT-7
JR-1	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	JR-1
JR-2	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	JR-2
JRT-3	75.0	0	45.3	15.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	JRT-3
BA-9	C.C	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	BA-9
MC-1	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	MC-1
MC-2	C.C	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	MC-2
MCT-3	150.0	0	90.6	30.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	MCT-3
MC-4	C.C	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	0.00	MC-4
MC-5	C.C	0	0.0	0.0	C.C	C.C	0	C.C	0.0	0	C.C	0.00	0.00	MC-5

HM-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HM-1
HM-2	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HM-2
HM-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HM-3
HMT-4	112.5	0	68.0	22.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HMT-4
HM-5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HM-5
HMT-6	75.0	0	45.3	15.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	HMT-6
MC-6	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MC-6
MCT-7	100.0	0	60.4	20.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MCT-7
MC-8	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MC-8
MC-9	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MC-9
MC-10	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	MC-10
AG-1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AG-1
AGT-2	75.0	0	45.3	15.1	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AGT-2
AG-3	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AG-3
AG-4	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AG-4
AGT-5	112.5	0	68.0	22.6	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	AGT-5
FEEDER TOTALS	2015.0	0	1217.6	404.5	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.00	FEEDER TOTALS

	KVA	PF	KW	KVAR
Distributed Load	1283.0	94.90	1217.6	404.5
Spot Loads	0.0	0.00	0.0	0.0
Capacitance	0.0	.*	.*	0.0
Losses	6.8	74.71	5.1	4.5
Total Calculated Load	1289.2	94.83	1222.6	409.0
Total Given Load	1283.0	94.90	1217.6	404.5

1 iteration(s) with convergence criteria of 0.50
 @END 108

ANEXO 1.B

ANALISIS BALANCEADO

02856 798 1330 28063 28196 28595 28728 29127 29293 29526
PROJECT: Scott & Scott 03/27/01 15:21:14
LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
BALANCED ANALYSIS ON FEEDER S/E # 4 - A
Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

Table with columns: S/E # 4 - A, LGTH PHS, COND, CONN, KVA, KW, KVAR, AMPS, CUST, LOAD PCT, KW, KVAR, AMPS, CUST, VOLTAGE PERCENT SECT ACCUM, DROP, DROP LEVEL, LOSSES KW, KVAR. Includes a 'FEEDER TOTALS' row and a list of sections from JB-1 to JF-9.

TUT-C	0.1	ABC	266	AA	45	24	8	2	0.0	0.6	12	4	1	0	0.0	2.4	93.0	0.0	0.0	TUT-C	
TU-D	0.0	ABC	266	AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.4	93.0	0.0	0.0	TU-D	
PL-1	0.0	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	21.2	471	154	49	0	0.0	2.2	93.2	0.2	0.1	PL-1	
PLT-2	0.1	ABC	1/0	AA	113	60	19	6	0.0	21.2	441	144	46	0	0.1	2.3	93.1	0.3	0.1	PLT-2	
PLT-3	0.1	ABC	1/0	AA	15	8	3	1	0.0	18.5	407	133	42	0	0.1	2.3	93.0	0.3	0.1	PLT-3	
PL-4	0.1	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	18.2	403	131	42	0	0.1	2.4	93.0	0.2	0.1	PL-4	
PL-5	0.0	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	8.3	183	60	19	0	0.0	2.4	93.0	0.0	0.0	PL-5	
PLT-6	0.2	ABC	1/0	AA	90	48	16	5	0.0	8.3	160	52	17	0	0.1	2.5	92.9	0.1	0.0	PLT-6	
PLT-7	0.1	ABC	1/0	AA	75	40	13	4	0.0	6.1	116	38	12	0	0.0	2.5	92.9	0.0	0.0	PLT-7	
PLT-8	0.2	ABC	2	AA	1	30	16	5	2	0.0	5.5	88	29	9	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	PLT-8
PL-9	0.0	ABC	2	AA	1	0	0	0	0.0	4.6	80	26	8	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	PL-9	
PL-C	0.0	ABC	2	AA	1	0	0	0	0.0	2.3	40	13	4	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	PL-C	
PL-D	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0.0	2.3	40	13	4	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	PL-D	
PLT-E	0.0	ABC	2	AA	1	75	40	13	4	0.0	2.3	20	6	2	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	PLT-E
PL-A	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0.0	2.3	40	13	4	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	PL-A	
PLT-B	0.0	ABC	2	AA	1	75	40	13	4	0.0	2.3	20	6	2	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	PLT-B
GR-3	0.1	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	8.1	179	58	19	0	0.1	2.4	92.9	0.1	0.0	GR-3	
GR-5	0.0	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	5.4	120	39	12	0	0.0	2.4	92.9	0.0	0.0	GR-5	
GR-6	0.1	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	5.4	120	39	12	0	0.0	2.5	92.9	0.0	0.0	GR-6	
GR-7	0.0	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	5.4	120	39	12	0	0.0	2.5	92.9	0.0	0.0	GR-7	
GR-8	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0.0	3.4	40	13	4	0	0.0	2.5	92.9	0.0	0.0	GR-8	
GRT-9	0.0	ABC	6	CU	4	75	40	13	4	0.0	3.4	20	6	2	0	0.0	2.5	92.9	0.0	0.0	GRT-9
GRT-P	0.0	ABC	6	CU	4	75	40	13	4	0.0	6.9	60	19	6	0	0.0	2.5	92.9	0.0	0.0	GRT-A
GR-B	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0.0	3.4	40	13	4	0	0.0	2.5	92.9	0.0	0.0	GR-B	
GR-C	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0.0	3.4	40	13	4	0	0.0	2.5	92.9	0.0	0.0	GR-C	
GRT-D	0.0	ABC	6	CU	4	75	40	13	4	0.0	3.4	20	6	2	0	0.0	2.5	92.9	0.0	0.0	GRT-D
GRT-4	0.0	ABC	1/0	AA	113	60	19	6	0.0	2.7	30	10	3	0	0.0	2.4	92.9	0.0	0.0	GRT-4	
GR-1	0.0	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	1.8	40	13	4	0	0.0	2.4	93.0	0.0	0.0	GR-1	
GRT-2	0.0	ABC	1/0	AA	75	40	13	4	0.0	1.8	20	6	2	0	0.0	2.4	93.0	0.0	0.0	GRT-2	
BR-2	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0.0	3.4	40	13	4	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	BR-2	
BRT-3	0.0	ABC	6	CU	4	75	40	13	4	0.0	3.4	20	6	2	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	BRT-3
PE-1	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0.0	16.5	193	63	20	0	0.1	1.7	93.7	0.1	0.0	PE-1	
PE-2	0.2	ABC	6	CU	4	0	0	0	0.0	4.6	53	17	5	0	0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	PE-2	
PET-3	0.0	ABC	6	CU	4	100	53	17	5	0.0	4.6	27	9	3	0	0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	PET-3
PE-4	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0.0	12.0	140	45	14	0	0.0	1.7	93.7	0.1	0.0	PE-4	
PE-5	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	PE-5	
PE-8	0.2	ABC	6	CU	4	0	0	0	0.0	6.8	80	26	8	0	0.1	1.8	93.6	0.0	0.0	PE-8	
PET-9	0.0	ABC	6	CU	4	150	80	26	8	0.0	6.8	40	13	4	0	0.0	1.8	93.6	0.0	0.0	PET-9
PE-6	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0.0	5.1	60	19	6	0	0.0	1.7	93.6	0.0	0.0	PE-6	
PET-7	0.0	ABC	6	CU	4	113	60	19	6	0.0	5.1	30	10	3	0	0.0	1.7	93.6	0.0	0.0	PET-7
JB-6	0.0	ABC	2	CU	3	0	0	0	0.0	1.8	40	13	4	0	0.0	0.6	94.8	0.0	0.0	JB-6	
JBT-7	0.0	ABC	266	AA	75	40	13	4	0.0	1.0	20	6	2	0	0.0	0.6	94.8	0.0	0.0	JBT-7	

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
ABT-5	2.89	92.48	JBT-2	64.55	80.30	53.87	59.55

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
2621.0	2670.2	910.2	0.95	80.3	53.9	59.5

@END 222

SUB-B6	0.0	ABC	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	7.2	157	56	16	0	0.0	2.3	92.9	0.0	0.0	SUB-B6
SUBT-B6	0.0	ABC	2	CU	3	300	157	56	16	0.0	7.2	79	28	8	0	0.0	2.3	92.9	0.0	0.0	SUBT-B6
SP-6	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	52.6	603	215	63	0	0.1	2.3	92.9	0.8	0.2	SP-6
SP-7	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	52.6	602	215	63	0	0.1	2.3	92.8	0.4	0.1	SP-7
SP-8	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	24.1	276	98	29	0	0.0	2.4	92.8	0.1	0.0	SP-8
SPT-9	0.0	ABC	6	CU	4	75	39	14	4	0.0	24.1	256	91	27	0	0.0	2.4	92.8	0.0	0.0	SPT-9
SP-A	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	20.7	236	84	25	0	0.1	2.5	92.7	0.2	0.1	SP-A
MD-1	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	17.2	197	70	21	0	0.1	2.6	92.6	0.2	0.1	MD-1
MD-2	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	6.4	110	39	12	0	0.0	2.6	92.6	0.0	0.0	MD-2
MD-3	0.0	ABC	4	AA	1	0	0	0	0	0.0	9.6	110	39	12	0	0.0	2.6	92.6	0.0	0.0	MD-3
MD-6	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	5.3	87	31	9	0	0.0	2.6	92.5	0.0	0.0	MD-6
MD-8	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	5.5	63	22	7	0	0.0	2.6	92.5	0.0	0.0	MD-8
MD-9	0.1	ABC	8	CU	4	0	0	0	0	0.0	7.4	63	22	7	0	0.0	2.7	92.5	0.0	0.0	MD-9
MDT-A	0.1	ABC	8	CU	4	75	39	14	4	0.0	7.4	43	15	5	0	0.0	2.7	92.5	0.0	0.0	MDT-A
MD-B	0.0	ABC	8	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.8	24	8	2	0	0.0	2.7	92.5	0.0	0.0	MD-B
MDT-C	0.0	ABC	8	CU	4	45	24	8	2	0.0	2.8	12	4	1	0	0.0	2.7	92.5	0.0	0.0	MDT-C
MDT-7	0.0	ABC	6	CU	4	45	24	8	2	0.0	2.1	12	4	1	0	0.0	2.6	92.5	0.0	0.0	MDT-7
MDT-4	0.1	ABC	4	CU	4	45	24	8	2	0.0	1.5	12	4	1	0	0.0	2.6	92.6	0.0	0.0	MDT-4
MD-D	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	7.6	86	31	9	0	0.0	2.6	92.6	0.0	0.0	MD-D
MDT-E	0.0	ABC	6	CU	4	90	47	17	5	0.0	7.6	63	22	7	0	0.0	2.6	92.6	0.0	0.0	MDT-E
MD-F	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.4	39	14	4	0	0.0	2.6	92.6	0.0	0.0	MD-F
MDT-G	0.0	ABC	6	CU	4	75	39	14	4	0.0	3.4	20	7	2	0	0.0	2.6	92.6	0.0	0.0	MDT-G
SP-B	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.4	39	14	4	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	SP-B
SP-C	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.4	39	14	4	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	SP-C
SPT-D	0.0	ABC	4	AA	1	75	39	14	4	0.0	3.4	20	7	2	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	SPT-D
CL-1	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	28.5	326	116	34	0	0.1	2.5	92.7	0.5	0.1	CL-1
CLT-3	0.1	ABC	6	CU	4	60	31	11	3	0.0	21.6	231	82	24	0	0.1	2.5	92.6	0.2	0.0	CLT-3
CL-4	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	18.9	215	77	23	0	0.1	2.6	92.5	0.2	0.0	CL-4
CLT-5	0.1	ABC	6	CU	4	38	20	7	2	0.0	18.9	205	73	22	0	0.1	2.7	92.5	0.1	0.0	CLT-5
CL-6	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	11.4	195	70	21	0	0.1	2.7	92.4	0.1	0.0	CL-6
CL-7	0.0	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	11.4	195	70	21	0	0.0	2.8	92.4	0.0	0.0	CL-7
CL-8	0.0	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	8.0	136	49	14	0	0.0	2.8	92.4	0.0	0.0	CL-8
CL-9	0.1	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0	0.0	6.2	136	49	14	0	0.0	2.8	92.3	0.0	0.0	CL-9
CL-A	0.1	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0	0.0	3.2	71	25	7	0	0.0	2.8	92.3	0.0	0.0	CL-A
CLT-B	0.0	ABC	1/0	AA	75	39	14	4	0.0	3.2	51	18	5	0	0.0	2.8	92.3	0.0	0.0	CLT-B	
CLT-C	0.0	ABC	1/0	AA	60	31	11	3	0.0	1.4	16	6	2	0	0.0	2.8	92.3	0.0	0.0	CLT-C	
SUB-B4	0.1	ABC	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	3.0	66	23	7	0	0.0	2.8	92.3	0.0	0.0	SUB-B4
SUBT-B4	0.0	ABC	2	CU	3	125	65	23	7	0.0	3.0	33	12	3	0	0.0	2.8	92.3	0.0	0.0	SUBT-B4
SUB-B3	0.0	ABC	2/0	CU	0	0	0	0	0	0.0	1.7	59	21	6	0	0.0	2.8	92.4	0.0	0.0	SUB-B3
SUBT-B3	0.0	ABC	2/0	CU	113	59	21	6	0.0	1.7	29	11	3	0	0.0	2.8	92.4	0.0	0.0	SUBT-B3	
CL-2	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.9	79	28	8	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	CL-2
SUB-B2	0.0	ABC	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	3.6	79	28	8	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	SUB-B2
SUBT-B2	0.0	ABC	2	CU	3	150	79	28	8	0.0	3.6	39	14	4	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	SUBT-B2
SP-3	0.0	AB	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	1.7	13	5	2	0	0.0	1.9	93.3	0.0	0.0	SP-3
SPT-4	0.0	AB	6	CU	4	25	13	5	2	0.0	1.7	7	2	1	0	0.0	1.9	93.3	0.0	0.0	SPT-4
AN-1	0.1	AB	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	2.0	24	8	4	0	0.0	1.1	94.0	0.0	0.0	AN-1
ANT-2	0.0	ABC	2	AA	1	45	24	8	2	0.0	1.4	12	4	1	0	0.0	1.1	94.0	0.0	0.0	ANT-2
GO-4	0.0	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0	0.0	1.8	39	14	4	0	0.0	0.9	94.2	0.0	0.0	GO-4
GOT-5	0.0	ABC	1/0	AA	75	39	14	4	0.0	1.8	20	7	2	0	0.0	0.9	94.2	0.0	0.0	GOT-5	
GO-2	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	7.5	131	47	13	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	GO-2
SUB-B1	0.0	ABC	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	5.9	131	47	13	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	SUB-B1
SUBT-B1	0.0	ABC	2	CU	3	250	131	47	13	0.0	5.9	65	23	7	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	SUBT-B1

