

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**“ANALISIS DE LA INCORPORACION DE
LA SUBESTACION PEREZ GUERRERO
AL SISTEMA DE LA EMPRESA
ELECTRICA QUITO”**

TESIS DE GRADO PREVIA A LA OBTENCION

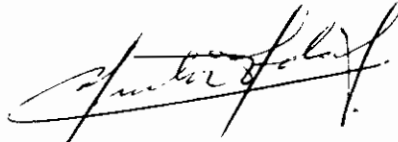
DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO

MARCO ARTURO KAROLYS CORDOVEZ

QUITO, FEBRERO 1998

CERTIFICACION

Certifico que el presente trabajo ha sido desarrollado íntegramente por el Sr. Marco Arturo Karolys Cordovéz



Ing. Mentor Poveda

Director de Tesis

DEDICATORIA

A mis padres, por ser el pilar mas importante en mi formación

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que me han ayudado a realizar éste trabajo, especialmente al Ing. Mentor Poveda por su dirección. También un agradecimiento especial a los Ingenieros Mario Albuja y Santiago Córdova.

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	1
INTRODUCCION	2
CAPITULO I.- ASPECTOS GENERALES	3
1.1 OBJETIVO	3
1.2 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION DE LA E.E.Q.S.A.....	4
1.2.1 CONDICIONES NORMALES DE OPERACION DE LOS PRIMARIOS	5
1.2.2 CONDICIONES DE OPERACION DE EMERGENCIA DE LOS PRIMARIOS.....	6
1.3 RECOPIACION DE INFORMACION	7
1.4 CONCEPTOS BASICOS	10
CAPITULO II.-LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION-CRITERIOS GENERALES.	13
2.1 MANEJO DE LA INFORMACION	14
2.2 MODELACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION.....	16
2.3 MANEJO TECNICO DE UN SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION..	19
2.3.1 CAIDAS DE VOLTAJE	20
2.3.2 NIVELES DE VOLTAJE	22
2.3.3 NUMERO DE PRIMARIOS Y MODULO DE TRANSFORMACION..	22
2.3.4 TIPO DE SISTEMA	23
2.3.5 CALIBRE DE ALIMENTADORES	23
2.4 UBICACION DE NUEVAS SUBESTACIONES	24
2.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	26
CAPITULO III .- EL PROGRAMA “DPA/G™”	28
3.1 ASPECTOS GENERALES	28
3.2 FORMA DE TRABAJO	29
3.2.1 DISTRIBUCION DE CARGAS	30
3.2.2 ANALISIS BALANCEADO	31
3.3 SUBESTACIONES	32
3.4 ALIMENTADORES	33
3.5 SECCIONES	34
3.6 CONDUCTORES	38
3.7 CALCULO DE PERDIDAS EN LOS CONDUCTORES.....	40
3.8 CALCULO DE CAIDAS DE VOLTAJE	43
3.9 METODOLOGIA PARA EL POSICIONAMIENTO DE CAPACITORES....	44
CAPITULO IV .- CONFIGURACION DE LA RED PRIMARIA.....	46
4.1 CONFIGURACION DE LA RED ANTES DE LA INCORPORACION DE LA SUBESTACION PEREZ GUERRERO	46
4.2 TOPOLOGIA DE LA RED LUEGO DE LA ENTRADA DE LA SUBESTACION PEREZ GUERRERO	55
4.3 DESCRIPCION DE LA CONFIGURACION DE LA RED DESPUES DE INCORPORACION PEREZ GUERRERO	58
4.4 POSIBILIDADES DE TRANSFERENCIA DE CARGA ENTRE LOS PRIMARIOS DEL “DISTRITO CENTRO NORTE”	59

CAPITULO V - MODELACION Y ANALISIS DE LA RED PRIMARIA.....	67
5.1 MODELACION DEL SISTEMA.....	67
5.2 METODOLOGIA PARA EL ANALISIS DEL SISTEMA.....	73
5.3 DENSIDAD DE CARGA.....	75
5.4 SUBESTACIONES.....	84
5.5 FACTOR DE UTILIZACION DE LOS TRANSFORMADORES.....	89
5.6 RESULTADOS DE LA MODELACION DEL SISTEMA.....	96
5.6.1 PERDIDAS EN LOS CONDUCTORES PRIMARIOS.....	96
5.6.2 CARGA DE LOS CONDUCTORES PRIMARIOS.....	101
5.6.3 CAIDAS DE VOLTAJE.....	104
CAPITULO VI.- OPTIMIZACION DE LA RED.....	108
6.1 CAMBIOS EN EL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION.....	109
6.2 CAMBIOS EN LOS CONDUCTORES PRIMARIOS.....	113
6.3 RESULTADOS DE LOS CAMBIOS REALIZADOS EN LA RED PRIMARIA.....	115
6.3.1 PERDIDAS EN LOS CONDUCTORES PRIMARIOS.....	116
6.3.2 CAIDAS DE VOLTAJE.....	121
6.3.3 USO DE CAPACITORES.....	123
6.4 OBSERVACIONES GENERALES.....	125
CONCLUSIONES.....	132
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	133
ANEXOS	
ANEXO 1: Demandas de las subestaciones del área de estudio antes de la incorporación de la subestación Pérez Guerrero	
ANEXO 2: Demandas de las subestaciones del área de estudio después de la incorporación de la subestación Pérez Guerrero	
ANEXO 3: Resultados de la simulación en el programa DPA/G para algunos primarios antes del ingreso de la subestación Pérez Guerrero	
ANEXO 4: Resultados de la simulación en el programa DPA/G para algunos primarios después del ingreso de la subestación Pérez Guerrero	
ANEXO 5: Secciones por primario, carga instalada y demanda de los primarios después del ingreso de la subestación Pérez Guerrero	
ANEXO 6: Curvas de carga de los primarios después del ingreso de la S/E P.G	
ANEXO 7: Cambio de secciones entre los primarios al ingreso de la S/E P.G	
ANEXO 8: Resultados de la simulación en el programa DPA/G para los primarios reestructurados	
ANEXO 9: Calculo de pérdidas de energía por efecto Joule	
ANEXO 10: Plano de la cobertura de los primarios después del ingreso de la S/E Pérez Guerrero	
ANEXO 11: Plano de la cobertura de los primarios reestructurados	

RESUMEN EJECUTIVO

Este estudio, a través de un ejercicio de ingeniería de distribución, demuestra como la Empresa Eléctrica Quito S.A. puede ahorrarse un valor estimado de 330 millones de sucres anuales, prácticamente sin realizar inversiones.

INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos operan como un todo, pero dada la cantidad de elementos y la magnitud de los cálculos necesarios para el análisis es conveniente dividir el sistema eléctrico en varios subsistemas o categorías para lograr simplificaciones en su manejo. El número de divisiones dependerá de la complejidad del sistema y de la información disponible. Es frecuente considerar las siguientes divisiones, ya que ellas presentan ciertas características comunes. Así se puede dividir al sistema eléctrico en:

Generación - Transmisión - Subtransmisión - Distribución primaria - Distribución secundaria

En los subsistemas primarios de distribución es frecuente la falta de instrumentación necesaria para obtener la información base para un buen manejo del sistema. Los subsistemas secundarios de distribución son las partes del sistema más difíciles de analizar por la carencia de información debido a la falta de instrumentos de medida y la gran diversidad tanto en el consumo como en la instalación de cada usuario; sin embargo, el planeamiento de los sistemas eléctricos comienza en el último nivel de entrega de energía, es decir a nivel de los consumidores.

El sector de distribución es la parte del sistema eléctrico que más cerca está de los usuarios, entonces se puede decir que esta parte de la empresa refleja el comportamiento del sistema en conjunto. Anteriormente ésta parte del sistema de potencia se vio relegada por el gran número de componentes que involucra y la dispersión de su situación geográfica, lo que hacía extremadamente difícil su control. Además el dinamismo de la carga a éste nivel hace que las condiciones sean siempre cambiantes y se dificulte el control del sistema. Desde hace algún tiempo el uso de algoritmos matemáticos y el uso de computadores, han ayudado a las empresas a efectuar este control. Pero para ello, las empresas deben seguir una metodología ordenada de trabajo, con el fin de obtener los datos necesarios para efectuar el control, diseño y planificación del sistema, mediante programas computacionales orientados a la aplicación en los sistemas de distribución.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1 OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo es determinar las condiciones actuales de operación del conjunto de primarios que sirven a una zona delimitada por la incidencia de 28 primarios, correspondientes a 7 subestaciones ubicadas en el denominado “Distrito Centro Norte” de la ciudad de Quito, con la ayuda de un paquete computacional para el análisis de sistemas primarios de distribución, denominado “Distribution Primary Analysis Graphics” (DPA/G™). Las subestaciones, cuyos primarios serán objeto de estudio, son las siguientes: *Subestación 9 (Miraflores), Subestación 10 Vieja, Subestación 11 (Belizario Quevedo), Subestación 12 (Floresta), Subestación 24 (Carolina), Subestación 32 (Vicentina), y Subestación 53 (Pérez Guerrero).*

El análisis se lo realizará en tres etapas. Primeramente se realizará el análisis de la red antes de la entrada de la subestación 53; como segunda etapa se realizará el análisis de la red como se encontró en diciembre de 1996, cuando se empezó éste estudio; y como tercera y última etapa, usando los resultados de los dos análisis previos, se optimizará la configuración de la red dentro de la zona de estudio, de una manera técnica y justificada mediante una metodología posteriormente descrita y basada en los resultados obtenidos mediante la utilización del paquete DPA/G™.

Para realizar los estudios antes planteados, se requiere una recopilación de toda la información sobre la red de distribución en consideración, para lo cual se toman como referencia los planos y datos obtenidos en las oficinas del Programa de Inventarios y Avalúos de la E.E.Q.S.A. (PIA) y en las oficinas de Operación de la E.E.Q.S.A. Se necesitó hacer una actualización de éstos datos mediante un recorrido en el campo, a todos los primarios en estudio. Desde la base de datos que maneja el PIA, se obtuvo la información necesaria de la red, antes del ingreso de la subestación Pérez Guerrero. Con los datos

actualizados y verificados, se procede a ingresar ésta información en el programa DPA/G™ para realizar una simulación de las condiciones operativas del sistema antes y después de la incorporación de la subestación 53. Paralelamente se divide al área de estudio en microáreas de 1 km², con base en los planos del Instituto Geográfico Militar (IGM). Con los planos originales verificados y con las secciones creadas para la simulación en el DPA/G™, se obtiene la carga instalada en transformadores y demanda en cada microárea, y se ubica a cada sección en la microárea correspondiente. Este trabajo se lo realiza igualmente para el sistema antes y después del ingreso de la subestación Pérez Guerrero. De esta manera se tiene una información que permite ver el sistema de una manera mas real, es decir, con la densidad de carga distribuida geográficamente.

Juntando éstos resultados y los de la simulación, se puede realizar un buen análisis del sistema, para posteriormente, usando los criterios básicos de la ingeniería de distribución, sugerir cambios en las estructuras y topologías de los primarios, para que el sistema en conjunto funcione en mejores condiciones que en la actualidad.

1.2 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION DE LA E.E.Q.S.A

Los alimentadores primarios analizados en el presente trabajo, son trifásicos a tres conductores a un nivel de voltaje de 6.3 kV y del tipo radial. El tipo de construcción de la red es predominantemente de disposición abierta, con conductores desnudos soportados sobre aisladores tipo espiga, en cruceta metálica y poste de hormigón de sección circular, con tramos de alimentadores primarios en instalación subterránea que son derivados desde la red aérea.

Los conductores de la red aérea son en su mayoría de aleación de aluminio, con secciones que van desde el 336 AWG al número 4 AWG. Por otro lado existen también aún tramos con conductores de cobre, con secciones que se encuentran en el rango del número 2/0

AWG al número 6 AWG. Los alimentadores primarios subterráneos utilizan cables aislados predominantemente tripolares, con aislación de papel impregnado en aceite. El rango de las secciones de éstos alimentadores se encuentra entre el número 4/0 AWG y el número 6 AWG. Se encuentra también en la red primaria subterránea, en especial para troncales del primario, cables unipolares aislados con polietileno reticulado.

En el área urbana, y en particular en el área de estudio, los transformadores de distribución instalados son, en su mayoría, trifásicos con conexión delta-estrella, y con el neutro del secundario puesto a tierra sólidamente. Estos transformadores de distribución están instalados sobre las estructuras de soporte de la red aérea y su rango de potencias nominales se encuentra entre 10 y 112.5 kVA. Para los transformadores instalados en cámaras para servicio de la red subterránea y edificios, el rango de las potencias nominales se encuentra entre 45 y 1500 kVA.

La disposición para la protección de los transformadores de distribución, generalmente, consiste en un juego de pararrayos y seccionadores-fusible en alto voltaje, y un juego de fusibles limitadores de corriente en el lado de bajo voltaje.

1.2.1 CONDICIONES NORMALES DE OPERACION DE LOS PRIMARIOS¹

Las condiciones normales de operación corresponden a la configuración regular del alimentador primario, sin transferencia de carga con otros primarios del sistema. Se define la demanda máxima admisible de un alimentador en un 80% del límite térmico de sus cables y conductores, como máximo. Por otro lado los transformadores de distribución deberían operar lo mas cerca posible de su potencia nominal para aprovechar a cabalidad la inversión realizada en potencia instalada. Para exigir el cambio de un transformador, se admite como límite de sobrecarga un 20% de su potencia nominal. Cabe resaltar que como límite extremo general de operación se acepta un 40% de sobrecarga en el pico de demanda.

¹ Según la División Operativa de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito S A

Las reparaciones, modificaciones e incorporaciones menores se realiza bajo la modalidad de trabajo en líneas energizadas. Este trabajo se lo realiza con personal y equipo especializado para éste tipo de tareas. Cuando las modificaciones o reparaciones superan la posibilidad de realizarlas con líneas energizadas, se programan suspensiones de servicio que se efectúan bajo el criterio de limitar el área sin servicio al mínimo posible que garantice la seguridad en la operación.

1.2.2 CONDICIONES DE OPERACION DE EMERGENCIA DE LOS PRIMARIOS²

Producida la desconexión de un alimentador primario o parte de él por la operación de los dispositivos de protección que detectan sobrecargas o cortocircuitos, se procede de la siguiente forma:

1. Los reclamos que vía telefónica, llegan a Despacho de Carga, por falta o deficiencias en el suministro de energía, establecen la necesidad de acciones del grupo de operación.
2. Despacho de Carga comunica el problema al jefe de operación, quién decide sobre las acciones a adoptar. Normalmente, se despacha la camioneta de turno, que cuenta con un operador, un ayudante y chofer.
3. El operador localiza la naturaleza del problema, lo soluciona y establece las acciones que están fuera de su alcance.
4. El personal reporta al jefe de operaciones para dar por terminado el problema o para que él adopte los pasos necesarios cuando el problema tiene características graves.

Cuando la desconexión se produce a nivel de subestaciones, por cortocircuito, se procede reconectando normalmente el disyuntor por una sola vez. Si subsiste el cortocircuito se procede a recorrer el primario realizando conexiones por tramos para facilitar la ubicación de la falla. Cuando los problemas salen de la capacidad del personal que se traslada en la camioneta de mantenimiento se organiza el trabajo de una cuadrilla de reparaciones y se trata de mantener el servicio mediante transferencia de carga. *Al realizarse transferencias*

² Según la División Operativa de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A

de carga se toma en cuenta la carga que maneja el primario que recibe la transferencia y se acepta hasta el 100% del límite térmico en sus líneas.

1.3 RECOPIACION DE INFORMACION

Como información preliminar se partió de planos obtenidos en el Programa de Inventarios y Avalúos de la E.E.Q.S.A. (PIA). Estos planos se obtuvieron de una especie de Sistema de Información Geográfico (Geographical Information System - GIS); en donde constan la topología de cada primario, así como información sobre los transformadores de distribución, cámaras de transformación, interconexión de cámaras, calibre y número de conductores en cada sección de la red, distinción entre la red aérea y subterránea, y equipo de seccionamiento, como reconectores y seccionadores fusibles. Esta información se encuentra sobre una base geográfica que facilita la localización física de cada elemento de la red.

En el PIA la información de la red se almacena en dos niveles que son AUTOCAD y ORACLE, en los cuales se trabaja simultáneamente. La primera es una base de datos gráfica, en la cual, sobre la base geográfica constan la red, sus elementos y equipos. Cada elemento y equipo de la red, está perfectamente identificado mediante un número de código en ORACLE y el número correspondiente a la EEQSA si es que lo tuviera, algunas características técnicas, y el nombre del propietario en el caso de transformadores y cámaras de transformación. Esta información se va actualizando en la base de datos, a medida que la información de los nuevos proyectos ingresa al PIA.

El primer paso para el presente trabajo, fue definir el área de estudio para posteriormente determinar los primarios y las subestaciones que serían incluidas en el estudio. Esta área de estudio se determina en base a la presencia de la subestación de distribución “Pérez Guerrero”. Se ha definido ésta área predominantemente dentro de la zona conocida como “Distrito Centro Norte” y que va aproximadamente desde la Av. Naciones Unidas por el

norte, hasta la calle Galápagos por el sur. Esta área de estudio comprende 28 primarios correspondiente a 7 subestaciones, los cuales se detallan en la Tabla 1.1.

SUBESTACION	PRIMARIOS
Miraflores (9)	A C D E
10 vieja	B C D
Belizario Quevedo (11)	A B C D
Floresta (12)	A B D
Carolina (24)	A B C D E F
Vicentina (32)	A B C E
Pérez Guerrero (53)	C D E F

TABLA 1.1

Primarios escogidos de las subestaciones del área de estudio

Como parte inicial del trabajo, se obtuvo en el PIA los planos con la información correspondiente a 25 de los 28 primarios, los cuales existían en la base de datos. No se obtuvo información de los primarios C, D y E de la subestación “Pérez Guerrero”, los cuales no constaban en la base de datos del PIA. Previamente al dibujo en papel de los planos de los primarios, se realizó la actualización de todos los proyectos hasta la fecha de referencia (Diciembre de 1996). Después de esto se realizó una edición de los primarios consistente en separar la parte de alta tensión de la parte de baja tensión, para posteriormente insertar los textos correspondientes a calibres de conductores, distancias entre postes, número y potencia de los transformadores de distribución, número y potencia de las cámaras de transformación. Toda esta información, a más de los equipos de seccionamiento y bancos de capacitores, estaba sobre su respectiva base geográfica. Adicionalmente a los planos de los primarios, se realizó una lista correspondiente a las cámaras de transformación, en la que se indicaba, número y potencia de la cámara; dirección y nombre del edificio. Esto fue de gran ayuda para poder avalizar los datos de las cámaras el momento del levantamiento de campo.

El principal objetivo del recorrido que se hizo de la red, fue la verificación de los datos de los planos del “Programa de Inventarios y Avalúos de la EEQSA” (PIA) y lo mas importante, actualizar y completar la información, sobre cargas, equipos y topología de cada uno de los primarios visitados. Con los planos, la lista de las cámaras de transformación y un largavistas para poder ver el número y potencia de los transformadores, capacitores y reconectores, se inició el trabajo de campo. El objetivo principal del recorrido era verificar, la existencia o no, de los equipos y de la red; en caso de no existir se completaba la información en los planos anotando todos los datos correspondientes. Se procedía de la misma manera, en caso de no existir el equipo o la red especificada en los planos. Se realizó un recorrido individual de cada primario comprobando y haciendo los cambios respectivos si era el caso de la siguiente forma:

- verificación de la topología de la red
- ubicación, potencia y número de los transformadores y de la cámaras de transformación
- ubicación del equipo de seccionamiento
- ubicación y potencia reactiva de los bancos de capacitores

Se pudo constatar que en todos los primarios hubo deficiencias o falta de actualización en la información referente a la red, como la reubicación de equipos que existen en la red y que son colocados en otros lugares, cambios de carga de un primario a otro, colocación de nuevos equipos, botes que se hallan desconectados, nuevas extensiones de red que no son reportadas, transformadores que se han dado de baja o se han retirado para mantenimiento, entre otras. Luego de terminar el recorrido, se procedió a actualizar la información recogida, en la base de datos del PIA.

Durante el recorrido, se puso especial énfasis en el estado de los elementos de seccionamiento, es decir, si estaban abiertos o cerrados; ya que estos elementos son los que permiten interconexiones entre los primarios, de las que se derivan los cambios en la topología de los mismos. Y efectivamente se encontró que varios primarios habían sido reestructurados en su topología. Esto se debió principalmente a la entrada de la subestación

“Pérez Guerrero”. Mediante el recorrido efectuado y la información sobre la topología de los primarios recogida en el área de operación de la empresa, se logró actualizar totalmente la red. Así es como se logró obtener información completa sobre los tres alimentadores primarios de la subestación 53 (Pérez Guerrero) que no constaban inicialmente en la base de datos. La topología del sector de mayor incidencia de la subestación 53 (Pérez Guerrero), ha sido reconfigurado en su totalidad, se han realizado seccionamientos de carga a unos alimentadores y anexados a los nuevos y de los primarios que se quitaron carga, se ha añadido a estos parte de la carga de otros primarios. Todos estos cambios se han realizado únicamente con criterio de operación y funcionalidad, pero sin realizar en ningún instante estudios que determinen cuál debería ser la condición económica y de mejor funcionalidad en la que se produzcan las menores pérdidas y las caídas de voltaje más bajas. Cabe resaltar que en estos alimentadores se ha cambiado el tipo de conductor, especialmente en las zonas cercanas a la subestación, a un calibre mayor, ya que estos tramos antes correspondían al final de otros alimentadores y en la actualidad son el inicio de los nuevos.

Una de las principales causas para que la información del sistema esté desactualizado es que no existe la debida coordinación entre todas las áreas involucradas en el proceso de planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de las redes. Por ésta razón es que se acudió al PIA, puesto que es el área de la empresa dónde se maneja la información en forma conjunta y con criterio de ingeniería.

1.4 CONCEPTOS BASICOS³

A continuación se presenta una serie de conceptos básicos de la ingeniería de distribución, que serán utilizados constantemente en el presente trabajo.

SISTEMA DE DISTRIBUCION: es la parte del sistema eléctrico cuya función es suministrar energía a un gran número de consumidores, sin limitación de voltaje de

³ Conceptos tomados de la Referencia 1, Referencia 3 y Referencia 5

alimentación u otra restricción técnica de cualquier naturaleza. Una instalación debe satisfacer razonablemente la demanda máxima y funcionar también adecuadamente para el resto de condiciones de carga. En términos generales se pueden clasificar a los sistemas de distribución desde un punto de vista topológico y por la forma de instalación. Topológicamente los sistemas son: radiales (*aquellos que tienen un sólo paso simultáneo para la alimentación de la carga*) y mallados (*aquellos que tienen mas de un paso simultáneo para la alimentación de la carga*). Por su instalación son: aéreos (*sistemas cuya red está instalada sobre estructuras de soporte mecánico que basa el aislamiento eléctrico en espacios de aire*) y subterráneos (*sistemas cuya red está enterrada directamente en el suelo o en un sistema de canalizaciones con sus líneas construidas sobre cables aislados*).

SUBESTACION DE DISTRIBUCION: Lugar en donde se transforma del voltaje de subtransmisión al de distribución primaria.

SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION: Conjunto de líneas troncales, ramales, seccionamiento y protecciones que enlaza la subestación de distribución con los transformadores de distribución.

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION: Transformador de reducción del nivel de voltaje primario al voltaje de utilización.

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

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

DEMANDA: es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido. Los intervalos de demanda dependen de la aplicación.

DEMANDA MAXIMA: es la mayor demanda ocurrida en un sistema o en la parte que interesa de éste, durante un período considerado (diario, mensual, anual).

FACTOR DE DEMANDA: es la relación entre la demanda máxima de un sistema a la carga total instalada. La carga instalada total es la suma de todas las potencias de placa instaladas al sistema.

FACTOR DE UTILIZACION: es la relación entre la demanda máxima de un sistema y su capacidad instalada.

CARGA: es la potencia eléctrica activa o aparente consumida por los equipamientos de los usuarios y se refleja en la red de diferente manera, dependiendo del tipo de equipo conectado.

En redes de distribución, donde los voltajes aplicados a las cargas pueden variar en un rango mas o menos amplio, obliga en algunos casos a considerar la variación de las corrientes de carga con relación al voltaje de alimentación, así: $I = f(S_N, V_C)$

S_N : potencia nominal

V_C : voltajes en los bornes de la carga

FACTOR DE CARGA: es la relación entre la demanda promedio de un período establecido con respecto a la demanda máxima del mismo periodo.

FACTOR DE DIVERSIFICACION: Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de las subdivisiones de un sistema y la máxima demanda del sistema como un todo. El factor de diversidad es usualmente menor que la unidad y es el inverso del factor de coincidencia.

CAPITULO II

LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION - CRITERIOS GENERALES

La importancia del sector de distribución dentro del sector eléctrico, se debe al peso relativo de las pérdidas e inversiones de éste sector, frente al resto del sistema. El sector de distribución es la parte del sistema eléctrico que mas cerca está de los usuarios, entonces se puede decir que esta parte de la empresa refleja el comportamiento del sistema en conjunto. Es por esto que en los últimos tiempos en las empresas de suministro eléctrico, la mayor atención han recibido los sistemas de distribución. Anteriormente ésta parte del sistema de potencia se vio relegada por el gran número de componentes que involucra y la dispersión de su situación geográfica, lo que hacía extremadamente difícil su control. Además el dinamismo de la carga a éste nivel hace que las condiciones sean siempre cambiantes y se dificulte el control del sistema.

Desde hace algún tiempo la informática ha ayudado a las empresas a efectuar este control. Pero para ello, las empresas deben seguir una metodología ordenada de trabajo, con el fin de obtener los datos necesarios para efectuar el control, diseño y planificación del sistema, mediante programas computacionales orientados a la aplicación en los sistemas de distribución. La planificación de los sistemas de distribución, tiene que ser tomada de forma cuidadosa, sistemática y de un alto nivel de decisión por parte de la dirección de las empresas, por la necesidad imperiosa de utilizar en la forma mas eficiente posible los recursos que manejan éstas empresas. "El propósito de la planificación de un sistema de distribución de un sistema eléctrico es asegurar que un suministro adecuado éste disponible para satisfacer la demanda estimada en la cantidad y la ubicación previstas en un futuro próximo y mas lejano; con el mínimo costo posible, con una confiabilidad y calidad del suministro satisfactorias, sin descuidar la buena apariencia del mismo. La situación actual, no sólo consiste en conocer al sistema en su estructura, dimensionamiento y capacidad, sino

que implica el conocimiento de sus condiciones actuales de operación, el abastecimiento de la demanda actual en estado estable y en condiciones de perturbación”¹.

Una red de distribución es proyectada y construida para servir al futuro. El objetivo principal de la planificación es establecer año a año las necesidades de energía y demanda por áreas elementales o microáreas (cuadrículas), para establecer las bases del planeamiento del sistema de distribución. Para cumplir con este objetivo, se necesita un levantamiento de datos del sistema de distribución a analizar. En este levantamiento de datos a más de actualizar la topología de la red, se hace una distribución de los consumidores por tipos (residenciales, comerciales, industriales, iluminación pública, poderes públicas, rurales, y otros) y se analizan las curvas de carga típicas, ya sea diarias, semanales o mensuales. Con los datos actualizados se hace un establecimiento de la red y se fija la topología de la misma. Se considera como “mercado inicial” a las condiciones del sistema a la fecha del levantamiento. A partir de estas condiciones se puede ir calculando el mercado año a año.

Como resultado de un proceso de estas características se puede obtener una distribución geográfica de las cargas en función del tiempo, se puede al mismo tiempo verificar los criterios básicos de planeamiento como son la cargabilidad de circuitos y las fluctuaciones de tensión, se puede también estimar las necesidades de reactivos y la confiabilidad del servicio a los usuarios.

2.1 MANEJO DE LA INFORMACION

Para tener una red de distribución primaria bien administrada, es fundamental tener un buen banco de datos de la misma. Este banco de datos es una base fundamental para realizar planeamientos de la operación del sistema tanto en la actualidad, como a corto y mediano plazo; y para tener un banco de datos eficiente para distribución, tienen que conjugarse varios factores.

¹ Cita textual tomada de la Referencia 3

Los datos mas importantes que se requiere para formar un banco de datos son:

- topología de la red, es decir las características geográficas y eléctricas.
- datos de transformadores de distribución (potencia nominal, voltajes nominales, número de registro, número de fábrica, ubicación, etc.)
- consumos de energía, preferiblemente en forma mensual
- características de equipos existentes en la red (equipos de seccionamiento y protección, bancos de capacitores, etc.)
- costos, políticas, etc.

Varios datos del sistema son necesarios para realizar un análisis de su comportamiento. En comparación con los sistemas de transmisión y subtransmisión, en los sistemas de distribución el volumen de datos se multiplica enormemente y por consiguiente el esfuerzo requerido para estructurar una información clara y ajustada a la realidad. Por lo tanto, se debe concientizar a todos los niveles de personal involucrados en distribución, de la necesidad de realizar un esfuerzo permanente, para mantener el conjunto de datos los más actualizado posible.

Con los datos adquiridos en el banco de datos de la red, se podrian conocer los niveles de tensión y su fluctuación en los nodos de los alimentadores, la cargabilidad y pérdidas en todos los tramos de un alimentador, los niveles de cortocircuito en los nodos de un alimentador, la factibilidad de transferencia temporal de bloques de carga entre los alimentadores para la atención de interrupciones programadas y por fallas, la factibilidad de transferencia de bloques de carga entre alimentadores para mejorar su desempeño, diseñar programas de atención al cliente para optimizar el mantenimiento y mejorar la confiabilidad. Por otro lado, con el planeamiento a corto y mediano plazo se puede analizar entre otras cosas, identificación de áreas en las que faltan refuerzos de subestaciones y/o alimentadores, la fluctuación y niveles de tensión, cargabilidad y perdidas de acuerdo al crecimiento de la carga previsto, localización de capacitores y reguladores de voltaje, transferencia de carga entre alimentadores, análisis de la confiabilidad de los alimentadores,

análisis de costos y beneficios por refuerzos en el sistema de distribución, mapeo general de las redes.

2.2 MODELACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

Un sistema de distribución, es un sistema muy dinámico, ya que los elementos que lo componen están variando en forma constante. El crecimiento de la carga, las fallas, el mantenimiento y operación del sistema hacen que el sistema no permanezca configurado de una forma definida. Por lo tanto, el manejo de un sistema de distribución se vuelve complejo, por lo que requiere de procedimientos organizados para controlar, registrar y planificar todos estos cambios que se producen en el sistema. Para simplificar y sistematizar el control del sistema, se hace necesario el uso de computadoras, bases de datos y técnicas computacionales que ayudan en la sistematización del manejo de grandes cantidades de datos. Esta organización a través de medios computacionales es posiblemente la única manera de manejar con racionalidad un sistema de distribución. Por otro lado, estos métodos computacionales ayudan en la solución de problemas en la red, ya que por la cantidad de alternativas posibles en la solución de dichos problemas, obliga al uso de técnicas matemáticas de optimización en los modelos de planificación por medio de computadoras.

La estructura física de la red será la que refleje la topología que luego será implementada en el modelo. Pero existe la dificultad de mantener esta información absolutamente bajo control, debido al dinamismo del sistema de distribución. Es por esta razón que resulta bastante difícil mantener planos actualizados del sistema primario y peor aún, del sistema secundario. Por lo tanto se debe mantener siempre presente la importancia de la responsabilidad que tiene el personal asignado a mantener el conjunto de datos lo mas actualizado y veraz posible.

Los parámetros necesarios para el análisis se concretan en las impedancias de las líneas y las equivalentes a nivel de subestación. Las impedancias de línea se obtienen de forma sencilla a partir de los datos de espaciamentos, configuración y calibres de conductores. Mientras que las equivalentes a nivel de subestación se obtienen a partir del sistema de subtransmisión. Se vuelve complicada la adquisición de ésta información, si se trata de líneas construidas en un período de tiempo muy anterior al levantamiento, y que no haya habido el cuidado de mantener un registro ordenado de dicha información. Si no existe un registro adecuado, la fuente de información será un levantamiento de campo a realizarse. Esto constituye un trabajo costoso y lento, que debería ser evitado conservando y actualizando los valores con los que se construye las líneas y los cambios realizados a lo largo de su existencia.

Ciertos datos, correspondientes a parámetros del equipo o partes del sistema en los cuales se detectan errores, resulta relativamente fácil rectificarlos en base de la verificación en el campo o en los documentos existentes. Para la falta de información en el caso de series estadísticas, por ejemplo de la demanda, una falta de información podría ser cubierta, por ejemplo mediante una interpolación o siguiendo el comportamiento de la serie; pero de lo contrario si la falla o falta de información es grave, ésta información debe ser descartada. De ahí que, es necesaria, una labor continua de recopilación y validación de información, puesto que resultará fácil hallar una explicación y hasta una rectificación de una lectura que se detecta como problema cuando ha pasado poco tiempo de la adquisición de ese dato y el personal recuerda condiciones excepcionales de operación o fallas que se presentaron en el sistema.

La mayor dificultad en el levantamiento de datos, se presenta al definir las demandas en los diversos puntos del alimentador. Ni las mediciones puntuales aseguran un conjunto de valores que reflejen la realidad. Una forma de conocer este dato sería emplear la demanda medida sobre el primario a nivel de subestación y repartirla en base de la energía suministrada por las diferentes áreas servidas o en función de los kVA instalados en los

transformadores. Para esto se deberá contar con la distribución de energía por transformador o por sector de primario, demanda máxima por primario y factor de potencia, potencia de transformadores instalados en cada sector del primario para lograr definir demandas distribuidas a lo largo del alimentador.

Un sistema de análisis de primarios debe tener asociado un conjunto de archivos que no sólo mantengan la información mencionada, sino que permita reformarla, ampliarla y actualizarla con facilidad, constituyendo una base de datos de propósito y orientación exclusivamente técnica. La necesidad de crear esta base de datos técnica implica una organización definida para lograr la estructura que facilite el acceso a esa información y la forma y orden en que se necesiten.

En la actualidad los sistemas primarios son en su gran mayoría de tipo radial. Contando con la topología del alimentador, sus parámetros eléctricos y la carga que incide sobre cada sector de línea, el análisis del comportamiento se circunscribe a la solución de una ecuación fasorial sencilla, cálculo que se vuelve repetitivo a medida que se avanza desde la última carga hacia la subestación. De acuerdo a la modelación de las cargas, se requerirá de un proceso de ajuste iterativo de voltajes, pérdidas y corrientes. Estos procesos computacionales, deben interconectarse con la base de datos que contenga la información que represente al sistema primario completo. Como resultado de éste análisis se deberá encontrar elementos sometidos a condiciones anormales de operación, sectores con niveles de voltaje excesivamente bajos, sectores con pérdidas altas, etc. Estos problemas deberán ser atendidos, mediante medidas correctivas, por las etapas posteriores de planificación del sistema. Estas medidas correctivas pueden ser, reconfiguración de la topología, incorporación de obras y equipos, las cuales serán definidas con los análisis pertinentes.

En un análisis computarizado detallado, al sistema primario se lo divide en secciones. *“Una sección es un tramo de primario que se extiende hasta una bifurcación, hasta un cambio de calibre de conductor, hasta un equipo o carga importante y está caracterizada por un*

código propio y los códigos de sus nodos extremos. Sus datos incluyen, longitud, calibre de conductor, espaciamientos, número y configuración de fases, capacidad de transformadores asociados, número de abonados y energía facturada para la sección”².

Este sistema permite alterar la configuración de los primarios, trasladando grupos de secciones de uno a otro primario, con el fin de realizar transferencia temporales o permanentes entre alimentadores, para simular condiciones de operación. Para planificación, este sistema admite la imposición de tasas de crecimiento diferenciadas por sección o uniforme para todo un primario y finalmente, es posible asignar una carga proveniente de la proyección de demanda a cada una de las secciones para simular las condiciones preestablecidas para un año en particular hacia el futuro.

Otro factor importante que debe ser analizado en conjunto, es el mercado de energía y demanda del sistema. Para ello se debe realizar una previsión del mercado de energía y demanda por puntos de alimentación de transformadores, previsión del mercado de energía y demanda, ya sea por alimentador o subestación, por zona o rutas de lectores, o en forma global. Con estas proyecciones podemos obtener mapas de densidad de carga, programas de control de pérdidas y previsión de ingresos para la empresa.

Como resultado global se puede concluir el alcance actual de la red y la necesidad de una futura ampliación. Esto implica el estudio para la inclusión de redes aéreas y/o subterráneas, coordinación de protecciones, caídas de voltajes, pérdidas en las líneas, entre otras cosas.

2.3 MANEJO TECNICO DE UN SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION

El objetivo hacia donde se orientará el desarrollo de una sistema de distribución será la configuración que se plantee para servir la demanda prevista para el año determinado como

² Cita textual de la Referencia 3

meta. Esto se logra luego de los análisis técnicos necesarios. Debe existir un conjunto de criterios básicos que orienten la concepción técnica de un sistema primario en lo que se refiere a niveles de voltaje empleados, caídas de voltaje máximas, áreas con redes aéreas y subterráneas, conductores y cables a utilizarse con sus calibres límites, pérdidas aceptables, módulo de la transformación en las subestaciones.

Como es de suponerse, una empresa de distribución, debe tener políticas establecidas y vigentes para el manejo del sistema existente. Por lo tanto la primera alternativa a considerarse, será la planteada de acuerdo a dichas políticas. Si se requiere cambios en éstas políticas, se necesita un análisis cuidadoso que justifique plenamente dichos cambios.

2.3.1 CAÍDAS DE VOLTAJE

La caída de voltaje máxima que se adopte para el sistema primario se sustentará en la existencia o no de regulación bajo carga en las subestaciones de distribución. La presencia de regulación en la barra de la que salen los primarios, permite aprovechar de mejor manera el rango de voltaje admisible a nivel de usuario puesto que la caída de voltaje podrá ajustarse ocupando todo el rango admisible, descontando el ancho de banda del regulador.

Según las normas de la E.E.Q.S.A. del año de 1978 la caída máxima de tensión admisible, en el punto más alejado de la fuente de alimentación, con la demanda de diseño establecida y expresada en porcentaje del valor de la tensión nominal fase-tierra del sistema, no deberá superar los siguientes límites³:

³ Tomado de la Referencia 8

USUARIO TIPO	CAIDA ADMISIBLE (%)
A	2.0
B	3.5
C	3.5
D	3.5

TABLA 2.1

Caída de tensión admisible en la red primaria de alta tensión, considerada la totalidad del alimentador principal que parte de la subestación de distribución, los ramales y circuitos.

Dentro de los límites de diseño y para cada caso particular, la E.E.Q.S.A fijará el valor de diseño, en función de la localización del punto de alimentación a la instalación en proyecto. Según el *Reglamento de zonificación del Municipio de Quito*, el tipo de usuario se define por medio de la división del suelo y tipo de vivienda, lo cual permite establecer una clasificación de los consumidores en función de los requerimientos de energía estimados.

USUARIO TIPO	AREA MINIMA (m ²)	VIVIENDA TIPO	CUS ⁴ (%)	FRENTE MINIMO (m)
A	1500	UNIFAMILIAR AISLADA	50	35
	800	UNIFAMILIAR AISLADA	70	25
	450	UNIFAMILIAR AISLADA	80	16
B	500	BIFAMILIAR AISLADA	80	16
	300	UNIFAMILIAR AISLADA	80	14
	300	UNIFAMILIAR PAREADA	80	10
		BIFAMILIAR AISLADA	100	14
C	300	BIFAMILIAR PAREADA	100	10
	180	UNIFAMILIAR PAREADA	100	10
	150	UNIFAMILIAR CONTINUA	100	8
D	200	BIFAMILIAR PAREADA	100	10
	200	BIFAMILIAR CONTINUA	100	8
	180	BIFAMILIAR SOBRE LINEA	100	8

TABLA 2.2

División del suelo y tipo de vivienda⁵

⁴ Coeficiente de Utilización del Suelo

⁵ Tomado de la referencia 8

2.3.2 NIVELES DE VOLTAJE

Para elegir voltajes de servicio existe una amplia gama de posibilidades, pero debe restringirse a los voltajes empleados en un sistema existente y a la normalización existente dentro de la empresa.

Cuando se estudia un sistema existente, se deberán estudiar los niveles que se encuentran actualmente en operación, con el objeto de justificar algún cambio, en base de los problemas que muestre algún voltaje relativamente bajo, en la operación con carga proyectada. Se debe analizar las dificultades y el costo del cambio en la elevación del voltaje de servicio, frente a las ventajas que presente esta opción.

2.3.3 NUMERO DE PRIMARIOS Y MODULO DE TRANSFORMACION

El número de primarios correspondientes a una subestación y los tamaños de la transformación, se definen en función a la densidad de carga a servirse.

Para facilitar el intercambio de equipo en el sistema y mantener unidades de reserva, se debería mantener un módulo de transformación uniforme en el sistema. Para mejorar la confiabilidad, se tratará de equipar a la subestación con dos unidades de transformación, pero a su vez no se excederá este número para no complicar el sistema de barras y protecciones. Un criterio muy importante, es el mantener una capacidad instalada por área, tal que aún con la pérdida de una unidad de transformación se pueda mantener el servicio en base de transferencia entre subestaciones, por medio de los alimentadores primarios. Al aplicar estos dos criterios, se puede hallar problemas en áreas de densidad de carga relativamente alta, en donde la capacidad instalada para una subestación exigirá más de dos unidades. En casos como éste hay que tener en cuenta que se debe conservar el menor número posible de módulos de transformación en todo el sistema.

2.3.4 TIPO DE SISTEMA

La tendencia mundial, en lo que se refiere a la topología, en los sistemas primarios de distribución área, es hacia la configuración radial. Esto se debe a la menor inversión requerida y a la facilidad en su operación. Un sistema radial supone menor seguridad de servicio que un sistema mallado, lo cual se lo compensa mediante transferencias de carga entre primarios con el uso de seccionadores, lo que permite reponer el servicio, en tiempos relativamente cortos. Por otra parte cabe resaltar que el sistema mallado justifica su costo y las complicaciones de operación cuando se trata de servir a zonas de alta densidad de carga, por medio de un sistema subterráneo. Estas zonas de alta densidad de carga suponen la entrega de grandes bloques de energía, lo que representa importantes ingresos a la empresa.

En cuanto se refiere al tipo de instalación, se podría atender a cualquier sector mediante redes áreas, sin embargo deberá existir un límite de densidad de carga dónde la conveniencia económica establezca la preferencia de una red subterránea. Decisiones de tipo político, pueden también determinar la conveniencia de una instalación subterránea en áreas dónde la densidad de carga no supere los límites establecidos; debido a factores estéticos como la presencia de monumentos históricos o la configuración de las calles que exigen remover las instalaciones aéreas, o factores de seguridad como la incorporación de edificaciones de varios tipos que vuelven insegura la presencia de líneas aéreas.

2.3.5 CALIBRES DE ALIMENTADORES

El máximo calibre a ser empleado en redes aéreas está limitado por condiciones mecánicas que no pueden ser excedidas. En áreas de alta densidad de carga se hace necesario emplear los calibres máximos posibles para los troncales de los alimentadores, con el fin de limitar el número de primarios.

Es necesario, a la hora de definir el calibre del conductor en redes primarias, tener en cuenta la expansión a la que se sujetará la red por el crecimiento de la carga. Por lo tanto, la carga de diseño máximo deberá ser, únicamente un porcentaje del límite térmico del conductor con el objeto de mantener las pérdidas en niveles razonables, permitir la transferencia de carga entre primarios y dejar un margen de expansión de la red, sin encarecer los costos.

2.4 UBICACION DE NUEVAS SUBESTACIONES

Como es lógico, la presencia de una nueva subestación y su capacidad se determina después de un estudio de las condiciones actuales de un sistema y de una proyección de la carga, con sus consecuencias en el sistema. Para determinar la ubicación de una nueva subestación se deben conjugar una serie de parámetros para que ésta ubicación satisfaga los criterios eléctricos y los económicos. Como primer criterio en lo que se refiere a la parte eléctrica, se debe decir que una subestación debe localizarse en la cercanía del centro de carga al que va a servir. Por otro lado hay que considerar la localización de otras subestaciones existentes, así como de líneas de subtransmisión; se debe analizar el estado y capacidad de las mismas. Otros factores importantes a considerar son: niveles de voltaje de los primarios, tamaño y capacidad de los equipos a utilizar, calibre de conductores, etc.

Luego de elegir la localización de la nueva subestación, es lógico que el siguiente paso sea la selección de la ruta de los alimentadores primarios. Se debe tener en cuenta el área de servicio proyectada, para que estas rutas sean designadas para tener la mejor configuración técnica-económica. Es muy importante conjugar los criterios técnicos con los criterios económicos. En este análisis deben ser considerados factores importantes como por ejemplo la disponibilidad de terrenos y regulaciones del uso de la tierra, facilidades para movimiento de equipo durante la construcción y el mantenimiento, espacio que permita las salidas de todos los primarios previstos en el desarrollo final de la subestación, que el recorrido de los troncales de los primarios se lo realice en lo posible por calles sin mucho tráfico para facilitar el mantenimiento y reducir el riesgo de daños físicos, facilidad para las

líneas de subtransmisión que requieren mayor espacio que un primario de distribución, la posibilidad de construcción de líneas subterráneas para alimentar a áreas de mayor densidad de carga, etc. Se debe también tener en cuenta el tiempo necesario para estudios, diseños, licitaciones o concursos si fuera necesario para la construcción y el equipo, compra del equipo, y ejecución de la obra. Paralelamente se debe prever la operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones.

“La ubicación de subestaciones implica una configuración de áreas de servicios de las subestaciones. Una estructura ideal de la ubicación de las subestaciones y de la distribución de sus áreas de servicio es con las subestaciones ubicadas en el centro de gravedad de la carga y con primarios que sirvan a éstas áreas desde la subestación. Cabe resaltar que las áreas no serán iguales, dadas las diferencias en densidades de carga y que normalmente el centro geométrico del área no coincide con el centro de gravedad de la carga, debido a la distribución no homogénea de la potencia”⁶. Esta configuración se puede considerar como ideal, desde el punto de vista de los sistemas de distribución. Hay algunos factores que, en la práctica, no permiten que se pueda mantener una configuración ideal, como la descrita anteriormente. Las diferencias en el desarrollo relativo y el incremento de potencia en el área de servicio de una subestación, han ido desplazando a lo largo del tiempo el centro de gravedad, dejando la posición de la subestación, alejado del mismo.

Desde el punto de vista del sistema de subtransmisión las subestaciones de distribución, deben ubicarse en la periferia del área urbana, dado que esta ubicación facilita las instalaciones requeridas para subtransmisión. Aquí, se produce una divergencia al tratar la ubicación de una subestación de distribución, entre el criterio que se plantea desde el punto de vista de distribución y el que se plantea desde el punto de vista de subtransmisión. Al ubicar las subestaciones de distribución en la periferia del área urbana, quedarán en el límite de su área de influencia, es decir, lo más alejadas del centro de gravedad de la carga de dicha área. Esta situación, representa un problema para la red. Por lo tanto debe ser el

⁶ Cita textual tomada de la Referencia 3

sistema de distribución el que determine el posicionamiento de una subestación, pero con cierta flexibilidad que permita una conexión adecuada al sistema de subtransmisión.

Muchas veces por problemas geográficos, las áreas de subestaciones y primarios, no serán de una forma geométrica definida. Esta configuración obligará en ocasiones, que un primario no tome carga desde la subestación. En estos casos es importante asignar menor carga relativa a los primarios cuyas áreas están lejos de la subestación, que a los que están próximos.

2.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Uno de los elementos mas importante de la red de distribución, es el transformador. Por lo tanto debe ser un objetivo primario la administración de transformadores de distribución. Para ello se debería evaluar sus condiciones operativas, tener información sobre sus características y su comportamiento en la red. Dentro de las condiciones operativas de los transformadores, se debería tomar en cuenta la demanda máxima verificada y prevista de cada transformador, desequilibrio de corriente en las tres fases del transformador y las medidas correctivas, adecuación de taps, transformadores a ser reubicados por estar fuera de su rango de cargabilidad económica, implicaciones de la alimentación de nuevos consumidores en la carga del transformador.

Por otro lado es muy importante tener en la base de datos, la localización, marca, características, fecha de adquisición y costo de los transformadores. Esta información es también muy valiosa con fines de tener un inventario actualizado. El comportamiento de los transformadores en la red, está marcado por su vida media (dependiendo de la marca y potencia), tiempo de uso en la red y pérdida de vida estimada, el control de defectos y el mantenimiento recibido. Con estos datos actualizados a disposición, es conveniente realizar un planeamiento del uso y aprovechamiento adecuado de los transformadores; haciendo una revisión de la carga económica, teniendo un plan anual de reubicación de

transformadores, teniendo un plan anual de adquisición de nuevos transformadores por potencia y marca.

En su gran mayoría los transformadores de distribución usados por la Empresa Eléctrica Quito S.A., son transformadores cuyos devanados están inmersos en aceite, el cual cumple las funciones de refrigerante y aislamiento. El núcleo y los devanados están dentro de un recipiente de paredes planas, onduladas, con tubos o radiadores adicionales, según las necesidades de refrigeración que exija el transformador o el lugar de emplazamiento.

Existe una reducción de la capacidad de los transformadores de distribución por efecto de la altura sobre el nivel del mar. Hasta los 1000 metros sobre el nivel del mar, se mantiene la capacidad nominal. Al incrementarse esta altura, la capacidad nominal de los transformadores se reduce dependiendo del tipo de refrigeración que tengan, así para cada 100 metros arriba de los 1000 metros sobre el nivel del mar, la capacidad nominal se reduce en :

- 0.4% para transformadores autoenfriados en aceite
- 0.5% para transformadores con aislamiento seco
- 0.6% para transformadores en aceite con ventilación forzada

CAPITULO III

EL PROGRAMA “DPA/G™”¹

3.1 ASPECTOS GENERALES

El DPA/G™ es un programa profesional muy versátil y amigable, que es usado para estudios de planeamiento, diseño y operación de sistemas de distribución eléctricos. Esto hace que este programa se convierta en una herramienta muy poderosa, la cual usada en una forma apropiada y profesional, es de gran ayuda para los ingenieros y técnicos que trabajan en el campo de la distribución.

El DPA/G™ es un sistema que trabaja gráficamente bajo Microsoft Windows. Este programa trabaja una base de datos con capacidades de Lenguaje de Preguntas Estructurado (SQL), en la cual se tiene una información muy basta de propiedades eléctricas, como es conductores con todos sus parámetros eléctricos, reguladores de voltaje, capacitores, seccionadores, equipo de protección, motores, generadores, etc. Las restricciones numéricas previas de las bases de datos han sido eliminadas, y se puede usar nombres alfanuméricos para las secciones, conductores, alimentadores, entre otros.

Para cada sección se puede modelar los valores por fase de kW, kvar, kVA, kWh, usuarios y cargas puntuales. También 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 desbalanceados de caída de voltaje, pérdidas, flujo de corriente, carga de los conductores y equipo, corrientes de falla, y localización óptima de capacitores. Entre otras de las ventajas que tiene éste programa es que se puede hacer cambios temporales en una red, sin que la estructura original de la red sea alterada.

¹ En éste Capitulo se hace una traducción no textual de partes de la Referencia 2

3.2 FORMA DE TRABAJO

Antes de empezar a trabajar con el DPA/GTM, se debe crear una nueva base de datos, para poder trabajar sin temor a que se produzca algún daño en la base de datos original del programa. Por otro lado cabe destacar que la base de datos con la que cuenta el programa como original, tiene como unidades de trabajo, el sistema inglés, por lo que hay que hacer en la nueva base de datos el cambio para trabajar con las unidades del sistema internacional.

Con el trabajo de campo ya preparado, se empieza la modelación de la red. Primeramente se deben crear las subestaciones, que en el caso del Distrito Centro Norte a estudiar serán 7. Luego se procede a crear en cada 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.

A partir de la subestación, se van colocando las respectivas secciones en cada 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 y la carga total de la sección. Para la modelación del sistema se hace una simplificación del 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 donde mas se siente el efecto de las pérdidas. De esta manera queda ya configurado el alimentador que será simulado.

Para aclarar la forma de trabajo en el programa, en la Figura 3.1 se presenta la forma de presentación gráfica de una alimentador primario.

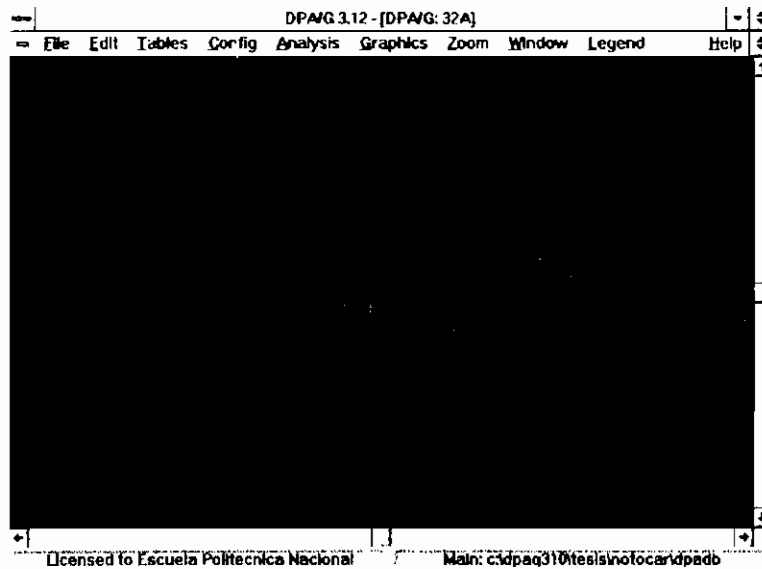


FIGURA 3.1
Presentación de los primarios en el programa DPA/G™

3.2.1 DISTRIBUCION DE CARGAS

Esta función distribuye la demanda total del alimentador a las secciones de ese alimentador en proporción a los kVA conectados o a los kWh 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 y el método de la REA.

En la primera iteración se calculan 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 mas grande que el criterio de convergencia se hace otra iteración. Las cargas distribuidas y los niveles de voltaje en cada sección se ajustan otra vez y se recalculan las pérdidas. Este proceso es repetido hasta que la diferencia de los kVA y los voltajes están dentro del criterio de convergencia. Luego se

ajusta el factor de potencia de la carga distribuida y ésta secuencia completa se repite hasta que los kVA y el f.p converjan.

3.2.2 ANALISIS BALANCEADO

El Análisis Balanceado empleado en este trabajo calcula las pérdidas, caída de voltaje y carga de líneas. Se asume que la carga ingresada como dato el momento de configurar el sistema, es balanceada en las fases. Se puede hacer un análisis balanceado para los alimentadores y para una subestación. Si se selecciona un análisis de la subestación, todos los alimentadores de la misma son analizados así como también los transformadores de la subestación. El análisis balanceado computa las pérdidas en cada línea de la sección usando el nivel de voltaje de los datos del alimentador. Los modelos no tienen límite práctico sobre el número de secciones.

En el análisis balanceado, el nivel de voltaje proviene de los datos de cada alimentador. Se calculan las pérdidas y las caídas de voltaje y el nuevo voltaje calculado es comparado con el nivel de voltaje que corresponde a los datos de la subestación. Si la diferencia entre estos dos valores es menor o igual que el factor de convergencia entonces el análisis del alimentador está completo. Si la diferencia es más grande que el factor de convergencia, entonces el programa hace otra iteración. El nivel de voltaje recientemente calculado es comparado con el nivel de voltaje calculado en la iteración previa para determinar si el valor converge. Este proceso iterativo y comparación continúa, hasta que se alcance el criterio de convergencia o el límite de iteraciones ha sido alcanzado.

El mecanismo para el cálculo de caídas de voltaje y pérdidas en las secciones, que realiza el programa en su secuencia de cálculo se detallan a continuación.

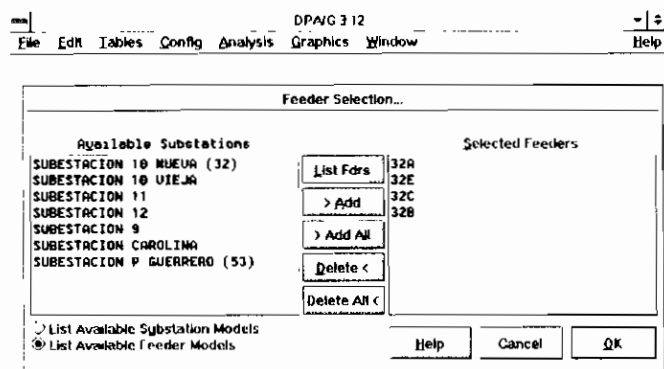
3.3 SUBESTACIONES

Las subestaciones son la localidad donde se reducen los voltajes de transmisión y subtransmisión, al voltaje de distribución primaria. El DPA/G™ faculta a realizar un modelo detallado de las subestaciones de distribución, incluyendo seccionadores,

transformadores, barras, equipo e instrumentos de medición. El sistema de transmisión es la fuente de potencia y energía para el modelo de distribución. Los datos mas importantes para ingresar al DPA/G™, son los siguientes:

- Identificación de la subestación
- Equipo de la subestación
 1. Transformadores
 2. Alimentadores
 3. Barras

En la Figura 3.2 se presenta una imagen de la base de datos en dónde constan la subestaciones con sus respectivos primarios.



