

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**“ANALISIS DE LAS PERDIDAS EN EL SISTEMA DE
DISTRIBUCION DEL DISTRITO CENTRO NORTE DE QUITO”**

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

Miguel Armulfo Bastidas Alvear

-1998-

AGRADECIMIENTO

Un especial agradecimiento para:

Bertha Alicia y Galo Alvear, por su apoyo constante durante mis estudios

A mi director de Tesis : **Ing. Mentor Poveda**

Y a todas las personas que colaboraron para la culminación de este trabajo.

RESUMEN EJECUTIVO

La realización de estudios de pérdidas eléctricas a nivel de distribución, constituye una actividad fundamental que la Empresa Eléctrica Quito S.A. debe tener en cuenta, ya que es en este sector en donde se produce la mayor cantidad de pérdidas. Si los sectores de análisis se reducen, el controlar los ilícitos resultará más fácil, como es el caso desarrollado en el presente trabajo el cual está dirigido a determinar el nivel de pérdidas por alimentador, cuyos resultados deben ser tomados en cuenta.

Como resultado se tiene que el nivel de pérdidas totales es 16.75% en los alimentadores de distribución estudiados, del cual, el 7.69% representan pérdidas técnicas y el 9.06% constituyen las pérdidas no técnicas.

Tomando en cuenta únicamente las pérdidas no técnicas, la empresa pierde 35'695.031 kWh / año. Si el costo del kWh es de 140 sucres, valor pagado por la empresa al INECEL, sin tomar en cuenta la utilidad por el servicio, la empresa está perdiendo al año S/. 4.997'304.340 solo en 17 alimentadores del Distrito Centro Norte de Quito.

Una reducción del 1% en pérdidas técnicas, que en energía son 1'697.171 kWh / año le representa a la empresa un ahorro de S/. 237'603.997 anuales tomando en cuenta el mismo precio y número de alimentadores.

Del análisis de los resultados obtenidos, finalmente quedará como responsabilidad de todos los que conforman la Empresa, implementar las acciones pertinentes que tiendan a controlar y reducir los niveles de pérdidas respectivos.

NOMENCLATURA

Δt : Intervalo de tiempo
Acom. : Acometidas
Alim. : Alimentador
AP : Alumbrado Público
BV : Bajo Voltaje
DMS : Sistema de Manejo de Datos
DPA/G : Análisis en primarios de distribución y gráficos
E/S : Entrada - Salida
EEQSA. : Empresa Eléctrica Quito SA.
Eper : Energía Perdida
fp : Factor de potencia
Fper : Factor de pérdidas
LAN : Red de área local
LDB : Base de datos de la carga
med. : Medidores
MV : Medio Voltaje
N.- : Número
Nph : Número de fases
Per. Ener. : Pérdidas de energía
Per. Inst. : Pérdidas instantáneas
Per. Pot. : Pérdidas de potencia instantánea
Per. Max. : Pérdidas de potencia a demanda máxima
Pot. Inst. : Potencia instantánea
Pot. Max. : Potencia máxima
Pper : Potencia de pérdidas
Prim. : Primario
Prom. : Promedio
SE : Subestación
SCADA : Supervisión, Control y adquisición de Datos
SDB : Base de datos del estado de la red
Sec. : Secundarios
SIDECOM : Sistema de Comercialización
T : Período de tiempo
Tot. : Total
Trans. : Transformador
Vol. : Voltaje

INDICE

Resumen ejecutivo

Nomenclatura

Indice

Contenido

pag.

CAPITULO 1

INTRODUCCION, DEFINICIONES Y DESCRIPCION DEL TRABAJO A REALIZAR

1.1 Introducción	1
1.2 Definiciones utilizadas.....	1
1.3 Metodología para la realización del caso	5
1.4 Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas	6
1.5 Niveles de pérdidas	7
1.6 Evolución de las pérdidas en la EEQSA.....	8
1.7 Importancia de las pérdidas eléctricas en general	10
1.8 Breve descripción del trabajo a realizar.....	14

CAPITULO 2

ANALISIS DE LA ENERGIA ENTREGADA

2.1 Introducción	19
2.2 Sistema SCADA.....	19
2.3 Descripción de la base de datos DMS	21
2.4 Proyección de la carga utilizando el DMS.....	23
2.5 Proceso de adquisición de datos del sistema SCADA para el calculo de la energía entregada.....	23
2.6 Problemas encontrados en los datos de corrientes y voltajes del SCADA.....	25
2.7 Procedimiento para el calculo de la energía entregada al alimentador	26
2.8 Cálculo de la energía entregada a cada alimentador	28
2.9 Archivos de datos de corrientes y voltajes para cada alimentador y su tamaño.....	38
2.10 Resumen de la energía total entregada a los alimentadores.....	39

CAPITULO 3

ANALISIS DE LA ENERGIA FACTURADA

3.1 Introducción	40
3.2 Descripción de la base de datos SIDEKOM	40
3.3 Proceso de cálculo y estimación de la energía facturada	42
3.4 Facturación Consumo Masivo	42
3.5 Area de cada alimentador	43
3.6 Energía de cada ruta de lectores	45
3.7 Facturación consumo de Grandes Clientes	49
3.8 Consumo de Alumbrado Público	51
3.9 Otros Consumos	56

CAPITULO 4

MODELACION DIGITAL DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION

4.1 Introducción	57
4.2 Trabajo de campo	57
4.3 Elaboración de planos	59
4.4 Nueva subestación Pérez Guerrero (53)	60
4.5 División del sistema eléctrico para la evaluación de las pérdidas	61
4.6 Pérdidas técnicas	62
4.7 Clasificación de las pérdidas técnicas para el caso	63
4.8 Reducción de las pérdidas técnicas	64
4.9 Parámetros que inciden en la reducción de pérdidas técnicas	65
4.10 Pérdidas no técnicas	66
4.11 Causas por las que se producen las pérdidas no técnicas	66
4.12 Reducción de pérdidas no técnicas	67
4.13 Resumen del programa DPA/G 3.12	68
4.14 Ingreso de información al DPA/G 3.12	73
4.15 Principales características de los alimentadores en estudio	74
4.16 Cálculo de las pérdidas técnicas en la red primaria	74
4.17 Estimación de las pérdidas técnicas en transformadores de distribución	76
4.18 Estimación de las pérdidas técnicas en redes secundarias , acometidas y contadores	85
4.19 Pérdidas técnicas en alumbrado público	86

CAPITULO 5

ANALISIS DE RESULTADOS

5.1. Introducción	87
5.2. Resumen de las pérdidas totales	87
5.3. Resumen de las pérdidas técnicas	87
5.4. Resultado de las pérdidas no técnicas	87
5.5. Análisis de resultados para cada uno de los alimentadores	89

5.6. Distribución gráfica de las pérdidas	90
5.7. Posibles causas de errores en el estudio	91
5.8. Información adicional de la EEQSA	93
5.9. Prioridades en el control de pérdidas en la EEQSA	93

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones	96
6.2. Recomendaciones	96

Bibliografía	98
---------------------------	-----------

Apéndice : Resumen del Manual de OLADE para el control de pérdidas eléctricas.

Anexo 1 : Fechas de los planes de trabajo.

Anexo 2 : Relación de las rutas de lecturas con los alimentadores y los planes de trabajo.

Anexo 3 : Energía facturada de cada una de las rutas para las 12 emisiones.

Anexo 4 : Distribución en porcentajes de las rutas de lecturas a los alimentadores.

Anexo 5 : Distribución de la energía facturada a los alimentadores de acuerdo a los porcentajes establecidos en el **anexo 4**.

Anexo 6 : Modelo de las rutas de lecturas para un sector completo.

Anexo 7 : Resultados de las corridas de flujos en los primarios.

CAPITULO 1

DESCRIPCION DEL TRABAJO A REALIZAR

CAPITULO 1

INTRODUCCION, DEFINICIONES Y DESCRIPCION DEL TRABAJO A REALIZAR

1.1 INTRODUCCION

El presente trabajo pretende aplicar un método coherente con la información disponible para determinar las pérdidas eléctricas tanto técnicas como no técnicas en los alimentadores asociados al Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA) de la Empresa Eléctrica Quito SA. (EEQSA), aplicando un balance de potencia y energía.

Con estos resultados se puede establecer la distribución de las pérdidas en alimentadores y si es posible, tomar acciones que tiendan a disminuir las mismas, como una política orientada al mejoramiento de la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica.

Los datos a utilizar para este propósito son exclusivamente los generados o existen disponibles en las diferentes áreas de la empresa, en sus bases de datos.

La exactitud del balance y por consiguiente el valor global de las pérdidas, estará determinada por la veracidad de la información, la simultaneidad y periodicidad en la toma de lecturas.

El problema de las pérdidas de energía eléctrica desde el punto de vista de la ingeniería se enfoca principalmente a dos aspectos dentro de las redes de distribución:

- La disipación de energía en los componentes del sistema debido a los fenómenos físicos y electromagnéticos, constituyéndose en pérdidas físicas
- Existencia de errores en la comercialización y el uso ilícito de energía, las cuales se les conoce como pérdidas no técnicas o negras.

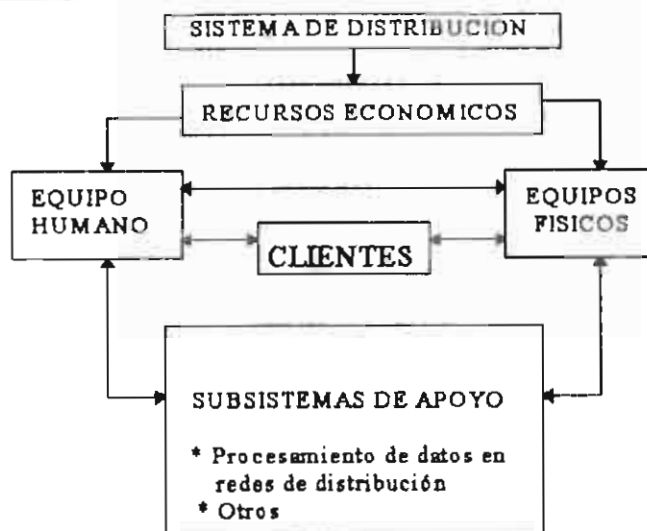
La falta de herramientas, administración, control e ingeniería ha originado problemas diversos por el continuo crecimiento de los sistemas y su complejidad.

Para lograr una visión más completa del comportamiento de las pérdidas en el tiempo y con el fin de evitar efectos estacionales, es conveniente, además de efectuar el balance mensual o bimensual (de acuerdo a la periodicidad de las lecturas de contadores), llevar a cabo el balance para un año, como se desarrolla para el presente estudio.

1.2 DEFINICIONES UTILIZADAS

Las definiciones indicadas a continuación serán utilizadas en el trabajo para determinar las pérdidas en alimentadores, entre las cuales tenemos:

Sistema de Distribución. - Desde el punto de vista de ingeniería, un sistema de distribución está formado por: las grandes subestaciones de potencia, subtransmisión, subestaciones de distribución, redes primarias, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y equipos de medición además de otros elementos que forman parte de la red como pueden ser bancos de capacitores, interruptores, seccionadores y otros.



Cuadro 1.1 *Relación entre los diferentes componentes de un sistema de distribución*

El sistema de distribución como parte del sistema eléctrico resulta ser el que más inversiones requiere para su correcto funcionamiento con el propósito de dar al usuario un servicio más eficiente.

Cliente.- Usuario del suministro caracterizado por el valor de potencia y el consumo de energía. Se lo identifica también como “abonado” o “consumidor” y es cualquier persona natural o jurídica que ha suscrito un trato de servicio con la empresa para el suministro de la energía eléctrica dentro de una residencia, establecimiento, edificio o local.

Red de Distribución.- Conjunto de elementos componentes del sistema de distribución: conductores, cables, aisladores, estructuras de soporte, canalizaciones o equipos.

Red Primaria (Medio Voltaje MV).- Es la parte de la red de distribución que opera a voltaje primario de distribución.

Red Secundaria (Bajo Voltaje BV).- Es la parte de la red de distribución que opera a voltaje secundario o voltaje de utilización del usuario o cliente.

Red de Alumbrado Público (AP).- Es la parte de la red de distribución, que opera al voltaje secundario del sistema y desde la cual se alimentan y controlan las lámparas del alumbrado de vías y espacios de uso público.

Red de Distribución Subterránea.- La red de distribución en la cual los elementos de la instalación se disponen en canalizaciones o directamente aterrada bajo el nivel del suelo y los centros de transformación en cámaras.

Red de Distribución Aérea.- La red de distribución en la cual los elementos de la instalación se dispone en estructuras aéreas.

Centro de Transformación.- La parte de la red primaria (MV) que comprende el transformador de distribución y sus elementos de protección, que alimenta o sirve a la red secundaria (BV) para la utilización de los clientes.

Centro de Transformación Aéreo.- El centro de transformación instalado sobre una estructura de soporte de redes de distribución aérea.

Centro de Transformación en Cámara.- Se lo identifica también como “*cámara de transformación*”, y es el centro de transformación instalado en un local cubierto, diseñado y construido exclusivamente para el alojamiento del o los transformadores de distribución y sus equipos, en redes de distribución principalmente subterráneas.

Plan de Trabajo.- Determina la actividad que los lectores realizarán durante un día de trabajo en la toma de lecturas de consumos en los contadores de energía instalados para cada uno de los clientes de la empresa.

Sector.- Área geográfica definida por la administración del Distrito Metropolitano de la ciudad de Quito, en la cual se encuentran un cierto número de rutas que cubren el mismo en su totalidad.

Ruta de Lectura.- Recorrido físico que realiza el lector en la toma de la información que registran los contadores de energía para establecer los consumos respectivos de cada período para la respectiva facturación.

Libro.- En éste constan todos los usuarios que pertenecen a una ruta de lectura

Zona.- División realizada a la ciudad con el fin de establecer un mejor control de sus habitantes, esta también la establece el Distrito Metropolitano de la ciudad de Quito.

Pérdidas de energía.- Energía eléctrica disipada por causas inherentes al proceso de transporte o transformación, más la energía que por diversos factores no se contabiliza o se contabiliza erróneamente por la empresa encargada del suministro. Puede definirse también como la diferencia que resulta de realizar un balance entre la energía entregada y la energía facturada.

Pérdidas técnicas.- Energía disipada en los elementos de la red debido a los fenómenos físicos.

Los fenómenos que originan las pérdidas técnicas son:

- Efecto corona (en el sistema de transmisión)
- Disipación térmica (efecto joule) en líneas, acometidas, equipos de medición y transformadores
- Corrientes de Foucault (o parásitas) e histéresis en núcleos de transformadores.

Pérdidas de Potencia .- Potencia entregada a un elemento o sistema que no es utilizada.

Pérdidas en el Núcleo de Transformadores.- Potencia disipada en un transformador se manifiesta en forma de calor, producida por histéresis y el flujo de corrientes parásitas.

Pérdidas por efecto joule.- Disipación térmica de potencia producida por el paso de una corriente por un conductor. En transformadores estas pérdidas también se denominan pérdidas en el cobre.

Pérdidas No-Técnicas.- Energía consumida pero no contabilizada o contabilizada erróneamente. Diferencia entre la energía entregada a los *usuarios* y la energía facturada por la empresa a la cual se le resta las pérdidas técnicas.

Pérdidas Técnica de Energía.- Las pérdidas técnicas de energía en un período T pueden ser evaluadas, aproximadamente con las pérdidas de potencia y conociendo o estimando el factor de pérdidas (F_{per}), el mismo que depende de la curva de carga en cada tramo o sector de un sistema .

$$E_{per} = P_{per} * F_{per} * T \quad (Ec. 1.1)$$

donde :

E_{per} : Energía de pérdidas (kWh)

P_{per} : Potencia de pérdidas (kW).

F_{per} : Factor de pérdidas

T : Período de tiempo (h)

Costos Marginales.- El costo marginal se define como el cambio en los costos totales cuando se presenta un pequeño cambio en la demanda. Estos costos pueden cambiar de acuerdo con las circunstancias regionales y con el tiempo.

Costo de las pérdidas.- Los costos tanto de potencia como de energía tienen un monto que depende de las condiciones del sistema de potencia en su conjunto y en forma marginal al sistema de distribución en sí mismo.

En términos generales, es factible determinar un costo unitario por kW de demanda y por año [C_{dem} en S/. /kW-año] y su costo por kWh de energía [C_{en} en S/. /kWh] de tal forma que el costo de las pérdidas por período T (típicamente un año) pueda ser evaluada por:

$$Costo. Anual. de. perdidas = C_{dem} * P_{per} + C_{en} * E_{per} \quad (Ec. 1.2)$$

donde:

C_{dem} : Costo de producir un kW adicional

P_{per} : Demanda máxima anual de pérdidas

C_{en} : Costo de la energía anual

E_{per} : Energía perdida anual

Cualquier acción tendientes a disminuir las pérdidas del sistema, debe estar sustentado en los beneficios que de ellas se deriven, por lo cual, un análisis económico-financiero será fundamental para instituir dicha acción.

Porcentaje de pérdidas.- Es la relación entre las pérdidas de energía en un sistema o parte de éste y la energía disponible para el mismo. Los porcentajes de pérdidas se aplican a transmisión, distribución, etc.

Potencia Nominal de un Transformador.- Es el valor convencional de la potencia aparente (en kVA o MVA) destinado a servir de base para el diseño del transformador.

Subestación de Distribución.- Es el centro de transformación que alimenta la distribución a los alimentadores.

Tipo de consumo .- Clasificación del consumo según su uso o tipo de usuario.

Demanda.- Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo previamente establecido. Los valores instantáneos tienen un interés limitado en el análisis de un Sistema de Distribución, lo que realmente interesa para dimensionarlo, en sus diversos componentes, dada la inercia térmica de los mismos, es la Demanda. Los intervalos de demanda normalmente empleados son: 15, 30, 60 minutos.

Intervalo de demanda.- Es el cambio producido en la demanda a intervalos cortos de tiempo.

Factor de uso (FU)- Es la relación entre la demanda máxima para la capacidad nominal total instalada

$$FU = \frac{\text{Demanda. Maxima}}{\text{Capacidad. Nominal. Instalada}} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Alimentador.- Está conformado por todos los elementos de la red de distribución, tales como, red primaria, red secundaria, transformadores de distribución, acometidas, equipos de medición, capacitores, reconectores, etc.; es decir todos aquellos elementos energizados.

Transformador Equivalente: Es un grupo de transformadores de una misma potencia que reemplaza a otros de diferentes potencias, cuyo comportamiento en grupo es similar, y se tiene de la relación entre los kVA nominales de todos los transformadores del alimentador dividido para el total de transformadores:

$$T_{eq} = \frac{kVA}{N} \quad (\text{Ec. 1.4})$$

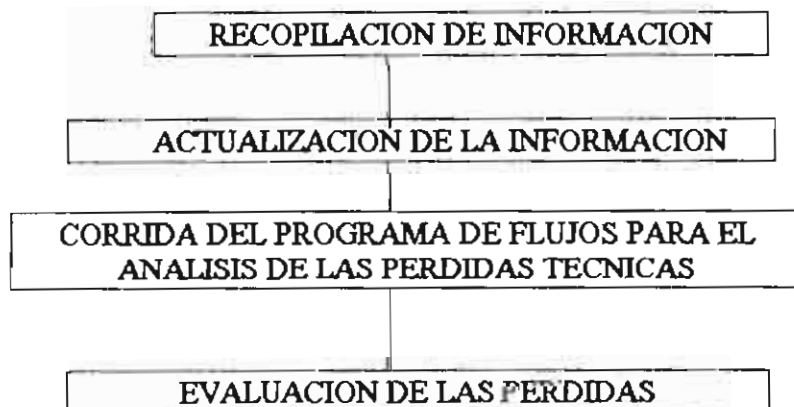
donde:

kVA : Potencia nominal de todos los transformadores

N : Número total de transformadores del alimentador

1.3 METODOLOGIA PARA LA REALIZACION DEL CASO .

Para el caso seleccionado se utiliza la siguiente metodología:



Cuadro 1.2 Esquema para la evaluación de las pérdidas en alimentadores

A continuación se resumen algunos aspectos relevantes de la metodología:

- a) Realizar un balance total de energía, en cada uno de los alimentadores, para obtener resultados globales de las pérdidas en energía.
- b) Cálculo de las pérdidas técnicas en primarios: realizando las respectivas corridas de flujos para cada uno de ellos, utilizando el *Distribution Primary Analysis and Graphics* (DPA/G 3.1), estas pérdidas son a demanda máxima anual.

Las pérdidas técnicas en transformadores de distribución: relacionando los datos disponibles en tablas y relacionar esta información con la del sistema SCADA.

Las pérdidas técnicas en Redes Secundarias, Acometidas, equipos de medición con datos de pérdidas ya establecidas anteriormente en otros estudios, relacionando directamente con la información proporcionada por inventario de las redes, en las que se incluyen: longitud de las líneas, tipo de conductor, demanda, nivel de tensión, etc.

- c) Estimación del valor de las pérdidas no-técnicas mediante la diferencia entre el valor de pérdidas obtenidas del balance energético general, con el valor calculado y estimado de las pérdidas técnicas en los diferentes elementos de la red.

El objetivo principal del estudio es utilizar la información que existe tanto al interior de la EEQSA como son del sistema SCADA, PIA, Operación, Comercialización entre otras y de estudios anteriormente ya realizados para determinar las pérdidas tanto técnicas como las no-técnicas en cada alimentador.

El sector seleccionado de la Empresa Eléctrica Quito SA. es el denominado sector Centro Norte, del cual se tiene disponible la mayor cantidad de información en planos y los datos del sistema SCADA.

El estudio utiliza información que va desde Enero de 1996 hasta Enero de 1997, actualizada hasta Diciembre de 1996.

Entre los principales resultados del estudio se destaca lo siguiente:

I. De las corridas de flujos en el DPA/G 3.1 se obtiene las pérdidas técnicas de potencia las cuales se traducen en pérdidas de energía para cada uno de los primario.

II. Del balance de energía por áreas realizado para cada uno de los alimentadores, se determina el nivel de pérdidas totales, mediante la diferencia de la energía total entregada a cada uno de los primarios en las subestaciones con la energía facturada (consumo masivo, consumo de grandes clientes, alumbrado público estimado).

De éstas pérdidas mediante la diferencia con las pérdidas técnicas en energía se puede estimar la cantidad de energía perdida como no-técnicas.

III. Se establece la necesidad de realizar la respectiva evaluación económica y financiera de los proyectos como un complemento de los estudios y no se conviertan en casos aislados para en base a los resultados proponer de una manera más eficiente cuanto se puede invertir efectivamente para implementar una campaña de reducción de pérdidas.

1.4 CONSIDERACIONES BASICAS PARA LA ESTIMACION DE PERDIDAS

Para evaluar las pérdidas de energía durante un período de tiempo, se puede utilizar las lecturas de la energía suministrada y la energía que ha sido facturada a los clientes, así:

$$\text{Pé rdidas de energía} = \text{Energía suministrada} - \text{Energía facturada} \quad (\text{Ec. 1.5})$$

Esta metodología implica:

- a) La diferencia entre la energía suministrada y la energía facturada incluye la energía utilizada por los usuarios pero no pagada como puede ser: robo, lecturas erradas, aparatos descalibrados, etc.; es decir incluye tanto pérdidas técnicas como las no técnicas.

b) Las lecturas de los aparatos de medida realizados en los diversos puntos del sistema, no son hechas simultáneamente, presentándose desfase de tiempo entre ellas de 1 o 2 días, dependiendo de la periodicidad con las cuales se realicen.

Aún en el caso de que los resultados sean aceptables, es difícil localizar donde ocurren las pérdidas para tomar medidas correctivas, ya que en este caso se tiene muy poca información al respecto.

Para obviar los inconvenientes anteriores la estimación de las pérdidas de energía se realiza determinando primero las pérdidas de potencia para uno o varios puntos de demanda del sistema y con base en los resultados se evalúan las pérdidas de energía.

CORRELACION CON CIRCUITOS SIMILARES

Las pérdidas de un sistema o circuito se pueden estimar relacionándolas con las pérdidas de un sistema o circuito ya estudiado y que tenga características similares.

Para efectuar la correlación se deben considerar aspectos como la magnitud de la demanda, elementos del alimentador, los diferentes estratos sociales que componen las cargas individuales más importantes, etc.; de acuerdo con esta información se debe ajustar el modelo de circuito a estudiar.

EXACTITUD EN EL BALANCE DE ENERGÍA

La exactitud del balance de energía y por consiguiente el valor de las pérdidas totales, técnicas y no técnicas está determinada por:

- a) Precisión en la medición de la energía facturada a los clientes.
- b) Simultaneidad de las lecturas y formas de evaluar la energía pendiente de facturación
- c) Correcta contabilización de la energía facturada en el período considerado.
- d) De la calidad y cantidad de información disponible para determinar la energía total entregada a los alimentadores.
- e) De la calidad y cantidad de información para determinar las pérdidas técnicas en los diferentes elementos de los alimentadores

1.5 NIVELES DE PERDIDAS

Es difícil establecer en forma general el nivel óptimo de pérdidas totales para cualquier sistema, dado que el mismo depende de los costos y beneficios derivados de la recaudación de las pérdidas de energía.

¹En la referencia bibliográfica, se deduce que el porcentaje de pérdidas totales no debería superar del 10 al 12% de la energía entregada a la red y más aún se considera como deseable que sea inferior al 10%.

Las pérdidas en las empresas eléctricas de la región es diferente, rondando en general el 18%, llegando en algunos casos a superar el 20%.

En opinión a las condiciones actuales y en un marco de eficiencia relativa, los valores deseables deberían estar en el orden del 10 al 13% como máximo de las pérdidas totales de las cuales:

- 7 a 9 % deberían corresponder a las pérdidas técnicas y
- 3 a 4 % a las pérdidas no técnicas

Ello sin perjuicio de establecer como óptimo un nivel inferior concordante con lo que la literatura técnica considera como deseable, de acuerdo a lo mencionado anteriormente, siempre que represente el "óptimo económico", es decir que sea el resultante de un equilibrio entre los ahorros logrados al reducir las pérdidas y los costos asociados a esa reducción.

1: Valores tomados de la referencia bibliográfica (3)

CAUSAS POR LAS QUE NO SE HA LOGRADO REDUCIR LOS NIVELES DE PERDIDAS

- a) Las empresas no han destinado los recursos financieros suficientes para implementar proyectos y programas de reducción de pérdidas.
- b) Las empresas han dado prioridad a los programas de inversión relegando las medidas remediales para reducir las pérdidas por cuanto estas reflejan beneficios menos visualizados a corto plazo.
- c) El índice de pérdidas presenta cada vez una aceleración en la tasa de crecimiento por razones que a continuación se mencionan:
 - Un factor que ha pesado mucho es el hecho de que las tarifas de energía fueron incrementadas a un ritmo mayor de años anteriores y por otro lado el poder adquisitivo de las clases media y baja ha venido descendiendo lo que origina una mayor agresividad por parte de los usuarios para hacer fraudes de energía.
 - También se puede mencionar una mayor penetración de la denominada economía no formal, que a su vez presentan una tendencia alta al robo de energía como son los talleres y las pequeñas fabricas caseras.
 - Otros aspectos sociales como los altos niveles de desempleo y la migración del campo a las ciudades, factores que inciden en una mayor tendencia de los usuarios al robo de energía.
- d) En el renglón de las pérdidas técnicas debe tenerse en cuenta que si sobre unas mismas redes se tiene un crecimiento de la demanda, el crecimiento de las pérdidas es mayor por estar éstas en función del cuadrado de la corriente.

Dado que las redes se deterioran continuamente, este fenómeno se vuelve cada vez más crítico.

INCIDENCIA DE LAS PERDIDAS EN LOS PLANES DE EXPANSION

Para el Sector Eléctrico, desde el punto de vista de la capacidad instalada y recursos financieros, es importante el control y reducción de las pérdidas eléctricas por dos aspectos:

- Una reducción de las pérdidas técnicas (de energía y potencia) incide en un replanteamiento de la expansión del sistema ya sea desplazando proyectos o reduciendo tamaños.
- El segundo factor se refiere a que una reducción en las denominadas pérdidas no técnicas (se considera solo bajo el aspecto de energías) produce mayores ingresos financieros de las empresas distribuidoras mejorando así el balance de su gestión.

1.6 EVOLUCION DE LAS PERDIDAS EN LA EEQSA

En los países industrializados, las pérdidas eléctricas de los sistemas de potencia son del orden del 6%² de la energía suministrada, manteniendo pérdidas no técnicas a un nivel cercano a 0%. En los países en desarrollo como el nuestro, las pérdidas en todo el sistema de potencia son del orden del 25%.

Usualmente se suele clasificar a las pérdidas en dos grandes grupos: pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas son el reflejo del estado de las características físicas de un sistema, las cuales son a su vez consecuencia del criterio de planeamiento y diseño empleados en el pasado y de las condiciones operativas en la actualidad.

Las pérdidas no técnicas o negras, son el reflejo de errores en los sistemas de facturación, en los sistemas de medición y control, de las dificultades en el cobro de servicio prestado o del hurto de energía.

2: Los valores son tomados de la referencia bibliográfica (1)

En los últimos años, las empresas eléctricas han centrado su atención en el problema de las pérdidas, la motivación fundamental es la situación económica y financiera que hace no rentable la prestación de servicio, históricamente los costos de inversión no concuerdan con el rápido aumento de los costos de servicio. Esto ha obligado a las empresas de suministro eléctrico a reducir sus inversiones y el mantenimiento de su Sistema, con el consiguiente deterioro en las condiciones de servicio.

A esto sumado la crisis económico social, que ha determinado el incremento de las pérdidas no técnicas.

La Tabla 1.1 presenta la evolución histórica de las pérdidas globales en la EEQSA. Estos datos exponen en términos de porcentaje de producción, la suma de las pérdidas técnicas y no técnicas.

Tabla 1.1 Evolución de las pérdidas de la EEQSA³

Año	% Pérdidas	Año	% Pérdidas
1971	19.7	1985	17.1
1972	18.6	1986	16.7
1973	21.0	1987	15.5
1974	21.0	1988	15.6
1975	20.5	1989	17.1
1976	16.0	1990	17.8
1977	17.5	1991	17.1
1978	17.3	1992	17.8
1979	21.2	1993	18.4
1980	15.6	1994	18.07
1981	13.0	1995	16.52
1982	14.3	1996	17.16(*)
1983	13.8		
1984	16.8		

(*) Valor obtenido del informe de pérdidas negras de la EEQSA.

De los datos de la Tabla 1.1 se puede ver que las pérdidas en la EEQSA tienen un crecimiento en los últimos años, lo que va en contra de una operación eficiente del sistema la cual se manifestaría con una tendencia a la disminución de las mismas o en su defecto a detener su crecimiento.

En la Tabla 1.2 se indican los índices de pérdidas, en base a los cuales el área de pérdidas negras de la EEQSA trabaja con el fin de implementar acciones que tiendan a disminuir o frenar el crecimiento de las pérdidas que se vienen produciendo en los últimos años.

En cambio la Tabla 1.3 indica idealmente, como debería ir disminuyendo los niveles de pérdidas, a fin de que en el año 2.000 se tenga un nivel de pérdidas que es recomendado internacionalmente, que es del 10%⁴

3: Los valores son tomados de la referencia bibliográfica (2)

Tabla 1.2 Evolución histórica y proyección de las pérdidas en la EEQSA.⁴

PERDIDAS HISTORICAS Y ESPERADAS 1996 - 2000			
año	Per. Totales %	Per. Técnicas %	Per. No Técnicas %
1991	17.20	7.6	9.6
1992	14.33	7.6	6.7
1993	16.22	7.6	8.62
1994	18.07	7.6	10.40
1995	16.52	7.6	8.92
1996	17.16	7.6	9.56
1997	17.35	7.6	9.75
1998	17.52	7.6	9.92
1999	17.69	7.6	10.09
2000	17.84	7.6	10.24

Tabla 1.3 Programa de reducción de pérdidas no técnicas hasta el año 2000⁵

PROGRAMA DE REDUCCION DE PERDIDAS				
año	Recuperación %	Per. Totales %	Per. Técnicas %	Per. No Técnicas %
1996	1.00	16.16	7.6	6.86
1997	2.00	14.16	7.6	4.86
1998	2.00	12.16	7.6	2.86
1999	0.5	11.66	7.6	2.36
2000	1.66	10.00	7.6	00.7

1.7 IMPORTANCIA DE LAS PERDIDAS ELÉCTRICAS EN GENERAL

⁵En general las empresas no destinan los recursos financieros suficientes para encarar proyectos y programas de reducción de pérdidas. Dado que para solucionar el crecimiento de la demanda se deben efectuar inversiones que también requieren recursos que son escasos, debido en parte a que un porcentaje importante de los ingresos no se alcanzan por las pérdidas de energía no registrada, lo que conduce a un círculo vicioso del cual resulta difícil salir.

Por otra parte mientras las inversiones muestran resultados visibles en el corto plazo, los programas de reducción de pérdidas en cambio necesitan, para visualizar resultados, un cambio de actitud permanente de todos los estamentos de la empresa.

El valor de las pérdidas es uno de los indicadores de la gestión técnico administrativa de la empresa, por lo cual es imprescindible conocer y evaluar la incidencia de las mismas en las diferentes etapas funcionales de un sistema eléctrico desde la producción hasta la entrega al usuario, con el fin último de establecer criterios y políticas conducentes a lograr un control permanente de las mismas.

El incremento de las pérdidas eléctricas es uno de los flagelos que viene azotando a las empresas a partir de los 80, en un marco similar socioeconómico, de presión de la deuda externa, la no inversión y la necesidad de racionalizar el uso de la energía.

⁴ Los valores son tomados de la referencia bibliográfica (27).

⁵ Resumen tomado de la referencia bibliográfica (3).

La realidad de los últimos tiempos ha puesto en evidencia que la desinversión en los sistemas de distribución y comercialización de la energía eléctrica no solo conduce a un deterioro en la calidad de servicio prestado, sino que es uno de los factores que contribuyen al incremento de las pérdidas tanto técnicas como las no técnicas.

La reducción de las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica libera equipos de generación y transmisión, incidiendo tanto en la inversión futura, como en los valores de los costos marginales y de las tarifas basadas en ellos.

Los programas y criterio de control de pérdidas deben ser la base del planeamiento, diseño y operación de los sistemas eléctricos y no solamente un objetivo puntual de la estrategia financiera de las empresas.

El control de las pérdidas de energía eléctrica debe ser una preocupación permanente de todos los sectores de una empresa y no sólo de algún departamento especializado al cual se lo designa como responsable de esta función.

Ningún programa de reducción y control de pérdidas puede significar el origen de conflictos de competencia entre áreas, sino por el contrario, debe conducir a una eficiente coordinación entre las mismas para armonizar funciones y lograr una óptima utilización de los recursos disponibles.

La definición de los proyectos específicos dependerá fundamentalmente de las características de cada país y de cada sistema, por lo cual en cada caso deberá enfrentarse el tema a través de una adecuada planificación previo un diagnóstico y evaluación que posibilite determinar con la mayor precisión las causas y acciones correctivas a implementar.

Como resumen es válida la aseveración de que las pérdidas integran las ineficiencias acumuladas a lo largo del tiempo y que poco a poco revelan las consecuencias de criterios de diseño que pudieron ser económicos en el pasado o que fueron erróneamente denominados económicos, la obsolescencia y el envejecimiento natural de los sistemas eléctricos no renovados oportunamente, o que todavía no es rentable sustituir.

Una forma de comprobar esto sería mirar con cuidado los registros de pérdidas históricas de cualquier empresa. En ellos seguramente se podría notar que al producirse cambios significativos, tales como la introducción de un nuevo nivel de voltaje en el sistema, se deberían producir reducciones de pérdidas técnicas, lo mismo debería ocurrir, por ejemplo, cuando se normalizan los mecanismos de facturación por la adquisición masiva de contadores en lugar del cobro por estimación del consumo.

Solo recientemente las pérdidas en sistemas eléctricos han merecido la atención que su importancia requiere. Esto se debe principalmente al aumento de los costos incrementales promedios, a niveles que producen pérdidas económicas en la prestación del servicio, y a los altos valores de energía disipada y que no representan un ingreso para las empresas. Estos niveles y su evolución histórica obligan a las empresas a hacer algo para disminuir los niveles de pérdidas o por lo menos para quebrar su tasa de crecimiento.

Para comenzar a hacer algo es necesario conocer por qué?, donde? y en qué? se producen las pérdidas de energía.

INFLUENCIA Y CONSECUENCIAS DE LAS PERDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

a) En la gestión técnico-económico de las empresas prestatarias

La falta de control de las pérdidas de energía tiene un doble efecto sobre la gestión empresarial ya que:

- Producen un rápido deterioro de las redes e instalaciones, obligando a fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones que luego no rindan

adecuadamente, pues deben ser sobredimensionadas para soportar el incremento indiscriminado de los consumos.

- Origina una pérdida de ingresos por los consumos no facturados, con un incremento de los gastos de venta o producción de energía, como de los de explotación, motivada en su mayor nivel de las reparaciones de redes e instalaciones y por una operación inadecuada de las mismas.

En función de ello, el índice de pérdidas presenta generalmente una mayor aceleración de su tasa de crecimiento que al impacto de las acciones realizadas, por lo cual la tendencia en los últimos años ha sido creciente.

Este mecanismo, que hasta cierto punto puede considerarse perverso, producen en la organización empresaria un sentido de frustración que con el tiempo se traduce en indiferencia, lo cual facilita la degradación de los procedimientos y los controles, que lleva a un fuerte deterioro de la operación dando lugar a:

- Desarrollo de un sentimiento generalizado de impotencia en los responsables de la supervisión y control.
- Encubrimiento de acciones ilícitas por parte de los propios integrantes de la organización ya sea en beneficio propio o de terceros, que perjudican económicamente a la empresa.
- Creación entre los usuarios de una sensación creciente de impunidad, traducidas en un aumento permanente de la agresividad para hurtar energía o realizar todo tipo de fraude para reducir ilícitamente los registros de consumo y por ende el valor de la facturación.

b) En el orden social

Es indiscutible que el deterioro económico que produjo la crisis económica en la década de los 80, ha llevado a que el incremento de las pérdidas de energía eléctrica esté fuertemente relacionado con el empobrecimiento generalizado de los usuarios de ingresos medios y bajos. Sin embargo el peso de estos en la magnitud total de las pérdidas no puede ser significativo ya que para un 1% de pérdidas en la EEQSA; es de 1'667.000 kWh/mes se necesitaría unos 33.000 "consumidores" de al menos 50 kWh/mes, lo que no es posible encontrar en este sector.

La fuerte caída del poder adquisitivo de las clases media y baja han obligado a los usuarios imaginar y poner en práctica nuevos recursos para apropiarse en forma indebida de la energía eléctrica agrediendo las redes e instalaciones que generalmente se encuentran en la vía pública, sin ninguna vigilancia y poco control por parte de la empresa prestataria.

La falta de una legislación adecuada tanto desde el punto de vista comercial-administrativo como en lo penal que ponga en manos de las empresas la herramienta jurídico-legal para enfrentar con éxito estos desbordes, como asimismo la insuficiencia de acción policial correctiva, han creado en la sociedad usuaria una conciencia de impunidad total ante estos hechos.

Esto lleva a que los usuarios que cumplen normalmente con sus obligaciones y pago de sus consumos, incitados por los que los rodean aprovechen indebidamente de las instalaciones a través de un uso indiscriminado y gratuito de la energía, opten también por imitarlos y procedan a no pagar las facturas y solicitar el retiro o corte del medidor, para luego "colgarse" clandestinamente de las redes, o en su defecto motivarse para manipular las mediciones para evadir los registros reales, generalizándose así las situaciones irregulares.

Este fenómeno que en principio se producía solamente en algunas áreas marginales donde no existían redes legalmente instaladas, se fue extendiendo paulatinamente a núcleos de poblaciones suburbanas e inclusive se hizo práctica habitual en obras en construcción y barrios residenciales de buen nivel económico donde el usuario solicitaba la conexión, pero luego que por causas propias o por ineficiencia de la empresa, ésta no era resuelta en tiempo razonable y optaba por conectarse ilegalmente sin abonar los consumos correspondientes.

El crecimiento demográfico en poblaciones suburbanas, donde se fueron haciendo nuevos lotes, originó también una fuerte demanda en la ampliación del alumbrado público, condición indispensable para mejorar los niveles de seguridad de estas zonas.

c) En el orden de la ética y la moral

El robo de energía eléctrica a través de conexiones directas ilegítimas sobre las redes de distribución y el manoseo de las mediciones para obtener registros fraudulentos, realizado en forma indiscriminada y con una alta impunidad, además de producir efectos económicos negativos sobre los ingresos de las empresas, produce una incidencia sobre la moral y la ética de la población.

Si bien no es justificable, sería comprensible que en las zonas periféricas, los habitantes de escasos recursos traten de apropiarse de la energía eléctrica mínima necesaria sin pagarla por ser un elemento indispensable para superar el primer eslabón de la marginalidad hacia un confort elemental.

No lo es tanto en las zonas residenciales o clubes privados, donde los habitantes poseen recursos suficiente, lo cual convierte este acto en un delito totalmente penable. En las industrias y comercios en donde la modalidad característica del ilícito consiste en el manipuleo de las mediciones, es decir, una intervención ilícita técnicamente más calificada, la degradación ético moral es más injustificable dado que persigue fines de lucro, fomentando la competencia desleal y la evasión fiscal que repercute luego sobre la sociedad toda.

d) En los aspectos de seguridad

Para apoderarse en forma ilegítima de la energía eléctrica, los usuarios producen agresiones sobre las instalaciones que conducen a un pronto deterioro de las mismas con serias consecuencias para la seguridad pública.

En el caso de redes secundarias de distribución en zonas residenciales periféricas, las conexiones ilícitas son realizadas generalmente por los propios residentes, sin ninguna norma técnica, con uniones manuales, con conductores inadecuados, que llevan hasta los domicilios colgándose de los árboles, paredes, techos de otras casas, postes de pequeña altura, en un verdadero enjambre de cables que constituyen circuitos informales secundarios que por sus precarias condiciones son un constante peligro, contribuyendo fuertemente al aumento de las pérdidas. El nivel de voltaje en los domicilios de los usuarios es en estas condiciones ínfimo, con lo cual la utilización normal de los aparatos electrodomésticos es técnicamente peligrosa para la duración de los mismos.

Al aumento de las pérdidas se suma una disminución del nivel de Voltaje y confiabilidad de servicio a los usuarios normales que reciben suministro de las redes donde se derivan estas conexiones clandestinas a tal punto que:

- No puede usar ningún electrodoméstico en las horas pico de mayor demanda.
- Ante la menor contingencia climática adversa la confiabilidad de las redes se vuelve precaria, produciéndose fallas en el servicio como ser su interrupción o intermitencia en la prestación.

Asimismo, la permanente agresión por personas inexpertas sobre los conductores, aislaciones y/o sostenes producen un prematuro deterioro sobre los mismos que

ocasionan ante condiciones climáticas severas la ruptura y la caída de estos sobre la vía pública con el consiguiente peligro que ello representa para la circulación de personas y animales.

De la misma manera, el manejo por personas no idóneas, de partes sensibles de las instalaciones como: elementos de maniobra y protección, transformadores, borneras y medidores, produce sobre los mismos un deterioro prematuro, con el aumento de las fallas posteriores y una continua disminución de las condiciones de seguridad, que aumentan el peligro permanente para la operación tanto por parte del personal de la empresa que debe normalizarlo, como de los propios infractores que lo manipulan.

Así es frecuente por ejemplo los hechos fatales con graves consecuencias en usuarios ilícitos que manipulan conductores clandestinos o que por desconocimiento actúan sobre redes de medio voltaje pretendiendo hacer conexiones sobre las mismas para obtener suministro para sus domicilios.

Lo mismo ocurre con la acción permanente sobre las borneras de los medidores y/o transformadores de medición, que producen el recalentamiento de las mismas y por lo tanto la utilización del elemento correspondiente, que provocan los recambios o reparaciones necesarias para normalizarlos.

1.8 BREVE DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO A REALIZAR

La idea principal de este trabajo es realizar un balance de energía en cada uno de los alimentadores del sector Centro Norte de Quito, que son servidos por la Empresa Eléctrica Quito SA.; con un nivel de voltaje primario de 6.3 kV, en los alimentadores que se encuentra implementado el Sistema SCADA.

En el capítulo 2, se realiza la descripción de como se obtiene la información necesaria, cuales son los elementos que intervienen en este proceso, además el método y cálculo de la energía entregada a cada uno de los alimentadores en las respectivas subestaciones de distribución.

El capítulo 3, trata del procedimiento de cálculo y estimación de la energía facturada por consumo, así como la distribución de la misma a cada uno de los alimentadores.

El capítulo 4, contiene todo el procedimiento utilizados para determinar las pérdidas técnicas en los elementos que conforman los respectivos alimentadores, sean estos mediante cálculos o estimaciones así como también relacionando el comportamiento de las pérdidas de ciertos elementos con otros para los cuales ya están determinadas en una forma más precisa.

En el capítulo 5 se tiene los resultados de los respectivos balances, en el cual se determina las pérdidas totales, técnicas y las no técnicas de cada uno de los alimentadores, así como también comentarios adicionales.

Finalmente en el capítulo 6 conclusiones y recomendaciones

Con el fin de establecer los elementos que intervendrán en el desarrollo del presente trabajo se da una breve descripción de cada uno de ellos, en los capítulos posteriores se los tratará con detalle los mismos.

EQUIPO Y ACCESORIOS UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO

Para la realización del estudio se constituyó un equipo para el trabajo de campo integrado por dos personas (interesadas por tesis), definiéndose la metodología a utilizar para el desarrollo de los respectivos balances de energía. En las oficinas del Proyecto de Inventarios y avalúos, además de colaborar con la mayor cantidad del equipo y personal necesario para el desarrollo del trabajo, prestaron todas las facilidades para obtener la información requerida.

El presente trabajo necesitó a más de la colaboración del personal de las distintas áreas de la EEQSA el siguiente equipo y accesorios para realizar el trabajo de una manera eficiente:

- *Computadora*, con la información de los primarios, contenidos en una base de datos en archivos del Autocad
- *Plotter*, en el cual se elaboraron los planos de cada primario para el desarrollo de este trabajo, también se elaboró los planos que sirvieron para la actualización de la información de cada uno de los primarios.
- *Camioneta*, la que sirvió para realizar los recorridos en el trabajo de campo, es decir en la verificación y actualización de la información en los sitios mismos en donde se encuentran instalados los equipo de la red respectiva de cada primario.
- *Binoculares*, para observar de una manera precisa algunos elementos en ciertos lugares donde no se tiene buena visibilidad.
- *Planos*, de cada uno de los primarios de la zona en estudio con la respectiva base geográfica elaborados a través de un proceso de acuerdo a los requerimientos de información.
- *Utilería de oficina*, como es el caso de pinturas, marcadores, libretas para anotaciones de las principales novedades o cambios encontrados.
- *Computador personal (486 DX de 100 Mz)*, para el procesamiento de la información.
- *Computador (Compac 386)*, para los datos del sistema SCADA.
- *Un terminal de la red*, para comunicarse con la base de datos SIDECOM y obtener la energía facturada por consumo y otra información adicional.
- *Un computador*, para la información del área de los grandes clientes
- *Un computador*, para el ingreso de la información al DPA/G en la Facultad de Ingeniería Eléctrica (FIE) de la Escuela Politécnica Nacional (EPN) a fin de realizar la corrida de flujos y obtener las pérdidas técnicas en los primarios
- *Implementos de computación*, Disketts, hojas para impresión.
- *Impresora*
- *Plano*, con las áreas de los alimentadores.
- *Las rutas de lectura*, por sectores del área en estudio.