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
JOT-5	4.74	90.41	SF-2	87.67	117.46	82.15	83.95

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
3037.5	2643.4	1068.6	0.94	117.5	82.2	83.9

HAT-8	0.1	A	C	6	CU	4	25	16	4	3	0.0	19.2	135	36	22	0	0.1	7.6	87.8	0.1	0.0	HAT-8
HA-9	0.1	A	C	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	17.1	127	33	21	0	0.1	7.7	87.7	0.1	0.0	HA-9
HA-A	0.2	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	11.4	127	33	21	0	0.1	7.8	87.5	0.1	0.1	HA-A
HA-B	0.1	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	10.0	111	29	18	0	0.0	7.9	87.5	0.0	0.0	HA-B
ALT-1	0.2	A	C	2	AA	1	50	31	8	5	0.0	10.0	95	25	15	0	0.1	8.0	87.4	0.1	0.0	ALT-1
AL-2	0.0	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	3.7	41	11	7	0	0.0	8.0	87.4	0.0	0.0	AL-2
ALT-3	0.0	A	C	2	AA	1	15	9	2	2	0.0	3.7	36	9	6	0	0.0	8.0	87.4	0.0	0.0	ALT-3
AL-4	0.2	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	2.8	31	8	5	0	0.0	8.0	87.3	0.0	0.0	AL-4
ALT-5	0.1	A	C	2	AA	1	50	31	8	5	0.0	2.8	16	4	3	0	0.0	8.1	87.3	0.0	0.0	ALT-5
AL-6	0.4	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	8.1	87.3	0.0	0.0	AL-6
CC-1	0.1	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	3.5	39	10	6	0	0.0	8.0	87.4	0.0	0.0	CC-1
CC-4	0.1	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	2.1	23	6	4	0	0.0	8.0	87.4	0.0	0.0	CC-4
CCT-5	0.0	A	C	2	AA	1	38	23	6	4	0.0	2.1	12	3	2	0	0.0	8.0	87.4	0.0	0.0	CCT-5
CC-2	0.1	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	1.4	16	4	3	0	0.0	8.0	87.4	0.0	0.0	CC-2
CCT-3	0.0	A	C	2	AA	1	25	16	4	3	0.0	1.4	8	2	1	0	0.0	8.0	87.4	0.0	0.0	CCT-3
HA-C	0.1	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	1.4	16	4	3	0	0.0	7.8	87.5	0.0	0.0	HA-C
HAT-D	0.0	A	C	2	AA	1	25	16	4	3	0.0	1.4	8	2	1	0	0.0	7.8	87.5	0.0	0.0	HAT-D
ND-1	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.5	28	7	3	0	0.0	6.2	89.1	0.0	0.0	ND-1	
NDT-2	0.0	ABC	6	CU	4	45	28	7	3	0.0	2.5	14	4	1	0	0.0	6.2	89.1	0.0	0.0	NDT-2	
UJ-3	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	5.5	94	25	10	0	0.0	5.9	89.5	0.0	0.0	UJ-3	
UJT-4	0.0	ABC	2	AA	1	150	94	25	10	0.0	5.5	47	12	5	0	0.0	5.9	89.5	0.0	0.0	UJT-4	
SO-1	0.0	AB	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	1.4	16	4	2	0	0.0	5.3	90.1	0.0	0.0	SO-1	
SOT-2	0.0	AB	2	AA	1	25	16	4	2	0.0	1.4	8	2	1	0	0.0	5.3	90.1	0.0	0.0	SOT-2	
JH-5	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.5	56	15	6	0	0.0	5.2	90.2	0.0	0.0	JH-5	
JHT-6	0.0	ABC	4	CU	4	90	56	15	6	0.0	3.5	28	7	3	0	0.0	5.2	90.2	0.0	0.0	JHT-6	
AC-9	0.0	ABC	2/0	AA	0	0	0	0	0	0.0	1.4	37	10	4	0	0.0	4.3	91.1	0.0	0.0	AC-9	
ACT-A	0.0	ABC	2/0	AA	60	37	10	4	0	0.0	1.4	19	5	2	0	0.0	4.3	91.1	0.0	0.0	ACT-A	
AC-7	0.0	ABC	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	1.1	23	6	2	0	0.0	4.2	91.2	0.0	0.0	AC-7	
ACT-8	0.0	ABC	2/0	AA	38	23	6	2	0	0.0	0.9	12	3	1	0	0.0	4.2	91.2	0.0	0.0	ACT-8	
ACT-1	0.0	ABC	4	CU	4	10	6	2	1	0.0	6.1	97	26	10	0	0.0	3.7	91.7	0.0	0.0	ACT-1	
AC-2	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	5.7	94	25	10	0	0.0	3.7	91.7	0.0	0.0	AC-2	
ACT-3	0.0	ABC	4	CU	4	150	94	25	10	0.0	5.7	47	12	5	0	0.0	3.7	91.7	0.0	0.0	ACT-3	
GU-J	0.0	ABC	266	AA	0	0	0	0	0	0.0	5.7	234	62	24	0	0.0	3.2	92.2	0.0	0.0	GU-J	
GU-L	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.5	53	14	5	0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	GU-L	
GUT-M	0.0	ABC	6	CU	4	75	47	12	5	0.0	4.5	30	8	3	0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	GUT-M	
GU-N	0.0	A	C	6	CU	4	0	0	0	0.0	0.8	6	2	1	0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	GU-N	
GUT-O	0.0	A	C	6	CU	4	10	6	2	1	0.0	0.8	3	1	0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	GUT-O	
GU-K	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	3.2	92.2	0.0	0.0	GU-K	
GU-P	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	15.5	181	48	19	0	0.1	3.3	92.1	0.1	0.0	GU-P	
GUT-Q	0.0	ABC	6	CU	4	5	3	1	0	0.0	15.5	180	47	18	0	0.0	3.3	92.1	0.0	0.0	GUT-Q	
GU-R	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	10.8	178	47	18	0	0.0	3.3	92.0	0.1	0.0	GU-R	
GUT-S	0.0	ABC	4	CU	4	30	19	5	2	0.0	10.8	169	44	17	0	0.0	3.3	92.0	0.0	0.0	GUT-S	
GUT-T	0.0	ABC	4	CU	4	30	19	5	2	0.0	9.6	150	39	15	0	0.0	3.3	92.0	0.0	0.0	GUT-T	
GU-U	0.0	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	8.5	141	37	14	0	0.0	3.3	92.0	0.0	0.0	GU-U	
GUT-V	0.0	ABC	4	CU	4	30	19	5	2	0.0	8.5	131	35	14	0	0.0	3.3	92.0	0.0	0.0	GUT-V	
GU-W	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	7.4	122	32	13	0	0.0	3.3	92.0	0.0	0.0	GU-W	
GUT-X	0.0	ABC	4	CU	4	195	122	32	13	0.0	7.4	61	16	6	0	0.0	3.3	92.0	0.0	0.0	GUT-X	
GU-8	0.1	AB	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	0.8	6	2	1	0	0.0	1.8	93.6	0.0	0.0	GU-8	
GUT-9	0.0	AB	6	CU	4	10	6	2	1	0.0	0.8	3	1	0	0	0.0	1.8	93.6	0.0	0.0	GUT-9	
SA-1	0.0	ABC	4	AA	1	0	0	0	0	0.0	3.1	37	10	4	0	0.0	1.0	94.3	0.0	0.0	SA-1	
SAT-2	0.0	ABC	4	AA	1	60	37	10	4	0.0	3.1	19	5	2	0	0.0	1.0	94.3	0.0	0.0	SAT-2	

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
ALT-5	6.05	87.32	PU-2	83.24	251.30	165.30	189.28

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
4027.7	3956.5	1161.8	0.96	251.3	165.3	189.3

BB-A	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	8.5	140	55	14	0	0.0	1.4	95.2	0.1	0.0	BB-A
BBT-B	0.0	ABC	4	CU	4	75	41	16	4	0.0	8.5	119	47	12	0	0.0	1.4	95.2	0.0	0.0	BBT-B
BBT-C	0.0	ABC	4	CU	4	45	24	10	3	0.0	6.0	87	34	9	0	0.0	1.4	95.2	0.0	0.0	BBT-C
BBT-D	0.0	ABC	4	CU	4	38	20	8	2	0.0	4.5	64	25	7	0	0.0	1.4	95.1	0.0	0.0	BBT-D
BB-E	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.3	54	21	6	0	0.0	1.4	95.1	0.0	0.0	BB-E
BB-F	0.0	ABC	2/0	CU		0	0	0	0	0.0	1.6	54	21	6	0	0.0	1.4	95.1	0.0	0.0	BB-F
BB-G	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.1	24	10	3	0	0.0	1.4	95.1	0.0	0.0	BB-G
BBT-H	0.0	ABC	6	CU	4	45	24	10	3	0.0	2.1	12	5	1	0	0.0	1.4	95.1	0.0	0.0	BBT-H
BBT-I	0.0	ABC	2/0	CU		45	24	10	3	0.0	0.9	18	7	2	0	0.0	1.4	95.1	0.0	0.0	BBT-I
BBT-J	0.1	ABC	2/0	CU		10	5	2	1	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	1.4	95.1	0.0	0.0	BBT-J
BB-1	0.1	ABC	1/0	AA		0	0	0	0	0.0	1.0	24	10	3	0	0.0	1.2	95.3	0.0	0.0	BB-1
BBT-2	0.0	ABC	1/0	AA		45	24	10	3	0.0	1.0	12	5	1	0	0.0	1.2	95.3	0.0	0.0	BBT-2
BB-3	0.0	ABC	1/0	AA		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.2	95.3	0.0	0.0	BB-3

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
JMT-G	1.52	95.03	CE-5	61.25	35.10	23.96	25.65

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2497.6	2319.7	925.7	0.93	:	35.1	24.0	25.7

@END 191

#2192 798 1330 11837 11970 12369 12502 12901 13167 13300
PROJECT: Scott & Scott 03/27/01 16:39:01
LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
BALANCED ANALYSIS ON FEEDER S/E # 4 - E
Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

Table with columns: SECTION NAME, LGTH, PHS, CONN, KVA, KW, KVAR, AMPS, CUST, LOAD PCT, KW, KVAR, AMPS, CUST, VOLTAGE SECT ACCUM, DROP, DROP LEVEL, LOSSES - KW, KVAR. Rows include section names like LB-1, LBT-3, AP-1, etc., and feeder totals.