Licensed to Escuela Politécnica Nacional Mail: cfdpaq310@estisiofocarkdpdo

FIGURA 3.2
Pantalla para elegir un primario de las diferentes subestaciones de la base de datos

3.4 ALIMENTADORES

Los alimentadores primarios son los encargados de distribuir la potencia entregada por la subestación, en un nivel de voltaje determinado, hacia los usuarios industriales, comerciales y residenciales. Por esta razón los alimentadores primarios son el principal camino de la continuidad que debe existir entre los usuarios y la subestación. Estos alimentadores primarios tienen asociados a ellos una impedancia, una demanda y un factor de potencia. El programa modela a los alimentadores como un grupo de secciones de línea, a las cuales está conectado el equipo correspondiente. Los alimentadores pueden ser representados como secciones trifásicas, de dos fases o monofásicas, con o sin equipo. Además éstos están ligados a la subestación por medio de la primera sección fuera de la subestación.

Para ingresar un primario a la base de datos, se debe ingresar preferiblemente toda la información de éste primario en el sistema, aunque sólo se puede ingresar la información fundamental.

Datos necesarios para el ingreso de un primario a la base de datos

- Nombre del primario (Feeder ID): este nombre sirve para identificar al primario en el sistema. No se puede repetir un nombre de primario en la misma base de datos. El nombre de la primera sección conecta al alimentador con la subestación. Ingreso necesario.
- Nombre de la subestación (Substation ID): es el nombre de la subestación que alimenta al primario. El nombre de la subestación se debe ligar al nombre del primario, en la base de datos, para que considere al primario como uno de los que va a ser servido por dicha subestación. Ingreso necesario.
- Nombre de la barra de la subestación (Sub Bus ID): nombre de la barra que sirve al alimentador. Ingreso necesario.

- Nombre de la primera sección (First Section): este nombre es usado por la función "Build" como el punto inicial para establecer la conectividad del primario a la subestación.
- Voltaje entre líneas (KV Line to Line): es el voltaje de trabajo del alimentador primario en la barra de la subestación. Se puede considerar el uso de taps de elevación o reducción de voltaje en los transformadores de la subestación. Este valor de voltaje entre líneas es usado en los cálculos de las funciones analíticas y para la localización de cargas (Allocate Loads). Ingreso necesario.
- Nivel de voltaje de la barra (% o Voltios) (Bus Voltage Level): el voltaje de la barra, expresado en una base de 120 voltios o en porcentaje (la designación se la hace de acuerdo al sistemas de unidades elegido). Este valor de voltaje entre líneas es usado en los cálculos de las funciones analíticas y para la localización de cargas (Allocate Loads). Ingreso necesario.
- Resistencia de falla Línea-Tierra (Line to Ground Fault R): valor de la resistencia de falla línea-tierra en ohmios. Ingreso necesario sólo si se corre el Análisis de Falla.
- Rango de crecimiento (Feeder Multiplier): multiplicador de carga del alimentador o rango de crecimiento. Si éste valor no es ingresado, se asume un valor de 1.00.
- Impedancia de la fuente (Source Impedance): es la impedancia de secuencia positiva y cero ($R1, X1, R0, X0$) en ohmios en la barra de distribución de la subestación. Por lo menos uno de estos valores debe ser mayor que cero para el cálculo de corrientes de falla en el análisis de falla, por lo tanto estos valores son sólo necesario si se va a realizar el análisis de falla.

3.5 SECCIONES

La base de datos de las secciones contiene toda la información requerida para las secciones. Una sección se define como la línea que une dos puntos de un alimentador. Para el modelo de distribución, primero son creadas las subestaciones, luego los alimentadores y luego las secciones.

Cuando se crea una sección con la información requerida y el programa coloca las demandas en proporción a los kVA conectados o a los kWh por sección, puede empezar la simulación. La carga en cada sección puede incluir cargas puntuales para simular grandes cargas ó usuarios especiales. El DPA/G™ está en condiciones de modelar una amplia gama de equipos como transformadores primarios, reguladores, swiches, elementos de protección, motores, generadores y capacitores. Toda la información sobre estos dispositivos se encuentran en las tablas del programa. Las cargas de los equipos son tomadas de las tablas y no se deben ingresar en forma adicional en la base de datos de la sección. Si se da el caso de que un transformador primario y un regulador están en la misma sección, el voltaje línea-línea del regulador se compara con los voltajes nominales del transformador, para determinar la secuencia del transformador y del regulador. Si los voltajes no son iguales se imprime un mensaje de error.

Datos requeridos

Los datos de la secciones son una parte fundamental en la modelación de la línea de distribución. Estos datos pueden ser ingresados por medio de un digitalizador y luego importarlos al DPA/G™ 3.1 ó manualmente en forma directa. La tabla de conductores y 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 exista dato de capacitancia en la tabla de conductores.

Los datos mínimos de una sección que se deben ingresar son :

- Nombre de la sección : designada como el nombre a una longitud de línea entre dos puntos del alimentador, uno de los cuales se conoce como “fuente” y el otro como “carga”. Ingreso requerido.
- Tipo de conductor : es el calibre del conductor usado en la sección. Esto permite identificar los datos del conductor desde la tabla de conductores del programa y usarlos

en los cálculos de impedancias de la sección. Existen diferentes tipos de conductores en la tabla de conductores del programa y se puede agregar nuevos conductores a la misma. Ingreso requerido para fases y neutro.

- Fases : se especifica el número y tipos de fase usadas en cada sección. Los cálculos que hace el programa en su parte analítica, varían de acuerdo al número de fases. Por otro lado el programa revisa las fases de las secciones para que exista consistencia en los datos ingresados. Ingreso requerido.
- Espaciamiento equivalente : espaciamiento equivalente entre conductores dado en unidades inglesas (pulgadas) o métricas (centímetros). Este dato es necesario para computar un factor de espaciamiento que se usa en el cálculo de la impedancia total de una sección. Ingreso requerido.
- 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. La longitud de una sección no debería sobrepasar los tres kilómetros, a excepción de secciones en que las cargas sean bien pequeñas. Ingreso requerido.
- kVA conectados : los kVA totales de los transformadores en cada fase para la sección, excluyendo cargas puntuales. Este dato es necesario para colocar la demanda en la sección, si se trabaja con el método de los kVA. Ingreso requerido.
- Demanda kW: la carga distribuida en la sección en kW, la cual ha sido calculada y almacenada cuando se corre "Allocate Loads". Este dato contienen solo los kW distribuidos y no los de las cargas puntuales.
- Demanda kvar: la carga distribuida en la sección en kvar, la cual ha sido calculada y almacenada cuando se corre "Allocate Loads". Este dato contienen solo los kvar distribuidos y no los de las cargas puntuales, ni de los capacitores o la capacitancia de los cables.
- Consumo kWh: el consumo en kWh para cada sección. Este dato se vuelve opcional si se usa el método de los kVA para colocar la demanda en cada sección. Si se tiene cargas puntuales como kWh, estos datos deben ser ingresados separadamente.

- Resistencia de la sección: este valor lo calcula el programa usando la siguiente ecuación:
Resistencia total de la sección = Longitud de la sección * Resistencia del conductor (R1)
- Reactancia de la sección: este valor lo calcula el programa usando la siguiente ecuación:

$${}^2\text{Reactancia de la sección} = \text{Longitud de la sección} * (\text{Reactancia del conductor (X1)} + \text{factor de espaciamento (XD)})$$

Unidades inglesas:

$$XD = \text{LOG10} (\text{espaciamento equivalente}^3/12.0)*0.05292 (\text{ohmios}/1000 \text{ pies}) * \text{frecuencia}/60$$

Unidades métricas:

$$XD = \text{LOG10} (\text{espaciamento equivalente}^4/30.48)*0.17361(\text{ohmios}/\text{km}) * \text{frecuencia}/60$$

El espaciamento equivalente es la Distancia Media Geométrica (Geometric Mean Distance GMD).

$$GMD_{3FASES} = \sqrt[3]{Dab * Dac * Dbc}$$

$$GMD_{FASE-NEUTRO(3\phi)} = \sqrt[3]{Dan * Dbn * Dcn}$$

$$GMD_{2FASES} = \sqrt{Dab * Dba}$$

$$GMD_{FASE-NEUTRO(2\phi)} = \sqrt{Dan * Dbn}$$

$$GMD_{1FASE} = Dan$$

donde: D es la distancia entre conductores, en pulgadas o en metros.

- Capacitancia de Cables: la capacitancia del cable de una sección se calcula 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. Este valor se multiplica por el número de fases.
- Numero de clientes: se puede ingresar el número de clientes por fase. Ingreso opcional.

² R1, X1 y XD en ohmios

³ Unidades en pulgadas

⁴ Unidades en centímetros

En la Figura 3.3 se puede apreciar la pantalla para el ingreso de algunas de las características de una sección.

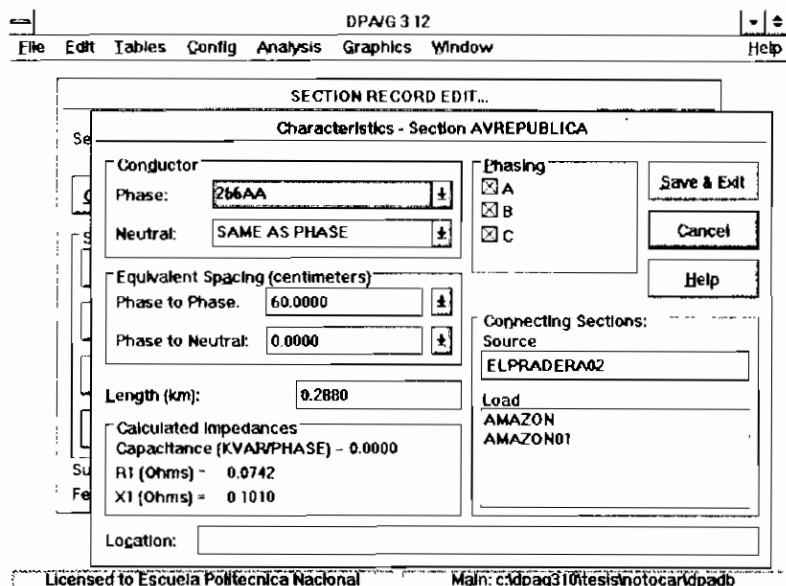


FIGURA 3.3
Características básicas de una sección

3.6 CONDUCTORES

El DPA tiene una tabla de conductores, que contiene los datos necesarios, para los conductores y cables estándares usados en distribución. Estos datos en su gran mayoría provienen de *Westinghouse Distribution Systems*. Estos datos pueden ser usados como constan en las tablas, o se puede especificar un nuevo conductor en la tabla.

La tabla de conductores y espaciamiento entre conductores, debe existir antes de que se ingrese una sección al programa, porque la impedancia total de dicha sección, es calculada por el programa usando su longitud, la impedancia de la tabla de conductores y cables, y el espaciamiento equivalente donde se necesite. De la misma manera se calcula la

capacitancia de la sección, si los valores de la capacitancia del conductor constan en la tabla.

Los datos que constan en la tabla de conductores son los siguientes:

- descripción del tipo de conductor o cable (máximo 15 caracteres alfanuméricos)
- capacidad de conducción en amperios, para calcular el porcentaje de carga del conductor en cada sección para el análisis balanceado, análisis por fase y posicionamiento de capacitores
- capacitancia del conductor o cable en kvar/1000 pies por fase, ó por kilómetro en unidades métricas
- impedancia de secuencia positiva en ohmios/1000 pies para unidades inglesas ó por kilómetro en unidades métricas. Se debe ingresar los valores tanto de resistencia (R) , como de reactancia (X). Este valor de impedancia es multiplicado por la longitud de la sección para determinar la resistencia total de la misma. Por otro lado se debe tener el adecuado espaciamiento para que los cálculos sean realizados, como se indicará posteriormente. El “espaciamiento actual” indica que los valores de X1 y X0 son la reactancia total, calculado solamente en base a la distancia de los conductores, esto es usado para cables. Usualmente se ingresa el valor del espaciamiento para conductores aéreos
- rango de corriente de emergencia en amperios, para ser usado para el análisis de contingencia

Los conductores usados en los alimentadores primarios pueden ser aéreos ó cables aislados (subterráneos). La reactancia para los cables aéreos está relacionada con la distancia entre los conductores (distancia equivalente) y a sus propiedades físicas. Así las ecuaciones usadas son los siguientes:

Reactancia total de la sección = longitud de la sección * (X1 + XD)

X1: reactancia de secuencia positiva del conductor

XD: factor de espaciamiento

Si se ingresa en la tabla de conductores un espaciamiento por un pie, los cálculos para la impedancia total de la sección se los realiza usando los valores de las características del conductor y la longitud y el espaciamiento de las características de la sección. Los valores de impedancia para líneas aéreas están dados por la impedancia de secuencia positiva y cero; la impedancia de secuencia cero se calcula para ser usada en el análisis de falla.

Impedancia de secuencia positiva: $Z_1 = R_A + j(X_A + X_D)$

donde: R_A es la resistencia en $\Omega/1000$ pies por conductor; este valor es obtenido de tablas

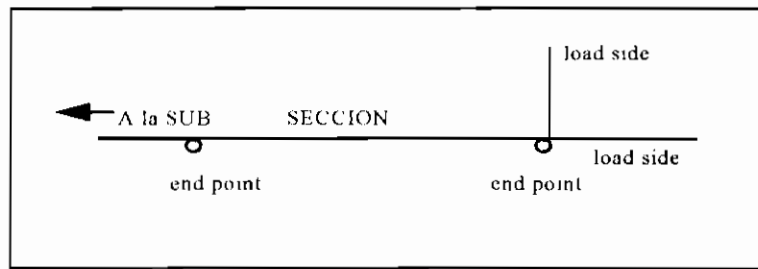
X_A es la reactancia inductiva en $\Omega/1000$ pies a 1 pie de espaciamiento; este valor es obtenido de tablas

Para cables subterráneos, se puede considerar que la separación entre conductores es cero. El DPA/GTM tiene la posibilidad, de asignar para estos casos, un valor total de reactancia, es decir, la reactancia de la sección será el valor total de reactancia asignado al conductor respectivo multiplicado por la longitud de la sección.

Capacitancia de la sección = Longitud de la sección * Capacitancia del conductor * Número de fases

3.7 CALCULO DE PERDIDAS EN LOS CONDUCTORES

Antes de realizar el análisis de pérdidas, se presentará el esquema de la sección que se encuentra representado en el *Manual del DPA GTM*.



MODELO DE SECCION

FIGURA 3.4

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

Para calcular las pérdidas en las secciones, los kVA de carga a través de la sección se usan para calcular la corriente a través de la misma y el cuadrado de la corriente es multiplicada por la impedancia de la sección para obtener las pérdidas. Cabe destacar que el valor de pérdidas para este tipo de secciones es incrementada 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 calcular las pérdidas de las líneas, se aplican las siguientes definiciones para valores de kW y kvar . Los kW acumulados a través de la sección son iguales a la suma de todas las cargas sobre el punto final de la carga. Por otro lado, los kW acumulados de las pérdidas a través de la sección son iguales a la suma de todas las pérdidas de los equipos y las líneas para todas las secciones sobre el lado de la carga del punto final de la sección y los kW de carga de la sección igual a la carga entre la fuente y el punto final de la carga.

Los kW y kvar de la sección para el cálculo de pérdidas están representados por las ecuaciones siguientes:

kW totales de la sección = kW acumulados de carga a través de la sección +
 kW acumulados de las pérdidas a través de la sección +
 ½ 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 +
 ½ kvar de la carga de la sección.

Cabe recordar que:

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

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

$$\text{Corriente en la sección} = \frac{kVA_{sección}}{N_{ph} \sqrt{3} kV_{LL}}$$

N_{ph} es el número de fases.

Los kW y kVAR de las pérdidas son calculados por:

$$\text{Pé rdidas kW Sección} = \frac{(\text{Corriente Sección})^2 * N_{ph} * R_{ISección}}{1000}$$

$$\text{Pé rdidas kvar Sección} = \frac{(\text{Corriente Sección})^2 * N_{ph} * X_{ISección}}{1000}$$

Un concepto importante en el cálculo de las pérdidas y las caídas de voltaje es el *Factor de Pérdidas del Neutro*, que se define de la siguiente manera: *En líneas largas monofásicas o de dos fases (aproximadamente diez millas o más) se encontró que las pérdidas en la corriente de retorno son substanciales. El retorno de corriente tiene dos posibles caminos: a través del conductor neutro y a través de la tierra. Las pérdidas en el retorno por tierra son ignoradas debido a que este camino presenta una impedancia más pequeña que la impedancia del conductor neutro. Para estimar la porción de corriente de retorno que fluye*

por el conductor neutro, el siguiente factor de división de la corriente del neutro es calculado:

$$F_g = \frac{Z_e}{Z_e + \sum Z_{gw}}$$

$Z_e = R_e + j X_e$

$R_e = 0.0181 \text{ ohmios} * \text{distancia extendida desde el alimentador al fin de la sección (1000s pies)}$.

$X_e = 0.1823 \text{ ohmios} * \text{distancia extendida desde el alimentador al fin de la sección (1000s pies)}$.

$\sum Z_{gw} = \text{impedancia total del alambre del neutro en ohmios entre la subestación y el final de la carga de la sección}$

Para una sección monofásica donde la corriente total del neutro es igual a la corriente en la fase, las pérdidas de la sección (kW y kvar) son multiplicadas por el factor $(1+F_g)$ con el fin de obtener las pérdidas totales.

Para una sección bifásica la corriente total de retorno es igual a la mitad de la corriente total de fase. Las pérdidas en la sección son multiplicadas por un factor $(1+0.5F_g)$.

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

3.8 CALCULO DE CAIDAS DE VOLTAJE

Las caídas de voltaje en las secciones las calcula el programa internamente usando el criterio explicado anteriormente de kW y kvar totales de la sección.

Los amperios reales y reactivos a través de la sección son iguales a:

$$\text{Amperios reales a través de la sección} = \frac{\text{kW totales sección}}{N_{ph} \frac{\text{kVLL}}{\sqrt{3}}}$$

$$\text{Amperios reactivos a través de la sección} = \frac{\text{kvar totales sección}}{N_{ph} \frac{\text{kVLL}}{\sqrt{3}}}$$

La caída de voltaje en la sección es:

$$\text{Caída de voltaje (kVLL)} = [(I \text{ real a través de la sección}) \cdot (R1 \text{ sección}) + (I \text{ reactiva a través de la sección}) \cdot (X1 \text{ sección})] \cdot \text{Factor de Caída del neutro}]$$

donde el Factor de caída del neutro es el mismo para las pérdidas discutido anteriormente.

El nivel de voltaje resultante usado para la sección es entonces calculado por:

$$\text{Voltaje de la Sección kVLL} = \text{kVLL previo de la sección} - \text{Caída de voltaje kVLL}$$

$$\text{Caída de voltaje acumulado} = \text{Voltaje de la SUB} - \text{Voltaje de la sección}$$

Para determinar si otra iteración es necesaria, el nivel de voltaje es calculado por:

$$\text{diferencia del nivel de voltaje} = |a/b| \cdot 100 \%$$

a: Voltaje de la sección - Voltaje de la sección de la iteración anterior

b: kVLL nominal, el cual es comparado con el criterio de convergencia.

3.9 METODOLOGIA PARA EL POSICIONAMIENTO DE CAPACITORES

El método para el posicionamiento de capacitores, es el siguiente:

1. La localización de un banco de capacitores, se determina de la siguiente manera, tomando en cuenta que un banco trifásico sólo puede ir en una sección trifásica, un banco bifásico o monofásico sólo puede ser colocado en una sección bifásica o monofásica respectivamente:

- a. Se hace un análisis balanceado como una corrida base para el alimentador
 - b. El valor del primer banco de capacitores de la base de datos es colocado temporalmente en la primera sección del mismo número de fases del banco de capacitores
 - c. Se realiza nuevamente un análisis balanceado
 - d. Se graban las reducciones de pérdidas obtenidas entre corridas
 - e. Luego el banco se inserta temporalmente en la siguiente sección y se repite el análisis balanceado con la reducción de pérdidas para ese banco de capacitores en esa posición, comparado con la posición anterior, y se graba la reducción de pérdidas de la posición mas baja
 - f. Este proceso se repite para todas las secciones del alimentador, hasta hallar la posición mas conveniente.
2. Si es necesario la colocación de mas de dos bancos de capacitores
 - a. El primer banco es ingresado temporalmente en la sección que dio la mayor reducción de pérdidas
 - b. Luego se repite el proceso del numeral 1.
 3. El paso 2. se repite para todos los bancos que se necesiten colocar
 4. Si el ahorro de Kw es negativo, el alimentador se encuentra con un factor de potencia en adelanto. Cualquier capacitor colocado luego de este punto, será a su vez colocado en la primera sección a la salida de la subestación
 5. Como conclusión de la corrida de posicionamiento de capacitores, se graba un registro de las reducciones de pérdidas
 6. Se puede realizar una corrida para avalizar el posicionamiento de éstos capacitores, pero en condiciones de carga leve
 7. Queda a criterio del usuario, cuales de los bancos quedarán en la base de datos.

CAPITULO IV

CONFIGURACION DE LA RED PRIMARIA

En éste capítulo se hará una descripción de la red primaria a estudiarse, en su estructura y topología. Después de haber obtenido de la base de datos del “Programa de Inventarios y Avalúos” (PIA) los planos de los primarios a estudiarse antes del ingreso de la subestación Pérez Guerrero, y a partir de la misma base de datos y el levantamiento de campo, haber obtenido los planos de los primarios después de la incorporación de la subestación 53; se puede analizar la configuración de los mismos en las dos etapas mencionadas.

En forma general y resumida se establece que la asignación de áreas de influencia de las diferentes subestaciones debe ser revisada, por cuanto no guarda relación con la ubicación geográfica de las subestaciones al obligar que los alimentadores primarios tomen cargas en zonas relativamente distantes. Por otro lado no se mantienen límites claros de cada primario que definan claramente el área de servicio de cada alimentador, ya que hay casos en que los alimentadores sirven varias zonas separadas que se entrecruzan con las áreas asignadas a otros alimentadores.

Se ha considerado de utilidad el incluir comentarios particulares sobre la estructura y configuración de cada uno de los primarios, antes del ingreso de la subestación Pérez Guerrero y los cambios realizados en los mismos a la incorporación de dicha subestación. Esta descripción se realiza a continuación.

4.1 CONFIGURACION DE LA RED ANTES DE LA INCORPORACION DE LA SUBESTACION PEREZ GUERRERO

Como ya se mencionó, ésta configuración se la obtuvo de la base de datos del PIA, con los levantamientos de campo realizados hasta noviembre de 1995. Con estos planos, se puede analizar la configuración de los primarios que son de interés de éste estudio.

A continuación se describe la configuración de los alimentadores de las diferentes subestaciones, a noviembre de 1995. De la misma manera se incluye comentarios sobre la topología de éstos primarios. Esto se ha considerado importante para describir las zonas donde se va a realizar el estudio.

SUBESTACION 9

La subestación 9, se ubica en el lado occidental de la ciudad, hacia el sur de la ciudadela universitaria que ocupa la Universidad Central, en la calle Armero próxima a la intersección con la calle Bonifáz Jijón, en el sector del Hospital Carlos Andrade Marín.

PRIMARIO A

Este primario toma un recorrido desde la subestación y abarca una pequeña parte de la Av. Universitaria, para luego tomar la calle Canadá hacia el Sur, hasta la calle Río de Janeiro. Desde este punto toma una carga delimitada por la Av. Diez de Agosto por el oriente; hacia el norte está delimitado por la calle Asunción en la parte occidental, y por la 18 de Septiembre en la parte oriental; hacia el sur por la calle Río de Janeiro. El primario forma un lazo que luego de dar una vuelta en la zona sur oriental de la subestación, termina cerca de la misma.

PRIMARIO C

Este primario sale de la subestación, siguiendo el mismo recorrido que el Primario A hasta la calle Canadá y Río de Janeiro. Desde aquí toma una carga delimitada por la calle Río de Janeiro por el norte; la Av. América por el oriente; por el occidente la calle Nueva York; por el sur está delimitada en parte por la calle Galápagos, pero tomando carga de la calle Cuenca, hasta la Mejía en el centro comercial Ipiales. La mayor densidad de carga de éste primario, se encuentra alejada aproximadamente 1.2 Km de la subestación.

PRIMARIO D

La principal carga de este primario, se encuentra en el barrio de San Juan. Este primario sale por la Av. Universitaria hacia la calle Nicaragua para alimentar a San Juan. Este sector está delimitado por la calle Nicaragua hacia el oriente; la calle Tegucigalpa por el noroccidente, y la calle Guatemala por el sur. Otro sector que alimenta este primario, es una pequeña parte aledaña a la subestación, en la calle Armero y Eustorgio Salgado hacia el occidente; y el otro ramal pequeño desde la subestación hacia la Av. Pérez Guerrero. La mayor densidad de carga de éste primario, se encuentra alejada aproximadamente 900 metros de la subestación.

PRIMARIO E

La mayor parte de la carga de éste primario está en la zona delimitada por la calle Mercadillo hacia el norte; la calle Bolivia y la Av. Universitaria hacia el sur; la Av. Occidental hacia el occidente; y la Av. América por el oriente. En esta parte se encuentra como principal la carga de la Universidad Central. Este primario sirve también a una parte de las antenas del Pichincha en la zona occidental. En este primario la mayor densidad de carga, se encuentra cerca de la subestación, pero se encuentra alimentada por la parte final del alimentador, aproximadamente a 2.3 Km desde la subestación.

SUBESTACION 10 VIEJA

La subestación 10 vieja se ubica en el lado oriental de la ciudad, al extremo sur del Distrito Centro Norte, específicamente en la calle Queseras del Medio cerca de la intersección con la calle Toledo.

PRIMARIO B

Este primario, sale por la calle Queseras del Medio hacia el occidente y tiene un recorrido desde la intersección de la Queseras del Medio y la Av. Doce de Octubre, hasta la Av. Doce de Octubre y Presidente Wilson. Desde la Av. Doce de Octubre al oriente, este primario

alimenta aproximadamente a un sector comprendido por las calles : Robles, hasta la calle Valdivia; Vicente ramón Roca, hasta la Av. Amazonas; y las calles Plaza Gutiérrez y Luis Tamayo, desde la Robles hasta la Presidente Wilson. Este primario toma carga, cuya mayor densidad, se encuentra alejada aproximadamente 1.2 kilómetros de la subestación. Además entrecruza la zona de influencia de otros primarios de otras subestaciones.

PRIMARIO C

El área que alimenta este primario es la comprendida por las zonas aledañas al Parlamento Nacional, la cual, se encuentra aproximadamente delimitada por la Av. Gran Colombia por el oriente; la Av. Doce de Octubre al occidente; y la Av. Tarqui por el norte. Este primario es en su mayoría subterráneo. Como la mayoría de los alimentadores anteriores, el centro de carga está alejado de la subestación, una distancia aproximada de 1.2 Km.

PRIMARIO D

Este primario tiene una área de servicio que se podría dividir en dos partes; la primera comprende la Casa de la Cultura y sus alrededores, y la segunda se localiza en el sector occidental, al sur del área servida por el primario A de la subestación 9. Este segundo sector está delimitado en forma aproximada entre las calles Río de Janeiro, al norte; Briceño al sur; Av. Diez de Agosto al oriente; y la calle Vargas al occidente. Este primario tiene que hacer un recorrido 1.7 Km desde la subestación para alimentar la zona de mayor densidad de carga.

SUBESTACION 11

La subestación 11 se ubica en el lado occidental de la ciudad próxima al límite urbano, en la esquina de las calles J.P. Valentín y D. Utreras.

PRIMARIO A

Este primario, luego de un pequeño recorrido llega a su área de servicio que está limitada aproximadamente, por la calle Selva Alegre en el norte; la Av. Pérez Guerrero en el sur; la

Av. Diez de Agosto por el oriente; y la calle Ulloa por el occidente. Este primario tiene una configuración razonablemente limitada y concentrada, aún cuando la carga del final del alimentador está alejada de la subestación aproximadamente 1.5 Km.

PRIMARIO B

la mayor parte de la carga de éste primario, está cercana a la subestación y está dentro de una área que está delimitada en forma aproximada por la calle Martín de Utreras por el oriente; la Av. Mariana de Jesús por el norte; la calle Bartolomé de las Casas por el sur; y la Av. Occidental por el occidente. A partir de la Av. Occidental hacia el occidente, éste primario toma carga de las antenas de Pichincha, por varios kilómetros. Este primario tiene una configuración razonablemente limitada y concentrada, con excepción de la carga de las antenas, las cuales se encuentran alejadas de la subestación unos 3.9 Km.

PRIMARIO C

Este primario toma una carga que no está muy alejada de la subestación, aproximadamente en un área delimitada por el oriente por la Av. Diez de Agosto; por la calle Martín Utreras al occidente; por el norte, la Av. Atahualpa y Mariana de Jesús; y por el sur la calle Mosquera Narváez y José Valentín. Este primario tiene una configuración razonablemente limitada y concentrada.

PRIMARIO D

Este primario sirve la zona occidental de la subestación 11, en un sector delimitado en forma aproximada, por la calle Fray Gaspar de Carvajal por el oriente; la calle Selva Alegre por el norte; por el sur la calle Moncayo; y por el occidente, la calle Padre Semanate. Este primario tiene una configuración no muy alejada de la subestación, pero no es muy concentrada en lo que a carga se refiere.

SUBESTACION 12

La subestación 12 se ubica en el lado oriental de la ciudad, próxima al límite urbano, en la esquina de las calles Coruña y Vizcaya.

PRIMARIO A

Este primario sirva a una parte del sector de La Floresta y otro pequeño sector al occidente de la Av. Doce de Octubre. Aproximadamente el área de servicio de este primario está delimitada por la Av. Isabel la Católica por el occidente; la Av. Ladrón de Guevara y la calle Sevilla por el oriente; la calle Vizcaya y la Luis Cordero por el norte; y la calle Andalucía por el sur, esto en el sector de la Floresta. El otro pequeño sector alimentado por éste primario está delimitado por la Av. Doce de Octubre por el oriente; la Av. Seis de Diciembre por el occidente; la calle presidente Wilson por el sur; y la Luis Cordero por el norte. Este primario tiene una configuración razonablemente limitada y concentrada.

PRIMARIO B

Este primario toma una área de servicio en la que está comprendido el sector del Hotel Quito, y parte del sector de la Floresta desde la subestación, por la calle Francisco Salazar hasta la Av. Doce de Octubre, y ésta a su vez hasta la calle León Larrea por el oriente. Por otro lado alimenta también el sector de Guápulo y las nuevas urbanizaciones frente al Hotel Quito, frente al Río Machángara. La carga que alimenta éste primario, se encuentra muy separada de la subestación, obligando a alimentar cargas cercanas a la subestación con tramos finales del primario.

PRIMARIO D

El área de servicio correspondiente al primario D tiene el centro de carga después de un recorrido de un par de kilómetros desde la subestación, y está limitada aproximadamente al norte por la calle Luis Cordero; al sur por la calle Roca; al oriente por la Av. Amazonas; y al

occidente por la Av. Diez de Agosto. La carga que sirve éste primario, está concentrada adecuadamente, pero la distancia desde la subestación es grande.

SUBESTACION 24

La subestación 24 ó Carolina, se encuentra ubicada en la zona céntrica del denominado Distrito Centro Norte, en la calle La Pradera, atrás del Ministerio de Agricultura y Ganadería.

PRIMARIO A

Este primario sale de la subestación hacia la Av. Eloy Alfaro. El área de servicio de éste primario, se podría dividir en dos zonas de servicio; la primera, delimitada por la Av. República por el occidente; la Av. Diego de Almagro por el sur; la Av. De Los Shyris por el oriente, y la Av. Eloy Alfaro por el norte. La segunda zona sería la delimitada por la Av. De Los Shyris por el occidente; la Av. Seis de Diciembre por el oriente; y la Av. Portugal por el norte. La subestación está fuera de la zona de mayor densidad de carga, pero la distribución de carga de éste primario está distribuida adecuadamente, y no muy alejada, ni muy cercana a la subestación.

PRIMARIO B

Este primario sale de la subestación hacia la Av. Eloy Alfaro, y sirve una área delimitada aproximadamente desde la Av. Mariana de Jesús al norte; la Av. Eloy Alfaro al sur; la Av. Diez de Agosto al occidente; y la Av. Río Amazonas al oriente. Además toma la carga desde la Av. Eloy Alfaro por la calle Nueve de Octubre hasta la Av. Francisco de Orellana, sigue por esta calle hasta la Av. Seis de Diciembre. La carga de éste primario esta distribuida al principio adecuadamente, pero al extremo del alimentador se está sirviendo carga que se encuentra a poca distancia de la subestación.

PRIMARIO C

Este primario sirve a una área que se encuentra en los alrededores del Parque de la Carolina; la cual podría delimitarse por la Av. Naciones Unidas por el norte; la Av. Eloy Alfaro por el sur; la Av. Río Amazonas por el occidente; y la Av. De los Shyris por el oriente. Además de ésta área existe un sector que es alimentado por este primario en forma subterránea que tiene como límites aproximados la Av. Atahualpa por el norte; la Av. Mariana de Jesús por el sur; la Av. Río Amazonas por el oriente; y la Av. Diez de Agosto al occidente. La carga que sirve éste primario, está concentrada adecuadamente, pero la distancia desde la subestación es grande, sirviendo al final del alimentador a una carga grande.

PRIMARIO D

La salida de la subestación de éste primario sigue la calle La Pradera para llegar a la Av. Seis de Diciembre hasta la Av. Francisco de Orellana. Desde este punto sirve a un sector delimitado por la Av. Orellana al norte; la Av. Colón al sur; la Av. Seis de Diciembre al oriente; y la Av. Diez de Agosto al occidente. Este primario tiene una configuración razonablemente limitada y concentrada.

PRIMARIO E

Este primario toma desde la calle La Pradera, la carga de la zona oriental de la ciudad, en una zona comprendida desde la Av. Diego de Almagro al occidente; la Av. González Suárez por el oriente; la Av. Orellana por el sur; y las calles Barreto y Andrade Marín hacia el norte. La mayor parte de la carga que maneja éste primario se encuentra concentrada al final de éste.

PRIMARIO F

Este alimentador sale desde la subestación por la calle La Pradera, toma la Av. República, luego la Av. Amazonas, hasta llegar a la calle Nuñez de Vela. Aquí se encuentra concentrada la carga en un sector delimitado aproximadamente por la Av. Atahualpa por el sur; la Av. Naciones Unidas por el norte; la Av. Diez de Agosto por el occidente; y la Av.

Amazonas por el oriente. Este primario hace un largo recorrido para servir la carga que se encuentra concentrada al final del alimentador.

SUBESTACION 32

La subestación se localiza en el límite oriental del sector urbano de Quito junto a la subestación Vicentina del Sistema Nacional Interconectado. Casi todos los primarios asociados a ésta subestación tienen largos recorridos para tomar la carga que tienen asignada en el sector central del distrito centro norte, con excepción del primario A cuya área de influencia está próxima a la subestación. La ubicación de ésta subestación no corresponde en lo absoluto al área de servicio que requiere de su presencia.

PRIMARIO A

El área de influencia de éste primario está próxima a la subestación, hacia el sur de la misma, y alimenta a un sector residencial de recursos medios bajos. Como límites aproximados del área de servicio de éste primario, están las calles Queseras del Medio, Vicente Solano, González y Ortiz.

PRIMARIO B

La principal concentración de carga de éste primario, se encuentra entre la Av. Colón por el sur, la Av. Doce de Octubre por el occidente, la Av. Orellana por el norte y la Av. Coruña hacia el oriente. Desde la salida de la subestación hacia el área descrita anteriormente, éste primario alimenta la Av. Ladrón de Guevara desde la Valladolid hasta la Av. Coruña, toma ésta hasta la Francisco Salazar, y la Francisco Salazar hasta la Av. Doce de Octubre inclusive. Alimenta además tramos de las calles Tamayo y Destruge. La distancia desde la subestación hasta donde se encuentra la mayor parte del área de servicio es muy grande, por lo que, dificulta la operación, aumenta la caída de voltaje y las pérdidas.

PRIMARIO C

La mayor densidad de carga, a la que sirve éste primario, se encuentra en una área comprendida entre la calle Cordero al norte; la calle Carrión al sur; la Av. Seis de Diciembre al oriente; y la Av. Amazonas al occidente. A la salida de la subestación, este primario alimenta una pequeña carga, para tomar el siguiente recorrido: Av. Ladrón de Guevara, Av. Coruña, Vizcaya, y Luis Cordero hasta llegar al área de incidencia descrita anteriormente. La misma observación sobre la gran distancia de la subestación al centro de la carga del área de servicio.

PRIMARIO E

Desde la salida de la subestación, éste primario alimenta la Av. Ladrón de Guevara desde la Valladolid hasta la Av. Doce de Octubre; desde la Doce de Octubre toma por la Jorge Washington hasta llegar al área de mayor concentración de carga, la cual, está limitada en el norte por la calle Robles, por el sur en la Av. Patria; al oriente en la Av. Seis de Diciembre; y en el occidente en la Av. Diez de Agosto. La misma observación, que se realizó a los anteriores primarios de ésta subestación, sobre la distancia de la subestación al centro de la carga del área de servicio.

4.2 TOPOLOGIA DE LA RED LUEGO DE LA ENTRADA DE LA SUBESTACION PEREZ GUERRERO

La incorporación de la subestación Pérez Guerrero trajo como consecuencia una reorganización de los primarios en su topología dentro del área descrita en el literal anterior. Para describir éstos cambios se tomará como base la descripción del estado de los primarios, realizada anteriormente, y se describirá los cambios realizados sólo en los primarios afectados por el ingreso de la nueva subestación al sistema. A continuación se realiza una descripción de los cambios en la topología efectuados en los primarios de la zona de estudio, a raíz de la incorporación de la nueva subestación.

PRIMARIO A - SUBESTACION 9

Antes de la entrada de la subestación Pérez Guerrero, éste primario tomaba la carga que hoy corresponde al primario F de la subestación 53, desde las calles Zambrano y Río de Janeiro hasta la Av. 10 de Agosto; y desde la calle 18 de Septiembre hasta la calle Río de Janeiro.

PRIMARIO B - SUBESTACION 10

La otra parte de éste alimentador, la toman dos primarios de la subestación 53, el primario D y el primario E. El primero toma la carga desde la intersección de la Av. Amazonas y Robles, siguiendo por la Robles entre la 9 de Octubre y Ulpiano Páez. Desde este sitio hasta la calle Valdivia, la carga es alimentada por el alimentador F de la subestación Pérez Guerrero.

PRIMARIO D - SUBESTACION 10

Ahora el primario F de la subestación 53 toma la carga que pertenecía a éste primario, desde la Juan Larrea y Río de Janeiro y desde la Manuel Larrea y Buenos Aires hacia la calle Antonio Ante en el sur, delimitado por la Av. América y la Av. 10 de Agosto.

PRIMARIO A - SUBESTACION 11

Se abrió el seccionador ubicado entre la avenida Colón y la calle Versalles. Así mismo se abrió el seccionador ubicado entre la Av. Colón y la calle Ulloa. Con éstas operaciones, desde la avenida Colón en el norte hacia la Pérez Guerrero en el sur, siendo delimitado por la Av. América y la Av. 10 de Agosto, la carga que era parte de éste primario es ahora del primario C de la subestación Pérez Guerrero.

PRIMARIO D - SUBESTACION 12

Este primario fue seccionado en el cruce de la Av. Amazonas y la calle Cordero, y toma la carga correspondiente al resto de la calle Cordero hasta la Av. 10 de Agosto. Desde la intersección entre la Ulpiano Paéz y Cordero hasta la intersección de la Ulpiano Páez y

Jorge Washington es parte del alimentador E de la nueva subestación. Se ha eliminado un tramo de primario en la calle Veintimilla y Páez y otro en la Roca y Páez. El seccionador ubicado entre las calles Cordero y 9 de Octubre está abierto; por lo que el alimentador E de la subestación 53 toma el resto de carga hasta las calles 9 de Octubre y Robles.

PRIMARIO D - SUBESTACION 24

El alimentador 32B toma un tramo que pertenecía a éste primario, desde la Av. 6 de Diciembre y Av. Colón, hasta cerca de la Av. Colón y Nueve de Octubre; incluye la calle Yanez Pinzón. Por otro lado, el resto de éste primario se desconectó de la subestación 24 y es alimentado por el primario E de la subestación 53.

PRIMARIO E - SUBESTACION 32

Esta abierto el seccionador existente entre las calles Reina Victoria y Jorge Washington. El primario D de la subestación 53 toma la carga desde ahí, incluyendo la calle 18 de Septiembre hasta la subestación Pérez Guerrero, parte de la 9 de Octubre y de la Ulpiano Páez. Por otro lado el alimentador E de la subestación 32 toma la carga del alimentador C de la misma subestación, desde la intersección de las calles Juan León Mera y Carrión hasta la intersección de las calles Lizardo García y Juan L. Mera; comprende parte de la calle Foch, de la Joaquín Pinto, Presidente Wilson, Veitimilla y Carrión. Toma también parte de la carga del primario B de la subestación 10Vieja desde la esquina de las calles Roca y Reina Victoria hasta la esquina entre la Av. Amazonas y Robles.

La topología de los primarios podrá ser analizada en el plano que se presentan como complemento a éste estudio, en el Anexo 10. En éste plano se puede observar el sistema en conjunto. Con la elaboración de éste plano no se busca la presentación formal del sistema, sino es una herramienta que permite tener una visión mas clara del área de estudio y su topología primaria.

4.3 DESCRIPCION DE LA CONFIGURACION DE LA RED DESPUES DE LA INCORPORACION DE LA SUBESTACION PEREZ GUERRERO

En general las subestaciones en su configuración actual tienen grandes recorridos para tomar carga, es decir la carga está muy alejada de las subestaciones. Esto provoca que las condiciones de funcionamiento del sistema no sea el adecuado, lo cual se refleja en muchos primarios en altas caídas de voltaje especialmente de las secciones mas alejadas.

La ubicación de las subestaciones se da principalmente en el sector periférico de la ciudad, tanto en el margen oriental y occidental. Solo hay, dentro del sector de estudio dos subestaciones que se encuentran en el sector central de la ciudad, que son la 24 (Carolina) y 53 (Pérez Guerrero). El croquis de la *Figura 4.1*, sin escala, refleja ésta situación, donde se hace referencia a la zona de mayor densidad de carga, que está ubicada entre las calles Colón, 12 de octubre, América, Pérez Guerrero y Patria.

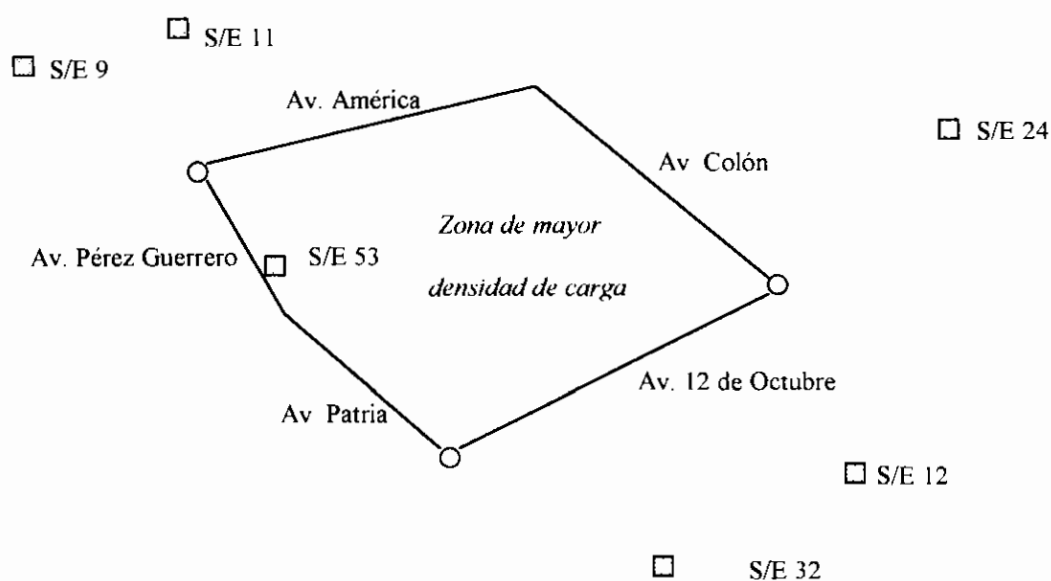


FIGURA 4.1
Ubicación aproximada de las subestaciones en el área de estudio

La S/E 53 está en un sector que tiene alta densidad de carga y toma la carga cercana a la subestación. Al entrar la S/E 53, tomó carga que antes correspondía a primarios de

subestaciones alejadas de ésta carga como la 32, 12, 24, 10 vieja y 11. En consecuencia, las condiciones de operación de las otras subestaciones mejoran, pero no son óptimas ya que éstas subestaciones mencionadas siguen alimentando parte de ésta alta carga lejana.

El sector referido en el croquis, es un sector con muy poco crecimiento en lo que a carga se refiere, puesto que es un sector comprendido en su mayoría por edificios que ya tienen su carga definida y que es poco probable que sean renovadas. Por otro lado es un sector donde funcionan instituciones privadas y públicas de mucha importancia, a demás de grandes comercios, haciendo ésta zona de mucha importancia , por lo que el servicio de energía eléctrica debe tener una alta confiabilidad.

En el Anexo 10 se presenta la configuración de los primarios dentro de la zona de estudio, para el sistema posterior a la incorporación Pérez Guerrero.

4.4 POSIBILIDADES DE TRANSFERENCIA DE CARGA ENTRE LOS PRIMARIOS DEL “DISTRITO CENTRO NORTE”

Se ha considerado importante hacer una descripción de las diferentes posibilidades de interconexión que existen entre los diferentes primarios de la zona en estudio. La descripción de los puntos de transferencia de carga, se encuentra detallada a continuación para el levantamiento de diciembre de 1996 (condiciones actuales de funcionamiento). A demás para cada alimentador de la zona estudiada se hace un listado de la ubicación de los seccionadores de cada uno de ellos.

SUBESTACION 9

PRIMARIO A

Posibilidad de interconexión con :

- Primario F de la subestación 53, en la calle Río de Janeiro, entre la Av. América y Zambrano.
- Primario C de la subestación 9, en la calle Río de Janeiro y Venezuela.

Seccionadores del alimentador:

- Calle Armero a 50 metros a la salida de la subestación, hacia la Av. Universitaria.
- Calle Venezuela, entre las calles Bogotá y Caracas.
- Calle Venezuela, entre las calles Bogotá y Río de Janeiro.
- Calle Bogotá, entre las calles Venezuela y México

PRIMARIO C

Posibilidad de interconexión con :

- Primario A de la subestación 9, en la calle Río de Janeiro y Venezuela.
- Primario D de la subestación 9, en la calle Guatemala, entre las calles Nicaragua y Bombona.

Seccionadores del alimentador :

- Calle Guatemala, entre las calles Nueva York y Panamá.
- Calle Buenos Aires entre las calles Panamá y Canadá.
- Calle Buenos Aires, entre las calles Canadá y Estados Unidos.
- Calle Guatemala, entre las calles Cuenca y Benalcázar.
- Calle Benalcázar, entre las calles Rubén Darío y Guatemala

PRIMARIO D

Posibilidad de interconexión con :

- Primario C de la subestación 9, en la calle Guatemala, entre las calles Nicaragua y Bombona.

Seccionadores del alimentador :

- Al final del alimentador en la calle Bombona, entre las calles Guatemala y Condorcunga.
- Al final del alimentador en la intersección de las calles Bolivia y Versalles.
- Calle Armero a 30 metros de la subestación, hacia la Av. Universitaria.
- Calle Armero a 150 metros de la subestación, hacia la calle Santa Rosa.

PRIMARIO E

Posibilidad de interconexión con :

- Primario D de la subestación 11, en la intersección de las calles La Isla y N. de Bonilla.
- Primario D de la subestación 11, en la calle Fernández de Recalde entre la Av. de la Gasca y N. de Bonilla.

Seccionadores del alimentador :

- A 270 metros de la subestación hacia la Av. Eustorgio Salgado, en la calle Bolivia.

SUBESTACION 10

PRIMARIO B

Posibilidad de interconexión con :

- Primario A de la subestación 12, en la Av. Doce de Octubre, entre las calles Presidente Wilson y Veintimilla.
- Primario E de la subestación 32, en la intersección de las calles Vicente Ramón Roca y Reina Victoria.

Seccionadores del alimentador :

- A 270 metros de la subestación hacia la Av. doce de Octubre, en la calle Queseras del Medio.
- En la Embajada de los Estados Unidos, en la Av. Doce de Octubre y la Av. Patria.
- En la Intersección de las calles Vicente ramón Roca y Luis Tamayo.

PRIMARIO C

Este primario no tiene la posibilidad de interconexión con ningún otro primario de la zona de interés.

Seccionadores del alimentador :

- A 30 metros de la subestación en la calle Queseras de Medio.
- Av. Gran Colombia, entre las calles Fray Vicente Solano y T. Paz y Miño.

PRIMARIO D

Este primario no tiene la posibilidad de interconexión con ningún otro primario de la zona de interés.

Seccionadores del alimentador :

- A 40 metros de la subestación hacia el occidente de la calle Queseras del Medio.
- Av. Doce de Octubre a 80 metros al norte de la Av. Tarqui.

SUBESTACION 11

PRIMARIO A

Posibilidad de interconexión con :

- Primario D de la subestación 24, en la intersección de la Av. Diez de Agosto y Av. Cristóbal Colón.
- Primario C de la subestación 53, en la intersección de la Av. Cristóbal Colón y Versalles.

Seccionadores del alimentador :

- A 50 metros de la salida de la subestación, en la calle José Valentín.
- Calle Mosquera Narváez, entre la Av. América y Ulloa.
- Calle Ulloa, entre las calles Mosquera Narváez y Gral. Vicente Aguirre.

PRIMARIO B

Este primario no tiene la posibilidad de interconexión con ningún otro primario de la zona de interés.

Seccionadores del alimentador :

- Al final del alimentador en la calle Francisco Cruz Miranda, entre la Av. Mariana de Jesús y San Gabriel.
- A 40 metros de la subestación en la calle Martín de Utreras.
- Calle Arias de Ugarte, entre las calles Bartolomé de las Casas y la Selva Alegre.

PRIMARIO C

Este primario no tiene la posibilidad de interconexión con ningún otro primario de la zona de interés.

Seccionadores del alimentador :

- A 40 metros de la salida de la subestación en la calle Martín de Utreras.
- Calle Rumipamba, entre la Av. Diez de Agosto y San Pedro.

PRIMARIO D

Posibilidad de interconexión con :

- Primario E de la subestación 9, en la intersección de las calles La Isla y N. de Bonilla.
- Primario E de la subestación 9, en la calle Fernández de Recalde entre la Av. de la Gasca y N. de Bonilla.

Seccionadores del alimentador :

- A 50 metros de la subestación en la calle José Valentín.
- En la intersección de las calles Sangurima y E. Terán.
- En la intersección de las calles Humberto Albornoz y E. Terán.
- Al final del alimentador en la intersección de las calles Selva Alegre y Alcócer.

SUBESTACION 12

PRIMARIO A

Posibilidad de interconexión con :

- Primario A de la subestación 32, en la calle Valladolid, entre las calles Lugo y Ladrón de Guevara.
- Primario B de la subestación 10, en la Av. Doce de Octubre, entre las calles Presidente Wilson y Veintimilla.
- Primario B de la subestación 32, en la intersección de la Av. Doce de Octubre y Baquerizo Moreno.

Seccionadores del alimentador :

- Calle Mallorca a 49 metros de la subestación.
- Intersección de la calles Madrid y Lugo.
- Calle Madrid, entre la Av. Doce de Octubre y Isabel la Católica.

PRIMARIO B

Este primario no tiene la posibilidad de interconexión con ningún otro primario de la zona de interés.

Seccionadores del alimentador :

- Av. la Coruña, a la salida de la subestación.
- Intersección de la Av. Doce de Octubre y Francisco Salazar.
- Intersección de las calles Stubel y R. León Larrea.
- Vía hacia Guápulo, a 150 metros de la calle R. León Larrea

PRIMARIO D

Posibilidad de interconexión con :

- Primario E de la subestación 53, en la intersección de la Av. Amazonas y Luis Cordero.
Seccionadores del alimentador :
- Calle Vizcaya a 80 metros de la subestación.

SUBESTACION 24

PRIMARIO A

Este primario no tiene la posibilidad de interconexión con ningún otro primario de la zona de interés.

Seccionadores del alimentador :

- A 85 metros de la subestación en la calle San Salvador.
- Intersección de la Av. General Eloy Alfaro y Tobar.
- Intersección de la Av. General Eloy Alfaro y Andrade Marín.
- Intersección de la Av. General Eloy Alfaro y Suiza.
- Al final del alimentador en la intersección de la Av. General Eloy Alfaro y Seis de Diciembre.
- Al final del alimentador en la Av. Seis de Diciembre entre las calles Irlanda y Portugal.

PRIMARIO B

Posibilidad de interconexión con:

- Con el primario 32B, en el cruce de la calle La Niña y la Av. Seis de Diciembre

Seccionadores del alimentador :

- A 80 metros de la subestación en la calle San Salvador.
- Intersección de la Av. Francisco de Orellana y R. de Triana.
- Al final del alimentador en la Av. Seis de Diciembre, entre la Av. Orellana y La Niña.

PRIMARIO C

Este primario no tiene la posibilidad de interconexión con ningún otro primario de la zona de interés.

Seccionadores del alimentador :

- A 30 metros de la salida de la subestación en la calle La Pradera.
- Intersección de la Av. República y Av. Eloy Alfaro.
- Intersección de la Av. República y Av. Amazonas.
- Intersección de la Av. Amazonas y Juan Sanz.
- Al final del alimentador, en la intersección de la Av. Amazonas y Av. Naciones Unidas.

PRIMARIO D

Posibilidad de interconexión con :

- Primario A de la subestación 11, en la intersección de la Av. Diez de Agosto y Av. Cristóbal Colón.
- Primario B de la subestación 32, en la calle Juan León Mera, entre la Av. Colón y Santa María.
- Primario B de la subestación 32, en la Av. Colón, entre las calles Nueve de Octubre y Mariscal Fosh.

- Primario E de la subestación 53, en la calle Nueve de Octubre, entre la Av. Colón y Luis Cordero.

Seccionadores del alimentador :

- A 30 metros de la salida de la subestación en la calle La Pradera.
- Intersección de las calles Santa María y Juan León Mera.
- Intersección de la Av. Francisco de Orellana y Reina Victoria.
- Av. Seis de Diciembre cerca de la intersección con la Av. Francisco de Orellana.

PRIMARIO E

Este primario no tiene la posibilidad de interconexión con ningún otro primario de la zona de interés.

Seccionadores del alimentador :

- Calle La Pradera a 30 metros de la subestación.
- Intersección de las calles Diego de Almagro y Whimper.
- Intersección de la Av. Coruña y Humbolt.
- Calle Ponce entre la Av. Seis de Diciembre y Pareja.

PRIMARIO F

Este primario no tiene la posibilidad de interconexión con ningún otro primario de la zona de interés.

Seccionadores del alimentador :

- A 30 metros de la subestación en la calle La Pradera.
- Intersección de la Av. Atahualpa y Nuñez de Vela.
- Intersección de las calles Iñaquito y Corea.

SUBESTACION 32

PRIMARIO A

Posibilidad de interconexión con :

- Primario A de la subestación 12, en la calle Valladolid, entre las calles Lugo y Ladrón de Guevara.

Seccionadores del alimentador :

- Calle Hidalgo, entre las calles Angulo y M. Albán.
- Intersección de las calles Cajías y C. Godín.
- Calle Antonio Sierra, entre las calles Tobar y Verde Cruz.

PRIMARIO B

Posibilidad de interconexión con :

- Primario A de la subestación 12, en la intersección de la Av. Doce de Octubre y Baquerizo Moreno.
- Primario D de la subestación 24, en la calle Juan León Mera, entre la Av. Colón y Santa María.
- Primario D de la subestación 24, en la Av. Colón, entre las calles Nueve de Octubre y Mariscal Fosh.