En lo posible se trató de acuerdo con el objetivo del estudio, de aplicar la metodología propuesta en el manual de pérdidas de OLADE para la evaluación del nivel de pérdidas y su análisis técnico, que para el caso se tiene un método de relación de áreas.

INFORMACION UTILIZADA EN EL PRESENTE ESTUDIO

a) Facturación del consumo masivo

La información de la facturación del consumo masivo que será utilizada en el balance, se dispone desde Enero de 1996 (primera emisión de 1996), hasta febrero de 1997 (segunda emisión de 1997), la relación de cada mes equivale a una emisión de facturación para el cobro del consumo respectivo, es decir que existen 12 emisiones al año, cada una de las cuales consta de 29, 30 o 31 días.

Esta información se obtiene de las lecturas respectivas desarrolladas durante cada periodo de la respectiva emisión, los consumos se establece de la diferencia entre las lecturas actuales con las lecturas anteriores.

La información se encuentra almacenada en la base de datos SIDECOM, en la cual se encuentran además los datos de los usuarios de la Empresa Eléctrica Quito SA. (EEQSA) como: dirección, número de registro, consumo, historias de consumos de cada

uno de los abonados (hasta 24 historias, que luego de ser llenadas se irán repitiendo o actualizando de una manera cíclica, empezando nuevamente por la primera) y otra información adicional.

El acceso a esta información de consumos se puede realizar únicamente en las tardes, debido a la necesidad de correr procesos en los cuales se realiza una serie de operaciones con el fin de obtener la energía consumida para cada una de las rutas de lectores, el sistema se recarga por la cantidad enorme de información disponible en la base de datos.

Esta base de datos utiliza la empresa para realizar distintas actividades, tales como emisión de facturas, recaudación, control de reclamos, actualización de proyectos, ingreso de nuevos abonados, etc.

b) Energía facturada por consumo de los grandes clientes

Esta información se encuentra en el área de "Grandes Clientes", de igual forma que para la información de los consumidores masivos estos no se encuentran relacionados con los Alimentadores a los cuales están conectados sino que únicamente se identifica a cada uno de los Grandes Clientes con un número característico, la dirección de su ubicación y los respectivos consumos de las 12 emisiones del año.

En el sector en estudio se encuentran mas o menos unos 250 grandes clientes, del universo de aproximadamente 2500 que posee toda la empresa. Se Clasifica como un gran cliente por la potencia contratada mas no por el consumo.

c) Consumo de Alumbrado Público

El consumo del alumbrado público es uno de los datos sobre los cuales no se dispone de información, para realizar los cobros mensuales, el consumo se lo estima. Debido a esto se puede producir pérdidas que pasan a formar parte de las pérdidas no técnicas.

El cálculo de este consumo se lo realiza de una manera estimada para realizar el balance energético respectivo, la información del número de luminarias y su potencia se tiene en el Departamento de Alumbrado Público, así como también en el área del Proyecto de Inventarios y Avalúos (PIA) de la EEQSA.

De igual manera que en el caso de los usuarios no se tiene una relación directa del número, tipo y potencia de las luminarias con cada uno de los alimentadores, por esta razón se tiene que realizar procedimientos de estimación con base en índices establecidos o recurriendo a otra clase de métodos como es el caso a utilizar en este trabajo para determinar el consumo de la energía de Alumbrado Público del sector.

d) Fechas en las cuales se realiza la toma de lecturas

Estas fechas están determinadas para los distintos *planes de trabajo*, en la cual se realizará las lecturas de todos los contadores de energía de los usuarios, estas fechas se elaboran para el año completo y se las muestran en el **Anexo 1**, para el año 1996 y parte de 1997, el calendario de actividades se tiene que cumplir lo más estrictamente posible, el mismo es elaborado en el área de comercialización de la EEQSA.

e) Voltajes en barras de las subestaciones

La información de los voltajes para cada una de las subestaciones será utilizada en el cálculo de la energía entregada al alimentador en la subestación.

Las subestaciones consideradas para este estudio son: (09) Miraflores, (10) 10 vieja, (11) Belisario Quevedo, (12) La Floresta, (24) La Carolina.

Las que tienen un voltaje nominal de 6.3 kV, pero por la variación de la carga también varía el voltaje en las barras de la subestación.

El resto de subestaciones como la (32) 10 Nueva, (53) Pérez Guerrero del sector en estudio, no son tomadas en cuenta por no estar asociadas al sistema SCADA o porque los datos no son válidos para realizar el balance energético respectivo.

La información de voltajes está disponible desde el 22 de Enero de 1996 hasta 10 de Marzo de 1997. Datos tomados del sistema SCADA .

f) Datos de corrientes por fase de los primarios

Los alimentadores tomados en cuenta para el estudio son los indicados en la Tabla 1.4 están asociados al sistema SCADA, en realidad no todos los alimentadores relacionados con el Sistema SCADA son tomados en cuenta para el estudio, por cuanto la información en alguno de ellos no es válida, como es el caso de los alimentadores que se indican en la Tabla 1.5 y también los alimentadores de los cuales no se tiene ninguna información del SCADA, como es el caso de los alimentadores de la Subestación (53) Pérez Guerrero, los que se encuentran dentro del sector Centro Norte de Quito.

Tabla 1.4 Alimentadores para los cuales se realiza el balance energético

SUBESTACION	ALIMENTADORES
09 Miraflores	A, C, D, E
10 Vieja	B, C, D
11 Belisario Quevedo	B, C
12 La Floresta	A, B, D
24 La Carolina	A, B, C, E, F

Tabla 1.5 Alimentadores que a pesar de estar asociados al sistema SCADA la información no es válida para el balance energético

SUBESTACION	ALIMENTADORES
11 Belisario Quevedo	A, D
32 10 Nueva	A, B, C, E
24 La Carolina	D

Para los alimentadores que existe la información, esta empieza desde el 24 de Enero de 1996 hasta el 10 de Marzo de 1997, que son las corrientes en cada una de las fases de los alimentadores, registradas por el sistema SCADA.

Para la subestación 10 nueva, alimentadores A, B, C, E, existe información desde el 24 de enero de 1996 hasta el 21 de Julio de 1996, esto se debe a que los datos de esta subestación, producían algún problema en la transferencia de datos de las otras subestaciones, es por esta razón que esta subestación se halla fuera del sistema SCADA .

Los alimentadores de la subestación (11) Belisario Quevedo A, D poseen datos pero que no son válidos por existir demasiados errores o fallas en la información.

El alimentador D de la Subestación (24) La Carolina no tiene ninguna información debido a que este alimentador se halla totalmente transferido a la Subestación (53) Pérez Guerrero.

g) Rutas de lectores

Esta información se encuentra en el área de Comercialización de la EEQSA, para determinar la relación de las rutas con cada uno de los alimentadores, se realiza el método de distribución en porcentaje de las rutas tomando como base el área de intersección de estas rutas con las áreas cada uno de los alimentadores.

h) Factores de Potencia

Los datos del factor de potencia utilizado son los que corresponden a cada uno de los alimentadores ya que el mismo depende del tipo de carga.

i) Plano con las áreas de los alimentadores

La elaboración de este plano es de vital importancia en el estudio, ya que con este plano de áreas y la relación en porcentaje con el área de cada una de las rutas de lectores se realizará la distribución de la energía facturada a cada uno de los alimentadores.

j) Planos con las características eléctricas de la red primaria de los alimentadores

Los planos con las características eléctricas para cada uno de los alimentadores es necesario elaborarlos con toda la información necesaria, para realizar las respectivas comprobaciones y correcciones, así como para determinar las pérdidas técnicas en las redes primarias, utilizando programas computacionales que requieren de esta información.

Otra información adicional necesaria para estimar las pérdidas tanto en transformadores y demás elementos de la red se aplicará directamente en el instante de determinar las mismas, los requerimientos serán explicados con algún detalle en los capítulos respectivos.

CAPITULO 2

ANALISIS DE LA ENERGIA ENTREGADA

CAPITULO 2

ANALISIS DE LA ENERGIA ENTREGADA

2.1 INTRODUCCION

Este capítulo describe el sistema de control y gestión de cargas eléctricas en subestaciones urbanas de distribución, implementado en la Empresa Eléctrica Quito SA.(EEQSA), descripción de la base de datos Distribución Management System(DMS), así como el procedimiento y cálculo realizado para determinar la energía entregada a cada uno de los alimentadores.

La administración de cargas en redes de distribución, en la actualidad viene siendo tratados con sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) y una serie de técnicas adicionales que permiten minimizar los problemas, incrementando la confiabilidad y la seguridad de los sistemas de distribución.

La EEQSA. ha implementado este sistema prototipo que permitirá en primera instancia adquirir una experiencia que servirá de base para ir creciendo paulatinamente.

2.2 SISTEMA SCADA

⁷El sistema está destinado a realizar un control y gestión de la carga eléctrica en el sector centro Norte de la ciudad de Quito, que involucra a seis subestaciones, en la actualidad están asociados veinte y cinco alimentadores primarios formando de esta manera una área cerrada delimitada por los límites físicos de los alimentadores primarios que entre sí permiten hacer interconexiones que posibilitarán las posibles transferencias de carga.

DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA

La tecnología moderna ha implementado en gran medida sistemas SCADA de diversa índole y uno de estos es el sistema SCADA propuesto para el desarrollo de este proyecto.

El sistema propuesto parte de la selección del equipo de informática que lo soporta y de una separación clara entre sus dos funciones de base:

- La supervisión de los equipos de las subestaciones y el control de las cargas de los alimentadores primarios.
- El tratamiento y análisis de las cargas de salida y de las cargas distribuidas sobre la red de distribución.

La primera función se basa normalmente en la puesta en marcha de un equipo de adquisición y de control de datos (SCADA) compuesto de un sistema central y de estaciones de adquisición de datos.

La segunda función del DMS es específica del proyecto. Su objetivo consiste en almacenar y explotar la información sobre la carga y la topología de la red.

Para la función del DMS que se alimenta de datos en tiempo real así como en tiempo real extendido. Los datos en tiempo real son suministrados por el sistema SCADA y los datos en tiempo real extendido se los obtiene por medio de la información adquirida a través de los registradores portátiles mediante campañas de medición.

El Hardware está compuesto de dos computadoras PC Compac 386 que sirven para el sistema SCADA y para el DMS, cada uno de los cuales tiene el correspondiente Software para cumplir con las funciones impuestas.

⁷: Resumen tomado de las referencias bibliográficas (20) y (21).

El sistema operativo con el que opera es el MS/DOS con una serie de utilitarios, lo cual viene a constituirse en un sistema digital muy versátil, de fácil operación y de acceso simple.

Entre el SCADA y el DMS existe una red de interconexión, Local Area Network (LAN) que permite la transferencia de datos.

Como elementos de salida se tiene impresoras o plotter a más de las pantallas especiales que permitirá al operador visualizar el estado de la red y también una pantalla normal que permite obtener los resultados del DMS.

El sistema dispone de los utilitarios necesarios para el intercambio de información con el sistema DMS, esto es: (1) un programa que permite el intercambio de archivos a través de una red Local Area Network (LAN) y (2) un utilitario que permite la creación de subrutinas en PASCAL capaces de acceder a la base de datos y de crear o leer archivos específicos.

EL PROCESADOR FRONTAL DE COMUNICACION

El procesador se presenta bajo la forma de una tarjeta introducida en el PC SCADA. Este comprende dos canales de comunicación, pudiendo cada uno servir a una o varias unidades terminales remotas.

El procesador puede aceptar un módem incorporado o también puede establecer una interface con un módem exterior o con un radio.

Las Unidades Terminales Remotas (RTUs) son de concepción original y han sido diseñadas y construidas especialmente para las necesidades del proyecto.

Las características principales de las RTUs llamadas SYSDATA/66/132 son:

- Capacidad de 66 E/S por módulo de 6 Entradas/Salidas (E/S) analógicos o digitales, extensión posible a 132 E/S.
- Un procesador 280.
- Auto configuración de las E/S.
- Aislamiento galvánico individual de las E/S.
- Comunicación RS232/ módem FSK / radio.
- Autonomía garantizada por una batería de auxilio.
- Presentación de un cofre metálico de hasta 2 "racks".

El equipo de subestaciones realizará lo siguiente:

- Supervisión y control de los transformadores.
- Telemedición de la corriente de fase, Voltaje, corriente de tierra.
- Telecomando disyuntor.
- Teleseñalización : disyuntor, auxiliar.
- Supervisión y control de las salidas.
- Telemedición corriente de fase.
- Supervisión de servicios auxiliares.

En el marco del proyecto piloto, 6 subestaciones y 25 alimentadores primarios están equipados en la actualidad.

LOS REGISTRADORES PORTÁTILES

Generalmente el costo de las RTUs y de las telecomunicaciones ha limitado la instalación y la adquisición en línea de la información en los transformadores de distribución. Siguiendo con la tendencia actual, se ha complementado la información disponible en línea, con aquella proveniente de los registradores portátiles de las curvas de carga, colocados en la red de datos. Estos aparatos de registro con memoria estática, programables y autónomos son recientes. Ellos posibilitan la puesta en marcha de campañas de medición ya sea del consumo de corriente de las secciones de la red o de sus cargas puntuales.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LA BASE DE DATOS DMS

El sistema, Distribución Management System (DMS) está constituido de una base de datos específicos y de funciones de aplicación. Dos fuentes de información alimentan la base de datos DMS.

La primera fuente es el sistema SCADA que suministra, en tiempo real, el estado y la carga de las salidas de cada subestación así como la situación de los seccionadores de la red de bajo voltaje (BV), el estado de estos últimos es introducido manualmente por el operador SCADA a partir de informaciones telefónicas o de radio provenientes de la operación. La segunda fuente proviene de los registradores portátiles.

El sistema DMS comprende de dos bases de datos: La primera Base de Datos de la Carga (LDB) almacena la serie de cargas, la segunda Base de Datos del Estado de la red (SDB) las características relacionadas con la red de medio voltaje.

a) En la base de datos LDB se encuentran bajo la forma de resultados semanales, que son los siguientes:

- corrientes de salida (fuente, SCADA)
- corriente medida en las secciones de la red de distribución (fuente, registradores portátiles)
- corrientes de referencia, salida del conductor (fuente, programa de supervisión)
- corrientes (agregados) correspondiente a la combinación lineal de los puntos medios (fuente, programa de análisis y de síntesis)

b) En la base de datos SDB se tiene:

- Los puntos de la red de distribución que serán visualizados por medio de los programas SCADA;
- Datos relacionados a las secciones de la red (identificación de las series de corriente obtenidas de los registradores portátiles, seccionamiento, tipo de la carga, factor de potencia, resistencia y reactancia)
- El estado actual (normal o anormal) e histórico de los seccionamientos en la red de medio Voltaje;

ESTRUCTURA DEL SISTEMA DMS

La organización general del Software DMS consiste de una serie de módulos implementados en el ordenador SCADA y en el ordenador DMS.

En el ordenador SCADA, el Software que corresponde propiamente al sistema DMS es mínimo. Este comprende un primer módulo de interfase, capaz de recibir la lista de puntos DMS para los cuales las informaciones son requeridas al SCADA (Salida de los cables y seccionadores) y de retornar los valores disponibles en la base de datos en tiempo real.

Un segundo módulo de interfase acepta las informaciones DMS que conciernen a la red de medio voltaje a fin de graficarlos mediante el Software SCADA (corrientes de las secciones obtenidas por los registradores portátiles).

INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS SCADA Y DMS.

Los sistemas SCADA y DMS se integran entre sí a través de una red de comunicación digital Local Area Network (LAN), como se indica en el Gráfico 2.1, la misma que permite hacer una transferencia de información de tal manera de poder planificar en el DMS con los datos en tiempo real obtenidos por el SCADA y evidentemente hacer previsiones futuras para que permitan al SCADA obtener toda la información de la base de datos y los utilitarios del DMS.

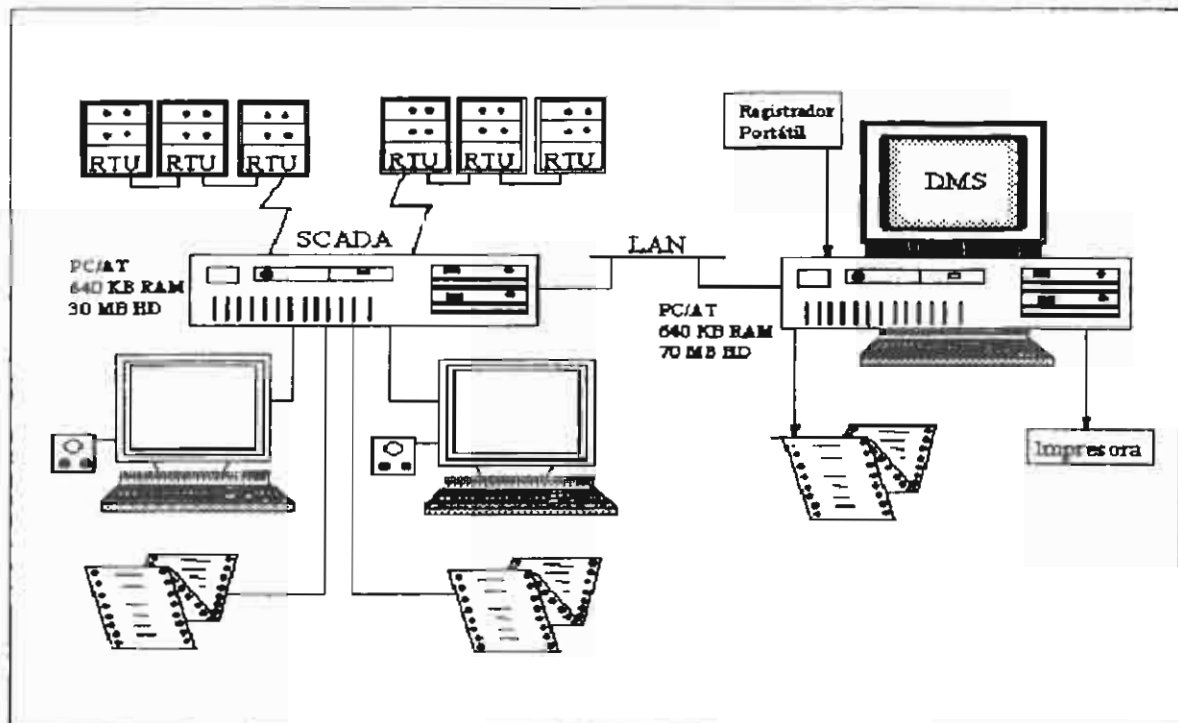


Gráfico 2.1 Esquema de transferencia de datos desde los diferentes medios tanto del sistema SCADA como el DMS

CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DEL SISTEMA DMS PARA ANÁLISIS Y REVISIÓN DE CARGAS

El Distribución Management System (DMS) es un administrador de una base de datos que es creada para tener información de la red de distribución.

Las fuentes de adquisición de datos que permitan obtener los mismos como anteriormente se dijo son:

- El sistema SCADA
- Los registradores portátiles

La base de datos creada permite tener, mediante utilitarios, una cantidad muy grande de aplicaciones, una de las cuales es el análisis y previsión de las cargas en las redes del sistema de distribución.

OBTENCIÓN DE LOS DATOS

Los datos en tiempo real se los obtiene a través de un sistema SCADA, éste es un sistema de supervisión y control cuyas unidades terminales remotas están ubicadas en los alimentadores primarios de las subestaciones en las cuales han sido aplicados, de acuerdo a la planificación del proyecto.

Las unidades terminales remotas entregan la información de la salida del alimentador primario y estos son los únicos datos en tiempo real que obtiene el sistema SCADA, la transferencia se hace a través de una Local Area Network (LAN) al DMS.

Los elementos que permiten obtener datos son los registradores portátiles, desarrollados específicamente para este proyecto, que son colocados en la red y las mediciones las hace en alto voltaje en una sola fase del alimentador primario, partiendo del hecho de que el alimentador tiene la carga totalmente equilibrada en sus tres fases; la medición se almacena en una memoria residente y una vez terminada la campaña de medición se traslada mediante una interfase a la base de datos DMS.

Otra información que es importante es el estado de los seccionamientos a lo largo de los alimentadores, la misma que es obtenida mediante información que remite al personal de operación de la red de distribución al centro de despacho de distribución ya sea vía

telefónica o vía radio para que el operador del sistema SCADA introduzca esta información en la base de datos.

2.4 PROYECCIÓN DE LA CARGA UTILIZANDO EL DMS

El objetivo de la proyección de la carga, es obtener una curva de carga para un punto específico localizado en la red de distribución. La curva de carga se la calcula tomando en cuenta la curva de carga de la semana anterior que sirve como base.

Si alguno de los días de la semana considerados son días festivos, el programa no considera este día sino más bien el mismo día de la semana anterior escogido, igual cosa sucede si es que alguno de los elementos como seccionadores de la red han sufrido cambios en su operación normal durante cierto día de la semana, este día es cambiado por el mismo día o el idéntico de la semana anterior al considerado. Este procedimiento es repetido hasta conseguir que todos los siete días de la semana sean días normales, de esta manera la curva de carga así obtenida es denominada la curva de carga de referencia de la semana previa.

Empezando por la curva de referencia se puede corregir, incrementar, disminuir, reemplazar los valores de la carga en períodos seleccionados de la semana y almacenar la proyección de la carga restante. Si se desea esta curva de carga puede ser nuevamente analizada y corregida y esta curva de carga reemplazaría a la vieja proyectada.

2.5 PROCESO DE ADQUISICIÓN DE DATOS DEL SISTEMA SCADA PARA EL CÁLCULO DE LA ENERGÍA ENTREGADA

La información de la carga del sistema SCADA, es a través de las *CORRIENTES* de cada una de las fases de los alimentadores, los *VOLTAJES* en barras de distribución primaria en cada una de las subestaciones, a un intervalo de 15 minutos, para el período de un año, la que se inicia el Miércoles 24 de Enero de 1996 hasta el Domingo 16 de Marzo de 1997.

Para obtener la información del sistema SCADA para el cálculo de la energía entregada, que será utilizada en el balance energético se requiere realizar el siguiente procedimiento:

- a) Los datos almacenados en la base de datos del sistema SCADA son en forma binaria

Tabla 2.1 : Datos de corrientes por fase convertidos directamente del SCADA, con la ayuda del DMS

SUBESTACION (24) LA CAROLINA								
ALIMENTADOR A			ALIMENTADOR B			ALIMENTADOR C		
U	V	W	U	V	W	U	V	W
251.000.000	241.000.000	248.000.000	314.000.000	305.000.000	314.000.000	279.000.000	282.000.000	288.000.000
259.000.000	244.000.000	243.000.000	312.000.000	312.000.000	317.000.000	278.000.000	257.000.000	280.000.000
240.000.000	232.000.000	232.000.000	302.000.000	300.000.000	307.000.000	277.000.000	284.000.000	284.000.000
238.000.000	232.000.000	233.000.000	294.000.000	289.000.000	290.000.000	270.000.000	254.000.000	258.000.000
238.000.000	223.000.000	225.000.000	287.000.000	281.000.000	287.000.000	268.000.000	280.000.000	259.000.000
237.000.000	225.000.000	231.000.000	292.000.000	289.000.000	287.000.000	265.000.000	247.000.000	250.000.000
236.000.000	221.000.000	225.000.000	303.000.000	292.000.000	298.000.000	270.000.000	251.000.000	282.000.000
233.000.000	222.000.000	217.000.000	291.000.000	283.000.000	283.000.000	267.000.000	253.000.000	252.000.000
238.000.000	222.000.000	227.000.000	309.000.000	294.000.000	303.000.000	268.000.000	254.000.000	251.000.000
240.000.000	227.000.000	224.000.000	315.000.000	298.000.000	312.000.000	273.000.000	280.000.000	280.000.000

Tabla 2.2 : Corrientes por fase de cada alimentador en la hoja electrónica

SUBESTACION LA CAROLINA								
ALIMENTADOR A			ALIMENTADOR B			ALIMENTADOR C		
U(A)	V(A)	W(A)	U(A)	V(A)	W(A)	U(A)	V(A)	W(A)
251	241	246	314	305	314	279	262	266
259	244	243	312	312	317	276	257	260
240	232	232	302	300	307	277	264	264
238	232	233	294	289	290	270	254	256
236	223	225	287	291	297	268	260	259
237	225	231	292	289	287	265	247	250
236	221	225	303	292	298	270	251	262
233	222	217	291	283	293	267	253	252
238	222	227	309	294	303	266	254	251
240	227	224	315	296	312	273	260	260
.
.
.

b) Mediante los utilitarios del DMS, se convierten los datos binarios a formato de texto como se indica en la **tabla 2.1**, es así como se tiene la información:

Diariamente o Semanalmente, toma todos los datos.

Mensualmente, toma únicamente máximos de cada día del mes

Anualmente, toma los máximos de las 52 semanas del año.

La información obtenida para analizar el caso, se la realiza semanalmente, la que se almacena en un solo archivo y como desde el 22 de enero de 1996 hasta 16 de marzo de 1997 existen 60 semanas, se tiene que crear 60 archivos de datos, con la ayuda del DMS.

En cada archivo se almacena la información de 3 alimentadores, que con sus respectivas fases cubre 9 variables. El DMS acepta hasta un máximo de 10 variables en su matriz para datos.

La información así obtenida no es la adecuada para realizar los cálculos de la energía entregada.

c) Los 60 archivos que corresponde a cada una de las semanas, con la información de las corrientes de cada una de las fases se los concatena en uno solo, el tamaño de este archivo es de aproximadamente 4 Mbytes para tres alimentadores y sus fases respectivas.

d) El archivo de datos es demasiado grande para cargarlo directamente a una hoja electrónica por esto se tiene que realizar una división en tres subarchivos que, individualmente, si se pueden cargar a una hoja electrónica.

e) La información una vez en la hoja electrónica es de fácil manejo, en la forma indicada en la **Tabla 2.2**, para realizar el cálculo de la energía entregada a cada uno de los alimentadores en la subestación.

f) Con los datos en la hoja electrónica, se tienen que colocar las fechas respectivas, que no representa ningún problema ya que la información original no la tiene, pero se sabe exactamente el día y la hora en que inician los datos, así como también el instante que finalizan.

g) Estos datos son separados por alimentador para realizar el respectivo cálculo de la energía entregada.

2.6 PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LOS DATOS DE CORRIENTES Y VOLTAJES DEL SCADA

Los datos, una vez transferidos a una hoja electrónica, son sometidos a una revisión detallada, para determinar las fallas producidas en cada uno de los alimentadores, así como también en la transmisión de datos y proceder a su validación.

Los principales problemas que presentan los datos son los indicados a continuación con su respectiva solución.

FALLAS EN EL ALIMENTADOR

Estas se producen al realizar mantenimiento en las redes o cualquier otra operación, estos datos no necesitan ser corregidos. Son intervalos de tiempo muy cortos, inferiores a los 15 minutos en ciertos alimentadores, que se los puede detectar en los datos del SCADA.

Los datos en estas condiciones permanecen sin modificarse en el cálculo de la energía entregada ya que además de ser intervalos muy pequeños, esta energía no es contabilizada por los contadores de energía de los clientes para la facturación.

CORTES

De la revisión de la información se puede establecer claramente los intervalos de los cortes producidos durante la emergencia eléctrica que tuvo que soportar el país. Dicha información se mantiene igual, sin modificaciones para el cálculo de la energía entregada.

Los cortes se produjeron en enero y febrero de 1996 y desde el 22 de Noviembre de 1996 hasta el 6 de febrero de 1997.

FALLAS EN TRANSFERENCIA DE DATOS

Este problema se produce en las comunicaciones lo cual se refleja en una mala transmisión de la información desde las RTUs de las subestaciones hacia el centro de control del SCADA.

En este caso, los datos tienen un valor constante. A estos intervalos se los reemplaza con la información que tiene un comportamiento normal de una semana anterior, tomando en cuenta siempre que no se trate de días festivos, tanto de la semana de datos fallosos como de la cual se están tomando los datos para el reemplazo.

Igual procedimiento se aplica en los períodos en los cuales ocurrieron los cortes por el racionamiento de energía, los intervalos fallosos son reemplazados con los de una de las semanas que contiene los cortes respectivos. Para esto también se tiene que determinar las fechas en las cuales se produjeron los cortes dentro del período de estudio.

FALLA DE DATOS EN UNA SOLA FASE

Como el sistema es trifásico, no puede suceder que falle una sola fase, en este caso los datos que faltan se los reemplaza con los datos de una de las otras dos fases del mismo alimentador para el intervalo de tiempo correspondiente, ya que también se considera que el sistema es aproximadamente equilibrado.

DESCONEXION DEL SISTEMA SCADA POR MANTENIMIENTO EN LAS SUBESTACIONES

Este problema se presentó con los datos de la subestación Belisario Quevedo (11) en la cual se realizó mantenimiento por un período de dos meses, los cuales de idéntica forma se reemplazaron con los datos de un mes similar anterior que tiene un comportamiento normal.

FALLAS EN LOS TRANSDUCTORES

Este problema se produce principalmente en las RTUs de las subestaciones, o pueda que estén desconectadas temporalmente del sistema SCADA o que sufran algún desperfecto, que no les permite el funcionamiento normal.

De igual forma la información se presentan como intervalos en los que los datos no cambian y el reemplazo se lo realiza como se indica en el numeral 2.6.3.

En los intervalos de tiempo en la que la información no es consistente, se sustituye con información de un período de tiempo similar inmediatamente anterior, tomando en cuenta el día y las horas respectivas, de acuerdo a la realidad de funcionamiento.

2.7 PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LA ENERGÍA ENTREGADA AL ALIMENTADOR

Para el cálculo de la energía entregada al alimentador se emplea el siguiente procedimiento:

- a) Los datos de corrientes por fase y voltajes de la respectiva subestación para cada uno de los alimentadores se encuentran en una serie de 11 disketts adjuntos al presente trabajo

Tabla 2.3 Modelo empleado para el cálculo de la Energía Entregada a cada Alimentador

		SUBESTACION							
Días	FECHA	HORAS	U (A)	V (A)	W (A)	Prom. (A)	Voltaje (V)	Energía (kWh)	
LUNES	2/12/88	0:00	114	109	110	111	8022	289	
		0:15	108	103	103	105	5980	252	
		0:30	103	103	103	103	8051	251	
		0:45	98	97	98	97	8079	237	
		1:00	98	98	98	97	5994	235	
		1:15	92	90	98	93	5973	224	
		1:30	93	90	91	91	5980	220	
		1:45	93	90	91	91	8015	221	
		2:00	93	88	91	91	8093	222	
		2:15	93	88	91	91	8114	223	
		2:30	90	88	91	90	8114	221	
		2:45	90	88	91	90	8051	218	
	
	
Total de Energía Anual =							14'472.276		

- b) Luego de realizar la respectiva validación de la información y tener los datos ajustados en una hoja electrónica, se procede a sacar un promedio de las corrientes de las tres fases U, V, W empleando la ecuación 2.1

$$I_{prom} = \frac{(I_u + I_v + I_w)}{3} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

- c) Colocar en la hoja electrónica los datos de voltajes en barra de las respectivas subestaciones haciendo corresponder con los mismos intervalos de tiempo que las corrientes y que son obtenidos del sistema SCADA para el cálculo de la energía entregada al alimentador como se indica en la Tabla 2.3, los datos de los voltajes también se tiene con el mismo intervalo de tiempo.

- d) La energía entregada se calcula para cada intervalo de tiempo, empleando la ecuación 2.2 cuyos resultados son similares a los indicados en la Tabla 2.3 la que sirve de modelo para el cálculo para todos los alimentadores.

$$E_t = \frac{(\sqrt{3} * V_L * I_L * \text{Cos}\phi * \Delta t_t)}{1000} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

En donde:

- Δt_t : Es 0.25 de hora, intervalo de tiempo al cual se están almacenando los datos en el sistema SCADA en (h)
 $\text{Cos}\phi$: Factor de potencia medido para el año en cada alimentador.
 V_L : Voltaje de línea, cuyos datos son tomados del SCADA en (V)
 I_L : Corriente promedio de línea (I_{prom}), en (A)
 E_t : Energía Entregada en cada intervalo de tiempo, en (kWh).

- e) Los datos del factor de potencia se indica en la Tabla 2.4 que son los que corresponden a cada uno de los alimentadores, los factores de potencia utilizados para el cálculo de la energía entregada son los medidos para cada uno de los alimentadores, ya que estos dependen del tipo de carga.
 f) Como se indica en la Tabla 2.3, una vez realizado el cálculo de la energía para cada subintervalo de tiempo, se suma la energía de los intervalos para el período de tiempo de estudio, de cada uno de los alimentadores utilizando la ecuación 2.3, en este caso el período tomado para el estudio es de un año.

$$E_T = \sum E_t \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde :

- E_T : Energía total entregada al alimentador en la subestación (kWh).

Cabe señalar que, las lecturas de corrientes se aproximan a demandas de 15 minutos, tomando en consideración que las variaciones de la carga, a ese nivel de sistema eléctrico son lentas.

- g) El modelo de la Tabla 2.3 se emplea para el cálculo de la energía entregada al alimentador en el año, la energía entregada resulta ser el área bajo la curva de carga de cada alimentador Gráfico 1, los datos corresponden a un lunes y que es un día normal de trabajo de una subestación del sector, el cálculo se lo realiza para los 365 días del año, el mismo procedimiento de cálculo se emplea para todos los alimentadores primarios de las subestaciones en las cuales se halla instalado el Sistema SCADA.

El gráfico de la curva de carga indica que se trata de un sector predominantemente comercial el cual es representativo de toda el área en estudio.

- h) Las fechas de inicio y finalización de la información del sistema SCADA se indican en el Anexo 1, en el cual se tiene el calendario de actividades desarrolladas durante el año en la toma de lecturas.

Es importante establecer que las fechas de toma de lecturas deben coincidir exactamente con las fechas de la información del Sistema SCADA.

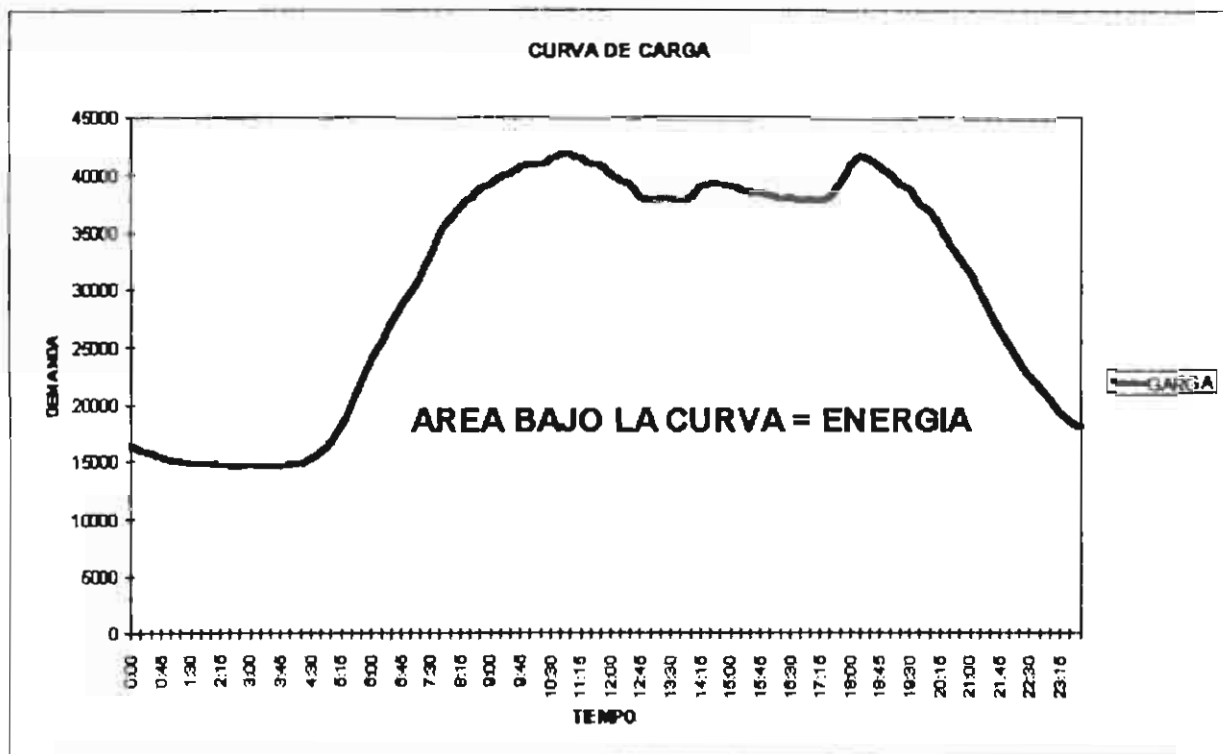


Gráfico 1.- Curva de carga cuya área bajo la curva representa la energía entregada

Las fechas se establecen de acuerdo a las rutas de lecturas, que están relacionadas con cada uno de los alimentadores primarios y que además están relacionadas con los planes de trabajo respectivo, tal como se indica en el Anexo 2 .

Tabla 2.4 Factores de Potencia en alimentadores

FACTORES DE POTENCIA MEDIDOS EN 1994						
Subestación (S/E)	Alimentadores					
	A	B	C	D	E	F
Miraflores (09)	0.86		0.88	0.96	0.98	
10 Vieja (10)		0.95	0.95	0.93		
Belisario Quevedo (11)		0.93	0.95			
La Floresta (12)	0.92	0.87		0.82		
La Carolina (24)	0.94	0.9	0.9		0.94	0.95

2.8 CALCULO DE LA ENERGIA ENTREGADA A CADA ALIMENTADOR

Para el cálculo de la energía entregada al alimentador en la subestación, se utilizan los datos de corrientes, voltajes en S/E del Sistema SCADA, y el factor de potencia con los cuales trabajan los alimentadores.

Para establecer las fechas de toma de lecturas tanto iniciales como finales, se tiene el cronograma de actividades para el año 1996 y parte de 1997 como se indica en el Anexo 1. Como se indicó anteriormente estas fechas son las utilizadas para determinar el período para el cual se realizará el cálculo de la energía entregada en cada uno de los alimentadores.

Es importante recalcar que las fechas para los datos del SCADA se tomarán de las correspondientes a las de toma de lecturas de acuerdo a los respectivos planes de trabajo relacionados con cada alimentador. Las fechas se indican en el **Anexo 1**.

SUBESTACION MIRAFLORES (09)

a) Alimentador 09A

Al sector del alimentador 09A, le corresponde los Planes de trabajo 30 y 31 de lecturas, es decir que existen rutas de lectores que corresponden a este alimentador realizadas en días diferentes.

Por tener la mayor parte de rutas de lecturas en el plan 30, se toma éste como base para este alimentador y las fechas son:

Empezando con la tercera emisión del año 1996, que corresponde al 01/02/1996, que es la fecha de las lecturas anteriores, hasta el 03/02/1997 es la segunda emisión de 1997 que corresponde a la última lectura de estas rutas, de esta manera se completan las 12 emisiones requeridas para el estudio.

OBSERVACION:

En cada plan de trabajo, como se puede observar en el **Anexo 1**, si bien es cierto las mediciones tienen que realizarse en un solo día, se tiene dos días, debido a que puede darse casos en los que no se termine la toma de lecturas y para la revisión de novedades o contratiempos encontradas antes de elaborar los resultados definitivos, que finalmente serán ingresados a la base de datos para la elaboración de las respectivas facturas para el usuario.

De igual forma para la última lectura se tiene dos días, igual procedimiento al explicado anteriormente.

Para el estudio se considera siempre los primeros días tanto al inicio como al final, que son los días en los cuales se realizarán las mediciones de casi la totalidad de los usuarios, de las respectivas rutas.

El tiempo de trabajo normal en la toma de lecturas se inicia a las 8:00 h de un día laborable normal y finaliza a las 16:00h de los respectivos planes de trabajo. De esta manera los datos utilizados para el balance energético tendrá menor error que si se inicia y terminan a las 0:00h de los días respectivos.

Con la información tomada del **Anexo 1**, las fechas según las cuales se toman los datos del SCADA para el estudio de este alimentador son:

Inicio : Jueves 01/02/1996 a las 8: 00 h

Fin : Lunes 03/02/1997 a las 16:00h

Los datos que se tiene para este alimentador son los siguientes:

Voltajes y Corrientes : Datos del Sistema SCADA

Factor de potencia : 0.86

Intervalo de tiempo : 15 minutos

Tiempo total analizado : 368 días

Al aplicar el procedimiento descrito en el numeral 2.7 para el cálculo de la energía entregada al alimentador en subestación se tiene como resultado para el 09A

Energía Total Entregada = 3 842.294 kWh.

b) Alimentador 09C

Los planes de trabajo que intervienen en éste alimentador son los indicados en la **Tabla 2.5** con las fechas de lecturas respectivas.

Tabla 2.5 Fechas de inicio y finalización de los planes de trabajo para el cálculo de la energía entregada al alimentador 09C

PLAN DE TRABAJO	FECHAS	
	INICIO	FIN
Plan 29	30,31/01/96	29,30/01/97
Plan 30	31,01/01,02/96	31,03/01,02/97
Plan 33	05,06/02/96	05,06/02/97
Plan 34	05,08/02/96	06,07/02/97

El hecho de tener varios planes de trabajo para un mismo alimentador, como se indica en la **Tabla 2.5**, se debe a que, el alimentador atraviesa diferentes sectores con varios planes de trabajo.

Es por esto, que mediante la observación más precisa, se puede determinar que las rutas de lectores no están relacionados con los alimentadores directamente sino con áreas geográficas de la ciudad.

Este inconveniente se encontrará también para otros alimentadores tomados en cuenta para el estudio.

De los datos de la **Tabla 2.5** se puede determinar que existe un intervalo de tiempo en la toma de lecturas iniciales que es del 30/01/96 hasta 05/02/96 que corresponde a un período de 6 días, para tener una fecha aceptable tomamos un día promedio entre estos.

La influencia de las rutas establece que los planes de trabajo 29 y 33 tienen idéntico comportamiento y son los que mayor porcentaje de rutas poseen, por lo tanto la fecha de lecturas anteriores es el 01/02/96, que corresponde a la tercera emisión de 1996.

De un análisis similar para la fecha de las últimas lecturas se obtiene que el 03/02/97 corresponde a la segunda emisión de 1997, completando de esta manera las 12 emisiones para el balance de energía del alimentador.

Relacionando las fechas de las lecturas con los datos del SCADA, se tiene:

Inicio : Jueves 01/02/1996 a las 8: 00 h
Fin : Lunes 03/02/1997 a las 16:00h

Los datos que se tiene para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA
 Factor de potencia : 0.88
 Intervalo de tiempo : 15 minutos
 Tiempo total analizado : 368 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 09C

Energía Total Entregada : 11'379.245 kWh

c) Alimentador 09D

Los planes de trabajo para este alimentador son, Plan 29 y 30, como el 90% de las rutas y sus respectivos porcentajes pertenecen al Plan 29, la fecha de las lecturas anteriores corresponde al 31/01/96 de la tercera emisión de 1996 y las últimas lecturas es el 29/01/97 que pertenece a la segunda emisión de 1997, completando las 12 emisiones.

Relacionando las fechas de las lecturas con los datos del SCADA, se tiene:

Inicio : Miércoles 29/01/1996 a las 8: 00 h
Fin : Miércoles 29/01/1997 a las 16:00h

Los datos que se tiene para este alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA
Factor de potencia : 0.96
Intervalo de tiempo : 15 minutos
Tiempo total analizado : 368 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 09D

Energía Total Entregada : 8'460.259 kWh.

d) Alimentador 09E

El plan de trabajo para este alimentador es el Plan 32 que según las fechas tomadas del Anexo 1, le corresponde las siguientes:

Lecturas anteriores : 02/02/96 de la tercera emisión de 1996

Lecturas Ultimas : 04/02/97 de la segunda emisión de 1997

Con estas se completan las 12 emisiones para el período de estudio.

Las fechas para los datos del sistema SCADA son:

Inicio : Viernes 02/02/1996 a las 8: 00 h

Fin : Martes 04/02/1997 a las 16:00h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA
Factor de potencia : 0.98
Intervalo de tiempo : 15 minutos
Tiempo total analizado : 365 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 09E

Energía Total Entregada : 13'626.342 kWh.

SUBESTACION 10 VIEJA (10)

a) Alimentador 10B

El plan de trabajo para este alimentador en la toma de lecturas es el 31

La fechas para las lecturas anteriores es el 01/02/96, que corresponde a la tercera emisión de 1996 y la fecha de realización de las últimas lecturas es el 03/02/97 de la segunda emisión de 1997.

Completando de esta manera las 12 emisiones requeridas para el período de estudio.

Por tanto las fechas consideradas para los datos del SCADA son:

Inicio : Jueves 01/02/1996 a las 8: 00 h

Fin : Lunes 03/02/1997 a las 16:00h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA
Factor de potencia : 0.95
Intervalo de tiempo : 15 minutos
Tiempo total analizado : 365 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 10B

Energía Total Entregada : 4'619.187 kWh.

b) Alimentador 10C

Plan de trabajo de rutas de lectores, Plan 31

La fechas de las lecturas anteriores, es el 01/02/96 que corresponde a la tercera emisión de 1996 y de las últimas lecturas es el 03/02/97 de la segunda emisión de 1997 .

Completando las 12 emisiones requeridas para el período de estudio.

Por lo tanto las fechas consideradas para los datos del SCADA son:

Inicio : Jueves 01/02/1996 a las 8: 00 h

Fin : Lunes 03/02/1997 a las 16:00h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA

Factor de potencia : 0.95

Intervalo de tiempo : 15 minutos

Tiempo total analizado : 365 días

Aplicando el procedimiento 2.7 para el cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 10C

Energía Total Entregada: 11'057.895 kWh.

c) Alimentador 10D

Plan de trabajo de rutas de lectores para la toma de lecturas, Plan 31

La fechas para las lecturas anteriores es el 01/02/96 que corresponde a la tercera emisión de 1996 y de las últimas lecturas es el 03/02/97 que corresponde a la segunda emisión de 1997.

Completando de esta manera las 12 emisiones.

Las fechas consideradas para los datos del SCADA son:

Inicio : Jueves 01/02/1996 a las 8: 00 h

Fin : Lunes 03/02/1997 a las 16:00h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA

Factor de potencia : 0.95 de la subestación

Intervalo de tiempo : 15 minutos

Tiempo total analizado : 365 días

Aplicando el procedimiento 2.7 para el cálculo de la energía entregada se tiene como resultado para el alimentador 10D

Energía Total Entregada: 2'234.962 kWh.

SUBESTACION BELISARIO QUEVEDO (11)

a) Alimentador 11B

Los planes de trabajo que están relacionados con éste alimentador son los indicados en la Tabla 2.6 con sus respectivas fechas.

Tabla 2.6 Fechas de inicio y finalización de los planes de trabajo para el cálculo de la energía entregada al alimentador 11B

PLAN DE TRABAJO	FECHAS	
	INICIO	FIN
Plan 28	29,30/01/96	28,29/01/97
Plan 29	30,31/01/96	29,30/01/97
Plan 30	31,01/01,02/9	31,03/01,02/97
	6	

Sacando un promedio de los días de trabajo indicados en la Tabla 2.6, se puede estimar, las fechas de las lecturas anteriores que es el 30/01/96 que corresponde a la tercera

emisión de 1996 y de las últimas lecturas el 29/01/97 que corresponde a la segunda emisión de 1997, completando las 12 emisiones requeridas para el período de estudio.