MC-8	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.8	113	38	12	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	MC-8
MC-9	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.8	113	38	12	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	MC-9
MC-10	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	MC-10
AG-1	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.7	45	15	5	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	AG-1
AGT-2	0.0	ABC	4	CU	4	75	45	15	5	0.0	2.7	23	8	2	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	AGT-2
AG-3	0.0	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.1	68	23	7	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	AG-3
AG-4	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.1	68	23	7	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	AG-4
AGT-5	0.0	ABC	4	CU	4	113	68	23	7	0.0	4.1	34	11	3	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	AGT-5

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
AGT-5	0.73	94.86	LB-1	68.67	6.78	5.06	4.51	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1289.2	1222.6	409.0	0.95	6.8	5.1	4.5

END 100

ANEXO 1.C

ANALISIS POR FASE

Table with multiple columns containing alphanumeric codes (e.g., TUT-8, BRT-6, VI-1, VIT-2, VI-2, VI-3, VIT-4, VI-5, VI-6, VIT-7, VI-8, VI-B, VIT-C, VIT-D, VI-9, VIT-A, VI-E, VI-F, VI-G, VIT-H, VIT-I, VI-J, VI-K, VIT-L, BU-1, BU-2, BU-3) and numerical values.

GR-B	C		0	0	0	0	0.0	3.5	13	4	4	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	GR-B			
GR-C	0.1	A	6	CU	4	0	0	0	0.0	3.5	13	4	4	0	0.0	2.7	92.7	0.0	0.0	GR-C	
GR-C		B				0	0	0	0.0	3.4	13	4	4	0	0.0	1.9	93.4	0.0	0.0	GR-C	
GR-C		C				0	0	0	0.0	3.5	13	4	4	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	GR-C	
GRT-D	0.0	A	6	CU	4	25	13	4	4	0.0	3.5	7	2	2	0	0.0	2.7	92.7	0.0	0.0	GRT-D
GRT-D		B				25	13	4	4	0.0	3.4	7	2	2	0	0.0	1.9	93.4	0.0	0.0	GRT-D
GRT-D		C				25	13	4	4	0.0	3.5	7	2	2	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	GRT-D
GRT-4	0.0	A	1/0	AA		38	20	6	6	0.0	2.7	10	3	3	0	0.0	2.6	92.8	0.0	0.0	GRT-4
GRT-4		B				38	20	6	6	0.0	2.7	10	3	3	0	0.0	1.9	93.5	0.0	0.0	GRT-4
GRT-4		C				38	20	6	6	0.0	2.7	10	3	3	0	0.0	2.8	92.5	0.0	0.0	GRT-4
GR-1	0.0	A	1/0	AA		0	0	0	0	0.0	1.8	13	4	4	0	0.0	2.6	92.8	0.0	0.0	GR-1
GR-1		B				0	0	0	0	0.0	1.8	13	4	4	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	GR-1
GR-1		C				0	0	0	0	0.0	1.8	13	4	4	0	0.0	2.8	92.6	0.0	0.0	GR-1
GRT-2	0.0	A	1/0	AA		25	13	4	4	0.0	1.8	7	2	2	0	0.0	2.6	92.8	0.0	0.0	GRT-2
GRT-2		B				25	13	4	4	0.0	1.8	7	2	2	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	GRT-2
GRT-2		C				25	13	4	4	0.0	1.8	7	2	2	0	0.0	2.8	92.6	0.0	0.0	GRT-2
BR-2	0.1	A	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.4	13	4	4	0	0.0	2.2	93.1	0.0	0.0	BR-2
BR-2		B				0	0	0	0	0.0	3.4	13	4	4	0	0.0	1.5	93.9	0.0	0.0	BR-2
BR-2		C				0	0	0	0	0.0	3.4	13	4	4	0	0.0	2.4	92.9	0.0	0.0	BR-2
BRT-3	0.0	A	6	CU	4	25	13	4	4	0.0	3.4	7	2	2	0	0.0	2.2	93.1	0.0	0.0	BRT-3
BRT-3		B				25	13	4	4	0.0	3.4	7	2	2	0	0.0	1.5	93.9	0.0	0.0	BRT-3
BRT-3		C				25	13	4	4	0.0	3.4	7	2	2	0	0.0	2.4	92.9	0.0	0.0	BRT-3
PE-1	0.1	A	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	16.5	64	21	20	0	0.1	1.8	93.6	0.0	0.0	PE-1
PE-1		B				0	0	0	0	0.0	16.4	64	21	20	0	0.1	1.2	94.1	0.0	0.0	PE-1
PE-1		C				0	0	0	0	0.0	16.6	64	21	20	0	0.1	2.0	93.4	0.0	0.0	PE-1
PE-2	0.2	A	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.6	18	6	5	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	PE-2
PE-2		B				0	0	0	0	0.0	4.5	18	6	5	0	0.0	1.3	94.1	0.0	0.0	PE-2
PE-2		C				0	0	0	0	0.0	4.6	18	6	5	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	PE-2
PET-3	0.0	A	6	CU	4	33	18	6	5	0.0	4.6	9	3	3	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	PET-3
PET-3		B				33	18	6	5	0.0	4.5	9	3	3	0	0.0	1.3	94.1	0.0	0.0	PET-3
PET-3		C				33	18	6	5	0.0	4.6	9	3	3	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	PET-3
PE-4	0.1	A	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	12.0	47	15	14	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	PE-4
PE-4		B				0	0	0	0	0.0	11.9	47	15	14	0	0.0	1.3	94.1	0.0	0.0	PE-4
PE-4		C				0	0	0	0	0.0	12.0	47	15	14	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	PE-4
PE-5	0.0	A	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	PE-5
PE-5		B				0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.3	94.1	0.0	0.0	PE-5
PE-5		C				0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	PE-5
PE-8	0.2	A	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.8	27	9	8	0	0.1	1.9	93.5	0.0	0.0	PE-8
PE-8		B				0	0	0	0	0.0	6.8	27	9	8	0	0.1	1.3	94.0	0.0	0.0	PE-8
PE-8		C				0	0	0	0	0.0	6.9	27	9	8	0	0.1	2.1	93.3	0.0	0.0	PE-8
PET-9	0.0	A	6	CU	4	50	27	9	8	0.0	6.8	13	4	4	0	0.0	1.9	93.5	0.0	0.0	PET-9
PET-9		B				50	27	9	8	0.0	6.8	13	4	4	0	0.0	1.3	94.0	0.0	0.0	PET-9
PET-9		C				50	27	9	8	0.0	6.9	13	4	4	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	PET-9
PE-6	0.1	A	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	5.1	20	6	6	0	0.0	1.9	93.5	0.0	0.0	PE-6
PE-6		B				0	0	0	0	0.0	5.1	20	6	6	0	0.0	1.3	94.1	0.0	0.0	PE-6
PE-6		C				0	0	0	0	0.0	5.1	20	6	6	0	0.0	2.0	93.3	0.0	0.0	PE-6
PET-7	0.0	A	6	CU	4	38	20	6	6	0.0	5.1	10	3	3	0	0.0	1.9	93.5	0.0	0.0	PET-7
PET-7		B				38	20	6	6	0.0	5.1	10	3	3	0	0.0	1.3	94.1	0.0	0.0	PET-7
PET-7		C				38	20	6	6	0.0	5.1	10	3	3	0	0.0	2.0	93.3	0.0	0.0	PET-7
JB-6	0.0	A	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	1.8	13	4	4	0	0.0	0.6	94.7	0.0	0.0	JB-6
JB-6		B				0	0	0	0	0.0	1.8	13	4	4	0	0.0	0.4	94.9	0.0	0.0	JB-6
JB-6		C				0	0	0	0	0.0	1.8	13	4	4	0	0.0	0.7	94.7	0.0	0.0	JB-6
JBT-7	0.0	A	266	AA		25	13	4	4	0.0	1.0	7	2	2	0	0.0	0.6	94.7	0.0	0.0	JBT-7
JBT-7		B				25	13	4	4	0.0	1.0	7	2	2	0	0.0	0.4	94.9	0.0	0.0	JBT-7
JBT-7		C				25	13	4	4	0.0	1.0	7	2	2	0	0.0	0.7	94.7	0.0	0.0	JBT-7

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			----- WIRE LOAD MAXIMUM -----			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
ABT-5	3.23	92.13	JE-1	70.40	32.51	21.87	24.05	
MTT-9	2.05	93.31	JE-1	55.74	19.74	13.25	14.63	
ABT-5	3.71	91.66	JBT-2	67.63	30.01	20.19	22.20	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----					----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
	KVA	KW	KVAR	PF :	KVA	KW	KVAR
A	1025.7	970.3	332.4	0.95 :	32.5	21.9	24.1
B	812.0	769.1	260.4	0.95 :	19.7	13.2	14.6
C	985.1	932.1	318.7	0.95 :	30.0	20.2	22.2
TOTAL	2822.8	2671.6	911.5	0.95 :	82.3	55.3	60.9

END 581

Table with multiple columns of data including alphanumeric codes (e.g., PJ-2, PJ-1, RT-2, RT-1, RR-1, RR-2, RR-3, RR-4, RR-5, RR-6, RR-7, RR-8, RR-9, RR-0), numerical values, and a final column with codes like PJ-2, PJ-1, RT-2, RT-1, RR-1, RR-2, RR-3, RR-4, RR-5, RR-6, RR-7, RR-8, RR-9, RR-0. The data appears to be organized in rows and columns, possibly representing a schedule or list of items.