- Primario C de la subestación 32, en la calle Juan León Mera, entre la Av. Colón y Luis Cordero.
 - Con el primario 24B, en el cruce de la calle La Niña y la Av. Seis de Diciembre
- Seccionadores del alimentador :
- Intersección de la Av. Seis de Diciembre y Av. Colón.
 - Intersección de la Av. Coruña y Mallorca.
 - Al final del alimentador en la intersección de la Av. Seis de Diciembre y La Niña.

PRIMARIO C

Posibilidad de interconexión con :

- Primario B de la subestación 32, en la calle Juan León Mera, entre la Av. Colón y Luis Cordero.
- Primario E de la subestación 32, en la intersección de las calles Luis Cordero y Juan León Mera.
- Primario E de la subestación 32, en la intersección de las calles Juan León Mera y Lizardo García.

Seccionadores del alimentador :

- Intersección de la Av. Coruña y Barcelona.
- En la calle Luis Cordero y Juan León Mera.
- Al final del primario, en la calle Luis Cordero, entre la Av. Amazonas y Juan León Mera.

PRIMARIO E

Posibilidad de interconexión con :

- Primario B de la subestación 10, en la intersección de las calles Vicente Ramón Roca y Reina Victoria.
- Primario C de la subestación 32, en la intersección de las calles Luis Cordero y Juan León Mera.
- Primario C de la subestación 32, en la intersección de las calles Juan León Mera y Lizardo García.
- Primario D de la subestación 53, en la intersección de la Av. Amazonas y Robles.
- Primario D de la subestación 53, en la calle Reina Victoria, entre las calles Jorge Washington y Dieciocho de Septiembre.

Seccionadores del alimentador :

- Intersección de la Av. Doce de Octubre y Ladrón de Guevara.
- Calle Juan León Mera, entre las calles Vicente Ramón Roca y Jerónimo Carrión.
- Calle Juan León Mera, entre las calles Jorge Washington y Robles.

SUBESTACION 53

PRIMARIO C

Posibilidad de interconexión con :

- Primario A de la subestación 11, en la intersección de la Av. Cristóbal Colón y Versalles.

- Primario E de la subestación 53, en la intersección de la Av. Diez de Agosto y Veintimilla.

Seccionadores del alimentador :

- Calle Ramírez Dávalos, entre las calles Darquea Terán y Versalles.

PRIMARIO D

Posibilidad de interconexión con :

- Primario E de la subestación 32, en la intersección de la Av. Amazonas y Robles.
- Primario E de la subestación 32, en la calle Reina Victoria, entre las calles Jorge Washington y Dieciocho de Septiembre.
- Primario E de la subestación 53, en la calle Valdivia, entre las calles Nueve de Octubre y Ulpiano Páez.
- Primario E de la subestación 53, en la calle Nueve de Octubre, entre las calles Murillo y Luis Cordero.

Seccionadores del alimentador :

- Calle 18 de Septiembre, entre las calles Juan León Mera y Reina Victoria.
- Calle Nueve de Octubre, entre las calles Jorge Washington y Valdivia.

PRIMARIO E

Posibilidad de interconexión con :

- Primario D de la subestación 12, en la intersección de la Av. Amazonas y Luis Cordero.
- Primario D de la subestación 24, en la calle Nueve de Octubre, entre la Av. Colón y Luis Cordero.
- Primario C de la subestación 53, en la intersección de la Av. Diez de Agosto y Veintimilla.
- Primario D de la subestación 53, en la calle Valdivia, entre las calles Nueve de Octubre y Ulpiano Páez.
- Primario D de la subestación 53, en la calle Nueve de Octubre, entre las calles Murillo y Luis Cordero.

Seccionadores del alimentador :

- Intersección de las calles Ulpiano Páez y Luis Cordero.
- Calle Nueve de Octubre, entre las calles Valdivia y Jorge Washington.

PRIMARIO F

Posibilidad de interconexión con :

- Primario A de la subestación 9, en la calle Río de Janeiro, entre la Av. América y Zambrano.

Seccionadores del alimentador :

- Intersección de las calles salinas y Río de Janeiro.
- Calle Juan Larrea, entre las calles Buenos Aires y Río de Janeiro.

CAPITULO V

MODELACION Y ANALISIS DE LA RED PRIMARIA

5.1 MODELACION DEL SISTEMA

Como ya se indicó anteriormente, la modelación del sistema se la realizará mediante el uso del programa Distribution Primary Analysis/Graphics (DPA/G™). Para que los resultados de la modelación sean lo mas cercanos posible a la realidad, la forma como se ingresan los datos del sistema al programa, debe ser también de una manera lo mas cercana a la realidad. Por lo tanto, el principal objetivo es que la información del sistema se ingrese en el programa con la mayor precisión posible.

Cabe resaltar que para realizar el estudio planteado en este trabajo, se requiere hacer primero la modelación de las condiciones del sistema antes del ingreso de la subestación Pérez Guerrero, y luego se modela el sistema con el ingreso de la subestación Pérez Guerrero. Los datos de la red antes del ingreso de la mencionada subestación, fueron obtenidos de los registros de la base de datos que tiene el PIA con fecha noviembre de 1995. Es necesario aclarar que la subestación 53 (Pérez Guerrero), entro en servicio los últimos días de noviembre de 1995.

Luego de haber recorrido, en el campo, todos los 28 primarios del sistema a estudiar y hacer una actualización detallada de la información obtenida originalmente, ésta información se usa para la modelación del sistema en las condiciones en las que se encontraba al iniciar éste estudio, es decir a finales de diciembre de 1996. Como se requiere hacer dos análisis, uno anterior al ingreso de la subestación Pérez Guerrero, y otro posterior, se deben crear dos bases de datos diferentes en el programa. Primeramente se ingresaron todos los datos necesarios y se completó la base de datos con la información actualizada en el campo, es decir a diciembre de 1996, posterior al ingreso de la subestación 53. Partiendo de ésta base de datos, conociendo los cambios realizados en la red y con los datos del sistema antes del

ingreso de dicha subestación (noviembre de 1995), se realizaron los cambios, eliminación y creación de secciones en los diferentes alimentadores, para que el sistema quede representado en la base de datos.

Se requiere realizar un trabajo adicional para poder ingresar la información de la topología de la red al programa, esto es, definir secciones en cada alimentador, en las cuales constará la información de la red. Una sección se define como un tramo de primario que se extiende hasta una bifurcación, hasta un cambio de calibre de conductor, hasta un equipo o carga importante y está caracterizada por un código. Sus datos incluyen, longitud, calibre de conductor, espaciamientos, número y configuración de fases, capacidad de transformadores asociados, número de abonados y energía facturada para la sección (si es que se requiere). Aplicando ésta definición, se toma el plano actualizado de cada alimentador y se crean las secciones respectivas. El nombre de cada sección se lo asigna relacionando la sección con el nombre de la calle en la que se encuentra localizada. Se trata de concentrar cargas muy cercanas a una misma sección, con esto se busca una pequeña simplificación de la red al ingresar al computador. Se debe poner especial énfasis en las secciones al final de cada alimentador, tratando de colocar sus cargas en secciones de corta longitud, 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 donde mas se siente el efecto de las pérdidas. Es importante puntualizar, que a medida que se crean las secciones en cada alimentador, se genera una lista de las secciones en dónde existía posibilidad de seccionamiento.

En el programa DPA/GTM, el primer elemento a definir en la base de datos, es la subestación de distribución. Luego de crear la subestación, se crea los alimentadores de dicha subestación. Primero se da un nombre al alimentador, y a partir de esto se empieza a dibujar las secciones del mismo. Lógicamente la primera sección a dibujar será la que representa la salida del alimentador de la subestación. Cada vez que se crea una sección en el alimentador, es conveniente ir ingresando sus datos. Como ya se mencionó, 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 instalada de transformadores en la sección, y si es que existiera, la potencia reactiva instalada del banco de capacitores; todos estos datos son básicos para el análisis a realizar. Cuando se termina de ingresar la topología y datos del primario, se debe asignar éste primario a una subestación.

Es importante en cada paso, hacer una actualización de la base de datos. En este proceso el programa revisa que no existan incoherencias en la estructura de cada primario, como por ejemplo secciones desconectadas ó que no se repitan dos secciones con el mismo nombre en la base de datos; y por otro lado se actualiza la topología de cada primario que consta en ésta base de datos.

Para hacer la simulación se requiere ingresar otros datos adicionales para el alimentador, como son el factor de potencia, el nivel de voltaje del alimentador a nivel de subestación, los valores de las impedancias a nivel de subestación (si se va a hacer un análisis de fallas) y la demanda para el alimentador. Los datos de demanda que se utilizarán en el presente análisis, son los datos de demanda generada por el Departamento de Operación de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y por el sistema que usa el denominado "Supervisory Control And Data Acquisition" (sistema SCADA). Este dato es muy importante porque agrupa la demanda de la carga, su coincidencia, las pérdidas y los requerimientos reactivos de la red. Para la simulación se tomará los datos de máxima demanda para cada primario. Para el sistema antes de la incorporación de la subestación Pérez Guerrero se debe tomar valores de demanda, correspondientes a la época de la cual se tiene la información eléctrica y topológica de la red. Así mismo, los valores de demanda tomados para el análisis del sistema posterior al ingreso de la subestación Pérez Guerrero, deben corresponder al tiempo en el que se inició la verificación de los primarios en el campo. Estos datos corresponden a los días: miércoles 22 de noviembre de 1995 y martes 12 de noviembre de 1996 respectivamente, los cuales se presentan en las Tablas 5.1 y 5.2. Se ha elegido éste valor de máxima demanda, para simular el comportamiento de los primarios bajo los requerimientos

mas críticos de carga. Bajo éstas condiciones los valores de caídas de voltaje, cargabilidad de las líneas y pérdidas, serán los más críticos dentro del funcionamiento del sistema.

Los valores de demandas generados por el Departamento de Operación de la E.E.Q.S.A, son en base a las lecturas de los valores de corriente en cada fase de cada alimentador primario. A partir de los valores de corriente por fase, se obtiene un promedio, que se considerará como corriente de línea. Con éste valor de corriente de línea, se puede obtener el valor de potencia en kVA, multiplicando por $\sqrt{3}$ y por el voltaje entre líneas, que para el caso de los primarios en estudio, se tomará el valor nominal que es de 6.3 kV. Los valores de las demandas para el día de estudio, tanto para noviembre de 1995, como para noviembre de 1996, se encuentran en el Anexo 1 y Anexo 2 respectivamente.

PRIMARIO	DEMANDA MAXIMA kVA
9A	588.546
9C	2 56' 265
9D	1667.547
9E	2190.699
10B	1046.304
10C	1645.749
10D	2125.305
11A	1046.304
11B	2844.639
11C	1700.244
11D	1493.163
12A	3128.013
12B	2604.861
12D	1351.476
24A	2811.942
24B	3498.579
24C	3029.922
24D	3792.852
24E	3683.862
24F	3182.508
32A	1809.234
32B	1940.022
32C	3814.65
32E	2940

TABLA 5.1
Demandas Máximas antes del
ingreso de la S/E Pérez Guerrero
Miércoles 22 de noviembre 1995

PRIMARIO	DEMANDA MAXIMA kVA
9A	486.822
9C	2666.622
9D	1689.345
9E	1990.884
10B	1089.9
10C	2724.75
10D	596.12
11A	1235.22
11B	2870.07
11C	3487.68
11D	1689.345
12A	3280.599
12B	2713.851
12D	1217.055
24A	2979.06
24B	3669.33
24C	3633
24E	3571.24
24F	4261.51
32A	2601.23
32B	2724.75
32C	3923.64
32E	3269.7
53C	1852.83
53D	4577.58
53E	4087.125
53F	3705.66

TABLA 5.2
Demandas Máximas después del
ingreso de la S/E Pérez Guerrero
Martes 12 de noviembre 1996

Aquí es necesario recalcar, que cuando se hizo el levantamiento de campo a finales de 1996, por razones de operación del sistema, el primario D de la subestación 24, había sido desenergizado desde la subestación y el primario E de la subestación 53 estaba tomando toda la carga de dicho primario. Es por ésta razón que no se tiene datos de máxima demanda del primario 24D en esa fecha.

Otro dato que hay que ingresar al programa, para cada primario, es el valor del factor de potencia. Estos valores fueron proporcionados también por el Departamento de Operación

de la E.E.Q.S.A., de acuerdo a las últimas mediciones realizadas por ellos. Cabe resaltar que no se tiene mediciones del factor de potencia para todos los primarios estudiados en el presente trabajo. Para cubrir ésta falta de información, se tomará el valor del factor de potencia correspondiente a la subestación para sus primarios respectivos, ya que todos los primarios de cada subestación, se encuentran conectados a la misma barra. Es importante resaltar que los valores de factor de potencia, cuándo existen, son muy cercanos al valor del factor de potencia de la subestación. Los valores que fueron usados en las simulaciones, tanto para las condiciones del sistema en noviembre de 1995 y en diciembre de 1996, son los que se muestran en la *Tabla 5.3*.

SUBESTACION	9	10	11	12	24	32	53
FACTOR DE POTENCIA	0.93	0.94	0.96	0.9	0.93	0.92	0.93

TABLA 5.3
Factor de potencia por subestación.

Se debe ingresar también el nivel de voltaje a nivel de barra de subestación, en porcentaje del valor del voltaje nominal (6.3 kV). Para los datos de 1996, se tuvo acceso a los datos generados por el sistema de adquisición de datos, que tiene conectado la E.E.Q.S.A. a nivel de subestación, que usa el sistema "Supervisory Control And Data Acquisition" (SCADA). Se tomaron las lecturas de niveles de voltaje del día del que se tiene la información de demanda, es decir, el martes 12 de noviembre de 1996. Para la simulación de noviembre de 1995, se usaron datos obtenidos en el Departamento de Operación de la Empresa Eléctrica Quito. Los valores de nivel de voltaje usado para la simulación son los que se muestran en la *Tabla 5.4*.

SUBESTACION	9	10	11	12	24	32	53
NIVEL DE VOLTAJE (Noviembre 1995)	96.8%	97.2%	98.4%	99.5%	95%	97.2%	
NIVEL DE VOLTAJE (Diciembre 1996)	97.3%	98.3%	97.4%	99.9%	95.3%	97.6%	95.6%

TABLA 5.4
Valores de niveles de voltaje a nivel de barra de subestación, usados para la simulación

El valor del espaciado equivalente se ingresa calculando el GMD para las estructuras usadas en 6.3 kV, según las Normas de la Empresa Eléctrica Quito.

Una vez ingresados todos los datos necesarios para la simulación, al programa, se obtienen los resultados para cada primario en forma individual. Los principales resultados que arroja el programa como producto de la simulación son: un resumen de las características de cada sección (longitud, conductor, fases, kVA conectados); carga en cada sección en kW, kVAR y A (de acuerdo a la demanda ingresada y los kVA conectados); carga a través de cada sección (de acuerdo a la demanda ingresada y la topología de la red); cargabilidad de los conductores en cada sección (en porcentaje de su capacidad); caídas de voltaje por sección y caídas de voltaje acumuladas (de acuerdo a la topología de la red); pérdidas de potencia en kW y kVAR para cada sección; además se tiene una conclusión de todo el alimentador donde constan la sección con mayor caída de voltaje, la sección más cargada, la demanda total del alimentador y las pérdidas totales del alimentador. En el Anexo 3 y en el Anexo 4 se presentan algunos resultados representativos de las simulaciones, tanto para noviembre de 1995, como para diciembre de 1996.

5.2 METODOLOGIA PARA EL ANALISIS DEL SISTEMA

Paralelamente a la simulación del sistema por medio del DPA/GTM, se realiza un análisis de las condiciones operativas del sistema, usando los datos recopilados en la Empresa Eléctrica Quito S.A. Se analizará la evolución del sistema en el año de estudio, es decir, desde noviembre de 1995 antes del ingreso de la subestación Pérez Guerrero, hasta diciembre de 1996 fecha en que se realizó el último levantamiento de datos para el presente estudio.

Al ser el sistema de distribución la última etapa del sistema de potencia, es la que más cerca está del usuario, quién es el termómetro de cómo se encuentra operando el sistema en su totalidad. Por lo tanto el sistema de distribución debe realizar su planificación y análisis,

relacionando tanto las condiciones eléctricas, como las condiciones geográficas del sistema. Eso es lo que se va a realizar en éste trabajo, un análisis de la evolución del sistema, basado en la distribución geográfica de las cargas instaladas y de la demanda. Esto ayudará también para sugerir una configuración mas adecuada de la red, de acuerdo a los requerimientos del sistema.

La distribución geográfica de la demanda del sistema a estudiarse, será el objetivo principal de la metodología a usarse. Para ello, primeramente se requiere hacer una división del área del Distrito Centro Norte de la ciudad, es decir, el área de influencia de los primarios que son objeto de éste estudio. Una división coherente de ésta área, es en microáreas de 1 km^2 de superficie, lo cual se obtiene usando los planos de la ciudad de Quito, elaborados por el Instituto Geográfico Militar (I.G.M). Para facilitar la ubicación de éstas áreas, se creará un plano ordenado, el cual tendrá en la horizontal divisiones del 1 al 6, y la vertical divisiones de la letra A a la F, como se observa en el Gráfico 5.1. De esta manera se tiene una información que permite ver el sistema de una manera mas real, es decir, con la densidad de carga distribuida geográficamente. Con éste procedimiento se obtiene un área total de estudio, es decir, con incidencia de los primarios indicados, de aproximadamente 24 km^2 .

Determinada cada microárea, el siguiente paso es determinar la carga instalada en transformadores en cada una de dichas áreas. Para hacer una evaluación del sistema, con los datos obtenidos de noviembre de 1995 y diciembre de 1996, se deberá determinar la carga instalada para cada una de las condiciones del sistema. Con los planos originales verificados y con las secciones creadas para la simulación en el DPA/GTM, se obtiene la carga instalada en transformadores en cada microárea, y se ubica, a cada sección usada para la simulación en el programa, en la microárea correspondiente. Esto es posible realizar, porque los planos obtenidos en el PIA tienen también, la base geográfica del I.G.M. Mediante la topología de cada primario se determina que sección y que carga corresponde a cada microárea. Cabe Aclarar que para cumplir con éste objetivo, se usaron los planos en los cuales se prepararon las secciones para el ingreso al programa DPA/GTM. Durante éste

proceso se encontraron varios casos, en los cuales, una sección cruza por el límite entre dos microáreas. En estos casos, se ve que cantidad de carga de dicha sección, pertenece a cada microárea. Todo éste trabajo descrito anteriormente, se lo realiza igualmente para el sistema antes y después del ingreso de la subestación Pérez Guerrero.

La organización de los datos que permiten llegar a tener la carga instalada en cada microárea, se la realiza por medio de una hoja electrónica, en dónde se ingresa los datos de todas las secciones, su carga, a qué primario pertenece y en qué microárea se encuentra. Como resultado de todo éste proceso se obtiene una lista de cada primario, en la que constan las secciones de dicho primario, la carga conectada por sección y a que microárea pertenece. Esta lista se puede observar en el Anexo 5.

Un proceso similar se sigue, usando los resultados de la simulación del DPA/G™. Como ya se indicó mediante el programa se obtiene la demanda en kW y kvar en cada sección de primario. Se realiza el mismo proceso que se realizó con la carga instalada, mediante el uso de una hoja de cálculo, y se obtiene la densidad de demanda para la zona de estudio. Este parámetro tiene una gran importancia dentro de los sistemas de distribución, como se explicará posteriormente. Aquí es de suma importancia aclarar que como en el área de estudio hay la incidencia de varios primarios, para encontrar la densidad de carga con el método descrito, es fundamental tomar en cuenta que las demandas máximas de éstos primarios no se dan al mismo tiempo. Pero mediante el uso de las curvas de carga de cada primario se puede observar que las demandas máximas de los primarios estudiados se producen alrededor de la misma hora, lo que valida el método a emplearse. Estas curvas de carga se pueden observar en el Anexo 6.

5.3 DENSIDAD DE CARGA

Como resultado del trabajo descrito en el numeral 5.2, se tiene una distribución geográfica de la carga instalada en transformadores y de la demanda del sistema. Además, como se

tiene la carga instalada y la demanda en cada microárea, se tiene la densidad de carga en cada una de ellas en kVA por km², cubriendo la totalidad del área en estudio. Esta es una información muy apreciada y necesaria para la ingeniería de distribución, porque permite ver la situación del sistema desde un punto de vista mas objetivo. Se puede analizar la ubicación de las subestaciones con relación a los centros de mayor densidad de carga, la forma como se ha repartido la carga instalada entre las diferentes subestaciones dependiendo de su ubicación. Se puede analizar también, si se tiene organizada la información a través de los años, la forma como se ha ido comportando la carga en las diferentes microáreas, para hacer proyecciones que servirán para el mejor manejo de la empresa, por ejemplo desarrollando programas de control de pérdidas, para determinar el número de primarios correspondientes a una subestación y la potencia en transformadores a ser instalada en la misma. Los sectores de mayor densidad de carga deben ser manejados con mayor cuidado y eficiencia por parte de la empresa, ya que a ellos se entrega grandes bloques de energía lo que representa mayor ingreso económico para la empresa. Como se puede ver, la distribución de la carga en microáreas, es fundamental desde el punto de vista de la planificación de sistemas de distribución. Por otro lado, al tener una división por microáreas, se facilita el manejo de la información.

Mediante la organización de los datos de las secciones de los diferentes primarios, en una hoja electrónica, se obtiene la distribución de la carga instalada y la demanda en microáreas dentro de la zona de estudio, tanto para los datos de noviembre de 1995, como para los datos de diciembre de 1996. Estos resultados se presentan a continuación en los Gráficos 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5

	1	2	3	4	5	6
A			155	151	1576	
B	175	1316	7935	2837	1825	
C	1076	14401	13631	7093	4421	
D		11001	30900	9126	14114	10731
E		3286	12965	37571	9158	487
F				1916		

GRAFICO 5.2

Carga instalada por microárea, en kVA, antes del ingreso de la subestación Pérez Guerrero.

	1	2	3	4	5	6
A			47.89	114.56	652.12	
B	108.63	681.54	2495.5	1655.08	755.52	
C	668.88	3811.09	2738.39	1721.76	1295.59	
D		2336.93	7904.96	3036.56	3917.01	4413.18
E		2060.23	4153.98	9511.71	1902.06	120.33
F				538.86		

GRAFICO 5.3

Demanda por microárea, en kVA, antes del ingreso de la subestación Pérez Guerrero.

	1	2	3	4	5	6
A			180	151	1902	
B	175	1391	8295	3150	1825	
C	1076	15281	14973	7738	4471	
D		11016	32643	9502	16194	11506
E		3701	14412	39577	9717	487
F				1916		

GRAFICO 5.4

Carga por microárea, en kVA, posterior al ingreso de la subestación Pérez Guerrero.

	1	2	3	4	5	6
A			47.89	106.32	745.1	
B	112.25	714.04	2340.97	1773.9	714.41	
C	691	5988.1	5012.28	3392.98	1774.66	
D		2825.76	11678.1	3087.67	5487.22	5072.01
E		2908.7	5602.33	9540.67	1986.22	123.49
F				618.96		

GRAFICO 5.5

Demanda por microárea, en kVA, posterior al ingreso de la subestación Pérez Guerrero.

De éstos resultados claramente se puede observar, como está distribuida geográficamente la carga del sistema en la zona de estudio. Se puede distinguir con facilidad las zonas dónde se concentra la mayor cantidad de carga. Cabe destacar que, especialmente en algunas microáreas que quedan en la periferia de la zona de estudio, no se considera toda la carga instalada ni la demanda, ya que sólo se considera la carga instalada en los primarios que pertenecen a éste estudio.

Es necesario aquí, para relacionar con mayor facilidad la carga instalada y la demanda con la microárea respectiva, hacer una descripción de cada microárea en cuanto a su ubicación geográfica y los tipos de consumidores existentes.

- A3.- Corresponde al sector del Armero. Es un sector dónde se encuentran instaladas las antenas de radio y televisión en las faldas del Pichincha.
- A4.- Se ubica en el extremo occidental de la ciudad y corresponde al barrio de la Comuna Alta y parte de la Primavera. Esta microárea corresponde también al sector de las faldas del Pichincha, donde se encuentran familias de escasos recursos económicos.
- A5.- Esta microárea está ubicada en el margen occidental de la ciudad, en las faldas del Pichincha, dónde residen familias de bajos ingresos económicos y se encuentran instaladas algunas antenas de radio y televisión.
- B1.- Sólo se estudia la incidencia en el barrio La Merced. Es una zona residencial, en su mayoría con residencias construidas hace algún tiempo, en las que habitan familias de clase media.
- B2.- Está delimitado por el barrio La Independencia, parte de San Juan y parte del barrio Miraflores en la zona occidental de Quito. Es una zona en su mayoría residencial, dónde todavía hay espacio para la construcción de nuevas edificaciones, con lo que la demanda de la zona puede tener algún crecimiento.
- B3.- Principalmente abarca el sector conocido como Ciudadela Universitaria, gran parte de La Gasca, y parte de Miraflores. Este sector es un sector residencial, dónde se

encuentran familias de clase media en la mayor parte del área, y media alta en una pequeña parte. Existe incidencia de varios comercios, especialmente en la Av. La Gasca. Esta zona está sujeta a crecimiento de demanda, por existir tendencia a nuevas edificaciones.

- B4.- Corresponde a los barrios de Las Casas y Pambachupa. Este sector en su gran mayoría es residencial, donde habitan familias de clase media. Existe espacio para nuevas edificaciones.
- B5.- Abarca la parte occidental de los barrios de San Gabriel y La Granja, los cuales son barrios residenciales ya desarrollados. La carga mas importante en ésta microárea corresponde al Hospital Metropolitano.
- C1.- Comprende el barrio González Suárez, que es también un barrio casi en su totalidad residencial, con características similares al anterior.
- C2.- Se encuentran los barrios de San Juan, América, Larrea, y parte de La Alameda. Es una zona residencial, pero con la presencia de varios comercios, especialmente en el sector comprendido entre la Av. América y la Av. 10 de Agosto. Existen edificaciones nuevas, tanto residenciales como para el comercio, por lo que hay incremento de demanda.
- C3.- Esta es una zona caracterizada por la presencia de la Universidad Central y del Hospital Carlos Andrade Marín. En ésta microárea está también el barrio de Santa Clara. Esta zona en su mayoría es una zona comercial. Por lo tanto la carga instalada es alta.
- C4.- Abarca el barrio Belisario Quevedo, y parte de los barrios Pambachupa y Mariana de Jesús. Es una zona mixta; en su mayoría residencial donde habitan familias de clase media, pero de desarrollo comercial, especialmente en los alrededores de la Av. América.
- C5.- Este sector está comprendido por la parte oriental de los barrios San Gabriel y La Granja, además parte de los barrios Mariana de Jesús y Rumipamba. Básicamente éste es un sector residencial desarrollado casi en su totalidad.

- D2.- Los barrios estudiados en ésta microárea son El Ejido, parte de La Alameda, y parte de El Dorado. Es una zona residencial y comercial en su gran mayoría, con edificaciones en su gran mayoría ya establecidas.
- D3.- Corresponde a la zona de la Mariscal y parte de El Girón. Es una zona dónde existen grandes edificios de oficinas y grandes locales comerciales, por lo que existen relativamente pocos consumidores residenciales. El crecimiento de carga en éste sector está dado por el aumento de comercios y oficinas.
- D4.- En ésta microárea se encuentran los barrios de La Pradera, Colón y Cruz Tobar. Esta es una zona en su mayoría de gran crecimiento en el comercio, por la influencia de las avenidas Colón, Amazonas y Eloy Alfaro.
- D5.- Comprende la zona de la República y Juan Montalvo, en los alrededores del parque de la Carolina. Este es un sector de gran desarrollo comercial, dónde hay grandes edificaciones.
- D6.- Abarca la parte norte del parque de la Carolina y sus alrededores. Es una zona de gran desarrollo comercial, con características similares al sector D5.
- E2.- Abarca los barrios de La Vicentina, Santa Lucía y San Pablo. Es un sector básicamente residencial dónde existe mucho espacio para nuevas edificaciones, por lo que está sujeto al crecimiento de la demanda.
- E3.- En ésta microárea se encuentran los barrios de El Girón, La Floresta, Colina y González Suárez. Esta es una zona residencial de clase media alta y alta. Hay varios edificios residenciales de alta demanda; por la construcción de edificios, la carga de ésta zona tiene un crecimiento sostenido.
- E4.- Esta es la zona de mayor carga instalada. Aquí existen grandes edificaciones, de oficinas, comercio y de vivienda de familias de clase media alta y alta, ya que se trata de una zona comprendida por los barrios La Paz, Colina y González Suárez, alrededor de la Av. La Coruña, Seis de Diciembre, 12 de Octubre y Federico González Suárez.
- E5.- Sólo abarca una pequeña parte en el sector norte la Av. Federico González Suárez y sus aledaños. Tiene las mismas características de la microárea E4.

- E6.- Corresponde a la parte nororiental del parque de la Carolina. Sólo es considerada una porción de ésta microárea para efectos del levantamiento de carga, en la que existe influencia de los primarios estudiados.
- F4.- Corresponde al margen oriental de la ciudad, específicamente al barrio de Guápulo. Esta es una zona residencial de familias en su mayoría de clase media baja.

Como se puede apreciar en los gráficos anteriores, las zonas de más alta densidad de carga en el área de estudio son: D3 y E4, que representan las zonas de mayor desarrollo en el Distrito Centro Norte de Quito, por la construcción de grandes edificios, nuevos comercios, etc. Se ve también que la zona de mayor densidad de carga está definida en la parte central del área de estudio, como se muestra en el Gráfico 5.6, con las microáreas marcadas de color negro.

	1	2	3	4	5	6
A						
B						
C						
D						
E						
F						

GRAFICO 5.6
Zonas de mayor densidad de carga dentro de la zona de estudio.

Como se indicó en el Capítulo II, las subestaciones de distribución deberían situarse idealmente, en ésta área de mayor densidad de carga. Más adelante, en los Gráficos 5.7 y 5.8 se ilustrará el posicionamiento y el área de servicio de las subestaciones para las dos condiciones del sistema.

Una ventaja adicional de hacer la división de una zona en microáreas, es que se facilita el manejo de información con fines de planificación de la distribución, ya que es mas fácil identificar que tipo de abonados (residenciales, comerciales, industriales) existen en cada

una y de la misma manera hay como hacer con mayor facilidad, un análisis de las condiciones económicas de los residentes dentro de cada microárea, para hacer proyecciones de demanda con mayor grado de exactitud. En definitiva, una división de éste tipo, facilita todo tipo de estudio para poder hacer una proyección de la demanda mas real, tomando en cuenta los factores históricos, sociales, económicos y demográficos. Para los datos recopilados para el presente trabajo, el crecimiento de carga instalada en transformadores y la variación de la demanda, para cada microárea, se presenta en la Tabla 5.5.

MICROAREA	CARGA (kVA)	DEMANDA (kVA)	CARGA (kVA)	DEMANDA (kVA)	CRECIMIENTO	CRECIMIENTO
	Diciembre 1996		Noviembre 1995		CARGA	DEMANDA
A3	180	47.89	155	47.89	16.1%	0.0%
A4	151	106.32	151	114.56	0.0%	-7.2%
A5	1902	745.1	1576	652.12	20.7%	14.3%
B1	175	112.25	175	108.63	0.0%	3.3%
B2	1391	714.04	1316	681.54	5.7%	4.8%
B3	8295	2340.97	7935	2495.5	4.5%	-6.2%
B4	3150	1773.94	2837	1655.08	11.0%	7.2%
B5	1825	714.41	1825	755.52	0.0%	-5.4%
C1	1076	691	1076	668.88	0.0%	3.3%
C2	15281	5988.1	14401	3811.09	6.1%	57.1%
C3	14973	5012.28	13631	2738.39	9.8%	83.0%
C4	7738	3392.98	7093	1721.76	9.1%	97.1%
C5	4471	1774.66	4421	1295.59	1.1%	37.0%
D2	11016	2825.76	11001	2336.93	0.1%	20.9%
D3	32643	11678.07	30900	7904.96	5.6%	47.7%
D4	9502	3087.67	9126	3036.56	4.1%	1.7%
D5	16194	5487.22	14114	3917.01	14.7%	40.1%
D6	11506	5072.01	10731	4413.18	7.2%	14.9%
E2	3701	2908.7	3286	2060.23	12.6%	41.2%
E3	14412	5602.33	12965	4153.98	11.2%	34.9%
E4	39577	9540.67	37571	9511.71	5.3%	0.3%
E5	9717	1986.22	9158	1902.06	6.1%	4.4%
E6	487	123.49	487	120.33	0.0%	2.6%
F4	1916	618.96	1916	538.86	0.0%	14.9%

TABLA 5.5

Crecimiento de carga instalada de transformadores y de demanda, por microáreas en el año de estudio.

Los resultados que se pueden apreciar en la Tabla 5.5, hay que necesariamente relacionarlos con la descripción de cada microárea que se realizó anteriormente. Cabe aclarar, que los valores presentados, son valores que corresponden a la carga instalada de los transformadores en las redes primarias estudiadas, por lo tanto, es importante tener en cuenta que no necesariamente el incremento de edificaciones, representa un incremento en la carga instalada

en transformadores, ya que se puede servir a la nueva carga, desde algún transformador existente en la red, claro está luego de hacer el análisis respectivo.

Los sectores que tienen un incremento de la carga instalada en transformadores similar, tienen características similares. Primeramente se destacan los sectores, en los cuales, éste incremento ha sido nulo o casi nulo (0% y 1%), que son sectores en los cuales no existe mucho incremento de viviendas, en los cuales la demanda ya está casi en su totalidad establecida, por lo que no es necesario la inclusión de nuevos transformadores al sistema primario. Estas microáreas son: A4, B1, B5, C1, C5, D2, E6 y F4. Luego están las microáreas con un crecimiento que oscila entre el 4% y 7% ; en las cuales existen las condiciones para la construcción de algunas nuevas viviendas y el establecimiento de negocios. Estos sectores son: B2, B3, C2, D3, D4, D6, E4 y E5. Las zonas que han tenido un crecimiento mayor (entre el 9% y 13%) por la expansión de negocios y la construcción principalmente de edificios son: B4, C3, C4, E2 Y E3. Luego están las microáreas A3 y D5, las cuales han aumentado su carga instalada en un 15% y 16%, respectivamente. Estas son zonas no tienen características similares, ya que en la primera su crecimiento responde al incremento de las antenas de radio y televisión, mientras que a segunda corresponde a un sector de gran desarrollo comercial, dónde se han construido grandes edificios. Dentro de la zona de estudio, la microárea con mayor incremento en la carga instalada (21%), es la A5, que también corresponde a una zona dónde se encuentran instaladas las antenas de radio y televisión.

En lo que se refiere al comportamiento de la demanda claramente se ve que no es el mismo comportamiento de la carga instalada en transformadores; como ya se mencionó antes el ingreso de nuevas viviendas no necesariamente requiere la instalación de un nuevo transformador. Así mismo es casi imposible realizar un levantamiento de la carga real instalada por vivienda o por establecimiento, de ahí de la importancia de conocer la demanda. La demanda es el dato que refleja las exigencias reales del sistema. En ciertas microáreas se puede ver grandes incrementos en la demanda, mientras que el incremento en carga instalada no ha variado en gran forma, como son C2, C3, C4, D3. Por el contrario, han existido

microáreas en dónde ha existido un decremento en la demanda máxima (A4, B3, B5). Para hacer un análisis mas profundo del comportamiento de la demanda se necesitaría hacer el mismo estudio para un intervalo o intervalos mayores de tiempo, dónde se podría comparar de una manera mas objetiva el comportamiento de la demanda en los dos estados de la red.

5.4 SUBESTACIONES

Con la incorporación de la subestación Pérez Guerrero al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito, algunos de los primarios pertenecientes a las subestaciones dentro de la zona en estudio, sufrieron modificaciones tanto en su topología, como en su carga instalada en transformadores. Estos cambios ya fueron descritos anteriormente. Este tipo de cambios tiene influencia directa en las condiciones de operación de las subestaciones, ya que se modifica la carga instalada y el área de cobertura de las mismas. En éste punto se analizarán éstos cambios en cada subestación de la zona de estudio.

En los Gráficos 5.7 y 5.8, se presenta la ubicación de cada subestación dentro de la zona de estudio y la cobertura de su área de servicio, tanto para antes de la incorporación de la subestación Pérez Guerrero, como para después, respectivamente. Estos gráficos fueron logrados, dibujando la topología de cada uno de los primarios de cada subestación en los

planos bases del I.G.M., y en base a ésta topología, se definió el área de servicio. Mediante éstos gráficos se puede apreciar claramente como influyó, el ingreso de la subestación 53 en la distribución de las áreas de servicio de cada una de las subestaciones. Otro aspecto importante es que éstos gráficos permiten relacionar la posición de las subestaciones en relación a su área de servicio; además relacionando la ubicación de las subestaciones con la división del área de estudio en microáreas, se puede observar como se está sirviendo a las diferentes zonas, dependiendo de su densidad de carga.

Claramente se observa, que las subestaciones que están ubicadas en el límite oriental de la ciudad, especialmente la subestación 32, toman carga que está alejada de la subestación y en zonas de alta densidad de carga. Esta situación no debería darse para un manejo correcto de subestaciones, de acuerdo a la ingeniería de distribución. Se puede apreciar también, que algo semejante sucede con la subestación 10 Vieja, ya que se encuentra completamente fuera de su área de servicio, es decir, los tramos iniciales de los primarios de ésta subestación casi no alimentan carga cercana, sino que sirven para llevar la energía a los centros de carga alejados de la subestación, contradiciendo totalmente la ubicación relativa de las subestación de distribución dentro de su área de servicio. La subestación Carolina se encuentra ubicada cercana al centro de gravedad de carga dentro de su zona de servicio; esto se facilita porque ésta subestación se encuentra en el centro de la ciudad. La subestación 11, como se puede ver, está ubicada dentro del centro de gravedad de carga de su zona de servicio, aunque alimenta a sectores un poco alejados. Aquí cabe hacer el siguiente comentario: las áreas de servicio de la subestaciones no pueden siempre ser delimitadas de una forma exacta, de acuerdo a las condiciones eléctricas existentes, sino que se tiene que conjugar las condiciones eléctricas con las topográficas de la zona a servirse, por esta razón es que muchas veces, algunas subestaciones tienen que servir cargas que podrían parecer no convenientes, pero siempre haciendo prevalecer como primer criterio, los de la ingeniería de distribución. Como ejemplo a lo anterior, la subestación 11, sirve al sector de las antenas del Pichincha, el cual está relativamente lejos de la misma. La subestación 9 se localiza

cerca de su centro de gravedad de carga, con un área de servicio coherente a los criterios de distribución, sirviendo a algunos sectores un poco alejados de la misma.

Mediante el Gráfico 5.8 se puede comprobar los cambios que han sufrido las áreas de servicio de las diferentes subestaciones, con la incorporación de la subestación Pérez Guerrero. El área de servicio de la subestación 9 básicamente se mantiene como estaba antes de los cambios en la red, pero se recorta un poco en la parte oriental de la microárea C2 y en la parte central de la microárea C3; ésta carga es tomada por la subestación 53. La subestación 53 toma también carga de la parte nororiental de la zona C3, que antes era servida por la subestación 11. Ahora, la subestación queda casi en el centro geométrico de su área de servicio, que dicho sea coincide con el centro de gravedad de la carga. Para las condiciones de servicio de la subestación 12, el ingreso de la nueva subestación significó mejorar sus condiciones, ya que gran parte de la alta carga que servía alejada de su ubicación (alrededor del límite entre las zonas C3 y D3), fue tomada por la subestación 53. Aún así, la subestación 12 sigue sirviendo a un área no muy coherente con su ubicación, ya que se encuentra totalmente fuera de su centro de gravedad de carga. No sucede lo mismo con la subestación 32, ya que el ingreso de la subestación Pérez Guerrero no tuvo mucha influencia sobre sus condiciones de operación. Su área de servicio casi no se vio afectada, salvo por pequeñas modificaciones. Por lo tanto esta subestación sigue sirviendo a una alta carga que se encuentra alejada de su ubicación. La ubicación de esta subestación, en el extremo oriental de la ciudad, incide para que el manejo de su área de servicio se dificulte. Por otro lado, alguna de la carga que la tomaba la subestación 10 en el área donde se instaló la nueva subestación, fue desconectada de ésta. Pero la forma como esta subestación toma la gran mayoría de su carga alejada su ubicación, no ha sido cambiada. En lo que se refiere a la subestación 24, sólo una pequeña cantidad de su carga, en la parte sur de su área de servicio, fue desconectada para que sea servida por otras subestaciones. Como ya se ha mencionado, cuando se hizo el levantamiento de campo, el primario E de la subestación 53, tomó toda la carga del primario D de la subestación 24.

Al redistribuir la topología de varios primarios comprendidos en éste estudio, a raíz del ingreso de la subestación Pérez Guerrero, se presenta, independientemente del crecimiento de carga, incrementos o decrementos en la carga conectada a estos primarios, para las dos condiciones del sistema analizadas (noviembre de 1995 y diciembre de 1996). Se presenta en la Tabla 5.6, la variación en la carga instalada en transformadores para cada subestación correspondientes a éste estudio.

SUBESTACION	CARGA (KVA) Noviembre 1995	CARGA (KVA) Diciembre 1996	VARIACION (KVA)
Miraflores (9)	21427	17889	-3538
10 Vieja	25732	17500	-8232
Belisario Quevedo (11)	25724	21285	-4439
Floresta (12)	25419	19151	-6268
Carolina (24)	68179	59849	-8330
Vicentina (32)	31366	33343	1977
Pérez Guerrero (53)		42262	42262
TOTAL	197847	211279	13432

TABLA 5.6

Variación de la carga instalada en transformadores por subestación.

Como se puede apreciar, dentro de la zona estudiada ha existido un incremento de carga instalada, en el año de estudio, de **13432 kVA**, que representa en porcentaje un incremento del **6.79 %**. Este índice de crecimiento de carga es similar al que se tiene a nivel de toda el área servida por la Empresa Eléctrica Quito S.A. Es importante notar que a pesar del incremento general de carga, en algunas subestaciones la carga instalada ha disminuido, lo que se debe a la incorporación de la subestación Pérez Guerrero. Con el ingreso de ésta nueva subestación, la carga de la zona pudo ser distribuida de una forma mas coherente; así la carga que se encontraba servida por otras subestaciones, en el área que hoy es servida por la subestación Pérez Guerrero, fue conectada a ésta subestación, y también se realizó cambios de tramos de primario entre las diferentes subestaciones, por medio del cierre y apertura de los diferentes seccionadores, como se detalla en el Capítulo IV. Para poder analizar mejor ésta situación, es aconsejable revisar en el Anexo 5 las listas de carga instalada por secciones por primario y por microárea, para las dos condiciones estudiadas

del sistema. Un detalle de las variaciones de la carga instalada en transformadores para cada primario, se muestra a continuación en la Tabla 5.7.

PRIMARIO	CARGA (KVA) Noviembre 1995	CARGA (KVA) Diciembre 1996	VARIACION (KVA)
9A	6201	2103	-4098
9C	4032	4232	200
9D	3661	3756	95
9E	7533	7798	265
10B	7602	4537	-3065
10C	9164	9179	15
10D	8966	3784	-5182
11A	8771	2653	-6118
11B	6847	7268	421
11C	8167	9022	855
11D	1939	2342	403
12A	8311	9236	925
12B	9337	8437	-900
12D	7771	1478	-6293
24A	11181	11609	428
24B	9997	10803	806
24C	8423	8988	565
24D	12370	10359	-2011
24E	19893	20414	521
24F	6315	8035	1720
32A	3192	3507	315
32B	6336	11123	4787
32C	12630	8086	-4544
32E	9208	10627	1419
53C		6288	6288
53D		10535	10535
53E		5463	5463
53F		9617	9617
TOTAL	197847	211279	13432

TABLA 5.7

Incremento en la carga instalada en transformadores por primario.

Estos datos presentados en la Tabla 5.7, se deben relacionar con los datos que se presenta en el Anexo 7, donde se detalla que secciones sufrieron cambios de primario por la incorporación de la subestación 53. Aquí se puede ver que los cambios de secciones han sido: del primario 9A al 53F, del 10B al 32E, 53D y 53E, del 10D al 53F, del 11A al 53C, del 12D al 53D y al 53E, del 24D al 32B, del 32C al 32E y del 32E al 53D. Estos cambios

explican en parte los valores presentados en la tabla anterior. Se nota que en los primarios que han sido seccionados para pasar su carga a primarios de otras subestaciones, hay decremento de carga; y en los casos contrarios, como es lógico, hay un incremento de carga. El incremento total de carga en la zona de estudio, se explicó detalladamente haciendo el análisis de cada microárea, en el literal 5.3.

En definitiva, con los datos presentados en éste literal, se ha tratado de dar una idea de las variaciones que han sufrido los primarios y las subestaciones de la zona en estudio con el ingreso de la subestación Pérez Guerreño. Básicamente en ésta primera parte del estudio se ha concentrado en el análisis de la redistribución de carga, se ha realizado una división de la zona de estudio en microáreas para tener una idea más clara de la distribución de la carga y poder analizar como se maneja la carga en cada subestación, relacionando la parte eléctrica con la parte geográfica. A continuación se presentará los resultados de la simulación en el programa DPA/GTM, en dónde se relacionaran todas las condiciones del sistema.

5.5 FACTOR DE UTILIZACION DE LOS TRANSFORMADORES

En éste punto, se trata de tener una idea de la forma como se maneja la cargabilidad de los transformadores, tanto en las redes primarias de distribución, como a nivel de subestación. Con los datos obtenidos para el presente trabajo, fácilmente se puede calcular el factor de utilización de los transformadores en cada primario dentro de las subestaciones en estudio. Como ya se mencionó anteriormente, se define como factor de utilización ó factor de uso de un transformador, a la relación entre la demanda máxima del sistema y su capacidad instalada. Para cada primario en la zona de estudio se tiene el dato de capacidad instalada en transformadores y la demanda máxima del año, para las dos condiciones del sistema, esto es, noviembre de 1995 y diciembre de 1996; por lo que fácilmente se tiene el factor de utilización de los transformadores.

El factor de utilización indica el grado en el que un sistema está siendo cargado durante su pico respecto a su capacidad instalada. En otras palabras, indica la forma cómo se está aprovechando la capacidad instalada en transformadores. Los transformadores son diseñados para poder trabajar con cierto porcentaje de sobrecarga durante determinado tiempo. En condiciones normales dentro de sectores mayoritariamente residenciales, el pico de demanda dura entre 30 y 60 minutos. Por lo tanto la relación del factor de utilización de transformadores, realmente representa en que porcentaje se está aprovechando la capacidad instalada de los transformadores.

En la Tabla 5.8 y 5.9, se presenta los valores del factor de utilización para cada primario, en noviembre de 1995 y diciembre de 1996, respectivamente.

PRIMARIO	CARGA INSTALADA kVA	DEMANDA MAXIMA kVA	Factor de Utilización %
9A	6201	588.546	9.49
9C	4032	2561.265	63.52
9D	3661	1667.547	45.55
9E	7533	2190.699	29.08
10B	7602	1046.304	13.76
10C	9164	1645.749	17.96
10D	8966	2125.305	23.70
11A	8771	1046.304	11.93
11B	6847	2844.639	41.55
11C	8167	1700.244	20.82
11D	1939	1493.163	77.01
12A	8311	3128.013	37.64
12B	9337	2604.861	27.90
12D	7771	1351.476	17.39
24A	11181	2811.942	25.15
24B	9997	3498.579	35.00
24C	8423	3029.922	35.97
24D	12370	3792.852	30.66
24E	19893	3683.862	18.52
24F	6315	3182.508	50.40
32A	3192	1809.234	56.68
32B	6336	1940.022	30.62
32C	12630	3814.65	30.20
32E	9208	2940	31.93

TABLA 5.8

Factor de Utilización de los transformadores por primario, noviembre de 1995

En base a los valores presentados en la tabla anterior se tiene que el promedio del factor de utilización para éstas condiciones es del 32.6%. Este valor refleja claramente que los transformadores, en el área de estudio, no están siendo aprovechados de una manera adecuada. La potencia instalada en los transformadores, es demasiado alta para la demanda que ellos satisfacen, o en otras palabras se podría considerar como una pérdida económica instalar potencia que no se va a utilizar debidamente. Esto podría ser un resultado de la falta de planificación en ésta área; ya que al parecer se van colocando transformadores sin criterios y cálculos eléctricos.

Analizando individualmente el factor de utilización de cada primario, podemos notar que si existen primarios con un factor de utilización adecuado, como son, especialmente el primario 11D y el 9C. Contrariamente se tienen primarios con valores de factor de utilización demasiado bajos, como el 9A y 11A. Para el resto de primarios, el valor de éste factor fluctúa alrededor del promedio.

Como se puede apreciar en la *Tabla 5.9*, la situación global no varió mucho con el ingreso de la subestación Pérez Guerrero, ya que esto básicamente sólo representó una reorganización de los primarios que sirven en la zona. Para el levantamiento realizado en diciembre de 1996, el promedio del factor de uso, es de 39.22%. Como en el caso anterior, la mayoría de valores fluctúan cerca del promedio. Existe un valor muy por debajo del promedio, que es el del primario 10D que tiene un factor de utilización del 15.75%. Al contrario el valor más alejado por encima del promedio es de 82.34% que corresponde al primario 12D, lo cual se debe a que éste primario fue recortado a la entrada de la subestación Pérez Guerrero. El primario 32A también tiene un valor de factor de utilización alto que es 74.17%, el cual se ha incrementado desde 56.68% que tenía en noviembre de 1995, lo cual se debe a un decremento de la carga instalada en el primario. Otro valor por encima del promedio es el del primario 24F que es de 53.03%.

Durante éste año de estudio, se han dado algunos cambios significativos, en lo que respecta al factor de utilización de los transformadores, básicamente por la redistribución de los

primarios por el ingreso de la subestación Pérez Guerrero. Por ejemplo en el primario 11A, éste factor se ha incrementado desde 11.93% al 46.56%, debido al decremento de carga instalada de 8771 kVA a 2653 kVA ; el factor de utilización en el primario 11C se ha incrementado desde 20.82% al 38.66%, en el primario 32A se ha incrementado desde 56.68% a 74.17%, debido igualmente a una disminución de carga instalada; otro cambio significativo es el que ha sufrido el factor de uso del primario 9A desde 9.45% a 23.15%; por otro lado el único primario que ha sufrido un decremento en su factor de uso es el primario 10D, desde 23.7% a 15.75%, por una disminución en la demanda y en la carga instalada.

PRIMARIO	CARGA INSTALADA kVA	DEMANDA MAXIMA kVA	Factor de Utilización %
9A	2103	486.822	23.15
9C	4232	2666.622	63.01
9D	3756	1689.345	44.98
9E	7798	1990.884	25.53
10B	4537	1089.9	24.02
10C	9179	2724.75	29.68
10D	3784	596.12	15.75
11A	2653	1235.22	46.56
11B	7268	2870.07	39.49
11C	9022	3487.68	38.66
11D	2342	1689.345	72.13
12A	9236	3280.599	35.52
12B	8437	2713.851	32.17
12D	1478	1217.055	82.34
24A	11609	2979.06	25.66
24B	10803	3669.33	33.97
24C	8988	3633	40.42
24E	20414	3571.24	17.49
24F	8035	4261.51	53.04
32A	3507	2601.23	74.17
32B	11123	2724.75	24.50
32C	8086	3923.64	48.52
32E	10627	3269.7	30.77
53C	6288	1852.83	29.47
53D	10535	4577.58	43.45
53E	15822	4087.125	25.83
53F	9617	3705.66	38.53

TABLA 5.9

Factor de Utilización de los transformadores por primario, diciembre de 1996

El mismo análisis que se ha realizado para los primarios, se puede hacer también para los transformadores de las subestaciones. Se tiene los datos de demanda para cada uno de los primarios pertenecientes a ellas, por lo que se puede obtener el factor de coincidencia y por consiguiente la demanda máxima coincidente; además se tiene la capacidad individual de transformación instalada. Como se tiene las curvas de carga de cada primario, mediante el uso de una hoja de cálculo, es muy fácil obtener el factor de coincidencia y la demanda máxima coincidente para cada subestación. Los resultados para los dos años de referencia constan en la Tabla 5.10 y 5.11.

SUBESTACION	CAPACIDAD (KVA)	FACTOR DE COINCIDENCIA	SUMA DE DEMANDAS MAXIMAS INDIVIDUALES (KVA)	DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE (KVA)	Factor de Utilización %
Miraflores (9)	10000	0.99035	7008.057	6940.42925	69.40
10 Vieja	12500	0.97511	4817.358	4697.453959	37.58
Belisario Quevedo (11)	10000	0.9831	7084.35	6964.624485	69.65
Floresta (12)	10000	0.9662	7084.35	6844.89897	68.45
Carolina (24)	20000	0.9753	19999.665	19505.67327	97.53
Vicentina (32)	20000	0.92587	10503.906	9725.251448	48.63

TABLA 5.10

Factor de Utilización de los transformadores de las diferentes subestaciones, noviembre 1995

Como se puede ver, a diferencia de los transformadores de distribución conectados a lo largo de los primarios, los transformadores de las subestaciones tienen un factor de uso más elevado. Esto se debe a que éstos transformadores sirven a toda la carga alimentada por medio de los primarios, además por su capacidad y costo, su manejo es mejor planificado y se controla correctamente sus parámetros de funcionamiento. Las subestaciones, cuyos transformadores tienen el factor de utilización más bajos, son la 10 Vieja y la 32, ya que casi en su totalidad sirven a sectores residenciales, que hacen que la demanda máxima de éstos sectores estén por debajo de la capacidad instalada de la subestación. La demanda máxima coincidente de la subestación 32, está en un 48.63% de la capacidad instalada del transformador, y en el caso de la subestación 10 Vieja, la demanda máxima es un 37.58% de la capacidad instalada del transformador. El factor de utilización de los transformadores de

las demás subestaciones, tiene valores adecuados. Llama la atención el factor de uso del 97.53% en el transformador de la subestación Carolina; que se debe a que ésta subestación sirve a una zona grande y de alto consumo de energía (como se puede ver en el Gráfico 5.7).

SUBESTACION	CAPACIDAD (KVA)	FACTOR DE COINCIDENCIA	SUMA DE DEMANDAS MAXIMAS INDIVIDUALES (KVA)	DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE (KVA)	Factor de Utilización %
Miraflores (9)	10000	0.99043	6833.673	6768.274749	67.68
10 Vieja	12500	1	4410.77	4410.77	35.29
Belizario Quevedo (11)	10000	0.98826	9282.315	9173.340622	91.73
Floresta (12)	10000	0.98035	7211.505	7069.798927	70.70
Carolina (24)	20000	0.98075	18114.14	17765.44281	88.83
Vicentina (32)	20000	0.94014	12519.32	11769.9135	58.85
Pérez Guerrero (53)	20000	0.825031	14223.195	11734.57679	58.67

TABLA 5.11

Factor de Utilización de los transformadores de las diferentes subestaciones, diciembre 1996

En términos generales, a excepción de la subestación 32, el ingreso de la subestación 53 representó un decremento en la carga instalada en las subestaciones pertenecientes al área de estudio, como se muestra en la Tabla 5.6. Por otro lado, cabe destacar que en algunas subestaciones, a pesar del decremento de carga instalada en transformadores, la demanda máxima coincidente ha aumentado; lo que pudiera darse por el aumento de carga instalada como electrodomésticos, equipo de oficina, equipos para comercio, etc. El incremento de demanda máxima anual, aunque no es muy elevado, se da en las subestaciones 11, 12 y 32. Todo estos factores mencionados anteriormente tienen como consecuencia lógica un cambio en el factor de uso de los transformadores de las subestaciones, como se puede comparar entre los valores presentados en las Tablas 5.10 y 5.11. Los cambios más significativos en el factor de utilización de los transformadores de las subestaciones, son los de la subestación 11, cuyo valor se ha incrementado del 69.64% al 91.73%, y de la subestación 24, el cual ha disminuido del 97.53% al 88.83%. Como los incrementos y decrementos de demanda máxima que han sufrido las diferentes subestaciones no son tan significativos, la variación del factor de utilización de los transformadores básicamente se ha debido a los cambios en los primarios, originados a raíz de la presencia de la subestación Pérez Guerrero.