Las fechas utilizadas para los datos del SCADA son:

Inicio : Martes 30/01/1996 a las 8:00 h
Fin : Miércoles 29/01/1997 a las 6:00h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA
Factor de potencia : 0.93
Intervalo de tiempo : 15 minutos
Tiempo total analizado : 365 días

Aplicando el procedimiento 2.7 para el cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 11B.

Energía Total Entregada: 14'922.641 kWh

b) Alimentador 11C

Los planes de trabajo que intervienen en este alimentador son los indicados en la **Tabla 2.7** con sus respectivas fechas.

Tabla 2.7 Fechas de inicio y finalización de los planes de trabajo para el cálculo de la energía entregada al alimentador 11C

PLAN DE TRABAJO	FECHAS	
	INICIO	FIN
Plan 28	29,30/01/96	28,29/01/97
Plan 29	30,31/01/96	29,30/01/97
Plan 30	31,01/01,02/96	31,03/01,02/97

De la **Tabla 2.7**, sacando un promedio de los días de trabajo se tiene, las fechas para las lecturas anteriores el 30/01/96 que corresponde a la tercera emisión de 1996 y de las últimas lecturas el 29/01/97, de la segunda emisión de 1997, completando de esta manera las 12 emisiones requeridas para el período de estudio.

Por lo tanto las fechas para los datos del SCADA son:

Inicio : Martes 30/01/1996 a las 8:00 h
Fin : Miércoles 29/01/1997 a las 6:00h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA
Factor de potencia : 0.95
Intervalo de tiempo : 15 minutos
Tiempo total analizado : 365 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 11C

Energía Total Entregada: 17'292.830 kWh

SUBESTACION LA FLORESTA (12)

a) Alimentador 12A

El plan de trabajo que interviene en este alimentador es, Plan 27 según esto, las fechas de las lecturas anteriores es el 25/01/96 que corresponde a la tercera emisión de 1996, y de las últimas lecturas es el 27/01/97 que corresponde a la segunda emisión de 1997, completando de esta manera las 12 emisiones para el período en estudio.

Para el cálculo de la energía total entregada al alimentador, las fechas para los datos del SCADA, comprende el intervalo de tiempo:

Inicio : Jueves 25/01/1996 a las 8: 00 h
Fin : Lunes 27/01/1997 a las 16:00h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA

Factor de potencia : 0.92

Intervalo de tiempo : 15 minutos

Tiempo total analizado : 368 días

Aplicando el procedimiento 2.7 para el cálculo de la energía entregada se tiene el resultado del alimentador 12A.

Energía Total Entregada: 16'473.106 kWh.

b) Alimentador 12B

Los planes de trabajo para este alimentador son los indicados en al **Tabla 2.8** con las respectivas fechas.

Del 18 de enero al 24 de enero existen 6 días como de indica en la **Tabla 2.8**, tomando un promedio se tiene para las lecturas anteriores es el 23/01/96 que corresponde a la tercera emisión de 1996 y la fecha en la cual se realizó las últimas lecturas es el 24/01/97 para la segunda emisión de 1997, completando de esta manera las 12 emisiones para el balance respectivo.

Para los datos del sistema SCADA se tiene las siguientes fechas :

Inicio : Martes 23/01/96 a las 8:00 h

Fin : Viernes 24/01/97 a las 16:00 h

Tabla 2.8 Fechas de inicio y finalización de los planes de trabajo para el cálculo de la energía entregada al alimentador 12B

PLAN DE TRABAJO	FECHAS	
	INICIO	FIN
Plan 23	18,19/01/96	20,21/01/97
Plan 26	24,25/01/96	24,27/02/97

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA

Factor de potencia : 0.87

Intervalo de tiempo : 15 minutos

Tiempo total analizado : 368 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 12B

Energía Total Entregada: 14'273.577 kWh.

c) Alimentador 12D

Los planes de trabajo para este alimentador son los indicados en la **Tabla 2.9** con sus respectivas fechas.

Tabla 2.9 Fechas de inicio y finalización de los planes de trabajo para el cálculo de la energía entregada al alimentador 12D

PLAN DE TRABAJO	FECHAS	
	INICIO	FIN
Plan 27	26,27/01/96	27,28/02/97
Plan 31	01,02/02/96	03,04/02/97

Del 26 de enero al 01 de febrero existen 6 días, como se indica en la **Tabla 2.9** tomando un promedio se tiene que las lecturas anteriores se realizaron el 29/01/96 que corresponde a la tercera emisión de 1996 y las últimas lecturas el 30/01/97 que es la segunda emisión de 1997, completando las 12 emisiones requeridas para el período de estudio.

Para los datos del sistema SCADA se tiene las fechas :

Inicio : Lunes 29/01/96 a las 8:00 h

Fin : Jueves 30/01/97 a las 16:00 h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA

Factor de potencia : 0.82

Intervalo de tiempo : 15 minutos

Tiempo total analizado : 368 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 12D

Energía Total Entregada : 6'285.700 kWh

SUBESTACION LA CAROLINA (24)

a) Alimentador 24A

El plan de trabajo para el alimentador es el 27, las fechas de las lecturas anteriores es el 26/01/96 que corresponde a la tercera emisión de 1996, y de las últimas lecturas es el 28/01/97 la segunda emisión de 1997, completando las 12 emisiones requeridas para el estudio.

Para los datos del sistema SCADA se tiene las fechas :

Inicio : Viernes 26/01/96 a las 8:00 h

Fin : Martes 28/01/97 a las 16:00 h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA

Factor de potencia : 0.94

Intervalo de tiempo : 15 minutos

Tiempo total analizado : 368 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 24A

Energía Total Entregada : 14'472.276 kWh

b) Alimentador 24B

El plan de trabajo para este alimentador es el 24, las fechas de las lecturas anteriores es el 22/01/96 que corresponde a la tercera emisión de 1996 y de las últimas lecturas el 22/01/97 de la segunda emisión de 1997, completando de esta manera las 12 emisiones para el balance respectivo.

Para los datos del sistema SCADA se tiene las fechas :

Inicio : Lunes 22/01/96 a las 8:00 h

Fin : Miércoles 22/01/97 a las 16:00 h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA

Factor de potencia : 0.9

Intervalo de tiempo : 15 minutos

Tiempo total analizado : 365 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 24B

Energía Total Entregada: 15'484.230 kWh

c) Alimentador 24C

A partir del Miércoles 04/12/96 la carga del alimentador 24C disminuye en un 65%, esta carga es tomada por un alimentador de la subestación Iñaquito, nueva S/E que entró en funcionamiento en estas fechas, por lo tanto la energía facturada, es decir del consumo de las rutas de lectores así como de la energía de los Grandes Clientes y Alumbrado Público, disminuirán en el mismo porcentaje para el mismo período de tiempo, es decir desde el 04/12/96 hasta finalizar el período en estudio.

El plan de trabajo para el alimentador es el 29, las fechas de las lecturas anteriores para este plan de trabajo es el 30/01/96 que corresponde a la tercera emisión de 1996 y de las últimas lecturas el 30/01/97 que es la segunda emisión de 1997, por lo tanto se tiene las 12 emisiones para el período de estudio:

Para los datos del sistema SCADA se tiene las fechas :

Inicio : Martes 30/01/96 a las 8:00 h

Fin : Martes 28/01/97 a las 16:00 h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA

Factor de potencia : 0.9

Intervalo de tiempo : 15 minutos

Tiempo total analizado : 365 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 24C

Energía Total Entregada: 13'620.038 kWh

d) Alimentador 24E

El plan de trabajo para este alimentador es el 27 de las rutas, que tiene las siguientes fechas, para las lecturas anteriores es el 26/01/96 de la tercera emisión de 1996 y las últimas lecturas es el 28/01/97 de la segunda emisión de 1997, completando de esta manera las 12 emisiones para el período de estudio.

Para los datos del sistema SCADA se tiene las fechas :

Inicio : Viernes 26/01/96 a las 8:00 h

Fin : Jueves 30/01/97 a las 16:00 h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA
Factor de potencia : 0.94
Intervalo de tiempo : 15 minutos
Tiempo total analizado : 365 días

Aplicando el procedimiento 2.7 de cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 24E

Energía Total Entregada : 18'233.092 kWh

e) Alimentador 24F

El seccionamiento de la carga se realiza desde el 04/12/96 en igual condición que el alimentador 24C disminuye en un 65% la carga del alimentador, este porcentaje se establece con la relación que existe en los datos de las corrientes registradas en el SCADA, antes de producirse el seccionamiento y los datos después del seccionamiento, para los intervalos de tiempo respectivos en días y horas.

El plan de trabajo para éste alimentador es el 29, las fechas para las lecturas anteriores es el 31/01/96 para la tercera emisión de 1996 y de las últimas lecturas el 30/01/97 para la segunda emisión de 1997, completando las 12 emisiones para el período de estudio.

Para los datos del sistema SCADA se tiene las fechas :

Inicio : Miércoles 31/01/96 a las 8:00 h

Fin : Jueves 30/01/97 a las 16:00 h

Los datos para el alimentador son:

Voltajes y Corrientes : Datos tomados del SCADA

Factor de potencia : 0.95

Intervalo de tiempo : 15 minutos

Tiempo total analizado : 365 días

Aplicando el procedimiento 2.7 para el cálculo de la energía entregada se tiene el resultado para el alimentador 24F

Energía Total Entregada : 15'529.413 kWh

OBSERVACION : al igual que el alimentador 24C la energía facturada tiene que disminuir en un 65% en las dos últimas emisiones para el balance energético para guardar una concordancia con los datos del sistema SCADA.

Para el resto de alimentadores del sector en estudio se tiene lo siguiente:

De acuerdo a la cantidad y calidad de la información que se dispone para los alimentadores de la subestación 10 Nueva (32), los cálculos de la energía entregada no se puede llevar a cabo para ninguno de los alimentadores por que la información del SCADA tiene demasiados errores y también el período de tiempo no es de un año como es el requerido para este caso.

Para los alimentadores 11A y 11D de la subestación Belisario Quevedo la información no es adecuada para realizar el cálculo de la energía entregada, es por esta razón que no se los toma en cuenta, el alimentador 24D de la subestación La Carolina (24) no se tiene ninguna información a pesar de encontrarse asociado éste al sistema SCADA, la razón es que toda la carga está siendo tomada por un alimentador de la subestación Pérez Guerrero. La subestación Pérez Guerrero esta en la zona de estudio, pero como sus alimentadores no están asociados al SCADA y no se puede realizar el cálculo de la energía entregada para el balance energético total, por esto no se los toma en cuenta para el estudio.

2.9 ARCHIVOS DE DATOS DE CORRIENTES Y VOLTAJES PARA CADA ALIMENTADOR Y SU TAMAÑO

Los archivos de la Tabla 2.10 se adjuntan al presente trabajo en una serie de 10 disketts que contienen únicamente la información de cada uno de los alimentadores como son las corrientes de las fases con su respectiva fecha y hora, esta información se halla revisada y corregida es decir lista para ser utilizada.

Como se puede observar el tamaño de los archivos de información de cada uno de los alimentadores excede la capacidad de los discos 3½, cada uno de los archivos se hallan comprimidos para almacenar esta información, la compresión se la realizó utilizando el Norton Commander.

Los archivos para el cálculo de la energía entregada a cada uno de los alimentadores es imposible almacenarlos, debido a que el tamaño normal de cada uno de ellos es de aproximadamente 15 Mbytes y realizando una compresión se tiene un tamaño aproximado de 5 a 7 Mbytes, que es imposible almacenar en discos normales o la cantidad utilizada sería demasiado grande.

Es por esta razón que para cada uno de los alimentadores se va generando el archivo de cálculo de la energía, que luego de realizar el cálculo y tomando únicamente el resultado se lo elimina o se lo utiliza para otro alimentador, el producir este archivo no representa ninguna dificultad, lo único importante es saber utilizar una hoja electrónica para los cálculos respectivos. La dificultad que tiene el archivo de cálculo es el tamaño, para su manipulación se requiere un computador rápido y con suficiente memoria.

Además de los archivos respectivos de las corrientes de cada uno de los alimentadores, se encuentra también un disket adicional con la información de los voltajes en barras de las respectivas subestaciones, esta información también se halla revisada y corregida, es decir lista para ser utilizada, el intervalo de tiempo es el mismo, tanto para los datos de las corrientes de los alimentadores así como para los datos de los voltajes en barra de las subestaciones respectivas.

Tabla 2.10 : Archivos con los datos de cada uno de los alimentadores disponibles en disketts

SUBESTACION	ALIMENTADOR	TAMAÑO (bytes)
La Carolina	24A	2051072
	24B	2058240
	24C	2058240
	24E	2963968
	24F	2059776
	La Floresta	12A
12B		2147840
12D		2149888
10 Vieja	10B	2678784
	10C	2679808
	10D	2985472
Belisario Quevedo	11B	2048512
	11C	2071040
Miraflores	09A	2140672
	09C	2140672
	09D	2141184
	09E	2140672

2.10 RESUMEN DE LA ENERGÍA TOTAL ENTREGADA A LOS ALIMENTADORES

El resultado del cálculo de la Energía Entregada a cada uno de los alimentadores se indica en la **Tabla 2.11**, después de aplicar los procedimientos indicados anteriormente.

Los resultados obtenidos serán tomados como la base de comparación para poder determinar el porcentaje de pérdidas totales, técnicas así como las no técnicas en cada uno de los alimentadores.

Tabla 2.11 : Resultado de los cálculos de las energías entregadas a los alimentadores utilizando los datos del SCADA

Alimentador	Energía Entregada (kWh)
09A	3842294
09C	11379245
09D	8460259
09E	13626342
10B	4619187
10C	11057895
10D	2234125
11B	14922641
11C	17292830
12A	16473106
12B	14273577
12D	6285700
24A	14472276
24B	15484230
24C	13620038
24E	18233092
24F	15529413

CAPITULO 3

ANALISIS DE LA ENERGIA FACTURADA

CAPITULO 3

ANALISIS DE LA ENERGIA FACTURADA

3.1 INTRODUCCION

En este capítulo se analiza el proceso, mediante el cuál se determina la energía facturada a los usuarios relacionados con cada uno de los alimentadores, en un período de tiempo que puede ser mensualmente o de un año.

La energía facturada del consumo masivo en cada uno de los alimentadores, es difícil de obtener directamente utilizando cualquiera de los procedimientos disponibles en la Empresa Eléctrica Quito S.A (EEQSA).

Para obtener la energía facturada del consumo masivo por alimentador, se relaciona directamente el área del alimentador, con el área de cada una de las rutas de lectores y de acuerdo al porcentaje de la relación de áreas, se distribuirá la energía.

La energía facturada a los grandes clientes (como son cargas puntuales), igual no se encuentra relacionada a los alimentadores, por esto se relaciona a los grandes clientes de acuerdo a su ubicación con el área de cada alimentador, por ende la energía facturada.

La energía facturada por alumbrado público será estimada de acuerdo a índices del número de luminarias que existen para cada uno de los sectores en los cuales se encuentran los alimentadores en estudio.

Esta información será utilizada en el balance energético, para de esta forma estimar el nivel de pérdidas totales existentes en cada alimentador para luego desagregar en técnicas y no técnicas, en este proceso se ha utilizado datos como: Un plano general con los sectores y con las áreas de servicio de todos los alimentadores, Rutas de lectores, Información de la energía facturada por cada ruta de cada mes (*emisión*), en base a las lecturas realizadas periódicamente. Cada una será descrita más adelante.

Las actividades realizadas para determinar la energía facturada del consumo masivo relacionándolas con los respectivos alimentadores, son:

- Elaborar un plano del sector con las áreas de los alimentadores
- Relacionar las áreas de las rutas de lectores con las áreas de los alimentadores
- Obtener la energía facturada para cada ruta de lectores, de la base de datos sistema de comercialización (SIDEKOM)
- Distribuir la energía facturada a cada uno de los alimentadores (masivo, grandes clientes, alumbrado público), del sector en estudio.

3.2 DESCRIPCION DE LA BASE DE DATOS SIDEKOM

La base de datos del sistema de comercialización (SIDEKOM), que utiliza la EEQSA. se encuentra ordenada en tablas, para facilidad de manejo de la información utilizada diariamente en las diversas actividades de la empresa, esta base de datos es usada casi en su totalidad por el área de comercialización, entre las principales actividades desarrolladas se tienen:

- Recepción de Solicitudes de servicio
- Ingreso de Nuevos Usuarios
- Ingreso de datos de las Lecturas
- Facturación
- Recaudación
- Atención al Usuario

- Reclamos
- Refacturación
- Información

Para el manejo de la base de datos se utiliza el Structured Query Language (SQL) que es un lenguaje estructurado de consulta a la base de datos SIDECOM, el que permite crear una interrelación entre las tablas que conforman la base de datos.

Utilizando este lenguaje, se puede tener acceso a la información de la base de datos y desarrollar una serie de procesos, los que a su vez se pueden ejecutar mediante programa, para el caso analizado, se presenta un modelo de programa de los muchos que pueden ser implementados.

MODELO DE PROGRAMA UTILIZADO PARA EL CASO

```

SELECT      ciclo, substr(lpad(ruta_lectura,11),1,2),          (1)
            substr(lpad(ruta_lectura,11),3,2),                (2)
            substr(lpad(ruta_lectura,11),5,3),                (3)
            count(*)                                          (4)
            sum(consumo_activa)                                (5)
FROM        suscrip x, hisfac y                               (6)
WHERE       x.codigo_cuenta = y.codigo_cuenta                (7)
AND         ciclo = &plan                                     (8)
AND         substr(lpad(ruta_lectura,11),3,2) = &sector      (9)
AND         to_char(to_date(y.fecha_lectura, 'j'), 'mm/yyyy') = &fecha (10)
GROUP BY   ciclo, substr(lpad(ruta_lectura,11),1,2),         (11)
            substr(lpad(ruta_lectura,11),3,2),                (11)
            substr(lpad(ruta_lectura,11),5,3)                 (11)
    
```

DESCRIPCION DEL PROGRAMA IMPLEMENTADO

ciclo = plan de lectura

- (1) Identificación de la zona geográfica
- (2) Identificación del sector geopolítico
- (3) Identificación de la ruta de lectura
- (4) Número de abonados en la ruta de lectura
- (5) Suma el consumo de los abonados de la ruta
- (6) Tablas utilizadas para obtener los datos
- (7) Relación entre las dos tablas (Suscrip y Hisfac)
- (8) Parámetro del plan
- (9) Parámetro del sector
- (10) Fecha de la emisión
- (11) Los datos recuperados se agrupan para que sean contabilizados de todas las rutas del respectivo sector.

El proceso descrito se desarrolla por sectores del área en la cual se encuentran los alimentadores en estudio.

Se obtienen los consumos de todas las rutas del sector que luego serán distribuidas a cada uno de los alimentadores de acuerdo al porcentaje en que, la ruta esté contenida en el alimentador.

El proceso para obtener la energía facturada del consumo masivo es lento debido a la gran cantidad de información en la base de datos, que es de unos 420.000 clientes.

El campo RUTA_LECTURA para cada uno de los abonados se encuentra diseñada de la siguiente forma :

- Tabla en la cual se encuentra una lista de toda la clientela de la empresa

- Dentro de esta tabla se hallan subtablas en las cuales se encuentran los datos de cada uno de los usuarios, las 24 historias de los consumos de cada uno de los usuarios con sus respectiva identificación, entre otros.

Las subtablas utilizadas son:

SUSCRIP: Nombre de la tabla, de la base de datos del SIDECOM, que contiene los datos que identifica a cada uno de los clientes.

HISFAC: Nombre de la tabla, de la base de datos del SIDECOM, que contiene 24 historias de consumos para cada uno de los clientes.

Mediante procesos se determina la energía total facturada de las rutas, que consiste en sumar los consumos de todos los usuarios de la ruta en cada una de las emisiones, los resultados de este proceso se indica en el **Anexo 3**.

3.3 PROCESO DE CALCULO Y ESTIMACION DE LA ENERGIA FACTURADA

Para determinar la energía facturada se tiene en cuenta los siguientes grupos de usuarios, como son:

- Facturación consumo Masivo
- Facturación consumo Grandes Clientes
- Estimación consumo Alumbrado Público
- Otros Consumos

De los cuales se realiza un análisis lo más detallado posible, a fin de indicar el procedimiento mediante el cual se puede determinar la energía facturada, que será utilizada en el balance energético total.

3.4 FACTURACION CONSUMO MASIVO

Para determinar la energía facturada del consumo masivo en cada uno de los alimentadores, se ha establecido el siguiente procedimiento:

- a) Establecer el área de los alimentadores del sector en estudio
- b) Relacionar los sectores con los alimentadores
- c) Relación de las rutas de lectores con los alimentadores
- d) Obtener la energía de cada una de las rutas de lectores
- e) Distribuir la energía a cada uno de los alimentadores

Cada uno de los numerales se describen a continuación.

ESTABLECER EL AREA DE LOS ALIMENTADORES DEL SECTOR EN ESTUDIO

Luego de realizar un recorrido por cada uno de los alimentadores verificando y actualizando la información, para lo cual se desarrolló planos individuales de cada uno de los alimentadores con la respectiva base geográfica, en los cuales es posible realizar las correcciones necesarias, se delimitó las áreas de incidencia de cada uno de los sectores.

Los alimentadores tomados en cuenta inicialmente son todos los indicados en la **Tabla 3.1**, de estos, algunos no serán tomados en cuenta para el balance, por carecer de la información del sistema SCADA para el cálculo de la energía entregada, o por que la misma tiene demasiados errores.

La información para cada uno de los alimentadores, se encuentra disponible en una base de datos del AUTOCAD en el área del Proyecto de Inventarios y Avalúos(PIA) de la EEQSA.

La información disponible para cada uno de los alimentadores es entre otra:

- Cantidad de transformadores aéreos y su respectiva potencia
- Cantidad de cámaras de transformación y su potencia
- Longitud de líneas primarias

- Longitud total de las redes secundarias
- Tipo de conductor
- Total de luminarias
- Equipo adicional como, Seccionadores, Bancos de Capacitores, Reconectores, etc.
- Además de la base geográfica de la ciudad, dividida en particiones.

TABLA 3.1 : Subestaciones y sus alimentadores respectivos del área de estudio

SUBESTACIONES	ALIMENTADORES
S/E 09 (Miraflores)	A, B, C, D
S/E 10 (Vieja)	B, C, D
S/E 11 (Belisario Quevedo)	A, B, C, D
S/E12 (La Floresta)	A, B, D
S/E 24 (Carolina)	A, B, C, D, E, F
S/E 32 (10 Nueva)	A, B, C, D
S/E 53 (Pérez Guerrero)	C, D, E, F

Esta información más se la utiliza para determinar la influencia de las pérdidas técnicas en cada uno de los alimentadores.

3.5 AREA DE CADA ALIMENTADOR

Para determinar el área de cada uno de los alimentadores se desarrolla el siguiente procedimiento:

- a) El trabajo en esta parte se la desarrolla completamente en AUTOCAD
- b) En primer lugar se carga la base geográfica del sector correspondiente a los alimentadores del estudio respectivo.
- c) Cargar los alimentadores a la base geográfica
- d) Establecer los límites de cada alimentador, estableciendo un recorrido al rededor de éste
- e) Se repiten los procedimientos c) y d) para todos los alimentadores del sector en estudio
- f) El resultado de esto presenta el Gráfico 3.1, en el cual no se ha incluido la base geográfica, por tener una cantidad muy grande de información y el tamaño A4 resulta ser muy pequeña.
- g) Para relacionar las rutas de lectores con cada uno de los alimentadores, fue necesario desarrollar un plano de áreas en un formato A1 incluyendo en este sí la base geográfica respectiva.

En el Gráfico 3.2 se tiene señalados la ubicación de los alimentadores para los cuales se dispone de la información suficiente para realizar el respectivo balance energético.

RELACION DE LOS SECTORES CON LOS ALIMENTADORES

Una vez determinada el área de los alimentadores, se puede establecer que sectores de la ciudad están relacionados con los alimentadores elegidos.

En el plano de áreas de todos y cada uno de los alimentadores, se establecen los sectores geográficos de la ciudad que están relacionados con estos.

Los sectores que la EEQSA utiliza, son los mismos que están determinados por el Distrito Metropolitano de la ciudad de Quito, estos son : Sectores 32, 30, 28, 26, 24, 22, 20, 18, 16, 14, 12, 8, 7, 6, 5, 4, 3, 2, 1, los que específicamente se encuentran en el área total

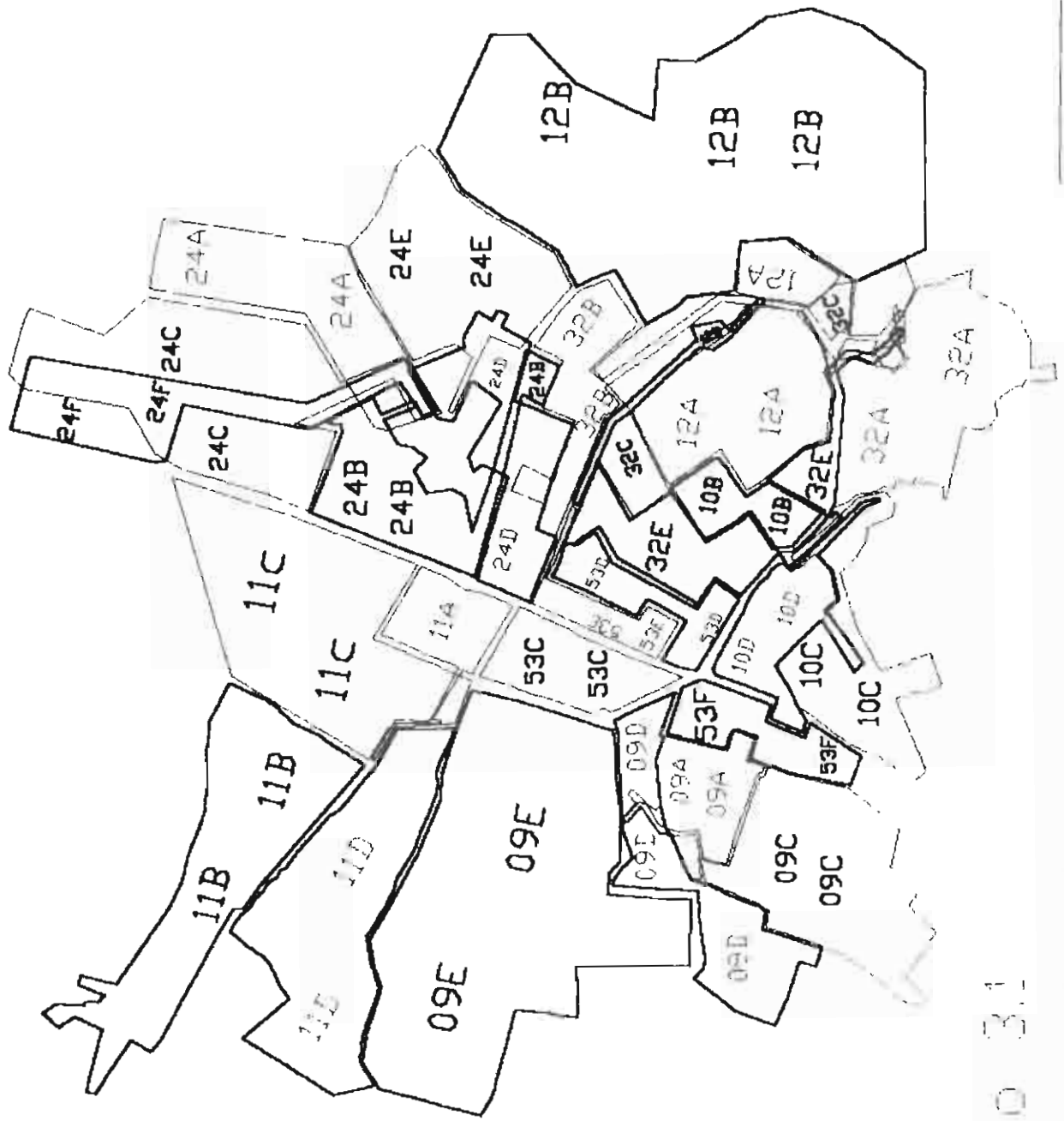


Gráfico 3.1

Áreas de los alimentadores analizados del Distrito Centro Norte de Quito

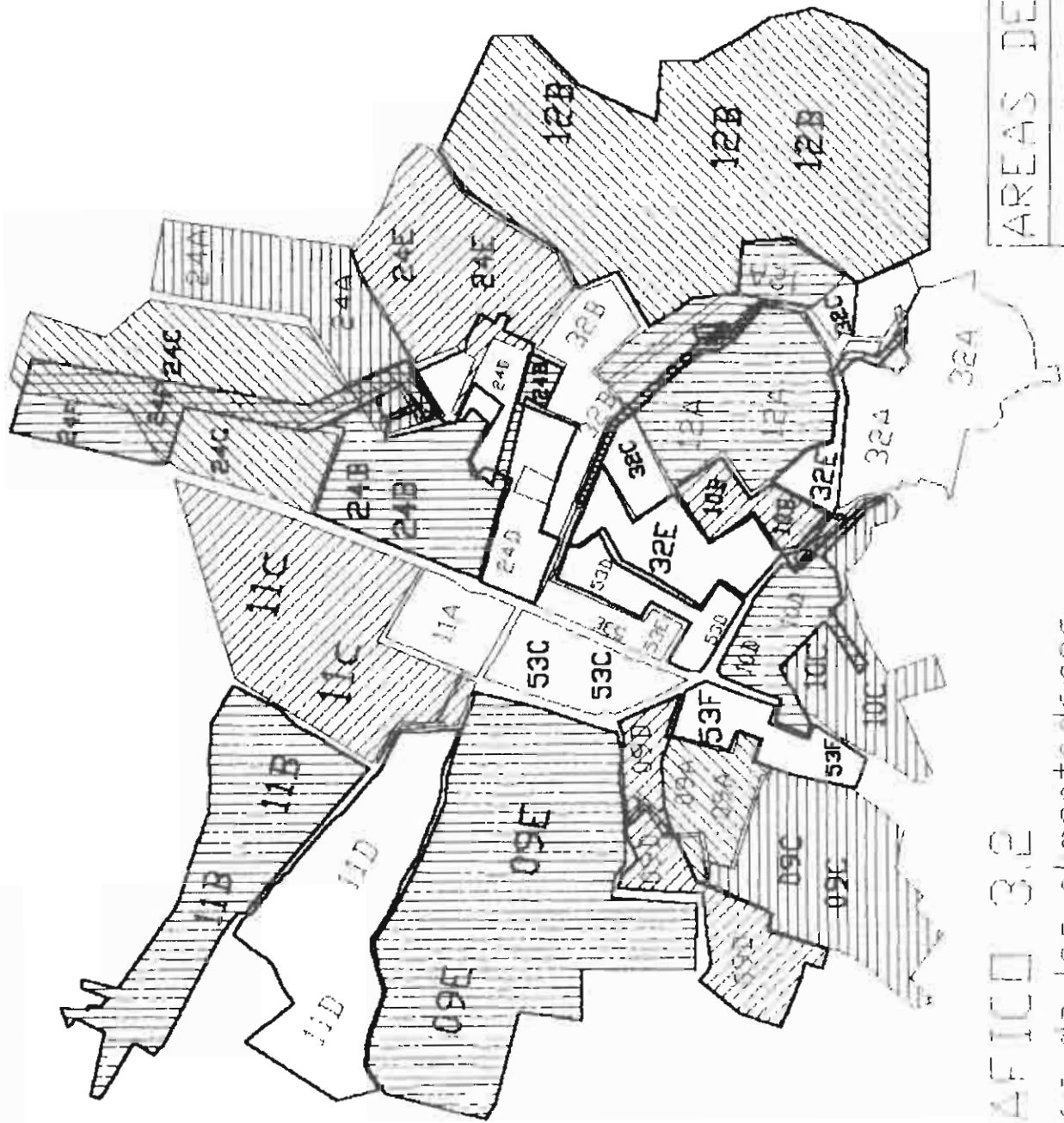


GRAFICO 3.2

Áreas de los alimentadores con resultados de pérdidas

AREAS DE ALIMENTADORES	
TESIS DE GRADO	REALIZADO POR MIGUEL ESCOBAR
CAPITULO 3	FEBRERO - 1998

en estudio que es el denominado Distrito Centro Norte de Quito, existiendo muchos otros sectores para el resto de la ciudad, como están establecidos en la guía de la ciudad de Quito.

Cada sector contiene totalmente un cierto número de rutas de lectores, la toma de lecturas se la realiza por la facilidad que presenta el área geográfica en su recorrido y no tomando en cuenta el área de los alimentadores.

Un alimentador puede atravesar diferentes sectores o un alimentador puede estar totalmente dentro de un sector, como se puede determinar en el plano general de sectores y áreas de los alimentadores.

RELACION DE LAS RUTAS DE LECTORES CON LOS ALIMENTADORES

Para realizar éste trabajo se debe disponer de la siguiente información:

- Plano sectorizado y con las áreas de los alimentadores
- Las rutas de lectores

El proceso de relacionar las rutas de lectores con cada uno de los alimentadores es como se detalla:

- a) Definir las rutas de lectores que están contenidas totalmente en los sectores respectivos.
- b) Como ya se estableció en el numeral (3.4.2) de los sectores que intervienen, se determina específicamente las rutas de lectores para este trabajo.
- c) El ejemplo de rutas de lectores se presenta en el **Anexo 6** en el cual se presenta todas las rutas de dos sectores completos en las cuales se tiene las siguientes descripciones:

- Ciudad: **Quito**
- Sector: **4**
- Libro o Ruta: **02**
- Base Geográfica
- Punto de inicio de la ruta
- Recorrido de la ruta
- Punto de finalización de la ruta
- Orientación

Las rutas de un sector están relacionadas con el punto final (ultimo usuario) de una con el punto inicial (primer usuario) de la siguiente, para realizar un barrido total del sector en la toma de lecturas. Las lecturas de una sola ruta, son realizadas en un solo día de trabajo por un empleado de la empresa, que se encarga de esta actividad.

Un plan de trabajo contiene una cantidad de rutas que se barren en un solo día, por los trabajadores que se dedican a la toma de lecturas. La EEQSA, en todo el sistema, maneja un total de 21 planes de trabajo, correspondiendo a los días laborables normales de un mes, caso de no completar los días laborables, se empleara algún sábado.

- d) Al tener todas las rutas de un sector y el plano sectorizado con las áreas de los alimentadores, se van relacionando la base geográfica de cada ruta con la base geográfica del plano de áreas de los alimentadores, con esto se establece la relación en porcentaje que tiene cada una de las rutas de lectura con los diferentes primarios, debido a que cada ruta también tiene establecida una base geográfica para su recorrido.

Observando la cantidad de la ruta que está relacionada con cada uno de los alimentadores se establece los porcentajes que la ruta tiene con cada uno de ellos.

Con este procedimiento, se determina el porcentaje de ruta que está contenida en cada uno de los alimentadores y de acuerdo a esto se realizará la distribución de la energía facturada del consumo masivo a cada uno de los alimentadores, para el efecto se tiene las siguientes posibilidades:

- d1) Que la ruta de lectores esté completamente contenida en uno de los alimentadores.

se desarrollaron a finales de Enero de 1996 y las últimas lecturas a finales de Febrero de 1996 y no desde la primera emisión de 1996 como se podría pensar, esto con el propósito de relacionar con los datos existentes en el sistema SCADA que inician el 24 de enero de 1996, como se indica en el **Capítulo 2**.

- c) Cada uno de los procesos lanzados para el cálculo de la energía facturada del consumo masivo, se demora de 10 a 15 minutos, por esta razón el tiempo dedicado a determinar la energía facturada se lo podía realizar únicamente por la tarde en la que el sistema SIDECOM no trabaja en su totalidad, como ocurre en las mañanas.

Ya que esta base de datos en general se utiliza para diferentes actividades dentro de la EEQSA como son: Facturación, Reclamos, Ingreso de nuevos abonados, Bajas de elementos, Ingreso de datos de lecturas, etc.

La energía facturada del consumo masivo se tiene directamente de la diferencia entre las lecturas de las respectivas emisiones, aplicando el siguiente procedimiento:

1. Desde un terminal de la red se accede a la base de datos SIDECOM
2. Se establece el proceso que se desea, en este caso es la suma de los consumos de todos los abonados de la ruta de lectores
3. Para que la identificación de los usuarios que pertenecen a la ruta se más rápida se ingresa el plan de trabajo (33) y el sector (7), como se indica en el numeral 5, al que pertenece las rutas.
4. A continuación se ingresa que emisión y de que año ("05/1996") se quieren los consumos de las rutas establecidas anteriormente.

También puede darse que un mismo sector tenga planes de trabajo diferentes, por este motivo el número de procesos se incrementa, como se indica en el ejemplo del numeral 5.

De idéntica manera como en el numeral 3. Se ingresa el plan de trabajo (34), el sector (7), así como también la fecha de la respectiva emisión ("05/1996") para este caso se tiene una sola ruta de lectores con su respectivo consumo (5).

El proceso diseñado para realizar el cálculo de la energía facturada de las rutas del sector y plan de trabajo respectivamente, como resultado se tiene los consumos facturados de todas las rutas del sector respectivo, todo esto en un mismo proceso como se indica en 5.

5. Al ejecutar cada una de los procesos, el programa pide valores como los que se indica en el ejemplo (plan: 33, sector: 7, fecha: 05/1996):

```
SQL> @ consumo_total
Enter value for plan: 33 (Ingresa el Plan de Trabajo) (*)
old 11: and ciclo = &plan
new 11: and ciclo = 33
Enter value for sector: 07 (Ingresa el sector de las rutas que interesan) (*)
old 12: and substr(lpad(ruta_lectura,11),3,2) = &sector
new 12: and substr(lpad(ruta_lectura,11),3,2) = 07
Enter value for fecha: 05/1996 ( Ingresa la emisión y el año) (*)
old 13: and to_char(to_date(y.fecha_lectura,'j'),'mm/yyyy') = '&fecha'
new 13: and to_char(to_date(y.fecha_lectura,'j'),'mm/yyyy') = '05/1996'
enter...
```

CICLO	SU	SU	SUB	COUNT(*)	SUM(CONSUMO_ACTIV)
33	30	07	002	268	45506
33	30	07	004	265	42553
33	30	07	008	260	42892
33	30	07	010	262	36888
33	30	07	012	240	31405

33 30 07 014	263	35947
33 30 07 016	252	37517
33 30 07 018	256	29238
33 30 07 020	414	60119
33 30 07 022	331	48639
33 30 07 024	435	78226
33 30 07 026	369	60301
34 30 07 028	209	39692

(*) Información solicitada para realizar el proceso de cálculo de la energía facturada del sector

Del proceso indicado se tiene los resultados como son, identificación de la ruta (33 30 07 002), número de usuarios de la ruta (268), consumo respectivo de la ruta (45506 kWh) y finalmente de todas las rutas del sector.

Cada abonado está identificado por un número, como por ejemplo (33 30 07 002 0005) se detalla a continuación:

(33) : Identifica el plan de trabajo

(30) : La Zona a la que pertenece, igualmente establecido para el Distrito Metropolitano de Quito

(07) : El sector al que está relacionada la ruta

(002) : El número específico de la ruta

(0005) : Este número identifica al usuario dentro de la ruta (este número no se utiliza para el procedimiento implementado), que permite tener toda la información de los usuarios en forma individual.

d) Con la identificación del plan de trabajo, el sector y la emisión respectiva, el cálculo de la energía facturada del consumo masivo resulta ser más rápida, a pesar de que el tiempo empleado es de 10 a 15 minutos en cada proceso, esto se debe a la cantidad de cálculos que realiza al localizar a todos los abonados de la ruta y sumar los consumos de todos obteniéndose la energía facturada de cada ruta para cada una de las emisiones.

Tabla 3.3 : Relación de los planes de trabajo con las rutas de lectores y con el consumo respectivo por ruta

CONSUMO POR RUTA DE LECTORES					
Plan	Zona	Sector	Ruta	N.- usuarios	Consumo
33	30	7	02	268	45506
33	30	7	04	246	55917
33	30	7	06	288	42553
33	30	7	08	260	42892
33	30	7	10	262	36888
33	30	7	12	240	31405
33	30	7	14	263	35947
33	30	7	16	252	37517
33	30	7	18	256	29238
33	30	7	20	414	60119
33	30	7	22	331	48639
33	30	7	24	435	78226
33	30	7	26	369	60301
34	30	7	28	209	39692

De lo contrario siempre estaría realizando un barrido total de la base de datos tratando de encontrar a los usuarios si únicamente se le especificara la ruta de lectores,

ya que en la base de datos están ingresados unos 420.000 usuarios en orden alfabética y no agrupándolos por sectores o por rutas.

La información obtenida aplicando el procedimiento anterior, se traslada a una hoja electrónica para realizar los cálculos respectivos como se indica en la **Tabla 3.3**

- e) El total de la energía facturada en un año y el número de usuarios de las rutas, de todos los sectores del área en estudio, de acuerdo a cada plan de trabajo, así como para las 12 emisiones del año se encuentra en el **Anexo 3**

DISTRIBUCION DE LA ENERGIA A CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES

De acuerdo a los porcentajes de incidencia de las rutas de lectores con cada uno de los alimentadores, será el porcentaje de energía facturada distribuida a cada uno de ellos.

La distribución de los porcentajes de cada una de las rutas de lectores a los alimentadores respectivos se indica en el **Anexo 4**. A pesar de que la distribución de las rutas de lecturas se realizó para todos los alimentadores del área en estudio, la distribución de energía se tiene solo para los alimentadores que existe información en el sistema SCADA.

Las rutas de lectores que no tienen relación con ningún alimentador del sector en estudio es porque a los demás se los ha desechado por falta de información.

El **Anexo N.- 5** indica la distribución de la energía total facturada en cada uno de los alimentadores con sus respectivas consideraciones.

La **Tabla 3.4** indica los resultados de la energía total facturada del consumo masivo, de todas las rutas de lectores relacionando su energía a los alimentadores respectivos.

Tabla 3.4 : Energía facturada del consumo masivo por alimentador

CONSUMO MASIVO	
Alimentadores	Consumo (kWh)
09A	3134927
09C	7275341
09D	6627401
09E	9209827
10B	2949968
10C	5621937
10D	1410722
11B	5003941
11C	11608527
12A	9085867
12B	10301446
12D	1650577
24A	8662596
24B	9983718
24C	6276892
24E	13372394
24F	8991696

3.7 FACTURACION CONSUMO DE GRANDES CLIENTES

De acuerdo con los requerimientos del balance energético, y teniendo en cuenta cada uno de los componentes que intervienen en el mismo, en este caso se tiene la influencia de las cargas puntuales que lo constituyen los Grandes Clientes o Grandes consumidores.

El procedimiento para determinar la energía facturada para estos, en cada uno de los alimentadores es el siguiente:

1. La información se obtiene del área de Grandes Clientes de la EEQSA
2. La característica de esta información se indica en la **Tabla 3.5**, esta es una muestra de la totalidad de Clientes que existen en el área total en estudio
3. Con la información indicada en la **Tabla 3.5** el relacionar cada Gran Cliente con los alimentadores es relativamente fácil, al disponer del plano de áreas de los alimentadores, además como se dispone del nombre y la dirección se localiza el lugar exacto donde se encuentran ubicados dichos clientes sin ningún problema.
La relación de estos con los alimentadores se lo hace de una forma directa como se indica en la **Tabla 3.6**, esta identificación se la realiza para todos los alimentadores que pertenecen al área.
4. Luego de establecer a que alimentador está relacionado cada uno de los Grandes Clientes, se realiza una selección de todos los que pertenecen a un mismo alimentador
5. Sacar la energía total facturada durante el período de los 12 meses de cada uno de estos consumidores
6. Finalmente se suma los consumos del año de todos los Grandes Clientes que pertenecen a cada alimentador, que finalmente será la energía utilizada para el respectivo balance energético en cada alimentador.

Los resultados de la energía total facturada a los Grandes Clientes en cada uno de los alimentadores se encuentran en la **Tabla 3.7**.

Tabla 3.5 : Muestra de los Grandes Consumidores en el área en estudio

GRANDES CLIENTES QUE PERTENECEN AL SECTOR EN ESTUDIO					
N.-	Nombre	Dirección			Consumo Mensual
6	Mercado Santa Clara	Versalles	S/N	Marchena	22484
7	Dirección De Higiene Municipal	Jorge Washington		Av Amazonas	8628
11	Imq - Túneles De San Juan	Miraflores	0		77982
109	Bco. Ecuatoriano De La Vivienda	Luis Cordero		Av Colon	20639
112	Petroproduccion	Orellana		Juan León Mera	3558
115	Fae Academia De Guerra	Colon	1011	Av Amazonas	1803
117	Consejo Nacional Univ.Esc.Poli	Av 9 De Octubre	824	Jerónimo Carrión	3210
118	Emetel - Edif. Droira	Av 9 De Octubre	0	Luis Cordero	4325
119	Procuraduria Gral. Del Estado	Robles	731		11934
126	Superintendencia De Cias.	Roca	640	Av Amazonas	22638
127	Banco De Fomento (1)	Roca		Juan León Mera	9001
129	Dirección Ncnal.De Transito(3)	Ramírez Dávalos		Av 10 De Agosto	4840

Tabla 3.6 : Grandes Consumidores distribuidos por alimentadores

GRANDES CLIENTES DISTRIBUIDO POR SUS ALIMENTADORES RESPECTIVOS						
N.-	Nombre	Dirección			Alim.	Consumo Mensual (kWh)
8	Mercado Santa Clara	Versalles	S/N	Marchena	53C	22484
7	Dirección De Higiene Municipal	Jorge Washington		Av Amazonas	53D	8628
11	Imq - Túneles De San Juan	Miraflores	0		09C	77982
109	Bco.Ecuatoriano De La Vivienda	Luis Cordero		Av Colon	32B	20639
112	Petroproduccion	Orellana		Juan León Mera	24D	3558
115	Fae Academia De Guerra	Colon	1011	Av Amazonas	32B	1803
117	Consejo Nacional Univ.Esc.Poli	Av 9 De Octubre	624	Jerónimo Carrión	53D	3210
118	Emetel - Edif. Droira	Av 9 De Octubre	0	Luis Cordero	53E	4325
119	Procuraduria Gral. Del Estado	Robles	731		53D	11934
126	Superintendencia De Cias.	Roca	640	Av Amazonas	32E	22638
127	Banco De Fomento (1)	Roca		Juan León Mera	32E	9001
129	Dirección Ncnal. de Transito(3)	Ramírez Dávalos		Av 10 de Agosto	53C	4840

Tabla 3.7 : Energía total facturada a los Grandes Clientes relacionada con cada alimentador

GRANDES CLIENTES	
Alimentador	Energía total (kWh)
09A	0
09C	1643056
09D	0
09E	0
10B	1103921
10C	3632511
10D	456615
11B	6630470
11C	1984331
12A	1914029
12B	1693812
12D	3937611
24A	1921596
24B	1787053
24C	3829151
24E	673141
24F	3268125

3.8 CONSUMO DE ALUMBRADO PÚBLICO

En el campo de la energía eléctrica y específicamente para el alumbrado público, se han desarrollado una serie de elementos, entre otros, focos, con características diferentes que posibilita obtener una alta eficiencia en operación tomando en consideración que deben conseguirse los mismos niveles de iluminación.

Una forma de ahorrar energía en el alumbrado público es sustituir las luminarias de mercurio por las de sodio de alta presión, en la actualidad existe la tendencia comprobada de la sustitución de luminarias de mercurio de 400, 250, 125 vatios por luminarias de vapor de sodio de alta presión de 250, 150, 75 vatios, respectivamente.