SUBT-B3	0.0	A	2/0	CU	38	20	7	6	0.0	1.7	10	4	3	0	0.0	2.8	92.3	0.0	0.0	SUBT-B3
SUBT-B3		B			38	20	7	6	0.0	1.7	10	4	3	0	0.0	2.6	92.5	0.0	0.0	SUBT-B3
SUBT-B3		C			38	20	7	6	0.0	1.7	10	4	3	0	0.0	2.8	92.4	0.0	0.0	SUBT-B3
CL-2	0.1	A	6	CU 4	0	0	0	0	0.0	6.9	26	9	8	0	0.0	2.6	92.6	0.0	0.0	CL-2
CL-2		B			0	0	0	0	0.0	6.9	26	9	8	0	0.0	2.4	92.7	0.0	0.0	CL-2
CL-2		C			0	0	0	0	0.0	6.9	26	9	8	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	CL-2
SUB-B2	0.0	A	2	CU 3	0	0	0	0	0.0	3.6	26	9	8	0	0.0	2.6	92.6	0.0	0.0	SUB-B2
SUB-B2		B			0	0	0	0	0.0	3.6	26	9	8	0	0.0	2.4	92.7	0.0	0.0	SUB-B2
SUB-B2		C			0	0	0	0	0.0	3.6	26	9	8	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	SUB-B2
SUBT-B2	0.0	A	2	CU 3	50	26	9	8	0.0	3.6	13	5	4	0	0.0	2.6	92.6	0.0	0.0	SUBT-B2
SUBT-B2		B			50	26	9	8	0.0	3.6	13	5	4	0	0.0	2.4	92.7	0.0	0.0	SUBT-B2
SUBT-B2		C			50	26	9	8	0.0	3.6	13	5	4	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	SUBT-B2
SP-3	0.0	A	6	CU 4	0	0	0	0	0.0	1.7	7	2	2	0	0.0	1.9	93.2	0.0	0.0	SP-3
SP-3		B			0	0	0	0	0.0	1.7	7	2	2	0	0.0	1.8	93.3	0.0	0.0	SP-3
SPT-4	0.0	A	6	CU 4	13	7	2	2	0.0	1.7	3	1	1	0	0.0	1.9	93.2	0.0	0.0	SPT-4
SPT-4		B			13	7	2	2	0.0	1.7	3	1	1	0	0.0	1.8	93.3	0.0	0.0	SPT-4
AN-1	0.1	A	2	AA 1	0	0	0	0	0.0	1.4	8	3	2	0	0.0	1.2	94.0	0.0	0.0	AN-1
AN-1		B			0	0	0	0	0.0	1.4	8	3	2	0	0.0	1.1	94.1	0.0	0.0	AN-1
ANT-2	0.0	A	2	AA 1	15	8	3	2	0.0	1.4	4	1	1	0	0.0	1.2	94.0	0.0	0.0	ANT-2
ANT-2		B			15	8	3	2	0.0	1.4	4	1	1	0	0.0	1.1	94.1	0.0	0.0	ANT-2
ANT-2		C			15	8	3	2	0.0	1.3	4	1	1	0	0.0	0.0	95.1	0.0	0.0	ANT-2
GO-4	0.0	A	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	1.8	13	5	4	0	0.0	0.9	94.2	0.0	0.0	GO-4
GO-4		B			0	0	0	0	0.0	1.8	13	5	4	0	0.0	0.9	94.3	0.0	0.0	GO-4
GO-4		C			0	0	0	0	0.0	1.8	13	5	4	0	0.0	0.9	94.3	0.0	0.0	GO-4
GOT-5	0.0	A	1/0	AA	25	13	5	4	0.0	1.8	7	2	2	0	0.0	0.9	94.2	0.0	0.0	GOT-5
GOT-5		B			25	13	5	4	0.0	1.8	7	2	2	0	0.0	0.9	94.3	0.0	0.0	GOT-5
GOT-5		C			25	13	5	4	0.0	1.8	7	2	2	0	0.0	0.9	94.3	0.0	0.0	GOT-5
GO-2	0.1	A	2	AA 1	0	0	0	0	0.0	7.5	44	16	13	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	GO-2
GO-2		B			0	0	0	0	0.0	7.5	44	16	13	0	0.0	0.6	94.6	0.0	0.0	GO-2
GO-2		C			0	0	0	0	0.0	7.5	44	16	13	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	GO-2
SUB-B1	0.0	A	2	CU 3	0	0	0	0	0.0	5.9	44	16	13	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	SUB-B1
SUB-B1		B			0	0	0	0	0.0	5.9	44	16	13	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	SUB-B1
SUB-B1		C			0	0	0	0	0.0	5.9	44	16	13	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	SUB-B1
SUBT-B1	0.0	A	2	CU 3	83	44	16	13	0.0	5.9	22	8	7	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	SUBT-B1
SUBT-B1		B			83	44	16	13	0.0	5.9	22	8	7	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	SUBT-B1
SUBT-B1		C			83	44	16	13	0.0	5.9	22	8	7	0	0.0	0.6	94.5	0.0	0.0	SUBT-B1

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
JOT-5	4.87	90.28	SP-2	89.23	40.53	28.34	28.98	
JOT-5	4.62	90.53	SP-2	86.73	38.38	26.82	27.45	
JOT-5	4.71	90.44	SP-5	87.03	38.36	26.88	27.36	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	1030.4	964.5	362.8	0.94	40.5	28.3	29.0
B	1004.2	940.0	353.1	0.94	38.4	26.8	27.5
C	994.4	930.9	349.8	0.94	38.4	26.9	27.4
TOTAL	3029.0	2835.4	1065.7	0.94	117.3	82.0	83.8

END 653

0660 798 1596 101213 101346 101745 102144 102543 102809 103474
PROJECT: Scott & Scott 03/30/01 09:55:45
LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER S/E # 4 - C
Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

Table with columns: SECTION NAME, LGTH, PHS, COND, CONN, LOAD IN SECTION (KW, KVAR, AMPS, CUST), LOAD THRU SECTION (LOAD PCT, KW, KVAR, AMPS, CUST), VOLTAGE PERCENT SECT ACCUM (DROP, DROP LEVEL), and LOSSES (KW, KVAR). Rows include FEEDER TOTALS and various phases (A, B, C) for sections PU-1 through GUT-6.

Table with multiple columns including alphanumeric codes (e.g., BE-G, BET-H, CR-3, HA-1, ALT-1, CCT-5, ND-1, JHT-6), numerical values, and a final column with labels (e.g., BE-G, BET-H, CR-3, HA-1, ALT-1, CCT-5, ND-1, JHT-6).

AC-9	0.0	A	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	1.4	12	3	4	0	0.0	4.4	91.0	0.0	0.0	AC-9
AC-9		B		0	0	0	0	0.0	1.4	12	3	4	0	0.0	2.3	93.1	0.0	0.0	AC-9
AC-9		C		0	0	0	0	0.0	1.5	12	3	4	0	0.0	6.2	89.2	0.0	0.0	AC-9
ACT-A	0.0	A	2/0 AA	20	12	3	4	0.0	1.4	6	2	2	0	0.0	4.4	91.0	0.0	0.0	ACT-A
ACT-A		B		20	12	3	4	0.0	1.4	6	2	2	0	0.0	2.3	93.1	0.0	0.0	ACT-A
ACT-A		C		20	12	3	4	0.0	1.5	6	2	2	0	0.0	6.2	89.2	0.0	0.0	ACT-A
AC-7	0.0	A	2 CU 3	0	0	0	0	0.0	1.6	12	3	4	0	0.0	4.3	91.1	0.0	0.0	AC-7
AC-7		B		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.2	93.1	0.0	0.0	AC-7
AC-7		C		0	0	0	0	0.0	1.6	12	3	4	0	0.0	6.1	89.3	0.0	0.0	AC-7
ACT-8	0.0	A	2/0 AA	19	12	3	4	0.0	1.4	6	2	2	0	0.0	4.3	91.1	0.0	0.0	ACT-8
ACT-8		B		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.2	93.1	0.0	0.0	ACT-8
ACT-8		C		19	12	3	4	0.0	1.4	6	2	2	0	0.0	6.1	89.3	0.0	0.0	ACT-8
ACT-1	0.0	A	4 CU 4	5	3	1	1	0.0	6.3	33	9	10	0	0.0	3.8	91.6	0.0	0.0	ACT-1
ACT-1		B		5	3	1	1	0.0	6.2	33	9	10	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	ACT-1
ACT-1		C		0	0	0	0	0.0	5.8	31	8	10	0	0.0	5.3	90.0	0.0	0.0	ACT-1
AC-2	0.1	A	4 CU 4	0	0	0	0	0.0	5.7	31	8	10	0	0.0	3.8	91.6	0.0	0.0	AC-2
AC-2		B		0	0	0	0	0.0	5.6	31	8	10	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	AC-2
AC-2		C		0	0	0	0	0.0	5.8	31	8	10	0	0.0	5.4	90.0	0.0	0.0	AC-2
ACT-3	0.0	A	4 CU 4	50	31	8	10	0.0	5.7	16	4	5	0	0.0	3.8	91.6	0.0	0.0	ACT-3
ACT-3		B		50	31	8	10	0.0	5.6	16	4	5	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	ACT-3
ACT-3		C		50	31	8	10	0.0	5.8	16	4	5	0	0.0	5.4	90.0	0.0	0.0	ACT-3
GU-J	0.0	A	266 AA	0	0	0	0	0.0	7.4	100	26	31	0	0.0	3.3	92.1	0.0	0.0	GU-J
GU-J		B		0	0	0	0	0.0	2.5	34	9	10	0	-0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GU-J
GU-J		C		0	0	0	0	0.0	7.5	100	26	31	0	0.0	4.7	90.7	0.0	0.0	GU-J
GU-L	0.1	A	6 CU 4	0	0	0	0	0.0	4.8	19	5	6	0	0.0	3.3	92.1	0.0	0.0	GU-L
GU-L		B		0	0	0	0	0.0	3.9	16	4	5	0	0.0	1.7	93.6	0.0	0.0	GU-L
GU-L		C		0	0	0	0	0.0	4.9	19	5	6	0	0.0	4.7	90.7	0.0	0.0	GU-L
GUT-M	0.0	A	6 CU 4	25	16	4	5	0.0	4.8	11	3	3	0	0.0	3.3	92.1	0.0	0.0	GUT-M
GUT-M		B		25	16	4	5	0.0	3.9	8	2	2	0	0.0	1.7	93.6	0.0	0.0	GUT-M
GUT-M		C		25	16	4	5	0.0	4.9	11	3	3	0	0.0	4.7	90.7	0.0	0.0	GUT-M
GU-N	0.0	A	6 CU 4	0	0	0	0	0.0	0.8	3	1	1	0	0.0	3.3	92.1	0.0	0.0	GU-N
GU-N		C		0	0	0	0	0.0	0.8	3	1	1	0	0.0	4.7	90.7	0.0	0.0	GU-N
GUT-O	0.0	A	6 CU 4	5	3	1	1	0.0	0.8	2	0	0	0	0.0	3.3	92.1	0.0	0.0	GUT-O
GUT-O		C		5	3	1	1	0.0	0.8	2	0	0	0	0.0	4.7	90.7	0.0	0.0	GUT-O
GU-K	0.0	A	6 CU 4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.3	92.1	0.0	0.0	GU-K
GU-K		B		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GU-K
GU-K		C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	4.7	90.7	0.0	0.0	GU-K
GU-P	0.1	A	6 CU 4	0	0	0	0	0.0	20.9	81	21	25	0	0.1	3.4	92.0	0.1	0.0	GU-P
GU-P		B		0	0	0	0	0.0	4.7	19	5	6	0	-0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GU-P
GU-P		C		0	0	0	0	0.0	21.2	81	21	25	0	0.1	4.8	90.6	0.1	0.0	GU-P
GUT-Q	0.0	A	6 CU 4	3	2	0	0	0.0	20.9	80	21	25	0	0.0	3.4	92.0	0.0	0.0	GUT-Q
GUT-Q		B		0	0	0	0	0.0	4.7	19	5	6	0	-0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GUT-Q
GUT-Q		C		3	2	0	0	0.0	21.3	80	21	25	0	0.0	4.8	90.6	0.0	0.0	GUT-Q
GU-R	0.1	A	4 CU 4	0	0	0	0	0.0	14.5	80	21	25	0	0.1	3.4	91.9	0.1	0.0	GU-R
GU-R		B		0	0	0	0	0.0	3.3	19	5	6	0	-0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GU-R
GU-R		C		0	0	0	0	0.0	14.7	80	21	25	0	0.1	4.9	90.5	0.1	0.0	GU-R
GUT-S	0.0	A	4 CU 4	10	6	2	2	0.0	14.5	77	20	24	0	0.0	3.5	91.9	0.0	0.0	GUT-S
GUT-S		B		10	6	2	2	0.0	3.3	16	4	5	0	-0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GUT-S
GUT-S		C		10	6	2	2	0.0	14.7	77	20	24	0	0.0	4.9	90.5	0.0	0.0	GUT-S
GUT-T	0.0	A	4 CU 4	10	6	2	2	0.0	13.4	70	19	22	0	0.0	3.5	91.9	0.0	0.0	GUT-T
GUT-T		B		10	6	2	2	0.0	2.2	9	2	3	0	-0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GUT-T
GUT-T		C		10	6	2	2	0.0	13.6	70	19	22	0	0.0	4.9	90.5	0.0	0.0	GUT-T
GU-U	0.0	A	4 CU 4	0	0	0	0	0.0	12.2	67	18	21	0	0.0	3.5	91.9	0.0	0.0	GU-U
GU-U		B		0	0	0	0	0.0	1.1	6	2	2	0	-0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GU-U
GU-U		C		0	0	0	0	0.0	12.4	67	18	21	0	0.0	4.9	90.5	0.0	0.0	GU-U
GUT-V	0.0	A	4 CU 4	10	6	2	2	0.0	12.2	64	17	20	0	0.0	3.5	91.9	0.0	0.0	GUT-V
GUT-V		B		10	6	2	2	0.0	1.1	3	1	1	0	-0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GUT-V
GUT-V		C		10	6	2	2	0.0	12.4	64	17	20	0	0.0	4.9	90.5	0.0	0.0	GUT-V
GU-W	0.1	A	4 CU 4	0	0	0	0	0.0	11.1	61	16	19	0	0.0	3.5	91.9	0.0	0.0	GU-W
GU-W		B		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GU-W
GU-W		C		0	0	0	0	0.0	11.3	61	16	19	0	0.0	4.9	90.4	0.0	0.0	GU-W
GUT-X	0.0	A	4 CU 4	98	61	16	19	0.0	11.1	30	8	9	0	0.0	3.5	91.9	0.0	0.0	GUT-X
GUT-X		B		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	GUT-X
GUT-X		C		98	61	16	19	0.0	11.3	30	8	10	0	0.0	4.9	90.4	0.0	0.0	GUT-X
GU-E	0.1	A	6 CU 4	0	0	0	0	0.0	0.8	3	1	1	0	0.0	1.8	93.6	0.0	0.0	GU-E
GU-E		B		0	0	0	0	0.0	0.8	3	1	1	0	0.0	1.0	94.4	0.0	0.0	GU-E
GU-E		C		0	0	0	0	0.0	0.8	2	0	0	0	0.0	1.8	93.6	0.0	0.0	GU-E
GUT-9	0.0	A	6 CU 4	5	3	1	1	0.0	0.8	2	0	0	0	0.0	1.0	94.4	0.0	0.0	GUT-9
GUT-9		B		5	3	1	1	0.0	0.8	2	0	0	0	0.0	1.0	94.4	0.0	0.0	GUT-9
SA-1	0.0	A	4 AA 1	0	0	0	0	0.0	3.1	12	3	4	0	0.0	1.0	94.3	0.0	0.0	SA-1
SA-1		B		0	0	0	0	0.0	3.1	12	3	4	0	0.0	0.6	94.8	0.0	0.0	SA-1
SA-1		C		0	0	0	0	0.0	3.2	12	3	4	0	0.0	1.5	93.9	0.0	0.0	SA-1
SAT-2	0.0	A	4 AA 1	20	12	3	4	0.0	3.1	6	2	2	0	0.0	1.0	94.3	0.0	0.0	SAT-2
SAT-2		B		20	12	3	4	0.0	3.1	6	2	2	0	0.0	0.6	94.8	0.0	0.0	SAT-2
SAT-2		C		20	12	3	4	0.0	3.2	6	2	2	0	0.0	1.5	93.9	0.0	0.0	SAT-2