Comparando el factor de uso de los transformadores de distribución con el factor de uso de los transformadores en las subestaciones, se puede contrastar la diferencia en el manejo de éstos transformadores. Por la importancia para el sistema de los transformadores de las subestaciones, su manejo se planifica y ejecuta de forma controlada. Por el contrario, es mucho mas difícil controlar a los transformadores de distribución, por su cantidad y porque están esparcidos por toda la red. Pero esto no significa que no deba existir un control, sobre todo de la parte eléctrica de éstos transformadores, por ejemplo, la demanda a la que va a servir. Si se hace un trabajo ordenado desde los componentes mas pequeños de la red, es mas fácil controlar parámetros que parecerían incontrolables. De ésta forma se podría determinar la posición y la potencia de un transformador con criterios ciertos y se podría optimizar la red.

Otra observación muy importante sobre los resultados que se presentan en las tablas anteriores, es que debe existir una capacidad de reserva en los transformadores de las subestaciones, para poder hacer intercambios de carga que pueda requerir la red. Estos intercambios deben ser diseñados analizando la capacidad instalada del transformador y la demanda máxima del conjunto al que va a servir.

5.6 RESULTADOS DE LA MODELACION DEL SISTEMA

Como ya se indicó, se hará la simulación del sistema mediante la ayuda del programa Distribution Primary Analysis/Graphics (DPA/G™). Esta simulación es una ayuda para poder ver el comportamiento eléctrico de los primarios estudiados, ya que se obtiene valores de carga en kW, necesidad de kvar y corriente para cada sección (de acuerdo a la demanda ingresada y los kVA conectados en cada sección); carga a través de cada una, cargabilidad de los conductores en cada sección en porcentaje de su capacidad, caídas de voltaje por sección y caídas de voltaje acumuladas, pérdidas de potencia en kW y kvar para cada sección; además se tiene una conclusión de todo el alimentador dónde constan la sección con mayor caída de voltaje, la sección más sobrecargada, la carga total del alimentador y las pérdidas totales del alimentador. Los resultados de las simulaciones para algunos primarios se encuentran en el Anexo 3 y en el Anexo 4. Este tipo de resultados nos dan una idea de las condiciones eléctricas de operación de cada uno de los primarios, para complementar con el análisis realizado anteriormente. Así se puede tener una idea global de la situación del sistema estudiado.

En ésta parte del trabajo, se presentará un resumen y un análisis de los resultados más importantes que da el programa, como son pérdidas, carga en los conductores y las caídas de voltaje. La forma en la que el programa hace los cálculos, se presentan en el Capítulo III, dónde se describe las propiedades del programa.

5.6.1 PERDIDAS EN LOS CONDUCTORES PRIMARIOS

En un sistema de distribución existen dos grandes grupos de pérdidas, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas (o pérdidas negras). Las pérdidas técnicas corresponden a las pérdidas en alimentadores primario, pérdidas en transformadores de distribución (tanto en el cobre, como en el hierro o núcleo), pérdidas en secundarios, pérdidas en acometidas. Las pérdidas técnicas de energía en un período T pueden ser evaluadas conociendo o evaluando el factor de pérdidas (relación de la pérdida de potencia promedio a la pérdida de potencia a demanda máxima, durante un período específico de

tiempo), el mismo que depende de la forma de la curva de carga en cada tramo o sector en que se pueda subdividir el sistema.

Las pérdidas en las secciones que calcula el programa, son la perdidas debidas al efecto Joule, es decir, pérdidas debido al efecto de la circulación de corriente por los conductores del sistema primario. Estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente y son iguales al producto del cuadrado de la corriente por la impedancia de la sección. Para calcular las pérdidas en las secciones, se usan los kVA de carga a través de la sección para calcular la corriente y el cuadrado de la corriente se multiplica por la impedancia de la sección para obtener las pérdidas.

Como ya se mencionó anteriormente, las simulaciones fueron realizadas para la demanda máxima de un día típico de consumo correspondiente a la época de estudio, tanto para antes, como para después del ingreso de la subestación Pérez Guerrero al sistema. El programa DPA/GTM luego del análisis balanceado que realiza, da resultados sobre las pérdidas en las líneas, pero para la carga pico. Con esta herramienta se puede desarrollar un método para calcular las pérdidas en las líneas para cada estado de carga del alimentador, ya que las pérdidas resistivas en las líneas son función del cuadrado de la carga, por lo tanto si la carga disminuye a la mitad, las pérdidas disminuirán en una cuarta parte. En general si la carga disminuye en un factor k, las pérdidas resistivas disminuirán en un factor k². Por lo tanto la forma de calcular las pérdidas de las líneas para cada estado de carga será:

$$\text{Pérdidas en la línea} = \frac{\text{Perdidas}(kW)_{pico}}{\left(\frac{\text{C'arga}(kW)_{pico}}{\text{C'arga.del.intervalo}} \right)^2}$$

De ésta forma y con los valores que se pueda registrar de demanda, se puede obtener los valores de pérdidas en las líneas para cada valor de demanda; en base a las pérdidas en demanda máxima obtenidas de la simulación. Claro está que para poder hacer éste tipo de cálculo en un periodo de tiempo prolongado, se debe tener un control sobre la red para notar los cambios que ésta sufra, como la instalación o cambio de equipos, nuevos

tramos de red, etc., para ingresar todos éstos cambios al programa para obtener resultados más cercanos a la realidad.

En la Tabla 5.12 se presenta la variación de las pérdidas por efecto Joule en cada primario, durante el año de estudio. Las variaciones de las pérdidas en cada primario, se dan básicamente en proporción cuadrática al aumento o decremento de la demanda de cada primario (ver Tablas 5.1 y 5.2). Con los valores de pérdidas a máxima demanda que nos da el programa y los valores de demanda máxima que se tienen para cada primario, se puede sacar el porcentaje de pérdidas en el pico respecto a la demanda máxima.

PRIMARIO	PERDIDAS (kW) Noviembre 1995	PERDIDAS (KVA) Noviembre 1995	% pérdidas demanda máxima	PERDIDAS (kW) Diciembre 1996	PERDIDAS (KVA) Diciembre 1996	% pérdidas demanda máxima
9A	2 31	3 85	0.65	1 29	2 1	0 43
9C	52 11	86 78	3.39	57 34	95.28	3.57
9D	6 39	8 23	0.49	6 46	8 4	0 50
9E	50 07	86 86	3 96	43 47	71 98	3 62
10B	4 82	8 49	0 81	0 98	1 68	0 15
10C	18.69	28.1	1.71	47 53	73 97	2 71
10D	42.63	70.46	3 32	2 25	3 77	0 63
11A	9.4	14 61	1 40	11 08	16 43	1 33
11B	57 6	81 11	2.85	72 93	97 79	3 41
11C	18 6	28.35	1.67	79.47	123 77	3 55
11D	31.75	39.55	2 65	43.41	53.52	3 17
12A	31.39	51.18	1.64	35.23	56.78	1 73
12B	38 27	70 45	2 70	46 04	81 88	3 02
12D	18.97	31.41	2 32	7	11 83	0 97
24A	36.38	56 39	2 01	41 24	64 09	2 15
24B	50.19	82 2	2 35	57.88	95 71	2 61
24C	122 68	188.59	6 22	174 69	270.34	7 44
24D	115 83	191 49	5 05			
24E	101 4	169.71	4.61	95 23	159 32	4 46
24F	146 68	247 92	7 79	204 55	348 15	8 17
32A	28 68	40 17	2 22	33 49	48 5	1 86
32B	48 34	80 58	4 15	88 93	149 41	5 48
32C	200 11	336 24	8 81	173 46	292 18	7 45
32E	96.71	178 73	6 08	130 05	239 65	7 33
53C				17 38	22 32	1 20
53D				48 5	86 36	1 89
53E				144 78	238 75	5 84
53F				68 05	105 39	2 84

TABLA 5.12

Resultados del programa DPA/G™.- Pérdidas por efecto Joule en los conductores de los primarios estudiados. Porcentaje de pérdidas en el pico respecto a la demanda máxima.

Las pérdidas totales por efecto Joule, *del sistema estudiado*, en condiciones de máxima demanda, son las siguientes:

Antes del ingreso de la S/E Pérez Guerrero = 1330 kW

Después del ingreso de la S/E Pérez Guerrero = 1732.71 kW

Lo que da un incremento de pérdidas por efecto Joule del 32.28%, es decir 402.71 kW, lo que se debe básicamente al incremento de demanda en la zona de estudio. Para tener una idea del comportamiento en forma global, se puede calcular el porcentaje de las pérdidas del sistema, frente a la demanda del sistema. Aquí, cabe resaltar que se debería sacar el factor de coincidencia para todos los primarios del sistema; éste mismo factor de coincidencia se debería aplicar para las pérdidas del sistema, de tal forma que al calcular el porcentaje éstos se anulan. Por lo tanto se puede calcular el porcentaje de pérdidas de todo el sistema de manera directa.

La demanda máxima de todo el sistema a estudiarse es: 50996.96 kVA antes del ingreso de la S/E Pérez Guerrero, y 65526.5 kVA después del ingreso de dicha subestación. Estas demandas se obtienen construyendo la curva de carga de todo el sistema, sumando las demandas en cada intervalo de tiempo de todos los primarios. Los porcentajes de pérdidas por efecto Joule para el sistema como un todo será:

Antes del ingreso de la S/E Pérez Guerrero = 4.277%

Después del ingreso de la S/E Pérez Guerrero = 4.302%

Este dato reflejaría que el comportamiento del sistema frente a las pérdidas por efecto Joule no ha tenido una variación importante. En general, la variación de éste tipo de pérdidas de un año al otro no ha sido muy significativa en la mayoría de los primarios. Básicamente ha existido una reducción en las pérdidas en los primarios cuyo recorrido se vio recortado al ingreso de la subestación Pérez Guerrero; estos primarios servían a cargas muy alejadas de sus subestaciones, pero éstas cargas fueron transferidas a otros primarios con el ingreso de ésta nueva subestación; esto se puede apreciar en los primarios 9A, 10B, 11A y 12D. Un gran aumento en las pérdidas (mas del 100%) sufrió el primario 11C, lo que se debe a su gran crecimiento de demanda.

Las variaciones de las pérdidas en cada primario, se debe como ya se ha mencionado a la variación de la demanda en cada uno de ellos. A parte del crecimiento normal de la demanda, algunas variaciones, como ya se indicó, se debe a las modificaciones que sufrió la red con la incorporación de la subestación Pérez Guerrero. Al tener el porcentaje de pérdidas en cada primario con respecto a la demanda máxima, se tiene una idea mas clara de cómo éste tipo de pérdidas se comporta en cada primario. Antes del ingreso de la subestación 53 (noviembre de 1995), el mayor porcentaje de pérdidas por efecto Joule lo tenía el primario C de la subestación 32, con el 8.81% de la demanda máxima (336.24 kVA); mientras que el menor porcentaje de pérdidas lo tenía el primario 9D con el 0.49% de la demanda máxima (8.23 kVA). Después de la incorporación de la subestación 53 (diciembre de 1996), el mayor porcentaje de pérdidas por efecto Joule lo tenía el primario F de la subestación 24 con el 8.17% (348.15 kVA); mientras que el menor porcentaje de pérdidas lo tenía el primario 10B con el 0.15% (1.68 kVA). Es interesante también observar la diferencia de las pérdidas entre los diferentes primarios de la misma subestación. Esto se debe a los diferentes sectores a los que alimenta una misma subestación. Es importante recalcar que la mayor cantidad de pérdidas se registran en las primeras secciones del primario, ya que éstas secciones son por las que mas corriente circula.

Como resumen final de pérdidas se presenta en la *Tabla 5.13* la variación de las pérdidas por efecto Joule en las subestaciones pertenecientes al área de estudio.

SUBESTACION	PERDIDAS (kW)		PERDIDAS (kVA)	
	Noviembre 1995	Diciembre 1996	Noviembre 1995	Diciembre 1996
Miraflores (9)	110.88	185.72	108.56	177.76
10 Vieja	66.14	107.05	50.76	79.42
Belisario Quevedo (11)	117.35	163.62	206.89	291.51
Floresta (12)	88.63	153.04	88.27	150.49
Carolina (24)	573.16	936.3	573.59	937.61
Vicentina (32)	373.84	635.72	425.93	729.74
Pérez Guerrero (53)			278.71	452.82

TABLA 5.13

Resultados del programa DPA/GTM.- Pérdidas por efecto Joule en los conductores primarios de las subestaciones pertenecientes al área de estudio.

La subestación Carolina es la subestación con mayores pérdidas en los conductores primarios. Como se puede ver en la sección 5.3, ésta subestación sirve a zonas de alta densidad de carga que se encuentran en crecimiento y es la que mas carga instalada en transformadores tiene. A pesar de que en el levantamiento de diciembre de 1996, el primario D de la ésta subestación había sido desconectado de la misma para ser alimentados por el primario E de la recién incorporada subestación 53, la carga, la demanda y por consiguiente las pérdidas aumentaron, por las características de la zona a la que sirve ésta subestación. Se puede ver también en la Tabla 5.13, que en las subestaciones 9, 10V y 12 se ha producido un decremento en las pérdidas, lo cual se debe a dos razones; la primera es que al ingreso de la subestación Pérez Guerrero, se disminuyó la carga conectada a éstas subestaciones, y la segunda es que éstas subestaciones alimentan a sectores de muy bajo crecimiento de carga como se puede ver en la sección 5.3. Por otro lado están las otras subestaciones que a pesar de haber sido afectadas en la reducción de su carga por el ingreso de la subestación 53, sirven a zonas dónde el crecimiento de carga y de demanda ha sido mayor a la reducción sufrida.

La subestación 53 entró en una zona de alta densidad de carga dónde las pérdidas, como se puede ver, son altas en comparación a las otras subestaciones. En lo que a pérdidas se refiere, el ingreso de la subestación Pérez Guerrero significó la reducción de pérdidas en los primarios de los cuales se cargó a ésta nueva subestación. En términos generales como es de esperarse por el incremento de la carga instalada y la demanda, las pérdidas crecieron en un 32.28%, como se calculó anteriormente.

5.6.2 CARGA DE LOS CONDUCTORES PRIMARIOS

Otro resultado de que arroja el programa DPA/GTM, es la carga de los conductores del primario modelado. Para ello el programa calcula, con la carga conectada en cada sección y la demanda (como se describe en el Capítulo III), la carga a través de cada sección en kW, kvar, y amperios. Con estos datos se calcula el porcentaje del límite térmico que soporta el conductor de cada sección. Como es lógico, el mayor porcentaje

de carga lo tendrán los conductores que estén a la salida de un primario desde la subestación , ya que son por los que circulan la carga de todo el primario.

Como resultado de la simulación se presenta en la Tabla 5.14 un resumen de las secciones mas sobrecargadas de cada primario. La cargabilidad viene dada en porcentaje de la capacidad del conductor de la sección.

PRIMARIO	SECCION CON MAYOR CARGA (%)	SECCION CON MAYOR CARGA (%)
	Noviembre 1995	Diciembre 1996
9A	13.3	10.96
9C	58.15	60.27
9D	51.15	51.54
9E	49.57	45.01
10B	27.36	14.05
10C	44.73	71.31
10D	47.9	13.27
11A	23.28	34.44
11B	63.47	64.78
11C	37.85	78.73
11D	87.89	102.16
12A	68.85	71.93
12B	57.56	66.64
12D	40.65	26.7
24A	67.01	71.14
24B	81.96	85.82
24C	82.27	98.58
24D	88.78	
24E	85.36	82.46
24F	74.26	99.18
32A	54.97	71.8
32B	43.95	61.12
32C	87.18	89.07
32E	58.63	66.36
53C		57.52
53D		104.99
53E		94.33
53F		85.11

Tabla 5.14

Sección con mayor carga en cada primario, en porcentaje del límite térmico que soporta el conductor.

Aquí cabe aclarar que los datos de los calibres de los conductores primarios fueron obtenidos de la base de datos del PIA, y que son suficientemente confiables. Sin

embargo, podrían existir algunos errores en el calibre de algunos de los conductores, especialmente de las salidas de los primarios de la subestación Pérez Guerrero.

Como ya se ha mencionado, los resultados de la simulación son para los valores de máxima demanda, por lo tanto éstos máximos porcentajes de carga en los conductores se dan sólo por el corto período de tiempo que dure ésta demanda máxima y naturalmente luego éstos porcentajes de carga serán proporcionalmente menores. Nuevamente se puede ver el efecto de la incorporación de la subestación 53 en los algunos de los resultados presentados en la tabla anterior. Todos los cambios realizados en los primarios afectados con la incorporación de la nueva subestación, variaron substancialmente la carga y la demanda de éstos, consecuentemente se produjo una variación de la carga de los conductores.

En general se puede apreciar que la carga de los conductores de los primarios está dentro de los parámetros permitidos de funcionamiento, ya que en la mayoría se tiene la cargabilidad menor que el 80% aceptado por la E.E.Q.S.A. Se debe resaltar los resultados de cargabilidad de los primarios de la subestación 24, cuyos valores a excepción del primario A (71.14%), se encuentran sobre el 80% e inclusive casi llegan al 100% (primario 24C tiene una sección con el 98.58% de cargabilidad y el primario 24F con una sección con el 99.18%). Estos primarios sirven a sectores de alta densidad de carga y tienen una demanda alta. Otro caso similar es el caso de los primario de la subestación 53, cuyos primarios tienen secciones con una carga de hasta el 104.99% (primario 53D); el primario 53E tiene una sección con el 94.33% de cargabilidad y el primario F tiene una cargabilidad del 85.11% en una de sus secciones; no así el primario C que tiene como su máxima cargabilidad el 57.52%. Adicionalmente a éstos valores existen primarios que también tienen valores altos de máxima cargabilidad, como el primario C de la subestación 32 (89.07%) y el primario 11D con una máxima cargabilidad del 102.16%.

Es importante recalcar que un 75% de carga con respecto al límite térmico de los conductores, significa que sólo se tiene un margen de 25% para tomar carga. Este factor habrá que tomar muy en cuenta para la transferencia de carga entre primarios y para el

futuro crecimiento de carga. Se puede decir que en general los conductores utilizados trabajan con valores de corriente que se encuentran dentro de un rango muy aceptable a su capacidad máxima. Existen, como ya se mencionó anteriormente, secciones dentro de los primarios cuya cargabilidad es alta, pero durante el período de máxima demanda, el resto de tiempo la cargabilidad se comportará en proporción a la curva de carga. Las secciones donde se tiene el máximo de cargabilidad dentro de los primarios, corresponde a los primeros tramos del primario, es decir a la salida de la subestación, donde se concentra toda la carga del primario. Es en éstos sectores en los que se dan la mayoría de problemas; por lo tanto el control se debería darse con un poco más de énfasis en éstos sectores de la red.

5.6.3 CAIDAS DE VOLTAJE

El programa calcula las caídas de voltaje en cada sección, como un porcentaje del voltaje nominal ingresado para cada primario. Así mismo, en base a los resultados anteriores y a la topología de la red calcula la caída de voltaje acumulada, también como un porcentaje del voltaje nominal. Esta caída de voltaje acumulada es el efecto real que siente en la calidad del servicio. Por lo tanto como un resumen de los resultados del programa, se presenta en la Tabla 5.15, las máximas caídas de voltaje por alimentador para las dos condiciones de análisis. Paralelamente se hará un análisis de los resultados más importantes entregados por el programa; éstos, son los resultados para las condiciones de funcionamiento más críticas del sistema, ya que la simulación fue realizada para condiciones de la máxima demanda.

El primer resultado que salta a la vista, es que en varios primarios la máxima caída de voltaje sobrepasa la caída de voltaje del 3.5% permitida por la Norma de la E.E.Q.S.A., y en otros éste valor está muy cerca de la norma. Esto nos lleva a la conclusión que la topología de la mayoría de los primarios no está bien diseñada; como ya se mencionó en el Capítulo IV, existen primarios que alimentan a cargas (en muchos casos altas) que se encuentran alejadas de su subestación. Existen casos, como el primario 11B, el primario 24C, el primario 24F, el primario 32C y el primario 53E, en los cuales la máxima caída de voltaje bordea el 7%, según los resultados del programa. En el caso del primario 53E

se encuentran altas caídas de voltaje desde cerca de la subestación, ya que la carga a la salida es alta; a demás éste primario está tomando toda la carga del primario D de la subestación 24, lo que implica tomar carga muy alejada de la subestación. Otros primarios que porque sirven a una carga alta cercana a su subestación y tienen alta cargabilidad en sus conductores, tienen altas caídas de voltaje desde su principio, son el 24C, 24E, 24F, y 32B.

Por otro lado se dan los casos de primarios que alimentan a cargas realmente alejadas de su subestación cómo es el caso de los primarios 12B y 11B. El primero alimenta al sector de Guápulo, pero la demanda no es tan alta, lo que se refleja en las caídas de voltaje, que en muy pocas secciones sobrepasan la norma y que como máximo llegan a un 3,97%. El caso del primario 11B es un poco diferente, ya que alimenta a las antenas repetidoras que es una zona alejada de su subestación, pero con alta carga instalada. Se puede ver en las secciones antes de empezar las antenas, que las caídas de voltaje están dentro de los valores permitidos por la norma; pero al empezar las secciones correspondientes a las antenas la caída de voltaje va creciendo hasta llegar a un valor del 8.31%, que casi triplica al valor permitido por la norma. Aquí cabe realizar la siguiente observación: la subestación 11 es la mas cercana a las antenas, por lo que es correcto que éstas sean alimentadas por primarios de ésta subestación. En ésta zona se debe pensar en un cambio de calibre de conductor y el uso de reguladores de voltaje para mejorar las condiciones.

PRIMARIO	SECCION DE MAYOR CAIDA DE VOLTAJE (%)	SECCION DE MENOR NIVEL DE VOLTAJE (%)	SECCION DE MAYOR CAIDA DE VOLTAJE (%)	SECCION DE MENOR NIVEL DE VOLTAJE (%)
	Noviembre 1995	Noviembre 1995	Diciembre 1996	Diciembre 1996
9A	0.68	96.12	0.46	96.84
9C	3.31	93.49	3.55	93.75
9D	0.83	95.97	0.89	96.41
9E	3.99	92.81	4.19	93.11
10B	0.87	96.33	0.35	97.95
10C	2.17	95.03	3.47	94.83
10D	3.41	93.79	0.59	97.71
11A	1.43	96.97	1.41	95.99
11B	6.83	91.57	8.31	89.09
11C	2.79	95.61	5.67	91.73
11D	3.59	94.81	4.19	93.21
12A	1.98	97.52	2.3	97.6
12B	3.63	95.87	3.97	95.93
12D	2.44	97.06	1.07	98.83
24A	2.49	92.51	2.64	92.66
24B	2.76	92.24	3.14	92.16
24C	6.51	88.49	7.67	87.63
24D	6	89		
24E	4.88	90.12	4.75	90.55
24F	6.82	88.18	7.98	87.32
32A	2.95	94.25	2.25	95.35
32B	3.84	93.36	4.96	92.64
32C	8.63	88.57	7.37	90.23
32E	5.32	91.88	6.56	91.04
53C			1.59	94.01
53D			2.11	93.49
53E			6.96	88.64
53F			3.42	92.18

TABLA 5.15
Mínimo nivel de voltaje y máxima caída de voltaje por sección.

El primario 32C es un primario que tiene una demanda alta, por lo que la carga de los conductores y las caídas de voltaje son altas; además éste es un primario que alimenta a cargas altas lejanas a la subestación.

Haciendo una comparación entre las máximas caídas de voltaje por primario antes y después del ingreso de la subestación Pérez Guerrero, se puede concluir que los cambios se deben principalmente a la reconfiguración que sufrieron algunos primarios a raíz de dicha incorporación. En el caso de los primarios que no se vieron afectados, las variaciones se deben básicamente al aumento de demanda, como es el caso del primario 11C, en el que se puede ver que no ha tenido cambios significativos en su topología,

pero el incremento de demanda ha sido el factor principal para el aumento de cargabilidad en sus líneas y de sus caídas de voltaje.

Se puede notar que a nivel de subestación en condiciones de máxima demanda los niveles de voltaje son bajos (se tiene un promedio de 93.3% de voltaje nominal a nivel de las barras de las subestaciones). Por lo tanto se podría pensar en la instalación de reguladores de voltaje a nivel de subestación que permitan tener niveles de voltaje mas elevados en las condiciones mas críticas del sistema (máxima demanda).

CAPITULO VI

OPTIMIZACION DE LA RED

En éste capítulo se darán algunas sugerencias sobre cambios a realizarse en el sistema primario estudiado, con el fin de mejorar sus condiciones operativas. Estas sugerencias se harán basadas en los conceptos de la ingeniería de distribución; y previamente éstas serán evaluadas mediante el programa DPA/G™.

La base de los cambios a sugerirse en la red primaria de distribución, parte de una distribución coherente de las áreas de servicio de las subestaciones comprendidas dentro del área de estudio. Este ejercicio debería realizarse con el conjunto de subestaciones que conforman todo el sistema, porque es muy difícil para un estudio de ésta naturaleza aislar partes del sistema, ya que toda la red primaria está ligada entre sí. Lo que se quiere demostrar con el ejercicio que va a realizarse en éste capítulo, es que hay como mejorar las condiciones operativas del sistema si es que se aplica permanentemente la ingeniería para su planificación y operación.

Como se demostró en el capítulo anterior, las áreas de servicio de algunas subestaciones no están definidas de acuerdo a los conceptos de la ingeniería de distribución, ya que alimentan a sectores alejados, que deberían alimentarse mediante otras subestaciones más cercanas. Este problema se da básicamente por la ubicación de la mayoría de subestaciones del área de estudio en el sector periférico de la ciudad, alejadas de los centros de alta densidad de carga.

Para empezar ésta parte del trabajo primeramente se bosquejará áreas de servicio para cada subestación teniendo en cuenta su ubicación dentro del área de estudio. Estas áreas deben estar definidas de tal forma que no se intersequen con áreas de servicio de otras subestaciones. Este trabajo se lo realiza sobre el plano de la ciudad dividido en microáreas, con la demanda de cada una de éstas, para facilitar la disposición de áreas de servicio de las mencionadas subestaciones y por otra parte se usa un plano dónde constan

todos los recorridos de los primarios en el área de estudio. Esto permite tener una visión mas global del sistema, el momento de sugerir los cambios.

6.1 CAMBIOS EN EL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION

A partir del proceso descrito anteriormente y de varias pruebas en el programa DPA/GTM, se logran varios cambios que son beneficiosos para el funcionamiento del sistema como se demostrará más adelante. Se sugieren básicamente cambios en la distribución de carga en los primarios que tengan problemas, mediante el cierre y apertura de seccionadores existentes y cambios en algunas subestaciones; todo ésto dirigido a cumplir el objetivo propuesto inicialmente que es el asignar a las subestaciones áreas de servicio bien definidas y de acuerdo a su ubicación. En los primarios de las subestaciones que no tengan mayor problema con su área de servicio, se revisa sus condiciones operativas y de haber problemas se los trata de solucionar mediante cambios en su topología.

En éste proceso de reestructuración de las áreas de servicio de las subestaciones, se nota que la ubicación de la subestación Vicentina (32) es la típica ubicación de una subestación de distribución con criterio de la ingeniería de subtransmisión, ya que ésta se encuentra ubicada junto a la subestación Vicentina perteneciente al Sistema Nacional Interconectado. Como se puede ver en el capítulo anterior, la ubicación de ésta subestación obliga a que alimente áreas bien alejadas de la misma. Así pues, en ésta reestructuración, el área de servicio de la subestación 32 se ve reducida a sus alrededores. Por éste motivo, subestaciones como la Floresta (12) y la Pérez Guerrero (53), deben tomar la carga que antes pertenecía a la subestación 32. Al reducirse de ésta manera el área de servicio de la subestación Vicentina, la potencia instalada de su transformador, estaría subutilizada. Por otro lado, la potencia instalada en el transformador de la subestación 12 que asumiría parte de la carga dejada por la subestación 32 sería demasiado poca. Por lo tanto para esta reestructuración es fundamental aumentar la potencia del transformador de la subestación 12; por lo que se debería intercambiar el transformador que hoy se encuentra instalado en la subestación 32 con el de la subestación 12.

Como el sistema de distribución es un sistema muy dinámico, algunos meses después de terminar el levantamiento de campo, se produjo la incorporación de una nueva subestación, la subestación Iñaquito, en la calle Japón entre la Av. Amazonas y Naciones Unidas. Al entrar en funcionamiento la subestación Iñaquito (primeros días de diciembre de 1996) descargó en gran medida a los primarios C y F de la subestación 24. Usando las lecturas del sistema SCADA se puede observar que el ingreso de la subestación Iñaquito ha disminuido en 65% la demanda del primario C y un 68% de la demanda del primario F en la hora pico.

Por ésta razón, el primario 24D debe ser reintegrado a la subestación Carolina, ya que se constituye una área coherente dentro de la zona de servicio de ésta subestación. En consecuencia, el primario 53E que tomaba la carga del primario 24D hasta la subestación 24, se descarga considerablemente. El seccionamiento entre el primario 24D y el 53E se debe realizar mediante la apertura del seccionador ubicado en la calle Nueve de Octubre entre la calle Luis Cordero y la Av. Colón.

El primario E de la subestación Pérez Guerrero puede ser cargado ahora con la parte que antes era alimentada por la parte final del primario 53D cerrando el seccionador ubicado en la Robles entre la Ulpiano Páez y Nueve de Octubre, y abriendo el seccionador de la Nueve de Octubre entre la Robles y Jorge Washington para que la carga que pertenecía al 53D desde el seccionador de la Nueve de Octubre hasta la calle Luis Cordero sea tomada por el primario 53E.

El primario B de la subestación Vicentina alimenta carga delimitada básicamente por la Av. Orellana, la Av. Coruña, la Av. Seis de Diciembre y la calle Luis Cordero, que se encuentra en los alrededores de la subestación Floresta (12). Por lo tanto es coherente pensar que sea ésta subestación la que alimente a éstas cargas, lo cual es factible mediante el primario 12 D. Para hacer éste cambio se haría un puente en la intersección de éstos primarios en la esquina de la subestación Floresta en el cruce de la calle Vizcaya y la Av. Coruña, y a la vez se debe abrir el interruptor ubicado en la intersección de la Av. Coruña y Mallorca lo que desconectaría al primario B de la subestación 32.

Los primarios C y E de la subestación Vicentina son unos de los primarios que alimentan carga mas lejana de la subestación, va que alimenta una área significativa en los alrededores de la calle Juan León Mera. Esa zona debe ser alimentada por un primario de una subestación mas cercana. Las subestaciones mas cercanas son la Pérez Guerrero (53) y la Floresta (12). Los primarios de la subestación Pérez Guerrero están cargados cerca de su límite, por lo que sería mejor para el sistema tomar ésta carga desde la subestación 12, para lo cual la mejor alternativa sería crear un nuevo primario. Este primario tomaría carga tanto del primario 32E, como del primario 32C y saldría de la subestación 12 por la calle Vizcaya y seguiría por la calle Luis Cordero hasta alimentar la zona delimitada por las avenidas Seis de Diciembre, Veintimilla y Amazonas. Esto se consigue abriendo el tramo de red del alimentador 32C que va desde el redondel de las calles Madrid, Asturias y la Av. Coruña, hasta la esquina de la subestación 12 en la intersección de las calles Vizcaya y la Av. Coruña; además hay que cerrar el interruptor ubicado en la calle Lizardo García y Juan León Mera, y también el seccionador de la calle Luis Cordero y Juan León Mera; por otro lado se debe abrir el seccionador que queda en la calle Juan León Mera entre la calle General Baquedano y Veintimilla. Para tener el nuevo primario, sólo se debe construir la salida del mismo de la subestación, porque el resto del primario toma la red existente, tanto del 32C como del 32E.

Hecho ésto, se puede hacer de una manera eléctricamente mas coherente la distribución de los primarios en la zona delimitada por la calle Luis Cordero, la Av. Seis de Diciembre, la Av. Patria y la Av. Diez de Agosto. La subestación Vicentina por medio de su primario E alimenta parte de ésta zona muy alejada de la subestación, por lo que se asigna una parte de ésta carga al primario 53D cerrando el tramo de red en aproximadamente 20 metros en la calle Juan León Mera entre las calles 18 de Septiembre y Jorge Washington; y abriendo los seccionadores a colocarse en la calle 18 de Septiembre entre la Juan León Mera y Reina Victoria y en la calle Jorge Washington también entre la Juan León Mera y Reina Victoria. De ésta manera la carga que antes era alimentada por el primario 32E en la calle Juan León Mera y sus alrededores desde la calle Jorge Washington hasta la Veintimilla, pasa ahora a ser alimentada por el primario 53D.

Es importante mantener la posibilidad de interconexión de los diferentes primarios con los de la subestación 32, por motivo de mantenimiento y operación en emergencia.

Con los cambios sugeridos, la distribución de áreas de servicio de las subestaciones queda distribuida de una manera mas ordenada y apegada a lo que dicen los principios de la ingeniería de distribución, como puede observarse en el Gráfico 6.1.

Por otro lado, en el Anexo 11, se presenta el plano informal del sistema primario con la topología propuesta.

Hay subestaciones que dentro del área de estudio no tienen mayores problemas y su área de servicio es coherente, como la subestación 9, la subestación 10 y la subestación 11. Pero hay que resaltar que en éstas subestaciones se pueden introducir cambios en sus primarios para que mejoren sus condiciones operativas. A continuación se van a describir algunas sugerencias puntuales para mejorar las condiciones eléctricas de algunos de éstos primarios.

- En el primario 9C actualmente se podría alimentar la carga de las calles Venezuela, Antonio Ante, Matovelle y García Moreno mediante un recorrido mas corto de primario, cerrando el circuito trifásico del primario con 80m de conductor AA266 en la calle Venezuela entre la Río Frío y Antonio Ante; se debe abrir el seccionador ubicado en la calle Guatemala entre la Cuenca y Benalcázar.
- El primario 9E alimenta a grandes cargas pertenecientes a la Universidad Central que están alado de la subestación, usando un largo recorrido del primario. Esto puede ser corregido haciendo una conexión subterránea de las cámaras de la Universidad Central que son alimentadas desde la calle Leyton y desde la calle La Isla, para que sean alimentadas desde el bote existente que va a la Universidad transversal a la calle Bolivia a unos 250m de la salida de la subestación.
- La simulación de la parte subterránea del primario 10C se hizo con base a los planos del PIA, y éste primario tiene caídas de voltaje mayores a las permitidas por la norma en ésta parte subterránea. Para mejorar ésta situación se podría hacer una seccionamiento entre las cámaras de transformación número 0231 (300 kVA) y la

número 0259 (250 kVA), y hacer una interconexión entre las cámaras número 0353 (355 kVA) y la número 0438 (150 kVA).

- En el primario 11C se alimenta a una gran cantidad de cámaras interconectadas desde el bote ubicado en la Av. 10 de Agosto entre las calles Yugoslavia y Moro, al final del primario, lo que provoca altas caídas de voltaje. Una solución a éste problema podría ser la construcción de un tramo de red desde la calle Antonio de Ulloa, a partir de la calle Gral. Murgeon aproximadamente unos 100 m hacia la calle Nueva Orleans, para conectar a la cámara número 9030 (100 kVA) y a su vez seccionar la red subterránea entre las cámaras de transformación 0637 (90 kVA) y la número 0577 (90 kVA).
- El primario 11D alimenta cargas un poco alejadas de la subestación por lo que tiene caídas de voltaje mayores a las permitidas por la norma. En la salida del alimentador se forma un lazo que recorre unos dos Km para llegar a un punto cercano a la subestación. Se podría desconectar el tramo inicial del alimentador desde la salida de la subestación hasta el redondel de la calle La Isla y la calle N. de Bonilla. La nueva salida del alimentador sería desde la subestación, a través del parque ubicado entre las calles Humberto Albornoz y José Valentín, hasta conectarse con la red en la esquina de las calles Humberto Albornoz y Domingo Espinar.

6.2 CAMBIOS EN LOS CONDUCTORES PRIMARIOS

Durante éste proceso de simulación para mejorar el sistema, el calibre de los conductores se convierte en un factor muy importante. Para lograr mejoras en el sistema, se considera como parámetros de referencia a la caída de voltaje y la carga de los conductores; estos dos parámetros no pueden sobrepasar el 3.5% del voltaje nominal y el 75% de la capacidad nominal del conductor, respectivamente.

Existen varios tramos dentro de algunos primarios, en los cuales el calibre del conductor no permite tener los parámetros deseados para el sistema en la condición de demanda en la que se estudia al sistema.

Para sugerir los cambios de calibre en los conductores, que se describen a continuación se toma en cuenta los tramos de red que están conectados a la parte con problemas (carga

mayor al 75%) y por otro lado se debe observar la topología del primario para determinar si se trata de una troncal o de una derivación de red. Como ya se mencionó anteriormente, no existe una uniformidad en el calibre de los conductores de un primario, ya que se puede observar en ocasiones que el calibre en una derivación es de mayor capacidad que en una troncal.

Los cambios de calibre en el calibre de conductor en los tramos con problema, en la nueva configuración, se describen a continuación:

- En el primario D de la subestación 11; desde la intersección de las calles Domingo Espinar y Humberto Albornoz, siguiendo por la Albornoz hacia el occidente (desde la sección Albornoz04 hasta la sección Albornoz10), todo ese tramo de red tiene conductor número 6 de cobre y es una troncal del primario. Se debe cambiar el conductor de todo éste tramo a un conductor número 2 de Aleación de Aluminio.
- A la salida del primario 12D desde la subestación hasta la calle Vizcaya (en un tramo de 40 m) , el conductor debe ser número 336 de Aleación de Aluminio, en vez de número 266 del mismo material, para reforzar la salida de éste primario (secciones Saldocd y Tra).
- También se debe usar el conductor número 336 de Aleación de Aluminio para la salida del nuevo primario de la subestación 12, desde la subestación siguiendo por la calle Vizcaya y el tramo de la calle Luis Cordero, hasta la Seis de Diciembre (secciones Nue12, Avcoruna, Luiscor, Luiscor01 y Luiscor02).
- La salida del primario D de la subestación Pérez Guerrero debe ser también reforzada con conductor 336 de Aleación de Aluminio en la calle 18 de Septiembre desde la Av. 10 de Agosto hasta la calle Nueve de Octubre (secciones Salidad, Salidad01 y Dieciocho02).
- En el primario 53E se debe cambiar el calibre de conductor en la calle Valdivia, en la calle Robles desde la intersección con la Valdivia hasta el seccionador ubicado entre las calles Ulpiano Paéz y Nueve de Octubre (secciones Valdicia, Probles y Probles01). Este cambio es del conductor número 4 de cobre al número 2 de cobre, en una distancia aproximada de 150 metros.

6.3 RESULTADOS DE LOS CAMBIOS REALIZADOS EN LA RED PRIMARIA

Luego de bosquejar un posible cambio con la ayuda del plano en el que constan el conjunto de todos los primarios y del plano de las áreas de servicio de las subestaciones, se debe recurrir a los planos dónde consta en detalle cada primario y determinar los cambios en las secciones que se debe hacer en el programa de simulación. Los cambios en los primarios se realiza sobre la base de datos en la que se realizó la última simulación y de la cual se obtuvieron los resultados presentados en el capítulo anterior. Luego de realizar la reestructuración de los primarios en la última base de datos del programa, se ejecuta la simulación, sin correr previamente la rutina que distribuye la carga a cada sección a partir de la demanda total del primario; sino que se realiza la simulación directamente con las demandas que ya fueron distribuidas en la última simulación, puesto que cada sección ya tiene su demanda asignada.

Con los datos de las demandas de cada sección que se tiene para éste trabajo y se presenta en el Anexo 5, se puede determinar en la nueva configuración cómo quedan las cargas en las subestaciones que han sufrido cambios, cómo son la subestación 12, 24 y 53. Las demandas en las subestaciones el día de máxima demanda se pueden observar en la Tabla 6.1:

SUBESTACION	POTENCIA INSTALADA	MAXIMA DEMANDA
La Floresta (12)	20000	13797.334
Carolina (24)	20000	15077.015
Vicentina (32)	10000	4351.345
Pérez Guerrero (53)	20000	13387.653

TABLA 6.1

Demandas máximas y potencia nominal de las subestaciones en la configuración propuesta.

Se puede ver que las demandas de las subestaciones son ahora mucho mas adecuadas que en la configuración actual (diciembre de 1996). Las subestaciones tienen mas potencia disponible para asumir nueva carga, ya sea por intercambio de carga para operación o para afrontar el normal crecimiento de carga.

La subestación Vicentina que queda con muy poca carga debe ser, en ésta nueva configuración, una subestación de emergencia tome carga de los primarios que necesitan ser desconectados por algún motivo de operación. Por eso es importante mantener los seccionadores que permiten conectar a ésta subestación con los primarios de otras subestaciones.

Los cambios sugeridos en el numeral anterior son el resultado final de una serie de pruebas mediante el uso del programa DPA/G™. Con la nueva configuración se logran mejoras substanciales en la red, como se comprobará a continuación con los resultados de la simulación. Estos resultados se concentrarán en la pérdidas totales por primario y la sección con máxima caída de voltaje. Los resultados de la simulación para los primarios reestructurados constan en el Anexo 8.

Para poder hacer una comprobación del sistema en sus condiciones actuales y el sistema según las sugerencias presentadas, se presenta una comparación entre los resultados obtenidos para la simulación realizada con la configuración de diciembre de 1996, y los resultados obtenidos con la nueva configuración sugerida. Los resultados serán evaluados a continuación.

6.3.1 PERDIDAS EN LOS CONDUCTORES PRIMARIOS

En el literal 5.6.1 se realizó un análisis de las pérdidas en los conductores primarios antes y después del ingreso de la subestación Pérez Guerrero. En éste literal se hará la comparación entre los resultados obtenidos para la configuración de diciembre de 1996 y la nueva configuración propuesta.

En la Tabla 6.2 se presenta la comparación de los resultados de las pérdidas entre las dos condiciones del sistema. A los primarios en los que se sugieren cambios, se los puede separar en dos grupos: el primer grupo lo forman aquellos primarios en los cuales se han hecho cambios internos en su topología, es decir no han tomado carga de otro primario, ni se ha quitado carga para otro primario (9C, 9E, 10C, 11C, 11D); y por otro lado está el grupo de primarios mediante los cuales se reestructuró las áreas de servicio de algunas

subestaciones cambiando su recorrido y su carga (12D, 12N, 24D, 32B, 32C, 32E, 53D, 53E).

PRIMARIO	PERDIDAS (kW)	PERDIDAS (KVA)	PERDIDAS (kW)	PERDIDAS (KVA)
	Diciembre 1996		Configuración Propuesta	
9A	1.29	2.1	1.29	2.1
9C	57.34	95.28	52.53	84.93
9D	6.46	8.4	6.46	8.4
9E	43.47	71.98	16.89	26.75
10B	0.98	1.68	0.98	1.68
10C	47.53	73.97	40.02	63.43
10D	2.25	3.77	2.25	3.77
11A	11.08	16.43	11.08	16.43
11B	72.93	97.79	72.93	97.79
11C	79.47	123.77	68.68	105.57
11D	43.41	53.52	23.27	32.24
12A	35.23	56.78	35.23	56.78
12B	46.04	81.88	46.04	81.88
12D	7	11.83	57.73	96.95
12N			69.83	134.5
24A	41.24	64.09	41.24	64.09
24B	57.88	95.71	57.88	95.71
24C	174.69	270.34	174.69	270.34
24D			43.89	73.01
24E	95.23	159.32	95.23	159.32
24F	204.55	348.15	204.55	348.15
32A	33.49	48.5	33.49	48.5
32B	88.93	149.41		
32C	173.46	292.18	0.25	0.41
32E	130.05	239.65	14.84	27.57
53C	17.38	22.32	17.38	22.32
53D	48.5	86.36	42.13	82.7
53E	144.78	238.75	39.6	61.37
53F	68.05	105.39	68.05	105.39
TOTAL	1732.71	2819.35	1338.43	2172.08

TABLA 6.2

Comparación de las pérdidas por efecto Joule entre la configuración actual y la configuración propuesta.

En ésta tabla se debe observar varios aspectos importantes sobre las pérdidas por efecto Joule en los conductores primarios. En los primarios en los cuales sólo se han hecho cambios internos, se puede ver en los resultados que solamente con un recorrido mas coherente se logra un mejor funcionamiento de los mismos, en éste caso una reducción de pérdidas y mas adelante se verá que se mejora las condiciones de voltaje. Para resaltar la reducción de pérdidas por efecto Joule en éstos primarios mediante su reconfiguración, se

puede calcular la variación de las mismas en kW, entre la configuración de diciembre de 1996 y la configuración propuesta, en la Tabla 6.3.

PRIMARIO	9C	9E	10C	11C	11D
Reducción de Pérdidas (%)	8.388	61.145	15.8	13.577	46.39

TABLA 6.3

Reducción de pérdidas en los primarios cuya topología fue optimizada

El siguiente resultado que es de importancia y hay que analizar, es la reducción de pérdidas a nivel de todo el sistema estudiado. Se puede observar que las pérdidas por efecto Joule del conjunto de primarios, en condiciones de máxima demanda, se han reducido en **647.27 kVA** que significa una reducción del **22.96%**; y ésta reducción en kW es de **394.28 kW** que representa el **22.75%**. Un parámetro que clarifica ésta reducción lograda de las pérdidas es el porcentaje de las pérdidas del sistema frente a la demanda del mismo. Como ya se explicó en el capítulo anterior el factor de coincidencia de las pérdidas y de las demandas de los diferentes primarios es el mismo por lo que en el cálculo del porcentaje se anula, consecuentemente no es necesario su cálculo. Este porcentaje es para las condiciones actuales **4.302%**; mientras que para la configuración sugerida es de **3.31%**.

Es importante recalcar que los resultados presentados son para las condiciones de máxima demanda del día de estudio del sistema; por lo tanto dependiendo de las condiciones de demanda del sistema se puede mediante éste resultado obtener también las pérdidas para cualquier condición de demanda, teniendo en cuenta que la relación entre la demanda y las pérdidas resistivas es una relación cuadrática, tal como se presentó en el literal 5.6.1, de dónde se obtiene la relación :

$$\text{Pérdidas en la línea} = \frac{\text{Perdidas}(kW)\text{pico}}{\left(\frac{\text{C arg } \alpha(kW)\text{pico}}{\text{C arg } \alpha.\text{del. int ervalo}}\right)^2}$$

Es necesario hacer una observación trascendental sobre éstos resultados. Al lograrse una reducción de las pérdidas en 647.27 kVA en el pico de la curva de carga del sistema

estudiado, significa que esos kVA no deben ser entregados por el sistema en el pico, es decir, no deben ser generados o comprados por la empresa. Esta reducción de pérdidas en el pico es mas notoria por la relación cuadrática que existe entre la demanda y las pérdidas; además se debe tomar en cuenta que la reducción de pérdidas en el pico de la curva de carga se dará todos los días dependiendo de la demanda en ése día. Es muy importante tener en cuenta que la generación en el pico de demanda es la mas cara, ya que se necesita hacer funcionar “unidades de pico” para cubrir ésta demanda que dura un corto tiempo. Estas unidades que funcionan en el pico de demanda generalmente son térmicas (unidades rápidas) por lo que se debe considerar costos de combustible, costos de operación, etc. Por lo tanto una reducción en el pico de la demanda significa una reducción considerable de gastos.

Los porcentajes presentados anteriormente hablan de una buena reducción de las pérdidas por efecto Joule en los conductores primarios, pero es necesario para entender en que medida esto es beneficioso para la Empresa Eléctrica, presentar éstos resultados de otra forma. Como los resultados del programa son para las condiciones de máxima demanda, se puede obtener las pérdidas para cada estado de carga del sistema aplicando la relación presentada anteriormente a cada instante de la curva de carga, la cual se obtiene sumando las demandas de cada primario. Para efectos de éste ejercicio y para obtener los valores de la curva de carga en kW, se asumirá un factor de potencia para el sistema de 0.93¹, que es el promedio de los factores de potencia de las subestaciones pertenecientes al sistema estudiado. De aquí se puede obtener las pérdidas de energía por efecto Joule de todo el sistema para el día de estudio, integrando la curva de carga. Este procedimiento se realiza tanto para la configuración actual del sistema como para la nueva configuración propuesta, para determinar el ahorro de energía logrado. Estos resultados se pueden observar gráficamente en el Gráfico 6.2. Se puede notar la reducción de pérdidas lograda a lo largo de la curva de carga, así como se observa que ésta reducción es mas notoria en los picos por la relación cuadrática entre las pérdidas y la carga. Los resultados parciales de los cálculos de las pérdidas de energía se presentan en el Anexo 9.

Para el día de estudio se obtiene los siguientes resultados totales del sistema :

¹ Como éste valor es utilizado para el cálculo de la energía en las dos configuraciones por igual, no influye en la comparación de los dos resultados.

- Pérdidas de energía por efecto Joule para la configuración actual = 22753.813 kWh
- Pérdidas de energía por efecto Joule para la configuración propuesta = 17576.158 kWh

Ahorro de energía logrado en el día de estudio = 5177.655 kWh

Ahorro de potencia en el pico logrado en el día de estudio = 394.28 kW

Como complemento a los resultados anteriores se puede hacer una **estimación** económica de lo que significa la reducción de pérdidas lograda. Los precios a los que la Empresa Eléctrica Quito S.A. compra a INECEL la energía y la potencia en 46kV son los siguientes²:

Potencia: 20.000 sucres/kW

Potencia contratada 312.000 kW

Demanda máxima 148.700 kW

Energía: Primer bloque 37'175.000 kWh; 150 sucres/kWh

Segundo bloque 37'175.000 kWh; 170 sucres/kWh

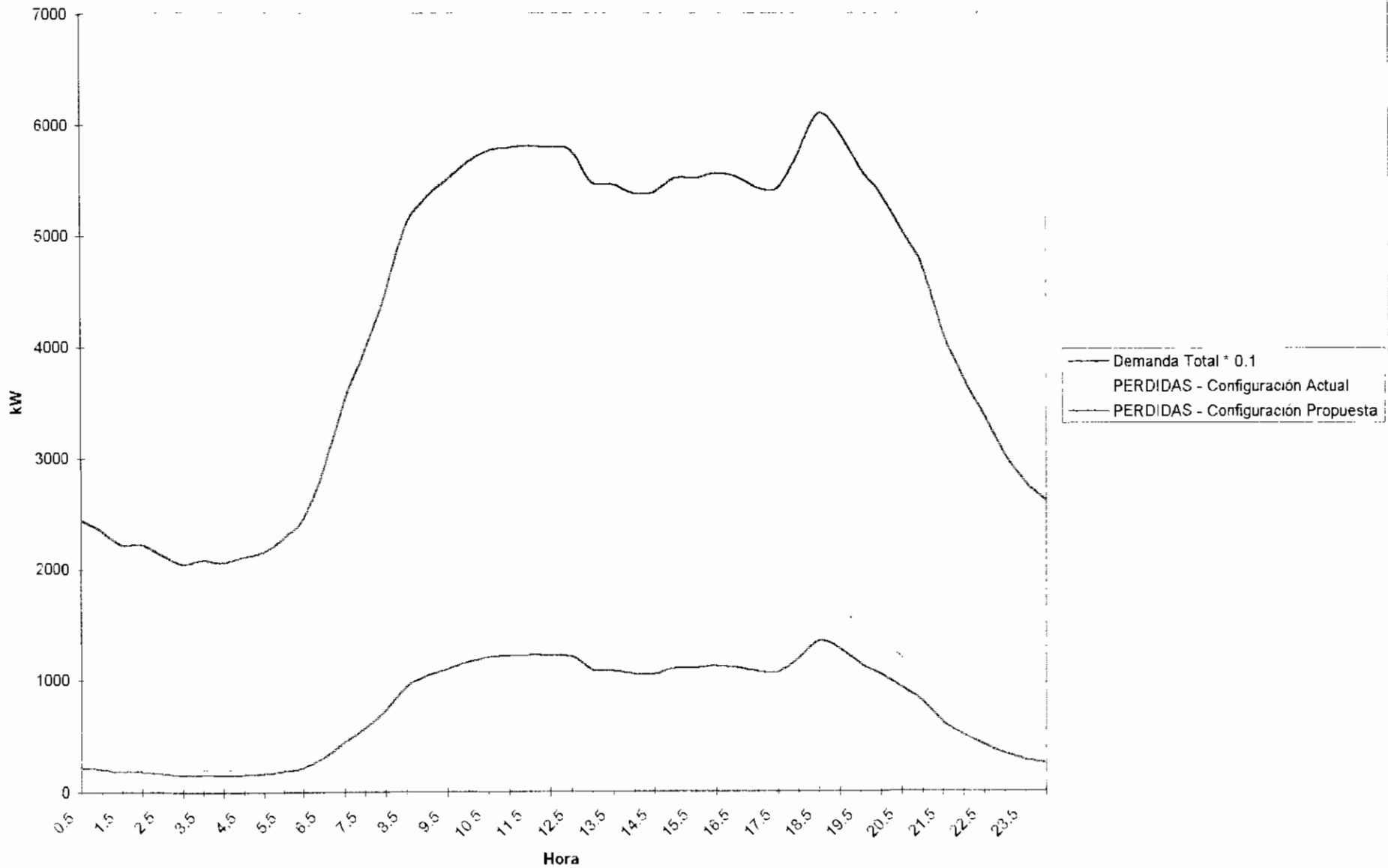
Tercer Bloque (exceso) 390.640 kWh; 130 sucres/kWh

El valor para la potencia es el cargo mensual sobre la demanda máxima mensual. Por la característica del día de estudio, éste representa el día de demanda máxima mensual; con los cambios realizados se logra un ahorro de 394,28 kW en el pico, lo que representa un ahorro mensual de 7'885.600 sucres, y un ahorro anual de 94'627.200 sucres.

Para calcular el ahorro de energía se toma como promedio el valor de 150 sucres/kWh. El ahorro de 5.177,65 kWh en un día representa un ahorro de 776.647,5 sucres. Para determinar el ahorro anual se va a considerar lo siguiente: al día de estudio se lo considera

² Datos tomados del Informe de facturación de compra-venta de energía a INECEL, diciembre 1997 de la E.E.Q.S.A.

GRAFICO 6.2
COMPARACION DE LAS PERDIDAS POR EFECTO JOULE ENTRE LA
CONFIGURACION ACTUAL Y LA CONFIGURACION PROPUESTA



como un día laborable típico de la semana; el número de días laborables del año se obtiene multiplicando 5 días a la semana por 52 semanas al año y se obtienen 260 días laborables al año. El ahorro anual en energía en los días laborables será entonces de 201'928.350 sucres. Por otro lado están los 104 días de fin de semana en los que el consumo de energía disminuye; para realizar el mismo cálculo para los días sábados y domingos, se necesita conocer que porcentaje de energía de un día laborable se consume en un día de fin de semana. Este porcentaje depende del sector, ya que si es un sector comercial el porcentaje estaría entre el 30% y 40%, pero si es un sector residencial, éste porcentaje estaría sobre el 70%. Para efectos de éste análisis aproximado, se puede considerar éste valor en un 50%. Por lo tanto el ahorro de energía anual en los fines de semana es de 40'385.670 sucres.

Todo esto nos lleva a un ahorro estimado para la Empresa Eléctrica de 336'941.220 sucres anuales.

Es importante notar que solamente mediante la reconfiguración de algunos primarios se ha logrado una reducción considerable de pérdidas que representa ahorros para la Empresa Eléctrica; pero lo mas importante es hacer notar mediante éste trabajo que haciendo uso de la ingeniería de distribución en todas las áreas de la empresa se pueden lograr resultados muy provechosos.

6.3.2 CAIDAS DE VOLTAJE

A parte de una reducción de pérdidas, mediante la reestructuración de los primarios, se logra mejoras en los niveles de voltaje. En la configuración actual existen primarios cuyas máximas caídas de voltaje llegan a valores mucho mayores que los permitidos por la norma de la Empresa Eléctrica, lo cual se demostró en el literal 5.6.3. En la mayoría de los primarios esto se debe por su recorrido desordenado y falta de planificación, mientras que en otros por la alta carga que alimentan especialmente al final de su recorrido.

En los primarios que no fueron tomados en cuenta para la reestructuración de las áreas de servicio de las subestaciones, se puede observar claramente mejoras en el nivel de voltaje

simplemente mejorando su topología. Por otro lado, en los primarios forman parte del área en la que se sugiere una reestructuración, se observa que los niveles de voltaje de los primarios del sistema optimizado, han mejorado respecto a las condiciones actuales de funcionamiento. Estos resultados se pueden observar en la Tabla 6.4.

PRIMARIO	SECCION DE MAYOR CAIDA DE VOLTAJE (%)	SECCION DE MAYOR CAIDA DE VOLTAJE (%)
	Configuración 1996	Configuración Propuesta
9C	3.55	3.65
9E	4.19	1.77
10C	3.47	2.65
11C	5.67	3.96
11D	4.19	2.07
12D	1.07	2.72
12N		3.29
24D		3.36
32C	7.37	0.2
32E	6.56	2.12
53D	2.11	1.92
53E	6.96	2.11

TABLA 6.4

Variación de las caídas de voltaje en los primarios reestructurados.