Las luminarias de mayor difusión en el sistema eléctrico, generalmente han sido hasta la presente fecha las de 125 vatios de mercurio, por lo tanto, son las que significan la mayor potencia consumida en el sistema eléctrico. Estas luminarias son cambiadas con grandes ventajas por luminarias de sodio de alta presión de 70 vatios, lo cual significa que exista un ahorro de potencia y de energía del 44%.

Al adoptar estos procedimientos se está reduciendo el uso de la potencia instalada, el gasto de energía es menor y por lo tanto, se está preservando la potencia disponible a nivel de generación.

El beneficio se obtiene a lo largo del sistema eléctrico ya que como se dijo, a más de reducir el uso de la potencia instalada, la potencia transmitida para alumbrado público es menor, por lo tanto las inversiones a realizarse en un futuro inmediato puede ser trasladada a mediano plazo.

SECTORIZACION DE LAS REDES ELÉCTRICAS AERIAS

Este es un trabajo realizado por la empresa LEVIN⁸.

1.- Se utiliza la sectorización para identificar zonas homogéneas, en cuanto a niveles de Voltaje primario, tipos de redes, densidad de estructuras, equipos de alumbrado público, etc.

2.- Los datos obtenidos de campo por muestreo, permiten establecer índices comparativos como: postes / km., tipo de ensamblaje / km.

Este tipo de relevamiento se desarrolla como inventario en cantidad de equipo de alumbrado público, luminarias, etc.

Existen dos tipos de relevamiento:

a.) *Relevamiento total.* - Toma de datos de todos los postes con todas sus características para cuantificar la totalidad de los materiales. Este procedimiento es preciso que conlleva a una realización de un mayor trabajo, con una participación de un gran número de personal de campo, como linieros, supervisores y de oficina para su cuantificación y el correspondiente material y equipo de transporte que al final resulta un trabajo oneroso.

b.) *Relevamiento modelizado.* - Método de la modelación que consiste en la toma de datos de una parte de las redes, para concluir en resultados lo más próximos a la realidad.

PROCEDIMIENTO PARA LA SECTORIZACION

El método adoptado conduce con más facilidad a conseguir los objetivos deseados y cuyos resultados en la práctica son de directa aplicación, tomando datos de campo de igual forma directamente, cada muestra ha sido tomada considerando los siguientes condicionamientos:

⁸: Información tomada de la referencia bibliográfica (9)

- a) Un solo nivel de voltaje
- b) Un solo sector geográfico (Urbanización, Barrio o Parroquia)

En base a los parámetros que anteceden, se tomaron muestras en todos los sectores geográficos y en todos los niveles de voltaje, para luego de procesar y obtener los índices, decidir la definición de los sectores los que son de fácil aplicación, pues lo mismo se puede hacer por alimentador.

Tabla 3.8 : Especificación de los índices de cada tipo de luminarias por sectores

PORCENTAJE DE LAMPARAS DE CALA TIPO POR SECTOR							LUMINARIAS	
SECTOR 1.	TIPO DE LAMP	La Colón	Miraflores	Las Casas	La Gasca	La Isla	total	%
	MERCURIO							
	250(W)	11	1		8		16	5,6
	175(W)	14	31	40	9	27	121	36,9
	125(W)	33	37	31	36	42	179	54,6
	SODIO							
	400(W)				3	5	8	2,4
	250(W)		2				2	0,6
	70(W)							
	total	58	71	71	54	74	328	100
SECTOR 2:		Mariscal	La Pradera	Iñaquito	Carolina			
	MERCURIO							
	250(W)	16			9		25	10,2
	175(W)	50	37	44	10		141	57,6
	125(W)		5	22	11		38	15,5
	SODIO							
	400(W)							
	250(W)	4	13		24		41	16,7
	70(W)							
	total	70	55	66	54		245	100
		La Floresta	Vicentina	La Paz				
SECTOR 3.	MERCURIO							
	250(W)							
	175(W)	6		4			10	5,2
	125(W)	61	70	26			157	61,4
	SODIO							
	400(W)							
	250(W)		3	23			26	13,4
	70(W)							
	total	67	73	53			193	100

REFERENCIA Tomado de los levantamientos realizados por la empresa LEVIN para la EEQSA, del año 1998

DEFINICION DE SECTORES

Del estudio antes mencionado se tiene el sector N1 que corresponde al sector geográfico NORTE a un nivel de voltaje de 6.3 kV que corresponde exclusivamente al área en estudio del presente caso.

Para relacionar los índices establecidos en el estudio ya realizado, se ha dividido al sector total en estudio, en tres subsectores a fin de que sean homogéneos; los subsectores son los siguientes:

SUBSECTOR 1: Comprende entre calle Arenas y Naciones Unidas de sur a norte y desde la Av. 10 de Agosto hacia el occidente.

SUBSECTOR 2: Comprende entre la calle Tarqui y la Av., NNUU de sur a norte y entre la Av. 10 de Agosto y av. 6 de Diciembre de occidente hacia el oriente.

SUBSECTOR 3: Comprende entre la calle Queseras del Medio y la Interoceánica de sur a norte y desde la Av. 6 de Diciembre hacia el oriente.

Los índices de luminarias y su potencia, utilizados para el presente trabajo se indica en la **Tabla 3.8** de la columna de porcentajes.

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA ENERGÍA CONSUMIDA EN ALUMBRADO PÚBLICO

Para estimar la energía que es consumida en el alumbrado público, se emplea procedimientos mediante los cuales se relaciona los elementos de las redes, como no se dispone de una información específica respecto al número y potencia de luminarias por cada uno de los alimentadores, se implementan procedimientos los cuales, serán una aproximación de acuerdo a la realidad de las redes de cada uno de los alimentadores.

Para determinar el número de luminarias por alimentador se realiza las siguientes actividades:

- a) Realizar el recorrido por las diferentes calles y avenidas del sector tomando muestras de información de varias de estas, los datos tomados para este caso son:
 - Tipo de calle
 - Número de luminarias
 - Distancia entre luminarias
 - Distancia total recorrida
- b) Seleccionar un número de alimentadores para determinar una constante en base al área y al número de luminarias, para este caso se ha seleccionado tres alimentadores del sector en estudio
- c) Las muestras del número de luminarias por alimentador se realizó de la siguiente forma
 - Identificar el tipo de avenida o calles y cuantas luminarias existe en cada punto como las siguientes:
 - * Av. 10 de Agosto la única que tiene 4 luminarias en cada punto.
 - * Avs. Amazonas, 6 de diciembre, 12 de octubre, etc. tienen 2 luminarias en cada punto a la distancia requerida entre luminarias y
 - * Las calles que en general tienen 1 sola luminaria por punto a la distancia requerida entre luminarias.
 - Tomar muestras en distintas calles y avenidas, tanto de las distancias entre luminarias, distancia total del tramo de una calle o avenida, el número de luminarias totales en la distancia total.
 - Dependiendo de estas distancias (estimadas) y al número de luminarias que existe en las mismas, que son aproximadamente las que establecen las Normas para distribución de la EEQSA y con la ayuda de la base geográfica cargada en el AUTOCAD, se determina un número de luminarias para tres alimentadores, y en base a este resultado y de acuerdo al área que ocupan dichos alimentadores se establece una constante la que relaciona el N.- de luminaria / m²
La constante determinada es: 0,0007 Luminarias / m² del alimentador

Los resultados del número de luminarias obtenidos al aplicar el cálculo por muestreo y utilizando los índices, no están fuera de la realidad ya que al realizar una comparación con los datos del número de luminarias que determina el PIA como inventarios no difieren en más del 5% para cada uno de los alimentadores.

Tomando en cuenta el área de los alimentadores se tiene los siguientes resultados, mostrados en la **Tabla 3.9**. Una vez que se han determinado cantidad total de luminarias para cada uno de los alimentadores, se tiene que aplicar los índices para establecer la cantidad, tipo y potencia de las luminarias de cada alimentador, el cálculo se lo realiza para un año, considerando que las mismas están funcionando por un período de 12 horas diarias.

ESTIMACION DE LA ENERGIA EN ALUMBRADO PUBLICO

Utilizando los índices para determinar las potencias de las luminarias, datos proporcionados por la empresa Levin para la Empresa Eléctrica Quito S.A. mediante un levantamiento realizado para todos los elementos de la red.

Tomando en cuenta el subsector al que pertenece cada uno de los alimentadores y mediante los índices encontrados en la **Tabla 3.8** de porcentaje de luminarias de cada tipo, se realiza el cálculo de la energía consumida por alumbrado público como indica la **Tabla 3.10**

RESULTADOS DE LA ESTIMACION DEL CONSUMO EN ALUMBRADO PUBLICO

Resultado de los cálculos de la energía consumida por el Alumbrado Público, para el período de tiempo para el cual se desarrolla el balance energético.

Tabla 3.9 : Número de luminarias por alimentador

Alimentador	Area del Alim.	N. De Luminarias
09A	255061	188
09C	801166	590
09D	522096	385
09E	1050456	774
11B	528088	389
11C	538306	397
10B	201491	148
10C	457443	337
10D	322894	238
12A	675964	498
12B	675964	498
12D	67431	50
24A	689866	508
24B	723342	533
24C	817028	602
24E	713171	525
24F	486524	358

Tabla 3.10 : Cálculo de la energía en Alumbrado Público

ALUMBRADO PÚBLICO											
Alim	Área (m ²)	N. de Lum.	Sector Alimentador	POTENCIA DE LAS LAMPARAS						POT. instan. (W)	ENERGIA 12 Meses (kWh)
				Mercurio			Sodio				
				250(W)	175(W)	125(W)	4 J(W)	250(W)	70(W)		
09A	255081	188	SECTOR 1	2831	12101	12824	1804	282		29842	129831
09C	801188	590	SECTOR 1	8263	38010	40282	5668	885		93107	407809
09D	522098	385	SECTOR 1	5385	24770	28251	3882	577		60675	265757
09E	1050458	774	SECTOR 1	10834	49837	52817	7429	1161		122078	534702
11B	528088	389	SECTOR 1	5447	25054	28552	3735	584		61371	268807
11C	538306	397	SECTOR 1	5552	25539	27088	3807	595		62559	274008
10B	201491	148	SECTOR 3		1351	15104		4873		21427	93851
10C	457443	337	SECTOR 3		3067	34290		11288		48848	213068
10D	322894	238	SECTOR 3		2185	24204		7988		34337	150398
12A	875984	488	SECTOR 3		4532	50670		18882		71884	314851
12B	875984	488	SECTOR 3		4532	50670		18882		71884	314851
12D	87431	50	SECTOR 3		452	5056		1884		7171	31408
24A	688888	508	SECTOR 2	12980	48980	9847		21218	1779	92784	408305
24B	723342	533	SECTOR 2	13589	49239	10325		22248	1885	97285	428021
24C	817028	602	SECTOR 2	15349	55818	11882		25130	2107	109863	481198
24E	713171	525	SECTOR 3	13398	48546	10179		21935	1839	95887	420030
24F	488524	358	SECTOR 2	9140	33118	8944		14884	1254	65421	288544

Tabla 3.11 : Consumo de Alumbrado Público

ENERGIA DE ALUMBRADO PÚBLICO	
Alimentador	(kWh)
09A	129831
09C	407809
09D	265757
09E	534702
11B	268807
11C	274008
10B	93851
10C	213068
10D	150398
12A	314851
12B	314851
12D	31408
24A	408305
24B	428021
24C	481198
24E	420030
24F	288544

3.9 OTROS CONSUMOS

Existen una cantidad de factores que no son considerados en este procedimiento como es el caso del consumo de energía en los semáforos, el consumo de los edificios de la EEQSA, que no se sabe si se realiza o no las respectivas mediciones de consumo y a cual de los alimentadores pertenece dicha carga, así como algunas dependencias del Estado.

No están tomadas en cuenta: el consumo de energía en los balastos de las lámparas de alumbrado público, algunas luminarias que permanecen prendidas durante todo el día, el consumo de energía en las subestaciones. (entre todas ellas se puede tener algún consumo significativo pero que no incidirá en un porcentaje apreciable en las pérdidas totales).

De los casos expuestos anteriormente algunos si son facturados, lo que incidiría en un porcentaje que tienda a disminuir las pérdidas totales, en cambio otros elementos efectivamente contribuirán a incrementar las pérdidas.

CAPITULO 4

**MODELACION DIGITAL DEL SISTEMA
PRIMARIO DE DISTRIBUCION**

CAPITULO 4

MODELACION DIGITAL DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION

4.1 INTRODUCCION

Durante los últimos años se ha venido adquiriendo conciencia en todo el mundo a cerca de la importancia del uso eficiente de los recursos energéticos. En particular, la conservación de la energía y dentro de ella el control de las pérdidas eléctricas, se ha destacado la mejor forma de contribuir a optimizar los requerimientos de inversión del sector energético.

En estos tiempos de crisis energética en la que está sumergido el país, se ve la necesidad de evitar el desperdicio de la energía eléctrica; esto se puede lograr mediante estudios adecuados para mejorar la eficiencia del sector eléctrico y un mejor control en sitios en los cuales se puede detectar pérdidas a gran escala que vienen a constituir las pérdidas no técnicas, estas pérdidas a más de causar perjuicios a la empresa que comercializa la energía, son mal utilizadas y muchas veces desperdiciando en mala forma ya que esta misma energía puede ser utilizada para otros fines en lugares diferentes.

Mediante el control adecuado de las pérdidas eléctricas se logrará generar mayores recursos y reinvertirlos en el mismo sector energético y de esta manera ir creciendo en calidad, cantidad y eficiencia.

En este capítulo se presentan las diferentes metodologías para estimar y controlar las pérdidas físicas de un sistema eléctrico de potencia.

En las secciones siguientes se presentan las definiciones y las bases teóricas requeridas para el estudio de las pérdidas técnicas y la clasificación de los elementos del sistema eléctrico.

Luego se describen las metodologías utilizadas para la estimación de las pérdidas de potencia que constituye la base para estimar las pérdidas de energía ya sea mediante un proceso de integración de las pérdidas de potencia en un período de tiempo o mediante la utilización de ciertos factores que representan el comportamiento del sistema (factor de carga, factor de pérdidas, estudios realizados).

Debido al gran número de elementos que contribuyen a las pérdidas eléctricas en un sistema es necesario reducir los tiempos y costos de estudio para evaluarlas, y por lo tanto se recurre a técnicas de muestreo, las cuales se describen posteriormente.

4.2 TRABAJO DE CAMPO

El trabajo de campo se inicio el 27 de noviembre de 1996, en el cuál se establece un área del sector Centro Norte del Distrito Metropolitano de Quito servido por la Empresa Eléctrica Quito SA. (EEQSA), que comprende el sector entre el parque el Ejido hasta la avenida Naciones Unidas de Sur a Norte y en todo el sentido transversal de Oriente a Occidente, en alimentadores que tienen asociados el sistema SCADA y para los cuales se dispone de la suficiente información.

En el sector antes mencionado se encuentran las subestaciones con sus respectivos alimentadores, indicados en la **Tabla 4.1**, cuyo nivel de voltaje es 6.3 kV.

Antes de realizar el trabajo de verificación (recorrido de primarios) para determinar los lugares en los cuales existen cambios o que pueden existir errores significativos, primeramente se procede a la actualización de algunos proyectos realizados durante el año, los nuevos proyectos construidos no están ingresados en la base de datos que dispone la empresa en el PIA, los cuales hasta la fecha no han sido actualizados.

Entre los principales proyectos no ingresados se tiene: Nuevas cámaras de transformación, Montaje de nuevos transformadores, reubicación de transformadores, extensiones o construcción de nuevas redes, reconfiguraciones, cambio del calibre de los conductores, transferencia de carga entre primarios, ubicación de equipos que mejoran el funcionamiento de cada uno de los primarios, entre las más importantes.

Tabla 4.1 Subestaciones y sus respectivos alimentadores del sector Centro Norte de la EEQSA.

Subestaciones	Alimentadores
S/E 09 (Miraflores)	A, B, C, D
S/E 10 (Vieja)	B, C, D
S/E 11 (Belisario Quevedo)	A, B, C, D
S/E12 (La Floresta)	A, B, D
S/E 24 (Carolina)	A, B, C, D, E, F
S/E 32 (10 Nueva)	A, B, C, D
S/E 53 (Pérez Guerrero)	C, D, E, F

Con respecto al trabajo de campo mismo se pudo determinar:

1. Que la información existente en el departamento del Programa de Inventarios y Avalúos (PIA), se puede decir que tiene un 80% de veracidad en los datos, el resto de la información que no coincide es:
 - * Intercambios de carga entre alimentadores.
 - * Reubicación de equipos que existen en la red y que son colocados en otros lugares.
 - * Botes que corresponden a la instalación de nuevas cámaras de transformación y que todavía no están registradas.
 - * Instalación de nuevos equipos, tales como banco de capacitores, elementos de Seccionamiento.
 - * Botes que físicamente existen pero se hallan desconectados.
 - * Nuevas extensiones de red que no son reportadas.
 - * Reconfiguración de la red.
 - * Transformadores dados de baja o se han retirado para mantenimiento.
2. La necesidad de identificar los elementos es muy importante en las redes para realizar estudios más fácilmente y con una mayor precisión.
3. La existencia de interconexiones entre las cámaras de transformación en los diferentes sectores, se confiará en la información proporcionada en el PIA de la EEQSA.
4. El trabajo de campo se realice con planos de los respectivos primarios, lo que facilita la verificación de los elementos de la red, cualquier cambio es muy fácil ir anotando en éstos determinando el lugar exacto en donde se los encuentra y actualizar de una manera más exacta.

En el sector existen seccionadores que permiten transferencia de carga entre primarios, lo que debe determinarse es cuál debería ser la más óptima.

Una de las principales causas para que el sistema esté desactualizado es que no existe la debida coordinación entre todas las áreas involucradas dentro de la empresa tales como, Construcciones, Operación, Mantenimiento, Procesamiento de Información, Diseño y otras.

5. Con los datos y novedades encontradas en el recorrido de cada uno de los primarios, y actualizados cada uno de los ellos, se procede a la elaboración de los planos definitivos

con toda la información que será utilizada para la estimación de las pérdidas técnicas de potencia, utilizando un programa en la corrida de flujos.

6. Finalmente realizar las corridas de los flujos con cuyos resultados estimar la energía perdida durante el período de estudio del caso analizado.

4.3 ELABORACION DE PLANOS

Para obtener los planos tanto de borrador como los definitivos, se realizó el ploteado individual de los primarios del sector en estudio con su respectiva base geográfica, para realizar los recorridos de verificación de la información de cada uno de ellos.

Luego de actualizar la información, se vuelve a elaborar los planos definitivos que serán utilizados para las distintas actividades posteriores que permiten determinar las pérdidas técnicas en los alimentadores, principalmente en la red primaria.

INFORMACION DISPONIBLE PARA LOS ALIMENTADORES

Antes de realizar la verificación de la información de la red primaria y cada uno de los elementos que contiene, el trabajo previo que tiene que realizarse es el siguiente:

- La información necesaria para el trabajo de campo se tiene de archivos de cada uno de los alimentadores en AUTOCAD con los que realizan las diferentes actividades en el PIA, de estos archivos se tiene que crear otros con los requerimientos suficientes como son, potencia de transformadores aéreos y de cámaras, calibre y tipo de conductor, distancias, equipo, etc.
- Preparar la información de la red primaria de cada uno de los alimentadores, cuyos planos son editados, de manera que no se tenga dificultad en el momento de la verificación y actualización; esto es, que exista una clara diferencia entre la base geográfica y cada uno de los primarios en los respectivos planos con todos sus elementos, para lo cual se incrementa el tamaño de las líneas de los primarios y se cambia el color, eligiendo un color característico para cada uno de ellos.
- Obtención de los planos que servirán para realizar la verificación y actualización de cada uno de los primarios, los planos se dibujan individualmente para cada uno de los ellos con su base geográfica respectiva, ya que el tratamiento de este estudio se desarrolla independientemente para cada uno de los alimentadores de los indicados en la **Tabla 1.4**. Cada una de las observaciones encontradas en el recorrido se anotará en los planos, a fin de identificar el lugar exacto en donde se tienen las respectivas novedades, que es de mucha ayuda para futuros trabajos que tiene que realizar la empresa.
- Una vez realizado el recorrido y actualizadas las novedades encontradas, se dibuja nuevamente los plano de cada uno de los primarios que se utilizarán para realizar las corridas de flujos utilizando el paquete computacional DPA/G 3.12. determinando las pérdidas técnicas en potencia en primarios y con estas, calcular las pérdidas técnicas en energía que será utilizado en el balance energético para determinar las pérdidas no técnicas.

La información es indispensable que sea lo más exacta posible para realizar la respectiva corrida de flujos y establecer las pérdidas producidas en cada uno de los primarios además de muchas otras características las que sirven para otro tipo de análisis como puede ser cargabilidad de los conductores, regulación de voltaje, etc.

ELEMENTOS DE LA RED

La necesidad de identificar los elementos que conforman la red de cada uno de los primarios como el calibre y tipo de conductor, transformadores, cámaras de transformación, distancias, equipos de control, etc.

Esto es muy importante en las redes para realizar trabajos o estudios con más facilidad y con mayor precisión.

En este sentido se puede decir que la información de los calibres y tipo de conductores se tomará como válida la que existe, debido a que resulta difícil la identificación de los mismos en el recorrido realizado, además que es difícil de identificarlos aún para personas expertas en este tipo de trabajo, necesitando además un equipo especial como es un carro canasta y aparatos de medición de calibres de conductores.

En cambio elementos de la red primaria como transformadores (potencia, número, etc.), seccionadores, reconectores, botes, etc., se puede determinar su existencia más fácilmente.

El tipo y calibre de los conductores utilizados en estos primarios se indica en el **Anexo 7**

REDES SUBTERRANEAS

La existencia de redes subterráneas en el área con la correspondiente dificultad que presenta al realizar el recorrido de la red y debido a la existencia de interconexiones entre las cámaras de transformación en diferentes sectores, se tomará como válida la información proporcionada en el Departamento del Proyecto de Inventarios y Avalúos de la EEQSA.

4.4 NUEVA SUBESTACION PEREZ GUERRERO (53)

Con el ingreso de la nueva subestación (53) PEREZ GUERRERO, en el sistema eléctrico del sector se producen cambios con mucha frecuencia, produciendo diferentes estados de pérdidas tanto técnicas como las no técnicas en los demás alimentadores relacionados con los alimentadores de esta nueva subestación.

Del trabajo de campo se puede establecer los límites de los alimentadores de la subestación Pérez Guerrero, así se puede ver que los cambios producidos en la red son muchos, tales el como:

Alimentador 53C

Toma una parte significativa del primario 11A de la subestación Belisario Quevedo (11).

Alimentador 53D

Este nuevo alimentador de la subestación Pérez Guerrero se forma por el seccionamiento de carga de los alimentadores 32E, 32C y 10D

Alimentador 53E

Toma parte de la carga del alimentador 12B de la subestación La Floresta (12) y además toma toda la carga del alimentador 24D de la subestación La Carolina (24).

Alimentador 53F

A más de la carga que ya tiene a la fecha, toma parte de la carga del alimentador 10D de la subestación 10 vieja (10).

De esta manera queda determinados los primarios que serán servidos por esta subestación, a este sector comercial.

Cabe recalcar que la subestación **PEREZ GUERRERO** entró en funcionamiento en el mes de Diciembre de 1995, no tendrá mayor influencia en el estudio para el período de tiempo comprendido entre los meses de Enero de 1996 hasta Enero de 1997, si bien es cierto se producen cambios durante este período, estos no son muy significativos y no influirán en los resultados.

En estos nuevos alimentadores, a más de tomar la carga de los otros alimentadores, se puede observar que han cambiado el tipo de conductor, especialmente del troncal a uno de

mayor capacidad, lo que correspondía el final de los alimentadores originales, ahora son el inicio de los nuevos.

El sector de mayor incidencia de la subestación Pérez Guerrero(53) ha sido reconfigurada en su totalidad, se han realizado seccionamientos de carga de los alimentadores cercanos y anexados a los nuevos y de los primarios que se quitaron carga, se les ha añadido a estos parte de la carga de otros primarios como los que se explicó anteriormente.

Todos estos cambios se han realizado con criterio únicamente de operación y funcionamiento, pero sin realizar en ningún instante estudios que determinen cuál debería ser la condición más óptima que determine la condición más económica y de un mejor funcionamiento en la cual se produzcan las menores pérdidas y las caídas de voltaje más bajas, en definitiva cual debería ser el estado de funcionamiento más económico de cada uno de los alimentadores.

4.5 DIVISION DEL SISTEMA ELECTRICO PARA LA EVALUACION DE LAS PERDIDAS

El planeamiento de los sistemas eléctricos comienza en los mismos niveles de los consumidores. Una vez determinadas las cargas de los usuarios, se definen los circuitos secundarios que están conectados al transformador de distribución que determinan la demanda de los circuitos primarios y éstos a la vez la capacidad de la subestación. Los sistemas eléctricos operan como un todo, pero dada la cantidad de elementos y la magnitud de los cálculos necesarios para el análisis, en este caso, de pérdidas técnicas, es conveniente definir 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.

En los subsistemas primarios de distribución es frecuente la falta de instrumentos necesarios para obtener la información, base para evaluar las pérdidas.

Por último, los subsistemas secundarios de distribución son las partes del sistema más difíciles de analizar debido a :

- * La falta de instrumentos de medida y por lo tanto carencia de información .
- * La gran diversidad tanto en el consumo como en la instalación de cada usuario.

Las pérdidas deben analizarse a todo nivel, Generación, Transmisión, Subtransmisión y Distribución como un solo sistema.

El estudio desarrollado determina las pérdidas y se realiza únicamente a nivel de Distribución.

La disminución de las pérdidas se conseguirá con una inversión significativa de recursos en sus inicios que luego se convertirán en ganancias, con una adecuada administración, debería darse la misma importancia a todas las áreas considerándolas como un solo sistema, ya que si mayores son las pérdidas técnicas en el sistema de distribución, mayor será la capacidad que el sistema de generación debe proveer.

El control de las pérdidas eléctricas es un programa que debe desarrollarse a largo plazo y de una manera sistemática.

La reducción de las pérdidas técnicas se traduce en una mayor disponibilidad de la capacidad instalada y menores gastos de operación para un mismo beneficio social y económico de consumo de electricidad. Esto implica, a nivel del sector energético, una menor utilización de la energía primaria y una eventual disminución de las inversiones del sector eléctrico.

Algunas de las causa que inciden en el problema energético son los siguientes :

- * Crecimiento de la demanda

- * Tipo de consumo (comercial, industrial, residencial)
- * Criterios de planeamiento (urbanizaciones, edificios, industrias, invasiones)

El sistema energético se mejoraría mediante un control de la demanda, esto es mediante el control de la curva de carga. Teniendo en cuenta que las pérdidas aumentan más rápidamente que la demanda, el manejo de la carga es más efectivo para reducirlas. El resultado de todo esto se logra ver a mediano y largo plazo.

Un programa de reducción de pérdidas comprende fundamentalmente dos procesos:

ESTIMACIÓN: Trata de estimar la contribución de las diferentes causas al monto de pérdidas globales

CONTROL: Consiste en la implantación de medidas tendientes a lograr la desaparición o atenuación de las causas de las pérdidas.

La mejor estrategia de reducción de pérdidas consiste en realizar un planeamiento adecuado, tanto de la operación como para la expansión del sistema.

Para cada sistema existe un punto en el cual, cualquier reducción adicional del nivel de pérdidas es compensado por los costos asociados con esta reducción. Este será el nivel económico de pérdidas para ese sistema.

A partir de las pérdidas de potencia se puede determinar las pérdidas de energía, para lo cual se requiere de elementos computacionales y analizadores de redes eléctricas, la información que se necesita, es la descripción de la red y características de la carga.

Para lograr un planeamiento adecuado y una reducción efectiva de pérdidas se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- * Diagnosticar el estado actual del sistema
- * Predecir la carga
- * Revisar las normas y criterios de expansión
- * Realizar estudios computarizados
- * Mejorar el factor de potencia
- * Mejorar el balance de las fases
- * Mejorar la carga de transformadores y usuarios

4.6 PERDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas de energía son aquellas producidas por la circulación de la corriente eléctrica a través del sistema, dependiendo su magnitud de las características de las redes, de su operación y la carga abastecida por las mismas.

Aunque estas pérdidas son inevitables, su magnitud puede reducirse a valores aceptables, por lo cual es imprescindible una correcta determinación de su valor y un control permanente de las mismas.

La determinación de las pérdidas técnicas aún a nivel teórico en los sistemas eléctricos, es un problema complejo por las siguientes razones:

- * La magnitud de los sistemas y la gran variedad de elementos a considerar.
- * La gran cantidad de información a manejar.
- * La incertidumbre sobre la información obtenida, la falta parcial o carencia de la misma.
- * La naturaleza variable de la carga tanto en todo el sistema como en cada uno de los componentes.
- * La imposibilidad práctica de conocer con total precisión el estado de mantenimiento y la condición de operación del sistema en cada intervalo de tiempo a considerar.
- * La imposibilidad práctica de efectuar a costos razonables las mediciones necesarias para obtener el estado de cargas en cada uno de los componentes.

Existen diferentes metodologías para la estimación de las pérdidas técnicas, diferenciándose precisamente en la calidad y cantidad de información que requieren o se disponga.

En los sistemas primarios de distribución, es frecuente la falta de instrumentos necesarios para obtener la información base para determinar las pérdidas.

Por último los sistemas secundarios de distribución, son las partes del sistema más difíciles de analizar, debido a:

- * La falta de instrumentos de medida y por lo tanto carencia de información.
- * La gran diversidad tanto en el consumo como en la instalación de cada usuario.

Las pérdidas de potencia y energía en un sistema de distribución, depende de la demanda que debe suplir, por esto un conocimiento adecuado de estos valores permitiría que el estudio de pérdidas del sistema sea preciso.

Para la estimación de la demanda de potencia y energía en los diferentes puntos del sistema de distribución, se hace necesario disponer de una serie de aparatos de medición instalados en estos puntos que permitan continuamente obtener información sobre los valores de corriente, Voltaje, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y energía.

Para obtener información de las cargas se requiere de gran cantidad de aparatos de medida y llevar un registro voluminoso de información, factor limitante que presenta la mayoría de las empresas eléctricas por lo elevado de los costos asociados. Por esta razón la carga se estima de una manera indirecta con la ayuda de una serie de factores como son, entre otros: factor de carga, factor de pérdidas, factor de coincidencia, capacidad instalada, energía consumida, número de usuarios, etc.

4.7 CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS TECNICAS PARA EL CASO

Las pérdidas técnicas del sistema corresponden a las pérdidas debidas a las condiciones propias del manejo y conducción de la energía eléctrica. Existen múltiples clasificaciones para este tipo de pérdidas, pero para su tratamiento en este capítulo se utiliza la siguiente clasificación:

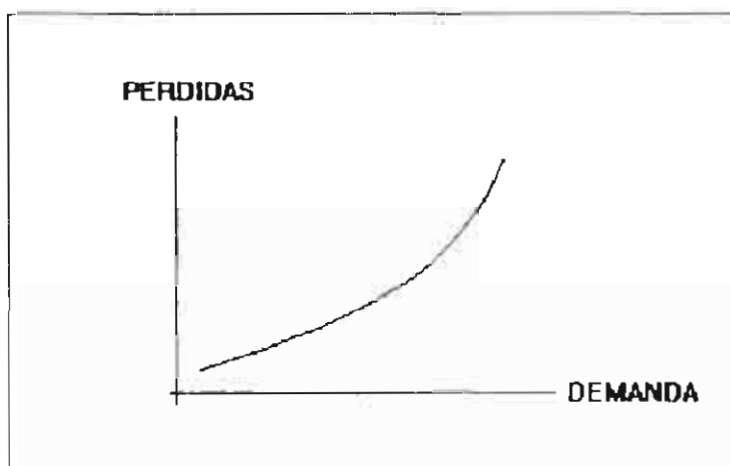


Figura 4.1 Relación de las pérdidas con la demanda

PERDIDAS ASOCIADAS CON LA VARIACION DE LA DEMANDA (PERDIDAS EN CARGA)

Son aquellas pérdidas relacionadas con la corriente que circulan por los elementos del sistema (efecto joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente (ver Fig. 4.1)

$$P_I = I^2 * R \quad (\text{Ec. 4.1})$$

P_I : Pérdidas en el elemento del sistema (W)

I : Corriente que circula por el elemento (A)

R : Resistencia del elemento (Ω)

PERDIDAS CUYO VALOR ES INDEPENDIENTE DE LA CARGA DEL SISTEMA (PERDIDAS EN VACIO)

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la tensión mas no de la variación de la demanda. Se presenta en los transformadores y máquinas eléctricas. Se deben a las corrientes de foucault y ciclos de histéresis producidos por la corriente de excitación, adicionalmente se incluyen en esta clase de pérdidas en las líneas debidas al efecto corona, que para 6.3 kV no influye significativamente.

Debido a que los sistemas eléctricos funcionan con fluctuaciones de tensión, relativamente pequeñas, es frecuente considerar las pérdidas de vacío como un valor constante.

Si se requiere mayor exactitud, las pérdidas de vacío, en función de la variación de la tensión se calculan mediante la Ec. 4.2

$$P_1^{jv} = P_1^{iv} \left(\frac{V^j}{V^i} \right)^2 \quad (\text{Ec. 4.2})$$

donde:

P_1^{jv} : Pérdidas en vacío (W) a un valor de tensión V^j (V)

V^i : Valor de tensión al cual se desea conocer las pérdidas (V)

Para el caso se considera las pérdidas en vacío de los transformadores como constantes.

4.8 REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS

Para establecer mecanismos que permitan la reducción de pérdidas es necesario en primer lugar tener cuantificadas las pérdidas y sus causas ya sea por estudios específicos o por estimación directa.

La reducción de las pérdidas técnicas origina dos ahorros importantes, uno originado en la disminución de la energía que se requiere generar, en muchos casos quemando combustible no renovable, y otro por disminución del pico de demanda máxima, evitando inversiones en equipo de generación.

Por otra parte la evaluación y reducción de las pérdidas técnicas debe ser una preocupación permanente de las áreas de planificación de las empresas, puesto que su contabilización depende de la disposición de una buena base de datos de todo el sistema y su reducción implica acciones tanto de corto, mediano como de largo plazo.

Una política permanente de reducción de pérdidas significa no sólo accionar sobre las mejoras técnicas de las redes a través de su renovación y/o adecuación sino también

sobre el adecuado diseño de la estructura de las redes y la introducción de innovaciones tecnológicas en los materiales a utilizar, como de los procesos de la operación con el fin de minimizar las pérdidas por estas causas.

En la orientación y criterios técnicos a aplicar en los proyectos de nuevas redes o de renovación de las existentes, debe darse prioridad a todo aquello que tenga por objetivo minimizar las pérdidas técnicas siempre dentro del equilibrio entre costos y beneficios.

Para ello debería tenerse en cuenta el análisis permanente sobre los parámetros que inciden en la reducción de pérdidas. Al respecto de la información técnica disponible.

4.9 PARAMETROS QUE INCIDEN EN LA REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS

En distribución, la situación es diferente en comparación con el sistema de transmisión dado que en esta parte del sistema, se concentra el mayor porcentaje de pérdidas.

Cabe resaltar, que al reducir las pérdidas en distribución se descargará todo el resto del sistema del transporte de esta energía. En la mayoría de los casos se disminuyen indirectamente las pérdidas al disminuir la caída de Voltaje. Esto se debe a que el porcentaje de pérdidas y el de caída de Voltaje están proporcionalmente relacionados.

Los factores que inciden en las pérdidas pueden resumirse en el siguiente gráfico:

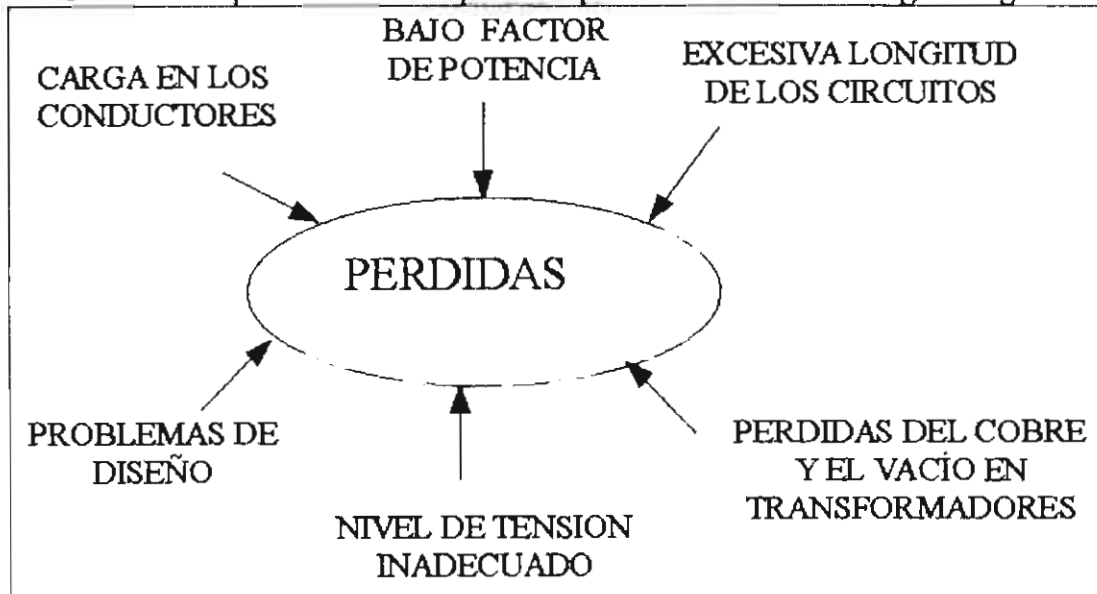


Figura 4.2 Elementos que intervienen en las pérdidas técnicas

CAMBIO DE SECCION DEL CONDUCTOR EN ALIMENTADORES

Esta metodología se basa en el cambio del conductor por otro de mayor sección a fin de reducir la resistencia acumulada hasta ese punto. El cambio de conductor tiene como limitante el costo de la inversión inicial, el cual llevado a anualidades debe ser menor al ahorro en pérdidas.

UBICACION DE CAPACITORES EN REDES DE DISTRIBUCION

Los Capacitores son equipos que generan una corriente capacitiva que al sumarse con las corrientes que circulan por el circuito, origina una nueva corriente con un módulo menor y un mayor factor de potencia.

AUMENTO DEL NIVEL DE VOLTAJE

El cambio del nivel de Voltaje es un buen método para reducir pérdidas cuando existen además otros problemas operacionales que justifiquen aún más la inversión requerida, tal es el caso de caída de Voltaje, sobrecarga, deterioro físico, etc.

CAMBIO DE CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Los transformadores de distribución pueden hasta duplicar su porcentaje de pérdidas si operan con cargas muy bajas (pérdidas en vacío) o muy altas (pérdidas combinadas de vacío y de carga).

RECONFIGURACION DEL SISTEMA EN BAJO VOLTAJE

Las redes en Bajo Voltaje son uno de los mayores contribuyentes de las pérdidas en un sistema eléctrico. Por tal motivo, una reconfiguración de esta red puede proporcionar ahorros significativos, dicha reconfiguración debe orientarse a:

- * Cambios de conductor.
- * División de sectores.
- * Disminución o aumento de la capacidad de transformadores.
- * Reubicación de transformadores hacia su centro de carga.

4.10 PERDIDAS NO TECNICAS

Los valores de recuperación de energía pueden ser alcanzados gracias a la independencia de trabajo que mantenga el control de pérdidas negras de energía; por lo que es recomendable que exista un grupo capaz de realizar estas actividades y que su trabajo sea dependiente directamente de la Gerencia General, para evitar los trámites administrativos que dificultan o retardan la implementación de acciones correctivas oportunas para evitar el uso ilícito de la energía que a la final perjudica a la economía de la empresa.

⁹Identificado el problema, la Empresa Eléctrica Quito SA. A través de los resultados del estudio de diagnóstico de pérdidas no técnicas o negras de energía, busca implementar las medidas correctivas necesarias que le permitan obtener el mínimo de pérdidas de comercialización, reduciendo gradualmente en un período de 5 años el valor total, que en 1991 ha llegado al 17.14% a niveles aceptables, toda vez que las pérdidas técnicas (7.6%) van llegando a valores adecuados a través de las mejoras y ampliaciones que realizan permanente en todo el sistema eléctrico.

Con los resultados del diagnóstico, obviamente, se busca orientar esfuerzos para el control del hurto de la energía en los sectores de la clientela que representa un mayor recuperación a menor costo, para que el programa permanente de control de pérdidas no técnicas, permita recuperar los recursos financieros que actualmente se pierden por el inadecuado control y cuantificación del uso de la energía eléctrica.

Teniendo las pérdidas de potencia en las líneas y en los transformadores, para cada estado de carga del alimentador, podemos calcular las pérdidas de potencia totales y mediante la curva de carga, las pérdidas de energía. A partir de éste punto se ajustan los valores de las pérdidas negras como un porcentaje de la potencia total demandada, hasta que las pérdidas de energía calculadas alcancen el valor fijado como dato de las pérdidas de energía en la subestación.

4.11 CAUSAS POR LAS QUE SE PRODUCEN LAS PERDIDAS NO TECNICAS

Las pérdidas no técnicas resultan de varias causas las que pueden dividirse en tres grandes grupos a saber:

⁹: Resumen tomado de la referencia (28) de la bibliografía

- a) **Fraude:** Provocadas por los usuarios que poseen medición pero que a través de acciones ilícitas sobre los aparatos o las conexiones, hacen que no se registren los consumos que resultan menores a los reales.
- b) **Hurto o robo:** Son las provocadas por aquellos usuarios que obtienen energía conectándose clandestinamente en forma directa de las redes de distribución y por lo tanto no poseen medición que registre estos consumos ilícitos.
- c) **Administrativas o de gestión:** Son aquellas cuyo origen está en la inadecuada gestión comercial - administrativa de la empresa, como son: errores de lectura o de estimación, clientes no registrados, mala calibración de los medidores, retraso en la facturación de nuevos clientes, falta de registro de consumos propios, problemas de gestión en la operación comercial, equipos de medición obsoletos, incompletos e inadecuados, etc.

Según el tipo, las anomalías provocadas pueden ser:

- a) **Anormalidades permanentes:** Son aquellas que por sus cualidades no pueden ser separadas por el usuario a fin de destruir la prueba del ilícito.

Entre ellas pueden citarse:

- * Puente de excitación fundido por corto circuito provocado intencionalmente.
 - * Violación o alteración del medidor
 - * Dígitos marcados con elementos punzantes, para trabar o retardar el funcionamiento del tambor
 - * Caño de bajada con desviación clandestina de la conexión, antes del medidor para evitar los registros de consumos.
- b) **Anormalidades transitorias:** Son las que pueden ser normalizadas por el usuario a fin de eliminar las pruebas del ilícito, como ser:
 - * Conexión clandestina directa desde la red para evitar la medición
 - * Puente de excitación desplazados, caídos o con tornillos flojos, a fin de dejar sin excitación el medidor para evitar su funcionamiento
 - * Medidor con puentes de excitación aislados a fin de impedir el contacto y por lo tanto evitar el funcionamiento
 - * Neutro aislado al medidor y cliente con neutro directo (red o interno) con lo cual se detiene el funcionamiento del medidor
 - * Medidor dado vuelta o inclinado a fin de disminuir el registro
 - * Conexión invertida del medidor a fin de desconectar los registros y/o inducirlos
 - * Disco trabado por acción externa (imán, punzón, etc.)

4.12 REDUCCION DE PERDIDAS NO TECNICAS

De estudios realizados y de experiencias sobre el tema pueden extraerse una serie de orientaciones y lineamientos que definen criterios y políticas a seguir para el desarrollo de un programa de reducción de pérdidas no técnicas, entre las que merece destacarse:

- a) Tomando como base la determinación de las pérdidas técnicas efectuar un diagnóstico detallado de la situación de las pérdidas a fin de determinar con la mayor precisión posible el nivel de las mismas, identificando su origen (conexiones fraudulentas, falta de mediciones, manipuleo de las mediciones, deficiencia en el proceso de lectura y facturación, etc.) por zona geográfica.
- b) Priorizar las acciones a franjas de clientes, orientando el esfuerzo hacia el control de aquellos usuarios que siendo minoritarios en número, condensan un consumo mayoritario (grandes consumidores, industriales y comerciales), a fin de asegurar la normalidad de este tramo de la clientela.
- c) Para el caso de zonas marginales periféricas, buscar soluciones económicas que permitan normalizar la situación.

- d) Acompañar las acciones técnicas de control y normalización con una intensa campaña de difusión destinada a concientizar a la opinión pública en general y a los usuarios en particular sobre el delito que significa el hurto de energía, los peligros asociados que llevan el manipuleo inexperto de las instalaciones y la conveniencia del uso racional de la energía.
- e) Complementar las acciones externas con un activo programa de medidas internas que garanticen un control y seguimiento permanente de la operación comercial (lectura, facturación y gestión de saldos) para minimizar las pérdidas por administración.
- f) Organizar adecuadamente la atención comercial para la reducción y normalización inmediata de los casos de fraude o robo detectados en clientes puntuales de importancia.
- g) Adecuar la organización y los recursos a aplicar para garantizar un adecuado control de las instalaciones y facturaciones de los consumos de alumbrado público, semáforos, cabinas telefónicas, etc.
- h) Completar el programa de las acciones de detección y verificación con la disposición de otro con recursos suficientes para asegurar el mantenimiento del estado de normalización de los usuarios en general y en particular de aquellos registrados con anomalías a fin de evitar la reiteración.
- i) Poner especial énfasis en la aplicación de medidas de carácter jurídico - legales y/o administrativas (querellas, multas, publicaciones en medios de difusión, etc.) en los casos de ilícitos comprobados en clientes con capacidad de pagar su consumo normal.
- j) Lograr que el programa a desarrollar cuente con el efectivo compromiso de los niveles superiores y de todo el personal de la empresa, dado que la eliminación de las pérdidas **no técnicas** debe ser una responsabilidad a asumir por todos los niveles y todas las áreas y no solo por el área específica que lleva adelante las acciones programadas.
- k) Lograr poner en práctica las herramientas jurídico-legales y administrativas las mismas que permitan un apoyo efectivo para la acción contra el fraude y robo de energía, destinada a crear una real normalización de la sociedad, penalizando al infractor ilícito y que sirva de freno al desarrollo de la imagen de impunidad creado en los últimos años en la mayoría de los servicios eléctricos que prestan las empresas.

4.13 RESUMEN DEL PROGRAMA DPA/G 3.12

ASPECTOS GENERALES

¹⁰El *Distribution Primary Analysis and Graphics* (DPA/G 3.12) es un programa profesional muy versátil y amigable, que es usado para estudios de planeamiento, diseño y operación de sistemas de distribución eléctricos. Esto hace que este programa se convierta en una herramienta muy poderosa, la cual usada en una forma consciente y profesional, puede convertirse en una herramienta muy eficaz para los ingenieros y técnicos que trabajan en el campo de la distribución.

El *Distribution Primary Analysis and Graphics* DPA/G es un sistema que trabaja gráficamente bajo Microsoft Windows. Este programa trabaja en una base de datos con capacidades de *Lenguaje de Preguntas Estructurado* (SQL), en la cual se tiene una información muy amplia de las propiedades eléctricas, como es conductores con todos sus

10: Resumen del programa de flujos de la referencia bibliográfica (13)

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.

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 las ventajas que tiene este programa es que puede hacer cambios temporales en una red, sin que la estructura original de la red sea alterada.