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			---- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
ALT-5	8.43	86.94	PU-1	92.49	110.42	73.16	82.71
EPT-5	3.29	92.08	PU-1	63.89	44.34	28.79	33.73
ALT-5	12.28	83.08	PU-2	94.62	118.61	78.91	88.56

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----					: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	1491.9	1425.8	439.1	0.96	110.4	73.2	82.7
B	1030.5	989.7	286.9	0.96	44.3	28.8	33.7
C	1524.9	1456.6	451.5	0.96	118.6	78.9	88.6
TOTAL	4047.2	3872.1	1177.5	0.96	273.4	180.9	205.0

END 777

Table with columns for Item Code, Category, Sub-Category, and 16 numerical columns (likely measurements or counts), followed by a final column with item names like RCT-8, PAT-7, etc.

BB-3	0.0	A	1/0 AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.2	95.3	0.0	0.0	BB-3
BB-3		B		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.1	95.4	0.0	0.0	BB-3
BE-3		C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.2	95.3	0.0	0.0	BB-3

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
GPT-45	1.54	95.00	CE-5	65.42	12.11	8.26	8.86
FLT-3	1.44	95.11	CE-5	62.33	11.12	7.60	8.12
GPT-45	1.58	94.97	CE-5	64.18	11.90	8.13	8.70

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----					: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	849.2	788.7	314.8	0.93	12.1	8.3	8.9
B	811.1	753.4	300.5	0.93	11.1	7.6	8.1
C	837.3	777.7	310.4	0.93	11.9	8.1	8.7
TOTAL	2497.6	2319.7	925.8	0.93	35.1	24.0	25.7

@END 534

@3148 798 1596 32984 33117 33516 33915 34314 34580 35245
PROJECT: Scott & Scott 03/30/01 10:00:24
LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER S/E # 4 - E
Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

Table with columns: SECTION NAME, LGTH, PHS, COND, CONN, KVA, KW, KVAR, AMPS, CUST, LOAD PCT, KW, KVAR, AMPS, CUST, VOLTAGE SECT ACCUM, DROP, DROP LEVEL, PERCENT, LOSSES KW, LOSSES KVAR. Rows include PHASE A, PHASE B, PHASE C, and various load sections (LB-1 to LB-14, LBT-3 to LBT-8, APT-3 to APT-6, AP-1 to AP-5, PC-1 to PC-3, PCT-4, PC-5).

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
AGT-5	0.73	94.85	LB-1	69.10	2.27	1.70	1.51
AGT-5	0.72	94.86	LB-1	67.82	2.23	1.67	1.49
AGT-5	0.73	94.85	LB-1	69.10	2.27	1.70	1.51

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----					:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
	KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
A	432.4	410.1	137.2	0.95	:	2.3	1.7	1.5
B	424.4	402.5	134.6	0.95	:	2.2	1.7	1.5
C	432.4	410.1	137.2	0.95	:	2.3	1.7	1.5
-----						-----		
TOTAL	1289.2	1222.6	409.0	0.95	:	6.8	5.1	4.5

END 264

ANEXO 2

**PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO
DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA
SUBESTACION # 4**

ANEXO 2.1

UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES

BUT-7	0.0 ABC 6 CU 4	60	32	10	3	0.0	2.7	16	5	2	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	BUT-7
BU-4	0.1 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	2.7	32	10	3	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	BU-4
BUT-5	0.0 ABC 6 CU 4	60	32	10	3	0.0	2.7	16	5	2	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	BUT-5
TU-B	0.1 ABC 266 AA	0	0	0	0	0.0	0.6	24	8	2	0	0.0	1.9	93.4	0.0	0.0	TU-B
TUT-C	0.1 ABC 266 AA	45	24	8	2	0.0	0.6	12	4	1	0	0.0	1.9	93.4	0.0	0.0	TUT-C
TU-D	0.0 ABC 266 AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.9	93.4	0.0	0.0	TU-D
PL-1	0.0 ABC 1/0 AA	0	0	0	0	0.0	21.1	471	154	49	0	0.0	1.8	93.6	0.2	0.1	PL-1
PLT-2	0.1 ABC 1/0 AA	113	60	19	6	0.0	21.1	441	144	45	0	0.1	1.8	93.5	0.3	0.1	PLT-2
PLT-3	0.1 ABC 1/0 AA	15	8	3	1	0.0	18.4	407	133	42	0	0.1	1.9	93.5	0.3	0.1	PLT-3
PL-4	0.1 ABC 1/0 AA	0	0	0	0	0.0	18.1	403	131	42	0	0.1	2.0	93.4	0.2	0.1	PL-4
PL-5	0.0 ABC 1/0 AA	0	0	0	0	0.0	8.2	183	60	19	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	PL-5
PLT-6	0.2 ABC 1/0 AA	90	48	16	5	0.0	8.2	160	52	16	0	0.1	2.0	93.3	0.1	0.0	PLT-6
PLT-7	0.1 ABC 1/0 AA	75	40	13	4	0.0	6.1	116	38	12	0	0.0	2.0	93.3	0.0	0.0	PLT-7
PLT-8	0.2 ABC 2 AA 1	30	16	5	2	0.0	5.5	88	29	9	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	PLT-8
PL-9	0.0 ABC 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	4.6	80	26	8	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	PL-9
PL-C	0.0 ABC 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	2.3	40	13	4	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	PL-C
PL-D	0.1 ABC 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	2.3	40	13	4	0	0.0	2.1	93.2	0.0	0.0	PL-D
PLT-E	0.0 ABC 2 AA 1	75	40	13	4	0.0	2.3	20	6	2	0	0.0	2.1	93.2	0.0	0.0	PLT-E
PL-A	0.1 ABC 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	2.3	40	13	4	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	PL-A
PLT-B	0.0 ABC 2 AA 1	75	40	13	4	0.0	2.3	20	6	2	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	PLT-B
GR-3	0.1 ABC 1/0 AA	0	0	0	0	0.0	8.1	179	58	19	0	0.1	2.0	93.4	0.1	0.0	GR-3
GR-5	0.0 ABC 1/0 AA	0	0	0	0	0.0	5.4	120	39	12	0	0.0	2.0	93.3	0.0	0.0	GR-5
GR-6	0.1 ABC 1/0 AA	0	0	0	0	0.0	5.4	120	39	12	0	0.0	2.0	93.3	0.0	0.0	GR-6
GR-7	0.0 ABC 1/0 AA	0	0	0	0	0.0	5.4	120	39	12	0	0.0	2.0	93.3	0.0	0.0	GR-7
GR-8	0.1 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	3.4	40	13	4	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	GR-8
GRT-9	0.0 ABC 6 CU 4	75	40	13	4	0.0	3.4	20	6	2	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	GRT-9
GRT-A	0.0 ABC 6 CU 4	75	40	13	4	0.0	6.9	60	19	6	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	GRT-A
GR-B	0.1 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	3.4	40	13	4	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	GR-B
GR-C	0.1 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	3.4	40	13	4	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	GR-C
GRT-D	0.0 ABC 6 CU 4	75	40	13	4	0.0	3.4	20	6	2	0	0.0	2.1	93.3	0.0	0.0	GRT-D
GRT-4	0.0 ABC 1/0 AA	113	60	19	6	0.0	2.7	30	10	3	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	GRT-4
GR-1	0.0 ABC 1/0 AA	0	0	0	0	0.0	1.8	40	13	4	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	GR-1
GRT-2	0.0 ABC 1/0 AA	75	40	13	4	0.0	1.8	20	6	2	0	0.0	2.0	93.4	0.0	0.0	GRT-2
BR-2	0.1 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	3.4	40	13	4	0	0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	BR-2
BRT-3	0.0 ABC 6 CU 4	75	40	13	4	0.0	3.4	20	6	2	0	0.0	1.7	93.7	0.0	0.0	BRT-3
PE-1	0.1 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	16.5	193	63	20	0	0.1	1.4	94.0	0.1	0.0	PE-1
PE-2	0.2 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	4.5	53	17	5	0	0.0	1.4	93.9	0.0	0.0	PE-2
PET-3	0.0 ABC 6 CU 4	100	53	17	5	0.0	4.5	27	9	3	0	0.0	1.4	93.9	0.0	0.0	PET-3
PE-4	0.1 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	11.9	140	45	14	0	0.0	1.4	93.9	0.1	0.0	PE-4
PE-5	0.0 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.4	93.9	0.0	0.0	PE-5
PE-8	0.2 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	6.8	80	26	8	0	0.1	1.5	93.9	0.0	0.0	PE-8
PET-9	0.0 ABC 6 CU 4	150	80	26	8	0.0	6.8	40	13	4	0	0.0	1.5	93.9	0.0	0.0	PET-9
PE-6	0.1 ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	5.1	60	19	6	0	0.0	1.4	93.9	0.0	0.0	PE-6
PET-7	0.0 ABC 6 CU 4	113	60	19	6	0.0	5.1	30	10	3	0	0.0	1.4	93.9	0.0	0.0	PET-7
JB-6	0.0 ABC 2 CU 3	0	0	0	0	0.0	1.8	40	13	4	0	0.0	0.5	94.9	0.0	0.0	JB-6
JBT-7	0.0 ABC 266 AA	75	40	13	4	0.0	1.0	20	6	2	0	0.0	0.5	94.9	0.0	0.0	JBT-7