Sobre éstos resultados cabe hacer varias observaciones. La primera observación que salta a la vista es el aumento en 0.1% de la caída de voltaje del primario 9C. Este primario no tiene en la actualidad muchos problemas en cuanto a caída de voltaje ya que se encuentra operando en límite de la norma, pero en el estudio realizado previamente a hacer las sugerencias de los cambios, se pudo comprobar que la configuración propuesta permite un ahorro de energía del 8.38% que frente al pequeño incremento de caída de voltaje es mas significativo para mejorar el sistema.

En los demás primarios se puede ver que las condiciones de voltaje han mejorado con las mejoras en la red. Es importante recalcar que en los primarios que sólo se hicieron cambios internos en su topología, se ha mejorado considerablemente las condiciones de voltaje. Tal es el caso del primario 9E, que se puede ver que se ha disminuido la máxima caída de voltaje del 4.19% al 1.77%, en el primario 10C se ha logrado una reducción del 3.47% al 2.65%, en el primario 11C ésta reducción ha sido del 5.67% al 3.96% y en el

11D del 4.19% al 2.43%. Se puede ver que los niveles de voltaje de los primarios que alimentan a la zona de mas alta densidad de carga, han sido mejorados en una muy buena proporción.

En los resultados que se presentan en el Anexo 8, se puede observar que los valores de máxima carga de los conductores se mantienen en valores menores que el 75% para mantener así el 25% de la capacidad como reserva para emergencias. Dentro de éstos resultados llama la atención la condición del primario 53D, que en las condiciones mas críticas (y de corta duración) tiene la sección de salida con 83.75% de la capacidad nominal de conducción del alimentador. Este es el primario que alimenta a la zona de mayor densidad de carga y de mayor crecimiento en los últimos tiempos; esta es una zona de crecimiento vertical por los numerosos edificios que se han construido. Por lo tanto se debería analizar que la alimentación a ésta zona sea subterránea, para poder entregar mayores bloques de energía en mejores condiciones.

6.3.3 USO DE CAPACITORES

Mediante el uso de bancos de capacitores se puede mejorar las condiciones de los primarios que lo necesiten. Para determinar la potencia reactiva del banco de capacitores en cada primario así como su ubicación, se usa la rutina de posicionamiento de capacitores en el programa DPA/G™, la cual se explica en el literal 2.8. Esta rutina de posicionamiento se usa para mejorar las condiciones de voltaje en los cuyos niveles exceden la norma. El programa requiere como dato la potencia reactiva en kvar del banco de capacitores y como resultado da la ubicación óptima del banco dentro del primario. Se hace la prueba con todas las potencias existentes en el programa y se elige la potencia que mejores resultados den a las condiciones operativas del primario.

Los resultados del uso de ésta rutina del DPA/G™ para los primarios que tienen problemas en la configuración actual, son los siguientes:

Primario 11B

Se sugiere la colocación de un banco trifásico de capacitores de 450 kvar en la sección Damian08 (aproximadamente a 1 km de la terminación del primario en el sector de las antenas, cerca del transformador número 13511 de 30 kVA) para que se logren los siguientes resultados: reducción de la máxima caída de voltaje del 8.31% al 6.9% y una reducción de pérdidas de 72.93 kW a 66.25 kW (de 97.79 kVA a 89.39 kVA)

En el primario 11B se debería instalar un regulador de voltaje para corregir la alta caída de voltaje que tiene, por ser un primario que alimenta carga muy alejada de la subestación.

Primario 12B

Mediante la colocación de un banco trifásico de capacitores de 600 kvar en la sección Larrea03 (en la calle Rafael Larrea a unos 50 m al oriente de la calle Stubel), la máxima caída de voltaje disminuye de 3.97% a 2.65%, y las pérdidas disminuyen de 46.04 kW a 36.93 kW (de 81.88 kVA a 35.06 kVA)

Primario 53F

Para lograr una reducción en la máxima caída de voltaje en éste primarios de 3.42% a 2.95% y una reducción de pérdidas de 68.09 kW a 62.38 kW (de 105.39 kVA a 96.73 kVA), se debe instalar un banco de capacitores trifásico de 450 kvar en la sección ArenasSub (en la intersección de la calle Juan Larrea y Arenas)

Para la configuración propuesta se determina que se debe colocar capacitores en los siguientes lugares:

Primario 12D

Se debe instalar un banco trifásico de capacitores de 45 kvar en la sección Av6diciembre01 (En la Av. seis de Diciembre, entre la Av. Colón y la calle Batallas)

Primario 12N

Conviene instalar un banco de capacitores trifásico 300 kvar en la sección Lionn11 (en la calle Juan León Mera entre la Lizardo García y Mariscal Foch.

Primario 53D

Para las condiciones de funcionamiento expuestas se debe instalar un banco trifásico de 600 kvar en la sección Vintimilla01 (en la calle Veintimilla entre la Reina Victoria y Juan León Mera)

Primario 53E

El banco a instalarse debe ser trifásico de 300 kvar y ubicado en la sección Nueveoct03 (en la calle Nueve de Octubre entre la calle Vicente ramón Roca y la Ramirez Dávalos)

6.4 OBSERVACIONES GENERALES

Como parte inicial de éste estudio se realizó un trabajo de campo importante, en el que se efectuó una actualización de los datos mas relevantes de la topología y características eléctricas de los 28 primarios correspondientes, para concluir con la sugerencia de una redistribución de los primarios que permitan mejorar sus condiciones de operación. Si éste trabajo se lo realizara en forma sistemática y abarcando todo el sistema, con visitas permanentes al campo, se podría contar con información muy valiosa del sistema y a la vez se podrían detectar y corregir fallas que implicarían recuperación de recursos para la empresa, evitando los robos de energía, determinando los usuarios de los transformadores y condiciones reales del sistema, etc. A partir de toda la información obtenida en el campo se tendría una base de datos sumamente importante para la planificación de los sistemas de distribución. Claro está, que éste trabajo implica mucho tiempo y gastos, pero que en realidad son inversiones que darán resultados positivos en el servicio tanto en niveles de voltaje como en el control de pérdidas y permitirá a la empresa tener mayor control total de sus activos; implicando lógicamente mayores ingresos para la empresa.

Como se ha demostrado en el presente trabajo, el factor de uso de la gran mayoría de los transformadores de distribución está por debajo del 50%. Esto representa una cantidad de pérdidas para la empresa eléctrica, primeramente porque no se utiliza toda la capacidad instalada en transformadores. La explicación a esto es la siguiente: existen básicamente dos tipos de pérdidas en los transformadores que son las pérdidas en el núcleo y las

pérdidas en el cobre, las pérdidas en el núcleo son producidas por corrientes parásitas que circulan en el núcleo, como efecto del flujo remanente, es decir el que no participa en la conversión de energía, por el otro lado las pérdidas en el cobre son producto de la circulación de corriente por los devanados y son función del cuadrado de ésta corriente. *Las pérdidas en el núcleo son constantes para todo estado de carga del transformador* y las pérdidas en el núcleo igualan a las pérdidas en el cobre, cuando el transformador está trabajando al 50% de su corriente nominal. Si es que existe una bajo factor de utilización de los transformadores, en general las pérdidas en el cobre van a ser bajas, pero las pérdidas en el núcleo son constantes e independientemente del estado de carga del transformador y si ésta carga es baja, las pérdidas en el hierro van a ser mas notorias y afectar mas al sistema.

El bajo factor de utilización de los transformadores detectado en éste trabajo, se hace notorio también en el hecho de que la potencia instalada del transformador de la subestación, es mucho menor que la suma de potencias nominales de los transformadores de distribución pertenecientes a esa subestación. Una explicación lógica a ésta situación es la falta de supervisión en los transformadores de distribución, a lo que se agrega criterios de diseño de las redes que permiten que se instale un nuevo transformador en vez de utilizar de forma mas eficiente un transformador subutilizado que ya está instalado cerca. Dada la importancia que tienen en la operación de las redes de distribución la operación de los transformadores en forma eficiente, es conveniente hacer una revisión general de las condiciones de operación de los transformadores bajo diferentes condiciones de carga.

Por otro lado, cuando la carga está muy alejada de la subestación, resultan caídas de voltaje considerables y por consiguiente pérdidas de energía que deben ser tomadas en cuenta. Estas condiciones indeseables se acentúan para 6.3 kV que es el voltaje de suministro en la zona estudiada. Los intercambios de carga con otros primarios significarán un gran deterioro de la calidad de servicio puesto que al asumir éste primario parte de la carga de los primarios aledaños, se estará extendiendo el recorrido de sus líneas mas allá del área asignada que por sí misma está distante de la subestación.

Uno de los grandes retos de la ingeniería eléctrica en la actualidad es poder transmitir de la forma mas eficiente y económica grandes bloques de potencia a través de las líneas de transporte de energía eléctrica, para satisfacer el requerimiento de demanda de áreas consolidadas y densamente pobladas. Esto se debe al continuo crecimiento de la demanda y a los altos costos que representan las inversiones en las plantas de generación y ampliación de los circuitos de transporte de energía eléctrica mediante la construcción de nuevas líneas. Todos éstos factores han llevado a que las líneas existentes se operen con la mayor eficiencia posible. En ésta optimización debe ser fundamental el control de pérdidas tanto de potencia como de energía, ya que éstas implican grandes cantidades de dinero para las empresas eléctricas.

Es muy importante para la economía de la empresa realizar un control de las pérdidas negras de energía, ya que lógicamente es energía que la empresa no está facturando. La reducción de pérdidas negras no significa una reducción de energía suministrada al sistema, sino una recuperación en la facturación de la energía, porque sigue existiendo el consumo. El verdadero ahorro de energía se puede obtener si se atacan las pérdidas técnicas del sistema. Las pérdidas técnicas en redes de distribución provienen esencialmente de cuatro partes que son: pérdidas en los circuitos primarios, pérdidas en la transformación, pérdidas en la acometida y medición y pérdidas en los circuitos secundarios, siendo las mas importantes desde el punto de vista de diseño de una red las pérdidas en las redes primarias y secundarias. Una reducción de éstas pérdidas si representa un ahorro de energía para el sistema. Esta situación se ilustra con el siguiente ejemplo, en el cual se describe la situación de un sistema, considerando el suministro, la demanda y las pérdidas de energía de un sistema. (Todos los valores están en unidades de energía)

SUMINISTRO	DEMANDA	PERDIDAS TECNICAS	PERDIDAS NEGRAS
115	100	10	5

Mediante mecanismos de control se logran reducir las pérdidas negras.

SUMINISTRO	DEMANDA	PERDIDAS TECNICAS	PERDIDAS NEGRAS
115	103	10	2

La reducción de pérdidas negras no representa un ahorro de energía al sistema, sino la recuperación en la facturación de energía que antes no se estaba facturando. Ahora el siguiente paso es la reducción de pérdidas técnicas del sistema mediante mejoras en la red.

SUMINISTRO	DEMANDA	PERDIDAS TECNICAS	PERDIDAS NEGRAS
112	103	7	2

Cuando se disminuye las pérdidas técnicas del sistema es cuando se logra ahorrar energía. Aquí se puede apreciar claramente que con un adecuado manejo técnico del sistema en su totalidad, los beneficios tanto para la empresa como para el usuario son mayores.

El incremento de nivel de voltaje constituye un medio eficaz para reducir las pérdidas puesto que trae implícito la reducción de la densidad de corriente en los conductores. Otro método para el control de pérdidas es el balance de carga en las líneas de un alimentador primario o del circuito secundario de un centro de transformación, ya que es un método que no demanda mayores gastos y puede ser llevado a cabo en forma rápida con el objeto de reducir las pérdidas. Por otro lado la cargabilidad de conductores puede ser reducida mediante una redistribución de carga en los alimentadores existentes. Desde el punto de vista económico la transferencia de carga constituye un gran beneficio por cuanto al utilizar la misma topología de la red, no se efectúan inversiones adicionales y más bien permite una recuperación económica por la reducción de pérdidas. Se puede reducir las pérdidas también mediante el uso de condensadores en las líneas, ya sean en paralelo o en serie. El principal propósito de los condensadores en derivación es el de suministrar potencia reactiva, lo mas cerca de la carga como sea posible. Mientras tanto la generación de potencia reactiva por parte de un condensador en serie se caracteriza por ser autoajutable ya que cambia de acuerdo a las variaciones que sufre la corriente que lo atraviesa. Por otro lado, la capacitancia en paralelo de una línea, se constituyen en un medio por el cual se suministran reactivos a la carga ; y el aumento de líneas las cuales se conectan en paralelo, permiten a través de su correspondiente capacitancia incrementar el suministro de reactivos a la carga. Por otra parte la configuración de líneas en paralelo disminuyen la impedancia de la línea. Además existen otros métodos para lograr una reducción de pérdidas como son el mejoramiento del nivel de voltaje, incremento en el

calibre de conductores con capacidad un poco mayor a la capacidad proyectada para servir la demanda máxima. Todas estas alternativas técnico-económicas para la reducción de pérdidas, además del beneficio económico trae implícito ventajas como mejoramiento de perfil de voltaje y la calidad de servicio, que redundan en una buena imagen de la institución de distribución hacia el usuario.

El reforzamiento del calibre del conductor debe ser una práctica empleada, por lo menos en el alimentador troncal de los primarios de distribución que se encuentran operando fuera de los márgenes técnicamente aceptables.

La reducción de pérdidas representa para la empresa que maneja la distribución de la energía eléctrica un gran beneficio económico, por lo tanto los valores recuperados por concepto de reducción de pérdidas, deberían ser reinvertidos para el mejoramiento del sistema de acuerdo a estudios realizados periódicamente. Además uno de los factores mas importantes, sino es el mas importante, dentro del planeamiento y operación de los sistemas eléctricos de distribución son las pérdidas de energía que se dan en los alimentadores primarios de distribución, debido a los costos que representan y en el beneficio final obtenido. El análisis de éstas pérdidas tiene por finalidad encontrar la forma adecuada de reducirlas siempre que las condiciones de funcionamiento como niveles de tensión, límites térmicos en los conductores, etc. estén dentro de los rangos de calidad normalizados.

En forma general se puede afirmar que después de la inversión inicial para la generación y transmisión de la energía, el mayor volumen de inversiones es destinado a la distribución. Estos sistemas de distribución no se centran únicamente a los centros urbanos de mayor consumo, sino a zonas fuera de los grandes centros de consumo, en zonas en dónde se tiene que poner especial atención en la reducción de los costos en virtud de los bajos ingresos que se tienen; esto implica que sea importante considerar los aspectos económicos en las líneas aéreas de distribución. En particular para los sistemas de subtransmisión y distribución el costo de las líneas está fuertemente relacionado con la sección transversal de los conductores, por lo que éstos requerimientos económicos hacen necesaria la adopción de secciones transversales mínimas en los conductores.

Particularmente en los sistemas de distribución el área o sección transversal de un conductor generalmente queda determinada por la máxima caída de tensión tolerable, pero en el caso de alimentadores el concepto caída de tensión tiene menos importancia que el costo de las pérdidas de energía y la inversión inicial, entonces la mayor área de un conductor da el menor costo de la energía ya que se tendrán menores pérdidas, pero por otra parte habrá un incremento en el costo inicial, lo que establece una relación entre estos dos factores que debe ser cuidadosamente analizada el momento del diseño, ya que se debe encontrar el diseño mas económico, que lógicamente será aquel en el que la inversión anual y los costos anuales de pérdidas den un mínimo. Como punto de partida del diseño está el dimensionamiento de la instalación para cubrir demandas futuras a un costo mínimo. Todo esto debe estar circunscrito a un proceso de planificación organizada del sistema.

En cualquier tipo de carga a la que se suministra energía eléctrica es necesario mantener la continuidad en el servicio hasta el máximo posible debido a la importancia que tiene en la vida moderna el uso de la energía eléctrica, en particular en áreas dónde éste servicio es indispensable como hospitales, zonas industriales, etc., en dónde la suspensión de éste servicio podría causar desgracias humanas en el primer caso y grandes pérdidas económicas en el segundo. Para poder asegurar una condición de continuidad en el servicio se deberían considerar en el diseño detalles como una protección adecuada que opere en forma rápida y permita eliminar rápidamente cualquier elemento que sufra una falla o avería, disponer de circuitos de alimentación de emergencia, escoger un buen arreglo de la topología de la redes, entre otras. Todos estos aspectos deben estar relacionados con los arreglos de los elementos en las subestaciones de distribución en dónde también es necesario cumplir también con un alto índice de seguridad en el suministro de energía eléctrica. En definitiva, la confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica debe ser congruente desde la generación hasta la distribución de energía eléctrica.

Es muy importante recalcar que durante la ejecución de éste trabajo se ha notado que existe una gran cantidad de información en la Empresa Eléctrica Quito S.A que nadie utiliza y en ocasiones hay información que se desecha. Esta información es de gran

calidad y utilidad para formar una base de datos, mediante la cual se pueda hacer un análisis de la situación actual de las diferentes áreas y priorizar acciones concretas para mejorar las condiciones de la empresa. Una base de datos completa en un sistema de distribución debe tener toda la información necesaria sobre los sistemas primarios, secundarios, acometidas, transformadores, conductores, equipo de seccionamiento y protecciones, etc. en un conjunto de archivos que no sólo mantengan toda la información necesaria, sino que permita reformarla, ampliarla y actualizarla con facilidad, constituyendo una base de datos de propósito y orientación exclusivamente técnica. La necesidad de crear esta base de datos técnica implica una organización definida para lograr la estructura que facilite el acceso a esa información en la forma y orden en que se necesiten. Es importante recalcar que toda la información generada en un sistema de distribución es importante, por lo tanto es importante almacenarla de forma ordenada y sistemática.

Como una observación final se debe notar que utilizando herramientas computacionales apropiadas, se puede realizar estudios permanentes del sistema de distribución para mejorar las condiciones de funcionamiento. Para que ésta herramienta funcione se debe tener una base de datos actualizada de todo el sistema, que debería tener toda la información posible información sobre la red primaria, la red secundaria, acometidas, transformadores, etc. Por otro lado se debería hacer mediciones permanentes tanto en primarios como en secundarios para conocer el estado del sistema, además ésta información debe ser guardada para en el futuro poder hacer una evaluación de la evolución del funcionamiento de le empresa. Es claro que éste trabajo de formar una base de datos completa es un trabajo muy grande que requiere de una inversión alta y de mucho tiempo, pero teniendo la decisión de hacerlo, las ventajas que se conseguirían en el futuro serían varias.

CONCLUSIONES

Con la reconfiguración del área de servicio de la subestación Pérez Guerrero, subestación Floresta, subestación Vicentina y subestación Carolina, sugerida en el presente trabajo, casi sin realizar inversiones la Empresa Eléctrica Quito S.A. puede ahorrar cerca de 330 millones de sucres anuales.

La capacidad instalada actualmente en transformadores de distribución con una política para utilizarlos a plenitud, es decir levantándolos a un factor de uso cercano a 100 %, abastecería la demanda por 9 años hacia el futuro con tasas de crecimiento del 8% anual. Al utilizarse a penas la mitad de la capacidad instalada en transformadores, la inversión en transformadores es el doble de lo que debería ser y además se inyectan pérdidas al sistema ya que las pérdidas en el núcleo son el doble de los que deberían ser.

El mayor ahorro para una empresa de distribución está en controlar las pérdidas técnicas; por lo tanto se debería instaurar como política de la empresa hacer ingeniería de distribución a todo nivel, que es el único camino para cumplir dicho objetivo. De ésta manera se puede lograr ahorro de energía al mismo tiempo que se alcanza una mejor calidad del servicio.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, Distribution Systems Electric Utility Engineering Reference Book, Volume 3, East Pittsburgh, Pennsylvania, First Edition, 1965
2. SCOTT & SCOTT, DPA/G™ Version 3.11 - Distribution Primary Analysis/Graphics
3. POVEDA, MENTOR, Planificación de sistemas de distribución, Facultad de Ingeniería Eléctrica - Escuela Politécnica Nacional, Quito 1987
4. ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO, Líneas de Transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica, Volumen 2, Editorial Limusa, México 1983
5. RIOFRIO, CARLOS, Apuntes de Sistemas de Distribución, Facultad de Ingeniería Eléctrica - Escuela Politécnica Nacional, Quito 1996
6. GOMEZ, NELSON, Guía informativa de Quito - Mapas y Planos, Ediguías Cia. Ltda, Edición 1997
7. E.E.Q.S.A, Planos de alimentadores primarios, Proyecto de Inventarios y Avalúos (PIA), Quito 1996
8. E.E.Q.S.A, Normas para sistemas de distribución, 1978
9. E.E.Q.S.A, Datos del sistema SCADA, Area de Operación
10. E.E.Q.S.A, Datos del día de máxima demanda, 1995 - 1996

ANEXOS

ANEXO 1

DEMANDAS DE LAS SUBESTACIONES
DEL AREA DE ESTUDIO ANTES DE LA
INCORPORACION DE LA SUBESTACION
“PEREZ GUERRERO” AL SISTEMA DE
LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

Miércoles 22 de noviembre de 1995

DEMANDAS DE LOS PRIMARIOS ANTES DEL INGRESO DE LA S/E PEREZ GUERRERO

hora	SUBESTACION 9				SUBESTACION 10			SUBESTACION 11			
	9A	9C	9D	9E	10B	10C	10D	11A	11B	11C	11D
	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA
0.5	217.98	861.02	697.54	853.76	352.40	566.748	559.48	468.66	1307.88	708.44	534.05
1.0	174.38	799.26	664.84	788.36	330.60	548.583	559.48	421.43	1282.45	661.21	490.46
1.5	174.38	755.66	628.51	784.73	330.60	494.088	537.68	425.06	1198.89	646.67	461.39
2.0	174.38	741.13	639.41	777.46	330.60	494.088	537.68	425.06	1144.40	595.81	457.76
2.5	130.79	722.97	595.81	733.87	330.60	494.088	515.89	406.90	1148.03	595.81	421.43
3.0	130.79	722.97	624.88	737.50	330.60	497.721	515.89	396.00	1129.86	595.81	435.96
3.5	130.79	741.13	610.34	719.33	330.60	475.923	519.52	410.53	1184.36	595.81	450.49
4.0	130.79	722.97	613.98	726.60	330.60	475.923	519.52	385.10	1238.85	595.81	450.49
4.5	130.79	741.13	621.24	744.77	330.60	475.923	519.52	435.96	1209.79	628.51	450.49
5.0	130.79	770.20	726.60	871.92	330.60	483.189	519.52	406.90	1253.39	650.31	450.49
5.5	130.79	959.11	773.83	933.68	330.60	483.189	541.32	465.02	1405.97	715.70	501.35
6.0	265.21	1369.64	1039.04	1144.40	345.14	635.775	632.14	570.38	1772.90	893.72	806.53
6.5	312.44	1674.81	1158.93	1449.57	396.00	733.866	737.50	653.94	2227.03	1104.43	991.81
7.0	359.67	1649.38	1296.98	1805.79	581.28	857.388	817.43	712.07	2277.89	1140.76	1049.94
7.5	406.90	1544.03	1326.05	1845.56	722.97	1093.53	1006.34	766.56	2256.09	1235.22	1028.14
8.0	359.67	1496.80	1307.88	1798.34	737.50	1391.44	1373.27	831.96	2285.16	1304.25	999.08
8.5	359.67	1442.30	1315.15	1838.30	871.92	1522.23	1722.04	882.82	2088.98	1431.40	890.09
9.0	359.67	1358.74	1311.51	1940.02	940.95	1562.19	1990.88	835.59	2038.11	1387.81	839.22
9.5	359.67	1358.74	1340.58	1936.39	984.54	1631.22	1990.88	904.62	2034.48	1424.14	831.96
10.0	359.67	1322.41	1286.08	1940.02	933.68	1634.85	2110.77	904.62	2034.48	1431.40	795.63
10.5	359.67	1304.25	1300.61	1838.30	959.11	1583.99	2038.11	857.39	1958.19	1395.07	810.16
11.0	359.67	1271.55	1278.82	1925.49	995.44	1540.39	2081.71	871.92	1958.19	1387.81	795.63
11.5	359.67	1282.45	1289.72	2023.58	984.54	1583.99	2067.18	868.29	1965.45	1347.84	762.93
12.0	359.67	1267.92	1260.65	1976.35	948.21	1514.96	2056.28	897.35	2023.58	1340.58	777.46
12.5	312.44	1257.02	1235.22	1703.88	904.62	1504.06	2001.78	850.12	1921.86	1304.25	737.50
13.0	312.44	1213.42	1206.16	1758.37	810.16	1493.16	2001.78	828.32	1885.53	1257.02	726.60
13.5	265.21	1220.69	1202.52	1671.18	799.26	1420.5	1860.10	781.10	1831.03	1231.59	828.32
14.0	265.21	1282.45	1166.19	1678.45	784.73	1460.47	1881.89	839.22	1834.67	1282.45	842.86
14.5	265.21	1311.51	1162.56	1769.27	861.02	1551.29	1947.29	864.65	1900.06	1340.58	868.29
15.0	312.44	1315.15	1158.93	1762.01	890.09	1642.12	2016.32	919.15	1994.52	1424.14	882.82
15.5	312.44	1326.05	1140.76	1663.91	940.95	1522.23	2049.01	875.55	2078.08	1435.04	890.09
16.0	312.44	1435.04	1100.80	1732.94	933.68	1642.12	2121.67	915.52	2078.08	1402.34	908.25
16.5	359.67	1475.00	1111.70	1674.81	900.98	1475	1878.26	879.19	2099.87	1369.64	886.45
17.0	359.67	1467.73	1097.17	1634.85	937.31	1395.07	1743.84	875.55	2092.61	1358.74	893.72
17.5	359.67	1573.09	1144.40	1747.47	970.01	1329.68	1812.87	890.09	2161.64	1351.48	933.68
18.0	406.90	1831.03	1278.82	1834.67	988.18	1282.45	1725.68	962.75	2292.42	1478.63	1017.24
18.5	454.13	2241.56	1554.92	2125.31	1042.67	1257.02	1685.71	1042.67	2713.85	1696.61	1329.68
19.0	548.58	2423.21	1587.62	2154.37	962.75	1173.46	1467.73	1035.41	2841.01	1703.88	1384.17
19.5	548.58	2477.71	1663.91	2187.07	890.09	1064.47	1333.31	973.64	2833.74	1660.28	1453.20
20.0	589.94	2557.63	1653.02	2139.84	795.63	1039.04	1195.26	966.38	2819.21	1660.28	1489.53
20.5	570.38	2481.34	1653.02	2016.32	697.54	991.809	1042.67	944.58	2793.78	1576.72	1493.16
21.0	570.38	2270.63	1514.96	1805.60	588.55	966.378	970.01	886.45	2677.52	1507.70	1366.01
21.5	428.69	2165.27	1405.97	1634.85	537.68	871.92	944.58	813.79	2484.97	1405.97	1246.12
22.0	428.69	1867.36	1264.28	1493.16	494.09	781.095	802.89	730.23	2256.09	1257.02	1093.53
22.5	381.47	1569.46	1079.00	1296.98	446.86	704.802	755.66	628.51	2023.58	1118.96	897.35
23.0	287.01	1304.25	962.75	1137.13	425.06	613.977	733.87	563.12	1885.53	977.28	755.66
23.5	287.01	1082.63	868.29	1020.87	403.26	617.61	661.21	515.89	1627.58	864.65	681.21
0.0	239.78	951.85	810.16	897.35	356.03	599.445	661.21	483.19	1424.14	770.20	577.65

DEMANDAS DE LOS PRIMARIOS ANTES DEL INGRESO DE LA S/E PEREZ GUERRERO

hora	SUBESTACION 12			SUBESTACION 24						SUBESTACION 32			
	12A	12B	12D	24A	24B	24C	24D	24E	24F	32A	32B	32C	32E
	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA
0.5	1267.92	1456.83	432.33	1177.09	1140.76	1126.23	1340.58	1536.76	973.64	606.71	646.67	1649.38	1268.76
1.0	1202.52	1409.60	653.94	1108.07	1137.13	1079.00	1242.49	1464.10	930.05	563.12	646.67	1514.96	1165.35
1.5	1195.26	1329.68	626.69	1060.84	1086.27	1042.67	1151.66	1395.07	882.82	537.88	570.38	1493.16	1148.59
2.0	1184.36	1326.05	617.61	1017.24	1020.87	1035.41	1166.19	1358.74	853.76	537.68	570.38	1478.63	1137.41
2.5	1133.50	1311.51	575.83	1017.24	1049.94	1009.97	1144.40	1286.08	806.53	512.25	570.38	1456.83	1120.64
3.0	1097.17	1253.39	595.81	991.81	1002.71	988.18	1093.53	1344.21	784.73	512.25	570.38	1413.24	1087.11
3.5	1089.90	1257.02	561.30	1002.71	1002.71	966.38	1079.00	1275.18	784.73	512.25	570.38	1413.24	1087.11
4.0	1126.23	1282.45	555.85	1006.34	980.91	973.64	1057.20	1289.72	762.93	512.25	570.38	1438.67	1106.67
4.5	1115.33	1329.68	559.48	1039.04	980.91	973.64	1079.00	1340.58	784.73	512.25	570.38	1416.87	1089.90
5.0	1151.66	1326.05	563.12	1093.53	1039.04	1006.34	1079.00	1366.01	784.73	563.12	570.38	1445.93	1112.26
5.5	1238.85	1380.54	568.56	1093.53	1071.74	1006.34	1129.86	1453.20	795.63	726.60	621.24	1504.06	1156.97
6.0	1405.97	1573.09	599.45	1260.65	1187.99	1082.83	1180.73	1674.81	839.22	1097.17	632.14	1591.25	1224.04
6.5	1867.38	1892.79	697.54	1613.05	1420.50	1238.85	1427.77	2234.30	955.48	1271.55	766.56	1791.07	1377.75
7.0	2150.74	2099.87	762.93	1918.22	1718.41	1445.93	1703.88	2575.80	1177.09	1195.28	882.82	2059.91	1584.55
7.5	2434.11	2285.16	830.14	2067.18	2188.90	1722.04	1998.15	2841.01	1315.15	1148.03	980.91	2227.03	1713.10
8.0	2604.86	2212.50	966.38	2317.85	2779.25	1889.16	2532.20	3178.88	1987.25	1006.34	1275.18	2753.81	2118.32
8.5	2960.90	2368.72	1088.08	2524.94	3211.57	2328.75	3019.02	3574.87	2441.38	980.91	1504.06	3182.51	2448.08
9.0	2982.69	2426.84	1195.26	2575.80	3418.65	2372.35	3338.73	3556.71	2673.89	882.82	1623.95	3433.19	2640.91
9.5	2953.63	2321.49	1220.69	2735.65	3473.15	2484.97	3480.41	3505.85	2797.41	890.09	1936.39	3520.38	2707.98
10.0	3091.68	2343.29	1275.18	2750.18	3393.22	2648.46	3509.48	3687.50	2910.03	864.65	1878.26	3680.23	2830.95
10.5	2924.57	2346.92	1316.96	2721.12	3396.86	2797.41	3611.20	3611.20	3040.82	821.06	1838.30	3683.86	2833.74
11.0	3011.76	2445.01	1293.35	2811.94	3393.22	2833.74	3542.18	3553.07	3037.19	777.46	1929.12	3785.59	2911.99
11.5	2960.90	2405.05	1347.84	2797.41	3436.82	2753.81	3796.49	3542.18	3178.88	799.26	1809.23	3818.28	2937.14
12.0	3015.39	2495.87	1333.31	2739.28	3382.32	2935.46	3636.63	3651.17	3109.85	802.89	1925.49	3734.72	2872.86
12.5	2939.10	2310.59	1284.27	2662.99	3345.99	2771.98	3596.67	3389.59	3106.22	828.32	1809.23	3614.84	2780.64
13.0	2971.79	2292.42	1311.51	2503.14	3204.31	2666.62	3425.92	3273.33	3015.39	806.53	1689.35	3556.71	2735.93
13.5	2793.78	2266.99	1237.04	2408.68	3167.98	2662.99	3345.99	3120.75	2971.79	828.32	1722.04	3458.62	2660.47
14.0	2873.70	2205.23	1224.32	2405.05	3171.61	2881.15	3258.80	3080.78	2953.63	781.10	1634.85	3458.62	2660.47
14.5	2910.03	2150.74	1226.14	2463.17	3284.23	2750.18	3447.72	2997.23	3011.76	879.19	1623.95	3596.67	2766.67
15.0	3033.56	2143.47	1213.42	2604.86	3491.31	2989.96	3647.53	3113.48	3149.81	904.82	1725.68	3676.60	2828.15
15.5	3000.86	2099.67	1235.22	2586.70	3502.21	2873.70	3578.51	3149.81	3153.44	955.48	1772.90	3760.16	2892.43
18.0	3022.66	2114.41	1191.62	2572.16	3404.12	2837.37	3596.67	2986.33	3142.55	930.05	1787.44	3720.19	2861.69
16.5	2946.36	2168.90	1173.46	2557.63	3244.27	2902.77	3226.10	2899.13	3120.75	926.42	1718.41	3571.24	2747.11
17.0	2892.05	2165.27	1129.86	2532.20	3109.85	2768.35	3186.14	2779.25	3069.89	940.95	1707.51	3556.71	2735.93
17.5	2764.71	2085.34	1144.40	2492.24	2986.33	2822.84	3073.52	2662.99	2975.43	1035.41	1627.58	3393.22	2610.17
18.0	2804.68	2241.56	1148.03	2554.00	3055.35	2953.63	3178.88	2942.73	2619.21	1257.02	1602.15	3622.10	2786.23
18.5	3124.38	2543.10	1164.38	2688.42	3040.82	3033.56	3287.87	3349.63	2757.45	1667.55	1649.38	3622.10	2786.23
19.0	3040.82	2586.70	1079.00	2564.90	2713.85	2691.87	3106.22	3204.31	2590.33	1740.21	1453.20	3422.29	2632.53
19.5	2979.06	2564.90	1049.94	2321.49	2593.96	2761.08	2790.14	3106.22	2405.05	1783.80	1369.84	3204.31	2464.85
20.0	2779.25	2604.86	1039.04	2245.19	2397.78	2455.91	2630.29	2957.26	2045.38	1809.23	1224.32	2979.06	2291.58
20.5	2655.72	2506.77	977.28	2172.53	2219.76	2306.96	2517.67	2968.16	1794.70	1762.01	1086.27	2884.60	2218.92
21.0	2517.67	2470.44	995.44	2009.05	2041.75	2001.78	2365.08	2753.81	1631.22	1609.42	999.08	2684.79	2065.22
21.5	2372.35	2328.75	931.86	1845.56	1910.96	2067.18	2205.23	2604.86	1522.23	1493.16	940.95	2543.10	1956.23
22.0	2216.13	2052.65	890.09	1871.00	1758.37	1616.69	2110.77	2463.17	1326.05	1389.64	842.86	2445.01	1880.78
22.5	2034.48	1836.30	861.02	1882.08	1529.49	1496.80	1900.06	2270.63	1260.65	1086.27	799.26	2237.93	1721.48
23.0	1776.54	1718.41	821.06	1427.77	1445.93	1366.01	1732.94	2049.01	1195.26	922.78	755.66	2001.78	1539.83
23.5	1587.62	1627.58	753.85	1367.81	1358.74	1293.35	1583.99	1852.83	1133.50	802.89	712.07	1900.06	1461.58
0.0	1467.73	1504.06	755.86	1311.51	1315.15	1246.12	1514.96	1711.14	1115.33	664.84	675.74	1772.90	1363.77

ANEXO 2

DEMANDAS DE LAS SUBESTACIONES
DEL AREA DE ESTUDIO DESPUES DE
LA INCORPORACION DE LA
SUBESTACION “PEREZ GUERRERO” AL
SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA
QUITO S.A.

Martes 12 de noviembre de 1996

DEMANDAS DE LOS PRIMARIOS DESPUES DEL INGRESO DE LA S/E PEREZ GUERRERO

hora	SUBESTACION 9				SUBESTACION 10			SUBESTACION 11			
	9A	9C	9D	9E	10B	10C	10D	11A	11B	11C	11D
	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA
0.5	155.23	666.47	651.29	693.47	354.33	1197.96	193.62	472.44	641.16	1299.20	489.31
1	149.37	641.32	626.70	667.29	340.95	1152.75	186.31	454.60	616.96	1250.16	470.84
1.5	140.38	602.71	588.98	627.13	320.43	1083.36	175.10	427.24	579.83	1174.91	442.50
2	141.05	605.58	591.70	630.11	321.96	1088.52	175.93	429.28	582.59	1180.51	444.61
2.5	134.36	576.88	563.74	600.25	306.70	1036.93	167.59	408.93	554.98	1124.56	423.54
3	128.28	550.77	538.22	573.08	292.81	989.99	160.01	390.42	529.85	1073.65	404.36
3.5	132.32	568.13	555.19	591.14	302.04	1021.20	165.05	402.73	546.56	1107.49	417.11
4	130.35	559.66	546.91	582.33	297.54	1005.98	162.59	396.72	538.41	1090.99	410.89
4.5	134.36	576.88	563.74	600.25	306.70	1036.93	167.59	408.93	554.98	1124.56	423.54
5	137.71	591.23	577.76	615.18	314.33	1062.73	171.76	419.10	568.78	1152.53	434.07
5.5	137.71	628.55	614.22	654.01	334.16	1129.79	182.60	445.55	604.68	1225.27	461.46
6	157.43	675.90	660.50	703.28	359.34	1214.91	196.36	479.12	650.23	1317.58	496.23
6.5	185.17	795.01	776.90	827.21	422.66	1429.00	230.96	563.55	764.82	1549.77	583.68
7	225.61	968.65	946.58	1007.89	514.98	1741.12	281.41	686.64	931.86	1888.25	711.16
7.5	256.36	1100.67	1075.59	1145.26	585.17	1978.42	319.76	780.22	1058.87	2145.61	808.09
8	286.11	1228.39	1200.40	1278.15	653.07	2207.99	356.87	870.76	1181.74	2394.58	901.86
8.5	322.87	1386.24	1354.66	1442.40	736.99	2491.73	402.73	982.65	1333.60	2702.30	1017.75
9	334.24	1435.04	1402.34	1493.16	762.93	2579.43	416.90	1017.24	1380.54	2797.41	1053.57
9.5	334.24	1435.04	908.25	1493.16	871.92	2652.09	476.46	980.91	1271.55	2833.74	1053.57
10	334.24	1395.07	1271.55	1398.71	944.58	2688.42	516.16	835.59	1198.89	2906.40	980.91
10.5	287.01	1420.50	1253.39	1431.40	871.92	2724.75	476.46	690.27	1198.89	2906.40	871.92
11	287.01	1351.48	1235.22	1387.81	1089.90	2724.75	595.57	871.92	1235.22	2724.75	944.58
11.5	287.01	1475.00	1260.65	1438.67	944.58	2688.42	516.16	799.26	1162.56	2761.08	1089.90
12	287.01	1478.63	1224.32	1471.37	799.26	2688.42	436.75	653.94	1198.89	2688.42	1089.90
12.5	287.01	1478.63	1224.32	1471.37	799.26	2688.42	436.75	653.94	1198.89	2688.42	1089.90
13	287.01	1460.47	1177.09	1369.64	599.45	2325.12	327.57	781.10	1198.89	2579.43	926.42
13.5	287.01	1460.47	1177.09	1369.64	599.45	2325.12	327.57	781.10	1198.89	2579.43	926.42
14	287.01	1398.71	1169.83	1307.88	908.25	2325.12	496.31	762.93	1089.90	2470.44	980.91
14.5	287.01	1398.71	1169.83	1307.88	908.25	2325.12	496.31	762.93	1089.90	2470.44	980.91
15	287.01	1507.70	1195.26	1315.15	544.95	2325.12	297.79	817.43	1344.21	2688.42	1126.23
15.5	287.01	1507.70	1195.26	1315.15	544.95	2325.12	297.79	817.43	1344.21	2688.42	1126.23
16	287.01	1485.90	1126.23	1235.22	726.60	2579.43	397.05	817.43	1198.89	2688.42	980.91
16.5	287.01	1485.90	1126.23	1235.22	726.60	2579.43	397.05	817.43	1198.89	2688.42	980.91
17	287.01	1551.29	1126.23	1202.52	799.26	2506.77	436.75	871.92	1489.53	2688.42	1162.56
17.5	334.24	1551.29	1126.23	1202.52	799.26	2506.77	436.75	871.92	1489.53	2688.42	1162.56
18	334.24	1831.03	1246.12	1358.74	980.91	2688.42	536.02	1089.90	2143.47	2906.40	1235.22
18.5	486.82	2234.30	1471.37	1747.47	1053.57	2252.46	575.72	1198.89	2615.76	3487.68	1507.70
19	486.82	2481.34	1591.25	1871.00	908.25	1961.82	496.31	1235.22	2761.08	3487.68	1634.85
19.5	486.82	2590.33	1689.35	1987.25	799.26	1780.17	436.75	1162.56	2833.74	3487.68	1689.35
20	486.82	2644.82	1645.75	1990.88	581.28	1671.18	317.64	1162.56	2870.07	3451.35	1634.85
20.5	486.82	2666.62	1616.69	1987.25	326.97	1544.03	178.67	1089.90	2833.74	3269.70	1689.35
21	486.82	2561.27	1580.36	1856.46	217.98	1271.55	119.11	944.58	2724.75	3051.72	1598.52
21.5	260.79	1119.68	1094.16	1165.03	595.27	2012.58	325.28	793.69	1077.16	2182.66	822.04
22	232.84	999.71	976.93	1040.20	531.49	1796.95	290.43	708.66	961.75	1948.80	733.96
22.5	214.22	919.73	898.78	956.99	488.97	1653.19	267.20	651.96	884.81	1792.90	675.25
23	189.38	813.10	794.57	846.03	432.28	1461.52	236.22	576.37	782.22	1585.03	596.96
23.5	173.86	746.45	729.44	776.69	396.85	1341.72	216.86	529.13	718.10	1455.11	548.03
0	162.99	699.80	683.85	728.14	372.04	1257.86	203.30	496.06	673.22	1364.16	513.77

DEMANDAS DE LOS PRIMARIOS DESPUES DEL INGRESO DE LA S/E PEREZ GUERRERO

hora	SUBESTACION 12			SUBESTACION 24				
	12A	12B	12D	24A	24B	24C	24E	24F
	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA
0.5	1368.38	1042.74	475.81	1257.32	1148.03	1311.51	1700.24	1108.07
1	1316.73	1003.38	457.85	1209.79	1089.90	1264.28	1573.09	1115.33
1.5	1237.47	942.98	430.29	1137.13	1024.51	1242.49	1493.16	1049.94
2	1243.37	947.47	432.34	1144.40	1020.87	1169.83	1478.63	1060.84
2.5	1184.44	902.57	411.85	1089.90	1013.61	1166.19	1420.50	1024.51
3	1130.81	861.71	393.21	1039.04	1028.14	1122.60	1351.48	1028.14
3.5	1166.47	888.87	405.60	1071.74	955.48	1097.17	1351.48	1009.97
4	1149.08	875.63	399.56	1057.20	959.11	1122.60	1362.38	1006.34
4.5	1184.44	902.57	411.85	1089.90	959.11	1097.17	1366.01	977.28
5	1213.90	925.02	422.10	1115.33	962.75	1122.60	1395.07	977.28
5.5	1290.51	983.39	448.73	1187.99	1031.77	1169.83	1529.49	970.01
6	1387.74	1057.49	482.54	1275.18	1126.23	1235.22	1645.75	970.01
6.5	1632.29	1243.84	567.58	1500.43	1347.84	1384.17	2194.33	1075.37
7	1988.80	1515.51	691.54	1827.40	1689.35	1533.13	2677.52	1177.09
7.5	2259.86	1722.06	785.80	2078.08	1990.88	1667.55	2833.74	1387.81
8	2522.09	1921.89	876.98	2317.85	2503.14	1983.62	3106.22	1762.01
8.5	2846.19	2168.86	989.67	2615.76	2979.06	2296.06	3327.83	2332.39
9	2946.36	2245.19	1024.51	2706.59	3233.37	2561.27	3524.01	2906.40
9.5	3015.39	2263.36	1140.76	2833.74	3596.67	2906.40	3524.01	3233.37
10	2982.69	2365.08	1122.60	2906.40	3560.34	2790.14	3451.35	3778.32
10.5	3124.38	2401.41	1169.83	2870.07	3633.00	3306.03	3524.01	4068.96
11	3095.32	2328.75	1217.06	2906.40	3669.33	3415.02	3524.01	4050.80
11.5	3160.71	2321.49	1191.62	2870.07	3596.67	3415.02	3487.68	4068.96
12	3040.82	2292.42	1184.36	2906.40	3669.33	3487.68	3560.34	4141.62
12.5	3040.82	2292.42	1184.36	2870.07	3622.10	3276.97	3571.24	4174.32
13	2837.37	2248.83	1169.83	2652.09	3378.69	3306.03	3306.03	3959.97
13.5	2837.37	2248.83	1169.83	2423.21	3502.21	3106.22	3255.17	4043.53
14	2859.17	2121.67	1144.40	2615.76	3342.36	3160.71	3124.38	3850.98
14.5	2859.17	2121.67	1144.40	2474.07	3505.85	3040.82	3189.77	3992.67
15	3029.92	2165.27	1104.43	2615.76	3524.01	3415.02	3160.71	4141.62
15.5	3029.92	2165.27	1104.43	2633.93	3640.27	3356.89	3066.25	4159.79
16	3029.92	2139.84	1089.90	2615.76	3560.34	3487.68	3051.72	4177.95
16.5	3029.92	2139.84	1089.90	2612.13	3465.88	3291.50	3073.52	4137.99
17	3051.72	1990.88	1075.37	2724.75	3233.37	3415.02	3160.71	4177.95
17.5	3051.72	1990.88	1075.37	2630.29	3327.83	3342.36	3004.49	4261.51
18	3008.12	2150.74	991.81	2797.41	3371.42	3524.01	3160.71	3887.31
18.5	3106.22	2397.78	1017.24	2979.06	3342.36	3633.00	3487.68	3850.98
19	3280.60	2644.82	1144.40	2797.41	3124.38	3633.00	3415.02	3633.00
19.5	3149.81	2626.66	991.81	2688.42	2761.08	3342.36	3306.03	3378.69
20	3044.45	2601.23	999.08	2506.77	2506.77	3015.39	3233.37	3269.70
20.5	3088.05	2713.85	944.58	2397.78	2288.79	2688.42	3197.04	2833.74
21	2779.25	2521.30	930.05	2288.79	2143.47	2434.11	2979.06	2296.06
21.5	2298.88	1751.80	799.36	2176.17	1936.39	2259.73	2866.44	1940.02
22	2052.57	1564.10	713.72	1983.62	1820.13	2052.65	2652.09	1736.57
22.5	1888.36	1438.97	656.62	1780.17	1605.79	1892.79	2332.39	1460.47
23	1669.42	1272.14	580.49	1613.05	1500.43	1805.60	2114.41	1347.84
23.5	1532.58	1167.86	532.91	1475.00	1387.81	1663.91	1940.02	1206.16
0	1436.80	1094.87	499.60	1387.81	1322.41	1533.13	1809.23	1209.79

DEMANDAS DE LOS PRIMARIOS DESPUES DEL INGRESO DE LA S/E PEREZ GUERRERO

hora	SUBESTACION 32				SUBESTACION 53			
	32A	32B	32C	32E	53C	53D	53E	53F
	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA
0.5	337.45	1130.47	1687.27	1356.57	759.27	1872.87	1737.89	1619.78
1	324.72	1087.80	1623.59	1305.36	730.61	1802.18	1672.30	1558.64
1.5	305.17	1022.33	1525.86	1226.79	686.64	1693.70	1571.64	1464.83
2	306.63	1027.19	1533.13	1232.63	689.91	1701.77	1579.12	1471.80
2.5	292.09	978.51	1460.47	1174.21	657.21	1621.12	1504.28	1402.05
3	278.87	934.21	1394.35	1121.05	627.46	1547.72	1436.18	1338.57
3.5	287.66	963.66	1438.30	1156.40	647.24	1596.52	1481.45	1380.77
4	283.37	949.30	1416.87	1139.16	637.59	1572.73	1459.38	1360.20
4.5	292.09	978.51	1460.47	1174.21	657.21	1621.12	1504.28	1402.05
5	299.36	1002.85	1496.80	1203.42	673.56	1661.44	1541.70	1436.92
5.5	318.25	1066.14	1591.25	1279.37	716.06	1766.29	1638.99	1527.60
6	342.23	1146.47	1711.14	1375.76	770.01	1899.37	1762.48	1642.70
6.5	402.54	1348.50	2012.68	1618.20	905.71	2234.08	2073.06	1932.17
7	490.46	1643.02	2452.28	1971.63	1103.52	2722.03	2525.84	2354.18
7.5	557.30	1866.96	2786.51	2240.35	1253.93	3093.03	2870.11	2675.05
8	621.97	2083.60	3109.85	2500.32	1399.43	3451.93	3203.14	2985.45
8.5	701.90	2351.35	3509.48	2821.62	1579.27	3895.52	3614.76	3369.10
9	726.60	2434.11	3633.00	2920.93	1634.85	4032.63	3741.99	3487.68
9.5	653.94	2543.10	3741.99	3051.72	1725.68	4123.46	3887.31	3560.34
10	726.60	2652.09	3850.98	3182.51	1743.84	4486.76	3996.30	3560.34
10.5	726.60	2652.09	3850.98	3182.51	1852.83	4377.77	3996.30	3705.66
11	726.60	2652.09	3850.98	3182.51	1780.17	4577.58	3959.97	3687.50
11.5	726.60	2724.75	3923.64	3269.70	1852.83	4450.43	4068.96	3651.17
12	726.60	2724.75	3923.64	3269.70	1798.34	4414.10	4087.13	3651.17
12.5	726.60	2724.75	3923.64	3269.70	1798.34	4414.10	4087.13	3651.17
13	726.60	2543.10	3887.31	3051.72	1689.35	4504.92	3887.31	3487.68
13.5	726.60	2543.10	3887.31	3051.72	1689.35	4504.92	3887.31	3487.68
14	726.60	2543.10	3705.66	3051.72	1580.36	4286.94	3760.16	3451.35
14.5	726.60	2543.10	3705.66	3051.72	1580.36	4286.94	3760.16	3451.35
15	871.92	2543.10	3741.99	3051.72	1689.35	4414.10	3760.16	3433.19
15.5	871.92	2543.10	3741.99	3051.72	1689.35	4414.10	3760.16	3433.19
16	871.92	2579.43	3814.65	3095.32	1780.17	4486.76	3905.48	3324.20
16.5	871.92	2579.43	3814.65	3095.32	1780.17	4486.76	3905.48	3324.20
17	1162.56	2543.10	3814.65	3051.72	1725.68	4359.60	2445.01	3178.88
17.5	1162.56	2543.10	3814.65	3051.72	1725.68	4359.60	2445.01	3178.88
18	1671.18	2543.10	3814.65	3051.72	1743.84	3941.81	3542.18	3106.22
18.5	2216.13	2543.10	3923.64	3051.72	1852.83	3850.98	3843.71	2997.23
19	2470.44	2325.12	3705.66	2790.14	1562.19	3451.35	3451.35	2633.93
19.5	2470.44	1961.82	3487.68	2354.18	1416.87	2960.90	3160.71	2397.78
20	2601.23	1743.84	3269.70	2092.61	1307.88	2797.41	3088.05	2306.96
20.5	2470.44	1489.53	3051.72	1787.44	1198.89	2488.61	2942.73	2125.31
21	2361.45	1453.20	2942.73	1743.84	1108.07	2397.78	2833.74	2034.48
21.5	566.92	1899.20	2834.62	2279.03	1275.58	3146.43	2919.66	2721.24
22	506.18	1695.71	2530.91	2034.85	1138.91	2809.31	2606.84	2429.67
22.5	465.69	1560.05	2328.44	1872.06	1047.80	2584.57	2398.29	2235.30
23	411.69	1379.18	2058.47	1655.01	926.31	2284.91	2120.23	1976.14
23.5	377.95	1266.13	1889.75	1519.36	850.39	2097.62	1946.44	1814.16
0	354.33	1187.00	1771.64	1424.40	797.24	1966.52	1824.79	1700.77

ANEXO 3

RESULTADOS DE LA SIMULACION EN

EL PROGRAMA DPA/G™

PARA ALGUNOS DE LOS PRIMARIOS

ESTUDIADOS

ANTES DEL INGRESO DE LA

SUBESTACION PEREZ GUERRERO

SECTION NAME	LOAD IN SECTION										LOAD TR. SECTION			VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME	
	LET	PH	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CURR	POT	KVA	KVAR	AMPS	CURR	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR		
FEEDER TOTALS:																				
feeder pf = 0.93																				
SANTIAGO	0.1	ABO	1	352	418	37	14	4	0.0	1.0	18	7	2	1	0.0	0.5	96.8	0.0	0.0	SANTIAGO01
BOBOTA	0.1	ABO	1	301	178	18	8	2	0.0	0.9	8	3	1	0	0.0	0.5	96.8	0.0	0.0	BOBOTA
BOGOTAN	0.1	ABL	1	401	0	0	0	0	0.0	0.6	10	4	0	0	0.0	0.5	96.8	0.0	0.0	BOGOTAN01
BOGOTAN01	0.1	ABO	1	401	110	10	4	0	0.0	0.6	8	2	1	0	0.0	0.5	96.8	0.0	0.0	BOGOTAN01
ABUNDIA	0.1	ABO	1	200	20	8	2	0.0	0.7	15	7	2	0	0.0	0.2	96.8	0.0	0.0	ABUNDIA	
ABUNDIA01	0.1	ABO	1	200	0	0	0	0.0	0.2	4	2	0	0	0.0	0.2	96.8	0.0	0.0	ABUNDIA01	
SEGOTA	0.1	AB	1	144	15	0	0	0.0	0.6	15	7	2	0	0.0	0.2	96.8	0.0	0.0	SEGOTA	
SEGURA01	0.1	AB	1	144	200	15	0	0.0	0.5	8	3	1	0	0.0	0.2	96.8	0.0	0.0	SEGURA01	

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
VERZALLES02	0.68	96.12	ARMERGO1	13.30	3.95	2.31	3.02

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
590.2	548.1	218.6	0.93	3.4	2.0	0.1

PROJECT: Scott & Scott 08/27/97 01:47:00
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 10B
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

LINE	SECTION	LOAD	SECTION	LOAD	PF	LOSS	VOLTAGE	PERCENT	LOSSES
SECTION NAME	WT	PH	WT	PH	KVAR	KW	LEVEL	WT	KVAR
FEEDER TOTALS:					feeder pf =	0.93	97.0	4.8	7.0
GUESERAS	1.1	ABC	27344	30	4	0	97.0	1.5	0.5
GUESERAS01	1.1	ABC	27344	30	4	0	97.0	1.5	0.5
120CTJBRRE	1.1	ABC	27344	30	4	0	97.0	1.5	0.5
120CTJBRRE01	1.1	ABC	27344	30	4	0	97.0	1.5	0.5
120CTJBRRE02	1.1	ABC	27344	30	4	0	97.0	1.5	0.5
120CTJBRRE03	1.1	ABC	27344	30	4	0	97.0	1.5	0.5
120CTJBRRE04	1.1	ABC	27344	30	4	0	97.0	1.5	0.5
R0DA	1.1	ABC	26344	175	24	0	96.7	0.3	0.4
R0DA01	1.1	ABC	26344	175	24	0	96.7	0.3	0.4
PLAZA	0.1	ABC	400	75	10	0	96.5	0.0	0.0
R0BLEB	0.1	ABC	400	75	10	0	96.5	0.0	0.0
R0CA02	0.1	ABC	26344	175	24	0	96.5	0.0	0.0
R0CA02	0.1	ABC	26344	175	24	0	96.5	0.0	0.0
R0CA01	0.1	ABC	26344	175	24	0	96.5	0.0	0.0
R0CA01	0.1	ABC	26344	175	24	0	96.5	0.0	0.0
LIDN04	0.1	ABC	3700	114	16	0	96.4	0.0	0.0
LIDN03	0.1	ABC	3700	114	16	0	96.4	0.0	0.0
LIDN02	0.1	ABC	3700	114	16	0	96.4	0.0	0.0
PROBLEB	0.1	ABC	400	150	19	0	96.4	0.0	0.0
PROBLEB01	0.1	ABC	400	150	19	0	96.4	0.0	0.0
PR0BLEB	0.1	ABC	400	150	19	0	96.3	0.0	0.0
PR0BLEB01	0.1	ABC	400	150	19	0	96.3	0.0	0.0
BALDIVIA	0.1	ABC	400	150	19	0	96.3	0.0	0.0
R0CA	0.1	ABC	26344	175	24	0	96.5	0.0	0.0
LIDN05	0.1	ABC	3700	114	16	0	96.5	0.0	0.0
REINA	0.1	ABC	400	150	19	0	96.5	0.0	0.0
PLAZA01	0.1	ABC	400	150	19	0	96.6	0.0	0.0
CARRION	0.1	ABC	600	325	15	0	96.5	0.0	0.0
CARRION01	0.1	ABC	600	325	15	0	96.5	0.0	0.0
TAMAYO	0.1	ABC	600	175	22	0	96.5	0.0	0.0
TAMAYO01	0.1	ABC	600	175	22	0	96.5	0.0	0.0
PLAZA02	0.1	ABC	400	215	29	0	96.6	0.0	0.0
PLAZA01	0.1	ABC	400	225	29	0	96.6	0.0	0.0