En el presente trabajo se ha utilizado este programa para determinar las pérdidas técnicas de potencia en cada uno de los primarios y con estos resultados calcular las pérdidas de energía integrando la curva de carga de cada uno de ellos.

FORMA DE TRABAJO

Antes de empezar a trabajar con el DPA/G, se debe crear una nueva base de datos, para trabajar sin temor que 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 una conversión de unidades, a las Americanas.

Con el trabajo de campo listo, se empieza la modelación de la red. Primeramente se deben crear las subestaciones, que en el caso del Distrito Centro Norte a estudiar serán seis. 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 máxima.

A partir de la subestación, se van colocando las respectivas secciones del primario.

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

El programa considera a la carga concentrada en la mitad de cada sección. Se debe poner especial énfasis en las secciones al final de cada alimentador, tratando de colocar sus cargas en secciones cortas, para que la información del final de la línea sea considerada en su totalidad, ya que es la zona donde las caídas de voltaje son mayores y las secciones iniciales donde más se siente el efecto de las pérdidas por la concentración de carga.

LOCALIZACIÓN DE CARGAS

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

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 más grande que el criterio de convergencia se hace otra iteración.

Las cargas distribuidas y los niveles de voltaje en cada sección son ajustados 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 es ajustado el factor de potencia de la carga distribuida y ésta secuencia completa se repite hasta que los kVA y el fp converjan.

ANÁLISIS BALANCEADO

El análisis balanceado empleado en este trabajo calcula las pérdidas, caída de voltaje y cargabilidad de las líneas. Se asume que la carga pico 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 acumula las pérdidas en cada sección usando el nivel de voltaje de los datos del alimentador. Los modelos no tienen límite práctico sobre el número de secciones.

DATOS REQUERIDOS

Los datos de las 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 3.12 ó manualmente en forma directa como en el caso desarrollado en el presente trabajo.

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 a ingresarse 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".
- *Tipo de conductor* : especifica si se trata de cobre o de aluminio así como también el calibre del conductor usado en la sección. El conductor está creado en la tabla de conductores del programa y son usados en los cálculos de impedancias de la sección.
- *Fases* : se especifica el número y tipos de fase usadas en cada sección.
- *Espaciamiento equivalente* : entre conductores dado en unidades inglesas (pulgadas) o métricas (centímetros). Este dato es necesario para computar un factor de espaciamiento que será usado en el cálculo de la impedancia total de una sección.
- *Longitud de la sección* : es la longitud de la sección, que se ingresa en pies/1000 o en metros/1000. El programa multiplica este valor por la impedancia del conductor para tener la impedancia total de la sección.
- *kVA conectados* : los kVA totales de los transformadores en cada fase para la sección, excluyendo cargas puntuales. Este dato es necesario para colocar la demanda en la sección, si se trabaja con el método de los kVA.
- *Demanda kW* : la carga distribuida en la sección en kW
- *Resistencia de la sección* : este valor se calcula usando la siguiente ecuación :

$$\text{Resistencia de la sección} = \text{Longitud de la sección} * \text{Resistencia del conductor (R1)} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

- **Reactancia de la sección** : este valor se calcula usando la siguiente ecuación :

$$\text{Reactancia de la sección} = \text{Longitud de la sección} * (\text{Reactancia del conductor (X1)} + \text{factor de espaciamento (XD)}) \quad (\text{Ec. 4.4})$$

X1, XD en ohmios

Unidades inglesas :

$$\text{XD} = \text{LOG10} (\text{espaciamento equivalente} / 12.0) * .05292 \text{ ohmios} / 1000 \text{ pies} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Unidades métricas :

$$\text{XD} = \text{LOG10} (\text{espaciamento equivalente} / 30.48) * .17361111 * \text{frecuencia} / 60 \quad (\text{Ec. 4.6})$$

- **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.

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/G 3.12*.

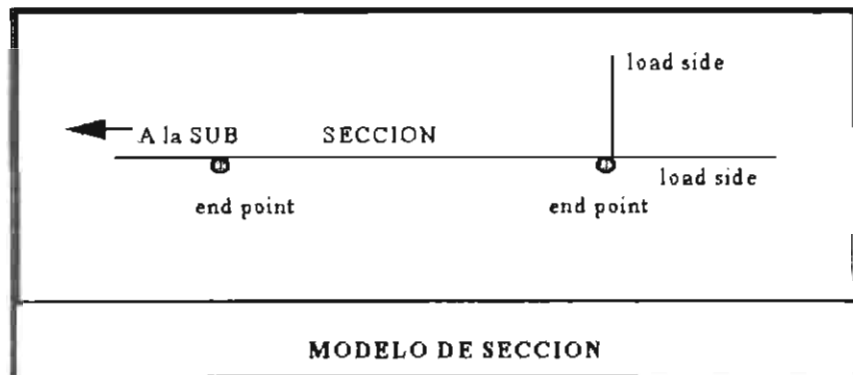


Figura 4.3 Modelo de Sección

Las pérdidas en las secciones que calcula el programa, son la pérdidas por efecto Joule, es decir, pérdidas debido al efecto de la circulación de corriente por los conductores.

Estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente y son iguales al producto del cuadrado de la corriente por la impedancia de la sección.

Para calcular las pérdidas en las secciones, los kVA de carga a través de la sección son usados para calcular la corriente a través de la sección y el cuadrado de la corriente es 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 bifásicas incluyen pérdidas adicionales en el retorno del neutro; para el caso de pérdidas analizado no se toma en cuenta este factor por considerar que la carga es equilibrada.

Para calcular las pérdidas de las líneas las definiciones siguientes se aplican 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:

$$\text{kW totales de la sección} = \text{kW acumulados de carga a través de la sección} + \text{kW acumulados de las pérdidas a través de la sección} + \frac{1}{2} \text{ kW de la carga de la sección.} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

$$\text{kVAR totales de la sección} = \text{kVAR acumulados de carga a través de la sección} + \text{kVAR acumulados de las pérdidas a través de la sección} + \frac{1}{2} \text{ kVAR de la carga de la sección.} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

$$\text{kVA sección} = \sqrt{(\text{kW sección})^2 + (\text{kVAR sección})^2} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

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

$$\text{Corriente en la sección} = \frac{\text{kVA sección}}{N_{ph} \frac{\text{kVLL}}{\sqrt{3}}} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

N_{ph} : es el número de fases.

Los kW y kVAR de las pérdidas son calculados por:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas KW Sección} &= \frac{(\text{Corriente Sección})^2 * N_{ph} * R1 \text{ Sección}}{1000} \\ \text{Pérdidas KVAR Sección} &= \frac{(\text{Corriente Sección})^2 * N_{ph} * X1 \text{ Sección}}{1000} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 4.11})$$

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

Tabla 4.2 Valores de pérdidas de potencia acumulada de cada uno de los primarios

<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 09 A</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2.1</td> <td>1.3</td> <td>1.6</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	2.1	1.3	1.6	<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 12 A</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>59.0</td> <td>36.6</td> <td>46.3</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	59.0	36.6	46.3
kVA	kW	kVAR											
2.1	1.3	1.6											
kVA	kW	kVAR											
59.0	36.6	46.3											
<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 09 C</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>93.9</td> <td>56.5</td> <td>75.0</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	93.9	56.5	75.0	<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 12 B</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>85.1</td> <td>47.8</td> <td>70.4</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	85.1	47.8	70.4
kVA	kW	kVAR											
93.9	56.5	75.0											
kVA	kW	kVAR											
85.1	47.8	70.4											
<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 09 D</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8.3</td> <td>6.4</td> <td>5.3</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	8.3	6.4	5.3	<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 12 D</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12.3</td> <td>7.3</td> <td>9.9</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	12.3	7.3	9.9
kVA	kW	kVAR											
8.3	6.4	5.3											
kVA	kW	kVAR											
12.3	7.3	9.9											
<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 09 E</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>70.9</td> <td>42.8</td> <td>56.5</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	70.9	42.8	56.5	<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 24 A</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>60.6</td> <td>39.0</td> <td>46.4</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	60.6	39.0	46.4
kVA	kW	kVAR											
70.9	42.8	56.5											
kVA	kW	kVAR											
60.6	39.0	46.4											
<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 10 B</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>6.6</td> <td>3.8</td> <td>5.4</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	6.6	3.8	5.4	<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 24 B</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>89.0</td> <td>53.8</td> <td>70.9</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	89.0	53.8	70.9
kVA	kW	kVAR											
6.6	3.8	5.4											
kVA	kW	kVAR											
89.0	53.8	70.9											
<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 10 C</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>74.4</td> <td>47.8</td> <td>57.0</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	74.4	47.8	57.0	<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 24 C</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>255.3</td> <td>165.0</td> <td>194.8</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	255.3	165.0	194.8
kVA	kW	kVAR											
74.4	47.8	57.0											
kVA	kW	kVAR											
255.3	165.0	194.8											
<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 10 D</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.1</td> <td>0.1</td> <td>0.1</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	0.1	0.1	0.1	<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 24 E</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>143.4</td> <td>85.7</td> <td>114.9</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	143.4	85.7	114.9
kVA	kW	kVAR											
0.1	0.1	0.1											
kVA	kW	kVAR											
143.4	85.7	114.9											
<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 11 B</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>96.5</td> <td>72.0</td> <td>64.3</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	96.5	72.0	64.3	<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 24 F</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>328.6</td> <td>193.1</td> <td>265.9</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	328.6	193.1	265.9
kVA	kW	kVAR											
96.5	72.0	64.3											
kVA	kW	kVAR											
328.6	193.1	265.9											
<p>PERDIDAS DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR 11 C</p> <p>----- PERDIDAS ACUMULADAS EN PRIMARIO -----</p> <table> <thead> <tr> <th>kVA</th> <th>kW</th> <th>kVAR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>122.2</td> <td>78.5</td> <td>93.7</td> </tr> </tbody> </table>	kVA	kW	kVAR	122.2	78.5	93.7							
kVA	kW	kVAR											
122.2	78.5	93.7											

4.14 INGRESO DE INFORMACION AL DPA/G 3.12

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

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

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

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

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

Las distancias de separación (Distancia Media Geométrica) entre las fases de los conductores se toma de las normas de la EEQSA. Para un nivel de voltaje de 6.3 kV y una disposición de la estructura en triángulo.

Para los cables subterráneos la distancia entre fases se consideran como que no existen, y las características del cable se ha tomado de tablas

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

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

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

- Demanda máxima del primario para el año (o del período en estudio)

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

4.15 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO

Entre las principales características se puede apreciar:

- máxima caída de voltaje para el tramo respectivo
- máxima cargabilidad del conductor en el tramo respectivo
- pérdidas de potencia en los tramos respectivos para la carga máxima
- pérdidas de potencia acumulada de todo el primario
- carga acumulada en el primario.

Los resultados se obtuvieron de las corridas de flujos del paquete computacional DPA/G 3.12 para cada uno de los primarios en estudio del área centro norte de la EEQSA que funciona a un nivel de voltaje de 6.3 kV.

Para la red primaria de los alimentadores en estudio, para este trabajo, los resultados de las corridas de flujos se indica en el **Anexo # 7**, mostrando los resultados en cada uno de los tramos que forman la red primaria.

4.16 CALCULO DE LAS PERDIDAS TÉCNICAS EN LA RED PRIMARIA

Los datos de las pérdidas de potencia obtenidas de las corridas de flujos se indican en la **Tabla 4.2**, estas pérdidas tienen que ser ajustadas a la curva de carga de cada uno de los alimentadores, y de esta manera determinar con mayor precisión las pérdidas reales de los primarios.

Para el cálculo de la energía perdida debido a las pérdidas físicas en la red primaria (primarios) de distribución de los alimentadores anteriormente detallados, se emplea el siguiente procedimiento:

- a) De la corrida de flujos en el DPA/G 3.12 se tiene como resultado las pérdidas de potencia a demanda máxima como se indica en la Tabla 4.2 para cada uno de los primarios que dispone de la suficiente información.
- b) Con la información del sistema SCADA, se ajusta la demanda para cada intervalo de tiempo (15 minutos).

El procedimiento para determinar la demanda en cada intervalo de tiempo es como se indica:

- Del SCADA, se tiene la información de corriente promedio de sus tres fases, considerado que el sistema es trifásico equilibrado, y de los voltajes en barras de las subestaciones
 - El factor de potencia para cada uno de los alimentadores
 - Con la información requerida se calcula la potencia instantánea como se indica en la Tabla 4.3, el procedimiento se repite para todos los primarios en estudio y cuyos resultados se indican en la Tabla 4.4.
- c) Como se tiene las pérdidas de potencia a demanda máxima, de los resultados de las corridas de flujos, este valor multiplicado por el cuadrado de la relación de la demanda instantánea con la demanda máxima Tabla 4.5 de los respectivos primarios se tiene las pérdidas en cada instante, empleando la siguiente expresión :

$$Per. Pot = Per. Max * \left(\frac{Pot. Inst}{Pot. Max} \right)^2 \quad (Ec. 4.12)$$

donde:

- Per. Pot* : Pérdidas de potencia instantánea
- Per. Max* : Pérdidas de potencia a demanda máxima
- Pot. Inst* : Potencia instantánea
- Pot. Max* : Potencia máxima

Tabla 4.3 Pérdidas de energía para un primario

S/E MIRAFLORES (ALIMENTADOR 08A)								
U	V	W	Prom.	Vol.	Pot. Inst	Pot. Max	Per.Pot	Per. Inst
(A)	(A)	(A)	(A)	(V)	(W)	(W)	(kW)	(kW)
18	11	11	13	6152	122184	486822	1,3	0,08189007
18	11	11	13	6152	122184	486822	1,3	0,08189007
18	11	11	13	6152	122184	486822	1,3	0,08189007
18	11	11	13	6152	122184	486822	1,3	0,08189007
18	11	11	13	6152	122184	486822	1,3	0,08189007
18	11	11	13	6152	122184	486822	1,3	0,08189007
18	11	11	13	6192	122978	486822	1,3	0,08295842
18	11	11	13	6192	122978	486822	1,3	0,08295842
.
.
.
Total de energía perdida en el primario (kVh)							= Σ	3637

- d) De los resultados obtenidos al aplicar la ecuación (Ec. 4.12) se calcula la energía perdida en cada uno de los primarios empleando la Ecuación (Ec. 4.13)

$$\text{Per. Energ.} = \text{Per. Pot} * \Delta t \quad (\text{Ec. 4.13})$$

donde:

Per. Ener.: Pérdidas de energía en los intervalos de datos, del sistema SCADA para cada uno de los primarios.

Δt : Intervalo de tiempo

- e) Finalmente la pérdida de energía debido al efecto Joule en cada uno de los intervalos se suman, lo que al final se tiene, las pérdidas totales de energía en cada uno de los primarios, los resultados se indican en la **Tabla 4. 4.**

Una de las consideraciones principales es que estas pérdidas como son resistivas dependen básicamente de la carga, por lo tanto se determina para el estado más crítico de funcionamiento de la red.

La condición real de funcionamiento de la red sería establecer las pérdidas para cada instante tal como varía el estado de la carga, convirtiéndose en un proceso extremadamente largo e infructuoso, se trata de establecer un diagnóstico a nivel general y no de una manera detallada, por tal motivo el cálculo se ha desarrollado integrando la curva de carga para una semana y este resultado multiplicado por 52, que son las semanas del año.

Tabla 4.4 Resultado de las pérdidas en redes primarias de distribución

PERDIDAS TECNICAS EN LA RED PRIMARIA				
ALIM.	Pérdidas de Potencia (KW) (*)	Energía entregada (kWh)	Energía perdida por primario (kWh)	Porcentaje de pérdidas %
08A	1,3	3842294	3637	0,1
08C	58,5	11379245	117298,6	1,031
08D	8,4	8480259	22588,0	0,267
08E	42,8	13826342	154518,8	1,134
10B	3,8	4819187	4681,0	0,257
10C	47,8	11057895	136614,7	1,235
10D	0,1	2234125	3719,8	0,168
11B	72	14922641	224342,2	1,503
11C	78,5	17292830	309504,3	1,780
12A	38,8	16473108	117048,4	0,711
12B	47,8	14273577	181998,0	1,135
12D	7,3	8285700	27169,6	0,432
24A	39	14472276	138795,58	0,95
24B	53,8	15484230	148024,82	0,90
24C	185	13820038	399806,33	2,94
24E	85,7	18233092	342163,42	1,88
24F	193,1	15529413	538385,51	3,47

Pérdidas de energía promedio de todos los primarios = 1.22% de la energía total entregada

(*) Pérdidas de potencia a demanda máxima.

4.17 ESTIMACION DE LAS PERDIDAS TECNICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Como se sabe, existen básicamente dos tipos de pérdidas en los transformadores, 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.

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. Específicamente estas pérdidas son iguales a $I^2 \cdot R$.

Tabla 4.5 Demandas máximas para los Alimentadores en estudio durante el año 1996

DEMANDAS MAXIMAS	
Alimentador	Demanda Máxima (W)
08A	486822
08C	2688622
08D	1689345
08E	1980884
10B	1089900
10C	2724750
10D	598120
11B	2870070
11C	3487680
12A	3280599
12B	2713851
12D	1217055
24A	2979080
24B	3689330
24C	3633000
24E	3571240
24F	4261510

Como es muy difícil medir las pérdidas en el núcleo, para calcularlas se aplicará el siguiente principio :

Las pérdidas en el núcleo son constantes para todo estado de carga del transformador. Por otro lado se ha establecido que las pérdidas en el núcleo igualan a las pérdidas en el cobre, cuando el transformador está trabajando al 50% de su corriente nominal.

Esto se puede apreciar en la siguiente ilustración

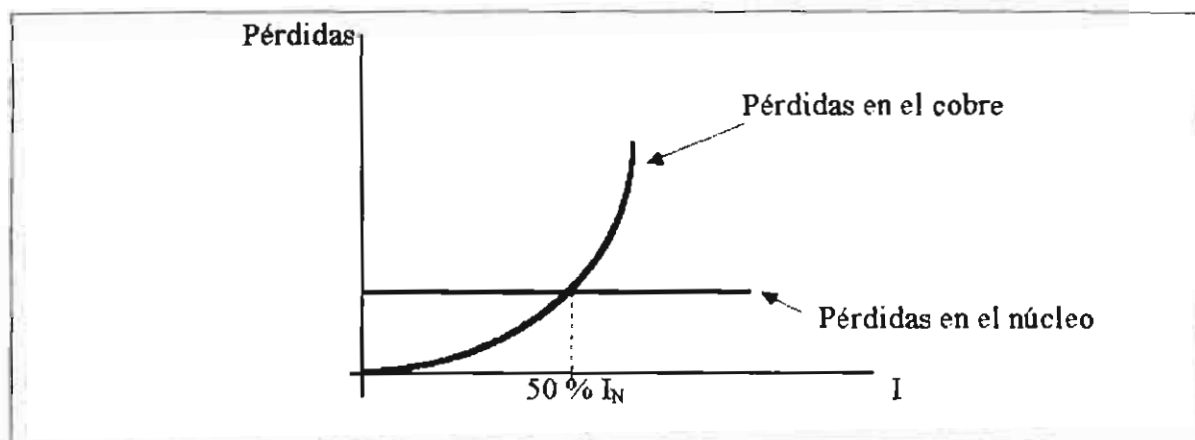


Gráfico 4.4 Representación de las pérdidas en el núcleo y en el cobre de un transformador

Por lo tanto el proceso a seguirse es primeramente el cálculo de las pérdidas en el cobre del transformador.

Ahora, de los datos de demanda existente, se tiene información de la potencia del sistema para cada intervalo de tiempo durante el día. Por lo tanto se puede calcular las pérdidas tanto en el cobre, como en el núcleo para cada valor de potencia.

Como las pérdidas en el cobre están relacionadas con el cuadrado de la corriente (demanda), tenemos que las pérdidas en el cobre de un transformador para cada intervalo de tiempo serán :

$$\text{Pérdidas en el cobre} = (\text{Potencia en el intervalo} / \text{Carga instalada})^2 * \% \text{ Pérdidas del cobre} * \text{Carga instalada} \quad (\text{Ec. 4.14})$$

La carga instalada es la suma de todas las cargas instaladas en las secciones del primario.

La carga instalada es la suma de las potencias nominales de cada uno de los transformadores en cada uno de los alimentadores

Por otro lado las pérdidas en el hierro, son constantes para cualquier estado de carga del transformador, por lo que no dependen de la potencia demandada, por lo que :

$$\text{Pérdidas en el hierro} = \% \text{ Pérdidas en el hierro} * \text{Carga instalada} \quad (\text{Ec. 4.15})$$

FACTOR DE UTILIZACION DE LOS TRANSFORMADORES

Este factor es importante determinar para establecer de una manera más precisa las pérdidas que efectivamente están aportando el grupo de transformadores al alimentador respectivo, esto se logra con la información que la EEQSA. dispone en archivos para cámaras de transformación y para transformadores aéreos de cada uno de los alimentadores

El procedimiento seguido es:

- Obtener la lista de transformadores aéreos, la cantidad y las potencias respectivas, como se indica en la **Tabla 4.6** para el alimentador 09A, el mismo procedimiento se extiende para los demás alimentadores en estudio.
- Obtener la lista de las cámaras de transformación con su potencia respectiva como se indica en la **Tabla 4.7** para el mismo 09A, el mismo procedimiento se aplica para los demás alimentadores.
- Sumar la potencia de todos los transformadores aéreos así como también de los transformadores de las cámaras.
- El factor de utilización de los transformadores se determina dividiendo la potencia total instalada en transformadores para la demanda máxima de cada uno de los alimentadores utilizando la ecuación (Ec. 1.3), los resultados de este procedimiento se muestra en la **Tabla 4.8**

La potencia total en transformadores se calcula sumando las potencias totales de los transformadores aéreos con la potencia total de los transformadores en cámaras como se indica en la **Tabla 4.8** que será la potencia total instalada de los alimentadores.

Con los datos de la **Tabla 4.8** se puede apreciar la utilización de los transformadores es demasiado baja en algunos casos, se puede decir que los recursos invertidos están mal empleados, contribuyendo a convertir el sistema en ineficiente, ya que el sector en estudio no tendrá un crecimiento significativo en el futuro, lo que no permitirá una utilización adecuada de recursos ya invertidos.

Tabla 4.6 Potencia total en transformadores aéreos del alimentador 09A

POTENCIA TOTAL EN TRANSFORMADORES AÉREOS				
Alimentador	Características	Potencia Trans.	Poten. Total	Nro.- Trans.
09A	trans. monof.abraz. 15 kVA	15	30	2
09A	trans. monof.abraz. 25 kVA	25	25	1
09A	trans. monof.repisa. 25 kVA	25	25	1
09A	trans. monof.abraz. 15 kVA	15	30	2
09A	trans. monof.abraz. 25 kVA	25	25	1
09A	trans. monof.repisa. 25 kVA	25	25	1
09A	trans. trif.repisa. 30 kVA	30	60	2
09A	trans. trif. plat. 45 kVA	45	90	2
09A	trans. trif. plat. 50 kVA	50	50	1
09A	trans. trif. plat. 50 kVA	50	50	1
09A	trans. trif.repisa. 45 kVA	45	45	1
09A	trans. trif. plat. 45 kVA	45	90	2
09A	trans. trif.repisa. 30 kVA	30	60	2
09A	trans. trif.repisa. 45 kVA	45	45	1
09A	trans. trif. plat. 100 kVA	100	400	4
09A	trans. trif. plat. 112. kVA	112,5	112,5	1
09A	trans. trif. plat. 75 kVA	75	450	6
09A	trans. trif. plat. 100 kVA	100	400	4
09A	trans. trif. plat. 112. kVA	112,5	112,5	1
09A	trans. trif. plat. 75 kVA	75	450	6
Potencia Total en transformadores aéreos			2575	42 (*)

(*) Total de transformadores aéreos en el alimentador

Tabla 4.7 Potencia total en transformadores en cámaras del alimentador 09A

POTENCIA TOTAL EN TRANS. DE CÁMARAS DEL PRIMARIO			
Alimentador	Descripción.	Potencia.	N.- Trans.
09A	SNT1-1-200	200	1
09A	SNT1-1-250	250	1
09A	SNT1-1-200	200	1
09A	SNT1-1-90	90	1
09A	SNT1-1-75	75	1
Potencia total del primario		815	5 (**)

(**) Total de transformadores en cámaras.

A más de que estos recursos no pueden ser utilizados adecuadamente, aportan significativamente pérdidas técnicas a los respectivos alimentadores, como se ve más adelante.

TRANSFORMADOR EQUIVALENTE

El determinar un transformador equivalente, ayuda a determinar un procedimiento menos elaborado para estimar las pérdidas en los transformadores de distribución y que sea lo más cercana a la realidad, el procedimiento empleado para determinar el transformador equivalente para cada uno de los alimentadores es:

- a) De los datos de inventario que dispone el PIA se tienen las listas y cantidades de transformadores aéreos, así como también la lista de los transformadores de las cámaras de transformación con sus respectivas potencias.

Tabla 4.8 Factores de utilización de los transformadores para cada uno de los primarios

FACTOR DE USO DE LOS TRANSFORMADORES			
Prim.	Pot. Instalad~	Dem. Máx.	FU. Trans.
09A	3390	487	14
09C	4380	2087	81
09D	4038	1689	42
09E	7973	1991	25
10B	4823	1090	23
10C	9220	2725	30
10D	3975	598	15
11B	6830	2870	42
11C	8708	3488	40
12A	9305	3281	35
12B	8358	2714	32
12D	2828	1217	43
24A	11878	2979	25
24B	10383	3669	35
24C	11503	3633	32
24E	19943	3571	18
24F	19370	4262	22
TOTAL	146960	42028	29

- b) Sumando las potencias de los transformadores se tienen los kVA totales los mismos que al ser divididos por el número total de transformadores, aplicando la ecuación (Ec. 1.4), se tiene el transformador equivalente
- c) Como la división no es exacta, no existen datos para este tipo de transformador equivalente, entonces se le aproxima a la potencia más cercana de transformadores estandarizados, los que si tienen datos tabulados.

Esta información se pueden utilizar directamente para el respectivo cálculo de las pérdidas con el menor error posible como se indica en la **Tabla 4.9**

- d) El procedimiento para el cálculo del transformador equivalente antes descrito se lo realiza para cada uno de los alimentadores en estudio y los resultados se indica en la **Tabla 4.10**.

PERDIDAS EN VACIO Y CON CARGA PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para determinar las pérdidas de potencia y de energía en los transformadores de distribución, tanto en vacío como con carga, se aplican las ecuaciones (Ec. 4.16) y la (Ec. 4.17) respectivamente.

$$P_{oT} = N \cdot P_o \quad (\text{Ec. 4.16})$$

$$P_{cKT} = P_{cK} \cdot n \cdot FU^2 \cdot N \quad (\text{Ec. 4.17})$$

donde:

- P_{oT} : Pérdidas en vacío totales del alimentador (kW)
- N : Número de transformadores del alimentador
- P_o : Pérdidas en vacío del transformador equivalente (kW)
- FU : Factor de uso del transformador equivalente promedio, cuyo valor es el mismo que el determinado para el alimentador primario
- P_{can} : Pérdidas en el cobre a carga nominal del transformador equivalente (kW)

Tabla 4.9 Procedimiento de cálculo para determinar el transformador equivalente

TRANSFORMADOR EQUIVALENTE PARA EL ALIMENTADOR 09A				
Prim	Características	Pot. Trans. (kVA)	Nro -Trans.	Pot. Total (kVA)
09A	Monof Abraz 15 kVA	15	2	30
09A	Monof Abraz 25 kVA	25	1	25
09A	Monof Repisa 25 kVA	25	1	25
09A	Monof Abraz 15 kVA	15	2	30
09A	Monof Abraz 25 kVA	25	1	25
09A	Monof Repisa 25 kVA	25	1	25
09A	Trif Repisa 30 kVA	30	2	60
09A	Trif Plat 45 kVA	45	2	90
09A	Trif Plat 50 kVA	50	1	50
09A	Trif Plat 50 kVA	50	1	50
09A	Trif Repisa 45 kVA	45	1	45
09A	Trif Plat 45 kVA	45	2	90
09A	Trif Repisa 30 kVA	30	2	60
09A	Trif Repisa 45 kVA	45	1	45
09A	Trif Plat 100 kVA	100	4	400
09A	Trif Plat 112 kVA	112,5	1	112,5
09A	Trif Plat 75 kVA	75	6	450
09A	Trif Plat 100 kVA	100	4	400
09A	Trif Plat 112 kVA	112,5	1	112,5
09A	Trif Plat 75 kVA	75	6	450
09A	SNT1-1-200	200	1	200
09A	SNT1-1-250	250	1	250
09A	SNT1-1-200	200	1	200
09A	SNT1-1-90	90	1	90
09A	SNT1-1-75	75	1	75
Total			47	3390
Transformador Equivalente				72,13
Transformador Estandarizado				75

$$P_{ET} = P_{oT} * T + P_{cuT} * fp * T \quad (\text{Ec. 4.18})$$

donde :

- P_{ET} : Pérdidas de energía totales de energía de transformadores en el primario
- fp : Factor de pérdidas del transformador equivalente promedio cuyo valor es el mismo del alimentador primario
- T : Período de estimación

Al disponer de la cantidad total de transformadores, tanto de los instalados en postes, como los de las cámaras de transformación con su respectiva potencia se procede al cálculo del transformador equivalente para utilizar los datos de tablas y poder de esta manera determinar con una exactitud más aceptable tanto las pérdidas técnicas en vacío, como las con carga.

Tabla 4.10 Resultado de los cálculos para determinar el transformador equivalente para cada uno de los alimentadores

TRANSFORMADORES EQUIVALENTES POR ALIMENTADOR				
Alim.	Pot. total (kVA)	Nro - Trans.	Trans. Equiv. (kVA)	Pot. Standard (kVA)
09A	3390	47	72,13	75
09C	4380	50	88	75
09D	4038	39	104	150
09E	7973	99	81	75
10B	4823	38	134	150
10C	9220	88	136	150
10D	3975	20	114	75
11B	6830	107	64	75
11C	8708	114	78	75
12A	9305	92	101	150
12B	8358	107	78	75
12D	2828	18	157	150
24A	11878	103	115	150
24B	10383	113	92	75
24C	11503	102	113	150
24E	19943	138	145	150
24F	19370	120	181	150

Las pérdidas en el cobre que se encuentran en tablas para los diferentes transformadores es a potencia nominal de cada uno de ellos, en este caso para determinar las pérdidas producidas en los transformadores se tiene que realizar la conversión de estas pérdidas a la demanda instantánea utilizando la curva de carga de cada uno de los alimentadores.

CALCULO DE PERDIDAS EN VACIO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Como las pérdidas en vacío solo depende del nivel de voltaje y no de la carga de los transformadores, estas son constantes, y se encuentran en tablas para cada uno de los transformadores equivalentes de los respectivos alimentadores, el procedimiento de cálculo es:

- a) Una vez determinado el transformador equivalente para cada uno de los alimentadores se puede ver que los únicos transformadores son de 75 y 150 kVA

Los datos para este caso se han tomado de las tablas del libro de la ¹¹Westinghouse los cuales se indica en la **Tabla 4.11**

La información se tiene para un nivel de voltaje 7.2 kV pero como el sistema al cual se le está realizando el estudio, trabaja a un nivel de voltaje de 6.3 kV ésta es la información que más se aproxima a la realidad.

- b) Con el total de pérdidas por transformador y con el número de transformadores se tiene las pérdidas en vacío de todos los transformadores
- c) Al disponer de las potencia de pérdidas en vacío de grupo de transformadores por alimentador, multiplicamos por el período de tiempo de estudio, de esta manera determinar la energía de pérdidas en cada alimentador
- d) Los resultados se indican en la **Tabla 4.12**

Tabla 4.11 Datos de pérdidas en vacío de los transformadores en porcentaje y en vatios

PERDIDAS EN VACIO DE LOS TRANSFORMADORES		
Tans.(kVA)	% Pérdidas en vacío	Pérdidas de potencia en (W)
75	0.59	440
150	0.52	780

Tabla 4.12 Resultado de las pérdidas de energía en vacío de los transformadores para cada uno de los alimentadores en % respecto a la energía entregada

PERDIDAS EN VACIO DE LOS TRANSFORMADORES							
Aím.	Potencia Normalizada (kVA)	Pérdidas vacío (kW)	Nro Trans	Pér Tot. Vacío (kW)	Energía de Pérdidas en vacío trans. (kWh)	Energía total del Aím. (kWh)	Pérdidas en vacío trans. %
08A	75	0,35	47	17	148947	3842284	4
08C	75	0,35	50	18	158328	11378245	1
08D	150	0,55	39	21	188069	8480259	2
08E	75	0,35	99	35	309528	13828342	2
10B	150	0,55	38	20	173802	4818187	4
10C	150	0,55	68	37	327914	11057895	3
10D	75	0,35	20	7	62531	2234125	3
11B	75	0,35	107	38	334538	14922841	2
11C	75	0,35	114	40	358424	17292830	2
12A	150	0,55	92	50	443849	18473106	3
12B	75	0,35	107	38	334538	14273577	2
12D	150	0,55	18	10	88801	6285700	1
24A	150	0,55	103	58	498894	14472278	3
24B	75	0,35	113	40	353298	15484230	2
24C	150	0,55	102	58	491872	13820038	4
24E	150	0,55	138	75	885474	18233082	4
24F	150	0,55	120	68	578873	15528413	4

Como se puede apreciar en los resultados, las pérdidas dependen exclusivamente del número de transformadores y del nivel de voltaje al cual operan mas no del régimen de carga al cual están trabajando, las mismas que son constantes en todo instante de tiempo en cada uno de los alimentadores, las que se expresa en porcentaje con relación a la energía total entregada a los mismos.

11: Los datos para los transformadores son tomados de la referencia bibliográfica (12)

CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN EL COBRE DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para evaluar las pérdidas producidas por efecto Joule se realizará la conversión de los valores de las tablas con el cuadrado de las demandas, debido a que las pérdidas varían con el cuadrado de la carga, el procedimiento a seguirse es el siguiente:

- a) Una vez determinado el transformador equivalente, de cada uno de los alimentadores, establecemos los datos de pérdidas resistivas de las tablas del libro de la ¹¹Westinghouse que son los mostrados en la **Tabla 4.13**
- b) Estos datos son determinados para su potencia nominal y las pérdidas dependen del estado de carga de los transformadores, se tiene que realizar la conversión de estas pérdidas para tener las pérdidas a demanda máxima, utilizando el cuadrado del factor de uso de los transformadores del respectivo alimentador, los que fueron calculados anteriormente cuyos resultados se indican en la **Tabla 4.8**

Tabla 4.13 Datos de las pérdidas de potencia en transformadores equivalentes en los bobinados

PÉRDIDAS EN EL COBRE DE LOS TRANSFORMADORES					
Potencia Tans.	% Pérdidas en vacío	% Pérdidas Totales	Pérdidas en vacío(W)	% Pérdidas en el cobre	Pérdidas de potencia en el cobre(W)
75	0.59	2.14	440	1.55	1162
150	0.52	1.86	780	1.34	2010

Tabla 4.14. Porcentaje de pérdidas por el efecto Joule en transformadores para cada uno de los alimentadores

PÉRDIDAS EN EL COBRE EN LOS TRANSFORMADORES							
Alim.	Trans. Equiv. Standard (kVA)	pérdidas totales cobre (kW)	FU	Pot. Total Dem. Máx (kW)	Pérdidas Energía totales (kWh)	Energía total entregada al alimentador (kWh)	% Pérdidas en el cobre de los Trans.
08A	75	1,18	0,14	1,13	3684,47	3842294	0,10
08C	75	1,18	0,81	21,54	50449,5	11379245	0,44
08D	150	2,01	0,42	13,72	44713,38	8460259	0,53
08E	75	1,16	0,25	7,17	25482,16	13628342	0,19
10B	150	2,01	0,23	3,70	12010,62	4619187	0,26
10C	150	2,01	0,30	11,94	31590,11	11057895	0,29
10D	75	1,18	0,15	0,52	5016,826	2234125	0,22
11B	75	1,18	0,42	21,96	67584,26	14922841	0,45
11C	75	1,18	0,40	21,25	82736,44	17292830	0,48
12A	150	2,01	0,35	22,99	78432,9	16473106	0,46
12B	75	1,18	0,32	13,11	46169,56	14273577	0,32
12D	150	2,01	0,43	6,70	28017,86	6285700	0,41
24A	150	2,01	0,25	13,02	43243,07	14472276	0,30
24B	75	1,18	0,35	16,40	41928,81	15484230	0,27
24C	150	2,01	0,32	20,45	46817,47	13620038	0,34
24E	150	2,01	0,18	8,90	31970,59	18233092	0,18
24F	150	2,01	0,22	11,67	30720,82	15529413	0,20

- c) Con los datos de las pérdidas de potencia a demanda máxima y utilizando el mismo procedimiento de cálculo de las pérdidas de energía en los primarios de los alimentadores descritos en el numerales 4.16 (b), c) y d)], se calcula la energía perdida en los transformadores por el efecto Joule.
- d) Los resultados de los cálculos respectivos para cada uno de los primarios se indica en la **Tabla 4.14**

Las pérdidas en cada uno de los transformadores son tomadas de las tablas para las pérdidas de transformadores del libro de la Westinghouse, de igual manera que en el caso de las pérdidas en vacío el porcentaje se establece tomando como base de comparación la energía total entregada al los alimentadores respectivos.

En transformadores de distribución se tiene que la relación de pérdidas a plena carga es:

68.8 % pérdidas en el cobre

31.2 % pérdidas en vacío

estos datos son de pruebas realizadas a los transformadores trabajando siempre a su potencia nominal.

4.18 ESTIMACION DE LAS PERDIDAS TECNICAS EN REDES SECUNDARIAS, ACOMETIDAS Y CONTADORES

Con los datos de estudios realizados anteriormente para uno de los primarios de la zona en estudio y relacionando directamente con la cantidad de red secundaria y sus demandas máximas, se establece el nivel de pérdidas para cada uno de los primarios con la finalidad de establecer el porcentaje de pérdidas.

Se usa esta metodología debido a la cantidad de trabajo que implica poder determinar las pérdidas en las redes secundarias, puesto que se necesita realizar mediciones, a intervalos de red o tomar muestras de red relacionadas con los transformadores correspondientes en los cuales se limita las mediciones a sectores de red, y de estos resultados mediante interpolación obtener los resultados del resto del alimentador.

En el caso del presente estudio se trata de determinar el nivel de pérdidas únicamente utilizando la información disponible en las diferentes áreas de la empresa y estudios realizados anteriormente, los mismos que serán analizados sus resultados antes de que estos sean utilizados.

$$Per. tec = Per. cd * \left(\frac{Conduc. Secundario. Nuevo}{Conduc. Secundario. Conocido} \right) * \left(\frac{Deman. Max. Secundario Nuevo}{Deman. Max. Secundario Conocido} \right)^2 \quad (Ec. 4.18)$$

Para el trabajo se han tomado como base los resultados de un estudio completo de pérdidas técnicas en los circuitos secundarios del alimentador 09C , las mismas que relacionando directamente con la cantidad de red secundaria, las demandas máximas de cada uno de los alimentadores y utilizando la ecuación Ec. 4.18 se establece el nivel de pérdidas respectivas cuyo resultado se indica en la **Tabla 4.15**, en la cual se determina que las pérdidas para

la Red Secundaria es del 2.54%, Acometidas 0.836% y de los Equipos de Medición el 0.22% con relación a la energía total suministrada al alimentador en la subestación

El resultado para el caso tomando como un solo grupo los alimentadores, se tiene que el porcentaje de pérdidas técnicas en secundarios, acometidas y equipos de medición es del 3.595% total.

4.19 PERDIDAS TECNICAS EN ALUMBRADO PUBLICO

Las pérdidas en Alumbrado Público están relacionadas principalmente con las producidas en las reactancias de los balastos y estas son constantes

Adicionalmente se tiene pérdidas en menores cantidades debido a luminarias encendidas durante el día, para el caso del presente estudio en el cual se realizó un recorrido por cada uno de los primarios no se pudo detectar ninguna de las luminarias encendidas, por lo que este problema no se toma en cuenta pero pueda que si se produzca en algunos lugares del resto del sistema eléctrico de distribución de la EEQSA.

Tabla 4.15 Resultado de la estimación de pérdidas en redes Secundarias, Acometidas y Contadores de energía

PERDIDAS TECNICAS EN SECUNDARIOS, ACOMETIDAS Y CONTADORES			
Prim.	Dem. Máx. (kW)	Red de baja (m)	% Pérdidas
09A	487	5371	0,057
09C	2667	11266	3,595
09D	1689	3195	0,409
09E	1991	10350	1,841
10B	1090	3378	0,180
10C	2725	10233	3,409
10D	596	6552	0,104
11B	2870	14794	5,469
11C	3488	10961	5,983
12A	3281	10648	5,143
12B	2714	18238	6,028
12D	1217	1498	0,100
24A	2979	9603	3,824
24B	3669	8767	5,297
24C	3633	7802	4,621
24E	3571	11873	8,795
24F	4262	1598	1,302

CAPITULO 5

ANALISIS DE RESULTADOS

CAPITULO 5

ANALISIS DE RESULTADOS

5.1. INTRODUCCION

Una vez que en los capítulos 2, 3 y 4 se procedió al respectivo cálculo de los elementos (Energía entregada, Energía Facturada), que intervienen en el balance energético general y la estimación de pérdidas técnicas para cada uno de los alimentadores que conforman la red de distribución, en este capítulo se agrupan los resultados de los trabajos desarrollados anteriormente.

Las pérdidas de energía para cada uno de los alimentadores se estiman globalmente a partir del balance de energía efectuados para el caso en estudio, en el cual se determinan las pérdidas de energía a nivel de alimentadores. La exactitud del balance de energía y por consiguiente el valor global de las pérdidas de energía, está determinada por la calidad y cantidad de información, precisión de las mediciones, la simultaneidad de las lecturas, la periodicidad de las lecturas, relación de las áreas de las rutas con cada uno de los alimentadores.

Las pérdidas técnicas detalladas en el capítulo 4 se las tiene, unas por cálculo y otras por estimación, tomando en cuenta diferentes elementos de la red de distribución.

Las pérdidas no técnicas, en forma general se tiene de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas, para cada uno de los alimentadores.

5.2. RESUMEN DE LAS PERDIDAS TOTALES

Los resultados indicados en la **Tabla 5.1**, es la culminación de una gran cantidad de cálculos para determinar tanto la Energía Facturada y Energía Entregada que fueron anteriormente evaluados individualmente en capítulos diferentes para cada uno de los alimentadores.

El procedimiento ha permitido establecer resultados individuales para cada uno de los alimentadores analizados, y de esta forma identificar el sector en el cual se están produciendo las mayores pérdidas.

5.3. RESUMEN DE LAS PERDIDAS TECNICAS

En la **Tabla 5.2** se tiene los resultados de las pérdidas técnicas en los diferentes elementos del alimentador, la forma en las que se obtuvieron, se tiene la explicación detallada de cada una de los componentes en el **Capítulo 4**.

El determinar las pérdidas de una manera más exacta será realizando mediciones detalladas, para lo cual sería necesario colocar medidores en las fronteras de subsistemas seleccionados, con el fin de localizar las pérdidas según zonas geográficas más reducidas o por elementos.

5.4. RESULTADO DE LAS PERDIDAS NO TECNICAS

Las pérdidas no técnicas para cada uno de los alimentadores **Tabla 5.3** como se ha venido indicando anteriormente, resulta de la diferencia entre las pérdidas totales con las pérdidas técnicas de una manera general.

Tabla 5.1 Resultados del balance energético general para cada uno de los alimentadores.

BALANCE GENERAL DE LAS PERDIDAS PARA CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES							
Alim.	Grandes Clientes (kWh)	Alum. Publ. (kWh)	Consumo Masivo (kWh)	Energía Tot. Facturada (kWh)	Energía Entregada (kWh)	Perdidas Energía (kWh)	Perdidas totales %
08A	0	129831	3134927	3264758	3842294	577538	15
08C	1643058	407809	7368619	9419484	11379245	1959761	17
08D	0	265757	6467231	6732988	8460259	1727271	20
08E	0	534702	10588237	11122939	13626342	2503403	18
10B	1103921	93851	2949968	4147740	4619187	471447	10
10C	3632511	213068	5621937	9467516	11057895	1590379	14
10D	456615	150398	1410722	2017735	2234125	216390	10
11B	6630470	288807	5003941	11903218	14922641	3019423	20
11C	1924331	274008	11637726	13896065	17292830	3396765	20
12A	1914029	314851	10944666	13173546	16473106	3299560	20
12B	1693812	314851	10140145	12148808	14273577	2124769	15
12D	3937611	31408	1521084	5490103	6285700	795597	13
24A	1921596	406305	9528856	11856756	14472276	2815520	18
24B	1787053	426021	10320077	12533151	15484230	2951079	19
24C	3829151	481198	6276892	10587241	13620038	3032797	22
24E	673141	420030	14709633	15802805	18233092	2430287	13
24F	3268125	286544	8991696	12546366	15529413	2983047	18
BALANCE GENERAL DE LA ZONA PARA EL AÑO 1998				18611219	201806250	35995031	16.75

Tabla 5.2 Pérdidas técnicas parciales y totales para cada alimentador

PERDIDAS TÉCNICAS TOTALES				
Alim.	Pérdidas			Totales por Alim. %
	Trans. %	Prim. %	sec. acom. y med. %	
09A	3,92	0,25	1,71	5,88
09C	1,82	1,38	3,60	6,79
09D	3,07	0,27	1,02	4,36
08E	2,46	1,82	3,30	7,58
10B	4,58	0,06	1,08	5,69
10C	3,67	1,09	3,27	8,03
10D	3,01	0,23	2,09	5,32
11B	2,69	1,80	4,72	9,21
11C	2,54	1,57	8,81	12,72
12A	3,54	0,75	3,40	7,69
12B	2,67	1,21	5,82	9,70
12D	1,99	0,41	0,48	2,88
24A	4,22	0,95	3,07	8,23
24B	2,55	1,02	2,80	6,37
24C	4,47	2,92	5,68	13,07
24E	4,35	1,88	3,79	10,01
24F	4,46	2,77	0,03	7,26
TOTALES	3,28	1,20	3,20	7,69

Tabla 5.3 Pérdidas no técnicas para cada alimentador

PERDIDAS NO TECNICAS			
Alim.	Pérdidas en alimentadores		
	Totales %	Técnicas %	No Técnicas %
09A	15,03	5,88	9,15
09C	17,22	6,79	10,43
09D	20,42	4,36	16,06
09E	18,37	7,58	10,79
10B	10,21	5,88	4,51
10C	14,38	8,03	6,35
10D	8,69	5,32	4,36
11B	20,23	9,21	11,02
11C	19,64	12,72	6,93
12A	20,03	7,68	12,34
12B	14,89	9,70	5,18
12D	12,66	2,88	9,78
24A	18,07	8,23	9,84
24B	19,06	6,37	12,69
24C	22,27	13,07	9,19
24E	13,33	10,01	3,32
24F	19,21	7,26	11,95
TOTALES	16,75	7,69	9,05

5.5. ANALISIS DE RESULTADOS PARA CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES

Del balance energético total se puede establecer que las pérdidas generales a nivel de distribución para la zona Centro Norte de la EEQSA, es de 16.75% con respecto a la energía total entregada en las subestaciones a los alimentadores respectivos.