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
ABT-5	2.54	92.82	JBT-2	61.62	73.77	49.64	54.56

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
2693.0	2665.9	380.8	0.99	73.8	49.6	54.6	

@END 228

JU-4	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0.	0	0.0	1.4	16	6	2	0	0.0	2.7	92.5	0.0	0.0	JU-4
JUT-5	0.0	ABC	6	CU	4	30	16	6	2	0.0	1.4	8	3	1	0	0.0	2.7	92.5	0.0	0.0	JUT-5
JU-1	0.0	ABC	4/0	AA		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.4	92.7	0.0	0.0	JU-1
SUB-B6	0.0	ABC	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	7.1	157	56	16	0	0.0	1.9	93.2	0.0	0.0	SUB-B6
SUBT-B6	0.0	ABC	2	CU	3	300	157	56	16	0.0	7.1	79	28	8	0	0.0	1.9	93.2	0.0	0.0	SUBT-B6
SP-6	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	52.4	603	215	63	0	0.1	1.9	93.2	0.8	0.2	SP-6
SP-7	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	52.4	602	215	63	0	0.1	2.0	93.1	0.4	0.1	SP-7
SP-8	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	24.0	276	98	29	0	0.0	2.0	93.1	0.1	0.0	SP-8
SPT-9	0.0	ABC	6	CU	4	75	39	14	4	0.0	24.0	256	91	27	0	0.0	2.0	93.1	0.0	0.0	SPT-9
SP-A	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	20.6	236	84	25	0	0.1	2.1	93.0	0.2	0.1	SP-A
MD-1	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	17.2	197	70	21	0	0.1	2.2	92.9	0.2	0.1	MD-1
MD-2	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	6.4	110	39	12	0	0.0	2.2	92.9	0.0	0.0	MD-2
MD-3	0.0	ABC	4	AA	1	0	0	0	0	0.0	9.6	110	39	12	0	0.0	2.3	92.9	0.0	0.0	MD-3
MD-6	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	5.3	87	31	9	0	0.0	2.3	92.9	0.0	0.0	MD-6
MD-8	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	5.5	63	22	7	0	0.0	2.3	92.9	0.0	0.0	MD-8
MD-9	0.1	ABC	8	CU	4	0	0	0	0	0.0	7.3	63	22	7	0	0.0	2.3	92.8	0.0	0.0	MD-9
MDT-A	0.1	ABC	8	CU	4	75	39	14	4	0.0	7.3	43	15	5	0	0.0	2.3	92.8	0.0	0.0	MDT-A
MD-B	0.0	ABC	8	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.7	24	8	2	0	0.0	2.3	92.8	0.0	0.0	MD-B
MDT-C	0.0	ABC	6	CU	4	45	24	8	2	0.0	2.7	12	4	1	0	0.0	2.3	92.8	0.0	0.0	MDT-C
MDT-7	0.0	ABC	6	CU	4	45	24	8	2	0.0	2.1	12	4	1	0	0.0	2.3	92.9	0.0	0.0	MDT-7
MDT-4	0.1	ABC	4	CU	4	45	24	8	2	0.0	1.5	12	4	1	0	0.0	2.3	92.9	0.0	0.0	MDT-4
MD-D	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	7.5	86	31	9	0	0.0	2.2	92.9	0.0	0.0	MD-D
MDT-E	0.0	ABC	6	CU	4	90	47	17	5	0.0	7.5	63	22	7	0	0.0	2.2	92.9	0.0	0.0	MDT-E
MD-F	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.4	39	14	4	0	0.0	2.2	92.9	0.0	0.0	MD-F
MDT-G	0.0	ABC	6	CU	4	75	39	14	4	0.0	3.4	20	7	2	0	0.0	2.2	92.9	0.0	0.0	MDT-G
SP-B	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.4	39	14	4	0	0.0	2.1	93.0	0.0	0.0	SP-B
SP-C	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.4	39	14	4	0	0.0	2.1	93.0	0.0	0.0	SP-C
SPT-D	0.0	ABC	4	AA	1	75	39	14	4	0.0	3.4	20	7	2	0	0.0	2.1	93.0	0.0	0.0	SPT-D
CL-1	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	28.4	326	116	34	0	0.1	2.1	93.0	0.5	0.1	CL-1
CLT-3	0.1	ABC	6	CU	4	60	31	11	3	0.0	21.5	231	82	24	0	0.1	2.2	92.9	0.2	0.0	CLT-3
CL-4	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	18.8	215	77	23	0	0.1	2.3	92.9	0.2	0.0	CL-4
CLT-5	0.1	ABC	6	CU	4	38	20	7	2	0.0	18.8	205	73	22	0	0.1	2.3	92.8	0.1	0.0	CLT-5
CL-6	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	11.4	195	70	20	0	0.1	2.4	92.8	0.1	0.0	CL-6
CL-7	0.0	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	11.4	195	70	20	0	0.0	2.4	92.7	0.0	0.0	CL-7
CL-8	0.0	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	7.9	136	49	14	0	0.0	2.4	92.7	0.0	0.0	CL-8
CL-9	0.1	ABC	1/0	AA		0	0	0	0	0.0	6.2	136	49	14	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	CL-9
CL-A	0.1	ABC	1/0	AA		0	0	0	0	0.0	3.2	71	25	7	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	CL-A
CLT-B	0.0	ABC	1/0	AA		75	39	14	4	0.0	3.2	51	18	5	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	CLT-B
CLT-C	0.0	ABC	1/0	AA		60	31	11	3	0.0	1.4	16	6	2	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	CLT-C
SUB-B4	0.1	ABC	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	3.0	66	23	7	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	SUB-B4
SUBT-B4	0.0	ABC	2	CU	3	125	65	23	7	0.0	3.0	33	12	3	0	0.0	2.5	92.7	0.0	0.0	SUBT-B4
SUB-E3	0.0	ABC	2/0	CU		0	0	0	0	0.0	1.7	59	21	6	0	0.0	2.4	92.7	0.0	0.0	SUB-E3
SUBT-B3	0.0	ABC	2/0	CU		113	59	21	6	0.0	1.7	29	11	3	0	0.0	2.4	92.7	0.0	0.0	SUBT-B3
CL-2	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.9	79	28	8	0	0.0	2.2	93.0	0.0	0.0	CL-2
SUB-B2	0.0	ABC	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	3.6	79	28	8	0	0.0	2.2	93.0	0.0	0.0	SUB-B2
SUBT-B2	0.0	ABC	2	CU	3	150	79	28	8	0.0	3.6	39	14	4	0	0.0	2.2	93.0	0.0	0.0	SUBT-B2
SP-3	0.0	AB	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	1.7	13	5	2	0	0.0	1.6	93.6	0.0	0.0	SP-3
SPT-4	0.0	AB	6	CU	4	25	13	5	2	0.0	1.7	7	2	1	0	0.0	1.6	93.6	0.0	0.0	SPT-4
AN-1	0.1	AB	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	2.0	24	8	4	0	0.0	0.9	94.2	0.0	0.0	AN-1
ANT-2	0.0	ABC	2	AA	1	45	24	8	2	0.0	1.4	12	4	1	0	0.0	0.9	94.2	0.0	0.0	ANT-2
GO-4	0.0	ABC	1/0	AA		0	0	0	0	0.0	1.8	39	14	4	0	0.0	0.8	94.4	0.0	0.0	GO-4
GOT-5	0.0	ABC	1/0	AA		75	39	14	4	0.0	1.8	20	7	2	0	0.0	0.8	94.4	0.0	0.0	GOT-5
GO-2	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	7.5	131	47	13	0	0.0	0.5	94.6	0.0	0.0	GO-2
SUB-B1	0.0	ABC	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	5.9	131	47	13	0	0.0	0.5	94.6	0.0	0.0	SUB-B1
SUBT-B1	0.0	ABC	2	CU	3	250	131	47	13	0.0	5.9	65	23	7	0	0.0	0.5	94.6	0.0	0.0	SUBT-B1

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----		--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----			
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
JCT-5	3.99	91.16	SP-2	83.14	106.08	74.40	75.62

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
2888.8	2835.6	551.8	0.98	106.1	74.4	75.6	