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
PERCENT	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
0.87	96.70	GUESERAS01	27.35	8.49	4.82	6.99

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1049.2	978.7	378.1	0.93	8.5	4.8	7.0

PROJECT: Scott & Scott 08/27/97 01:53:28
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 11A
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

FEEDER	SECTION	LINE	LOAD SECTION				LOAD SECTION				VOLTAGE DEFLECT			LOSSES					
			W	KV	AMP	DIST	W	KV	AMP	DIST	PROP	LOSS	LEVEL	W	KV	SECTION NAME			
FEEDER TOTALS:						feeder pt =	3.95	1002	314	98	0		99.4	9.4	11.2				
L1001	1	44	107	10	8	0	0	9.7	102	11	0	0.0	0.8	97.7	0.1	0.1 L1001			
L1002	1	44	118	14	9	0	0	8.1	122	71	17	0.0	0.6	97.5	0.1	0.0 L1002			
L1003	1	44	100	11	1	0	0	1.0	0	0	0	0.0	0.5	97.5	0.0	0.0 L1003			
L1004	1	44	75	8	5	1	0.0	0.4	4	0	0	0.0	0.3	97.3	0.0	0.0 L1004			
L1005	1	44	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	-0.0	0.2	97.5	0.0	0.0 L1005			
SALEGRE	1	44	60	15	0	0	0.0	8.9	95	55	10	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0 SALEGRE		
SALEGRE01	0.1	ABC	60	60	91	84	10	0.0	5.3	47	27	5	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0 SALEGRE01	
SALEGRE02	0.1	ABC	60	60	1	1	0	0.0	0.1	1	0	0	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0 SALEGRE02	
AGUIRRE	1	44	60	14	4	1	0	4.9	61	30	5	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0 AGUIRRE		
AGUIRRE01	0.1	ABC	60	60	47	22	5	0.0	4.2	37	14	3	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0 AGUIRRE01	
NARVAEZ	1	44	2664A	0	0	0	0	18.1	753	191	75	0	0.1	0.8	97.5	0.5	0.7 NARVAEZ		
NARVAEZ01	0.2	ABC	1704A	35	10	6	1	0.0	1.6	29	17	3	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0 NARVAEZ01	
NARVAEZ02	0.0	ABC	1704A	213	24	14	0	0.0	1.1	10	7	1	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0 NARVAEZ02	
VERSALLES	1	44	2664A	0	0	0	0	17.1	749	181	71	0	0.1	0.8	97.5	0.4	0.5 VERSALLES		
VERSALLES01	0.1	ABC	401	147	16	16	0	0.0	1.7	14	9	2	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0 VERSALLES01	
VERSALLES02	0.0	ABC	2664A	0	0	0	0	0.0	16.2	709	137	63	0	0.0	0.8	97.5	0.1	0.2 VERSALLES02	
VERSALLES03	0.1	ABC	1701	75	6	5	1	0.0	21.9	705	134	67	0	0.1	0.9	97.5	0.4	0.4 VERSALLES03	
VERSALLES04	0.1	ABC	1701	150	17	11	0	0.0	19.9	567	113	64	0	0.1	1.0	97.4	0.3	0.3 VERSALLES04	
VERSALLES05	0.0	ABC	1701	251	18	17	0	0.0	20.2	644	98	61	0	0.1	1.1	97.3	0.5	0.6 VERSALLES05	
VERSALLES06	0.1	ABC	1701	107	11	6	1	0.0	13.7	611	79	58	0	0.0	1.1	97.3	0.1	0.1 VERSALLES06	
VERSALLES07	0.1	ABC	1701	0	0	0	0	0.0	17.4	570	54	54	0	0.0	1.1	97.3	0.3	0.3 VERSALLES07	
DAVALOS	1	44	071	0	0	0	0	16.9	497	11	47	0	0.1	1.2	97.2	0.4	0.2 DAVALOS		
HULLCA01	0.1	ABC	1704A	123	14	8	1	0.0	17.5	420	-34	40	0	0.1	1.3	97.1	0.3	0.2 HULLCA01	
HULLCA02	0.1	ABC	1704A	0	0	0	0	0.0	14.4	341	-20	33	0	0.0	1.3	97.1	0.2	0.1 HULLCA02	
PESQUE01	0.1	ABC	401	405	46	27	5	0.0	15.9	554	-132	27	0	0.0	1.3	97.1	0.2	0.1 PESQUE01	
PESQUE02	0.1	ABC	401	0	0	0	0	0.0	14.3	231	-5	22	0	0.1	1.4	97.0	0.1	0.1 PESQUE02	
PESQUE03	A	1	1704	300	kVAR	0.0	ADJUSTED												
PESQUE04	0.1	ABC	401	710	80	47	9	0.0	7.8	88	52	10	0	1.0	1.4	97.0	0.0	0.0 PESQUE04	
10SUB	0.1	ABC	300	420	48	18	5	0.0	0.6	24	14	0	0	0.0	1.4	97.0	0.0	0.0 10SUB	
MARILE	0.1	ABC	101	260	17	13	0	0	1.1	11	7	1	0	0.0	1.4	97.0	0.0	0.0 MARILE	
MARILE01	0.2	ABC	401	71	0	47	5	0	0.9	40	24	4	0	0.0	1.4	97.0	0.0	0.0 MARILE01	
PESQUE	0.3	ABC	201	375	15	13	0	0	0.1	33	19	4	0	0	0.0	1.2	97.1	0.0	0.0 PESQUE
HULLCA03	0.2	ABC	201	125	11	42	8	0	0.4	75	21	4	0	0.0	1.3	97.1	0.0	0.0 HULLCA03	
HULLCA04	0.1	ABC	1704	150	11	11	0	0	0.0	54	25	7	0	0.0	1.2	97.2	0.0	0.0 HULLCA04	
HULLCA	0.2	ABC	1704A	41	41	14	0	0	0.0	21.0	14	7	0	0.0	1.2	97.2	0.0	0.0 HULLCA	
DAVALOS01	0.2	ABC	001	505	59	35	5	0	0	30	19	3	0	0.0	1.1	97.3	0.0	0.0 DAVALOS01	
VERSALLES05	0.1	ABC	1701	117	17	6	1	0.0	0.5	6	4	1	0	0.0	1.1	97.3	0.0	0.0 VERSALLES05	
DARGUEA	0.2	ABC	800	233	26	16	0	0.0	4.2	22	13	2	0	0.0	1.1	97.3	0.0	0.0 DARGUEA	
DARGUEA01	0.1	ABC	800	75	5	5	1	0.0	1.0	4	3	0	0	0.0	1.1	97.3	0.0	0.0 DARGUEA01	
MARCHENA	0.2	ABC	800	100	11	7	1	0.0	1.4	6	3	1	0	0.0	1.1	97.3	0.0	0.0 MARCHENA	
LEONBERG	0.2	ABC	200	222	25	15	0	0.0	1.2	13	7	1	0	0.0	0.9	97.5	0.0	0.0 LEONBERG	
COLON	0.2	ABC	200	105	12	0	1	0.0	0.4	6	4	1	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0 COLON	
LULLCA05	0.1	ABC	100A	170	17	10	0	0	0.6	8	5	1	0	0.0	0.7	97.7	0.0	0.0 LULLCA05	
LULLCA06	0.0	ABC	100A	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.7	97.7	0.0	0.0 LULLCA06	

```

--- VOLTAGE DROP MAXIMUM ---      --- WIRE LOAD MAXIMUM ---      --- LOSS ---
      PERCENT      PERCENT              PERCENT
SECTION NAME  DIRT  LEVEL  SECTION NAME CAPACITY  kVA  kW  kWHR
0001A  1.40  94.77  0001A  1000  14.61  9.40  11.15

```

CONVERGENCE CRITERION: 0.50

```

--- PERCENT WIRE LOAD ---      --- PERCENT CUMULATIVE FEEDER LOSS ---
      PERCENT      PERCENT      PERCENT      PERCENT
SECTION NAME  WIRE LOAD  CUMULATIVE FEEDER LOSS
0001A  1.40  94.77  31.4  1.40  14.6  9.40

```


FEEDER TOTAL NO.	SECTION NAME	LOAD ON SECTION							FEEDER TOTAL							SECTION						
		NO	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA	WVA			
		Feeder total							Feeder total							Feeder total						

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
PERCENT	PERCENT	PERCENT	PERCENT	KVA	KW	KVAR
SECTION NAME	DRCP	LEDEL	SECTION NAME	CAPACITY		
BAQUERIZO	1.98	87.80	MALLORCA	68.80	51.18	11.39

2 iterations, with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1179.4	2815.5	1333.8	0.90	51.2	31.4	40.4

PROJECT: Scott & Scott 08/27/87 02:27:03
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 24F
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

24F		--- LOAD IN SECTION ---								--- LOAD TRFL SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		
SECTION NAME	PH	W	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PF	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME		
FEEDER TOTALS																			
								(feeder pf = 0.91)	2956	1310	312	0	95.0			148.7	199.9		
ELPRADERA	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0.0	74.3	2956	1310	312	0	0.6	0.6	94.4	14.3	19.4	ELPRADERA	
ELPRADERA01	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0.0	74.3	2941	1291	312	0	0.4	1.1	93.9	10.1	17.8	ELPRADERA01	
ELPRADERA02	0.2	ABC	47000	0	0	0	0.0	85.0	2931	1277	312	0	0.4	1.5	93.5	8.2	15.9	ELPRADERA02	
AVREPUBLICA	0.3	ABC	266AA	0	0	0	0.0	74.3	2920	1261	312	0	0.9	2.4	92.6	21.6	29.5	AVREPUBLICA	
AMAZON01	1.1	ABC	266AA	185	82	33	9	0.0	74.3	2860	1215	308	0	1.5	3.9	89.1	80.9	110.0	AMAZON01
NUNES	0.2	ABC	266AA	140	62	25	7	0.0	36.9	1368	544	151	0	0.3	6.2	88.8	3.1	4.2	NUNES
KOREA01	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0.0	15.8	600	238	67	0	0.1	6.2	88.8	0.3	0.4	KOREA01	
INAGUITO03	0.1	ABC	266AA	110	50	21	6	0.0	6.2	107	82	23	0	0.0	6.3	88.7	0.1	0.1	INAGUITO03
NACIONESU	0.1	ABC	1700L	75	33	13	4	0.0	6.5	164	65	19	0	0.0	6.3	88.7	0.0	0.1	NACIONESU
NACIONESU01	0.1	ABC	470AA	330	147	58	16	0.0	4.5	73	29	8	0	0.0	6.3	88.7	0.0	0.0	NACIONESU01
INAGUITO	0.2	ABC	470AA	555	265	105	29	0.0	11.3	233	92	26	0	0.1	6.3	88.7	0.2	0.2	INAGUITO
INAGUITO01	0.1	ABC	2AA	212	94	37	10	0.0	6.2	54	21	6	0	0.0	6.3	88.7	0.0	0.0	INAGUITO01
INAGUITO02	0.2	ABC	2AA	15	7	3	1	0.0	0.4	3	1	0	0	0.0	6.3	88.7	0.0	0.0	INAGUITO02
NUNES01	0.1	ABC	266AA	300	133	53	15	0.0	3.5	67	26	7	0	0.0	6.2	88.8	0.0	0.0	NUNES01
KOREA	0.1	ABC	270AA	1350	600	237	67	0.0	24.7	300	119	33	0	0.1	6.2	88.8	0.2	0.2	KOREA
GONZALES	0.2	ABC	470AA	693	308	122	34	0.0	41.2	1185	471	131	0	0.2	6.1	88.9	2.6	2.9	GONZALES
AMAZON02	0.4	ABC	2 0Jsu	1300	578	229	64	0.0	49.6	739	293	82	0	0.6	6.8	88.2	4.9	2.9	AMAZON02
AMAZON03	0.1	ABC	2 0Jsu	1000	445	176	50	0.0	21.6	223	88	25	0	0.0	6.8	88.2	0.1	0.1	AMAZON03
AMAZON	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.4	92.6	0.0	0.0	AMAZON

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----		--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----			
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
AMAZON03	6.82	88.18	AMAZON01	74.26	247.92	146.68	199.87

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1233.0	2955.7	1310.1	0.91	247.9	146.7	199.9

PROJECT: Scott & Scott 08/27/97 02:33:34
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 32B
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

FEEDER	---- LOAD IN SECTION ----										---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		SECTION NAME
	SECTION NAME	LEN	PHS	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	FDY	KW	KVAR	AMPS	CUST	DRDP	DRDP	LEVEL	KW	KVAR	
FEEDER TOTALS:									feeder pf = 0.88	1726	924	185	0			97.2	48.3	64.5		
SAL32N	0.1	ABC	266AA	45	12	6	1	0.0	43.9	1720	921	184	0	0.2	0.2	97.0	3.2	4.3	SAL32N	
FSALAZAR	1.3	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	43.6	1711	914	183	0	2.6	2.8	94.4	33.4	45.6	FSALAZAR	
FSALAZAR01	1.0	ABC	266AA	730	197	99	21	0.0	47.7	1581	818	173	0	0.3	3.1	94.1	4.0	5.5	FSALAZAR01	
FSALAZAR02	0.3	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	38.6	1480	763	162	0	0.1	3.2	94.0	0.6	0.8	FSALAZAR02	
DESTRUJE	0.1	ABC	266AA	30	8	4	1	0.0	33.6	1475	761	162	0	0.2	3.4	93.8	2.8	3.5	DESTRUJE	
AVECCOLON	0.3	ABC	266AA	170	45	23	5	0.0	21.5	799	411	88	0	0.3	3.7	93.5	1.7	2.4	AVECCOLON	
AVECCOLON01	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.7	93.5	0.0	0.0	AVECCOLON01	
AV6DICIEMBRE01	0.1	ABC	266AA	225	60	31	7	0.0	17.0	620	318	68	0	0.1	3.8	93.4	0.5	0.6	AV6DICIEMBRE01	
AV6DICIEMBRE02	0.2	ABC	266AA	2135	565	290	62	0.0	14.8	283	145	31	0	0.1	3.8	93.4	0.1	0.2	AV6DICIEMBRE02	
BATALLAS	0.1	ABC	600	90	24	12	3	0.0	2.2	12	5	1	0	0.0	3.8	93.4	0.0	0.0	BATALLAS	
AV6DICIEMBRE	0.1	ABC	266AA	472	125	64	14	0.0	3.3	62	32	7	0	0.0	3.7	93.5	0.0	0.0	AV6DICIEMBRE	
CAMANIG	0.1	ABC	270AA	100	26	14	3	0.0	25.3	634	325	70	0	0.1	3.5	93.7	0.7	0.5	CAMANIG	
IGNACIO	0.2	ABC	2 CUsL	362	95	49	11	0.0	26.6	509	261	56	0	0.2	3.7	93.5	1.0	0.6	IGNACIO	
IGNACIO01	0.1	ABC	4 CUsL	425	113	58	12	0.0	12.5	148	76	16	0	0.1	3.8	93.4	0.1	0.0	IGNACIO01	
ORELLANASUB	0.4	ABC	2 CUsL	345	91	47	10	0.0	4.4	46	23	5	0	0.0	3.8	93.4	0.0	0.0	ORELLANASUB	
LINCOLN	0.1	ABC	4 CUsL	967	256	131	28	0.0	15.7	128	66	14	0	0.0	3.8	93.4	0.1	0.0	LINCOLN	
IGNACIO02	0.2	ABC	2 CUsL	240	64	33	7	0.0	3.0	32	16	3	0	0.0	3.5	93.7	0.0	0.0	IGNACIO02	

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----		--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----			
SECTION NAME	DRDP	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
AV6DICIEMBRE02	3.84	93.36	SAL32N	43.95	80.58	48.34	64.47

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1957.8	1726.0	924.0	0.88	80.6	48.3	64.5

ANEXO 4

RESULTADOS DE LA SIMULACION EN
EL PROGRAMA DPA/GTM
PARA ALGUNOS DE LOS PRIMARIOS
ESTUDIADOS
DESPUES DEL INGRESO DE LA
SUBESTACION PEREZ GUERRERO

PROJECT: Scott & Scott 08/26/97 22:44:41
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 9A
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SECTION NAME	LCT	LINE	CODE	LEAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME		
				VA	VB	VAF	AMPS	DIST	POT	VA	KVAR	AMPS	DIST	DRIP	DRPF	LEVEL		W	KVAR
FEEDER TOTALS																			
							feeder pt =	0.90	454	131	46	0			97.0	1.3	1.7		
ARMERO	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0.0	11.0	454	131	46	0	0.0	0.0	97.0	1.1	0.1	ARMERO	
ARMER001	0.1	ABC	266AA	45	1	4	1	0.0	11.0	441	129	46	0	0.1	0.1	97.1	0.2	0.3	ARMER001
UNIVER	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	10.7	444	126	46	0	0.1	0.1	97.2	0.1	0.1	UNIVER
UNIVER01	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	9.5	378	158	46	0	0.0	0.2	97.1	0.1	0.1	UNIVER01
CANADA	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	9.1	376	149	38	0	0.1	0.2	97.1	0.3	0.4	CANADA
JANEIRO	0.1	ABC	266AA	45	10	4	1	0.0	0.2	5	2	0	0	0.0	0.2	97.1	0.0	0.0	JANEIRO
JANEIRO01	0.1	ABC	266AA	105	27	11	3	0.0	8.9	357	140	36	0	0.0	0.2	97.0	0.1	0.1	JANEIRO01
JANEIRO02	0.1	ABC	266AA	20	3	3	1	0.0	8.2	356	137	34	0	0.0	0.3	97.0	0.1	0.1	JANEIRO02
JANEIRO03	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	8.0	332	132	34	0	0.0	0.3	97.0	0.0	0.1	JANEIRO03
VENEZUEL	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	9.1	0	0	0	0	-0.0	0.0	97.0	0.0	0.0	VENEZUEL
JANEIRO04	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.1	3	1	0	0	0.0	0.3	97.0	0.0	0.0	JANEIRO04
JANEIRO05	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.2	97.0	0.0	0.0	JANEIRO05
AMERICA	0.1	AB	200	15	3	1	0	0.0	0.2	2	1	0	0	0.0	0.2	97.0	0.0	0.0	AMERICA
VENEZUELO1	0.1	ABC	17000	75	16	6	2	0.0	10.8	321	127	32	0	0.0	0.4	96.9	0.1	0.1	VENEZUELO1
VENEZUELO2	0.0	ABC	17000	0	0	0	0	0.0	7.5	329	91	23	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	VENEZUELO2
VENEZUELO3	0.1	ABC	17001	75	16	6	2	0.0	7.5	221	88	23	0	0.0	0.4	96.9	0.1	0.1	VENEZUELO3
VENEZUELO4	0.0	ABC	200	0	0	0	0	0.0	4.8	108	43	11	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	VENEZUELO4
ASUNCION03	0.1	ABC	800	50	11	4	1	0.0	5.1	65	26	7	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	ASUNCION03
ASUNCION04	0.1	ABC	8 Cds.	275	39	20	3	0.0	5.0	30	12	3	0	0.0	0.5	96.8	0.0	0.0	ASUNCION04
ASUNCION02	0.1	ABC	500	175	38	15	4	0.0	3.2	19	7	2	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	ASUNCION02
SANTIAGO	0.1	BC	17001	75	16	6	2	0.0	3.5	90	34	10	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	SANTIAGO
SANTIAGO01	0.1	ABC	17001	415	89	35	9	0.0	2.9	45	18	5	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	SANTIAGO01
BOGOTA	0.1	ABC	400	175	35	15	4	0.0	2.1	19	7	2	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	BOGOTA
BOGOTA01	0.0	ABC	400	0	0	0	0	0.0	2.6	46	18	5	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	BOGOTA01
BOGOTA02	0.1	ABC	400	0	0	0	0	0.0	2.6	46	18	5	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	BOGOTA02
MEXICO	0.1	ABC	400	75	16	6	2	0.0	0.9	5	2	1	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	MEXICO
BOGOTA03	0.1	ABC	400	25	5	2	1	0.0	1.7	27	11	3	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	BOGOTA03
EEUL	0.1	ABC	400	113	24	10	2	0.0	1.4	10	5	1	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	EEUL
ASUNCION	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.9	10	9	2	0	0.0	0.2	97.1	0.0	0.0	ASUNCION
ASUNCION01	0.0	ABC	266AA	100	22	9	2	0.0	0.5	11	4	1	0	0.0	0.2	97.1	0.0	0.0	ASUNCION01
SEGURO	0.1	AB	200	15	3	1	0	0.0	3.9	45	18	7	0	0.0	0.1	97.2	0.0	0.0	SEGURO
SEGURO01	0.1	AB	200	40	17	7	0	0.0	3.6	22	9	3	0	0.0	0.2	97.1	0.0	0.0	SEGURO01

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT	SECTION NAME	PERCENT	VA	W	KVAR
ASUNCION04	0.46	ARMER001	10.95	2.10	1.29	1.50

2 iteration(s), with convergence criteria of 0.50

SUM CUMULATIVE FEEDER LOAD				SUM CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
VA	W	KVAR	EFF	VA	W	KVAR
403.0	454.0	110.5	0.97	2.1	1.3	1.7

PROJECT: Scott & Scott 08/26/97 23:57:15
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 10B
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SECTION NAME	LOAD IN SECTION				LOAD PER BELTIDA				VOLTAGE PERCENT				LOSSES	
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	PF	DFOP	DRDF	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:					517	198	51	0	98.2	0.1	1.4			
QUESERAS	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	QUESERAS
QUESERAS01	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	QUESERAS01
120CTUBRE0	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	120CTUBRE0
120CTUBRE01	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	120CTUBRE01
120CTUBRE02	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	120CTUBRE02
120CTUBRE03	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	120CTUBRE03
120CTUBRE04	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	120CTUBRE04
ROCA	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	ROCA
ROCA01	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	ROCA01
PLAZA	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	PLAZA
ROBLES	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	ROBLES
ROCA02	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	ROCA02
PLAZA01	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	PLAZA01
CARRION	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	CARRION
CARRION01	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	CARRION01
TAMAYO	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	TAMAYO
TAMAYO01	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	TAMAYO01
PLAZA02	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	PLAZA02
PLAZA03	11	4.1	3.6	0.9	10.8	3.9	3.1	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	PLAZA03

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
TAMAYO01	0.35	QUESERAS01	14.05	1.63	0.98	1.36

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
516.9	196.4	51.0	0.98	1.7	1.0	1.4

PROJECT: Scott & Scott 08/27/97 00:09:04
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 11A
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SECTION NAME	LEN	PHS	COND	VA	KW	KVAR	AMPS	DLBT	PF	KVA	KVAR	AMPS	DLBT	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:																			
									feeder pf =	0.96	1187	355	117	0		97.4	11.1	12.1	
LAISLA	0.7	ABC	250AA	8	1	1	0	0.0	07.7	1185	355	116	0	0.0	0.8	96.6	7.6	10.4	LAISLA
ULLDA04	0.1	ABC	170AA	204	89	26	9	0.0	3.2	44	13	4	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	ULLDA04
ULLDA	0.1	ABC	170AA	113	50	15	5	0.0	34.4	776	227	77	0	0.2	1.0	96.4	1.2	0.7	ULLDA
ULLDA01	0.1	ABC	170AA	129	57	17	6	0.0	23.3	512	150	51	0	0.2	1.1	96.3	0.9	0.5	ULLDA01
VIRREYES	0.1	ABC	600	100	44	13	4	0.0	3.7	22	6	2	0	0.0	1.2	96.2	0.0	0.0	VIRREYES
ULLDA02	0.1	ABC	170AA	75	33	10	3	0.0	1.4	17	5	3	0	0.0	1.1	96.3	0.0	0.0	ULLDA02
ULLDA03	0.1	ABC	170AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.1	96.3	0.0	0.0	ULLDA03
SALEGRE	0.1	ABC	600	25	11	3	1	0.0	33.5	400	117	40	0	0.2	1.3	96.1	0.7	0.2	SALEGRE
SALEGRE01	0.1	ABC	600	802	755	114	35	0.0	32.6	215	63	21	0	0.1	1.4	96.0	0.2	0.1	SALEGRE01
SALEGRE02	0.1	ABC	600	25	38	11	4	0.0	3.1	19	5	2	0	0.0	1.4	96.0	0.0	0.0	SALEGRE02
AGUIRRE	0.2	ABC	600	60	27	8	3	0.0	17.3	197	57	19	0	0.2	1.1	96.3	0.3	0.1	AGUIRRE
AGUIRRE01	0.1	ABC	600	417	183	53	16	0.0	15.1	92	27	9	0	0.0	1.2	96.2	0.0	0.0	AGUIRRE01
NARVAEZ	0.1	ABC	250AA	0	0	0	0	0.0	6.8	287	84	28	0	0.0	0.8	96.6	0.1	0.1	NARVAEZ
NARVAEZ01	0.2	ABC	170AA	65	38	11	4	0.0	5.6	112	33	11	0	0.0	0.9	96.5	0.0	0.0	NARVAEZ01
NARVAEZ02	0.0	ABC	170AA	210	93	27	9	0.0	4.0	47	14	5	0	0.0	0.9	96.5	0.0	0.0	NARVAEZ02
VERSALLES	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	3.7	156	46	15	0	0.0	0.9	96.5	0.0	0.0	VERSALLES
VERSALLES01	0.1	ABC	400	247	109	32	11	0.0	6.0	55	16	5	0	0.0	0.9	96.5	0.0	0.0	VERSALLES01
VERSALLES02	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.9	96.5	0.0	0.0	VERSALLES02
COLON	0.2	ABC	27000	105	47	14	5	0.0	1.3	23	7	2	0	0.0	0.9	96.5	0.0	0.0	COLON
COLON01	0.0	ABC	27000	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.9	96.5	0.0	0.0	COLON01

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES			
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
SALEGRE02	1.41	95.99	ULLDA	34.44	16.43	11.08	12.13

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
1238.7	1186.7	355.0	0.96	16.4	11.1	12.1	

PROJECT: Scott & Scott 08/27/97 09:31:20
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 12A
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

LINE	SECTION NAME	TYPE	PHS	LNAC	VA	WB	VAR	AMPS	COST	FCR	HW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP	LEVEL	VA	KVAR	SECTION NAME
	FEEDER 12A																99.9	75.2	44.5	
	MALLORCA	0.1	ABC	288AA	0	0	0	0.0	0.00	2950	1458	302	0	0.0	0.0	99.8	0.8	10.4	MALLORCA	
	SIMPUSGA	0.1	ABC	600	120	30	1	4	0.0	11.0	112	54	11	0	0.1	0.4	99.8	0.1	1.0	SIMPUSGA
	SIMPUSGA01	0.1	ABC	600	120	41	20	5	0.0	4.1	24	11	2	0	0.0	0.4	99.8	0.0	0.0	SIMPUSGA01
	DEVILLA	0.1	ABC	600	120	47	20	5	0.0	4.0	24	11	2	0	0.0	0.4	99.8	0.0	0.0	DEVILLA
	MALLORCA01	0.1	ABC	288AA	144	37	29	5	0.0	58.8	2788	1371	236	0	0.3	0.8	99.8	5.4	7.0	MALLORCA01
	MADRI	0.1	ABC	600	120	71	15	3	0.0	10.4	129	62	12	0	0.1	0.7	99.2	0.1	0.0	MADRI
	MADRI01	0.1	ABC	600	758	110	55	12	0.0	9.7	57	17	6	0	0.0	0.7	99.2	0.1	0.0	MADRI01
	MADRI02	0.1	ABC	288AA	0	0	0	0	0.0	61.8	2608	1278	259	0	0.2	0.8	99.1	3.9	5.3	MADRI02
	LUGO	0.1	ABC	376AA	0	0	0	0	0.0	11.5	347	168	36	0	0.0	0.8	99.1	0.1	0.1	LUGO
	LUGO03	0.1	ABC	276AA	100	32	15	3	0.0	10.4	298	144	31	0	0.1	0.9	99.0	0.1	0.1	LUGO03
	LUGO04	0.1	APL	2AA	50	12	14	3	0.0	3.0	38	18	4	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	LUGO04
	LUGO05	0.1	ABC	2AA	75	24	11	2	0.0	1.4	12	6	1	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	LUGO05
	VALLADOLID	0.1	ABC	370AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	VALLADOLID
	VALLADOLID01	0.1	ABC	500	195	62	30	6	0.0	19.7	199	95	20	0	0.2	1.1	98.8	0.4	0.1	VALLADOLID01
	TOLEDO	0.1	ABC	600	285	90	44	9	0.0	14.4	120	59	13	0	0.1	1.2	98.7	0.2	0.0	TOLEDO
	TOLEDO01	0.1	ABC	600	185	58	28	5	0.0	5.0	29	14	3	0	0.0	1.2	98.7	0.0	0.0	TOLEDO01
	TOLEDO02	0.1	ABC	600	60	15	9	2	0.0	1.6	9	5	1	0	0.0	1.2	98.7	0.0	0.0	TOLEDO02
	BARCELONA	0.1	ABC	600	105	33	16	2	0.0	2.9	17	8	2	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	BARCELONA
	LUGO01	0.1	ABC	500	263	80	40	9	0.0	13.3	114	55	12	0	0.0	0.8	99.1	0.1	0.0	LUGO01
	LUGO02	0.1	ABC	500	190	32	15	3	0.0	2.7	16	8	2	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	LUGO02
	SIMPUSGA02	0.1	ABC	600	0	0	0	0	0.0	3.5	41	20	4	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	SIMPUSGA02
	PONTEVEDRA	0.1	ABC	600	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	PONTEVEDRA
	PONTEVEDRA01	0.1	ABC	170AA	130	41	20	4	0.0	1.8	21	10	2	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	PONTEVEDRA01
	MADRI03	0.1	ABC	288AA	175	55	27	5	0.0	51.5	2671	1316	213	0	0.5	1.3	98.8	8.3	11.3	MADRI03
	MADRI04	0.1	ABC	288AA	375	118	57	12	0.0	47.6	1876	912	194	0	0.2	1.5	98.4	1.3	3.2	MADRI04
	ANDALUCIA	0.1	ABC	400	75	24	11	2	0.0	7.6	121	59	13	0	0.0	1.5	98.4	0.1	0.0	ANDALUCIA
	BALEA	0.1	ABC	2AA	345	109	53	11	0.0	6.3	55	26	5	0	0.0	1.6	98.3	0.0	0.0	BALEA
	MADRI05	0.1	ABC	288AA	210	66	32	7	0.0	41.4	1645	800	170	0	0.2	1.7	98.2	3.0	4.1	MADRI05
	ISABEL	0.1	ABC	270AA	110	35	17	4	0.0	21.3	538	261	56	0	0.1	1.9	98.0	0.7	0.5	ISABEL
	ISABEL01	0.1	ABC	270AA	1645	520	252	54	0.0	20.0	260	126	27	0	0.1	1.9	98.0	0.1	0.1	ISABEL01
	ISABEL02	0.1	ABC	500	10	3	2	0	0.0	24.8	286	138	30	0	0.3	2.0	97.9	0.8	0.2	ISABEL02
	CAMANO	0.1	ABC	500	50	16	8	2	0.0	1.4	3	4	1	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	CAMANO
	CAMANO01	0.1	ABC	500	50	16	8	2	0.0	23.2	260	126	27	0	0.1	2.1	97.8	0.4	0.1	CAMANO01
	ANDALUCIA01	0.1	ABC	2AA	145	46	22	5	0.0	2.7	23	11	2	0	0.0	2.1	97.8	0.0	0.0	ANDALUCIA01
	ANDALUCIA02	0.1	ABC	600	105	33	16	3	0.0	17.8	189	92	20	0	0.1	2.3	97.6	0.3	0.1	ANDALUCIA02
	ANDALUCIA03	0.1	ABC	500	545	170	80	18	0.0	15.0	86	42	9	0	0.0	2.3	97.6	0.0	0.0	ANDALUCIA03
	MADRI06	0.1	ABC	288AA	45	14	7	1	0.0	18.9	759	368	79	0	0.1	1.8	98.1	0.5	0.7	MADRI06
	BOCECOT	0.1	ABC	400	195	62	30	6	0.0	7.6	31	15	3	0	0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	BOCECOT
	MADRI07	0.1	ABC	288AA	0	0	0	0	0.0	17.0	589	334	72	0	0.0	1.9	98.0	0.1	0.2	MADRI07
	BOCECOT01	0.1	ABC	288AA	500	190	61	20	0.0	4.1	95	46	10	0	0.0	1.9	98.0	0.0	0.0	BOCECOT01
	BOCECOT02	0.1	ABC	288AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.9	98.0	0.0	0.0	BOCECOT02
	FOCH	0.1	ABC	288AA	120	38	18	4	0.0	10.4	481	233	50	0	0.1	1.9	98.0	0.2	0.3	FOCH
	TAMAY	0.1	ABC	288AA	100	32	15	3	0.0	2.4	81	39	8	0	0.0	1.9	98.0	0.0	0.0	TAMAY
	WILSON	0.1	ABC	288AA	100	32	15	3	0.0	1.1	49	24	5	0	0.0	1.9	98.0	0.0	0.0	WILSON
	WILSON01	0.1	ABC	288AA	100	32	15	3	0.0	0.8	17	8	2	0	0.0	1.9	98.0	0.0	0.0	WILSON01

LIA	--- OAD IN SECTION ---				--- LOAD TRFL SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --							
SECTION NAME	LINE	TYPE	LOAD	KVA	PF	KVAR	AMPS	LOSS	WATT	KVAR	AMPS	LOSS	DRPF	DRPF	LEVEL	PA	KVAR	SECTION NAME	
FEEDER TOTALS:																			
									2953	1453	102	0			99.9	35.2	44.1		
FED001	0.1	ABC	60L	45	14	7	1	0	7.9	37	41	9	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	FED001
FED002	0.1	ABC	60L	240	76	37	8	0.0	8.6	36	18	4	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	FED002
TAMAY01	1.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	6.8	175	133	29	0	0.0	1.9	98.0	0.1	0.1	TAMAY01
GARCI	1.1	ABC	40L	45	14	7	1	0.0	9.8	7	3	1	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	GARCI
TAMAY02	1.1	ABL	266AA	195	57	45	13	0.0	5.5	214	194	22	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.1	TAMAY02
BAGUERIZO	0.1	ABL	266AA	100	30	15	7	0.0	0.8	18	8	2	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	BAGUERIZO
BAGUERIZO01	0.1	ABC	60L	5	1	0	0	0.0	11.8	108	68	14	0	0.1	2.0	97.9	0.1	0.0	BAGUERIZO01
BAGUERIZO02	0.1	ABC	60L	770	117	57	12	0.0	10.1	58	28	6	0	0.1	2.0	97.9	0.0	0.0	BAGUERIZO02
LEONIDAS	0.1	ABC	60L	67	21	9	2	0.0	1.6	9	5	1	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	LEONIDAS
TOLEDO03	0.1	ABC	60L	75	24	11	2	0.0	5.0	72	45	10	0	0.1	1.4	98.5	0.1	0.0	TOLEDO03
TOLEDO04	0.1	ABC	60L	150	47	21	5	0.0	4.1	14	11	2	0	0.0	1.4	98.5	0.0	0.0	TOLEDO04
GALAVIS	0.1	ABC	60L	105	30	15	3	0.0	2.9	17	9	2	0	0.0	1.4	98.5	0.0	0.0	GALAVIS

----- VOLTAGE DRPF MAXIMUM -----		--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----			
SECTION NAME	DRPF	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
ANEDALUCIA03	2.36	97.60	MALLORCA	71.93	56.78	35.23	44.57

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
3293.3	2953.1	1457.7	0.90	56.8	35.2	44.5

PROJECT: Scott & Scott 08/27/97 01:01:13
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 24F
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

24F	---- LOAD IN SECTION ----				---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --							
	DEPTH	PHS	DIAN	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	DRPF	DRPF	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME					
FEEDER TOTALS:				feeder pf =	0.91	3956	1764	417			98.3	204.6	281.7						
ELPRADERA	0.1	ABC	256AA	0	0	0	0.0	98.0	1966	1764	417	0	0	0.0	74.8	18.8	24.7	ELPRADERA	
ELPRADERA01	0.1	ABC	266AA	45	21	8	0.0	99.1	3701	1726	416	0	0.0	1.4	93.9	18.0	24.5	ELPRADERA01	
ELPRADERA02	0.1	ABC	4100U	0	0	0	0.0	98.7	3990	1697	414	0	0.0	1.0	90.4	14.9	28.1	ELPRADERA02	
AVREREBELICA	0.1	ABC	0-6-6	60	100	92	0.0	98.7	3760	1607	401	0	0.0	1.2	7.1	92.1	19.9	48.1	AVREREBELICA
AMAZON01	0.1	ABC	266AA	131	174	61	0.0	92.0	3120	1335	737	0	0.0	1.9	7.0	88.3	97.4	102.7	AMAZON01
NUNES01	0.1	ABC	266AA	14	65	26	0.0	91.1	472	581	164	0	0.0	1.0	7.3	83.0	0.9	4.3	NUNES01
KOREA01	0.1	ABC	266AA				0.0	100.0	666	267	74	0	0.0	1.1	7.4	87.9	0.4	0.5	KOREA01
INAGUITO03	0.1	ABC	266AA	110	56	27	0.0	7.5	251	100	26	0	0.0	1.0	7.4	87.9	0.1	0.1	INAGUITO03
NACIONES01	0.1	ABC	1700A	180	70	28	0.0	9	199	76	21	0	0.0	0.0	7.4	87.9	0.1	0.1	NACIONES01
NACIONES02	0.1	ABC	1700A	10	10	61	0.0	4.6	77	36	9	0	0.0	0.0	7.4	87.9	0.0	0.0	NACIONES02
INAGUITO	0.1	ABC	4700A	17	179	10	0.0	12.0	245	97	27	0	0.0	0.1	7.4	87.9	0.2	0.2	INAGUITO
INAGUITO01	0.1	ABC	2AA	212	99	39	0.0	6.6	57	22	6	0	0.0	0.0	7.5	87.8	0.0	0.0	INAGUITO01
INAGUITO02	0.1	ABC	2AA	15	7	3	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	0.0	7.5	87.8	0.0	0.0	INAGUITO02
NUNES01	0.1	ABC	266AA	300	140	55	0.0	1.7	70	28	8	0	0.0	0.0	7.3	88.0	0.0	0.0	NUNES01
KOREA	0.1	ABC	2700A	1330	630	249	0.0	16.2	315	125	35	0	0.0	0.1	7.4	87.9	0.3	0.2	KOREA
GONZALES	0.2	ABC	4700A	763	387	142	0.0	44.7	1162	502	141	0	0.0	0.3	7.3	88.0	3.0	3.3	GONZALES
AMAZON02	0.4	ABC	2 266A	1300	697	240	0.0	52.6	776	308	87	0	0.0	0.7	7.9	87.4	5.5	3.3	AMAZON02
AMAZON03	0.1	ABC	2 266A	1000	467	185	0.0	22.9	234	92	26	0	0.0	0.1	8.0	87.3	0.1	0.1	AMAZON03
AMAZON	0.1	ABC	266AA	830	411	162	0.0	10.5	205	81	22	0	0.0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	AMAZON

---- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	DRPF	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
AMAZON02	7.98	87.32	ELPRADERA01	99.18	348.15	204.55	281.72

1 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
4331.8	3956.2	1764.5	0.91	348.2	204.6	281.7

PROJECT: Scott & Scott 08/27/97 01:06:09
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 328
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

328	LOAD IN SECTION								LOAD TRF. SECTION				VOLT-GE PERCENT			LOSSES			
	SECTION NAME	PH	DEF	CONF	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PF	KVA	KVAR	AMPS	COST	DROP	DEPR	LEVEL	KW	KVAR
FEEDER TOTALS:								(feeder pf = 0.92)				97.4			89.9 120.1				
SALZON	0.1	ABC	266AA	45	10	8	1	0.0	61.1	2511	1069	257	0	0.2	0.3	97.3	6.1	8.4	SALZON
FSALAZAR	0.0	ABC	266AA	75	16	8	2	0.0	60.9	2491	1052	255	0	3.4	3.7	93.9	64.5	87.9	FSALAZAR
FSALAZAR01	0.2	ABC	266AA	1730	378	138	41	0.0	60.5	2281	866	232	0	0.4	4.1	93.5	7.4	10.0	FSALAZAR01
AV12OCTUBRE	0.3	ABC	266AA	245	52	27	6	0.0	1.4	57	13	3	0	0.0	4.1	97.5	0.0	0.0	AV12OCTUBRE
FSALAZAR02	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	49.7	1991	735	207	0	0.1	4.2	93.4	1.0	1.4	FSALAZAR02
DESTRUGE	0.1	ABC	266AA	30	7	3	1	0.0	44.1	1775	632	185	0	0.5	4.4	92.1	3.7	5.0	DESTRUGE
AVECCLON	0.3	ABC	266AA	170	37	19	4	0.0	30.3	1216	350	124	0	0.3	4.3	92.5	2.5	4.8	AVECCLON
AVECCLON01	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	13.1	556	19	55	0	0.0	4.8	92.8	0.0	0.0	AVECCLON01
AVECCLON02	0.0	ABC	470AA	0	0	0	0	0.0	15.2	556	19	55	0	0.0	4.8	92.8	0.1	0.1	AVECCLON02
AVECCLON03	0.4	ABC	270CU	365	80	40	9	0.0	13.4	450	-34	45	0	0.1	4.9	92.7	0.7	0.9	AVECCLON03
AVECCLON04	0.1	ABC	270CU	50	11	5	1	0.0	6.8	177	-171	24	0	-0.0	4.8	92.7	0.1	0.1	AVECCLON04
AVECCLON05	0.2	ABC	270CU	140	31	15	3	0.0	6.7	15	-122	12	0	-0.0	4.9	92.7	0.0	0.0	AVECCLON05
AVECCLON05	ABC CAPACIT'DF 300 KVAR (258 ADJUSTED)																		
AVAMAZONAS	0.3	ABC	2 0U5U	646	141	70	16	0.0	6.8	70	35	8	0	0.0	5.0	92.6	0.0	0.0	AVAMAZONAS
JLMERAO1	0.1	ABC	170AA	1042	227	113	25	0.0	10.9	114	57	13	0	0.0	4.9	92.7	0.0	0.0	JLMERAO1
JLMERA	0.0	ABC	170AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	4.9	92.7	0.0	0.0	JLMERA
YANEZ	0.3	ABC	60L	300	65	33	7	0.0	6.0	33	16	4	0	0.0	4.8	92.8	0.0	0.0	YANEZ
AV6DICIEMBRE01	0.1	ABC	266AA	225	49	24	5	0.0	14.0	510	254	56	0	0.1	4.8	92.8	0.3	0.4	AV6DICIEMBRE01
AV6DICIEMBRE02	0.2	ABC	266AA	2135	466	232	51	0.0	12.2	233	116	26	0	0.1	4.9	92.7	0.1	0.1	AV6DICIEMBRE02
BATALLAS	0.1	ABC	60V	90	20	10	2	0.0	1.8	10	5	1	0	0.0	4.8	92.8	0.0	0.0	BATALLAS
AV6DICIEMBRE	0.1	ABC	266AA	472	103	51	11	0.0	2.7	52	26	6	0	0.0	4.8	92.8	0.0	0.0	AV6DICIEMBRE
DAMANIO	0.1	ABC	270AA	100	22	11	2	0.0	21.7	523	260	57	0	0.1	4.5	93.1	0.5	0.4	DAMANIO
IGNACIO	0.2	ABC	2 0U5U	362	79	39	9	0.0	21.9	419	209	46	0	0.2	4.7	92.9	0.7	0.4	IGNACIO
IGNACIO01	0.1	ABC	4 0U5U	425	93	46	10	0.0	10.3	122	61	13	0	0.0	4.7	92.9	0.1	0.0	IGNACIO01
ORELLANASUB	0.4	ABC	2 0U5U	345	75	37	8	0.0	3.6	38	19	4	0	0.0	4.8	92.8	0.0	0.0	ORELLANASUB
LINCOLN	0.1	ABC	4 0U5U	967	211	105	23	0.0	12.9	106	53	12	0	0.0	4.7	92.9	0.0	0.0	LINCOLN
IGNACIO02	0.2	ABC	2 0U5U	240	52	26	6	0.0	2.5	26	13	3	0	0.0	4.5	93.1	0.0	0.0	IGNACIO02
FSALAZAR03	0.1	ABC	266AA	925	202	100	22	0.0	5.3	101	50	11	0	0.0	4.2	93.4	0.0	0.0	FSALAZAR03

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
AVAMAZONAS	4.96	SALZON	61.12	149.41	88.93	120.07

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
2737.9	2511.2	1069.0	0.92	149.4	88.9	120.1

PROJECT: Scott & Scott 08/27/97 01:20:31
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 53C
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SEC	LOAD IN SECTION										VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
	LEAD	PHS	COND	KVA	KVAR	AMPS	DIST	FEET	KVA	KVAR	AMPS	DIST	DRPF	DRPF	LEVEL	KVA	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:																		
feeder pt = 0.921 1710 713 178 0 95.5 17.4 14.0																		
SALIDAS	0.1	ABC	2 W 00	0	0	0	0.0	49.5	1718	713	178	0	0.1	0.1	95.5	1.4	1.6	SALIDAS
VERSALLESF5	0.2	ABC	1 W 00	117	30	17	0.0	57.5	17.1	710	177	0	0.5	0.6	95.1	7.1	7.3	VERSALLESF5
DAVALOS	0.1	ABC	1 W 00	0	0	0	0.0	52.0	1298	411	122	0	0.2	0.8	94.8	2.4	1.5	DAVALOS
HULLCA02	0.1	ABC	1 W 00	100	30	18	0.0	49.5	1039	574	112	0	0.2	1.0	94.5	2.3	1.4	HULLCA02
HULLCA03	0.1	ABC	1 W 00	0	0	0	0.0	39.8	301	457	92	0	0.2	1.0	94.4	1.4	0.9	HULLCA03
PSOSUB01	0.1	ABC	4 W 00	405	110	62	0.0	41.2	819	247	19	0	0.2	1.7	94.7	1.0	0.4	PSOSUB01
SGREGORIO	0.1	ABC	4 W 00	0	0	0	0.0	34.4	554	215	62	0	0.2	1.5	94.1	1.1	0.4	SGREGORIO
SGREGORIO01	0.1	ABC	4 W 00	711	190	109	0.0	19.0	210	119	24	0	0.1	1.5	94.0	0.2	0.1	SGREGORIO01
10SUB	0.1	ABC	2 W 00	420	114	55	0.0	5.5	57	32	6	0	0.0	1.8	94.0	0.0	0.0	10SUB
MURILLO	0.1	ABC	2 W 00	282	55	31	0.0	2.7	27	16	3	0	0.0	1.5	94.1	0.0	0.0	MURILLO
MURILLO01	0.2	ABC	4 W 00	710	192	109	0.0	12.0	95	55	11	0	0.1	1.8	94.0	0.1	0.0	MURILLO01
FGCSUB	0.2	ABC	2 W 00	575	156	89	0.0	7.6	78	44	9	0	0.1	1.2	94.4	0.0	0.0	FGCSUB
HULLDASUB	0.2	ABC	2 W 00	525	189	95	0.0	8.2	88	48	9	0	0.0	1.0	94.6	0.0	0.0	HULLDASUB
HULLCA01	0.1	ABC	1 W 00	190	51	29	0.0	10.2	142	-54	15	0	0.0	0.8	94.8	0.1	0.0	HULLCA01
HULLCA01 ABC CAPACITOR 300 KVAR (270 ADJUSTED)																		
HULLCA	0.2	ABC	1 W 00	430	116	66	0.0	5.8	58	33	5	0	0.0	0.9	94.7	0.0	0.0	HULLCA
DAVALOS01	0.2	ABC	2 W 00	525	142	81	0.0	6.9	71	40	6	0	0.0	0.6	95.0	0.0	0.0	DAVALOS01
VERSALLESF4	0.1	ABC	1 W 00	0	0	0	0.0	12.2	242	195	38	0	0.0	0.6	95.0	0.1	0.1	VERSALLESF4
DARQUEA	0.2	ABC	8 W 00	233	67	36	0.0	10.3	32	29	6	0	0.0	0.6	95.0	0.0	0.0	DARQUEA
DARQUEA01	0.1	ABC	3 W 00	75	20	12	0.0	2.5	10	6	1	0	0.0	0.6	95.0	0.0	0.0	DARQUEA01
VERSALLESF3	0.0	ABC	1 W 00	113	31	17	0.0	9.7	243	138	27	0	0.0	0.6	95.0	0.0	0.0	VERSALLESF3
MARCHENA	0.2	ABC	8 W 00	160	27	15	0.0	3.3	14	8	2	0	0.0	0.6	95.0	0.0	0.0	MARCHENA
VERSALLESF2	0.1	ABC	1 W 00	250	68	38	0.0	7.2	167	95	19	0	0.0	0.7	94.9	0.1	0.1	VERSALLESF2
VERSALLESF1	0.1	ABC	1 W 00	195	53	30	0.0	4.8	107	61	12	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	VERSALLESF1
LODRERO	0.2	ABC	2 W 00	222	60	34	0.0	2.9	30	17	3	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	LODRERO
VERSALLESF	0.1	ABC	1 W 00	75	20	12	0.0	0.7	10	6	1	0	0.0	0.7	94.9	0.0	0.0	VERSALLESF

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
10SUB	1.59	94.01	VERSALLESF5	57.50	22.32	17.38	14.01	

2 iterations with convergence criteria of 0.001

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	EFF	KVA	KW	KVAR	
1860.1	1716.1	712.7	0.921	11.3	17.4	14.1	

PROJECT: Scott & Scott 12/23/97 22:33:10
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 53F
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
				KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME	
FEEDER TOTALS:																			
SALPG	0.2	ABC	3/0CU	0	0	0	0	0.0	85.1	3430	1462	357	0	0.5	0.5	95.1	13.6	18.5	SALPG
MLARREA01	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	73.2	1940	1187	307	0	0.2	1.1	94.5	4.0	5.8	MLARREA01
MLARREA02	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	70.5	1927	1171	298	0	0.2	1.4	94.2	4.2	8.5	MLARREA02
ZANTIAGO	0.1	ABC	001	350	170	70	15	0.0	61.0	66	35	7	0	1.0	1.4	94.2	0.0	0.0	ZANTIAGO
MLARREA03	0.2	ABC	266AA	300	105	55	12	0.0	57.0	2645	1020	276	0	0.5	1.0	93.6	12.6	17.1	MLARREA03
EGANEIRO	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	45.7	1851	591	190	0	0.1	2.1	93.5	2.0	3.1	EGANEIRO
JLARREA	0.1	ABC	001	0	0	0	0	0.0	32.6	1848	587	190	0	0.1	2.0	93.4	0.0	1.4	JLARREA
JLARREA01	0.1	ABC	200	0	0	0	0	0.0	82.6	1844	585	190	0	0.2	2.5	93.1	4.1	2.8	JLARREA01
JLARREA02	0.1	ABC	200	100	70	37	8	0.0	56.5	1224	388	126	0	0.2	2.7	92.9	0.8	1.9	JLARREA02
JLARREA03	0.2	ABC	200	170	45	24	5	0.0	51.0	1115	459	119	0	0.5	3.2	92.4	5.2	3.5	JLARREA03
JLARREA00		ABC	CAPACITOR 30																
ARENASSUB01	0.2	ABC	2 CUsu	392	312	164	35	0.0	24.5	347	183	39	0	0.1	3.3	92.0	0.5	0.3	ARENASSUB01
ARENASSUB02	0.2	ABC	2 CUsu	545	191	100	21	0.0	9.3	95	50	11	0	0.0	3.3	92.0	0.0	0.0	ARENASSUB02
ARENASSUB	0.2	ABC	2 CUsu	1220	427	224	48	0.0	23.5	371	195	42	0	0.1	3.3	92.0	0.6	0.3	ARENASSUB
AMERICASUB	0.3	ABC	2 CUsu	225	79	41	9	0.0	7.7	112	62	13	0	0.1	3.4	92.2	0.1	0.1	AMERICASUB
CHECASUB	0.1	ABC	2 CUsu	225	79	41	9	0.0	3.1	39	21	4	0	0.0	3.4	92.2	0.0	0.0	CHECASUB
RFRIO	0.1	ABC	600	138	45	25	5	0.0	4.5	24	13	3	0	0.0	2.7	92.9	0.0	0.0	RFRIO
BAIRES	0.0	ABC	1/0CL	30	10	6	1	0.0	0.4	5	3	1	0	0.0	2.5	93.1	0.0	0.0	BAIRES
BAIRES01	0.1	ABC	1/0CL	45	15	8	2	0.0	15.5	552	231	60	0	0.1	2.5	93.1	0.3	0.3	BAIRES01
BAIRES01		ABC	CAPACITOR 150																
MLARREA05	0.1	AB	1/0CL	0	0	0	0	0.0	19.3	531	290	59	0	0.1	2.6	93.0	0.0	0.3	MLARREA05
RFRIO05	0.0	ABC	1/0 CU	712	249	171	29	0.0	18.9	401	211	45	0	0.1	2.7	92.9	0.5	0.5	RFRIO05
IEZSUB	0.1	ABC	1/0 CU	790	276	145	31	0.0	9.9	138	73	15	0	0.0	2.8	92.8	0.1	0.1	IEZSUB
BAIRES02	0.1	ABC	1/0CU	50	17	9	2	0.0	0.6	9	5	1	0	0.0	2.5	93.1	0.0	0.0	BAIRES02
RJANEIRO01	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.1	93.5	0.0	0.0	RJANEIRO01
RJANEIRO02	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	18.2	692	364	77	0	0.0	2.0	93.5	0.2	0.2	RJANEIRO02
RJANEIRO03	0.0	ABC	266AA	160	55	29	5	0.0	1.5	29	15	3	0	0.0	2.0	93.5	0.0	0.0	RJANEIRO03
SALINAS	0.1	ABC	1 CU	156	90	47	10	0.0	22.7	591	311	65	0	0.1	2.1	92.5	0.4	1.4	SALINAS
OBOSOTA	0.1	ABC	4 CUsu	375	131	69	15	0.0	8.1	56	34	7	0	0.0	2.1	93.5	0.0	0.0	OBOSOTA
SALINAS01	0.1	ABC	1/0CL	0	0	0	0	0.0	14.8	415	218	45	0	0.0	2.1	93.5	0.1	0.2	SALINAS01
CARACAS	0.1	ABC	4 CUsu	875	306	161	34	0.0	19.8	153	89	17	0	0.0	2.2	93.4	0.1	0.0	CARACAS
SALINAS02	0.0	ABC	1/0CL	156	51	28	5	0.0	0.9	82	43	9	0	0.0	2.1	93.5	0.0	0.0	SALINAS02
SALINAS03	0.1	ABC	2 CUsu	156	55	29	5	0.0	2.7	28	15	3	0	0.0	1.1	93.5	0.0	0.0	SALINAS03
MLARREA04	0.1	ABC	266AA	100	35	18	4	0.0	0.9	17	9	2	0	0.0	2.0	93.6	0.0	0.0	MLARREA04
AZUNCIÓN	0.1	ABC	600	301	101	55	12	0.0	9.5	43	22	5	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	AZUNCIÓN
PORTOVIEJO	0.1	ABC	600	105	37	19	4	0.0	3.3	18	10	2	0	0.0	0.9	94.7	0.0	0.0	PORTOVIEJO
PORTOVIEJO01	0.1	ABC	600	125	44	23	5	0.0	33.9	351	194	38	0	0.2	1.1	94.5	0.7	0.2	PORTOVIEJO01
PORTOVIEJO02	0.1	ABC	600	208	97	44	5	0.0	7.6	42	22	5	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	PORTOVIEJO02
VERZALLES	0.1	ABC	600	257	87	46	10	0.0	8.0	44	23	5	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	VERZALLES
VERZALLES01	0.1	ABC	600	200	70	37	8	0.0	14.4	122	64	13	0	0.1	1.1	94.5	0.1	0.0	VERZALLES01
VERZALLES02	0.1	ABC	600	250	87	46	10	0.0	8.0	44	23	5	0	0.0	1.1	94.5	0.0	0.0	VERZALLES02