Las pérdidas técnicas en forma general están en el orden del 7.69% ,a nivel de distribución para el sector en estudio, los elementos que contribuyen individualmente al total con sus respectivos porcentajes se indican en la **Tabla 5.2**, en la que además se encuentra los porcentajes de pérdidas de cada uno de los alimentadores, tanto las totales como por elementos, de igual forma que las pérdidas totales, la referencia la constituye la energía entregada a los alimentadores en la subestación.

Las pérdidas no técnicas de manera general para el sector corresponde al 9.05%, las mismas se tienen de la diferencia entre las pérdidas totales con las pérdidas técnicas.

De los resultados indicados en las **Tablas 5.1, 5.2 y 5.3** los alimentadores que más problemas presentan son:

- a) En lo referente a las pérdidas totales, mayores problemas tienen los alimentadores 09D, 09E, 09C de la subestación Miraflores con el 20%, 18% y 17% respectivamente, de la subestación Belisario Quevedo, los alimentadores 11B con el 20% y el 11C con el 20%, de la subestación La Floresta el alimentador 12A tiene un 20% de pérdidas totales y finalmente entre los alimentadores que más problemas presentan son los 24A, 24B, 24C, 24F de la subestación La Carolina con el 18%,19%, 22% y 19% respectivamente.

De todos los alimentadores analizados se determina que el 24C de la subestación La Carolina es el que más pérdidas totales tiene.

- b) De las pérdidas técnicas, los mayores problemas se tienen en los siguientes alimentadores, 11B y 11C de la subestación Belisario Quevedo con el 9.21% y el 12.72% , de la subestación La Floresta el 12B con el 9.7%, el 24A, 24C y 24E de la subestación La Carolina con el 8.23%, 13.07% y 10.01% respectivamente, de todos los alimentadores que tienen las mayores pérdidas técnicas son el 24C y el 11C.
- c) En lo referente a las pérdidas no técnicas, de los resultados que se indican en la tabla respectiva, se puede apreciar que la mayoría de alimentadores tiene pérdidas no técnicas mayores o cercanas al 10% constituyéndose en un nivel de pérdidas no técnicas elevado.

Los alimentadores con las mayores pérdidas no técnicas y que se constituyen en los más críticos de todos son, el 09D de la subestación Miraflores con el 16.06% y el 24B de la subestación La Carolina con el 12.69%.

Cabe recalcar que todos estos porcentajes se establecen realizando una comparación con la energía total entregada a los alimentadores respectivos a nivel de subestación.

5.6. DISTRIBUCION GRAFICA DE LAS PERDIDAS

Relación de las pérdidas con respecto a la curva de carga total que presenta el sector.

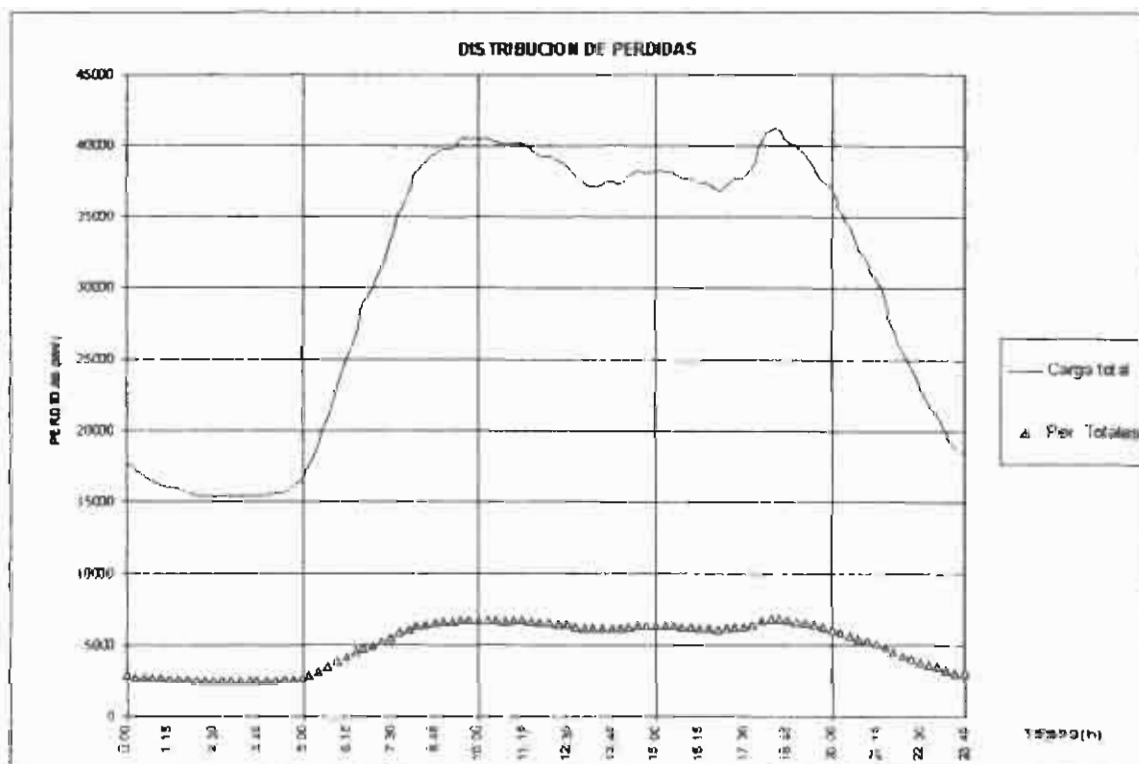


Gráfico 5.1 Curva de carga del sector y el total de pérdidas (técnicas mas las no técnicas) respecto a la curva de carga.

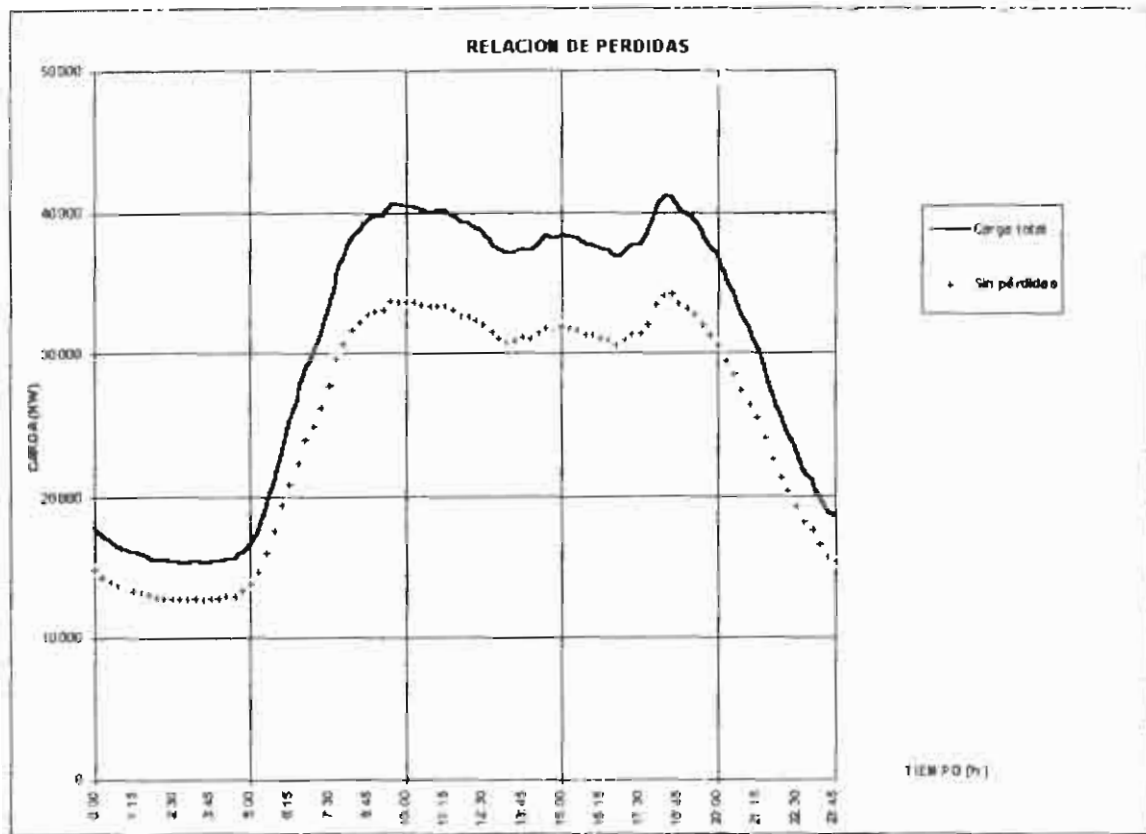


Gráfico 5.2 Considera la Demanda del sector con pérdidas y sin ellas

El análisis económico no es objeto de este estudio, pero para llevar a cabo acciones que tiendan a la localización y eliminación de las pérdidas necesariamente tiene que proceder a realizar dichas evaluaciones y establecer el grado de rentabilidad que puede tener una disminución de pérdidas, en relación con las inversiones que deben realizarse.

5.7. POSIBLES CAUSAS DE ERRORES EN EL ESTUDIO

Los posibles errores que pueden cometerse y establecer diferencias en los resultados finales del estudio realizado son:

RELACION DIRECTA EN TIEMPO DE LOS DATOS DE MEDICIONES CON LOS DATOS DEL SCADA

Que los intervalos de tiempo no coincidan entre los de toma de lecturas y el de registro de datos en el SCADA, al establecer la relación de fechas que intervienen en cada uno de los alimentadores, en la cual se relaciona el o los planes de trabajo que la empresa establece para el año completo, debiendo respetar las fechas establecidas sin opción a cambios que pudieran darse en el transcurso del año, con las fechas y la información disponible del sistema SCADA, el error que se puede cometer es mínimo, tomando en cuenta el período de tiempo de estudio que para el caso es de un año.

FACTOR DE POTENCIA

El Factor de Potencia utilizado para cada uno de los alimentadores corresponde a los medidos en el año 1994, los mismo que son utilizados para trabajos que realiza la empresa en los alimentadores, estos datos utilizados en los cálculos son los que mayor

incertidumbre puede producir, debido a que éste factor varía en cada instante de tiempo a medida que varía la demanda.

El factor de potencia utilizado para el cálculo de la energía entregada en la subestación de distribución a cada uno de los alimentadores es el que tiene cada uno de ellos.

DISTRIBUCION DE LAS RUTAS A CADA ALIMENTADOR

En la estimación de los porcentajes de las rutas de lecturas para cada alimentador, este caso es uno de los más críticos para establecer las pérdidas en cada uno de los alimentadores, este problema se relaciona con la distribución directa de los porcentajes de cada una de las rutas a cada uno de los alimentadores.

El problema principal se da entre alimentadores que están relacionados con la misma ruta, en la cual se debe realizar la distribución en porcentaje de ruta que le corresponderá a cada uno de los alimentadores, este problema se torna crítico en el alimentador que su carga es baja con relación a otro que puede tener una carga muy grande, en la cual pequeñas variaciones en el porcentaje de ruta que le corresponde, puede producir grandes variaciones en el consumo total y por ende las pérdidas totales de los alimentadores.

Este error puede minimizarse con un conocimiento del comportamiento que tiene el alimentador así como de la precisión con la que se realice la distribución de la ruta a cada alimentador, en base a los criterios de distribución de las rutas de lecturas enunciados en el Capítulo 3.

VALIDACION DE LA INFORMACION DEL SCADA

La información que se dispone del SCADA para un año es inmensa, esto se debe a que para cada alimentador los datos en cada una de las fases se las toma con un intervalo de tiempo de 15 minutos, convirtiéndose la validación en uno de los trabajos más laborioso y complicados para preparar la información, la misma que será utilizada en el cálculo de la energía entregada a cada uno de los alimentadores en la subestación, debido a que existe información en la cual se producen falla en la transferencia de datos desde las subestaciones hacia la base de datos del sistema SCADA o que simplemente exista fallas en las RTUS.

TRANSFERENCIAS DE CARGA ENTRE ALIMENTADORES

La transferencia de carga entre los alimentadores que tienen esta posibilidad pueden producirse en cualquier instante, debido a que el sistema de distribución es muy dinámico, este puede cambiar frecuentemente, mas aún si se trata de un período de tiempo grande como es un año

Estas transferencias de carga disminuye las pérdidas (técnicas y las no técnicas) en el alimentador al cual se le quita carga, y como es lógico aumentará en el que las recibe, esto es para el caso aplicado a este método de análisis que trata de determinar las pérdidas individualmente para cada uno de los alimentadores.

Si el balance se lo realizara en bloque esta transferencia de carga no sería problema o no existiría, esto es apreciable al realizar el estudio por alimentador, este se lo realiza para un solo estado y no para diferentes estados que puede ir tomando en el transcurso del tiempo.

Cabe indicar que este problema se presenta exclusivamente en los alimentadores que tienen la posibilidad de realizar transferencias de carga.

PRECISION EN LAS MEDICIONES

Precisión de las mediciones, este problema se absorbe al tomar el período de tiempo de un año, a no ser que el error se lo cometiera en el último mes del estudio, el cual no se puede compensar mas adelante, como sucede en los meses intermedios.

ESTIMACION DE CONSUMOS

Estimaciones, esto se puede relacionar con el numeral anterior, de igual forma se tendrá citores más significativos si el mes estimado (emisión) es el último.

PERIODICIDAD EN LA TOMA DE LECTURAS

Periodicidad de las lecturas, este problema no presenta ninguna dificultad para el caso desarrollado al aplicar este método, para realizar el estudio se tiene necesariamente que establecer periodos de tiempo en los cuales exista la suficiente información que pueda ser utilizada, para el caso analizado en el presente trabajo no existe ninguna dificultad ya que la periodicidad de toma de lecturas se las realiza mensualmente para determinar las 12 emisiones del año.

5.8. INFORMACION ADICIONAL DE LA EEQSA.

La Empresa Eléctrica Quito S.A.; podrá alcanzar niveles más significativos de recuperación si se emprende el control inmediato de la clientela con demanda, que es poco numerosa y en la actualidad se cuenta con unos 1800 que representa el 50% de consumo de energía.

Representando un porcentaje igual en recuperación, con esto se podría reducir significativamente el nivel de pérdidas no técnicas que tiene la empresa.

Un problema es la dificultad en acceder a la información de la clientela con demanda (clientes especiales y grandes clientes), el área de la empresa que presentó mayor dificultad para realizar el trabajo.

Los clientes con demanda son (Industriales y comerciales) que supuestamente tienen un tratamiento especial y los clientes de facturación masiva que son la mayor parte de usuarios pero cuyo consumo es apenas del 50% del total, lo que el control a este sector resulta más complicado requiriendo de muchos recursos.

5.9. PRIORIDADES EN EL CONTROL DE PERDIDAS EN LA EEQSA.

CLIENTELA CON DEMANDA

Representa el mayor porcentaje tanto en la utilización de la energía y cuanto en la posible recuperación. Contiene un reducido número de clientes (aproximadamente unos 2500)

CLIENTELA MASIVA DE DIFERENTES ESTRATOS

La clientela masiva constituye la inmensa mayoría de usuarios, cerca de 420.000 y de esta clientela el estrato alto constituye la segunda prioridad por lo que es importante la revisión de los consumos sobre todo en los que tienen tarifa comercial e industrial-artesanal.

PROBLEMAS EN LA COMERCIALIZACION

La existencia de servicios sin medidor en elevado número (superior a los 30.000 en determinados periodos) no permiten una cuantificación adecuada de energía consumida, por los clientes en estos servicios, lo que se factura en estos casos no corresponde a la energía utilizada, esta se la realiza por estimaciones de consumos.

OTROS

Uno de los principales problemas encontrados es la falta de coordinación que existe entre las áreas de la empresa para afrontar el problema de reducir las pérdidas en todos los estratos, tal es el caso de la información de los grandes clientes, que si bien es cierto se consiguió para este propósito, se invirtió mucho tiempo y además de tener varios

problemas. De lo anterior se puede deducir que esta información es de un manejo muy delicado o se tiene alguna prohibición.

No así el caso de la información de la facturación del consumo masivo que se tiene acceso en todo instante, la única limitación es en los proceso de adquisición de la información de la base de datos, ya que el proceso es lento, por ser que esta base de datos se la usa para diversas actividades al interior de la empresa.

También existió la colaboración inmediata en el área de alumbrado público, y la gran actividad además de la buena disposición de colaborar en el estudio del personal del PIA.

El control de pérdidas no técnicas en la empresa actualmente se lo realiza en base a:

- Análisis de las historias de consumos y denuncias, actividades que cumple el área de Pérdidas Negras
- Revisión de medidores, emisión de órdenes de revisión, revisión domiciliaria del servicio, regulación de la infracción en el sitio, retiro de medidores, examen de laboratorio e informes, reinstalación de medidores, tomas de lecturas, regulaciones administrativas, liquidación y cobro de infracciones.

La investigación de la clientela masiva si bien arroja buenos resultados, supone un despliegue muy amplio de esfuerzo y recursos.

Investigar la clientela con demanda, reduciría notablemente el campo de acción y la recuperación sería mucho mayor. Como ejemplo se puede citar que una sola recuperación en un gran cliente que por excepción se puede realizar, arroja un equivalente recuperado a 80 clientes del sector masivo. Con este ejemplo se deduce la necesidad de un estricto control de los grandes clientes.

Se debe realizar estudios que permitan precisar el nivel de pérdidas técnica reales, lo que facilitaría el tratamiento de la información en los balances energéticos.

Los planos de los primarios, de las áreas de los alimentadores, no se han incluido en el presente informe, esto no representa problema, en el caso que se quiera realizar modelaciones con fines didácticos, ya que se los dispone en archivos de AUTOCAD que pueden ser facilitados en el Proyecto de inventarios y avalúos(PIA) de la EEQSA, lo que pasaría a formar parte del trabajo adicional del curso, el conseguir los planos.

Los planos no se han adjuntado al trabajo, por ser muchos los alimetadores que intervienen en el estudio, además como se sabe, el sistema de distribución está cambiando diariamente, y si como parte del curso de distribución incluye la actualización antes de la modelación de un primario, el departamento PIA de la EEQSA. brindaría el apoyo necesario para desarrollar esta actividad adicional como parte de un trabajo de formación de los estudiantes.

Como se planificó el procedimiento para el estudio, la información y trabajo de campo en una primera etapa se lo llevó a cabo con la participación conjunta de las dos personas designadas, que consistió en conseguir información de la red primaria en el PIA, actualización de los proyectos que no han sido ingresados, elaboración de planos para cada uno de los primarios, recorridos de comprobación de todos los elementos y equipos existentes en las redes, esta información se utilizó para la modelación previa el cálculo de las pérdidas técnicas en los primarios.

La segunda etapa se la realizó individualmente y consistió en recopilar información en las diferentes áreas de la empresa, es así que se tiene:

- Area de operación, las demandas máximas, factores de potencia, información del SCADA.
- Area de Comercialización, rutas de lectores, las fechas de los planes de trabajo, información de la energía facturada del consumo masivo
- Area de Grandes Clientes, localización y la energía facturada de los mismos
- Area de Alumbrado público, índices de la cantidad y tipo de luminarias por sector

- Área del Proyecto de Inventarios y Avalúos, Plano de áreas de los alimentadores, información de transformadores, red secundaria, red primaria, red de alumbrado público y otras.

La tercera etapa con toda la información recopilada consistió en revisar y validarla, finalmente realizar los respectivos cálculos para determinar las pérdidas y la elaboración del respectivo informe. Una de las principales dificultades encontradas en este trabajo fue el manejo de la cantidad enorme de información conseguida en las diferentes áreas de la empresa, a más de la dificultad que representa el conseguir la misma especialmente en el área de los Grandes Clientes.

PERSONAL DE LA EEQSA. QUE COLABORO EN EL TRABAJO

Ing. Mario Albuja; (Planos de los primarios) PIA

Ing. Santiago Córdova; (Planos de los primarios) PIA

Tlgo. Francisco Calderón; (Información de la Energía Facturada del SIDECOM) PIA

Arq. Fernando Laso; (Rutas de Lectura) Comercialización

Ing. Jaime Orejuela; (Información del Sistema SCADA) Operación

Ing. Raúl Ruiz; (Datos de los Factores de Potencia) Operación

Sr. Edgar Ponce; (Fechas de las Mediciones) Comercialización

Ing. Medardo Castillo; (Información de Alumbrado Público) Alumbrado Público

Ing. Néstor Duque; (Información de los Grandes Clientes) Grandes Clientes

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

1. Del análisis de las pérdidas en los alimentadores del Distrito Centro Norte de Quito, servidos por la Empresa Eléctrica Quito S.A, se tiene que el nivel de pérdidas totales es 16.75% de las cuales el 7.69% representan pérdidas técnicas y el 9.06% de pérdidas no técnicas.

De las pérdidas técnicas se tiene que los transformadores contribuyen con el 3.29%, la red primaria el 1.2%; y, finalmente la red secundaria, acometidas y equipo de medición el 3.2%.

Los valores señalados es el resultado del análisis de 17 alimentadores del Distrito Centro Norte de Quito

2. El desarrollo del presente estudio demuestra que:

- Con la información existente para el área de estudio es posible realizar la evaluación de las pérdidas totales para cada alimentador y estimar las pérdidas técnicas por componentes y con estas, determinar el nivel de pérdidas negras en alimentadores aéreos.
- Debido a la característica dinámica del sistema eléctrico, se requiere actualizar sistemáticamente la información sobre los usuarios y las redes de distribución, con el propósito de desarrollar estudios y evaluaciones en forma rutinaria.
- La metodología de evaluación empleada puede ser aplicada a otros alimentadores aéreos del sistema de la EEQSA., siempre y cuando exista la suficiente información como en el caso analizado.
- Las pérdidas técnicas y no técnicas globales en un alimentador difieren considerablemente de los promedios de pérdidas del grupo analizado, lo que demuestra la importancia del estudio específico a este nivel

3. La energía recuperada, de un control de pérdidas no técnicas, se traduce en beneficio económico para la empresa.

La energía demandada, correspondiente a las pérdidas no técnicas, no desaparece, se incorpora a la facturación.

El ahorro se debe a que dicha energía será facturada convirtiéndose en un gasto para los usuarios. Como ya les cuesta la energía, el consumo será controlado y la demanda disminuirá en un pequeño porcentaje.

6.2. RECOMENDACIONES

1. Para el manejo de las pérdidas dentro de la empresa se recomienda:

- Realizar estudios de Ingeniería de Distribución, para mejorar la operación del Sistema de Distribución.
- Realizar estudios similares en otros alimentadores del sistema, preferentemente, en los que pueden tener altos niveles de pérdidas, y que además dispongan de la suficiente información.
- Brindar todo el apoyo a quien se interese en realizar dichos trabajos para optimizar las actividades que pueden desarrollar para conseguir disminuir las pérdidas.
- Apoyar los programas que incluyen la generación y manejo sistematizado de la información producto de las operaciones en las distintas áreas de la Empresa, para que mediante el

análisis de esta información, lograr un adecuado funcionamiento y administración del sistema eléctrico.

- Se recomienda realizar anualmente evaluaciones y estudios de pérdidas técnicas, para realizar ajustes en los programas de reducción de pérdidas, de ser necesario.
 - Realizar reconfiguraciones en la red secundaria, tomando en cuenta una mejor utilización de los transformadores de distribución para que operen en condiciones óptimas. Tener en cuenta las pérdidas en vacío de los transformadores de distribución las cuales son insensibles a la variación de la carga, las que permanecen constantes para diversos estados, representando un elevado porcentaje de las pérdidas totales de los alimentadores con poca carga.
2. Una vez definido el problema se recomiendan dos estrategias para realizar el control de las pérdidas y llevarlas a niveles óptimos:
 - Un planeamiento óptimo de la expansión y reconfiguración de las redes, incluyendo como criterio de diseño la reducción de las pérdidas técnicas.
 - Concentración del esfuerzo para reducir las pérdidas no técnicas, en aquellos sectores en los cuales el análisis determine la mayor proporción de energía perdida. Se deben diferenciar las acciones a seguir entre las dirigidas a los usuarios con capacidad de pago y las que persiguen controlar el uso ilegal de energía por parte de los usuarios que no la tienen. Dentro de esta estrategia son de gran importancia las campañas educativas permanentes y masivas para que los usuarios utilicen responsable y honestamente la energía eléctrica.
 3. Incentivar a los trabajadores y empleados de la Empresa Eléctrica Quito S.A. para que actúen con una condición moral responsable, y que no quieran aprovecharse de las circunstancias para obtener un beneficio personal, cuando se ha logrado detectar un contrabando.
 4. Que la información disponible y la nueva del sistema SCADA y de las diferentes áreas se la revise y almacene adecuadamente, para en lo posterior poder utilizar, aplicando a futuras evaluaciones de pérdidas, las que pueden ser más detalladas, sea que se utilice el procedimiento aplicado para éste caso o cualquier otro. Además se tiene que concientizar, que si la información es adecuada se podrá establecer las condiciones con las cuales el sistema esta funcionando.

BIBLIOGRAFIA

1. OLADE ; "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas eléctricas" Vol. I Metodología ; Quito 1993
 2. Grijalva S. ; "Nuevos métodos de evaluación de pérdidas en Sistemas de Distribución" ; EPN Tesis ; Quito 1994
 3. Martín M. y Romati O. ; "Pérdidas de Energía"; Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER); Uruguay 1991
 4. FIE; Anales de las Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica ; "Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas" ; EPN ; Quito 1990
 5. INELIN; "Modificación y Operación de las redes de los alimentadores en el proyecto piloto de Sistema SCADA" ;E.E.Q.S.A ; 1984
 6. Fink G. Donald ; "Manual de Ingeniería Eléctrica" ; Tomo III ; Mc. Graw Hill ; México 1995
 7. EEQSA ; "Distributivo de lecturas" ; Area de Comercialización ; Quito 1996
 8. EEQSA; "Planos de alimentadores primarios" ; Proyecto de Inventarios y Avalúos (PIA); Quito 1996
 9. LEVIN SA; "Proyecto de Inventario y Avalúos de las redes de Distribución" ; EEQSA; Quito 1993
 10. EEQSA ; "Rutas de Lectores" ; Area de Comercialización ; Quito 1996
 11. Dimitri J. ; "Pérdidas en los sistemas de distribución" ; Tesis ; EPN ; Quito 1985
 12. WESTINGHOUSE ; "Electric Engineering Reference Book : Distribution System" ; East Pisttsburgh, Pennsylvania 1965
 13. Scott & Scott; Manual del /DPA/G 3.12
 14. OLADE ; "Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas" Vol. II Casos ; Quito 1993
 15. Otorongo M. Silva A. "Programa de reducción de pérdidas técnicas en el sistema de distribución de la empresa eléctrica Ambato SA"; EPN Tesis ; Quito 1996
 16. Riofrío C. "Apuntes de la materia de sistemas de distribución" EPN ; Quito 1996
 17. Andino H. "Características funcionales del sistema DMS para análisis y revisión de cargas" EEQSA. ; Quito 1995
-

18. EEQSA. ; "Datos de los factores de potencia medidos en 1994" ; Area de Operación ; Quito 1994
19. EEQSA. ; "Datos de las cargas máximas del año 1996" ; Area de Operación ; Quito 1996
20. FIE; Anales de las Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica ; "Control y gestión de cargas eléctricas en estaciones urbanas de distribución" EPN; Quito 1990
21. Mena A. ; "Diseño general del sistema prototipo de control y manejo de cargas" ; EEQSA.
22. EEQSA; "Información de los datos de corrientes y voltajes del Sistema SCADA" Area de operación; Quito 1996
23. EEQSA. ; "Datos de consumos de Grandes Clientes" Area de Grandes Clientes ; Quito 1996
24. EEQSA. ; "Datos de consumo Masivo" ; PIA ; Quito 1996
25. EEQSA. ; "Datos de Alumbrado Público" ; PIA ; Quito 1996
26. EEQSA. ; "Normas para Sistemas de Distribución"; Parte A ; 1978
27. EEQSA. ; "Informe de actividades de pérdidas negras" ; Pérdidas Negras; 1996
28. EEQSA. ; "Programa de control de pérdidas no técnicas 1993" ; Pérdidas Negras; 1993
29. EEQSA. ; "Diagnostico de control de pérdidas no técnicas de energía Programa Inceel Empresa Eléctrica Quito" ; Pérdidas Negras ; 1993

APENDICE

**RESUMEN DEL MANUAL DE *OLADE* PARA
EL CONTROL DE PERDIDAS ELECTRICAS**

RESUMEN DEL MANUAL DE OLADE PARA EL CONTROL DE PERDIDAS ELÉCTRICAS

El manual descrito en este artículo es la recopilación de metodologías para la estimación y control de pérdidas de energía eléctrica por parte de las compañías de electricidad. Este elaborado en el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia bajo un contrato suscrito con la Organización Latinoamericana de energía - OLADE - es una herramienta funcional para que las empresas de electricidad del área puedan acometer de manera sistemática y unificada, los estudios de pérdidas eléctricas de sus sistemas para lograr un control adecuado de las mismas.

Dentro de esta perspectiva el manual presenta un marco general sobre la problemática de las pérdidas eléctricas, propone modelos para el análisis, estimación y control de pérdidas, tanto técnicas como no técnicas; plantea metodologías de análisis económico y financiero de los proyectos de control de pérdidas y presenta esquemas organizacionales para que las empresas puedan lograr el objetivo de identificar y controlar las pérdidas. El criterio fundamental con el cual se desarrolló el manual se basó en el planteamiento y diseños óptimos teniendo en cuenta las pérdidas técnicas y en el control de las pérdidas no técnicas utilizando métodos estadísticos para la detección y cuantificación de fraudes y otros consumos no facturados.

A raíz de acontecimientos ocurridos durante los últimos años, se ha venido adquiriendo conciencia en todo el mundo, acerca de la importancia del uso eficiente de los recursos energéticos. En particular, la conservación de la energía, se ha destacado como la mejor forma de contribuir a la optimización de los requerimientos de inversión del sector de energía.

A nivel Latinoamericano y del caribe, el nivel de pérdidas en el subsector de energía eléctrica, han alcanzado valores realmente alarmantes, llegando a ser superiores al 30% de la generación total. Esta situación ha sido causada por el exceso de inversión en las áreas de generación y transmisión, en decremento de los sistemas de distribución y por deficiencias organizacionales y administrativas en muchas empresas de energía de la región.

El presente artículo resume los aspectos principales del manual, se presenta los criterios utilizados para escoger las diferentes metodologías y modelos que describen algunas experiencias exitosas por parte de empresas eléctricas de la región, para el control de pérdidas.

La eficiencia económica del sector eléctrico se cumplirá si se cumple simultáneamente los criterios de eficiencia productiva y eficiencia de asignación de recursos. La eficiencia productiva se logrará por medio de políticas adecuadas de expansión y de operación.

La asignación óptima de recursos se logrará, a través de políticas tarifarias basadas en criterio de costo marginal de largo plazo, lo que hace imperativo se tomen acciones en las siguientes áreas para mejorar la eficiencia del sector eléctrico:

- Planificación de los sistemas
- Planificación Financiera
- Operación óptima de los sistemas
- Gestión empresarial
- Política Tarifaria

(7): Resumen del manual de pérdidas eléctricas de OLADE, referencia (4) de la bibliografía.

Como parte de la planificación de los sistemas se debe tener en cuenta los criterios económicos adecuados, incluyendo los relacionados con pérdidas de energía, que redunden en el óptimo económico global de expansión. En esta planificación deben identificarse las medidas necesarias para reducir y mantener a corto plazo niveles de pérdidas económicas.

La disminución de las pérdidas a todo nivel, se traduce en una mayor disponibilidad de capacidad instalada y menor consumo de combustible para un mismo nivel de beneficio social y económico de consumo de electricidad. Esto implica para el sector energético, una menor utilización de energía primaria y una eventual disminución de inversiones en el subsector eléctrico.

Por otra parte, la reducción de pérdidas se traduce en una disminución del pico de carga y por ende se difieren la necesidad de una capacidad instalada adicional.

BALANCES DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía se estiman globalmente a partir de los balances de energía efectuadas para cada sistema eléctrico y que presentan los datos más importantes de la operación del sistema para un periodo determinado.

La exactitud del balance de energía y por consiguiente del valor global de las pérdidas de energía, depende de tres factores principales:

- Precisión de las medidas de energía.
- Simultaneidad de las lecturas
- Periodicidad de las lecturas

La ecuación utilizada para el cálculo del porcentaje de pérdidas es:

$$\%(E. p \acute{e} r) = \frac{E. per}{Energía Disponible} * 100$$

donde:

E_{per} = Pérdidas de energía

Diversos estudios recomiendan que el porcentaje de pérdidas total de energía $\%(E_{per})$ sea inferior al 10% y es deseable que sea aún menor, del orden de un 6 a un 8%. Sin embargo, es importante notar que el nivel óptimo de pérdidas es diferente para cada sistema ya que depende de las características propias de cada sistema eléctrico y de los costos y beneficios que se deriven de la reducción de pérdidas de energía.

El balance anterior debe complementarse con balances por subsistema, para localizar las pérdidas según zonas geográficas o por niveles de voltaje. Con este fin deben ubicarse convenientemente medidores de energía en las fronteras de los subsistemas seleccionados. Un subsistema puede ser un circuito de distribución o un conjunto de ellos o todo un sistema de distribución.

Un índice de pérdidas elevado puede tener su origen en diferentes causas, dependiendo de las características particulares del sistema. Para desglosar las causas, es conveniente visualizar el flujo de energía disponible en el sistema. En general los sistemas con mayores porcentajes de pérdidas a niveles de voltaje bajos tienen un mayor valor esperado de pérdidas.

A manera de ilustración se presenta los siguientes valores de pérdidas por subsistema :

Porcentaje deseable de pérdidas

Transmisión	1.4
Subtransmisión	2.0
Distribución	3.2

TOTAL	6.6 %

CLASIFICACION DE PERDIDAS EN SISTEMAS ELECTRICOS

El conjunto de pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina pérdidas técnicas.

Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y la transformación de la energía eléctrica.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función de la componente y según la causa que la origina.

También se puede dividir en pérdidas fijas ante variaciones de la demanda y pérdidas variables con ésta.

Las pérdidas no técnicas se calculan como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas.

Se puede clasificar de acuerdo con varios criterios. Entre los más convenientes se encuentran los siguientes:

- Clasificación según la causa que lo produce
- Clasificación según su relación con las actividades administrativas de la empresa

Tabla: Clasificación de las pérdidas

Por Tipo	<ul style="list-style-type: none"> • Técnicas <ul style="list-style-type: none"> * Transporte <ul style="list-style-type: none"> - Transmisión - Subtransmisión - Circuito primario - Circuito secundario * Transformación <ul style="list-style-type: none"> - Transmisión / Subtransmisión - Subtransmisión / Distribución - Distribución • No Técnicas <ul style="list-style-type: none"> - Fraude - Error de medición - Consumo de usuarios no suscriptores - Errores en consumo propio de la empresa
Por causa	<ul style="list-style-type: none"> • Fijas (Corona, parásitas, histéresis) • Variables (efecto joule)

PERDIDAS TECNICAS

Es factible y necesario separar las pérdidas de acuerdo al componente del sistema las que son consideradas pérdidas técnicas exclusivamente en distribución, estas son:

- Pérdidas en Subtransmisión
- Pérdidas en alimentadores de distribución
- Pérdidas en los transformadores de las subestaciones así como en los de distribución
- Pérdidas en secundarios
- Pérdidas en acometidas y equipos de medición

Las pérdidas técnicas constituye energía disipada y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Por esta razón debe ser el objetivo primordial de cualquier programa de reducción de pérdidas. La energía recuperada permite diferir cuantiosas inversiones en generación.

a) Estimación de Pérdidas

La estimación de las pérdidas de potencia requiere herramientas computacionales tales como un programa de flujo de carga. A partir de las pérdidas de potencia se puede calcular las pérdidas de energía utilizando una integración numérica o factores de pérdidas apropiados. Estos están relacionados con los factores de carga del sistema.

En algunos casos se dispone de programas de estimación de estado, que reciben datos en tiempo real y que hacen parte de centros de control. Este tipo de herramienta es muy preciso, pero generalmente limita a las redes de alto voltaje.

Para la extrapolación de resultados o para la estimación, en primera, aproximación de pérdidas en circuitos de bajo voltaje se utiliza la correlación con circuitos similares.

b) Información Requerida para la Estimación

Esta información es normalmente voluminosa y en muchos casos no está disponible en las empresas lo cual dificulta en proceso de estimación. La información es de dos tipos: Características y parámetros de la red (configuraciones, impedancias, etc.) y característica de la carga (demanda horaria, energía consumida, número de usuarios, etc.).

c) Metodología de Estimación

El desglose de las pérdidas por causa exige metodologías adecuadas de acuerdo a la información disponible y el grado de precisión buscado.

Uno de los aspectos más importantes es la estimación de la demanda, sobre todo a niveles de voltajes bajos. El cálculo de esta puede basarse en datos tales como energía facturada, demanda máxima de los circuitos, capacidad de transformación, etc. Y complementarse con mediciones para validar los resultados.

d) Control de Pérdidas

La mejor estrategia para el control de pérdidas técnicas es un planeamiento adecuado tanto de la operación como de la expansión del sistema.

Para cada sistema existe un punto en el cual cualquier reducción adicional del nivel de pérdidas es compensado por los costos asociados con esta reducción.

Este será el nivel económico de pérdidas para ese sistema. La evaluación de los diferentes proyectos de reducción de pérdidas debe considerar todos los costos y beneficios asociados con ellos.

Diversos factores influyen en el nivel de perdidas, siendo los más importantes:

- Factor de Potencia
- Resistencia de los conductores tanto de líneas como de los transformadores

La selección óptima de los elementos de acuerdo con los criterios de pérdidas y según las condiciones de carga, garantiza el control de pérdidas en los diferentes niveles de voltaje.

Para lograr un planeamiento adecuado y una reducción efectiva de las pérdidas se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Diagnosticar el estado actual del sistema
- Predecir la carga
- Revisar las normas y criterios de expansión
- Mejorar el Factor de Potencia
- Mejorar el balance de las fases
- Manejar adecuadamente la carga de transformadores y usuarios

PERDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real para la economía. En efecto, esta energía es utilizada por algún usuario -suscriptor o no- pero la empresa recibe solo una parte de la retribución por el valor correspondiente a la prestación del servicio. Esta situación produce generalmente una asignación no óptima de los recursos de la economía y constituye una de las principales causas de dificultades financieras por parte de las empresas.

Una forma útil de clasificar las causas de pérdidas no técnicas y financieras es de acuerdo con su relación con las actividades administrativas de la empresa.

El proceso administrativo que la empresa efectúa sobre la energía distribuida puede dividirse en tres subprocesos para los cuales se identifica las siguientes pérdidas:

a) Registro de Consumos

Usuarios sin contador

- Conexiones ilegales
- Errores en estimación de consumos
- Errores en estimación de consumos propios no medidos
- Errores por instalaciones provisionales

Usuarios con contador

- Fraude
- Errores de medición de consumo
- Errores en procedimiento administrativo del registro de consumo

b) Facturación

- Mala información de suscriptores
- Mal uso de la Información

c) Recaudo

Es evidente que en una empresa, un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estrictamente periódica, unos procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales, son un reflejo de la incapacidad administrativa de la institución.

También, como consecuencia de lo anterior, estas empresas tienden a tener una cartera morosa elevada.

La estimación global de las pérdidas no técnicas, involucra la estimación de las pérdidas técnicas obteniéndose las primeras por diferencia.

Por lo tanto, la incertidumbre en el valor de las pérdidas no técnicas, aumenta cuando crece el error en la estimación de la energía disponible o de las pérdidas técnicas.

Además de esta estimación global, es necesario desagregar las pérdidas no técnicas según su distribución geográfica. Esto permite localizarlas con el fin de detectar las áreas más afectadas, en las cuales se debe iniciar prioritariamente el proceso de control.

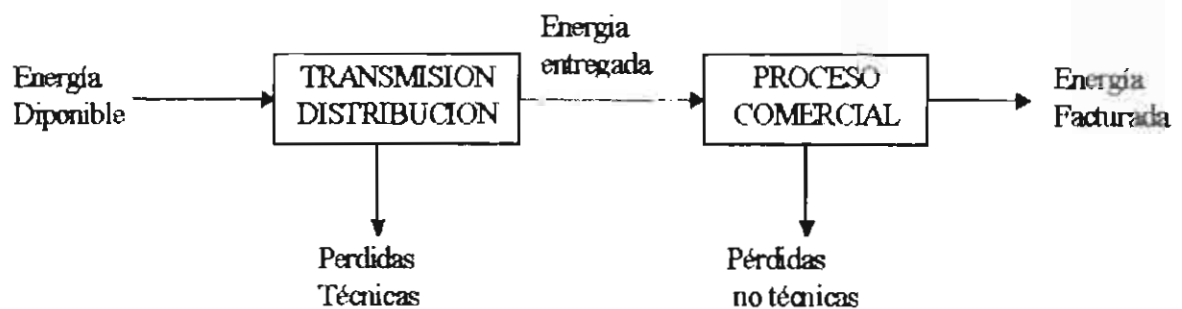
a) Fraude

El cálculo de la energía se basa en los siguientes supuestos:

- Factor de utilización real es el mismo para los usuarios que hacen fraude y para aquellos que no lo hacen.
 - La energía facturada es menor para los usuarios que hacen fraude
- De los resultados de muestreos se obtienen los valores esperados de pérdidas, los cuales se extrapolan al conjunto de la población
- La revisión de las instalaciones de medida y de las acometidas, constituye la herramienta más efectiva para la detección de infractores y para el control de las pérdidas no técnicas.
- Usuarios no Suscriptores

Esta persigue dos fines:

- a) Identificar las instalaciones con medidores defectuosos o alterados
- b) Servir como datos muestrales para la estimación de pérdidas debidas a fraude, las cuales se recomienda utilizar una muestra estratificada.



Distribución de la energía con sus respectivas pérdidas

La característica más relevante de este tipo de consumo es la de presentarse en los sectores de bajos ingresos, generalmente comunidades marginales o subnormales.

La estimación de la energía consumida por estos usuarios se puede realizar por medio de extrapolación de valores individuales obtenidas por muestreo, sea en consumidores individuales o en circuitos completos o ambos.

Otra forma de estimar la energía consumida consiste en la correlación con grupos de consumidores con características socioeconómicas similares.

Una alternativa a los métodos anteriores es la instalación de medidores comunales por sector.

b) Errores en la Estimación de los Consumos

Estos errores son de dos tipos:

- Los derivados de mediciones defectuosas y
- Los producidos por estimación del consumo de algunos usuarios.

Los primeros tienen su origen en la descalibración propia de los medidores y en los errores de los montajes de los equipos de medición. Las causas principales de este tipo de errores son: Error intrínseco del aparato, descalibración, daño del medidor, envejecimiento y error en el montaje de los transformadores de corriente o potencial.

La principal medida de control consiste en reemplazar medidores defectuosos por nuevos y ajustar los descalibrados.

Las medidas deben incluir un programa de revisión de medidores de acuerdo con la prioridad que puede ser la siguiente. Plantas generadoras, puntos de intercambio, subestaciones, grandes consumidores y resto de consumidores.

RECOMENDACIONES OPERATIVAS

Se ha encontrado que una eficiente labor administrativa de una empresa redunde en un menor nivel de pérdidas. Por lo tanto, las empresas que tengan un elevado nivel de pérdidas deben ser conscientes de la necesidad de adoptar los mecanismos administrativos que permitan lograr el objetivo de disminuirlas.

El objetivo de una operación eficiente que redunde en una mejor prestación del servicio debe estar en lo posible, en el objetivo social de cada empresa.

Las áreas prioritarias de desempeño u objetivos principales de las empresas deben ser, entre otras:

- Atención al consumidor
- Desempeño económico - financiero
- Eficiencia operacional (incluyendo mantener bajo el nivel de pérdidas)
- Capacidad de innovación tecnológica
- Preservación del medio ambiente

El logro de los objetivos anteriores requiere de una estructura organizacional adecuada, un conjunto de métodos y procedimientos, un sistema de información, la infraestructura necesaria y el compromiso de los recursos humanos con los objetivos propuestos.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

La estructura organizacional debe basarse en métodos modernos de organización de acuerdo con los patrones comúnmente aceptados y en concordancia con las funciones de la organización.

En lo referente a las pérdidas eléctricas, se recomienda que la función de control de ellas, esté bajo la responsabilidad de una dependencia específica creada para este propósito y reportada directamente a los niveles altos en la organización.

Esta dependencia puede establecer programas y proyectos relacionados con la reducción y control de pérdidas.

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

En una empresa de energía eléctrica existen múltiples procedimientos: De ventas, financieros, de operación, de mantenimiento, etc.

La formulación adecuada de éstos permite a la empresa lograr los objetivos planteados.

Para la elaboración de procedimientos administrativos se deben tomar en cuenta los siguientes criterios básicos:

- Inclusión de controles para detectar errores
- Correspondencia entre la forma como se divide el trabajo y como se ejecutan los procedimientos.
- Sujeción a las normas
- Determinación precisa de la competencia para tomar decisiones.

INFRAESTRUCTURA PARA EL CONTROL Y REDUCCION DE PERDIDAS

Para el adecuado control y reducción de las pérdidas se requiere de los siguientes elementos:

- Recursos humanos adecuadamente motivados, entrenados y remunerados según el trabajo realizado.
- Soporte legal para castigar las acciones ilícitas que permita a la empresa reaccionar cuando se descubren tales acciones.
- Sistema de información que soporte eficientemente la toma de decisiones.

ORGANIZACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La complejidad del manejo de un Sistema de Distribución, requiere de procedimientos organizados para no perder su control, debe tomarse en cuenta que es un sistema **DINAMICO** por lo que requiere de constante atención para dar soluciones aceptables.

Los valores de carga instalada y los consumos de energía deberán ser revisados periódicamente hasta que estos sean confirmados y/o modificados en base a resultados de estudios de demanda por parte de las empresas eléctricas, pero fundamentalmente en sujeción a los datos estadísticos que las mismas elaboren y/o los conformen.

En todo caso, se efectuarán las consultas respectivas a los organismos pertinentes.

El uso de computadoras, base de datos y técnicas computacionales basadas en algoritmos matemáticos ayudan a la sistematización del manejo de grandes cantidades de datos y es posiblemente la única manera de manejar con racionalidad un sistema de distribución.

La cantidad de alternativas posibles en la solución de los problemas, obliga al uso de técnicas matemáticas de optimización en los modelos de planificación.