@END 237

HAT-5	0.1	A C 6 CU 4	50	31	8	5	0.0	4.2	16	4	2	0	0.0	6.3	89.1	0.0	0.0	HAT-5
HA-6	0.1	A C 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	19.0	143	38	23	0	0.1	6.4	89.0	0.1	0.0	HA-6
HA-7	0.0	A C 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	19.0	143	38	23	0	0.0	6.4	89.0	0.1	0.0	HA-7
HAT-8	0.1	A C 6 CU 4	25	16	4	2	0.0	19.0	135	36	22	0	0.1	6.5	88.8	0.1	0.0	HAT-8
HA-9	0.1	A C 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	16.9	127	33	20	0	0.1	6.6	88.7	0.1	0.0	HA-9
HA-A	0.2	A C 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	11.3	127	33	20	0	0.1	6.8	88.6	0.1	0.1	HA-A
HA-B	0.1	A C 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	9.9	111	29	18	0	0.0	6.8	88.6	0.0	0.0	HA-B
ALT-1	0.2	A C 2 AA 1	50	31	8	5	0.0	9.9	95	25	15	0	0.1	6.9	88.5	0.1	0.0	ALT-1
AL-2	0.0	A C 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	3.6	41	11	7	0	0.0	6.9	88.4	0.0	0.0	AL-2
ALT-3	0.0	A C 2 AA 1	15	9	2	2	0.0	3.6	36	9	6	0	0.0	6.9	88.4	0.0	0.0	ALT-3
AL-4	0.2	A C 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	2.8	31	8	5	0	0.0	7.0	88.4	0.0	0.0	AL-4
ALT-5	0.1	A C 2 AA 1	50	31	8	5	0.0	2.8	16	4	3	0	0.0	7.0	88.4	0.0	0.0	ALT-5
AL-6	0.4	A C 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	7.0	88.4	0.0	0.0	AL-6
CC-1	0.1	A C 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	3.5	39	10	6	0	0.0	6.9	88.4	0.0	0.0	CC-1
CC-4	0.1	A C 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	2.1	23	6	4	0	0.0	6.9	88.4	0.0	0.0	CC-4
CCT-5	0.0	A C 2 AA 1	38	23	6	4	0.0	2.1	12	3	2	0	0.0	6.9	88.4	0.0	0.0	CCT-5
CC-2	0.1	A C 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	1.4	16	4	3	0	0.0	6.9	88.4	0.0	0.0	CC-2
CCT-3	0.0	A C 2 AA 1	25	16	4	3	0.0	1.4	8	2	1	0	0.0	6.9	88.4	0.0	0.0	CCT-3
HA-C	0.1	A C 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	1.4	16	4	3	0	0.0	6.8	88.6	0.0	0.0	HA-C
HAT-D	0.0	A C 2 AA 1	25	16	4	3	0.0	1.4	8	2	1	0	0.0	6.8	88.6	0.0	0.0	HAT-D
ND-1	0.1	ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	2.5	28	7	3	0	0.0	5.2	90.2	0.0	0.0	ND-1
NDT-2	0.0	ABC 6 CU 4	45	28	7	3	0.0	2.5	14	4	1	0	0.0	5.2	90.2	0.0	0.0	NDT-2
UJ-3	0.1	ABC 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	5.5	94	25	10	0	0.0	4.9	90.5	0.0	0.0	UJ-3
UJT-4	0.0	ABC 2 AA 1	150	94	25	10	0.0	5.5	47	12	5	0	0.0	4.9	90.5	0.0	0.0	UJT-4
SO-1	0.0	AB 2 AA 1	0	0	0	0	0.0	1.4	16	4	2	0	0.0	4.4	91.0	0.0	0.0	SO-1
SOT-2	0.0	AB 2 AA 1	25	16	4	2	0.0	1.4	8	2	1	0	0.0	4.4	91.0	0.0	0.0	SOT-2
JH-5	0.1	ABC 4 CU 4	0	0	0	0	0.0	3.4	56	15	6	0	0.0	4.3	91.0	0.0	0.0	JH-5
JHT-6	0.0	ABC 4 CU 4	90	56	15	6	0.0	3.4	28	7	3	0	0.0	4.3	91.0	0.0	0.0	JHT-6
AC-9	0.0	ABC 2/0 AA	0	0	0	0	0.0	1.4	37	10	4	0	0.0	3.7	91.7	0.0	0.0	AC-9
ACT-A	0.0	ABC 2/0 AA	60	37	10	4	0.0	1.4	19	5	2	0	0.0	3.7	91.7	0.0	0.0	ACT-A
AC-7	0.0	ABC 2 CU 3	0	0	0	0	0.0	1.1	23	6	2	0	0.0	3.6	91.8	0.0	0.0	AC-7
ACT-8	0.0	ABC 2/0 AA	38	23	6	2	0.0	0.9	12	3	1	0	0.0	3.6	91.8	0.0	0.0	ACT-8
ACT-1	0.0	ABC 4 CU 4	10	6	2	1	0.0	6.0	97	26	10	0	0.0	3.2	92.2	0.0	0.0	ACT-1
AC-2	0.1	ABC 4 CU 4	0	0	0	0	0.0	5.7	94	25	10	0	0.0	3.2	92.2	0.0	0.0	AC-2
ACT-3	0.0	ABC 4 CU 4	150	94	25	10	0.0	5.7	47	12	5	0	0.0	3.2	92.2	0.0	0.0	ACT-3
GU-J	0.0	ABC 266 AA	0	0	0	0	0.0	5.7	234	62	24	0	0.0	2.8	92.6	0.0	0.0	GU-J
GU-L	0.1	ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	4.5	53	14	5	0	0.0	2.8	92.6	0.0	0.0	GU-L
GUT-M	0.0	ABC 6 CU 4	75	47	12	5	0.0	4.5	30	8	3	0	0.0	2.8	92.6	0.0	0.0	GUT-M
GU-N	0.0	A C 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	0.8	6	2	1	0	0.0	2.8	92.6	0.0	0.0	GU-N
GUT-O	0.0	A C 6 CU 4	10	6	2	1	0.0	0.8	3	1	0	0	0.0	2.8	92.6	0.0	0.0	GUT-O
GU-K	0.0	ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.8	92.6	0.0	0.0	GU-K
GU-P	0.1	ABC 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	15.5	181	48	19	0	0.1	2.8	92.5	0.1	0.0	GU-P
GUT-Q	0.0	ABC 6 CU 4	5	3	1	0	0.0	15.5	180	47	18	0	0.0	2.8	92.5	0.0	0.0	GUT-Q
GU-R	0.1	ABC 4 CU 4	0	0	0	0	0.0	10.7	178	47	18	0	0.0	2.9	92.5	0.1	0.0	GU-R
GUT-S	0.0	ABC 4 CU 4	30	19	5	2	0.0	10.7	169	44	17	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	GUT-S
GUT-T	0.0	ABC 4 CU 4	30	19	5	2	0.0	9.6	150	39	15	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	GUT-T
GU-U	0.0	ABC 4 CU 4	0	0	0	0	0.0	8.5	141	37	14	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	GU-U
GUT-V	0.0	ABC 4 CU 4	30	19	5	2	0.0	8.5	131	35	13	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	GUT-V
GU-W	0.1	ABC 4 CU 4	0	0	0	0	0.0	7.3	122	32	12	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	GU-W
GUT-X	0.0	ABC 4 CU 4	195	122	32	12	0.0	7.3	61	16	6	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	GUT-X
GU-8	0.1	AB 6 CU 4	0	0	0	0	0.0	0.8	6	2	1	0	0.0	1.5	93.8	0.0	0.0	GU-8
GUT-9	0.0	AB 6 CU 4	10	6	2	1	0.0	0.8	3	1	0	0	0.0	1.5	93.8	0.0	0.0	GUT-9
SA-1	0.0	ABC 4 AA 1	0	0	0	0	0.0	3.1	37	10	4	0	0.0	0.9	94.5	0.0	0.0	SA-1
SAT-2	0.0	ABC 4 AA 1	60	37	10	4	0.0	3.1	19	5	2	0	0.0	0.9	94.5	0.0	0.0	SAT-2

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	DROP PERCENT	LEVEL PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR	
ALT-5	6.97	88.39	PU-2	80.64	234.60	154.54	176.51	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				:	RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
3902.1	3845.8	660.7	0.99	:	234.6	154.5	176.5

@END 322

BB-8	0.0	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	11.0	181	71	19	0	0.0	1.1	95.4	0.0	0.0	BB-8
BBT-9	0.0	ABC	4	CU	4	75	41	16	4	0.0	11.0	160	63	17	0	0.0	1.1	95.4	0.0	0.0	BBT-9
BB-A	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	8.5	140	55	14	0	0.0	1.2	95.4	0.1	0.0	BB-A
BBT-B	0.0	ABC	4	CU	4	75	41	16	4	0.0	8.5	119	47	12	0	0.0	1.2	95.4	0.0	0.0	BBT-B
BBT-C	0.0	ABC	4	CU	4	45	24	10	3	0.0	6.0	87	34	9	0	0.0	1.2	95.4	0.0	0.0	BBT-C
BBT-D	0.0	ABC	4	CU	4	38	20	8	2	0.0	4.5	64	25	7	0	0.0	1.2	95.4	0.0	0.0	BBT-D
BB-E	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.3	54	21	6	0	0.0	1.2	95.4	0.0	0.0	BB-E
BB-F	0.0	ABC	2/0	CU		0	0	0	0	0.0	1.6	54	21	6	0	0.0	1.2	95.3	0.0	0.0	BB-F
BB-G	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.1	24	10	3	0	0.0	1.2	95.3	0.0	0.0	BB-G
BBT-H	0.0	ABC	6	CU	4	45	24	10	3	0.0	2.1	12	5	1	0	0.0	1.2	95.3	0.0	0.0	BBT-H
BBT-I	0.0	ABC	2/0	CU		45	24	10	3	0.0	0.9	18	7	2	0	0.0	1.2	95.3	0.0	0.0	BBT-I
BBT-J	0.1	ABC	2/0	CU		10	5	2	1	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	1.2	95.3	0.0	0.0	BBT-J
BB-1	0.1	ABC	1/0	AA		0	0	0	0	0.0	1.0	24	10	3	0	0.0	1.0	95.6	0.0	0.0	BB-1
BBT-2	0.0	ABC	1/0	AA		45	24	10	3	0.0	1.0	12	5	1	0	0.0	1.0	95.6	0.0	0.0	BBT-2
BB-3	0.0	ABC	1/0	AA		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.0	95.6	0.0	0.0	BB-3

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
PVT-Y	1.21	95.34	CE-5	56.99	31.33	21.44	22.85

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2347.3	2317.2	375.2	0.99	:	31.3	21.4	22.9

@END 197

MC-6	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	10.4	174	58	18	0	0.0	0.4	95.1	0.0	0.0	MC-6
MCT-7	0.0	ABC	4	CU	4	100	60	20	6	0.0	10.4	144	48	15	0	0.0	0.4	95.1	0.0	0.0	MCT-7
MC-8	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.8	113	38	12	0	0.0	0.5	95.1	0.0	0.0	MC-8
MC-9	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.8	113	38	12	0	0.0	0.5	95.1	0.0	0.0	MC-9
MC-10	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.5	95.1	0.0	0.0	MC-10
AG-1	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.7	45	15	5	0	0.0	0.5	95.1	0.0	0.0	AG-1
AGT-2	0.0	ABC	4	CU	4	75	45	15	5	0.0	2.7	23	8	2	0	0.0	0.5	95.1	0.0	0.0	AGT-2
AG-3	0.0	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.1	68	23	7	0	0.0	0.5	95.1	0.0	0.0	AG-3
AG-4	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.1	68	23	7	0	0.0	0.5	95.0	0.0	0.0	AG-4
AGT-5	0.0	ABC	4	CU	4	113	68	23	7	0.0	4.1	34	11	3	0	0.0	0.5	95.0	0.0	0.0	AGT-5

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			----- WIRE LOAD MAXIMUM -----			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
AGT-5	0.54	95.05	LB-1	65.51	6.38	4.78	4.24	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1229.9	1222.3	-136.2	-0.99	6.4	4.8	4.2

@END 106

ANEXO 2.2

RECONFIGURACION DE LOS ALIMENTADORES

ANEXO 2.2.1

PRIMARIO ORIGINAL

ANEXO 2.2.1.A

ANALISIS BALANCEADO

@1764 798 1330 22078 22211 22610 22743 23142 23408 23541
PROJECT: Scott & Scott 04/05/01 20:47:13
LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
BALANCED ANALYSIS ON FEEDER S/E # 4 - B
Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

Table with columns: SECTION NAME, LGTH PHS, COND, CONN, KVA, KW, KVAR, AMPS, CUST, LOAD IN SECTION, LOAD THRU SECTION, VOLTAGE PERCENT, LOSSES. Includes a header for S/E # 4 - B and a summary row for FEEDER TOTALS.

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
EFT-E	2.96	92.19	SP-2	65.89	59.79	42.18	42.38

3 iteration(s) with convergence criteria of 0.00

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2336.2	2191.7	808.9	0.94	:	59.8	42.2	42.4

END 177

@3112 798 1330 28728 28861 29260 29393 29792 30058 30191
PROJECT: Scott & Scott 03/29/01 14:46:41
LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
BALANCED ANALYSIS ON FEEDER S/E # 4 - C
Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

Table with columns: S/E # 4 - C, SECTION NAME, LGTH, PHS, CONN, LOAD IN SECTION (KW, KVAR, AMPS, CUST), LOAD THRU SECTION (KW, KVAR, AMPS, CUST), VOLTAGE PERCENT SECT ACCUM (DROP, DROP, LEVEL), and LOSSES (KW, KVAR). Includes a 'FEEDER TOTALS:' section and a '(feeder pf = 0.96)' note.