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	PERCENT	KVA	KW	KVAR
CHECASUB	0.42	92.18	MLARREA	85.1%		105.19	62.05	80.47

2 iterations with convergence criteria of 0.00

PIZARRA	0.1 AED	60L	208	50	75	6	0.0	4.8	21	10	0	0	4.8	91.7	0.0	0.0	PIZARRA
NUEVEDOSBRE01	0.1 AED	2 00L	218	51	88	6	0.0	5.8	187	79	18	0	4.7	91.3	0.0	0.1	NUEVEDOSBRE02
NUEVEDOSBRE02	0.1 ABC	2 00L	75	17	8	0	0.0	4.5	8	4	0	0	4.3	91.3	0.0	0.0	NUEVEDOSBRE03

FEEDER TOTALS:	SECTION NAME	TYPE	WIRE	CONN	PH	WVA	WVA	AMPS	CUST	POW	PH	WVA	AMPS	CUST	VOLTAGE DROP	PERCENT	LEVEL	WVA	KVAR	SECTION NAME
								feeder pf =	0.92	3784	1652	396	0			95.6	144.8	189.8		
	VEINTIMILLA	0.1 AED	60L	175	40	18	4	0.0	3.7	20	10	0	0	0.0	4.3	91.7	0.0	0.0	0.0	VEINTIMILLA
	VEINTIMILLA01	0.1 AED	60L	363	80	40	9	0.0	7.7	40	20	5	0	0	4.4	91.3	0.0	0.0	0.0	VEINTIMILLA01
	AVCOLON01	0.1 AED	2 00L	118	27	10	3	0.0	1.6	38	18	4	0	0	4.0	91.4	0.0	0.0	0.0	AVCOLON01
	AVCOLON02	0.1 AED	2 00L	105	24	11	3	0.0	0.7	10	5	1	0	0.0	4.2	91.4	0.0	0.0	0.0	AVCOLON02
	AVCOLON	0.1 AED	2 00L	150	35	15	4	0.0	1.1	17	8	2	0	0.0	4.1	91.4	0.0	0.0	0.0	AVCOLON
	LUISCORDE02	0.1 AED	2 00L	95	20	10	2	0.0	1.2	50	24	0	0	0.0	3.8	91.6	0.0	0.0	0.0	LUISCORDE02
	LUISCORDE03	0.2 ABC	2 00L	120	30	14	6	0.0	1.6	28	12	0	0	0.0	3.8	91.8	0.0	0.0	0.0	LUISCORDE03
	LUISCORDE	0.1 ABC	2 00L	250	60	30	9	0.0	7.7	210	100	23	0	0.0	3.6	92.0	0.1	0.1	0.1	LUISCORDE
	LUISCSUB	0.1 ABC	1 00L	745	171	81	18	0.0	6.1	36	41	9	0	0.0	3.6	92.0	0.0	0.0	0.0	LUISCSUB
	MERCADILLO	0.2 ABC	8 00L	325	75	35	8	0.0	9.1	37	18	4	0	0.0	3.2	92.4	0.0	0.0	0.0	MERCADILLO
	VEINTIMILLA	0.1 ABC	8 00L	960	221	105	24	0.0	28.9	110	52	12	0	0.0	3.0	92.6	0.0	0.0	0.0	VEINTIMILLA
	JERONIMO	0.1 AED	60L	305	70	30	8	0.0	5.4	35	17	4	0	0.0	2.2	93.4	0.0	0.0	0.0	JERONIMO
	JERONIMO01	0.0 ABC	60L	60	14	7	1	0.0	1.2	7	3	1	0	0.0	2.2	93.4	0.0	0.0	0.0	JERONIMO01
	VRRUCA	0.1 ABC	2 00L	110	25	12	3	0.0	1.2	17	6	1	0	0.0	2.0	93.6	0.0	0.0	0.0	VRRUCA

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES			
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
SALBADOR01	5.9%	88.64	SALIDAE01	94.3%	238.75	144.78	189.84

2 iterations with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
4130.9	3784.0	1562.2	0.92	238.7	144.8	189.8

PROJECT: Scott & Scott 12/23/97 22:29:27
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 53D
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

FEEDER	SECTION NAME	L-T-F	--- LOAD IN SECTION ---						--- LOAD TRF. SECTION ---				--- VOLTAGE PERCENT ---			--- LOSS ---	
			WVA	KVA	AMPS	PF	WVA	KVA	AMPS	PF	DROP	DROP	LEVEL	WVA	KVA	SECTION NAME	
FEEDER TOTAL			Free	1492	4036	1797	441	0			91.5	43.5	75.1				
	SALIDAD	ABC	700	0	0	0	0	0	0	0	95.0	11.1	15.0	SALIDAD			
	SALIDAD01	ABC	700	0	0	0	0	0	0	95.0	11.1	15.0	SALIDAD01				
	LIPIANO	ABC	100	500	275	105	15	0	0	94.7	0.1	0.0	LIPIANO				
	LIPIANO01	ABC	100	500	275	105	14	0	0	94.8	0.0	0.0	LIPIANO01				
	DIECIDOCHO	ABC	0	0	0	0	0	0	0	94.4	7.9	17.5	DIECIDOCHO2				
	DIECIDOCHO01	ABC	0	0	0	0	0	0	0	94.2	4.5	5.3	NUEVEOCHO				
	NUEVEOCHO	ABC	100	150	45	245	50	0	0	94.1	0.3	0.1	100SE				
	NUEVEOCHO01	ABC	100	150	45	245	50	0	0	94.1	0.3	0.1	100SE				
	NUEVEOCHO02	ABC	0	0	0	0	0	0	0	93.9	4.7	5.5	NUEVEOCHO2				
	PROBLESA	ABC	400	1145	450	244	50	0	0	93.0	0.0	0.0	PROBLESA				
	PROBLESA01	ABC	400	0	0	0	0	0	0	93.0	0.0	0.0	PROBLESA01				
	NUEVEOCHO02	ABC	0	0	0	0	0	0	0	93.0	1.0	1.0	NUEVEOCHO2				
	NUEVEOCHO03	ABC	0	0	0	0	0	0	0	93.0	1.0	1.0	NUEVEOCHO3				
	NUEVEOCHO04	ABC	0	0	0	0	0	0	0	93.0	1.0	1.0	NUEVEOCHO4				
	PASAGE	ABC	600	362	144	77	15	0	0	93.0	0.0	0.0	PASAGE				
	PASAGE01	ABC	600	445	177	85	20	0	0	92.5	0.0	0.0	PASAGE01				
	NUEVEOCHO04	ABC	1000	370	170	71	15	0	0	93.0	0.3	0.4	NUEVEOCHO4				
	BEINTIMILLA	ABC	300	375	140	80	17	0	0	93.0	0.0	0.0	BEINTIMILLA				
	BEINTIMILLA01	ABC	300	550	119	117	24	0	0	93.0	0.0	0.0	BEINTIMILLA01				
	NUEVEOCHO05	ABC	2000	190	76	40	8	0	0	93.0	0.0	0.0	NUEVEOCHO05				
	VIENTE	ABC	600	295	117	63	13	0	0	92.8	0.0	0.0	VIENTE				
	NUEVEOCHO06	ABC	1000	170	680	164	75	0	0	94.3	0.4	0.2	NUEVEOCHO6				
	TRANDOSE	ABC	2000	385	153	82	17	0	0	94.4	0.0	0.0	TRANDOSE				
	DIECIDOCHO01	ABC	2500	0	0	0	0	0	0	94.4	0.3	0.9	DIECIDOCHO01				
	DIECIDOCHO02	ABC	2500	705	280	150	31	0	0	94.7	0.5	1.0	DIECIDOCHO02				
	DIECIDOCHO03	ABC	2500	0	0	0	0	0	0	94.1	0.0	0.2	DIECIDOCHO03				
	VICTORIA	ABC	4000	0	0	0	0	0	0	94.2	0.0	0.0	VICTORIA				
	VICTORIA01	ABC	4000	1575	111	100	65	0	0	94.2	0.0	0.1	VICTORIA01				

--- VOLTAGE DROP ANALYSIS ---		--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		--- LOSSES ---		
SECTION NAME	PERCENT	SECTION NAME	PERCENT	WVA	KVA	KVAR
BEINTIMILLA01	13.49	SALIDAD01	104.99	29.70	43.50	75.05

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

--- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD ---				--- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES ---		
WVA	KVA	KVAR	PF	WVA	KVA	KVAR
4600.1	4235.3	1792.9	0.92	29.4	43.5	75.1

ANEXO 5

SECCIONES POR PRIMARIO
CARGA INSTALADA, DEMANDA Y
MICROAREA
DE LOS PRIMARIOS DESPUES DEL
INGRESO DE LA SUBESTACION
PEREZ GUERRERO

CARGA				CARGA				CARGA				CARGA			
SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO
	KVA	KVA	AREA		KVA	KVA	AREA		KVA	KVA	AREA		KVA	KVA	AREA
PRIMARIO 9A				GUATEMALA02	123	78.71	B2	ARMER03	200	96.38	C3	RITHER	0	0.00	B3
ARMERO	0	0.00	C3	GUATEMALA03	0	0.00	B2	SOTO	113	54.71	C3	RITHER01	100	26.42	B3
ARMER001	45	10.77	C3	NICARAGUA	150	96.80	B2	BOLIVIA	0	0.00	C3	RITHER02	50	13.42	B3
UNIVER	0	0.00	C3	NUEVAY03	0	0.00	C2	BOLIVIA01	85	40.82	C3	OCCIDENTA	95	25.08	B3
UNIVER01	0	0.00	C3	NUEVAY04	0	0.00	C2	SOTO01	113	54.71	C3	OCCIDENTA01	30	8.06	B3
CANADA	0	0.00	C2	NUEVAY05	100	63.95	C2	UNIVERSITARIA	1260	608.68	C3	OCCIDENTA02	50	13.42	B3
JANEIRO	45	10.77	C2	GALAPAGOS	0	0.00	C2	CANAD	45	21.95	C3	RITHER03	30	8.06	B3
JANEIRO01	125	29.15	C2	GALAPAGOS01	45	29.07	C2	UNIVERSITARIA01	75	35.85	B3	AQUILES	50	13.42	B3
JANEIRO02	30	8.71	C2	PANAMA03	75	48.30	B1	NICARAGU	30	13.88	B2	LAGASCA10	60	16.12	B3
JANEIRO03	0	0.00	C2	GUATEMALA04	0	0.00	C2	NICARAGU01	30	13.89	B2	RITHER05	0	0.00	B3
VENEZUEL	0	0.00	C2	CUENCA	0	0.00	C2	NICARAGU02	0	0.00	B2	MIMBELA	95	25.08	B3
JANEIRO04	0	0.00	C2	CUENCA01	75	48.30	C1	MONTEVIDEO	75	35.85	B2	LAGASCA	75	19.72	B3
JANEIRO05	0	0.00	C2	IPIALES	100	63.95	B1	MONTEVIDEO01	45	21.95	B2	LIZARASU01	75	19.72	B3
AMERICA	15	3.18	C2	CARCHI02	60	38.47	C2	MONTEVIDEO02	50	24.19	B2	LAGASCA09	0	0.00	B3
VENEZUEL01	75	17.09	C2	GUATEMALA05	0	0.00	C2	MONTEVIDEO03	0	0.00	B2	LAGASCA10	60	16.12	B3
VENEZUEL02	0	0.00	C2	GUATEMALA06	50	32.85	C2	MONTEVIDEO04	150	72.20	B2	RITHER06	120	31.76	B3
VENEZUEL03	75	17.09	C2	GUATEMALA07	0	0.00	C2	TEGUCIGALPA02	45	21.95	B2	BERRUTIETA	25	8.71	B3
VENEZUEL04	0	0.00	C2	MATOVELLE	75	48.30	C2	TEGUCIGALPA03	45	21.95	B2	BERRUTIETA01	0	0.00	B3
ASUNCION03	50	11.70	C2	MATOVELLE01	10	6.71	C2	CASTILLO	0	0.00	B2	OCCIDENTA03	25	8.71	B3
ASUNCION04	275	63.32	C2	VENEZUELA03	150	96.80	C2	CASTILLO01	45	21.95	B2	ANTENAS	0	0.00	B3
ASUNCION02	175	40.85	C2	MATOVELLE02	15	9.85	C2	CASTILLO02	45	21.95	B2	ANTENAS01	125	33.12	A3
SANTIAGO	75	17.09	C2	VENEZUELA04	100	63.95	C2	TAPI	150	72.20	B2	ANTENAS02	0	0.00	A3
SANTIAGO01	415	95.63	C2	VENEZUELA05	45	29.07	C2	HAITI	45	21.95	B2	ANTENAS08	55	14.76	A3
BOGOTA	175	40.85	C2	VENEZUELA06	60	38.47	C2	HAITI01	75	35.85	B2	ANTENAS03	0	0.00	A3
BOGOTA01	0	0.00	C2	DAVILA	75	48.30	C2	MORGAN	0	0.00	B2	ANTENAS05	0	0.00	B3
BOGOTA02	0	0.00	C2	ANTE	0	0.00	C2	MARTINEZ	75	35.85	B2	ANTENAS06	300	79.26	B3
MEXICO	75	17.09	C2	ANTE01	520	334.09	C2	PINEDA	0	0.00	B2	ANTENAS07	15	3.81	B3
BOGOTA03	25	5.36	C2	BENALCAZAR	0	0.00	C2	BOMBONA	0	0.00	B2	ANTENAS04	25	6.71	B3
EEUU	113	28.00	C2	BENALCAZAR01	75	48.30	C2	TEGUCIGALPA	113	54.71	B2	ATACAME	45	11.66	B3
ASUNCION	0	0.00	C3	CARCHI	75	48.30	C2	TEGUCIGALPA01	100	48.37	B2	LAGASCA01	100	26.42	B3
ASUNCION01	100	23.77	C3	CARCHI01	75	48.30	C2	ARMER04	100	48.37	B3	LAGASCA02	188	49.24	B3
SEGURO	15	3.18	C3	BENALCAZAR02	0	0.00	C1	ARMER05	0	0.00	B3	LAGASCA03	233	61.77	B3
SEGURO01	200	46.24	C3	GALAPAGOS02	200	128.36	C1	ARMER06	0	0.00	B3	PALACIOS	75	19.72	B3
PRIMARIO 9C				BENALCAZAR03	238	152.96	C1	ARMER07	0	0.00	B3	PALACIOS01	30	8.06	B3
ARUNICA	0	0.00	C3	ESMERALDAS	113	72.01	C1	SALGADO	45	21.95	B3	LAGASCA04	0	0.00	B3
BUENOSA	0	0.00	C2	GALAPAGOS03	450	289.38	C1	SALGADO01	118	56.94	B3	LEYTON	75	19.72	B3
BUENOSA05	90	38.47	C2	BUENOSA01	0	0.00	C2	ELORO	113	54.71	B3	LEYTON01	30	8.06	B3
BUENOSA06	100	63.95	C2	BUENOSA02	100	63.95	C2	STAROSA	113	54.71	B3	LEYTON02	1525	402.89	B3
NUEVAY	100	63.95	C2	BUENOSA03	0	0.00	C2	STAROSA01	113	54.71	B3	LAGASCA05	100	26.42	B3
NUEVAY01	75	48.30	C2	BUENOSA04	100	63.95	C2	PRIMARIO 9E				LAGASCA06	158	41.18	B3
PANAMA	0	0.00	C2	URUGUAY	50	32.85	C2	BOLIVI	375	99.36	B3	LAGASCA07	390	102.96	B3
RIOFRIO	113	72.01	C2	VENEZUELA	0	0.00	C2	BOLIVI01	0	0.00	B3	LAGASCA08	140	36.72	B3
RIOFRIO01	75	48.30	C2	VENEZUELA02	155	99.30	C2	ESALGADO	140	36.72	B3	ELISLA	113	30.02	B3
PANAMA01	75	48.30	C2	PRIMARIO 9D				BOLIVI02	50	13.42	B3	ELISLA01	150	39.82	B3
HABANA	75	48.30	C2	SALIDA	0	0.00	C3	PASAJEE	38	10.30	B3	ELISLA02	1537	406.48	B3
PANAMA02	100	63.95	C2	ARMER	0	0.00	C3	BOLIVI03	0	0.00	B3	MENESES	38	10.30	B3
GUATEMALA	0	0.00	C2	ARMER01	45	21.95	C3	PASAJED	150	39.82	B3	RECALDE	0	0.00	B3
GUATEMALA01	0	0.00	C2	ARMER02	100	48.37	C3	BOLIVI04	0	0.00	B3	RECALDE01	150	39.82	B3

CARGA				CARGA				CARGA				CARGA			
SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO
	KVA	KVA	AREA		KVA	KVA	AREA		KVA	KVA	AREA		KVA	KVA	AREA
SORILLA	90	24.19	B3	PRIMARIO 10D				DIAZDELA03	150	58.19	B4	SANPEDRO02	180	72.01	C5
ESPINA	75	19.72	B3	DELMEDIO	0	0.00	D2	DIAZDELA04	90	35.11	B4	SANPEDRO03	230	91.71	C5
LIZARASU	83	21.95	B3	PAZMINO	700	109.79	D2	DAMIAN	65	25.30	B4	SANPEDRO04	45	17.89	C5
CENTRAL	275	72.07	B3	DOCE01	25	4.12	D2	DAMIAN01	90	35.11	A5	SANPEDRO05	312	124.81	C5
PRIMARIO 10B				TARQU	75	11.70	D2	DAMIAN02	163	63.57	A5	SANPEDRO06	75	29.97	C5
QUESERAS	30	4.24	D2	TARQU01	130	20.25	C2	DAMIAN04	88	34.79	A5	SANPEDRO07	150	59.93	C5
QUESERAS01	0	0.00	D2	TARQU02	775	121.49	C2	DAMIAN06	0	0.00	A5	SANPEDRO08	100	39.81	C5
12OCTUBRE	1280	198.07	D3	DOCE02	1000	157.54	D2	DAMIAN08	220	85.70	A5	SANPEDRO09	75	29.97	C5
12OCTUBRE01	0	0.00	D3	DOCE	30	4.47	D2	DAMIAN09	75	29.73	A5	SANPEDRO10	125	49.66	C5
12OCTUBRE02	795	123.07	D3	CULTURA03	0	0.00	D2	DAMIAN10	1100	430.73	A5	RUMIPAMBA	0	0.00	D5
12OCTUBRE03	300	46.69	D3	CULTURA04	30	4.47	D2	DAMIAN07	15	6.32	A5	10AGOST006	110	44.28	D5
12OCTUBRE04	100	15.56	D3	CULTURA05	120	18.97	D2	DAMIAN05	88	34.79	A5	10AGOST007	440	175.80	D5
ROCA	185	29.00	D3	CULTURA06	375	58.52	D2	DAMIAN03	63	24.35	A5	RUMIPAMBA01	45	17.89	D5
ROCA01	0	0.00	D3	CULTURA	0	0.00	D2	LASO	0	0.00	B4	RUMIPAMBA01	45	17.89	C5
PLAZA	75	11.31	D3	CULTURA02	262	41.44	D2	BARTOCA05	138	54.08	B4	RUMIPAMBA02	90	36.25	C5
ROBLES	90	14.14	D3	CULTURA01	262	41.44	D2	BARTOCA06	93	36.06	B4	ULO	105	42.05	C4
ROCA02	370	57.31	D3	PRIMARIO 11A				ALCOCER	45	18.03	B4	ANDAGOYA	120	47.42	C4
PLAZA01	200	30.41	D3	LAISLA	5	2.24	C4	ARCOS	50	18.97	B4	ANDAGOYA01	0	0.00	C4
CARRION	275	42.45	D3	ULLOA04	200	92.72	C4	VALDERRAMA01	220	85.70	C4	ANDAGOYA02	203	80.96	C4
CARRION01	50	7.81	D3	ULLOA	113	52.20	C4	SANGABRIEL	75	29.73	C5	ULO01	175	69.78	C4
TAMAYO	190	29.00	D3	ULLOA01	128	59.48	C4	SANTILLAN	250	97.41	C5	MURGEON02	163	65.31	C4
TAMAYO01	157	24.76	D3	VIRREYES	100	45.88	C4	SANTILLAN01	290	113.22	C5	MURGEON01	285	114.06	C4
PLAZA02	215	33.24	D3	ULLOA02	75	34.48	C4	MIRANDA	75	29.73	C5	ISLA01	75	29.97	C4
PLAZA03	225	34.66	D3	ULLOA03	0	0.00	C4	MIRANDA01	175	68.62	C5	MADRID	75	29.97	C4
PRIMARIO 10C				SALEGRE	25	11.40	C4	MIRANDA02	300	117.32	C5	ISLA02	45	17.89	C4
QMEDIO	100	28.79	D2	SALEGRE01	802	369.92	C4	MIRANDA03	262	102.79	C5	ISLA03	0	0.00	C4
NOGUCHE	30	8.54	D2	SALEGRE02	85	39.56	C4	SANGABRIEL01	0	0.00	B5	GABRIEL	110	44.28	C4
QMEDIO01	800	233.15	D2	AGUIRRE	60	28.16	C4	SANGABRIEL02	0	0.00	B5	ISLA04	0	0.00	C5
QMEDIO02	0	0.00	D2	AGUIRRE01	413	190.52	C4	SANGABRIEL03	1375	538.57	B5	SAMBIA	315	126.14	C5
QMEDIO03	330	95.86	D2	NARVAEZ	0	0.00	C4	JESUS	450	175.84	B5	SAMBIA01	185	73.82	C5
COLOMBIA	255	74.33	D2	NARVAEZ01	85	39.56	C4	BARTOCA03	175	68.62	B4	SAMBIA02	100	39.81	C5
COLOMBIA01	110	31.95	D2	NARVAEZ02	210	96.84	C4	BARTOCA04	105	41.11	B4	SAMBIA03	45	17.89	C5
TARQUI	100	28.79	D2	VERSALLES	0	0.00	C4	VILLAVICENCIO	138	54.08	B4	SAMBIA04	200	79.62	C5
MONTALVO	150	43.66	D2	VERSALLES01	247	113.60	C4	PRIMARIO 11C				SAMBIA05	217	86.33	C5
TARQUI01	105	30.68	D2	VERSALLES02	0	0.00	C4	UTRERAS	30	12.08	C4	SAMBIA06	135	54.13	C5
TARQUI02	235	68.01	D2	COLON	105	49.04	C4	ISLA	0	0.00	C4	CAICEDO	0	0.00	C4
SUBTE	1630	475.45	D2	COLON01	0	0.00	C4	LASCASAS	100	39.81	C4	CAICEDO01	113	45.19	C4
SUBTE01	525	153.10	C2	PRIMARIO 11B				LASCASAS01	125	49.66	C4	CASTILLA03	275	109.59	C4
SUBTE02	527	153.10	D2	UTRER	0	0.00	C4	LASCASAS02	545	217.85	C4	MURGEON	80	32.20	C4
SUBTE03	1000	291.34	D2	BARTOCA	45	18.03	C4	8/10/E397	130	51.89	D4	CASTILLA02	325	129.28	C4
SUBTE04	525	153.10	C2	UTRER01	45	18.03	C4	10AGOSTO01	263	105.12	D4	ACUNA	113	45.19	C4
SUBTE05	557	162.59	C2	BARTOCA01	25	9.49	C4	10AGOSTO02	530	212.05	D5	ACUNA01	188	75.15	C4
SUBTE06	475	138.24	C2	UGARTE	150	58.19	C4	10AGOSTO03	235	93.94	D5	SELVAA	45	17.89	C4
SUBTE07	345	100.90	D2	SELVAAL	45	18.03	C4	10AGOSTO04	30	12.08	D5	CUBA	75	29.97	C4
SUBTE08	405	117.99	D2	BARTOCA02	65	25.30	C4	10AGOSTO07	145	57.70	D5	SELVAA01	0	0.00	C4
HOSPITALM	975	284.07	D2	VALDERRAMA	100	39.22	C4	BAYAS	120	47.42	D5	PARAGUAY	90	36.25	C4
				DIAZDELA	120	46.49	B4	SANPEDRO	240	96.18	C5	SELVAA02	0	0.00	C4
				DIAZDELA02	250	97.41	B4	SANPEDRO01	180	72.01	C5	CARVAJAL	90	36.25	C4

CARGA				CARGA				CARGA				CARGA			
SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO
KVA	KVA	AREA	KVA	KVA	KVA	AREA	KVA	KVA	KVA	AREA	KVA	KVA	KVA	AREA	AREA
CARVAJAL01	50	20 12	C4	MADRI	100	35.34	E3	LEONIDAS	60	21 02	D3	GUAPULO12	0	0 00	F4
SELVAA03	0	0 00	C4	MADRI01	358	125 67	E3	TOLEDO03	75	26 40	E3	GUAPULO13	125	39 82	F4
CASTILLA	150	59 93	C4	MADRI02	0	0 00	E3	TOLEDO04	150	52 33	E3	LARREA07	120	38 95	E4
CASTILLA01	75	29 97	C4	LUGO	0	0 00	E3	GALAVIS	105	36 87	E3	LARREA02	10	3 61	E4
LEON	75	29 97	C4	LUGO03	100	35 34	E3	PRIMARIO 12B				LARREA01	25	8 06	E3
LEON01	30	12 08	C4	LUGO04	90	31 30	E3	CORUNA	0	0 00	E3	STUBEL	60	19 24	E4
PRIMARIO 11D				LUGO05	75	26 40	E3	SALAZAR01	0	0 00	E3	SANIGNACIO	100	31 76	E4
LAI SL	0	0 00	C4	VALLADOLID	0	0 00	E3	SALAZAR02	200	64 88	E3	SANIGNACIO01	175	56 82	E4
LAI SL01	0	0 00	C4	VALLADOLID01	195	68 88	E3	DOCEOCTU	200	64 88	E3	SANIGNACIO02	240	77 41	E4
ALBORNOZ	0	0 00	C4	TOLEDO	285	100 18	E3	DOCEOCTU01	150	48 76	E4	SANIGNACIO03	990	319 95	E4
ALBORNOZ01	0	0 00	C4	TOLEDO01	185	64 40	E3	DOCEOCTU02	0	0 00	E4	ORELLANA02	2200	711 10	E4
ALBORNOZ02	100	70 88	C4	TOLEDO02	60	21 02	E3	DOCEOCTU03	0	0 00	E4	LARREA04	85	27 29	E4
ALBORNOZ03	100	70 88	B4	BARCELONA	105	36 67	E3	LARREA03	113	36 24	E4	ORELLANA	100	31 76	E4
MUNIVE	125	88 60	B4	LUGO01	263	92 14	E3	LARREA05	20	6 71	E4	ORELLANA01	100	31 76	E4
ESPINAR	113	79 12	B4	LUGO02	100	35 34	E3	LARREA06	45	14 76	E4	ORELLANA03	357	115 00	E4
ALBORNOZ04	135	94 92	B4	GUIPUZOA02	0	0 00	E3	GUAPULO	40	12 53	E4	ORELLANA04	150	48 76	E4
ALBORNOZ05	30	20 88	B4	PONTEVEDRA	0	0 00	E3	GUAPULO01	45	14 76	F4	TOLED	422	138 47	E4
ALBORNOZ06	45	31 32	B4	PONTEVEDRA01	130	45 62	E3	GUAPULO02	15	4 47	F4	TOLEDO01	140	45 65	E4
ALBORNOZ07	160	112 64	B4	MADRI03	175	61 27	E3	GUAPULO03	120	38 95	F4	TOLEDO2	112	36 24	E4
ALBORNOZ08	100	70 88	B4	MADRI04	375	131 05	E3	GUAPULO04	0	0 00	F4	SALAZAR	45	14 76	E3
ALBORNOZ09	30	20 88	B4	ANDALUCIA	75	26 40	E3	GUAPULO14	30	10 30	F4	LARREA	60	19 24	E3
ALBORNOZ10	151	106 32	A4	GALICIA	345	121 20	E3	GUAPULO15	30	10 30	F4	MIMBELLA	112	36 24	E3
SEMANATE	0	0 00	B4	MADRI05	210	73 35	E3	GUAPULO18	0	0 00	F4	MIMBELLA02	75	24 19	E3
SEMANATE01	30	20 88	B4	ISABEL	110	38 91	E3	GUAPULO20	40	12 53	F4	MIMBELLA01	75	24 19	E3
SEMANATE02	123	86 40	B4	ISABEL01	1645	577 84	E3	GUAPULO21	25	8 06	F4	PRIMARIO 12D			
OCCIDENTAL	35	25 00	B4	ISABEL02	10	3 61	E3	GUAPULO22	40	12 53	F4	VIZCAYA	0	0 00	E3
QUEZADA	75	53 16	B4	CAMANO	50	17 89	E3	MONTE	0	0 00	F4	CORDERO	450	368 98	E3
TERAN	0	0 00	B4	CAMANO01	50	17 89	E3	MONTE01	0	0 00	F4	CORDERO01	325	266 56	E3
TERAN01	90	63 60	B4	ANDALUCIA01	145	50 99	E3	MONTE03	0	0 00	F4	CORDERO02	250	204 39	D3
TERAN02	75	53 16	B4	ANDALUCIA02	105	36 67	E3	MONTE04	10	3 61	F4	CORDERO03	240	196 79	D3
TERAN03	50	35 44	B4	ANEDALUCIA03	545	190 98	E3	MONTE05	15	4 47	F4	CORDERO04	213	174 43	D3
ATACAMES	100	70 88	B4	MADRI06	45	15 65	E3	MONTE06	40	12 53	F4	PRIMARIO 24A			
SARAVIA	195	137 36	B4	DOCEOCT	195	68 88	D3	MONTE07	0	0 00	F4	MINIAGRI	1300	329 05	D5
LIZARAZU	75	53 16	B4	MADRI07	0	0 00	D3	MONTE09	38	12 53	F4	SUBTERR	0	0 00	D5
ESPINAR01	45	31 32	B4	DOCEOCT01	600	211 10	D3	MONTE08	20	6 71	F4	ALFA	0	0 00	D5
ROSARIO	0	0 00	B4	DOCEOCT02	0	0 00	D3	MONTE02	20	6 71	F4	ALFA01	227	57 01	D5
GARCIA	125	88 60	C4	FOCH	120	42 05	D3	MONTE10	30	10 30	F4	ALFA02	505	127 95	D5
NIZA	100	70 88	C4	TAMAY	100	35 34	D3	GUAPULO03	63	20 59	F4	ALFA03	0	0 00	E5
BONILLA	45	31 32	C4	WILSON	100	35 34	D3	GUAPULO17	160	51 48	F4	ALFA04	50	13 00	E5
BONILLA01	75	53 16	C4	WILSON01	105	36 67	D3	GUAPULO15	45	14 76	F4	ALFA05	45	11 70	E5
BONILLA02	15	10 44	C4	FOCH01	45	15 65	D3	GUAPULO05	40	12 53	F4	ALFA06	10	2 24	E5
LAI SL02	0	0 00	C4	FOCH02	240	84 53	D3	GUAPULO06	250	81 01	F4	ALFA07	295	74 09	E5
PRIMARIO 12A				TAMAY01	0	0 00	D3	GUAPULO07	15	4 47	F4	SEIS03	0	0 00	E5
MALLORCA	0	0 00	E3	GARCI	45	15 65	D3	GUAPULO09	15	4 47	F4	IRLANDA	0	0 00	E6
GUIPUZOA	110	38 91	E3	TAMAY02	295	103 32	D3	GUAPULO08	60	19 24	F4	IRLANDA01	487	123 49	E6
GUIPUZOA01	150	52 33	E3	BAQUERIZO	100	35 34	D3	GUAPULO10	50	16 12	F4	AUSTRIA	587	148 56	E5
SEVILLA	150	52 33	E3	BAQUERIZO01	0	0 00	D3	GUAPULO11	575	185 71	F4	SEIS04	0	0 00	E6
MALLORCA01	190	66 64	E3	BAQUERIZO02	370	130 15	D3	SEIS	375	84 70	E5				

CARGA				CARGA				CARGA				CARGA			
SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO AREA	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO AREA	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO AREA	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO AREA
SEIS01	0	0.00	E5	ITALI01	205	88.71	D4	AMAZONAS03	260	100.09	D5	HUMBOLT01	290	50.89	E4
SEIS02	155	38.63	E5	ITALIA02	210	70.01	D5	AMAZONAS04	40	15.23	D6	NOBOA02	0	0.00	E4
NORUEGA	225	57.01	E5	POLONIA	263	88.02	D4	AMAZONAS06	725	278.38	D6	GONZALEZ07	10	2.24	E4
SUIZA	362	91.55	E5	POLONIA01	75	24.70	D5	NNUJ	91	34.54	D6	GONZALEZ08	1000	174.43	E4
RUSIA	110	27.86	E5	HUNGRIA01	100	33.24	D4	CCIO1	1000	383.84	D6	GONZALEZ09	1300	227.65	E4
RUSIA01	112	27.86	E5	ALFARO04	552	184.02	D4	NNJU01	125	48.47	D6	GONZALEZ10	180	27.73	E4
RUSIA02	250	63.32	E5	ALFARO08	0	0.00	D4	NNJU02	630	241.98	D6	GONZALEZ11	335	59.03	E4
SHYRIS02	140	35.47	D5	ALFARO09	300	100.09	D4	CCI	155	59.24	D6	GONZALEZ05	650	113.80	E5
SHYRIS03	670	169.73	D5	ALFARO10	475	158.96	D4	AMAZONAS05	483	184.95	D6	GONZALEZ03	225	38.91	E5
SHYRIS04	100	25.63	D6	ALFARO05	145	48.47	D4	JAPON	160	61.47	D6	GONZALEZ04	1573	274.61	E5
HOLANDA	217	54.78	D6	ALFARO06	175	57.94	D4	JAPON01	185	70.94	D6	GONZALEZ06	2925	511.84	E4
LUXEMBURGO0	450	114.02	D6	ALFARO07	75	24.70	D4	JAPON02	65	24.70	D6	NOBOA01	187	32.20	E4
LUXEMBURGO	75	19.31	D6	ALFARO15	295	98.79	D4	JAPON03	125	48.47	D6	HUMBOLT02	250	43.38	E4
RUSIASUB	400	101.02	D5	ALFARO11	0	0.00	D4	PARQUE02	70	26.93	D6	HUMBOLT03	375	65.74	E4
BELGICA01	150	37.70	E5	ALFARO12	300	100.09	D4	PARQUE03	50	19.31	D6	GONZALEZ	345	59.93	E5
BELGICA	120	30.08	E5	ALFARO13	150	50.33	D4	PARQUE04	300	114.95	D6	GONZALEZ01	350	61.27	E5
SHYRIS01	75	19.31	E5	ALFARO14	700	233.42	D4	CRUCE	0	0.00	D5	GONZALEZ02	450	78.72	E5
SHYRIS	75	19.31	E5	90TUBRE	75	24.70	D4	NUNEZ	100	38.63	D5	WHIMPER03	45	7.62	E4
ANDRADE	150	37.70	D5	ALEMÁN	120	39.92	D4	NUNEZ01	587	225.81	D5	WHIMPER04	75	13.42	E4
ANDRADE01	150	37.70	D5	9OCTUBRE01	170	57.01	D4	ATAJUALPA	262	101.02	D5	CORUNIA	445	77.82	E4
ANDRADE02	203	51.62	E5	ORELLAN02	263	88.02	D4	AMAZONAS07	525	201.11	D5	CORUNIA01	157	27.73	E4
ANDRADE03	500	126.65	E5	9OCTUBRE02	188	62.38	D4	AZUAY	335	128.88	D5	RIVET	170	29.97	E4
FLOR	235	59.24	D5	ORELLAN	45	15.23	D4	YUGOSLAVIA	365	147.26	D5	RIVET02	170	29.97	E4
ALPALLANA	370	93.41	D5	ORELLAN01	350	117.18	D4	YUGOSLAVIA01	170	65.55	D5	NOBOA	277	48.75	E4
WHIMPER	617	155.80	D5	ORELLAN03	225	75.39	D4	REPUBLICA02	0	0.00	D5	BELOHORIZON	30	5.39	E4
REPU	520	131.10	D5	ORELLAN04	195	65.55	D4	REPUBLICA03	75	29.15	D5	BELOHORIZON01	290	50.99	E4
REPU01	652	164.71	D5	ORELLAN05	0	0.00	E4	ALEMANIA	90	34.54	D6	ITURREY	135	23.26	E4
REPU02	645	163.41	D5	ORELLAN06	600	200.18	E4	GUYANA	150	57.94	D5	CORUNIA01	300	52.33	E4
PRIMARIO 24B				LANINA	650	217.26	E4	INGLATERRA03	50	19.31	D5	ORELANA	325	56.80	E4
SALVADOR	100	33.24	D4	8DICIEMBRE	260	87.09	E4	INGLATERRA04	75	29.15	D5	RIVET01	350	61.27	E4
ALFARO	0	0.00	D4	ALFARO01	10	3.16	D4	MAJESU	75	29.15	D5	12/2/E307	255	44.28	E5
ALFARO03	0	0.00	D4	ALFARO02	95	32.31	D4	MAJESU01	225	86.16	D5	FRANCO	465	81.39	E5
HUNGRIA	15	5.39	D4	SALVADOR01	300	100.09	D4	REPUBLICA04	150	57.94	D5	JIMENEZ	100	17.89	E5
VANCOUVER	45	15.23	D4	SALVADOR02	165	54.78	D5	GRECIA	112	43.08	D5	WHIMPER	365	63.51	E4
VANCOUVER01	55	18.38	D4	SALVADOR03	400	133.33	D5	GRANJA	165	63.32	D5	WHIMPER01	75	13.42	E4
VANCOUVER02	50	17.09	D4	AMAZONA	240	80.41	D5	GRECIA01	75	29.15	D5	ALMAGRO01	630	110.02	E5
VANCOUVER03	0	0.00	D4	HUNGRIA02	212	70.94	D5	ITALIA	80	22.47	D6	UNGRIA	975	170.39	E5
INGLATERRA	0	0.00	D4	PRIMARIO 24C				PARQUE01	318	122.56	D5	ALPALLAN	1550	271.04	E4
CAISEDO	130	43.08	D4	PRADEREPU	0	0.00	D4	PRIMARIO 24E				ALMAGRO	420	73.35	E4
DIEZAGOS01	250	83.93	D4	REPUBLICA	0	0.00	D5	PRADERA	0	0.00	D4	ALPALLAN01	625	109.12	E4
DIEZAGOS02	192	64.62	D5	REPUBLICA01	145	55.71	D5	LAPRADERA01	0	0.00	E4	ALPALLAN02	420	73.35	E4
DIEZAGOS	75	24.70	D4	AMAZONAS	105	39.92	D5	DICIEMBRE	120	21.02	E4	LAPRADERA	30	5.39	E4
INGLATERRA01	205	88.71	D4	RUMIPAMB	10	4.12	D5	DICIEMBRE01	365	63.51	E4	PRIMARIO 24F			
INGLATERRA02	330	109.93	D4	PARQUE	50	19.31	D5	WHIMPER02	90	15.65	E4	ELPRADERA	0	0.00	D5
INGLATERRA3	105	35.47	D5	RUMIPAMB01	90	34.54	D5	WHIMPER05	475	83.19	E4	ELPRADERA01	45	22.47	D5
ALEMANIA	250	83.93	D4	AMAZONAS01	15	5.39	D5	HUMBOLT	0	0.00	E4	ELPRADERA02	0	0.00	D5
ALEMANIA01	90	30.08	D4	AMAZONAS02	125	48.47	D5	HUMBOLT04	200	34.44	E4	AVREPUBLICA	500	250.51	D5
ITALI	328	109.58	D4					HUMBOLT05	80	10.30	E4	AMAZON01	150	74.00	D5

CARGA				CARGA				CARGA				CARGA			
SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO AREA	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO AREA	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO AREA	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO AREA
SEIS01	0	0 00	E5	ITALI01	205	88 71	D4	AMAZONAS03	280	100 09	D5	HUMBOLT01	290	50 99	E4
SEIS02	155	38 63	E5	ITALIA02	210	70 01	D5	AMAZONAS04	40	15 23	D6	NOBOA02	0	0 00	E4
NORUEGA	225	57 01	E5	POLONIA	263	88 02	D4	AMAZONAS08	725	278 36	D6	GONZALEZ07	10	2 24	E4
SUIZA	362	91 55	E5	POLONIA01	75	24 70	D5	NNUJ	91	34 54	D6	GONZALEZ08	1000	174 43	E4
RUSIA	110	27 86	E5	HUNGRIA01	100	33 24	D4	CC01	1000	383 84	D6	GONZALEZ09	1300	227 85	E4
RUSIA01	112	27 86	E5	ALFARO04	552	184 02	D4	NNUJ01	125	48 47	D6	GONZALEZ10	180	27 73	E4
RUSIA02	250	83 32	E5	ALFARO08	0	0 00	D4	NNUJ02	630	241 96	D6	GONZALEZ11	335	59 03	E4
SHYRIS02	140	35 47	D5	ALFARO09	300	100 09	D4	CC1	155	59 24	D6	GONZALEZ05	650	113 80	E5
SHYRIS03	870	189 73	D5	ALFARO10	475	158 98	D4	AMAZONAS05	483	184 95	D6	GONZALEZ03	225	38 91	E5
SHYRIS04	100	25 63	D6	ALFARO05	145	48 47	D4	JAPON	180	61 47	D6	GONZALEZ04	1573	274 61	E5
HOLANDA	217	54 78	D6	ALFARO06	175	57 94	D4	JAPON01	185	70 84	D6	GONZALEZ06	2925	511 84	E4
LUXEMBURGO0	450	114 02	D6	ALFARO07	75	24 70	D4	JAPON02	65	24 70	D6	NOBOA01	187	32 20	E4
LUXEMBURGO	75	19 31	D6	ALFARO15	295	98 79	D4	JAPON03	125	48 47	D6	HUMBOLT02	250	43 38	E4
RUSIASUB	400	101 02	D5	ALFARO11	0	0 00	D4	PARQUE02	70	26 93	D6	HUMBOLT03	375	65 74	E4
BELGICA01	150	37 70	E5	ALFARO12	300	100 09	D4	PARQUE03	50	19 31	D6	GONZALEZ	345	59 83	E5
BELGICA	120	30 08	E5	ALFARO13	150	50 33	D4	PARQUE04	300	114 95	D6	GONZALEZ01	350	61 27	E5
SHYRIS01	75	19 31	E5	ALFARO14	700	233 42	D4	CRUCE	0	0 00	D5	GONZALEZ02	450	78 72	E5
SHYRIS	75	19 31	E5	90TUBRE	75	24 70	D4	NUNEZ	100	38 63	D5	WHIMPER03	45	7 62	E4
ANDRADE	150	37 70	D5	ALEMEN	120	39 92	D4	NUNEZ01	587	225 81	D5	WHIMPER04	75	13 42	E4
ANDRADE01	150	37 70	D5	90CTUBRED1	170	57 01	D4	ATAJUALPA	262	101 02	D5	CORUNIA	445	77 82	E4
ANDRADE02	203	51 62	E5	ORELLAN02	263	88 02	D4	AMAZONAS07	525	201 11	D5	CORUNIA01	157	27 73	E4
ANDRADE03	500	128 65	E5	90CTUBRED2	188	62 39	D4	AZUAY	335	128 68	D5	RIVET	170	29 97	E4
FLOR	235	59 24	D5	ORELLAN	45	15 23	D4	YUGOSLAVIA	385	147 28	D5	RIVET02	170	29 97	E4
ALPALLANA	370	93 41	D5	ORELLAN01	350	117 18	D4	YUGOSLAVIA01	170	65 55	D5	NOBOA	277	48 75	E4
WIMPER	617	155 80	D5	ORELLAN03	225	75 38	D4	REPUBLICA02	0	0 00	D5	BELOHORIZON	30	5 39	E4
REPU	520	131 10	D5	ORELLAN04	185	65 55	D4	REPUBLICA03	75	29 15	D5	BELOHORIZON01	290	50 99	E4
REPU01	852	164 71	D5	ORELLAN05	0	0 00	E4	ALEMANIA	90	34 54	D5	ITURREY	135	23 26	E4
REPU02	645	163 41	D5	ORELLAN06	600	200 18	E4	GUYANA	150	57 94	D5	CORUNIA01	300	52 33	E4
PRIMARIO 24B				LAINA	850	217 26	E4	INGLATERRA03	50	19 31	D5	ORELANA	325	56 80	E4
SALVADOR	100	33 24	D4	8DICIEMBRE	280	87 09	E4	INGLATERRA04	75	29 15	D5	RIVET01	350	61 27	E4
ALFARO	0	0 00	D4	ALFARO01	10	3 16	D4	MAJESU	75	29 15	D5	12/2/E397	255	44 28	E5
ALFARO03	0	0 00	D4	ALFARO02	95	32 31	D4	MAJESU01	225	88 16	D5	FRANCO	465	81 39	E5
HUNGRIA	15	5 39	D4	SALVADOR01	300	100 09	D4	REPUBLICA04	150	57 94	D5	JIMENEZ	100	17 88	E5
VANCOUVER	45	15 23	D4	SALVADOR02	185	54 78	D5	GRECIA	112	43 08	D5	WHIMPER	365	63 51	E4
VANCOUVER01	55	18 38	D4	SALVADOR03	400	133 33	D5	GRANJA	185	63 32	D5	WHIMPER01	75	13 42	E4
VANCOUVER02	50	17 09	D4	AMAZONA	240	80 41	D5	GRECIA01	75	29 15	D5	ALMAGRO01	630	110 02	E5
VANCOUVER03	0	0 00	D4	HUNGRIA02	212	70 84	D5	ITALIA	80	22 47	D5	UNGRIA	975	170 39	E5
INGLATERRA	0	0 00	D4	PRIMARIO 24C				PARQUE01	318	122 56	D5	ALPALLAN	1550	271 04	E4
CAISEDO	130	43 08	D4	PRADEREPU	0	0 00	D4	PRIMARIO 24E				ALMAGRO	420	73 35	E4
DIEZAGOS01	250	83 93	D4	REPUBLICA	0	0 00	D5	PRADERA	0	0 00	D4	ALPALLAN01	625	109 12	E4
DIEZAGOS02	192	64 62	D5	REPUBLICA01	145	55 71	D5	LAPRADERA01	0	0 00	E4	ALPALLAN02	420	73 35	E4
DIEZAGOS	75	24 70	D4	AMAZONAS	105	39 92	D5	DICIEMBRE	120	21 02	E4	LAPRADERA	30	5 39	E4
INGLATERRA01	205	68 71	D4	RUMIPAMB	10	4 12	D5	DICIEMBRE01	385	63 51	E4	PRIMARIO 24F			
INGLATERRA02	330	109 93	D4	PARQUE	50	19 31	D5	WHIMPER02	90	15 85	E4	ELPRADERA	0	0 00	D5
INGLATERRA3	105	35 47	D5	RUMIPAMB01	90	34 54	D5	WHIMPER05	475	63 19	E4	ELPRADERA01	45	22 47	D5
ALEMANYA	250	83 93	D4	AMAZONAS01	15	5 39	D5	HUMBOLT	0	0 00	E4	ELPRADERA02	0	0 00	D5
ALEMANYA01	90	30 08	D4	AMAZONAS02	125	48 47	D5	HUMBOLT04	200	34 44	E4	AVREPUBLICA	500	250 51	D5
ITALI	328	109 56	D4					HUMBOLT05	80	10 30	E4	AMAZON01	150	74 00	D5

CARGA				CARGA			
SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO AREA	SECCION	INSTALADA	DEMANDA	MICRO AREA
NUEVEOCT03	200	90.82	D3	NINA	1472	375.29	E4
PASAGE	362	163.29	D3	MERA	213	54.13	E4
PASAGE01	445	200.88	D3	NINA01	250	63.98	E4
NUEVEOCT04	333	149.88	D3	MERA01	150	38.48	E4
BEINTIMILLA	375	169.12	D3	MARIA	0	0.00	E4
BEINTIMILLA01	550	248.29	D3	MARIA04	150	38.48	E4
NUEVEOCT05	190	86.35	D3	MARIA05	710	180.27	E4
VICENTE	295	132.88	D3	MARIA06	150	38.48	E4
NUEVESUB	1710	771.77	D3	NUEVEOCTUBRE	0	0.00	E4
TRAMOSUB	385	173.59	D3	AVCOLON01	118	29.97	E4
DIECIOCHO1	0	0.00	D3	AVCOLON02	105	26.40	E4
DIECIOCHO	705	317.65	D3	NUEVEOCTUBRE01	0	0.00	E4
DIECIOCHO0	0	0.00	D3	AVCOLON	150	38.48	E4
VICTORIA	0	0.00	D3	NUEVEOCTUBRE02	225	57.70	E4
VICTORIA01	1575	710.47	D3	NUEVEOCTUBRE03	75	18.79	E4
PRIMARIO 53E				VEINTIMILLA	175	44.28	E4
SALIDAE	0	0.00	C3	VEINTIMILLA01	363	92.14	E4
SALIDAE01	660	168.19	C3	PIZARRO	225	57.70	E4
HULPIANO	0	0.00	C3	TRIANA	400	101.98	E4
VALDIVIA	210	53.23	C3	MARIA01	45	11.18	E4
VALDIVIA01	75	18.79	C3	MARIA02	60	15.65	E4
HULPIANO01	195	49.66	D3	RABIDA	112	28.64	E4
HULPIANC02	45	11.18	D3	MARIA03	350	89.47	E4
HULPIANO03	663	169.09	D3	RABIDA01	435	110.49	E4
HULPIANO04	245	62.17	D3	MERA02	200	50.99	E4
HULPIANO05	125	32.20	D3	ALMAGR01	660	168.19	E4
HULPIANO06	0	0.00	D3	ORELIANA01	250	63.98	E4
LUISCORDE01	75	18.79	D3	TRAMO	226	57.70	E4
OCTUBRE01	0	0.00	D3	ORELIANA02	375	95.27	E4
OCTUBRE	0	0.00	D3	PASAJE	125	128.32	E4
LUISCORDE02	95	24.17	D3	BELLO	325	82.76	E4
LUISCORDE03	220	56.36	D3	PRADESUB01	312	79.62	E4
LUISCORDE	350	89.47	C3	PRADESUB	75	18.79	D4
LUISCSUB	745	189.21	C3	CARRIO	387	98.41	D4
MERCADILLO	325	82.76	C3	MARIANO	0	0.00	D4
VEINTIMILA	960	244.68	C3	MARIANA	90	23.26	D4
JERONIMO	305	77.39	C3	SALBADOR	300	76.49	D4
JERONIMO01	60	15.65	C3	SALBADOR01	270	68.45	D4
VRROCA	110	27.73	C3				
PRADE	0	0.00	D4				
PRADE01	293	74.25	D4				
SEISDICI	0	0.00	E4				
SEISDICI01	113	28.64	E4				
ORELIANA	250	63.98	E4				
ALMAGR	175	44.28	E4				

ANEXO 6

CURVAS DE CARGA

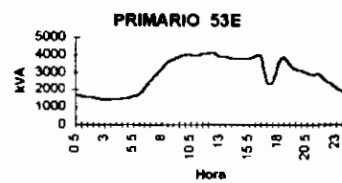
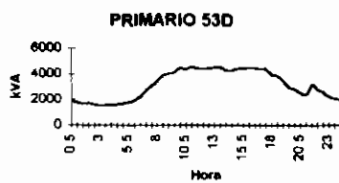
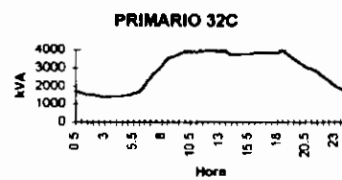
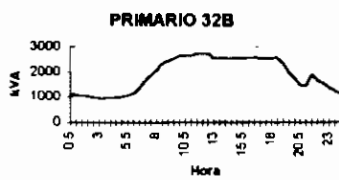
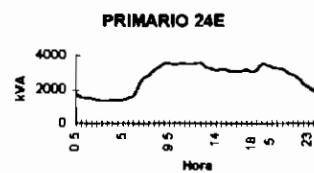
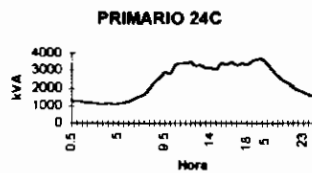
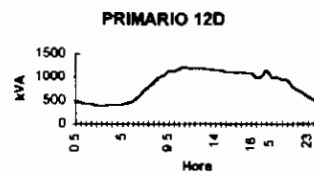
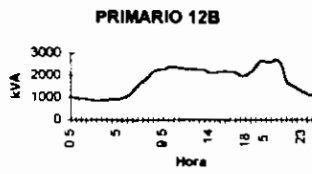
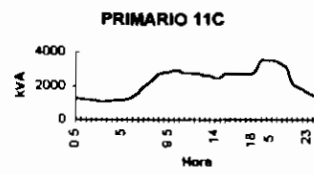
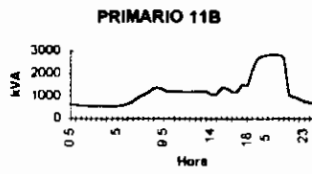
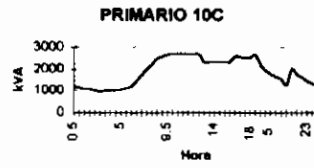
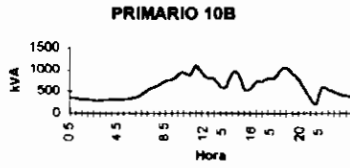
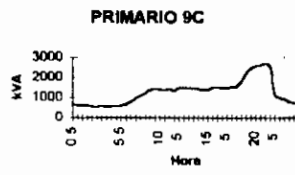
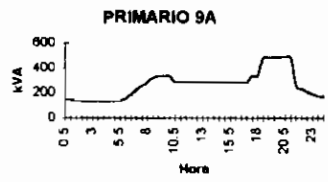
DE LOS PRIMARIOS DESPUES DEL