ANEXO 1

FECHAS DE LOS PLANES DE TRABAJO

33-90

DISTRIBUTIVO DE LECTURAS

PLAN	01/96 ENERO			02/96 FEBRERO			03/96 MARZO			04/96 ABRIL		
	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON
1	95/11/16	95/12/16	30	95/12/15	96/01/16	32	96/01/16	96/02/16	30	96/02/15	96/03/16	29
	95/11/16	95/12/18	32	95/12/18	96/01/17	30	96/01/17	96/02/16	30	96/02/16	96/03/18	31
2	95/11/16	95/12/18	32	95/12/18	96/01/17	30	96/01/17	96/02/16	30	96/02/16	96/03/18	31
	95/11/17	95/12/19	32	95/12/19	96/01/18	30	96/01/18	96/02/19	32	96/02/19	96/03/19	29
3	95/11/17	95/12/19	32	95/12/19	96/01/18	30	96/01/18	96/02/19	32	96/02/19	96/03/19	29
	95/11/20	95/12/20	30	95/12/20	96/01/19	30	96/01/19	96/02/20	32	96/02/20	96/03/20	29
4	95/11/20	95/12/20	30	95/12/20	96/01/19	30	96/01/19	96/02/20	32	96/02/20	96/03/20	29
	ESTIM.	96/12/21		95/12/21	96/01/22	32	96/01/22	96/02/21	30	96/02/21	96/03/21	29
	95/11/22	95/12/22	30	95/12/22	96/01/23	32	96/01/23	96/02/22	30	96/02/22	96/03/22	29
5	95/11/22	95/12/22	30	96/12/22	96/01/23	32	96/01/23	96/02/22	30	96/02/22	96/03/22	29
	95/11/23	ESTIM.		ESTIM.	96/01/24		96/01/24	96/02/23	30	96/02/23	96/03/25	31
6	95/11/23	ESTIM.		ESTIM.	96/01/24		96/01/24	96/02/23	30	96/02/23	96/03/25	31
	95/11/24	95/12/26	32	95/12/26	96/01/25	30	96/01/25	96/02/26	32	96/02/26	96/03/26	29
7	95/11/24	95/12/26	32	95/12/26	96/01/25	30	96/01/25	96/02/26	32	96/02/26	96/03/26	29
	95/11/27	95/12/27	30	95/12/27	96/01/26	30	96/01/26	96/02/27	32	96/02/27	96/03/27	29
8	95/11/27	95/12/27	30	95/12/27	96/01/26	30	96/01/26	96/02/27	32	96/02/27	96/03/27	29
	95/11/28	95/12/28	30	95/12/28	96/01/29	32	96/01/29	96/02/28	30	96/02/28	96/03/28	29
	95/11/29	95/12/29	30	95/12/29	96/01/30	32	96/01/30	ESTIM.		ESTIM.	96/03/29	
9	95/11/29	95/12/29	30	95/12/29	96/01/30	32	96/01/30	ESTIM.		ESTIM.	96/03/29	
	95/11/30	ESTIM.		ESTIM.	96/01/31		96/01/31	96/02/29	29	96/02/29	96/04/01	32
10	95/11/30	ESTIM.		ESTIM.	96/01/31		96/01/31	96/02/29	29	96/02/29	96/04/01	32
	95/12/01	96/01/02	32	96/01/02	96/02/01	30	96/02/01	96/03/01	29	96/03/01	96/04/02	32
11	95/12/01	96/01/02	32	96/01/02	96/02/01	30	96/02/01	96/03/01	29	96/03/01	96/04/02	32
	95/12/04	96/01/03	30	96/01/03	96/02/02	30	96/02/02	96/03/04	31	96/03/04	96/04/03	30
12	95/12/04	96/01/03	30	96/01/03	96/02/02	30	96/02/02	96/03/04	31	96/03/04	96/04/03	30
	95/12/05	96/01/04	30	96/01/04	96/02/05	32	96/02/05	96/03/05	29	96/03/05	96/04/04	30
13	95/12/05	96/01/04	30	96/01/04	96/02/05	32	96/02/05	96/03/05	29	96/03/05	96/04/04	30
	95/12/07	96/01/05	29	96/01/05	96/02/06	32	96/02/06	96/03/06	29	96/03/06	ESTIM.	
14	95/12/07	96/01/05	29	96/01/05	96/02/06	32	96/02/06	96/03/06	29	96/03/06	ESTIM.	
	95/12/08	96/01/08	31	96/01/08	96/02/07	30	96/02/07	96/03/07	29	96/03/07	96/04/08	32
15	95/12/08	96/01/08	31	96/01/08	96/02/07	30	96/02/07	96/03/07	29	96/03/07	96/04/08	32
	ESTIM.	96/01/09		96/01/09	96/02/08	30	96/02/08	96/03/08	29	96/03/08	96/04/09	32
	95/12/11	96/01/10	30	96/01/10	96/02/09	30	96/02/09	96/03/11	31	96/03/11	96/04/10	30
16	95/12/11	96/01/10	30	96/01/10	96/02/09	30	96/02/09	96/03/11	31	96/03/11	96/04/10	30
	95/12/12	96/01/11	30	96/01/11	96/02/12	32	96/02/12	96/03/12	29	96/03/12	96/04/11	30
17	95/12/12	96/01/11	30	96/01/11	96/02/12	32	96/02/12	96/03/12	29	96/03/12	96/04/11	30
	95/12/13	96/01/12	30	96/01/12	96/02/13	32	96/02/13	96/03/13	29	96/03/13	96/04/12	30
18	95/12/13	96/01/12	30	96/01/12	96/02/13	32	96/02/13	96/03/13	29	96/03/13	96/04/12	30
	95/12/14	96/01/15	32	96/01/15	96/02/14	30	96/02/14	96/03/14	29	96/03/14	96/04/15	32

Elaborado por:

Revisado por:

Visto Bueno

Aprobado

Sta. Yolanda Zurita

Sr. Alberto Cobos

Sr. Edgar Ponce

Ing Byron Muñoz

DISTRIBUITIVO DE LECTURAS

PLAN	05/96 MAYO			06/96 JUNIO			07/96 JULIO			08/96 AGOSTO		
	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON
1	96/03/15	96/04/16	32	96/04/16	96/05/16	30	96/05/16	96/06/17	32	96/06/17	96/07/16	29
	96/03/18	96/04/17	30	96/04/17	96/05/17	30	96/05/17	96/06/18	32	96/06/18	96/07/17	29
2	96/03/18	96/04/17	30	96/04/17	96/05/17	30	96/05/17	96/06/18	32	96/06/18	96/07/17	29
	96/03/19	96/04/18	30	96/04/18	96/05/20	32	96/05/20	96/06/19	30	96/06/19	96/07/18	29
3	96/03/19	96/04/18	30	96/04/18	96/05/20	32	96/05/20	96/06/19	30	96/06/19	96/07/18	29
	96/03/20	96/04/19	30	96/04/19	96/05/21	32	96/05/21	96/06/20	30	96/06/20	96/07/19	29
4	96/03/20	96/04/19	30	96/04/19	96/05/21	32	96/05/21	96/06/20	30	96/06/20	96/07/19	29
	96/03/21	96/04/22	32	96/04/22	96/05/22	30	96/05/22	96/06/21	30	96/06/21	96/07/20	31
	96/03/22	96/04/23	32	96/04/23	96/05/23	30	96/05/23	96/06/24	32	96/06/24	96/07/23	28
5	96/03/22	96/04/23	32	96/04/23	96/05/23	30	96/05/23	96/06/24	32	96/06/24	96/07/23	29
	96/03/25	96/04/24	30	96/04/24	ESTIM.		ESTIM.	96/06/25		96/06/25	96/07/24	29
6	96/03/25	96/04/24	30	96/04/24	ESTIM.		ESTIM.	96/06/25		96/06/25	96/07/24	29
	96/03/26	96/04/25	30	96/04/25	96/05/22	32	96/05/22	96/06/26	30	96/06/26	96/07/25	29
7	96/03/26	96/04/25	30	96/04/25	96/05/22	32	96/05/22	96/06/26	30	96/06/26	96/07/25	29
	96/03/27	96/04/26	30	96/04/26	96/05/26	32	96/05/26	96/06/27	30	96/06/27	96/07/26	29
8	96/03/27	96/04/26	30	96/04/26	96/05/26	32	96/05/26	96/06/27	30	96/06/27	96/07/26	29
	96/03/28	96/04/29	32	96/04/29	96/05/29	30	96/05/29	96/06/28	30	96/06/28	96/07/29	31
9	96/03/29	96/04/30	32	96/04/30	96/05/30	30	96/05/30	96/07/01	32	96/07/01	96/07/30	29
	96/03/29	96/04/30	32	96/04/30	96/05/30	30	96/05/30	96/07/01	32	96/07/01	96/07/30	29
10	96/04/01	ESTIM.		ESTIM.	96/05/31		96/05/31	96/07/02	32	96/07/02	96/07/31	29
	96/04/01	ESTIM.		ESTIM.	96/05/31		96/05/31	96/07/02	32	96/07/02	96/07/31	29
11	96/04/02	96/05/02	30	96/05/02	96/06/03	32	96/06/03	96/07/03	30	96/07/03	96/08/01	29
	96/04/03	96/05/03	30	96/05/03	96/06/04	32	96/06/04	96/07/04	30	96/07/04	96/08/02	29
12	96/04/03	96/05/03	30	96/05/03	96/06/04	32	96/06/04	96/07/04	30	96/07/04	96/08/02	29
	96/04/04	96/05/06	32	96/05/06	96/06/05	30	96/06/05	96/07/05	30	96/07/05	96/08/05	31
13	96/04/04	96/05/06	32	96/05/06	96/06/05	30	96/06/05	96/07/05	30	96/07/05	96/08/05	31
	ESTIM.	96/05/07		96/05/07	96/06/06	30	96/06/06	96/07/06	32	96/07/06	96/08/06	29
14	ESTIM.	96/05/07		96/05/07	96/06/06	30	96/06/06	96/07/06	32	96/07/06	96/08/06	29
	96/04/08	96/05/08	30	96/05/08	96/06/07	30	96/06/07	96/07/09	32	96/07/09	96/08/07	29
15	96/04/08	96/05/08	30	96/05/08	96/06/07	30	96/06/07	96/07/09	32	96/07/09	96/08/07	29
	96/04/09	96/05/09	30	96/05/09	96/06/10	32	96/06/10	96/07/10	30	96/07/10	96/08/08	29
	96/04/10	96/05/10	30	96/05/10	96/06/11	32	96/06/11	96/07/11	30	96/07/11	96/08/08	29
16	96/04/10	96/05/10	30	96/05/10	96/06/11	32	96/06/11	96/07/11	30	96/07/11	96/08/09	29
	96/04/11	96/05/13	32	96/05/13	96/06/12	30	96/06/12	96/07/12	30	96/07/12	96/08/12	31
17	96/04/11	96/05/13	32	96/05/13	96/06/12	30	96/06/12	96/07/12	30	96/07/12	96/08/12	31
	96/04/12	96/05/14	32	96/05/14	96/06/13	30	96/06/13	ESTIM.		ESTIM.	96/08/13	
18	96/04/12	96/05/14	32	96/05/14	96/06/13	30	96/06/13	ESTIM.		ESTIM.	96/08/13	
	96/04/15	96/05/15	30	96/05/15	96/06/14	30	96/06/14	96/07/15	31	96/07/15	96/08/14	30

Elaborado por

Revisado por

Visto Bueno

Aprobado

Srta Yolanda Zurita

Sr Alberto Cobos

Sr Edger Ponce

Ing Byron Muñoz



OK

DISTRIBUTIVO DE LECTURAS												
PLAN	09/96 SEPTIEMBRE			10/96 OCTUBRE			11/96 NOVIEMBRE			12/96 DICIEMBRE		
	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON
1	96/07/16	96/08/15	30	96/08/15	96/09/16	32	96/09/16	96/10/16	30	96/10/16	96/11/15	30
	96/07/17	96/08/16	30	96/08/16	96/09/17	32	96/09/17	96/10/17	30	96/10/17	96/11/18	32
2	96/07/17	96/08/16	30	96/08/16	96/09/17	32	96/09/17	96/10/17	30	96/10/17	96/11/18	32
	96/07/18	96/08/19	32	96/08/19	96/09/18	30	96/09/18	96/10/18	30	96/10/18	96/11/19	32
3	96/07/18	96/08/19	32	96/08/19	96/09/18	30	96/09/18	96/10/18	30	96/10/18	96/11/19	32
	96/07/19	96/08/20	32	96/08/20	96/09/19	30	96/09/19	96/10/21	32	96/10/21	96/11/20	30
4	96/07/19	96/08/20	32	96/08/20	96/09/19	30	96/09/19	96/10/21	32	96/10/21	96/11/20	30
	96/07/22	96/08/21	30	96/08/21	96/09/20	30	96/09/20	96/10/22	32	96/10/22	ESTIM	
5	96/07/23	96/08/22	30	96/08/22	96/09/23	32	96/09/23	96/10/23	30	96/10/23	96/11/22	30
	96/07/23	96/08/22	30	96/08/22	96/09/23	32	96/09/23	96/10/23	30	96/10/23	96/11/22	30
6	96/07/23	96/08/22	30	96/08/22	96/09/23	32	96/09/23	96/10/23	30	96/10/23	96/11/22	30
	96/07/24	96/08/23	30	96/08/23	96/09/24	32	96/09/24	96/10/24	30	96/10/24	96/11/25	32
7	96/07/24	96/08/23	30	96/08/23	96/09/24	32	96/09/24	96/10/24	30	96/10/24	96/11/25	32
	96/07/25	96/08/26	32	96/08/26	96/09/25	30	96/09/25	96/10/25	30	96/10/25	96/11/26	32
8	96/07/25	96/08/26	32	96/08/26	96/09/25	30	96/09/25	96/10/25	30	96/10/25	96/11/26	32
	96/07/26	96/08/27	32	96/08/27	96/09/26	30	96/09/26	96/10/28	32	96/10/28	96/11/27	30
9	96/07/26	96/08/27	32	96/08/27	96/09/26	30	96/09/26	96/10/28	32	96/10/28	96/11/27	30
	96/07/29	96/08/28	30	96/08/28	96/09/27	30	96/09/27	96/10/29	32	96/10/29	96/11/28	30
10	96/07/29	96/08/28	30	96/08/28	96/09/27	30	96/09/27	96/10/29	32	96/10/29	96/11/28	30
	96/07/30	96/08/29	30	96/08/29	96/09/30	32	96/09/30	96/10/30	30	96/10/30	96/11/29	30
11	96/07/30	96/08/29	30	96/08/29	96/09/30	32	96/09/30	96/10/30	30	96/10/30	96/11/29	30
	96/07/31	96/08/30	30	96/08/30	96/10/01	32	96/10/01	96/10/31	30	96/10/31	96/12/02	32
12	96/07/31	96/08/30	30	96/08/30	96/10/01	32	96/10/01	96/10/31	30	96/10/31	96/12/02	32
	96/08/01	96/09/02	32	96/09/02	96/10/02	30	96/10/02	96/11/01	30	96/11/01	96/12/03	32
13	96/08/01	96/09/02	32	96/09/02	96/10/02	30	96/10/02	96/11/01	30	96/11/01	96/12/03	32
	96/08/02	96/09/03	32	96/09/03	96/10/03	30	96/10/03	96/11/04	32	96/11/04	96/12/04	30
14	96/08/02	96/09/03	32	96/09/03	96/10/03	30	96/10/03	96/11/04	32	96/11/04	96/12/04	30
	96/08/05	96/09/04	30	96/09/04	96/10/04	30	96/10/04	96/11/05	32	96/11/05	96/12/05	30
15	96/08/05	96/09/04	30	96/09/04	96/10/04	30	96/10/04	96/11/05	32	96/11/05	96/12/05	30
	96/08/06	96/09/05	30	96/09/05	96/10/07	32	96/10/07	96/11/06	30	96/11/06	96/12/06	30
16	96/08/06	96/09/05	30	96/09/05	96/10/07	32	96/10/07	96/11/06	30	96/11/06	96/12/06	30
	96/08/07	96/09/06	30	96/09/06	96/10/08	32	96/10/08	96/11/07	30	96/11/07	96/12/08	32
17	96/08/07	96/09/06	30	96/09/06	96/10/08	32	96/10/08	96/11/07	30	96/11/07	96/12/08	32
	96/08/08	96/09/09	32	96/09/09	ESTIM		ESTIM	96/11/08		96/11/08	96/12/10	32
18	96/08/09	96/09/10	32	96/09/10	96/10/10	30	96/10/10	96/11/11	32	96/11/11	96/12/11	30
	96/08/10	96/09/10	32	96/09/10	96/10/10	30	96/10/10	96/11/11	32	96/11/11	96/12/11	30
19	96/08/12	96/09/11	30	96/09/11	96/10/11	30	96/10/11	96/11/12	32	96/11/12	96/12/12	30
	96/08/12	96/09/11	30	96/09/11	96/10/11	30	96/10/11	96/11/12	32	96/11/12	96/12/12	30
20	96/08/12	96/09/11	30	96/09/11	96/10/11	30	96/10/11	96/11/12	32	96/11/12	96/12/12	30
	96/08/13	96/09/12	30	96/09/12	96/10/14	32	96/10/14	96/11/13	30	96/11/13	96/12/13	30
21	96/08/13	96/09/12	30	96/09/12	96/10/14	32	96/10/14	96/11/13	30	96/11/13	96/12/13	30
	96/08/14	96/09/13	30	96/09/13	96/10/15	32	96/10/15	96/11/14	30	96/11/14	96/12/16	32

Elaborado por:

Revisado por:

Visto Bueno

Aprobada

Sra Yolanda Zurita

Sr Alberto Cobos

Sr. Edgar Ponce

Ing Byron Muñoz

00

DISTRIBUITIVO DE LICENCIAS												
P L A N	01/97 ENERO			02/97 FEBRERO			03/97 MARZO			04/97 ABRIL		
	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON	F. ANT.	F. ACT.	CON
1	96/11/15	96/12/17	32	96/12/17	97/01/16	30	97/01/19	97/02/17	32	97/02/17	97/03/17	28
	96/11/18	96/12/18	30	96/12/18	97/01/17	30	97/01/17	97/02/18	32	97/02/18	97/03/18	28
2	96/11/18	96/12/19	30	96/12/18	97/01/17	30	97/01/17	97/02/18	32	97/02/18	97/03/18	28
	96/11/19	96/12/19	30	96/12/19	97/01/20	32	97/01/20	97/02/19	30	97/02/19	97/03/19	28
3	96/11/19	96/12/19	30	96/12/19	97/01/20	32	97/01/20	97/02/19	30	97/02/19	97/03/19	28
	96/11/20	96/12/20	30	96/12/20	97/01/21	32	97/01/21	97/02/20	30	97/02/20	97/03/20	28
4	96/11/20	96/12/20	30	96/12/20	97/01/21	32	97/01/21	97/02/20	30	97/02/20	97/03/20	28
	ESTIM	96/12/23	#####	96/12/23	97/01/22	30	97/01/22	97/02/21	30	97/02/21	97/03/21	28
	96/11/22	96/12/24	32	96/12/24	97/01/23	30	97/01/23	97/02/24	32	97/02/24	97/03/24	28
5	96/11/22	96/12/24	32	96/12/24	97/01/23	30	97/01/23	97/02/24	32	97/02/24	97/03/24	28
	96/11/25	ESTIM	#####	ESTIM	97/01/24	#####	97/01/24	97/02/25	32	97/02/25	97/03/25	28
6	96/11/25	ESTIM	#####	ESTIM	97/01/24	#####	97/01/24	97/02/25	32	97/02/25	97/03/25	28
	96/11/26	96/12/26	30	96/12/26	97/01/27	32	97/01/27	97/02/26	30	97/02/26	97/03/26	28
7	96/11/26	96/12/26	30	96/12/26	97/01/27	32	97/01/27	97/02/26	30	97/02/26	97/03/26	28
	96/11/27	96/12/27	30	96/12/27	97/01/29	32	97/01/29	97/02/27	30	97/02/27	97/03/27	28
8	96/11/27	96/12/27	30	96/12/27	97/01/28	32	97/01/28	97/02/27	30	97/02/27	97/03/27	28
	96/11/28	96/12/30	32	96/12/30	97/01/29	30	97/01/29	97/02/28	30	97/02/28	ESTIM	#####
9	96/11/28	96/12/30	32	96/12/30	97/01/29	30	97/01/29	97/02/28	30	97/02/28	ESTIM	#####
	96/11/29	96/12/31	32	96/12/31	97/01/30	30	97/01/30	ESTIM	#####	ESTIM	97/03/31	#####
	96/12/02	ESTIM	#####	ESTIM	97/01/31	#####	97/01/31	97/03/03	31	97/03/03	97/04/01	29
10	96/12/02	ESTIM	#####	ESTIM	97/01/31	#####	97/01/31	97/03/03	31	97/03/03	97/04/01	29
	96/12/03	97/01/02	30	97/01/02	97/02/03	32	97/02/03	97/03/04	29	97/03/04	97/04/02	29
11	96/12/03	97/01/02	30	97/01/02	97/02/03	32	97/02/03	97/03/04	29	97/03/04	97/04/02	29
	96/12/04	97/01/03	30	97/01/03	97/02/04	32	97/02/04	97/03/05	29	97/03/05	97/04/03	29
12	96/12/04	97/01/03	30	97/01/03	97/02/04	32	97/02/04	97/03/05	29	97/03/05	97/04/03	29
	96/12/05	97/01/06	32	97/01/06	97/02/05	30	97/02/05	97/03/06	29	97/03/06	97/04/04	29
13	96/12/05	97/01/06	32	97/01/06	97/02/05	30	97/02/05	97/03/06	29	97/03/06	97/04/04	29
	96/12/06	97/01/07	32	97/01/07	97/02/06	30	97/02/06	97/03/07	29	97/03/07	97/04/07	31
14	96/12/06	97/01/07	32	97/01/07	97/02/06	30	97/02/06	97/03/07	29	97/03/07	97/04/07	31
	96/12/09	97/01/08	30	97/01/08	97/02/07	30	97/02/07	97/03/10	31	97/03/10	97/04/08	29
15	96/12/09	97/01/08	30	97/01/08	97/02/07	30	97/02/07	97/03/10	31	97/03/10	97/04/08	29
	96/12/10	97/01/09	30	97/01/09	97/02/10	32	97/02/10	97/03/11	29	97/03/11	97/04/09	29
	96/12/11	97/01/10	30	97/01/10	97/02/11	32	97/02/11	97/03/12	29	97/03/12	97/04/10	29
16	96/12/11	97/01/10	30	97/01/10	97/02/11	32	97/02/11	97/03/12	29	97/03/12	97/04/10	29
	96/12/12	97/01/13	32	97/01/13	97/02/12	30	97/02/12	97/03/13	29	97/03/13	97/04/11	29
17	96/12/12	97/01/13	32	97/01/13	97/02/12	30	97/02/12	97/03/13	29	97/03/13	97/04/11	29
	96/12/13	97/01/14	32	97/01/14	97/02/13	30	97/02/13	97/03/14	29	97/03/14	97/04/14	31
18	96/12/13	97/01/14	32	97/01/14	97/02/13	30	97/02/13	97/03/14	29	97/03/14	97/04/14	31
	96/12/15	97/01/15	30	97/01/15	97/02/14	30	97/02/14	ESTIM	#####	ESTIM	97/04/15	#####

Elaborado por

Revisado por

Visto Bueno

Aprobado

Sra Yolanda Zurita

Sr Alberto Cobas

Sr Edgar Ponce

Ing Brian Muñoz

ANEXO 2

**RELACION DE LAS RUTAS DE LECTURAS CON
LOS ALIMENTADORES Y PLANES DE TRABAJO**

RELACION EN PORCENTAJES DE LAS RUTAS DE LECTORES CON CADA ALIMENTADOR DEL SECTOR Y SU RESPECTIVO PLAN DE TRABAJO

RELACION DE LOS ALIMENTADORES CON LAS RUTAS DE LECTORES			
SECTORES	Rutas de lectores	ALIMENTADORES	Planes de trabajo
SECTOR 07	Ruta 02	10C(20%),10C(5%)	Plan 33
	Ruta 04	10C(60%),32A(10%)	Plan 33
	Ruta 06	-----	Plan 33
	Ruta 08	32A(95%)	Plan 33
	Ruta 10	32A(100%)	Plan 33
	Ruta 12	32A(100%)	Plan 33
	Ruta 14	32A(100%)	Plan 33
	Ruta 16	32A(100%)	Plan 33
	Ruta 18	32A(100%)	Plan 33
	Ruta 20	32A(100%)	Plan 33
	Ruta 22	32A(100%)	Plan 33
	Ruta 24	32A(70%),32C(30%)	Plan 33
	Ruta 26	32A(60%),32C(40%)	Plan 33
	Ruta 28	32A(100%)	Plan 34
SECTOR 08	Ruta 02	-----	Plan 31
	Ruta 04	10C(90%)	Plan 31
	Ruta 06	10C(70%)	Plan 31
	Ruta 08	10C(30%)	Plan 31
	Ruta 10	10C(10%)	Plan 31
	Ruta 12	10C(50%)	Plan 31
	Ruta 14	-----	Plan 31
	Ruta 16	-----	Plan 31
	Ruta 17	10C(10%)	Plan 31
Ruta 18	-----	Plan 31	
SECTOR 06	Ruta 02	10C(90%),10D(10%)	Plan 31
	Ruta 04	10C(100%),	Plan 31
	Ruta 06	10C(70%),10D(30%)	Plan 31
	Ruta 08	10C(50%),10D(50%)	Plan 31
SECTOR 02	Ruta 02	09C(20%)	Plan 34
	Ruta 04	-----	Plan 34
	Ruta 06	-----	Plan 34
	Ruta 07	-----	Plan 34
	Ruta 08	-----	Plan 34
	Ruta 09	-----	Plan 34
	Ruta 11	-----	Plan 34
	Ruta 12	-----	Plan 34

RELACION EN PORCENTAJES DE LAS RUTAS DE LECTORES CON CADA ALIMENTADOR DEL SECTOR Y SU RESPECTIVO PLAN DE TRABAJO

	Ruta 13	-----	Plan 34
	Ruta 14	-----	Plan 34
	Ruta 16	-----	Plan 34
	Ruta 17	-----	Plan 34
	Ruta 18	-----	Plan 34
	Ruta 20	09C(10%)	Plan 34
SECTOR 04	Ruta 02	09C(10%), 09D(90%)	Plan 30
	Ruta 04	09C(40%), 09A(60%)	Plan 30
	Ruta 06	09C(50%), 09D(50%)	Plan 30
	Ruta 08	09C(30%), 09D(70%)	Plan 31
	Ruta 10	09C(20%), 09D(80%)	Plan 31
	Ruta 12	09C(20%), 09D(80%)	Plan 31
SECTOR 01	Ruta 03	09C(100%)	Plan 33
	Ruta 05	09C(100%)	Plan 33
	Ruta 07	09C(100%)	Plan 33
	Ruta 09	09C(100%)	Plan 33
	Ruta 11	09C(20%)	Plan 33
	Ruta 13	09C(10%)	Plan 33
	Ruta 15	-----	Plan 33
	Ruta 17	09C(10%)	Plan 33
	Ruta 19	09C(40%)	Plan 33
	Ruta 21	-----	Plan 33
	Ruta 23	-----	Plan 33
	Ruta 25	-----	Plan 33
	Ruta 27	-----	Plan 33
	Ruta 29	-----	Plan 33
	Ruta 31	-----	Plan 33
	Ruta 33	-----	Plan 33
	Ruta 35	09C(30%)	Plan 33
	Ruta 37	-----	Plan 33
	Ruta 39	-----	Plan 33
	Ruta 41	-----	Plan 33
	Ruta 43	-----	Plan 33
	Ruta 45	-----	Plan 33
	Ruta 47	-----	Plan 33
SECTOR 03	Ruta 03	09D(80%), 09C(20%)	Plan 29
	Ruta 05	09C(100%)	Plan 29
	Ruta 07	09C(100%)	Plan 29
	Ruta 09	09C(100%)	Plan 29
	Ruta 11	09C(100%)	Plan 29

RELACION EN PORCENTAJES DE LAS RUTAS DE LECTORES CON CADA ALIMENTADOR DEL SECTOR Y SU RESPECTIVO PLAN DE TRABAJO

	Ruta 13	09C(100%)	Plan 29
	Ruta 15	09C(100%)	Plan 29
	Ruta 17	09D(90%), 09C(10%)	Plan 29
	Ruta 19	09D(100%)	Plan 30
	Ruta 21	09D(100%)	Plan 30
	Ruta 23	09D(100%)	Plan 30
	Ruta 25	09D(100%)	Plan 30
SECTOR 05	Ruta 03	10D(20%), 53F(50%)	Plan 30
	Ruta 05	09D(5%), 53F(95%)	Plan 30
	Ruta 07	53F(100%)	Plan 30
	Ruta 09	53F(100%)	Plan 30
	Ruta 11	09A(10%), 09D(40%), 53F(50%)	Plan 30
	Ruta 13	09D(50%), 09A(10%), 53F(30%)	Plan 30
	Ruta 15	09A(15%), 53F(85%)	Plan 30
	Ruta 17	53F(100%)	Plan 30
	Ruta 19	09C(10%), 53F(20%)	Plan 30
	Ruta 21	-----	Plan 30
	Ruta 23	09C(90%)	Plan 30
SECTOR 18	Ruta 02	12B(100%)	Plan 23
	Ruta 04	12B(100%)	Plan 23
	Ruta 05	12B(100%)	Plan 23
	Ruta 06	12B(100%)	Plan 23
	Ruta 12	12B(100%)	Plan 23
	Ruta 14	12B(100%)	Plan 26
SECTOR 16	Ruta 02	10B(15%), 32E(15%), 12A(65%), 12D(5%)	Plan 27
	Ruta 04	12D(5%), 10B(10%), 12A(85%)	Plan 27
	Ruta 06	12A(100%)	Plan 27
	Ruta 08	12D(10%), 12A(90%)	Plan 27
	Ruta 10	12D(10%), 12A(90%)	Plan 27
	Ruta 12	12D(5%), 12A(95%)	Plan 27
	Ruta 14	32C(20%), 12A(80%)	Plan 27
	Ruta 16	32C(50%), 12A(50%)	Plan 27
	Ruta 18	12A(100%)	Plan 27
	Ruta 20	12A(100%)	Plan 27
SECTOR 14	Ruta 02	53D(10%), 24D(10%), 53E(80%)	Plan 31
	Ruta 04	53D(10%), 53E(90%)	Plan 31
	Ruta 06	53D(90%), 53E(10%)	Plan 31
	Ruta 08	53D(80%), 53E(20%)	Plan 31
	Ruta 12	53D(20%), 32B(75%), 24D(5%)	Plan 31

RELACION EN PORCENTAJES DE LAS RUTAS DE LECTORES CON CADA ALIMENTADOR DEL SECTOR Y SU RESPECTIVO PLAN DE TRABAJO

	Ruta 14	32B(40%), 12D(30%), 32E(30%),	Plan 31
	Ruta 16	32B(20%), 12D(10%), 32C(10%), 32E(40%), 53E(20%)	Plan 31
	Ruta 18	53D(95%), 32E(5%)	Plan 31
	Ruta 20	53D(60%), 32E(40%)	Plan 31
	Ruta 22	32E(100%)	Plan 31
	Ruta 24	32E(100%)	Plan 31
	Ruta 28	32E(40%), 53D(50%), 32C(10%)	Plan 31
	Ruta 30	32E(90%), 32C (10%)	Plan 31
	Ruta 32	53D(5%), 32E(45%), 32C (50%)	Plan 31
	Ruta 34	32C(100%)	Plan 31
	Ruta 36	32E(85%), 10B(15%)	Plan 31
	Ruta 38	12A(90%), 12D(10%)	Plan 31
	Ruta 40	10B(40%), 32E(25%), 12A(35%),	Plan 31
	Ruta 42	10B(60%), 32E(40%),	Plan 31
	Ruta 46	10B(20%), 32E(20%), 12A(60%),	Plan 31
	Ruta 50	10B(30%), 32E(30%), 53D(40%)	Plan 31
SECTOR 12	Ruta 02	53C(100%)	Plan 32
	Ruta 04	53C(100%)	Plan 32
	Ruta 06	53C(100%)	Plan 32
	Ruta 08	09E(100%)	Plan 32
	Ruta 10	09E(100%)	Plan 32
	Ruta 12	09E(95%), 11C(5%)	Plan 32
	Ruta 14	09E(100%)	Plan 32
	Ruta 16	09E(100%)	Plan 32
	Ruta 18	09E(100%)	Plan 32
	Ruta 20	09E(100%)	Plan 32
	Ruta 22	09E(80%), 11D(15%), 11C(5%)	Plan 32
	Ruta 24	11D(100%)	Plan 32
	Ruta 26	11D(100%)	Plan 32
	Ruta 28	11D(100%)	Plan 32
	Ruta 30	11D(100%)	Plan 32
	Ruta 40	09E(90%), 09D(10%)	Plan 32
	Ruta 42	09D(5%), 09E(95%)	Plan 32
	Ruta 44	09E(100%)	Plan 32
	Ruta 45	09E(100%)	Plan 32
	Ruta 46	09D(100%)	Plan 32
SECTOR 22	Ruta 02	32B(70%), 24D(30%)	Plan 28
	Ruta 04	32B(60%), 24B(40%)	Plan 28

RELACION EN PORCENTAJES DE LAS RUTAS DE LECTORES CON CADA ALIMENTADOR DEL SECTOR Y SU RESPECTIVO PLAN DE TRABAJO

	Ruta 06	32B(20%), 24D(75%), 24B(5%)	Plan 28
	Ruta 08	32B(40%), 24D(60%)	Plan 28
	Ruta 10	32B(10%), 24D(90%)	Plan 28
	Ruta 12	32B(5%), 24D(90%), 24B(5%)	Plan 28
SECTOR 20	Ruta 02	24E(70%), 12B(15%)	Plan 27
	Ruta 03	24E(70%), 12B(15%)	Plan 27
	Ruta 04	24E(70%), 12B(15%)	Plan 27
	Ruta 06	24E(70%), 32B(30%)	Plan 27
	Ruta 08	24E(40%), 32B(60%)	Plan 27
	Ruta 10	24E(80%)	Plan 27
	Ruta 11	24E(90%), 32B (10%)	Plan 27
	Ruta 12	12B(80%), 32B(20%)	Plan 27
	Ruta 14	24E(95%), 32B(5%)	Plan 27
	Ruta 15	24E(15%), 12B(85%)	Plan 27
	Ruta 16	12B(100%)	Plan 27
	Ruta 18	12B(100%)	Plan 27
SECTOR 24	Ruta 02	24D(90%), 24E(10%)	Plan 24
	Ruta 04	24D(30%), 24A(20%), 24B (50%)	Plan 24
	Ruta 05	24D(10%), 24B (90%)	Plan 24
	Ruta 06	24B (100%)	Plan 24
	Ruta 08	24B (100%)	Plan 24
	Ruta 10	24B (100%)	Plan 24
	Ruta 12	24B (100%)	Plan 24
SECTOR 26	Ruta 02	11A(70%), 11C(30%)	Plan 30
	Ruta 04	11A(60%), 11C(40%)	Plan 30
	Ruta 06	11A(50%), 11C(50%)	Plan 30
	Ruta 08	11A(85%), 11C(15%)	Plan 30
	Ruta 10	11A(60%), 11C(40%)	Plan 30
	Ruta 12	11C(100%)	Plan 30
	Ruta 14	11C(100%)	Plan 30
	Ruta 16	11C(100%)	Plan 30
	Ruta 18	11C(100%)	Plan 30
	Ruta 19	11C(100%)	Plan 30
	Ruta 20	11C(95%), 11D(5%)	Plan 30
	Ruta 22	11B(100%)	Plan 30
	Ruta 24	11B(100%)	Plan 30
	Ruta 25	11B(100%)	Plan 30
	Ruta 26	11B(95%), 11D (5%)	Plan 30
	Ruta 28	11B(90%), 11D (10%)	Plan 30
	Ruta 30	11D (100%)	Plan 30

RELACION EN PORCENTAJES DE LAS RUTAS DE LECTORES CON CADA ALIMENTADOR DEL SECTOR Y SU RESPECTIVO PLAN DE TRABAJO

SECTOR 28	Ruta 32	11D (100%)	Plan 30	
	Ruta 02	11C(100%)	Plan 28	
	Ruta 04	11C(10%)	Plan 28	
	Ruta 06	-----	Plan 28	
	Ruta 08	----	Plan 28	
	Ruta 10	----	Plan 28	
	Ruta 12	----	Plan 28	
	Ruta 13	----	Plan 28	
	Ruta 14	11C(30%)	Plan 28	
	Ruta 16	11C(100%)	Plan 28	
	Ruta 17	11C(100%)	Plan 28	
	Ruta 18	11C(100%)	Plan 28	
	Ruta 20	11C(100%)	Plan 28	
	Ruta 22	-----	Plan 28	
	Ruta 23	-----	Plan 28	
	Ruta 24	----	Plan 28	
	Ruta 25	-----	Plan 28	
	Ruta 26	-----	Plan 28	
	Ruta 28	-----	Plan 28	
	Ruta 30	-----	Plan 28	
	Ruta 32	-----	Plan 28	
	Ruta 34	-----	Plan 28	
	Ruta 36	----	Plan 28	
	Ruta 40	11C(100%)	Plan 28	
	Ruta 41	11C(100%)	Plan 28	
	Ruta 42	11C(10%), 11B(90%)	Plan 28	
	Ruta 43	11C(10%), 11B(70%)	Plan 29	
	Ruta 44	11B(100%)	Plan 29	
	Ruta 45	11B(100%)	Plan 29	
	Ruta 50	11B(100%)	Plan 29	
	SECTOR 30	Ruta 02	24C(80%), 24F(20%)	Plan 29
		Ruta 03	24F(100%)	Plan 29
Ruta 04		24F(100%)	Plan 29	
Ruta 05		24F(60%), 24C(40%)	Plan 29	
Ruta 06		24C(100%)	Plan 29	
Ruta 08		24C(100%)	Plan 29	
Ruta 10		24C(100%)	Plan 29	
Ruta 12		24F(80%)	Plan 29	
Ruta 14		24C(20%)	Plan 29	
Ruta 16	-----	Plan 29		

RELACION EN PORCENTAJES DE LAS RUTAS DE LECTORES CON CADA ALIMENTADOR DEL SECTOR Y SU RESPECTIVO PLAN DE TRABAJO

	Ruta 17	24C(10%), 24A(70%)	Plan 29
	Ruta 18	24A(70%)	Plan 29
	Ruta 20	24A(70%)	Plan 29
	Ruta 22	24A(70%), 24E(10%)	Plan 29
	Ruta 23	24A(70%)	Plan 29
	Ruta 24	24A(10%), 24E(90%)	Plan 29
	Ruta 25	24A(60%), 24E(40%)	Plan 29
	Ruta 26	24A(10%), 24E(40%), 24C(20%), 24B(30%)	Plan 29
SECTOR 32	Ruta 02	24A(70%)	Plan 26
	Ruta 03	----	Plan 26
	Ruta 04	----	Plan 26
	Ruta 06	24A(10%)	Plan 26
	Ruta 08	----	Plan 26
	Ruta 10	----	Plan 26
	Ruta 12	----	Plan 26
	Ruta 14	----	Plan 26
	Ruta 16	----	Plan 26
	Ruta 18	----	Plan 26
	Ruta 20	----	Plan 26
	Ruta 22	24A(40%)	Plan 26
LOS VALORES QUE NO COMPLETAN EL 100% ES PORQUE ESTAN FUERA DE LA INFLUENCIA DE LOS ALIMENTADORES.			

ANEXO 3

**ENERGIA FACTURADA DE CADA UNA DE
LAS RUTAS PARA LAS 12 EMISIONES**

**CONSUMOS MENSUALES DE ENERGIA DESDE LA TERCERA EMISION DE 1996
HASTA LA SEGUNDA EMISION DE 1997 POR RUTA Y TOTALES**

PLAN,ZONA SECTORES Y RUTAS	EMISIONES DE 1996												EMISIONES DE 1997		ENERG. TOTAL SUMA(TOTAL) (KWh)
	MARZO 3	ABRIL 4	MAYO 5	JUNIO 6	JULIO 7	AGOS 8	SEPTIE 9	OCTUB 10	NOVIEM 11	DICIEMB 12	ENERO 1	FEBR 2			
33 30 07 002	44190	46618	45506	48509	43639	42467	45269	43540	50408	44886	40005	40124	535161		
33 30 07 004	59752	52808	55917	51886	54040	51194	59704	51228	60027	50141	52171	52171	651039		
33 30 07 006	39897	43937	42553	46326	47322	41155	46559	38405	45569	38118	40067	40067	509975		
33 30 07 008	42707	56523	42892	54574	55150	50651	55896	50408	51017	53347	49299	49279	611743		
33 30 07 010	34525	38882	36888	40713	37765	34849	38091	33170	40364	35414	36384	36384	443429		
33 30 07 012	29476	31971	31405	31961	33804	30655	34557	29720	33639	32974	33279	33279	386720		
33 30 07 014	39056	38020	35947	42984	39149	38673	42537	36104	38997	39082	39174	39174	468897		
33 30 07 016	34126	35544	37517	35652	36060	32663	38013	30984	39628	36186	31657	31657	419687		
33 30 07 018	32850	37746	29238	34593	35031	30770	34738	30844	32350	36293	34525	34525	403503		
33 30 07 020	60822	61386	60119	57529	68115	59527	64859	64336	64059	64134	63657	63657	752200		
33 30 07 022	44402	47632	48639	52750	47033	44321	49285	49622	53883	49353	49287	49287	585494		
33 30 07 024	77174	71735	78226	80873	76949	74414	79215	75208	77735	74738	77310	77241	920818		
33 30 07 026	57030	58675	60301	59550	58171	56022	61165	52773	56721	59163	60287	61113	700971		
34 30 07 028	36899	36872	39692	37809	39913	36475	39075	38811	42396	36865	39169	39156	463132		
31 30 08 002	41464	45457	47529	48893	53529	52447	48682	48452	52525	94645	46197	49442	629262		
31 30 08 004	60326	71182	71443	40511	85918	60439	67714	72010	45175	133920	69649	68114	846401		
31 30 08 006	27610	29613	29975	28010	35206	28204	26082	29879	27459	62365	32344	31063	387810		
31 30 08 008	25647	28367	28752	25596	34783	25758	27580	27560	23909	50872	25122	26441	350387		
31 30 08 010	32381	35412	41940	34325	39953	35848	31723	34315	32069	67752	34165	35409	455292		
31 30 08 012	30431	33913	32690	22633	44336	28059	24435	26000	19227	57691	23574	26307	369296		
31 30 08 014	45362	40428	41967	35826	47197	37299	37004	36281	36586	77401	35946	39622	510919		
31 30 08 016	79651	71337	77552	64625	79658	67283	65026	93267	64812	136460	58691	72678	931040		
31 30 08 017	44665	43643	44162	39644	48533	43320	40212	41261	40409	80725	38828	41665	547067		
31 30 08 018	36327	36950	35325	31124	41695	35858	34353	38687	34726	62121	32560	35631	455557		
31 30 06 002	96627	110783	118825	92536	140780	111731	93549	195222	109719	96530	96631	95847	1358780		
31 30 06 004	100144	103682	100661	84369	132087	99771	103094	201007	99182	93708	94177	93267	1305349		
31 30 06 006	48576	59521	56405	42304	63879	51079	49091	96056	43098	55968	44566	51663	662206		
31 30 06 008	117655	117984	128570	88488	142531	110043	111714	192708	104007	107355	90106	107355	1418516		

PLAN,ZONA SECTORES Y RUTAS	EMISIONES DE 1996												EMISIONES DE 1997		ENERG. TOTAL SUMA(TOTAL) (kWh)
													ENERO	FEBR	
	MARZO 3	ABRIL 4	MAYO 5	JUNIO 6	JULIO 7	AGOS 8	SEPTIE 9	OCTUB 10	NOVIEM 11	DICIEMB 12	1	2			
34 30 02 002	42736	41096	44039	44415	41706	39680	45349	41170	41999	41631	46025	46045	515891		
34 30 02 004	40548	42527	39342	46708	43205	38515	43142	40846	47088	37124	44950	44950	508945		
34 30 02 006	28658	29373	27336	28533	32200	30740	27308	26886	28407	29499	33233	33072	355245		
34 30 02 007	47924	51453	46093	50415	48879	47045	51315	49393	51337	43000	54221	54221	595296		
34 30 02 008	28368	28383	27814	32295	29042	26957	29435	30562	31512	30895	29276	29224	353763		
34 30 02 009	29511	29718	28911	33406	28339	27021	28586	29840	31121	31629	29565	29565	357212		
34 30 02 011	28301	29226	28109	28385	27006	25909	25922	32959	31300	29810	27736	27736	342399		
34 30 02 012	37174	36883	37443	42651	38025	35279	39104	38225	41812	34113	47148	47148	475205		
34 30 02 013	26495	25140	25231	28934	25179	23731	24572	23648	24085	24399	25514	25514	302442		
34 30 02 014	15299	14530	14111	14737	15638	15152	13976	13525	15243	14933	13194	13149	173487		
34 30 02 016	10255	14780	12372	13126	11668	11606	10282	11225	13276	11121	13836	13601	147148		
34 30 02 017	10541	16343	12876	13914	12531	12572	13924	12180	13035	13056	13959	14174	159105		
34 30 02 018	25765	27882	29967	30298	29359	28778	28722	27240	31031	24942	30662	30639	345285		
34 30 02 020	43250	45334	45873	47934	51032	44299	50435	45003	52186	43456	48197	48387	565386		
30 30 04 002	53019	53535	59397	53767	59791	53284	52403	108133	49148	54300	49891	51449	698117		
30 30 04 004	55033	56205	58059	57467	58192	52728	51436	105544	46935	56491	42462	42482	683034		
30 30 04 006	62599	63157	68021	51962	73297	63911	55279	107795	54234	56299	49289	49613	755456		
31 30 04 008	69497	71574	79582	70908	84744	71948	72192	157917	76740	68468	67280	68283	959133		
31 30 04 010	88313	84762	86831	76224	97351	78660	80667	154447	78150	77716	69286	76956	1049363		
31 30 04 012	50794	56925	61441	59203	66617	54707	55650	111898	58386	64511	47657	64077	751866		
33 30 01 003	29311	37516	32781	32756	33132	29835	32113	31081	35268	27409	59248	32734	413184		
33 30 01 005	31771	33510	33009	33385	32506	31610	33535	30561	30783	32563	60067	33379	416679		
33 30 01 007	39021	43973	42821	43108	41519	38565	40191	38810	44546	37340	39777	39815	489486		
33 30 01 009	55391	50729	56851	52785	55175	50090	57210	48914	57206	47097	51332	51312	634092		
33 30 01 011	62805	73294	70928	67037	67547	63239	69310	64476	65835	62908	70554	69674	807607		
33 30 01 013	35925	41359	39019	41266	38595	35454	36568	37277	41967	36547	39821	39734	463532		
33 30 01 015	57003	64981	60197	66176	61806	55579	61947	59732	64991	60119	62545	62849	737925		
33 30 01 017	80547	92158	89349	86996	88360	83413	83929	84448	91236	84196	85636	86327	1036595		
33 30 01 019	79867	87651	89476	80129	83351	77419	94745	85989	87370	89221	85050	85050	1025318		
33 30 01 021	96943	114667	108990	108479	116257	113787	120211	122990	123544	108872	121270	121374	1377384		