HA-B	0.1	A	C	2	AA	1	0	0	0	0.0	9.9	111	29	18	0	0.0	6.4	88.9	0.0	0.0	HA-B	
ALT-1	0.2	A	C	2	AA	1	50	31	8	5	0.0	9.9	95	25	15	0	0.1	6.5	88.8	0.1	0.0	ALT-1
AL-2	0.0	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	3.6	41	11	6	0	0.0	6.5	88.8	0.0	0.0	AL-2
ALT-3	0.0	A	C	2	AA	1	15	9	2	1	0.0	3.6	36	9	6	0	0.0	6.6	88.8	0.0	0.0	ALT-3
AL-4	0.2	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	2.8	31	8	5	0	0.0	6.6	88.8	0.0	0.0	AL-4
ALT-5	0.1	A	C	2	AA	1	50	31	8	5	0.0	2.8	16	4	2	0	0.0	6.6	88.8	0.0	0.0	ALT-5
AL-6	0.4	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	6.6	88.8	0.0	0.0	AL-6
CC-1	0.1	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	3.5	39	10	6	0	0.0	6.6	88.8	0.0	0.0	CC-1
CC-4	0.1	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	2.1	23	6	4	0	0.0	6.6	88.8	0.0	0.0	CC-4
CCT-5	0.0	A	C	2	AA	1	38	23	6	4	0.0	2.1	12	3	2	0	0.0	6.6	88.8	0.0	0.0	CCT-5
CC-2	0.1	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	1.4	16	4	2	0	0.0	6.6	88.8	0.0	0.0	CC-2
CCT-3	0.0	A	C	2	AA	1	25	16	4	2	0.0	1.4	8	2	1	0	0.0	6.6	88.8	0.0	0.0	CCT-3
HA-C	0.1	A	C	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	1.4	16	4	2	0	0.0	6.4	89.0	0.0	0.0	HA-C
HAT-D	0.0	A	C	2	AA	1	25	16	4	2	0.0	1.4	8	2	1	0	0.0	6.4	89.0	0.0	0.0	HAT-D
ND-1	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.4	28	7	3	0	0.0	4.8	90.6	0.0	0.0	ND-1	
NDT-2	0.0	ABC	6	CU	4	45	28	7	3	0.0	2.4	14	4	1	0	0.0	4.8	90.6	0.0	0.0	NDT-2	
UJ-3	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	5.4	94	25	10	0	0.0	4.5	90.9	0.0	0.0	UJ-3	
UJT-4	0.0	ABC	2	AA	1	150	94	25	10	0.0	5.4	47	12	5	0	0.0	4.5	90.9	0.0	0.0	UJT-4	
SO-1	0.0	AB	2	AA	1	0	0	0	0	0.0	1.3	16	4	2	0	0.0	3.8	91.5	0.0	0.0	SO-1	
SOT-2	0.0	AB	2	AA	1	25	16	4	2	0.0	1.3	8	2	1	0	0.0	3.8	91.5	0.0	0.0	SOT-2	
JH-5	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	3.4	56	15	6	0	0.0	3.8	91.6	0.0	0.0	JH-5	
JHT-6	0.0	ABC	6	CU	4	90	56	15	6	0.0	3.4	28	7	3	0	0.0	3.8	91.6	0.0	0.0	JHT-6	
AC-9	0.0	ABC	2/0	AA	0	0	0	0	0	0.0	1.4	37	10	4	0	0.0	3.0	92.4	0.0	0.0	AC-9	
ACT-A	0.0	ABC	2/0	AA	60	37	10	4	0	0.0	1.4	19	5	2	0	0.0	3.0	92.4	0.0	0.0	ACT-A	
AC-7	0.0	ABC	2	CU	3	0	0	0	0	0.0	1.0	23	6	2	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	AC-7	
ACT-8	0.0	ABC	2/0	AA	38	23	6	2	0	0.0	0.9	12	3	1	0	0.0	2.9	92.5	0.0	0.0	ACT-8	
ACT-1	0.0	ABC	4	CU	4	10	6	2	1	0.0	6.0	97	26	10	0	0.0	2.6	92.8	0.0	0.0	ACT-1	
AC-2	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	5.6	94	25	10	0	0.0	2.6	92.7	0.0	0.0	AC-2	
ACT-3	0.0	ABC	4	CU	4	150	94	25	10	0.0	5.6	47	12	5	0	0.0	2.6	92.7	0.0	0.0	ACT-3	
GU-J	0.0	ABC	266	AA	0	0	0	0	0	0.0	5.4	234	62	24	0	0.0	2.3	93.1	0.0	0.0	GU-J	
GU-L	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.5	53	14	5	0	0.0	2.3	93.1	0.0	0.0	GU-L	
GUT-M	0.0	ABC	6	CU	4	75	47	12	5	0.0	4.5	30	8	3	0	0.0	2.3	93.1	0.0	0.0	GUT-M	
GU-N	0.0	A	C	6	CU	4	0	0	0	0.0	0.8	6	2	1	0	0.0	2.3	93.1	0.0	0.0	GU-N	
GUT-O	0.0	A	C	6	CU	4	10	6	2	1	0.0	0.8	3	1	0	0.0	2.3	93.1	0.0	0.0	GUT-O	
GU-K	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.3	93.1	0.0	0.0	GU-K	
GU-P	0.1	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	15.4	181	48	18	0	0.1	2.4	93.0	0.1	0.0	GU-P	
GUT-Q	0.0	ABC	6	CU	4	5	3	1	0	0.0	15.4	180	47	18	0	0.0	2.4	93.0	0.0	0.0	GUT-Q	
GU-R	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	10.7	178	47	18	0	0.0	2.4	93.0	0.1	0.0	GU-R	
GUT-S	0.0	ABC	4	CU	4	30	19	5	2	0.0	10.7	169	44	17	0	0.0	2.4	93.0	0.0	0.0	GUT-S	
GUT-T	0.0	ABC	4	CU	4	30	19	5	2	0.0	9.5	150	39	15	0	0.0	2.4	93.0	0.0	0.0	GUT-T	
GU-U	0.0	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	8.4	141	37	14	0	0.0	2.4	93.0	0.0	0.0	GU-U	
GUT-V	0.0	ABC	4	CU	4	30	19	5	2	0.0	8.4	131	35	13	0	0.0	2.4	93.0	0.0	0.0	GUT-V	
GU-W	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	7.3	122	32	12	0	0.0	2.4	92.9	0.0	0.0	GU-W	
GUT-X	0.0	ABC	4	CU	4	195	122	32	12	0.0	7.3	61	16	6	0	0.0	2.4	92.9	0.0	0.0	GUT-X	
GU-8	0.1	AB	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	0.8	6	2	1	0	0.0	1.3	94.1	0.0	0.0	GU-8	
GUT-9	0.0	AB	6	CU	4	10	6	2	1	0.0	0.8	3	1	0	0	0.0	1.3	94.1	0.0	0.0	GUT-9	
SA-1	0.0	ABC	4	AA	1	0	0	0	0	0.0	2.8	37	10	4	0	0.0	0.8	94.6	0.0	0.0	SA-1	
SAT-2	0.0	ABC	4	AA	1	60	37	10	4	0.0	2.8	19	5	2	0	0.0	0.8	94.6	0.0	0.0	SAT-2	

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----				--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
ALT-5	6.60	88.76	PU-2	62.61	140.34	93.33	104.81	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2981.3	2862.2	834.3	0.96	:	140.3	93.3	104.8

@END 227

@1952 798 1330 31122 31255 31654 31787 32186 32452 32585
PROJECT: Scott & Scott 04/05/01 20:25:39
LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
BALANCED ANALYSIS ON FEEDER S/E # 4 - D
Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

Table with columns: S/E # 4 - D, SECTION NAME, LGTH, PHS, CONN, KVA, KW, KVAR, AMPS, CUST, LOAD IN SECTION, LOAD THRU SECTION, VOLTAGE PERCENT, and LOSSES. Includes a FEEDER TOTALS row and numerous section entries like PM-1, CH-1, CA-1, etc.

MCT-7	0.0	ABC	4	CU	4	100	60	20	6	0.0	10.4	144	48	15	0	0.0	1.0	94.6	0.0	0.0	MCT-7
MC-8	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.8	113	38	12	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	MC-8
MC-9	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.8	113	38	12	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	MC-9
MC-10	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	MC-10
AG-1	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.7	45	15	5	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	AG-1
AGT-2	0.0	ABC	4	CU	4	75	45	15	5	0.0	2.7	23	8	2	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	AGT-2
AG-3	0.0	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.1	68	23	7	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	AG-3
AG-4	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.1	68	23	7	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	AG-4
AGT-5	0.0	ABC	4	CU	4	113	68	23	7	0.0	4.1	34	11	3	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	AGT-5

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
E5T-5	4.05	91.53	GM-3	77.86	50.86	41.74	29.07

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2284.2	2181.7	676.6	0.96	:	50.9	41.7	29.1

END 189

ANEXO 2.2.2

UBICACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES

ANEXO 2.2.2.A

ANALISIS BALANCEADO

GO-4	0.0	ABC	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	1.8	39	14	4	0	0.0	0.5	94.6	0.0	0.0	GO-4	
GOT-5	0.0	ABC	1/0	AA	75	39	14	4	0.0	1.8	20	7	2	0	0.0	0.5	94.6	0.0	0.0	GOT-5	
GO-2	0.1	ABC	2	AA	1	0	0	0	0.0	7.5	131	47	13	0	0.0	0.4	94.8	0.0	0.0	GO-2	
SUB-B1	0.0	ABC	2	CU	3	0	0	0	0.0	5.8	131	47	13	0	0.0	0.4	94.8	0.0	0.0	SUB-B1	
SUBT-B1	0.0	ABC	2	CU	3	250	131	47	13	0.0	5.8	65	23	7	0	0.0	0.4	94.8	0.0	0.0	SUBT-B1

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			---- WIRE LOAD MAXIMUM --			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
EFT-E	2.29	92.86	SP-2	62.02	53.69	38.06	37.87	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.00

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2205.7	2187.6	282.6	0.99	:	53.7	38.1	37.9

MC-5	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	17.2	287	95	29	0	0.0	0.8	94.8	0.1	0.1	MC-5
HM-1	0.0	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.8	94.8	0.0	0.0	HM-1
HM-2	0.0	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.8	113	38	12	0	0.0	0.8	94.8	0.0	0.0	HM-2
HM-3	0.0	ABC	6	CU	4	0	0	0	0	0.0	5.8	68	23	7	0	0.0	0.8	94.8	0.0	0.0	HM-3
HMT-4	0.0	ABC	6	CU	4	113	68	23	7	0.0	5.8	34	11	3	0	0.0	0.8	94.8	0.0	0.0	HMT-4
HM-5	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.7	45	15	5	0	0.0	0.8	94.8	0.0	0.0	HM-5
HMT-6	0.0	ABC	4	CU	4	75	45	15	5	0.0	2.7	23	8	2	0	0.0	0.8	94.8	0.0	0.0	HMT-6
MC-6	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	10.4	174	58	18	0	0.0	0.8	94.8	0.0	0.0	MC-6
MCT-7	0.0	ABC	4	CU	4	100	60	20	6	0.0	10.4	144	48	15	0	0.0	0.8	94.8	0.0	0.0	MCT-7
MC-8	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.8	113	38	12	0	0.0	0.8	94.7	0.0	0.0	MC-8
MC-9	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	6.8	113	38	12	0	0.0	0.9	94.7	0.0	0.0	MC-9
MC-10	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.9	94.7	0.0	0.0	MC-10
AG-1	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	2.7	45	15	5	0	0.0	0.9	94.7	0.0	0.0	AG-1
AGT-2	0.0	ABC	4	CU	4	75	45	15	5	0.0	2.7	23	8	2	0	0.0	0.9	94.7	0.0	0.0	AGT-2
AG-3	0.0	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.1	68	23	7	0	0.0	0.9	94.7	0.0	0.0	AG-3
AG-4	0.1	ABC	4	CU	4	0	0	0	0	0.0	4.1	68	23	7	0	0.0	0.9	94.7	0.0	0.0	AG-4
AGT-5	0.0	ABC	4	CU	4	113	68	23	7	0.0	4.1	34	11	3	0	0.0	0.9	94.7	0.0	0.0	AGT-5

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			---- WIRE LOAD MAXIMUM --			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
PST-5	3.46	92.12	GM-3	76.25	47.29	38.93	26.84	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
2176.2	2171.1	149.2	1.00	47.3	38.9	26.8

@END 195