INGRESO DE LA SUBESTACION

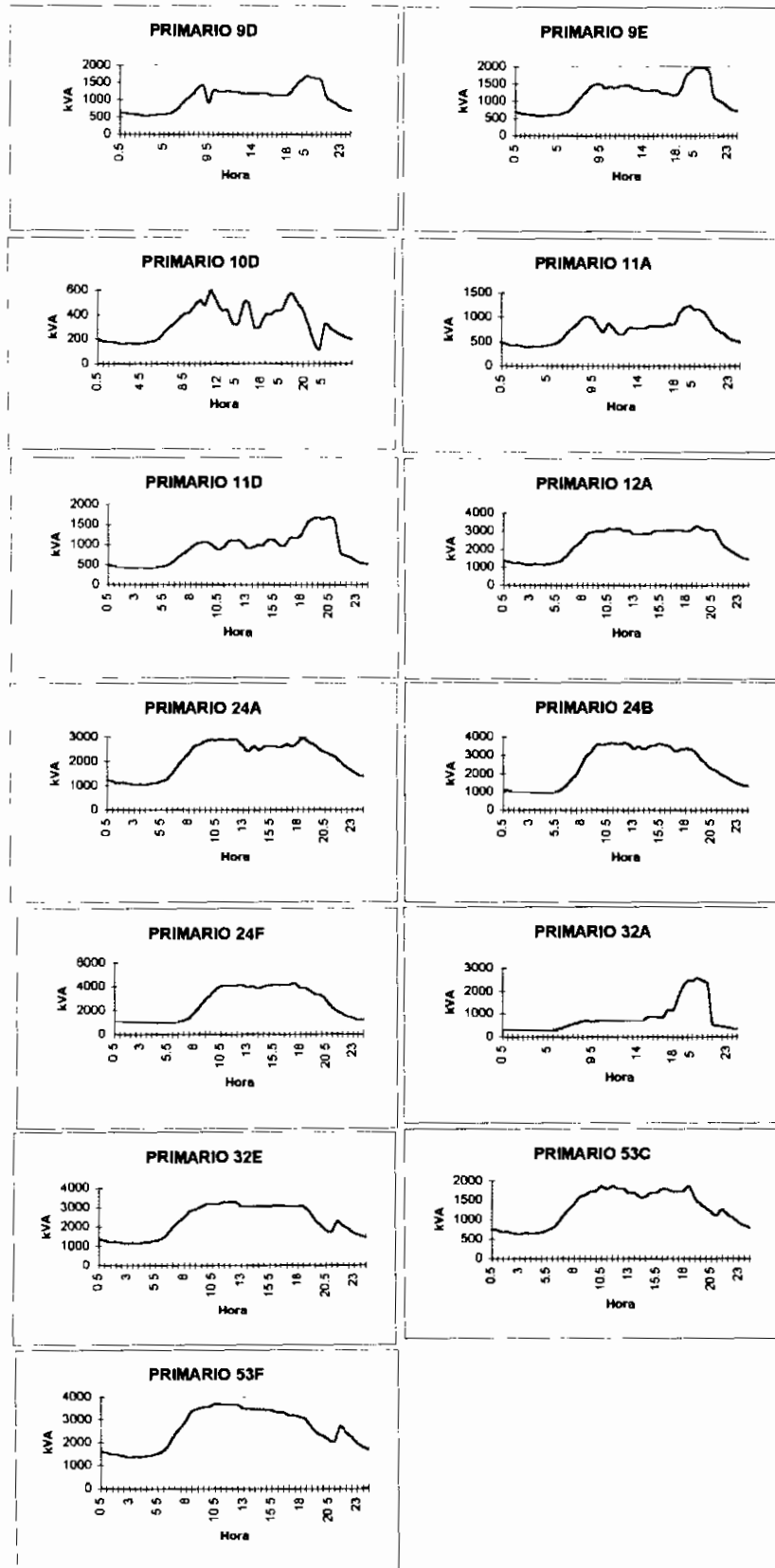
PEREZ GUERRERO

Martes 12 de noviembre de 1996

CURVAS DE CARGA DE LOS PRIMARIOS PARA EL DIA DE ESTUDIO



CURVAS DE CARGA DE LOS PRIMARIOS PARA EL DIA DE ESTUDIO



ANEXO 7

CAMBIO DE SECCIONES ENTRE LOS
PRIMARIOS
AL INGRESO DE LA SUBESTACION
PEREZ GUERRERO

CAMBIO DE SECCIONES ENTRE PRIMARIOS

SECCION	PRIMARIO Noviembre 95	PRIMARIO Diciembre 96	SECCION	PRIMARIO Noviembre 95	PRIMARIO Diciembre 96	SECCION	PRIMARIO Noviembre 95	PRIMARIO Diciembre 96
AZUNCION	9A	53F	JLARREA01	10D	53F	NUEVEOCT01	12D	53D
CARACAS	9A	53F	JLARREA02	10D	53F	NUEVEOCT02	12D	53D
CBOGOTA	9A	53F	JLARREA03	10D	53F	NUEVEOCT03	12D	53D
JLARREA	9A	53F	MLARREA05	10D	53F	NUEVEOCT04	12D	53D
MLARREA	9A	53F	RFRIO	10D	53F	NUEVEOCT05	12D	53D
MLARREA01	9A	53F	RFRIOSUB	10D	53F	PASAGE	12D	53D
MLARREA02	9A	53F	10SUB	11A	53C	PASAGE01	12D	53D
MLARREA03	9A	53F	DARQUEA	11A	53C	VICENTE	12D	53D
MLARREA04	9A	53F	DARQUEA01	11A	53C	AVAMAZONAS	24D	32B
PORTOVIEJO	9A	53F	DAVALOS	11A	53C	AVECOLON02	24D	32B
PORTOVIEJO01	9A	53F	DAVALOS01	11A	53C	AVECOLON03	24D	32B
PORTOVIEJO02	9A	53F	HULLOA	11A	53C	AVECOLON04	24D	32B
RJANEIRO	9A	53F	HULLOA01	11A	53C	AVECOLON05	24D	32B
RJANEIRO01	9A	53F	HULLOA02	11A	53C	JLMERA	24D	32B
RJANEIRO02	9A	53F	HULLOA03	11A	53C	JLMERA01	24D	32B
RJANEIRO03	9A	53F	HULLOASUB	11A	53C	YANEZ	24D	32B
SALINAS	9A	53F	LCORDERO	11A	53C	JCARRION	32C	32E
SALINAS01	9A	53F	MARCHENA	11A	53C	JCARRION01	32C	32E
SALINAS02	9A	53F	MURILLO	11A	53C	JPINTO	32C	32E
SALINAS03	9A	53F	MURILLO01	11A	53C	LION06	32C	32E
VERZALLES	9A	53F	PGCSUB	11A	53C	LION07	32C	32E
VERZALLES01	9A	53F	PGCSUB01	11A	53C	LION08	32C	32E
VERZALLES02	9A	53F	SGREGORIO	11A	53C	LION09	32C	32E
ZANTIAGO	9A	53F	SGREGORIO01	11A	53C	LION10	32C	32E
LION02	10B	32E	VERSALLESP	11A	53C	LION11	32C	32E
LION03	10B	32E	VERSALLESP1	11A	53C	MARISCAL	32C	32E
LION04	10B	32E	VERSALLESP2	11A	53C	MARISCAL01	32C	32E
LION05	10B	32E	VERSALLESP3	11A	53C	PWILSON	32C	32E
PROBLES	10B	53D	VERSALLESP4	11A	53C	VINTIMILLA	32C	32E
VALDIVIA	10B	53E	VERSALLESP5	11A	53C	VINTIMILLA01	32C	32E
REINA	10B	32E	BEINTIMILLA	12D	53D	VINTIMILLA02	32C	32E
RROBLES	10B	32E	BEINTIMILLA01	12D	53D	VINTIMILLA03	32C	32E
RROBLES01	10B	32E	HULPIANO01	12D	53E	DIECIOCHO	32E	53D
RROCA	10B	32E	HULPIANO02	12D	53E	DIECIOCHO00	32E	53D
RROCA01	10B	32E	HULPIANO04	12D	53E	DIECIOCHO01	32E	53D
RROCA02	10B	32E	JERONIMO	12D	53E	DIECIOCHO2	32E	53D
AMERICASUB	10D	53F	JERONIMO01	12D	53E	JORGE	32E	53D
ARENASSUB	10D	53F	LUISCORDE	12D	53E	NUEVEOCT	32E	53D
ARENASSUB01	10D	53F	LUISCORDE01	12D	53E	NUEVEOCT01	32E	53D
ARENASSUB02	10D	53F	LUISCORDE02	12D	53E	NUEVESUB	32E	53D
BAIRES	10D	53F	LUISCORDE03	12D	53E	SALIDAD01	32E	53D
BAIRES01	10D	53F	MERCADILLO	12D	53E	TRAMOSUB	32E	53D
BAIRES02	10D	53F	OCTUBRE	12D	53E	ULPIANO	32E	53D
CHECASUB	10D	53F	VEINTIMILA	12D	53E	ULPIANO01	32E	53D
DIEZSUB	10D	53F	VROCA	12D	53E	VICTORIA	32E	53D
						VICTORIA01	32E	53D

CAMBIO DE CARGA EN LAS SECCIONES

SECCION	CARGA (kVA) Noviembre 1995	CARGA (kVA) Diciembre 1996	SECCION	CARGA (kVA) Noviembre 1995	CARGA (kVA) Diciembre 1996	SECCION	CARGA (kVA) Noviembre 1995	CARGA (kVA) Diciembre 1996
10AGOSTO05	290	440	ELPRADERA01	0	45	PARQUE01	238	318
10AGOSTO07	45	145	ESALGADO	50	140	PIZARRO	150	225
12OCTUBRE	980	1280	FOCH02	195	240	PONTEVEDRA01	100	130
12OCTUBRE02	525	795	FSALAZAR	0	75	PORTOVIEJO02	125	238
10AGOSTO01	188	263	FSALAZAR01	730	1730	PROBLES01	NO EXISTE	0
10AGOSTO02	430	530	FSALAZAR03	NO EXISTE	925	QUEZADA	100	75
ALBORNOZ04	45	135	GABRIEL	60	110	REPUBLICA01	190	145
ALEMANYA01	45	90	GALICIA	45	345	RITHER02	0	50
ALFA02	435	505	GONZALES	693	768	RUSIA02	162	250
ALFA07	125	295	GONZALEZ04	1372	1573	SALAZAR02	930	200
ALFARO14	475	700	GONZALEZ09	1240	1300	SALDAVILA	95	65
AMAZON	0	880	GUAPULO19	63	NO EXISTE	SALGADO	0	45
AMAZON01	35	180	GUAPULO23	NO EXISTE	63	SALIDAC	NO EXISTE	0
AMAZONAS04	15	40	GUEVARA01	NO EXISTE	100	SALIDAD	NO EXISTE	0
AMAZONAS05	83	483	HIDALGO01	0	NO EXISTE	SALIDAE	NO EXISTE	0
AMAZONAS08	15	NO EXISTE	HULPIANO	NO EXISTE	0	SALIDAE01	NO EXISTE	660
ANDALUCIA02	45	105	HULPIANO03	NO EXISTE	663	SALPG	NO EXISTE	0
ANEDALUCIA03	175	545	HULPIANO05	NO EXISTE	125	SALVADOR	0	100
ANTE01	470	520	HULPIANO06	NO EXISTE	0	SANPEDRO03	180	230
ANTENAS01	75	125	HUMBOLT04	40	200	SEMANATE02	10	123
ANTONIO02	NO EXISTE	90	INGLATERRA	437	0	SEVILLA	75	150
ARCOS	0	50	INGLATERRA02	380	330	SIERRA03	158	208
ASUNCION04	200	275	JAPON03	55	125	TAMAI0	250	NO EXISTE
AUSTRIA	487	587	LANINA	250	650	TAMAI001	165	NO EXISTE
AV12OCTUBRE	NO EXISTE	245	LION06	0	175	TAMAYO	175	190
AVREPUBLICA	0	500	LION06	0	175	TAPI	75	150
AZUNCION	226	301	LUISCOR	110	395	TARQSUB	0	NO EXISTE
BAIRES02	0	50	LUISCOR01	2820	2920	TARQUI	85	100
BALDIVIA	195	210	LUISCOSUB	NO EXISTE	745	TERAN03	0	50
BEINTIMILLAU	0	NO EXISTE	MADRI01	313	358	TERAN03	NO EXISTE	0
BOGOTA02	113	0	MLARREA	170	145	ULPIANON3	250	NO EXISTE
BOGOTA03	NO EXISTE	25	MLARREA03	225	300	ULLOA04	150	200
BOLIVIA01	185	85	MLARREA05	NO EXISTE	30	ULLOAUNI	0	NO EXISTE
BONILLA01	0	75	MURGEON01	50	285	UNIVERSITARIA01	0	150
CARRION	125	275	MURGEON02	113	163	VALADOLID	30	130
CORDERO	250	450	NACIONESU	75	150	VALDIVIA	195	230
CORDERO01	250	325	NIZZA	NO EXISTE	100	VALDIVIA01	NO EXISTE	75
CORDERO02	150	250	OCCIDENTA	50	95	VEINTIMILA	885	960
DAMIAN09	57	75	OCCIDENTA01	NO EXISTE	30	VENEZUELA03	0	150
DAMIAN10	792	1100	OCCIDENTAL01	0	NO EXISTE	VERSALLESP1	150	195
DIAZDELA04	45	90	OCTUBRE01	NO EXISTE	0	VICENTEU	30	NO EXISTE
DIEZAGOS01	175	250	ORELANA	225	325	VINTIMILLA	540	840
DIEZAGOS02	162	192	ORELIANA02	125	375	YANEZ	225	300
DOCEOCTN	245	NO EXISTE	ORELLAN01	150	350	ZALAZAR	188	NO EXISTE
DOCEOCTU01	75	150	ORELLAN02	45	263	ZANTIAGO	280	380
EEUU	NO EXISTE	113	PARQUE	0	50			

ANEXO 8

RESULTADOS DE LA SIMULACION EN
EL PROGRAMA DPA/G™
PARA LOS PRIMARIOS
REESTRUCTURADOS

PROJECT: Scott & Scott 12/23/97 23:32:11
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 100
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

FEEDER TOTALS	LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT				LOSSES		SECTION NAME			
	TYPE	PHASE	COND	TYPE	KW	KVAR	AMPS	PF	KVA	KW	KVAR	AMPS	CLST	DRPF		DRPF	LEVEL	KW
									2.94	1631	912	288	0			98.7	41.0	49.2
									30.5	1840	957	290	0	0.2	0.2	98.1	4.5	6.1
									1.4	4	1	0	0	0.0	0.0	98.1	0.0	0.0
									55.5	2932	905	281	0	0.4	0.6	97.7	7.0	9.5
									47.8	2389	854	259	0	0.0	0.9	97.4	4.4	5.4
									2.8	45	16	5	0	0.0	0.9	97.4	0.0	0.0
									71.0	2180	900	277	0	0.4	1.0	97.0	7.9	8
									51.7	1835	677	185	0	0.5	1.9	95.4	7.9	10.0
									13.3	639	203	65	0	0.1	2.0	95.3	0.7	0.8
									44.9	501	186	52	0	0.0	2.2	95.1	1.3	0.3
									1.0	134	158	44	0	0.0	2.4	95.0	0.9	0.8
									1.0	118	79	12	0	0.1	2.5	95.8	0.1	0.1
									5.0	76	26	6	0	0.0	2.5	95.9	0.0	0.0
									4.2	47	17	5	0	0.0	2.5	95.6	0.0	0.0
									0.6	79	29	6	0	0.0	2.0	95.2	0.0	0.0
									1.8	32	12	7	0	0.0	2.0	95.2	0.0	0.0
									37.8	975	342	95	0	0.6	2.5	95.9	5.1	4.6
									4.7	72	26	7	0	0.1	2.5	95.8	0.0	0.0
									6.4	72	26	7	0	0.0	2.5	95.8	0.0	0.0
									13.7	261	100	29	0	0.2	2.6	95.7	0.4	0.4
									6.4	70	26	7	0	0.0	2.6	95.7	0.0	0.0
									14.9	134	49	13	0	0.0	1.4	96.9	0.1	0.0

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	DRPF	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW
SUBTE04	0.85	95.85	COLOMBIA	71.02	63.43	40.12

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
2731.9	2555.8	962.3	0.94	67.4	40.0	49.2

PROJECT: Scott & Scott 01/29/98 21:26:26
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 11D
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

11D	---- LOAD IN SECTION ----										---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		
	FEEDER NAME	LT	FHS	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	POT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DETA	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:																	97.4	27.3	22.3	
								(feeder p.f. = 0.95)		1608	483	159								
	LAISL	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0.0	37.6	1608	483	159			0.1	0.1	97.3	1.0	1.3	LAISL
	PARQE	0.7	ABC	266AA	0	0	0	0.0	37.6	1607	482	158			1.0	1.1	96.3	12.5	17.1	PARQE
	ESPINAR	0.1	ABC	6CU	1.3	7.9	22	8	0.0	44.9	505	148	50	0	0.2	1.4	96.0	1.5	0.5	ESPINAR
	MUNIVE	0.3	ABC	6CU	125	35	25	8	0.0	38.5	423	124	42	0	0.2	1.6	95.8	1.1	3.3	MUNIVE
	ALBORNOZ03	0.1	ABC	266AA	100	68	20	7	0.0	9.1	346	101	34	0	0.1	1.7	95.7	0.3	0.4	ALBORNOZ03
	ALBORNOZ01	0.1	ABC	266AA	100	68	20	7	0.0	5.4	193	56	19	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.1	ALBORNOZ01
	ALBORNOZ02	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.2	91	27	9	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	ALBORNOZ02
	ALBORNOZ	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	ALBORNOZ
	LAISL02	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	LAISL02
	BONILLA	0.1	ABC	6CU	45	30	9	3	0.0	2.5	15	4	2	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	BONILLA
	BONILLA01	0.3	ABC	6CU	75	51	15	5	0.0	5.1	36	10	4	0	0.0	1.8	95.6	0.0	0.0	BONILLA01
	BONILLA02	0.0	ABC	6CU	15	10	3	1	0.0	0.8	5	1	1	0	0.0	1.8	95.6	0.0	0.0	BONILLA02
	NIZA	0.1	ABC	1/CAA	100	68	20	7	0.0	2.9	34	10	3	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	NIZA
	GARCIA	0.1	ABC	2AA	125	85	25	6	0.0	4.7	42	12	4	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	GARCIA
	ROSARIO	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.6	95.8	0.0	0.0	ROSARIO
	ESPINAR01	0.2	ABC	6CU	45	30	9	3	0.0	2.5	15	4	2	0	0.0	1.1	96.3	0.0	0.0	ESPINAR01
	ALBORNOZ04	0.1	ABC	2AA	135	91	27	9	0.0	56.2	976	285	97	0	0.2	1.3	96.1	2.3	0.9	ALBORNOZ04
	LIZARAZU	0.1	ABC	2AA	75	51	15	5	0.0	2.8	25	7	3	0	0.0	1.3	96.1	0.0	0.0	LIZARAZU
	ALBORNOZ05	0.1	ABC	2AA	30	20	6	2	0.0	48.4	867	253	86	0	0.1	1.4	96.0	1.2	0.5	ALBORNOZ05
	SARAVIA	0.2	ABC	2AA	195	131	38	13	0.0	7.3	66	19	7	0	0.0	1.5	95.9	0.0	0.0	SARAVIA
	ALBORNOZ06	0.1	ABC	2AA	45	30	9	3	0.0	43.0	708	207	70	0	0.1	1.5	95.9	0.8	0.3	ALBORNOZ06
	ATACAMES	0.2	ABC	1/CAA	100	68	20	7	0.0	2.9	34	10	3	0	0.0	1.5	95.8	0.0	0.0	ATACAMES
	ALBORNOZ07	0.2	ABC	2AA	160	108	31	11	0.0	34.6	576	167	57	0	0.3	1.9	95.5	1.9	0.7	ALBORNOZ07
	QUEZADA	0.1	ABC	2AA	75	51	15	5	0.0	2.8	25	7	3	0	0.0	1.9	95.5	0.0	0.0	QUEZADA
	TERAN	0.1	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	9.1	146	42	15	0	0.1	1.9	95.5	0.1	0.0	TERAN
	TERAN01	0.1	ABC	6CU	90	61	18	6	0.0	12.1	115	34	12	0	0.0	1.9	95.5	0.0	0.0	TERAN01
	TERAN02	0.1	ABC	2AA	75	51	15	5	0.0	2.8	25	7	3	0	0.0	2.0	95.4	0.0	0.0	TERAN02
	TERAN03	0.1	ABC	6CU	50	34	10	3	0.0	2.8	17	5	2	0	0.0	2.0	95.4	0.0	0.0	TERAN03
	ALBORNOZ08	0.1	ABC	2AA	100	68	20	7	0.0	17.6	284	83	28	0	0.1	2.0	95.4	0.3	0.1	ALBORNOZ08
	OCCIDENTAL	0.3	ABC	2AA	35	24	7	2	0.0	1.3	12	3	1	0	0.0	2.0	95.4	0.0	0.0	OCCIDENTAL
	ALBORNOZ09	0.1	ABC	2AA	30	20	6	2	0.0	12.6	216	63	22	0	0.1	2.0	95.4	0.1	0.1	ALBORNOZ09
	SEMANATE	0.2	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	1.1	20	6	2	0	0.0	2.0	95.4	0.0	0.0	SEMANATE
	SEMANATE01	0.1	ABC	2AA	30	20	6	2	0.0	1.1	10	3	1	0	0.0	2.0	95.4	0.0	0.0	SEMANATE01
	SEMANATE02	0.1	ABC	2AA	123	83	24	8	0.0	4.6	42	12	4	0	0.0	2.0	95.4	0.0	0.0	SEMANATE02
	ALBORNOZ10	0.4	ABC	2AA	151	102	30	10	0.0	5.7	51	15	5	0	0.1	2.1	95.3	0.0	0.0	ALBORNOZ10

---- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----		--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----			
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
ALBORNOZ10	2.07	95.33	ALBORNOZ04	56.23	32.24	23.27	22.31

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1679.9	1538.4	494.7	0.96	12.2	23.3	22.3

PROJECT: Scott & Scott 01/29/98 21:30:51
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 12D
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

12D	--- LOAD IN SECTION ---										--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			--- LOSSES ---		
SECTION NAME	PH	TYPE	CODE	KVA	W	KVAR	AMPS	DLBT	DLBT	KW	KVAR	AMPS	DLBT	DRCP	DRPF	LEVEL	W	KVAR	SECTION NAME	
FEEDER TOTALS																99.9	57.7	77.9		
							feeder pf =													
BALDGO	0.0	ABC	266A	0	0	0	0.0	71.3	3566	1098	342	0	0.0	0.0	99.9	0.7	1.2	BALDGO		
TRA	0.0	ABC	266A	0	0	0	0.0	71.7	3565	1097	342	0	0.0	0.0	99.9	0.1	0.1	TRA		
VIZCAYA	0.0	ABC	266A	0	0	0	0.0	26.7	1098	538	112	0	0.4	0.4	99.5	3.0	4.3	VIZCAYA		
CORDERO	0.0	ABC	266A	477	771	181	34	0.0	26.7	929	453	95	0	0.5	0.8	99.1	3.2	4.3	CORDERO	
CORDERO01	0.0	ABC	266A	328	249	116	25	0.0	28.6	640	311	66	0	0.1	1.0	98.9	0.6	0.8	CORDERO01	
CORDERO02	0.0	ABC	266A	150	184	89	19	0.0	10.7	427	207	44	0	0.0	1.0	98.9	0.1	0.2	CORDERO02	
CORDERO03	0.0	ABC	266A	24	177	86	18	0.0	2.2	246	119	25	0	0.1	1.1	98.8	0.1	0.2	CORDERO03	
CORDERO04	0.0	ABC	266A	217	157	76	15	0.0	7.4	79	38	8	0	0.0	1.1	98.8	0.0	0.0	CORDERO04	
FSALAZAR	0.8	ABC	266AA	75	15	8	2	0.0	55.3	1459	555	231	0	1.8	1.3	98.1	34.6	47.2	FSALAZAR	
FSALAZAR01	0.0	ABC	266AA	1730	378	166	75	0.0	54.5	2208	410	212	0	0.3	2.1	97.8	8.0	8.2	FSALAZAR01	
AV12OCTUBRE	0.0	ABC	266AA	245	57	27	6	0.0	1.3	27	13	3	0	0.0	2.1	97.8	0.0	0.0	AV12OCTUBRE	
FSALAZAR02	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	44.6	1975	281	137	0	0.0	2.2	97.7	0.8	1.1	FSALAZAR02	
DESTRUGE	0.0	ABC	266A	30	7	3	1	0.0	39.9	1773	178	167	0	0.2	2.3	97.6	0.0	4.1	DESTRUGE	
AVECOLON	0.0	ABC	266AA	170	37	18	4	0.0	27.7	1215	-103	115	0	0.2	2.5	97.4	0.0	4.0	AVECOLON	
AVECOLON01	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	12.5	556	-7	52	0	0.0	2.6	97.3	0.0	0.0	AVECOLON01	
AVECOLON02	0.0	ABC	470AA	0	0	0	0	0.0	14.5	556	-7	52	0	0.0	2.6	97.3	0.1	0.1	AVECOLON02	
AVECOLON03	0.0	ABC	270CB	365	80	40	8	0.0	10.9	450	-60	43	0	0.1	2.7	97.2	0.6	0.8	AVECOLON03	
AVECOLON04	0.0	ABC	270CB	38	11	5	1	0.0	7.6	177	-196	25	0	-0.0	2.7	97.2	0.1	0.1	AVECOLON04	
AVECOLON05	0.0	ABC	270CB	140	71	35	7	0.0	7.1	15	-104	13	0	-0.0	2.7	97.2	0.0	0.0	AVECOLON05	
AVECOLON05		ABC	CAPACITOR 300				284	ADJUSTED												
AVAMAZONAS	0.0	ABC	270CB	645	141	70	15	0.0	6.4	76	35	7	0	0.0	2.7	97.2	0.0	0.0	AVAMAZONAS	
ILMERA01	0.0	ABC	170AA	1042	227	113	24	0.0	10.4	114	57	12	0	0.0	2.7	97.2	0.0	0.0	ILMERA01	
ILMERA	0.0	ABC	170AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.7	97.2	0.0	0.0	ILMERA	
YANEZ	0.0	ABC	600	300	60	30	7	0.0	5.7	30	16	3	0	0.0	2.6	97.3	0.0	0.0	YANEZ	
AV6DICIEMBRE1	0.0	ABC	266A	225	49	24	5	0.0	10.5	510	41	48	0	0.0	2.5	97.3	0.2	0.3	AV6DICIEMBRE1	
AV6DICIEMBRE1		ABC	CAPACITOR 450				426	ADJUSTED												
AV6DICIEMBRE2	0.0	ABC	266AA	2170	465	232	49	0.0	10.7	503	1.6	20	0	0.0	2.6	97.3	0.1	0.1	AV6DICIEMBRE2	
BATALLAS	0.0	ABC	600	90	20	10	2	0.0	1.7	10	5	1	0	0.0	2.5	97.3	0.0	0.0	BATALLAS	
AV6DICIEMBRE	0.0	ABC	266AA	472	103	51	11	0.0	2.6	52	26	5	0	0.0	2.6	97.3	0.0	0.0	AV6DICIEMBRE	
CAMANIG	0.0	ABC	270AA	100	22	11	2	0.0	20.7	523	260	55	0	0.1	2.4	97.5	0.4	0.3	CAMANIG	
IGNACIO	0.0	ABC	270CB	362	79	39	8	0.0	20.9	417	209	44	0	0.2	2.6	97.3	0.6	0.4	IGNACIO	
IGNACIO01	0.0	ABC	470CB	425	90	45	10	0.0	5.8	122	61	13	0	0.0	2.6	97.1	0.1	0.0	IGNACIO01	
DRELLANAS1B	0.0	ABC	270CB	345	75	37	8	0.0	3.4	38	19	4	0	0.0	2.7	97.2	0.0	0.0	DRELLANAS1B	
LINDOLN	0.0	ABC	470CB	967	211	105	22	0.0	12.7	136	53	11	0	0.0	2.6	97.3	0.0	0.0	LINDOLN	
IGNACIO02	0.0	ABC	270CB	240	52	26	5	0.0	2.4	26	13	3	0	0.0	2.4	97.5	0.0	0.0	IGNACIO02	
FSALAZAR03	0.0	ABC	266A	925	201	100	21	0.0	5.1	101	50	11	0	0.0	2.0	97.7	0.0	0.0	FSALAZAR03	

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	DRCP	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	W	KVAR	
AVAMAZONAS	2.72	97.18	TRA	71.31	96.95	57.73	77.90	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.5%

--- Rm CUMULATIVE FEEDER LOAD ---				--- Rm CUMULATIVE FEEDER LOSSES ---			
KVA	W	KVAR	PF	KVA	W	KVAR	
3731.1	3065.8	1775.1	0.96	57	57.7	77.9	

PROJECT: Scott & Scott 01/29/98 21:37:14
 LICENSRD TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 12N
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

12N	---- LOAD IN SECTION ----										---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --	
SECTION NAME	WT	PHS	LOAD	KVA	KW	KVAR	AMPS	CLBT	FLT	KVA	KVAR	AMPS	CLBT	DRDP	DRCP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER 12N001									0.94	3865	1790	367	0			99.9	69.8	115.0	
ALB11	1.0	ABC	336AA	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.1	0.1	99.8	1.6	2.7	ALB12
AVCON004	1.0	ABC	336AA	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.9	1.1	98.9	23.2	39.8	AVCON004
VALADLID01		ABC	336AA	75	32	54	0.0	0.0	0.0	18	7	2	0	0.1	1.0	98.9	0.0	0.0	VALADLID01
LUISCOR01	1.0	ABC	336AA	358	155	271	0.0	0.0	0.0	3527	1291	348	0	0.7	1.7	96.1	17.6	29.5	LUISCOR01
LUISCOR02	1.0	ABC	336AA	292	120.9	202	0.0	0.0	0.0	2908	952	277	0	1.0	2.7	97.2	20.5	34.4	LUISCOR02
LUISCOR03	1.0	ABC	336AA	425	177	294	0.0	0.0	0.0	4145	2069	621	234	0.2	2.9	97.0	3.5	5.8	LUISCOR03
LUISCOR04	1.0	ABC	336AA	184	78	134	0.0	0.0	0.0	1771	514	83	30	0.2	3.1	95.8	1.1	1.8	LUISCOR04
LUISCOR05	1.0	ABC	336AA	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.1	96.8	0.0	0.0	LUISCOR05
LEONM	1.0	ABC	1700U	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.1	96.8	0.0	0.0	LEONM
LEONM01	1.0	ABC	1700U	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.1	96.8	0.0	0.0	LEONM01
LIGN11	1.0	ABC	1700U	713	285	39	0.0	0.0	0.0	1371	421	86	41	0.0	3.1	96.8	0.1	0.1	LIGN11
LIGN11		ABC	CAPACITOR 100						261	ADJUSTED									
LIGN10	0.1	ABC	1700U	0	0	0	0.0	0.0	0.0	6.2	184	95	19	0.0	3.2	96.7	0.0	0.0	LIGN10
LIGN09	0.1	ABC	1700U	30	3	4	0.0	0.0	0.0	2.5	69	32	7	0.0	3.2	96.7	0.0	0.0	LIGN09
LIGN08	0.1	ABC	1700U	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	3.2	96.7	0.0	0.0	LIGN08
PAWLSON	0.1	ABC	40U	238	65	30	0.0	0.0	0.0	3.8	32	15	7	0.0	3.2	96.7	0.0	0.0	PAWLSON
JFINT3	0.1	ABC	20U	438	111	51	0.0	0.0	0.0	5.0	55	26	5	0.0	3.2	96.7	0.0	0.0	JFINT3
MARISCAL	1	ABC	40U	185	50	27	0.0	0.0	0.0	2.9	25	12	7	0.0	3.2	96.7	0.0	0.0	MARISCAL
MARISCAL01	1.0	ABC	40U	375	102	47	0.0	0.0	0.0	5.2	51	24	5	0.0	3.2	96.7	0.0	0.0	MARISCAL01
DALMAGRO	0.1	ABC	1700U	0	0	0	0.0	0.0	0.0	11.7	760	324	78	0.1	3.0	95.9	0.3	0.4	DALMAGRO
DMORENO	0.1	ABC	60U	145	62	26	0.0	0.0	0.0	5.3	31	13	3	0.0	3.0	96.9	0.0	0.0	DMORENO
DMORENO01	0.1	ABC	60U	150	64	27	0.0	0.0	0.0	23.4	309	128	31	0.2	3.2	96.7	0.6	0.2	DMORENO01
RVICTORIA	0.1	ABC	60U	0	0	0	0.0	0.0	0.0	23.0	168	114	28	0.1	3.3	96.6	0.3	0.1	RVICTORIA
RVICTORIA01	1.0	ABC	60U	630	267	114	0.0	0.0	0.0	23.0	134	57	14	0.0	3.3	96.6	0.0	0.0	RVICTORIA01
DALMAGRO01	1.0	ABC	2700U	418	177	76	0.0	0.0	0.0	10.5	278	118	29	0.1	3.0	96.9	0.1	0.2	DALMAGRO01
DALMAGRO02	0.1	ABC	2700U	210	89	38	0.0	0.0	0.0	5.4	144	62	15	0.0	3.1	96.8	0.0	0.0	DALMAGRO02
PRESIDENTE	1.0	ABC	2700U	30	25	11	0.0	0.0	0.0	0.7	13	5	1	0.0	3.1	96.8	0.0	0.0	PRESIDENTE
PRESIDENTE01	0.1	ABC	2700U	175	74	32	0.0	0.0	0.0	2.1	37	16	4	0.0	3.1	96.8	0.0	0.0	PRESIDENTE01

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----		--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----			
SECTION NAME	DRDP	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
RVICTORIA01	3.29	96.61	AVCON004	74.92	134.50	69.83	114.95

1 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
3920.3	3865.4	1382.6	0.94	104.5	69.8	115.0

PROJECT: Scott & Scott 12/24/97 00:40:10
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 24D
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

24D	LOAD IN SECTION										LOAD PER SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES					
	SECT	PH	LINE	KVA	HP	WAP	AMPS	DIST	POT	KW	KVAR	AMPS	COST	DRCT	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME				
FEEDER TOTAL										feeder pf = 0.90				2426	1188	260	0	95.3	43.9	58.3			
FRASE	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	61.9	2426	1188	260	0	0.5	0.5	94.8	9.4	12.6	FRASE				
FRASE	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	61.9	2417	1175	260	0	0.0	0.5	94.8	0.5	0.7	FRASE				
FRASE01	0.1	ABC	266AA	257	67	31	7	0.0	55.3	2126	1036	229	0	0.3	0.9	94.4	5.7	7.6	FRASE01				
SEISDICI	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	51.7	2013	978	217	0	0.3	1.1	94.2	4.5	6.1	SEISDICI				
SEISDICI01	0.1	ABC	266AA	117	26	12	3	0.0	49.8	1921	921	208	0	0.2	1.4	93.9	3.2	4.4	SEISDICI01				
ORELIANA	0.2	ABC	266AA	250	58	27	6	0.0	48.4	1947	993	200	0	0.6	2.0	93.3	9.5	12.9	ORELIANA				
ALMAGR	0.1	ABC	266AA	175	40	19	4	0.0	41.2	1563	764	174	0	0.2	2.3	93.0	3.1	4.2	ALMAGR				
NINA	0.1	ABC	477AA	1472	339	161	37	0.0	25.4	1249	598	136	0	0.3	2.5	92.8	2.0	4.7	NINA				
MERA	0.1	ABC	170AA	213	49	23	5	0.0	2.3	24	12	3	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	MERA				
NINA01	0.1	ABC	600	250	58	27	6	0.0	5.2	29	14	3	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	NINA01				
MERA01	0.2	ABC	170AA	150	35	16	4	0.0	46.2	954	454	104	0	0.4	2.9	92.4	3.9	2.4	MERA01				
MARIA	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	17.2	655	312	72	0	0.0	2.9	92.4	0.1	0.1	MARIA				
MARIA04	0.3	ABC	266AA	150	35	16	4	0.0	17.2	639	304	70	0	0.2	3.1	92.2	1.0	1.3	MARIA04				
MARIA05	0.1	ABC	266AA	710	163	77	18	0.0	13.8	447	212	49	0	0.1	3.2	92.1	0.2	0.3	MARIA05				
MARIA06	0.1	ABC	266AA	150	35	16	4	0.0	9.2	296	140	33	0	0.0	3.2	92.1	0.1	0.1	MARIA06				
NUEVEOCTUBRE	0.0	ABC	2700U	0	0	0	0	0.0	2.6	95	41	9	0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	NUEVEOCTUBRE				
AVCOLON01	0.1	ABC	2700U	118	27	13	3	0.0	1.6	35	18	4	0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	AVCOLON01				
AVCOLON02	0.1	ABC	2700U	105	24	11	3	0.0	0.7	11	6	1	0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	AVCOLON02				
NUEVEOCTUBRE01	0.1	ABC	2700U	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	NUEVEOCTUBRE01				
AVCOLON	0.1	ABC	2700U	150	35	16	4	0.0	1.1	17	8	2	0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	AVCOLON				
NUEVEOCTUBRE02	0.2	ABC	2700U	225	52	25	6	0.0	5.9	167	79	18	0	0.0	3.3	92.0	0.1	0.1	NUEVEOCTUBRE02				
NUEVEOCTUBRE03	0.1	ABC	2700U	75	17	8	2	0.0	0.5	9	4	1	0	0.0	3.3	92.0	0.0	0.0	NUEVEOCTUBRE03				
VEINTIMILLA	0.1	ABC	600	175	40	19	4	0.0	3.7	20	10	2	0	0.0	3.3	92.0	0.0	0.0	VEINTIMILLA				
VEINTIMILLA01	0.2	ABC	600	363	83	40	9	0.0	7.7	42	20	5	0	0.0	3.3	92.0	0.0	0.0	VEINTIMILLA01				
PIZARRO	0.2	ABC	600	225	52	25	6	0.0	4.7	26	12	3	0	0.0	3.2	92.1	0.0	0.0	PIZARRO				
TRIANA	2.4	ABC	2 CUSU	400	92	44	10	0.0	4.4	46	22	5	0	0.2	3.4	91.9	0.1	0.1	TRIANA				
MARIA01	0.1	ABC	266AA	45	10	5	1	0.0	6.0	225	107	25	0	0.0	2.9	92.4	0.0	0.0	MARIA01				
MARIA02	0.1	ABC	266AA	60	14	7	2	0.0	5.8	213	101	23	0	0.0	2.9	92.4	0.0	0.0	MARIA02				
RABIDA	0.1	ABC	200	112	26	12	3	0.0	1.2	13	6	1	0	0.0	2.9	92.4	0.0	0.0	RABIDA				
MARIA03	0.1	ABC	266AA	350	81	38	9	0.0	2.1	40	19	4	0	0.0	2.9	92.4	0.0	0.0	MARIA03				
RABIDA01	0.2	ABC	200	435	100	47	11	0.0	4.8	50	24	5	0	0.0	3.0	92.3	0.0	0.0	RABIDA01				
MERA02	0.1	ABC	170AA	200	46	22	5	0.0	2.2	23	11	3	0	0.0	2.9	92.4	0.0	0.0	MERA02				
ALMAGR01	0.2	ABC	600	660	152	72	17	0.0	13.8	76	36	8	0	0.1	2.3	92.0	0.1	0.0	ALMAGR01				
ORELIANA01	0.2	ABC	1700U	250	58	27	6	0.0	6.9	167	79	18	0	0.1	2.1	93.2	0.1	0.1	ORELIANA01				
TRAMO	0.1	ABC	26A	226	52	25	6	0.0	3.1	26	12	3	0	0.0	2.1	93.2	0.0	0.0	TRAMO				
ORELIANA02	0.3	ABC	600	175	40	19	4	0.0	7.8	43	20	5	0	0.1	2.1	93.2	0.0	0.0	ORELIANA02				
PASAJE	0.1	ABC	600	125	29	14	3	0.0	2.6	14	7	2	0	0.0	1.4	93.9	0.0	0.0	PASAJE				
BELLO	0.1	ABC	600	325	75	35	8	0.0	6.7	37	18	4	0	0.0	1.2	94.1	0.0	0.0	BELLO				
PRADESUB01	0.1	ABC	4 CUSU	312	72	34	8	0.0	4.3	36	17	4	0	0.0	0.9	94.4	0.0	0.0	PRADESUB01				
PRADESUB	0.1	ABC	170 CU	75	7	9	0	0.0	9.9	250	118	27	0	0.0	0.5	94.8	0.0	0.0	PRADESUB				
CARRIO	0.3	ABC	4 CUSU	387	89	42	10	0.0	5.3	45	21	5	0	0.0	0.6	94.7	0.0	0.0	CARRIO				
MARIANO	0.2	ABC	170 CU	0	0	0	0	0.0	5.2	152	72	16	0	0.0	0.6	94.7	0.1	0.1	MARIANO				
MARIANA	0.2	ABC	2 CUSU	90	21	10	2	0.0	1.0	10	5	1	0	0.0	0.6	94.7	0.0	0.0	MARIANA				
SALBADER	0.1	ABC	2 CUSU	200	46	22	5	0.0	6.1	97	46	10	0	0.0	0.6	94.7	0.0	0.0	SALBADER				
SALBADER01	0.1	ABC	2 CUSU	270	62	29	7	0.0	2.9	31	15	3	0	0.0	0.6	94.7	0.0	0.0	SALBADER01				

--- VOLTAGE DROP MAXIMUM ---		--- AMPS LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
PERCENT	PERCENT	SECTION	MAX CAPACITY	KVA	KVAR	AMPS
TRIANA	0.2	91.94	TRIANA	400	47.68	56.34

PROJECT: Scott & Scott 01/29/98 21:38:51
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 32E
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SECTION NAME	LGT	PHS	---- LOAD IN SECTION ----						---- LOAD THRU SECTION ----				---- VOLTAGE PERCENT ----			-- LOSSES --			SECTION NAME
			COND	KVA	KW	KVAR	AMPE	COST	PCT	KVA	KVAR	AMPE	COST	LRDF	DRDF	LEVEL	KW	KVAR	
FEEDER TOTAL:																			
								0.89	1111	577	119	0			99.6	14.8	23.2		
SALDAVILA	1.0	AED	306AA	45	18	3	0	0.0	24.8	1162	573	117	0	1.2	1.3	96.3	10.2	17.1	SALDAVILA
ANDALUZZIA	1.1	ABD	402AA	85	33	11	2	0.0	15.1	129	60	14	0	0.0	1.4	96.2	0.1	0.0	ANDALUZZIA
GUENEDIG	1.2	ACD	205AA	30	12	3	1	0.0	21.1	316	426	85	0	0.2	1.6	96.0	1.5	2.0	GUENEDIG
WASHINGTON	1.3	ABD	288AA	50	19	5	1	0.0	20.9	891	419	86	0	0.2	1.6	95.8	1.7	1.8	WASHINGTON
WASHINGTON1	0.2	ABD	188AA	10	4	1	0	0.0	20.4	752	396	81	0	0.2	1.9	95.7	0.9	1.2	WASHINGTON1
WASHINGTON2	0.1	ACD	288AA	70	27	9	2	0.0	18.3	701	371	76	0	0.0	2.0	95.6	0.7	0.4	WASHINGTON2
WASHINGTON3	0.1	ABD	188AA	273	80	19	7	0.0	1.5	32	15	3	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	WASHINGTON3
FEINAY	0.0	AEL	400AA	0	0	0	0	0.0	18.9	627	336	68	0	0.0	2.0	95.5	0.1	0.2	FEINAY
VICTORIA	0.1	ABD	400AA	0	0	0	0	0.0	18.9	627	336	68	0	0.1	2.1	95.5	0.4	0.4	VICTORIA
VICTORIA1	0.1	ABC	400AA	1575	616	336	69	0.0	18.9	313	168	34	0	0.1	2.1	95.5	0.1	0.1	VICTORIA1

---- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	DROP PERCENT	LEVEL PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
VICTORIA1	2.12	95.48	SALDAVILA	24.91	27.57	14.84	23.23

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1152.8	112.0	577.1	0.89	27.6	14.8	23.2

PROJECT: Scott & Scott 01/29/98 21:45:50
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 53D
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

53D	LOAD IN SECTION										LOAD THRU SECTION										VOLTAGE PERCENT			LOSSES		
SECTION NAME	PHASE	LOAD	KVA	KW	KVAR	PF	LOSS	LOAD	PHASE	LOAD	KVA	KW	KVAR	PF	LOSS	LEVEL	KVA	KW	KVAR	SECTION NAME						
FEEDER TOTALS:								feeder pf = 0.95			4092	1282	430			95.6	42.1	71.2								
SALIDAD	ABC	2044						80.7			4002	1251	401			95.0	7.9	10.3		SALIDAD						
SALIDAD01	ABC	2044						80.8			3979	1231	400			95.1	19.1	19.1		SALIDAD01						
ULPIANO	ABC	2044	692	208	123	25	0.0	11.4			120	64	10			94.7	0.1	0.0		ULPIANO						
ULPIANO01	ABC	2044	692	208	123	25	0.0	11.4			120	64	10			95.0	0.0	0.0		ULPIANO01						
DIECICHO	ABC	2044						75.7			3689	1051	268			94.7	8.7	13.9		DIECICHO2						
NUEVEDO	ABC	2044						14.5			497	-2	43			94.6	0.2	0.3		NUEVEDO						
JORGE	ABC	2044	115	47	145	50	0.0	41.9			229	123	25			94.5	0.2	0.1		JORGE						
NUEVEDO01	ABC	2044	0	0	0	0	0.0	7.1			0	-134	10			94.6	0.0	0.0		NUEVEDO01						
NUEVEDO01	ABC CAPACITOR 300 KVAR (269 ADJUSTED)																									
NUEVESUB	ABC	2044	1710	689	154	75	0.0	32.5			340	182	37			94.5	0.4	0.2		NUEVESUB						
TRAMOSUB	ABC	2044	385	151	82	17	0.0	7.3			77	41	8			94.6	0.0	0.0		TRAMOSUB						
DIECICHO1	ABC	2500U	0	0	0	0	0.0	42.3			2290	571	229			94.6	1.8	3.9		DIECICHO1						
DIECICHO	ABC	2500U	765	280	150	31	0.0	42.3			2148	492	214			94.3	3.5	7.7		DIECICHO						
LION	ABC	3700U	730	195	92	21	0.0	47.3			1906	363	188			94.2	1.9	3.0		LION						
WASHINGTON4	ABC	266AA	200	54	25	6	0.0	1.4			27	13	3			94.2	0.0	0.0		WASHINGTON4						
LION01	ABC	3700U	0	0	0	0	0.0	41.1			1750	289	173			94.2	0.8	1.3		LION01						
LION02	ABC	3700U	535	145	67	16	0.0	41.1			1677	254	165			94.0	1.9	3.0		LION02						
RROBLES	ABC	40U	150	41	19	4	0.0	2.4			20	9	2			94.0	0.0	0.0		RROBLES						
RROBLES01	ABC	40U	160	42	20	5	0.0	2.6			22	10	2			94.0	0.0	0.0		RROBLES01						
LION03	ABC	3700U	0	0	0	0	0.0	35.5			1518	179	149			94.0	0.2	0.4		LION03						
LION04	ABC	3700U	210	57	26	6	0.0	35.5			1489	165	146			93.9	1.4	2.1		LION04						
RRCA	ABC	266AA	530	171	79	18	0.0	4.4			66	40	9			93.9	0.0	0.0		RRCA						
RRCA01	ABC	266AA	275	75	35	8	0.0	4.7			146	68	16			93.9	0.0	0.0		RRCA01						
RRCA02	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0			0	0	0			93.9	0.0	0.0		RRCA02						
REINA	ABC	40U	400	109	50	12	0.0	5.5			54	25	6			93.9	0.0	0.0		REINA						
LION05	ABC	3700U	100	27	13	3	0.0	25.7			1091	-21	106			93.9	0.5	0.8		LION05						
LION06	ABC	3700U	175	48	22	5	0.0	25.0			1057	-39	103			93.8	0.4	0.6		LION06						
JCARRION	ABC	40U	100	27	13	3	0.0	1.6			14	6	1			93.8	0.0	0.0		JCARRION						
JCARRION01	ABC	40U	385	105	48	11	0.0	6.3			52	24	6			93.8	0.0	0.0		JCARRION01						
LION07	ABC	3700U	100	27	13	3	0.0	21.0			883	-118	87			93.8	0.6	0.9		LION07						
VINTIMILLA	ABC	270AA	840	228	106	25	0.0	9.1			114	53	12			93.8	0.0	0.0		VINTIMILLA						
VINTIMILLA01	ABC	270AA	1255	351	163	38	0.0	24.6			465	-49	46			93.7	0.5	0.4		VINTIMILLA01						
VINTIMILLA01	ABC CAPACITOR 507 KVAR (527 ADJUSTED)																									
VINTIMILLA02	ABC	270AA	430	117	54	13	0.0	11.5			230	106	25			93.7	0.0	0.0		VINTIMILLA02						
VINTIMILLA03	ABC	270AA	630	171	79	18	0.0	8.0			86	40	9			93.7	0.0	0.0		VINTIMILLA03						

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES			
PERCENT	PERCENT	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
1.72	93.66		SALIDAD01	80.75	82.70	42.13	71.16

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.5)

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
4092.6	1282.0	430.0	0.95	82.1	42.1	71.2	

PROJECT: Scott & Scott 01/29/98 21:40:04
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FREDER 53R
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

53R	LOAD IN SECTION										LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		
SECTION NAME	LINE	TYPE	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CBET	PCOT	KW	KVAR	AMPS	CBET	DRPF	DRPF	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME	
FEEDER TOTAL:							feeder bf =	0.951		2394	470	293	0			98.5	39.6	46.9		
SALDAE	0.1	ABC	200L	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	98.1	1.2	16.5	SALDAE	
SALDAE01	0.1	ABC	200AA	500	150	70	16	0.0	0.0	1206	218	165	0	0.0	0.0	94.6	5.7	3.9	SALDAE01	
SALDAE02	0.1	ABC	200AA	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	94.6	0.0	0.0	SALDAE02	
VALDIVIA	0.1	ABC	200L	75	27	0	2	0.0	0.0	9	4	1	0	0.0	0.0	94.3	0.0	0.0	VALDIVIA01	
VALDIVIA01	0.1	ABC	200AA	195	65	21	5	0.0	0.0	14.5	7	3	0	0.0	0.0	94.4	0.0	0.0	VALDIVIA01	
VALDIVIA02	0.1	ABC	200AA	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	94.4	0.0	0.0	VALDIVIA02	
VALDIVIA03	0.1	ABC	200L	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	VALDIVIA03	
VALDIVIA04	0.1	ABC	200L	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	VALDIVIA04	
VALDIVIA05	0.1	ABC	200AA	127	45	14	7	0.0	0.0	31.8	35.1	-97	0	0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	VALDIVIA05	
VALDIVIA06	0.1	ABC	200AA	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	VALDIVIA06	
LOISCORDE	0.1	ABC	200L	75	27	0	2	0.0	0.0	8.5	4	-97	0	0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	LOISCORDE01	
LOISCORDE01	0.1	ABC	200L	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	LOISCORDE01	
LOISCORDE02	0.1	ABC	200L	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	LOISCORDE02	
LOISCORDE03	0.2	ABC	200L	95	32	10	0	0.0	0.0	2.2	11	29	0	0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	LOISCORDE03	
LOISCORDE04	0.2	ABC	200L	200	61	24	0	0.0	0.0	1.8	25	17	0	0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	LOISCORDE04	
LOISCORDE05	0.1	ABC	200L	357	91	38	9	0.0	0.0	7.5	216	107	0	0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	LOISCORDE05	
LOISCORDE06	0.1	ABC	200L	745	271	60	0	0.0	0.0	8.7	65	41	0	0.0	0.0	94.1	0.0	0.0	LOISCORDE06	
MERCADILLO	0.1	ABC	200L	70	25	0	0	0.0	0.0	8.5	37	13	4	0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	MERCADILLO	
VEINTIMILLA	0.1	ABC	200L	75	27	0	0	0.0	0.0	16.4	0	51	0	0.0	0.0	94.2	0.0	0.0	VEINTIMILLA	
JERONIMO	0.1	ABC	200L	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	94.4	0.0	0.0	JERONIMO	
JERONIMO01	0.1	ABC	200L	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	94.4	0.0	0.0	JERONIMO01	
VRRODA	0.1	ABC	200L	10	3	0	0	0.0	0.0	1.2	13	6	1	0.0	0.0	94.4	0.0	0.0	VRRODA	
VALDIVIA	0.1	ABC	200L	210	63	23	5	0.0	0.0	74.7	1635	515	169	0	0.4	1.4	94.2	5.7	3.9	VALDIVIA
PROBLES	0.1	ABC	200L	145	455	244	50	0.0	0.0	72.5	1377	478	142	0	0.3	1.7	93.9	4.0	2.7	PROBLES
NUEVEOCT02	0.1	ABC	200L	125	50	27	6	0.0	0.0	32.5	1121	340	114	0	0.1	1.6	93.8	1.0	1.2	NUEVEOCT02
NUEVEOCT03	0.2	ABC	200L	300	90	43	9	0.0	0.0	27.5	938	373	95	0	0.2	2.0	93.6	1.5	1.9	NUEVEOCT03
NUEVEOCT04	0.1	ABC	200L	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	93.6	0.0	0.0	NUEVEOCT04	
PASAGE	0.1	ABC	200L	262	144	77	16	0.0	0.0	13.3	72	39	8	0	0.0	2.1	93.5	0.0	0.0	PASAGE
PASAGE01	0.1	ABC	200L	445	177	95	20	0.0	0.0	16.4	88	47	10	0	0.0	2.1	93.5	0.0	0.0	PASAGE01
NUEVEOCT04	0.1	ABC	200L	333	132	71	15	0.0	0.0	17.8	516	274	57	0	0.1	0.1	93.5	0.3	0.4	NUEVEOCT04
BEINTIMILLA	0.1	ABC	200L	375	149	80	17	0.0	0.0	18.4	75	40	6	0	0.0	2.1	93.5	0.0	0.0	BEINTIMILLA
BEINTIMILLA01	0.1	ABC	200L	550	219	117	24	0.0	0.0	17.0	109	55	12	0	0.0	2.1	93.5	0.0	0.0	BEINTIMILLA01
NUEVEOCT05	0.2	ABC	200L	170	76	40	5	0.0	0.0	1.8	0.0	20	4	0	0.0	2.1	93.5	0.0	0.0	NUEVEOCT05
VICENTE	0.1	ABC	200L	295	117	63	13	0.0	0.0	10.8	59	31	7	0	0.0	1.9	93.7	0.0	0.0	VICENTE
PROBLES01	0.1	ABC	200L	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	-0.0	0.0	93.9	0.0	0.0	PROBLES01	

VOLTAGE DRPF MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	DRPF	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW
BEINTIMILLA01	2.11	93.49	VALDIVIA	74.75	61.37	39.60

Iteration(s) with convergence criteria of 0.50

TOTAL SUPPLY LINE FEEDER LOAD				TOTAL SUPPLY LINE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PCOT	KVA	KW	KVAR
2632.5	2094.0	570.0	0.951	61.4	79.1	26.9

ANEXO 9

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA
POR EFECTO JOULE EN EL DIA DE
ESTUDIO PARA EL SISTEMA DE
DISTRIBUCION PRIMARIO ESTUDIADO

hora	DEMANDA	DEMANDA	PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA	
	DEL SISTEMA	DEL SISTEMA	Configuración Actual	Configuración Propuesta	Configuración Actual	Configuración Propuesta
	KVA	KW	KW	KW	kWh	kWh
0.5	26255.44	24417.56	278.18	214.88	139.091	107.441
1	25238.23	23471.55	257.05	198.55	128.523	99.277
1.5	23790.25	22124.93	228.40	176.42	114.198	88.212
2	23802.56	22136.38	228.63	176.61	114.317	88.304
2.5	22793.04	21197.53	209.65	161.94	104.825	80.972
3	21874.52	20343.30	193.09	149.16	96.547	74.578
3.5	22305.01	20743.66	200.77	155.08	100.385	77.542
4	22076.16	20530.83	196.67	151.92	98.335	75.959
4.5	22567.79	20988.05	205.53	158.76	102.764	79.380
5	23076.19	21460.85	214.89	165.99	107.446	82.997
5.5	24350.43	22645.90	239.28	184.83	119.640	92.416
6	26262.08	24423.73	278.32	214.99	139.162	107.495
6.5	31037.95	28865.30	388.76	300.29	194.378	150.147
7	37580.78	34950.13	569.93	440.24	284.966	220.122
7.5	42542.83	39564.83	730.37	564.18	385.187	282.088
8	48038.63	44675.92	931.26	719.35	465.632	359.677
8.5	54590.06	50768.76	1202.59	928.94	601.297	464.471
9	57415.04	53395.99	1330.28	1027.57	665.140	513.787
9.5	59131.24	54992.06	1411.00	1089.92	705.498	544.962
10	60791.27	56535.88	1491.33	1151.98	745.666	575.989
10.5	61885.06	57553.10	1545.48	1193.81	772.740	596.903
11	62200.35	57846.33	1561.27	1206.00	780.634	603.000
11.5	62404.32	58036.02	1571.53	1213.92	785.763	606.961
12	62241.35	57884.46	1563.33	1207.59	781.664	603.795
12.5	61990.67	57651.33	1550.76	1197.88	775.380	598.942
13	58887.89	54765.74	1399.41	1080.97	699.703	540.485
13.5	58615.42	54512.34	1386.49	1070.99	693.243	535.495
14	57759.66	53716.48	1346.30	1039.95	673.149	519.973
14.5	57868.65	53817.84	1351.38	1043.87	675.692	521.937
15	59294.07	55143.49	1418.78	1095.93	709.389	547.967
15.5	59294.07	55143.49	1418.78	1095.93	709.389	547.967
16	59716.67	55536.51	1439.07	1111.61	719.537	555.806
16.5	59404.24	55245.94	1424.06	1100.01	712.028	550.005
17	58361.31	54276.01	1374.49	1061.72	667.246	530.862
17.5	58263.22	54184.79	1369.87	1058.16	684.937	529.079
18	61566.78	57257.11	1529.62	1181.56	764.812	590.779
18.5	65526.50	60939.64	1732.71	1338.43	866.355	669.215
19	63743.21	59281.18	1639.68	1266.57	819.841	633.286
19.5	60235.93	56019.42	1464.21	1131.03	732.105	565.514
20	57679.08	53641.54	1342.54	1037.05	671.272	518.523
20.5	54306.74	50505.27	1190.14	919.33	595.072	459.663
21	50715.91	47165.79	1037.96	801.77	518.960	400.885
21.5	44326.10	41223.27	792.89	612.46	396.443	306.232
22	39840.91	37052.05	640.55	494.79	320.273	247.395
22.5	36299.79	33758.80	531.74	410.74	265.671	205.371
23	32452.63	30180.94	425.00	328.29	212.501	164.146
23.5	29771.13	27687.15	357.67	276.26	178.635	138.141
0	27979.46	26020.90	315.92	244.03	157.958	122.014

ANEXO 10

PLANO DE LA COBERTURA DE LOS
PRIMARIOS DESPUES DEL INGRESO DE
LA SUBESTACION PEREZ GUERRERO

ANEXO 11

PLANO DE LA COBERTURA DE LOS
PRIMARIOS REESTRUCTURADOS