PLAN, ZONA SECTORES Y RUTAS	EMISIONES DE 1996												EMISIONES DE 1997		ENERG. TOTAL SUMA(TOTAL) (kWh)
													ENERO	FEBR	
	MARZO 3	ABRIL 4	MAYO 5	JUNIO 6	JULIO 7	AGOS 8	SEPTIE 9	OCTUB 10	NOVIEM 11	DICIEMB 12	ENERO 1	FEBR 2			
33 30 01 023	63377	71812	69797	74281	74987	60996	76542	72589	77646	66352	70568	70608	849555		
33 30 01 025	102047	106905	111780	121713	109770	118831	125946	116135	120398	100138	116928	116913	1367504		
33 30 01 027	75249	84927	89813	83601	95326	81050	90694	91835	91745	81978	92352	92158	1050728		
33 30 01 029	109631	118902	80109	102491	77580	65631	71900	68387	72644	62572	66120	66145	962112		
33 30 01 031	93398	96685	105605	111379	114496	95049	98835	97340	108618	97861	100765	100713	1220744		
33 30 01 033	47047	54315	48314	58997	50447	50963	62696	47753	56220	53797	51986	51796	634331		
33 30 01 035	58283	50585	52993	55790	58329	56192	65867	55317	134078	55376	59621	59418	761849		
33 30 01 037	37050	36195	39990	38845	42302	38324	38850	43840	39295	36792	36777	36797	465057		
33 30 01 039	22032	29431	26566	28422	27991	27114	28045	25580	27168	27425	26219	26219	322212		
33 30 01 041	91868	93464	96914	108607	98668	99399	100505	85708	95594	91498	90188	90246	1142659		
33 30 01 043	49106	56542	52275	54661	52582	51750	61278	51141	58487	52380	99346	51669	691217		
33 30 01 045	59103	50370	52897	56920	56328	55142	38053	40582	41443	39536	102730	55589	648693		
33 30 01 047	33599	39568	36087	37480	38522	35242	36989	36399	37279	36371	34775	34755	437066		
29 30 03 003	29495	35373	36240	32437	38996	31910	30445	35414	33892	34284	30097	30295	398878		
29 30 03 005	42197	47785	48319	43247	46117	43947	38528	45278	41762	40360	36870	37584	511994		
29 30 03 007	31620	31171	34795	32096	33000	30725	27713	31782	30381	28753	30542	30542	373120		
29 30 03 009	34613	32716	39920	33781	39597	37664	28493	35671	32924	31124	33632	33672	413807		
29 30 03 011	45290	51500	50930	49701	46378	44370	41401	51794	46778	49411	40946	41209	559708		
29 30 03 013	39546	44681	43824	43933	38054	38841	36588	43400	35941	41790	29940	29980	466518		
29 30 03 015	32140	33725	36493	32785	30270	34464	28825	35541	29773	29338	30874	30874	385102		
29 30 03 017	32579	30847	29972	35657	29813	33650	28950	30279	32282	27588	28077	28129	367823		
29 30 03 019	38148	41847	53223	47888	47114	47900	49791	51030	52212	49647	42756	43046	564602		
30 30 03 021	39747	41705	40365	42002	39024	38171	37918	42290	37545	40781	33572	34495	467615		
30 30 03 023	37613	37485	34896	36873	35020	32865	32794	37476	33102	37411	30441	30675	416651		
30 30 03 025	35137	36190	39740	35256	36306	33863	32564	36954	32102	35096	30911	30891	415010		
30 30 06 003	149116	148488	153195	138341	148649	150006	156264	150536	136022	127566	121296	121353	1700832		
30 30 05 005	83497	84725	82062	95392	90800	87081	92608	91658	82891	85540	75066	75119	1026439		
30 30 05 007	90980	92946	87929	97495	93172	89929	89383	95090	88859	82073	71108	73685	1052849		
30 30 05 009	78427	88238	82870	85128	81366	79903	80643	82439	77627	74293	73692	74455	959081		
30 30 05 011	71206	72825	69166	72125	69297	73836	70168	71915	68310	75074	58105	58186	830213		

PLAN,ZONA SECTORES Y RUTAS	EMISIONES DE 1996												EMISIONES DE 1997		ENERG. TOTAL SUMA(TOTAL) (kWh)
													ENERO	FEBR	
	MARZO 3	ABRIL 4	MAYO 5	JUNIO 6	JULIO 7	AGOS 8	SEPTIE 9	OCTUB 10	NOVIEM 11	DICIEMB 12	1	2			
30 30 05 013	111691	109023	113793	113809	102131	98539	110549	104562	111356	89425	89775	90786	1245439		
30 30 05 015	51610	57839	60032	56724	56645	51110	54738	55278	53013	48044	52737	52883	650653		
30 30 05 017	42801	41984	48277	44000	45351	42373	41205	43852	42076	41648	38227	38037	509831		
30 30 05 019	86686	92450	92322	92415	96050	94314	100502	89384	94278	85036	86704	86852	1096993		
30 30 05 021	76438	60283	66622	67265	66957	64755	68207	65397	70989	56608	59424	63141	786086		
30 30 05 023	50675	54867	52680	54802	49126	39851	46474	50495	57386	47169	43398	43446	590369		
23 30 18 002	45539	42113	45613	45588	44371	49534	43582	48324	41705	42359	44766	44786	538280		
23 30 18 004	26323	25642	26660	26096	23705	27570	23659	22617	21800	24257	26432	26432	301193		
23 30 18 005	24217	23087	24500	24954	22251	24245	26905	25693	26310	20976	24105	24085	291328		
23 30 18 006	24960	25428	27756	26028	26604	25783	28881	24330	29909	26936	23742	23742	314099		
23 30 18 012	5106	5045	5596	5294	5287	5152	5013	5910	5032	4031	4844	4844	61154		
26 30 18 014	3611	4196	4182	4635	3613	4461	4488	4074	4271	4489	3679	3679	49378		
27 30 16 002	241323	293016	269920	281149	274186	258046	271455	249956	290255	262906	266881	266928	3226021		
27 30 16 004	107459	103733	106509	111333	99654	93879	93556	92867	96073	88202	90791	90820	1174876		
27 30 16 006	118175	108414	117217	117716	103561	111826	97663	111537	116998	94081	98777	98961	1294926		
27 30 16 008	68818	64068	65223	69511	58189	61319	65906	65863	69166	69002	58571	58707	774343		
27 30 16 010	45789	43979	45733	50614	45879	50516	48703	49504	46841	40625	45384	45308	558875		
27 30 16 012	52400	59515	56347	60575	60548	57126	61511	61449	60999	61861	58408	62793	713532		
27 30 16 014	78548	70793	77496	74415	72198	73320	75636	73471	77439	66598	68717	69362	877993		
27 30 16 016	77727	70702	69504	77679	76564	60059	73041	70054	72653	74344	59555	59555	841447		
27 30 16 018	38683	37139	37136	42798	37459	36138	37420	37052	36106	36213	36995	37074	450213		
27 30 16 020	42988	41240	39027	45304	41156	38688	42628	40840	41237	40736	33080	33743	480667		
31 30 14 002	93226	92396	86444	68492	119735	95026	83864	107794	107794	92986	74275	102355	1124387		
31 30 14 004	94806	106432	103172	79185	139377	116167	101728	123688	123688	211283	101661	100720	1401907		
31 30 14 006	60245	77170	59826	59217	67685	60152	64806	77697	77697	65391	52937	64107	786930		
31 30 14 008	94996	94324	90265	74660	113227	94618	78931	96056	96056	92653	68052	92368	1086205		
31 30 14 012	157580	155782	155890	143761	163283	153806	156545	150099	150099	143375	124042	141689	1795951		
31 30 14 014	245120	258746	243857	231914	248301	233628	248245	263545	263545	266326	208917	265036	2977182		
31 30 14 016	71943	95226	78018	72803	98906	88008	85103	89934	89934	76508	66823	75265	968471		

PLAN,ZONA SECTORES Y RUTAS	EMISIONES DE 1996												EMISIONES DE 1997		ENERG. TOTAL SUMA(TOTAL) (kWh)
	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOS	SEPTIE	OCTUB	NOVIEM	DICIEMB	ENERO	FEBR	1	2	
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
31 30 14 018	179220	176610	174782	166216	210963	184836	179523	185825	185825	169975	148960	169680	148960	169680	2132414
31 30 14 020	146443	137224	160117	137687	165207	145570	151146	154678	154678	167606	143839	165927	143839	165927	1830122
31 30 14 022	93375	99308	96343	91347	111740	101217	99095	104282	104282	107942	80325	106415	80325	106415	1195671
31 30 14 024	135673	175183	161361	133495	194486	182912	176316	174952	174952	150111	133529	148505	133529	148505	1941475
31 30 14 028	81159	83733	90898	89791	83676	91160	90679	96459	96459	100872	71381	100892	71381	100892	1077159
31 30 14 030	72324	78161	76065	70440	83085	71801	73305	70252	70252	144927	63545	65561	63545	65561	939718
31 30 14 032	92373	115954	116962	90404	117403	108719	106334	108312	108312	104782	85684	103464	85684	103464	1256703
31 30 14 034	89883	93119	86262	85943	99287	87522	92909	87164	87164	108100	81731	107648	81731	107648	1106732
31 30 14 036	147840	172097	152319	146308	189691	159822	161538	171360	171360	186132	134365	184980	134365	184980	1977812
31 30 14 038	109136	112857	107857	90383	140564	94942	101173	113841	113841	218481	95280	102038	95280	102038	1400393
31 30 14 040	99332	97861	98476	93257	103305	94792	116164	102005	102005	206666	87486	101081	87486	101081	1302430
31 30 14 042	82037	86968	89826	72080	109701	93065	74933	89664	89664	82810	76636	82020	76636	82020	1029404
31 30 14 046	119207	116458	121524	106117	134267	112238	122059	116391	116391	228379	103640	113709	103640	113709	1510380
31 30 14 050	169344	139194	150367	142017	179297	175060	148668	160517	160517	328934	119577	163893	119577	163893	2037385
32 30 12 002	85915	134812	107534	95269	130828	106563	93942	134554	134554	210080	102570	105393	102570	105393	1398439
32 30 12 004	87913	117125	92685	117244	119597	107822	104872	116600	116600	222414	105963	121915	105963	121915	1433289
32 30 12 006	49120	73207	62494	58354	84932	66381	56196	77685	77685	135143	63761	67359	63761	67359	845710
32 30 12 008	94025	109137	117595	85754	138694	110031	86756	139534	139534	221388	96894	120662	96894	120662	1409111
32 30 12 010	37026	47360	39442	48551	57536	44471	38580	51250	51250	90501	42201	44156	42201	44156	583994
32 30 12 012	69922	80315	65233	72580	86051	72662	67603	80700	80700	149922	62116	78285	62116	78285	956602
32 30 12 014	59459	67240	62835	67319	74202	63444	60191	64000	64000	132594	1048	64283	1048	64283	781892
32 30 12 016	64443	74109	63801	74321	65425	65091	57021	69658	69658	65021	126917	68013	126917	68013	856584
32 30 12 018	71993	69042	75533	68000	83522	69838	60983	71778	71778	71828	140457	72734	140457	72734	920460
32 30 12 020	57388	69961	56223	71383	66019	62365	62710	59665	59665	61303	118625	65867	118625	65867	816831
32 30 12 022	101886	127715	59162	96328	137685	90089	57458	127621	127621	91585	175715	94492	175715	94492	1218169
32 30 12 024	57159	64031	50147	60466	63549	55231	56768	54308	54308	120996	53434	58402	53434	58402	749944
32 30 12 026	51560	51072	46409	52760	58908	50362	50468	47050	47050	107336	49731	56120	49731	56120	671814
32 30 12 028	66124	71266	57156	68950	75815	65722	62117	75162	75162	139648	62291	69271	62291	69271	869738
32 30 12 030	46524	54592	52321	48637	66077	54765	46813	66987	66987	118249	52812	59473	52812	59473	711715
32 30 12 040	70176	79691	64617	76477	83513	74415	69130	72342	72342	143182	61586	70092	61586	70092	935769
32 30 12 042	52275	61428	54289	60103	64189	58520	55703	49015	49015	57698	107684	57488	107684	57488	732216

PLAN, ZONA SECTORES Y RUTAS	EMISIONES DE 1996												EMISIONES DE 1997		ENERG. TOTAL SUMA(TOTAL) (kWh)
	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOS	SEPTIE	OCTUB	NOVIEM	DICIEMB	ENERO	FEBR	1	2	
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2			
32 30 12 044	95254	132521	70860	100119	129889	98660	74847	135580	62501	108585	187470	100258		1296544	
32 30 12 045	36458	49372	34343	46210	45792	40771	36775	40728	40398	41937	76668	41464		530916	
32 30 12 046	70504	85984	72481	77149	73058	77248	73173	65484	70440	148332	72662	75230		961745	
28 30 22 002	128645	123431	139230	115055	126028	132616	129753	131216	139717	116088	111990	112752		1506521	
28 30 22 004	305946	287090	306193	289893	303802	298232	297612	283780	306783	271117	225894	225988		3402330	
28 30 22 006	111652	119415	121788	116608	114014	121195	116929	116938	119781	102061	118910	118965		1398256	
28 30 22 008	146360	140346	143188	143910	146511	159173	151354	162103	165709	145903	127721	127932		1760210	
28 30 22 010	82362	89102	100796	89502	69572	75488	70631	84704	76949	73251	68217	68517		949091	
28 30 22 012	129775	123026	139807	133001	6146877	140903	133204	144156	134997	137848	114363	6114488		13592445	
27 30 20 002	114629	136566	131960	126061	113622	117595	125100	131266	116009	119299	117004	117937		1467150	
27 30 20 003	152883	136697	148172	152771	139415	131645	144005	144440	152152	151137	131334	131795		1716446	
27 30 20 004	127690	126107	130939	152371	124369	139968	126921	136337	134511	111881	115600	115600		1542294	
27 30 20 006	131060	117888	136682	138258	133485	128285	120003	127355	140370	121651	98943	99488		1493468	
27 30 20 008	125694	119448	117855	134960	122490	128646	120017	116868	130718	115147	113565	113617		1459025	
27 30 20 010	167769	160390	175470	168117	158419	136760	163670	176430	161138	161481	160351	160358		1950353	
27 30 20 011	74959	76487	78365	80472	83805	70561	77634	79352	74912	78922	69152	69825		914646	
27 30 20 012	301616	275762	334856	283026	270431	258142	298281	297057	284992	257037	223814	223814		3308828	
27 30 20 014	524254	466322	540637	468946	494005	413680	476510	476152	494799	399644	403510	408215		5566674	
27 30 20 015	201663	171985	196550	178691	182289	174280	178821	180977	179221	162891	154139	156986		2118493	
27 30 20 016	106536	102851	103114	122394	99928	97638	99835	107819	99357	94430	94200	107467		1235569	
27 30 20 018	45984	43709	48371	44038	43173	42277	46474	44913	46094	45904	35770	35770		522477	
24 30 24 002	147124	147949	147004	156786	180610	151450	151382	173032	167678	154156	142698	142698		1864567	
24 30 24 004	92739	91835	95147	93501	94579	89093	94427	86171	92519	74259	78942	80782		1063994	
24 30 24 005	132089	129792	156233	137605	141544	154681	146869	149100	148480	134956	124990	125457		1681796	
24 30 24 006	112808	114525	121316	217181	123316	113114	122980	127944	130032	142037	104566	105248		1535067	
24 30 24 008	153594	159384	185992	126630	154260	168709	147309	163408	159422	172395	122856	123064		1836023	
24 30 24 010	155041	147145	171675	142747	159536	149013	155073	153771	154832	138691	138077	139346		1804947	
24 30 24 012	35464	27555	26867	32287	27227	28702	29373	27217	34474	22487	26811	26811		345275	

PLAN,ZONA SECTORES Y RUTAS	EMISIONES DE 1996												EMISIONES DE 1997		ENERG. TOTAL SUMA(TOTAL) (kWh)
	MARZO 3	ABRIL 4	MAYO 5	JUNIO 6	JULIO 7	AGOS 8	SEPTIE 9	OCTUB 10	NOVIEM 11	DICIEME 12	ENERO 1	FEBR 2			
30 30 26 002	107195	115250	114493	122485	104832	110123	102808	106420	105601	102796	89064	89461	1270528		
30 30 26 004	80565	82561	78824	81084	80038	74756	72475	75227	80843	76745	71373	71291	925782		
30 30 26 006	64389	66847	65524	63755	68235	63409	64840	66865	64067	67220	58861	59099	773111		
30 30 26 008	96816	92826	90427	100121	102999	94239	93746	103237	92704	96032	83164	83430	1129741		
30 30 26 010	59241	65315	63751	57870	61828	67313	61421	67741	62274	1478	117520	51668	737420		
30 30 26 012	62507	60889	69295	62394	62887	60715	60925	68047	61965	64597	53721	54256	742198		
30 30 26 014	57560	59330	61147	54999	66669	61096	57198	62602	57595	61830	52867	52887	705780		
30 30 26 016	46345	48065	52729	49668	50631	50195	44903	45209	51685	49475	46167	46942	582014		
30 30 26 018	43108	47832	47839	47417	48702	43423	44593	48434	44924	47884	40045	40045	544246		
30 30 26 019	41152	47436	41747	40043	49741	41541	41119	43294	38904	45296	39908	39908	510089		
30 30 26 020	42794	44137	41591	48445	43517	40471	42316	45348	44621	43936	38080	38080	513336		
30 30 26 022	76527	81728	80721	73978	79210	73831	65800	75511	72193	79263	69482	69633	897877		
30 30 26 024	55494	61265	58397	57802	59945	53887	54571	55777	52221	62823	49416	49926	671524		
30 30 26 025	51107	56021	54937	56241	56558	53393	51777	54146	53260	53987	48810	48880	639117		
30 30 26 026	39676	41184	45007	44331	46263	36433	40750	43316	39357	46334	39834	39834	502319		
30 30 26 028	45119	41806	48799	39664	46217	45309	44848	41139	40710	43995	43201	43430	524237		
30 30 26 030	66531	67563	70597	67694	69203	69280	73487	67927	67227	70401	59766	60054	809730		
30 30 26 032	75133	74500	85113	77302	79967	71527	75816	87220	80537	79047	74345	74388	934895		
28 30 28 002	68631	69450	55468	73286	69578	61497	72391	64564	69556	73109	72549	73557	833636		
28 30 28 004	69517	72584	79785	69991	69567	76594	71950	75293	83938	75415	65266	66575	876475		
28 30 28 006	112512	125348	126253	108455	111154	117729	110906	126249	127519	124656	102046	103018	1395845		
28 30 28 008	168876	157664	173364	169811	172490	167198	171943	168071	177313	156622	172316	222040	2077708		
28 30 28 010	69748	68795	72197	69787	69143	70777	64772	65631	71247	60708	58984	59078	800867		
28 30 28 012	60261	61554	70691	64461	65468	61507	57864	60917	66718	58628	56727	60236	745032		
28 30 28 013	81741	84571	88776	88003	82740	78885	91988	85495	85392	73604	69523	69464	980182		
28 30 28 014	94522	93398	107068	94673	96083	85125	104084	97170	96291	98941	102554	103351	1173360		
28 30 28 016	84666	88769	101405	94382	91431	96884	85741	100248	96555	81332	86814	89312	1097539		
28 30 28 017	90011	92530	98380	96895	98526	86469	83882	102082	87410	84986	86960	86980	1095111		
28 30 28 018	82132	75675	83821	79490	79257	77078	79674	68203	81752	70607	69063	69063	915815		
28 30 28 020	69303	78478	68943	93019	80366	83318	72367	76363	86461	75794	77317	77317	939046		
28 30 28 022	84939	85173	82932	84027	89779	84298	73447	83529	90106	78970	74903	75705	967608		

PLAN_ZONA SECTORES Y RUTAS	EMISIONES DE 1996												EMISIONES DE 1997		ENERG. TOTAL SUMA(TOTAL) (KWh)
	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOS	SEPTIE	OCTUB	NOVIEM	DICIEMB	ENERO	FEBR			
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2			
28 30 28 023	80202	78340	79724	85489	78363	83921	77052	82916	87417	75519	70404	74354	953701		
28 30 28 024	77629	80503	89044	78216	81152	79917	74480	81160	84612	74075	70312	70312	941412		
28 30 28 025	96524	95923	107811	98838	97722	103918	90029	105629	94979	86927	104170	105296	1187766		
28 30 28 026	85481	84619	100087	81371	95249	80929	80092	84669	91554	81538	76157	76810	1018556		
28 30 28 028	102636	95267	101946	95420	99782	102452	102500	99520	104343	105618	90777	90367	1190628		
28 30 28 030	64347	68356	70143	65631	64591	62746	63498	57354	67191	58816	60006	60006	762685		
28 30 28 032	64969	58828	66410	62604	63581	64747	56036	64213	62436	52936	51938	51938	720636		
28 30 28 034	76040	69940	71915	86434	81668	70184	67411	70399	75133	75310	75537	75583	895554		
28 30 28 036	97722	96360	112109	92708	96387	100827	92474	92143	102491	85476	90244	90954	1149895		
28 30 28 040	70344	71903	79537	69584	70580	71839	63418	72001	71094	63327	62487	62487	828601		
28 30 28 041	88492	96453	94771	92235	85839	91949	81465	101811	90838	80717	84617	84617	1073804		
28 30 28 042	58317	62655	66300	60401	58172	64003	60254	53483	63974	60504	52795	53133	713991		
29 30 28 043	140878	143619	149259	148613	142763	140079	135777	151961	140041	144854	139624	142268	1719736		
29 30 28 044	62992	66967	69338	60173	63464	64714	61776	61136	62011	60691	62328	62732	758322		
29 30 28 045	107627	107365	104250	120343	104217	107084	101120	115945	102973	107101	109729	109981	1297735		
29 30 28 050	29999	31382	34465	31037	31625	32581	26018	30925	30020	29855	33394	33394	374695		
29 30 30 002	100511	103797	111792	100512	101491	101058	103342	98996	96014	94011	98708	99752	1209984		
29 30 30 003	209890	205610	210883	226955	202289	248599	223762	197346	206038	186874	197020	203001	2518267		
29 30 30 004	254959	244476	241534	270897	251039	269246	250402	275692	251199	229442	223496	224040	2986422		
29 30 30 005	78352	106019	81649	84064	77400	83483	82430	73702	84178	80221	69526	82344	983368		
29 30 30 006	186100	176415	176187	186551	170941	186428	177451	160734	172756	151145	166949	167399	2079056		
29 30 30 008	89929	82595	84723	99493	86404	89002	89174	89017	80191	77862	78998	78998	1026386		
29 30 30 010	76587	76918	80224	76953	73332	78190	72941	71523	72249	74129	73755	74230	901031		
29 30 30 012	268500	319838	359642	316764	300155	319541	335778	353248	330695	342048	378174	391927	4016310		
29 30 30 014	269913	254987	284136	279777	279552	300925	331945	298120	301029	295348	295609	296307	3487648		
29 30 30 016	215323	217799	230983	227707	210407	232995	220085	239615	209684	195681	205287	205287	2610853		
29 30 30 017	125284	125114	117775	137488	120549	136826	140492	146432	135826	123500	133510	133767	1576663		
29 30 30 018	124760	113774	133918	129171	123941	136238	119113	123537	107858	107244	119856	121425	1460835		
29 30 30 020	130410	125468	123918	143454	130788	134622	136390	145573	132254	128411	132426	134671	1598385		
29 30 30 022	241274	226706	244596	244838	251897	243851	226021	248216	225867	203164	217080	217080	2790590		
29 30 30 023	137594	141099	127692	131279	130522	133496	133820	134956	130177	134598	120912	120912	1577057		

PLAN,ZONA SECTORES Y RUTAS	EMISIONES DE 1996												EMISIONES DE 1997		ENERG. TOTAL SUMA(TOTAL) (KWh)
													ENERO	FEBR	
	MARZO 3	ABRIL 4	MAYO 5	JUNIO 6	JULIO 7	AGOS 8	SEPTIE 9	OCTUB 10	NOVIEM 11	DICIEME 12	1	2			
29 30 30 024	160970	156838	167905	158206	148902	162821	155219	167894	152969	165943	132984	133683	1864334		
29 30 30 025	166171	148643	168296	165203	152826	171964	166905	171872	166086	148897	171535	172663	1971061		
29 30 30 026	199979	185431	198226	190836	193685	178289	166301	183730	169644	150019	163113	163030	2142283		
26 30 32 002	188691	193555	212974	216347	176021	171441	188713	194269	197547	180906	182387	183094	2286055		
26 30 32 003	150167	153106	163832	169200	138175	133839	145920	146826	150288	126387	127480	129294	1734514		
26 30 32 004	117167	117130	117884	89718	106966	115412	151576	123200	118791	117976	121845	121845	1419510		
26 30 32 006	132414	115695	123366	135994	123765	118440	132835	120222	123021	116460	115060	126375	1483647		
26 30 32 008	184503	186655	186719	198401	178682	161480	181515	176017	178250	184386	175255	175255	2167118		
26 30 32 010	123931	128773	130743	143173	118587	112207	127851	122740	124688	128402	94673	94905	1450673		
26 30 32 012	105068	107969	118727	116624	96160	99560	99546	96025	105682	90337	95919	95919	1227536		
26 30 32 014	67742	71638	71048	73575	70262	67664	73691	69022	64648	68619	60235	61673	819817		
26 30 32 016	70884	75973	70303	76816	72909	69978	69739	74164	74305	75785	59975	59975	850806		
26 30 32 018	124971	129344	148996	142964	125407	118307	130787	63998	66638	65458	62586	62609	1242065		
26 30 32 020	102768	107311	107292	118059	106618	104098	114531	112106	119576	92845	99799	100610	1285613		
26 30 32 022	205727	208650	209690	224811	208496	200161	198707	203701	217212	186490	194397	194642	2452684		

ANEXO 4

**DISTRIBUCION DE PORCENTAJES DE LAS
RUTAS DE LECTURAS A LOS ALIMENTADORES**

DISTRIBUCION DE LAS RUTAS DE LECTORES CON SUS RESPECTIVOS PORCENTAJES A LOS ALIMENTADORES

SECTORES	RUTAS DE LECTORES	%	ALIMENTADORES															
			09A	09C	09D	09E	10B	10C	10D	11B	11C	12A	12B	12D	24B			
SECTOR 07	RUTA 02	100								20	5							
	RUTA04	100								60								
	RUTA 06	100																
	RUTA 08	100																
	RUTA 10	100																
	RUTA 12	100																
	RUTA 14	100																
	RUTA 16	100																
	RUTA 18	100																
	RUTA 20	100																
	RUTA 22	100																
	RUTA 24	100																
	RUTA 26	100																
	RUTA 28	100																
	SECTOR 08	RUTA 02	100															
		RUTA 04	100								90							
		RUTA 06	100								70							
		RUTA 08	100								30							
RUTA 10		100								10								
RUTA 12		100								50								
RUTA 14		100																
RUTA 16		100																
RUTA 17		100								10								
RUTA 18		100																
SECTOR 06		RUTA 02	100															
		RUTA 04	100								90	10						
		RUTA 06	100								100							
		RUTA 08	100								70	30						
SECTOR 02		RUTA 02	100															
		RUTA 04	100						20									
		RUTA 06	100															
		RUTA 07	100															

SECTORES	RUTAS DE LECTORES	%	ALIMENTADORES														
			09A	09C	09D	09E	10B	10C	10D	11B	11C	12A	12B	12D	24B		
	RUTA 08	100															
	RUTA 09	100															
	RUTA 11	100															
	RUTA 12	100															
	RUTA 13	100															
	RUTA 14	100															
	RUTA 16	100															
	RUTA 17	100															
	RUTA 18	100															
	RUTA 20	100		10													
	RUTA 02	100		60	40												
	RUTA 04	100	50	50													
	RUTA 06	100	50	50													
	RUTA 08	100	50	50													
	RUTA 10	100	80	20													
	RUTA 12	100	20	20	60												
	RUTA 03	100															
	RUTA 05	100		100													
	RUTA 07	100		10													
	RUTA 09	100		10													
	RUTA 11	100		20													
	RUTA 13	100		10													
	RUTA 15	100															
	RUTA 17	100		10													
	RUTA 19	100		40													
	RUTA 21	100															
	RUTA 23	100															
	RUTA 25	100															
	RUTA 27	100															
	RUTA 29	100															
	RUTA 31	100															
	RUTA 33	100															
	RUTA 35	100		30													
	RUTA 37	100															

SECTORES	RUTAS DE LECTORES	%	ALIMENTADORES															
			09A	09C	09D	09E	10B	10C	10D	11B	11C	12A	12B	12D	24B			
	RUTA 39	100																
	RUTA 41	100																
	RUTA 43	100																
	RUTA 45	100																
	RUTA 47	100																
SECTOR 03																		
	RUTA 03	100		70	30													
	RUTA 05	100		100														
	RUTA 07	100		100														
	RUTA 09	100		100														
	RUTA 11	100		100														
	RUTA 13	100		100														
	RUTA 15	100		100														
	RUTA 17	100		90	10													
	RUTA 19	100		100														
	RUTA 21	100		100														
	RUTA 23	100		100														
	RUTA 25	100		100														
SECTOR 06																		
	RUTA 03	100								20								
	RUTA 05	100			50													
	RUTA 07	100																
	RUTA 09	100																
	RUTA 11	100	20		20													
	RUTA 13	100			70													
	RUTA 15	100	15															
	RUTA 17	100																
	RUTA 19	100		10														
	RUTA 21	100																
	RUTA 23	100		90														
SECTOR 18																		
	RUTA 02	100															100	
	RUTA 04	100															100	
	RUTA 05	100															100	
	RUTA 06	100															100	
	RUTA 12	100															100	

SECTORES	RUTAS DE LECTORES	%	ALIMENTADORES													
			09A	09C	09D	09E	10B	10C	10D	11B	11C	12A	12B	12D	24B	
	RUTA 14	100										100				
SECTOR 16	RUTA 02	100					15								70	5
	RUTA 04	100					10								75	5
	RUTA 06	100													90	
	RUTA 08	100													90	10
	RUTA 10	100													90	10
	RUTA 12	100													95	5
	RUTA 14	100													80	
	RUTA 16	100													50	
	RUTA 18	100													100	
	RUTA 20	100													100	
SECTOR 14	RUTA 02	100														
	RUTA 04	100														
	RUTA 06	100														
	RUTA 08	100														
	RUTA 12	100														
	RUTA 14	100														30
	RUTA 16	100														10
	RUTA 18	100														
	RUTA 20	100														
	RUTA 36	100					15									
RUTA 38	100													90	10	
RUTA 40	100					40								35		
RUTA 42	100					60										
RUTA 46	100					20								60		
RUTA 50	100					30										

SECTORES	RUTAS DE LECTORES	%	ALIMENTADORES															
			09A	09C	09D	09E	10B	10C	10D	11B	11C	12A	12B	12D	24B			
SECTOR 12	RUTA 02	100																
	RUTA 04	100																
	RUTA 06	100																
	RUTA 08	100				100												
	RUTA 10	100				100												
	RUTA 12	100				95			5									
	RUTA 14	100				100												
	RUTA 16	100				100												
	RUTA 18	100				100												
	RUTA 20	100				100												
	RUTA 22	100				100												
	RUTA 24	100																
	RUTA 26	100																
	RUTA 28	100																
RUTA 30	100																	
RUTA 40	100						10											
RUTA 42	100						40											
RUTA 44	100					30	70											
RUTA 45	100						100											
RUTA 46	100					100												
SECTOR 22	RUTA 02	100																
	RUTA 04	100																
	RUTA 06	100																
	RUTA 08	100																
	RUTA 10	100																
	RUTA 12	100																
SECTOR 20	RUTA 02	100																
	RUTA 03	100																
	RUTA 04	100																
	RUTA 06	100																
	RUTA 08	100																
	RUTA 10	100																
RUTA 11	100																	
RUTA 12	100																100	

SECTORES	RUTAS DE LECTORES	%	ALIMENTADORES													
			09A	09C	09D	09E	10B	10C	10D	11B	11C	12A	12B	12D	24B	
	RUTA 14	100											5			
	RUTA 15	100											85			
	RUTA 16	100											100			
	RUTA 18	100											100			
SECTOR 24	RUTA 02	100														
	RUTA 04	100														50
	RUTA 05	100														90
	RUTA 06	100														100
	RUTA 08	100														100
	RUTA 10	100														100
	RUTA 12	100														100
SECTOR 26	RUTA 02	100														
	RUTA 04	100												30		
	RUTA 06	100												40		
	RUTA 08	100												50		
	RUTA 10	100												15		
	RUTA 12	100												40		
	RUTA 14	100														
	RUTA 16	100														
	RUTA 18	100														
	RUTA 19	100														
	RUTA 20	100														
	RUTA 22	100														
	RUTA 24	100											100			
	RUTA 25	100											100			
	RUTA 26	100											100			
	RUTA 28	100											95			
	RUTA 30	100											90			
	RUTA 32	100														
SECTOR 28	RUTA 02	100														
	RUTA 04	100												100		
	RUTA 06	100												10		
	RUTA 08	100														

SECTORES	RUTAS DE LECTORES	%	ALIMENTADORES															
			09A	09C	09D	09E	10B	10C	10D	11B	11C	12A	12B	12D	24B			
	RUTA 10	100																
	RUTA 12	100																
	RUTA 13	100																
	RUTA 14	100												30				
	RUTA 16	100												100				
	RUTA 17	100												100				
	RUTA 18	100												100				
	RUTA 20	100												100				
	RUTA 22	100												100				
	RUTA 23	100																
	RUTA 24	100																
	RUTA 25	100																
	RUTA 26	100																
	RUTA 28	100																
	RUTA 30	100																
	RUTA 32	100																
	RUTA 34	100																
	RUTA 36	100																
	RUTA 40	100												100				
	RUTA 41	100												100				
	RUTA 42	100											90	10				
	RUTA 43	100											70	10				
	RUTA 44	100												100				
	RUTA 45	100												100				
	RUTA 50	100												100				
	SECTOR 30																	
	RUTA 02	100																
	RUTA 03	100																
	RUTA 04	100																
	RUTA 05	100																
	RUTA 06	100																
	RUTA 08	100																
	RUTA 10	100																
	RUTA 12	100																
	RUTA 14	100																
	RUTA 16	100																

SECTORES	RUTAS DE LECTORES	%	ALIMENTADORES														
			09A	09C	09D	09E	10B	10C	10D	11B	11C	12A	12B	12D	24B		
	RUTA 17	100															
	RUTA 18	100															
	RUTA 20	100															
	RUTA 22	100															
	RUTA 23	100															
	RUTA 24	100															
	RUTA 25	100															
	RUTA 26	100															30
	SECTOR 32																
	RUTA 02	100															
	RUTA 03	100															
	RUTA 04	100															
	RUTA 06	100															
	RUTA 08	100															
	RUTA 10	100															
	RUTA 12	100															
	RUTA 14	100															
	RUTA 16	100															
	RUTA 18	100															
	RUTA 20	100															
	RUTA 22	100															
VALORES QUE NO COMPLETAN EL 100% ES PORQUE ESTAN FUERA DEL AREA DE INFLUENCIA DE LOS ALIMENTADORES ANALIZADOS.																	

DISTRIBUCION DE PORCENTAJES DE LAS RUTAS A LOS ALIMENTADORES				
SECTORES	RUTAS DE LECTORES	TOTAL DE LA RUTA	ALIMENTADORES	
			24C	24F
SECTOR 30	RUTA 02	100	80	20
	RUTA 03	100		100
	RUTA 04	100		100
	RUTA 05	100	40	60
	RUTA 06	100	100	
	RUTA 08	100	100	
	RUTA 10	100	100	
	RUTA 12	100		80
	RUTA 14	100	20	
	RUTA 16	100		
	RUTA 17	100	10	
	RUTA 18	100		
	RUTA 20	100		
	RUTA 22	100		
	RUTA 23	100		
	RUTA 24	100		
	RUTA 25	100		
RUTA 26	100	20		

DISTRIBUCION EN PORCENTAJES DE LAS RUTAS A LOS ALIMENTADORES					
SECTORES	RUTAS DE LECTORES	TOTAL DE LA RUTA	ALIMENTADORES		
			24A	24E	
SECTOR 20	RUTA 02	100		70	
	RUTA 03	100		70	
	RUTA 04	100		70	
	RUTA 06	100		70	
	RUTA 08	100		40	
	RUTA 10	100		80	
	RUTA 11	100		90	
	RUTA 12	100			
	RUTA 14	100		95	
	RUTA 15	100		15	
	RUTA 16	100			
	RUTA 18	100			
			100		
	SECTOR 24	RUTA 02	100		10
RUTA 04		100	20		
		100			
SECTOR 30	RUTA 02	100			
	RUTA 17	100	70		
	RUTA 18	100	70		
	RUTA 20	100	70		
	RUTA 22	100	70	10	
	RUTA 23	100	70		
	RUTA 24	100	10	90	
	RUTA 25	100	80	40	
	RUTA 26	100	10	40	
		100			
SECTOR 32	RUTA 02	100	70		
	RUTA 06	100	10		
	RUTA 22	100	40		

ANEXO 5

**DISTRIBUCION DE LA ENERGIA FACTURADA A
LOS ALIMENTADORES DE ACUERDO A LOS
PORCENTAJES ESTABLECIDOS EN EL ANEXO 4**

SECTORES	RUTAS DE LECTORES	ENERGIA TOTAL	ALIMENTADORES												
			09A	09C	09D	09E	10B	10C	10D	11B	11C	12A	12B	12D	24B
SECTOR 20	RUTA 02	1 467 150											200073		24B
	RUTA 03	1 716 446											257467		
	RUTA 04	1 542 294											231344		
	RUTA 12	3 308 638											264706		
	RUTA 14	5 968 674											1670007,2		
	RUTA 15	2 118 493											1800719		
	RUTA 16	1 235 589											1235569		
	RUTA 18	522 477											522477		
SECTOR 24	RUTA 02	1 864 567													
	RUTA 04	1 063 994													
	RUTA 05	1 661 796													
	RUTA 06	1 535 067													
	RUTA 08	1 836 023													
	RUTA 10	1 804 947													
	RUTA 12	345 275													
	RUTA 02	1 270 528													
	RUTA 04	926 782													
	RUTA 06	773 111													
	RUTA 08	1 129 741													
	RUTA 10	737 420													
RUTA 22	897 871								897877						
RUTA 24	671 524								671524						
RUTA 25	639 117								639117						
RUTA 26	502 319								477203,05						
RUTA 28	524 297								471815,3						
SECTOR 28	RUTA 02	633 636													
	RUTA 04	876 475													
	RUTA 14	1 173 360													
	RUTA 16	1 097 339													
	RUTA 17	1 095 111													
	RUTA 18	915 815													
	RUTA 20	938 046													
	RUTA 40	828 601													
	RUTA 41	1 073 804													
	RUTA 42	713 901													
	RUTA 43	1 119 732													
	RUTA 44	758 322													
RUTA 45	1 207 735														
RUTA 50	374 685														
SECTOR 30	RUTA 02	1 209 994													
	RUTA 36	1 142 365													642584,9
	RUTA 02	2 286 055													
TOTAL DE ENERGIA POR ALIMENTADOR		3134527	7275241	6827401	9209827	2849568	5931937	1410722	5003941	1109527	1094886	10140145	1521064	1521064	5963716
		09A	09C	09D	09E	10B	10C	10D	11B	11C	12A	12B	12D	24B	

DISTRIBUCION DE ENERGIAS EN ALIMENTADORES				
SECTORES	RUTAS DE LECTORES	ENERGIA TOTAL 24C Y 24F	ALIMENTADORES	
			24C	24F
SECTOR 30	RUTA 02	1.140.523	912418,4	228104,6
	RUTA 03	2.378.260		2378259,65
	RUTA 04	2.829.784		2829784,4
	RUTA 05	930.214	372085,4	558128,1
	RUTA 06	1.962.034	1962034,2	
	RUTA 08	971.087	971087,4	
	RUTA 10	849.236	849236,25	
	RUTA 12	3.746.775		2997419,72
	RUTA 14	3.280.477	656095,48	
	RUTA 16	2.467.152		
	RUTA 17	1.483.081	148308,105	
	RUTA 18	1.376.387		
	RUTA 20	1.504.901		
	RUTA 22	2.638.634		
	RUTA 23	1.492.419		
	RUTA 24	1.771.001		
	RUTA 25	1.850.592		
RUTA 26	2.028.133	405626,59		
TOTAL DE ENERGIA FACTURADA			6276892	8991696
			24C	24F

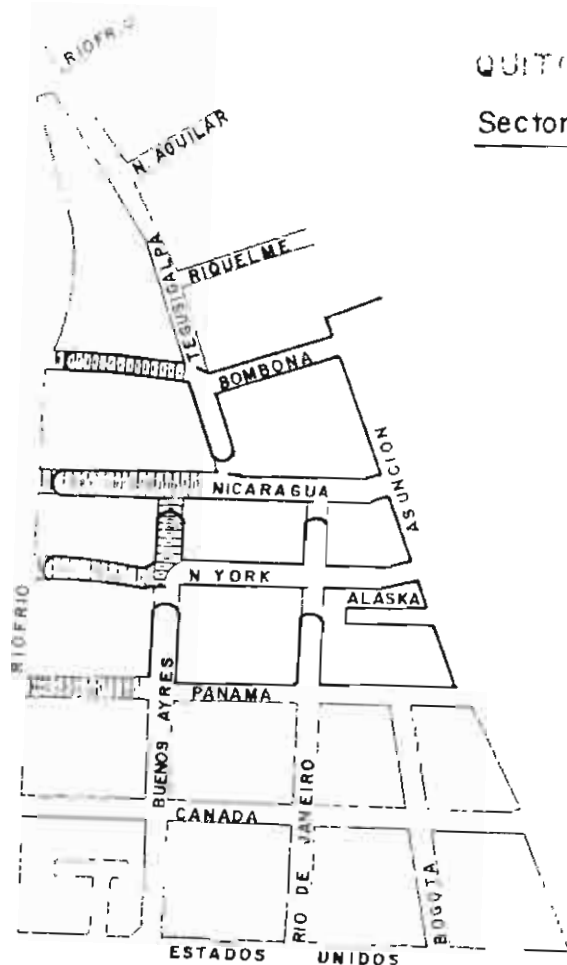
DISTRIBUCION DE ENERGIA EN ALIMENTADORES					
SECTORES	RUTAS DE LECTORES	ENERGIA TOTAL	ALIMENTADORES		
			24A	24E	
SECTOR 20	RUTA 02	1.291.092		903764,4	
	RUTA 03	1.510.472		1057330,7	
	RUTA 04	1.357.219		950053,1	
	RUTA 06	1.314.252		919976,29	
	RUTA 08	1.283.942		513576,8	
	RUTA 10	1.716.311		1373048,5	
	RUTA 11	804.888		724399,63	
	RUTA 12	2.911.769			
	RUTA 14	4.898.673		4653739,5	
	RUTA 15	1.864.274		279641,08	
	RUTA 16	1.087.301			
	RUTA 18	459.780			
			0		
	SECTOR 24	RUTA 02	1.640.819		164081,9
RUTA 04		936.315	187262,944		
		0			
SECTOR 30	RUTA 02	1.064.786			
	RUTA 17	1.387.463	971224,408		
	RUTA 18	1.285.535	899874,36		
	RUTA 20	1.406.579	984605,16		
	RUTA 22	2.455.719	1719003,44	245571,92	
	RUTA 23	1.387.810	971467,112		
	RUTA 24	1.640.614	164061,392	1476552,5	
	RUTA 25	1.734.534	1040720,21	693813,47	
	RUTA 26	1.885.209	188520,904	754083,62	
			0		
SECTOR 32	RUTA 02	2.011.728	1408209,88		
	RUTA 06	1.305.609	130560,936		
	RUTA 22	2.158.362	863344,768		
TOTAL DE ENERGIA FACTURADA DE LOSALIMENTADORES			9528855,51	14709633	
			24A	24E	

ANEXO 6

**MODELO DE LAS RUTAS DE LECTURAS
PARA UN SECTOR COMPLETO**

QUITO

Sector -4- Libro -02-

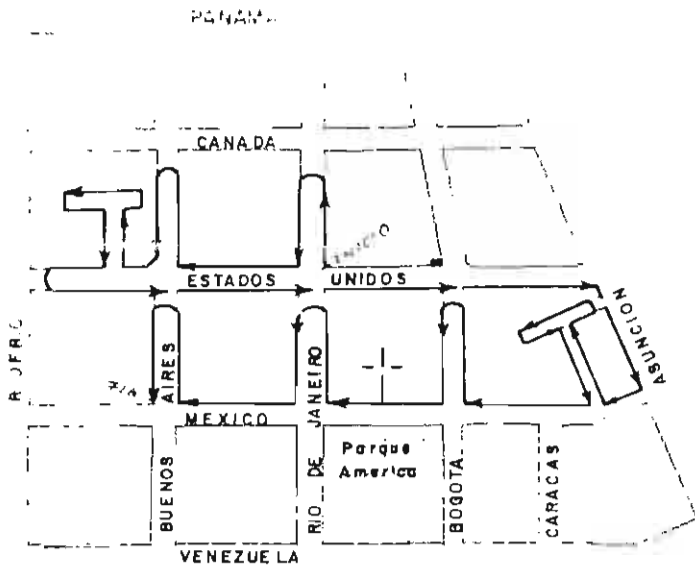


2-6

NORMALIZACION (dibujo. F. Tufiño)



QUITO
Sector -4 Libro -04-

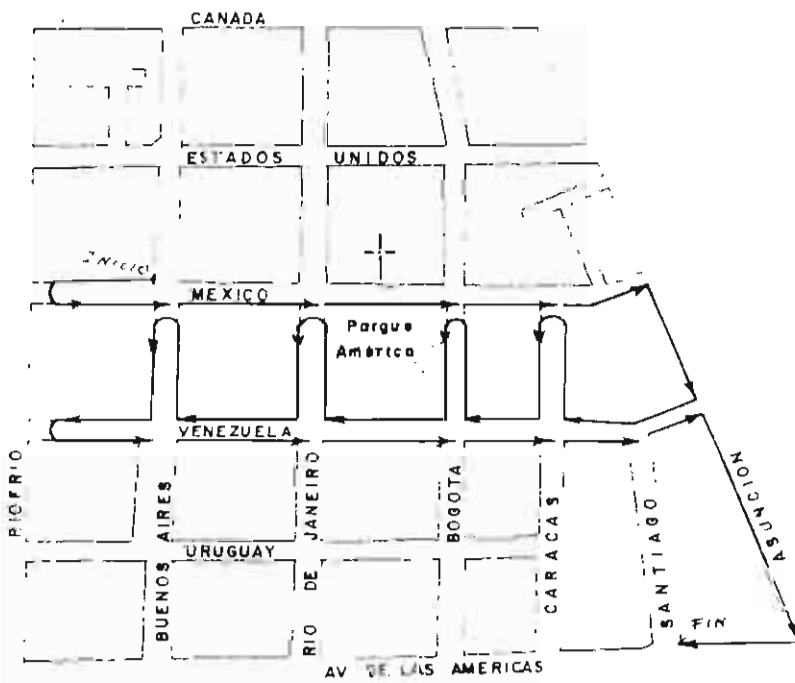


QUITO

Sector-4- Libro-06-

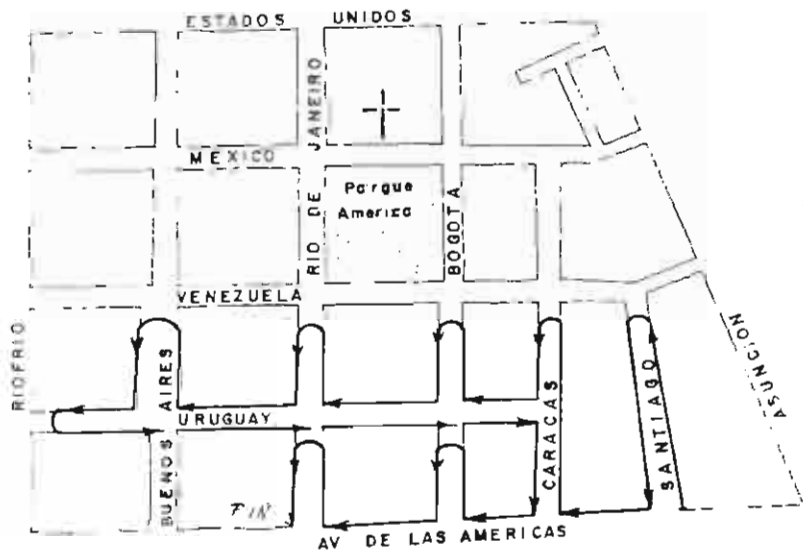
4-6

NORMALIZACION dibujo / F. T. U. P. P.



QUITO

Sector-4- Libro-08-



QUITO

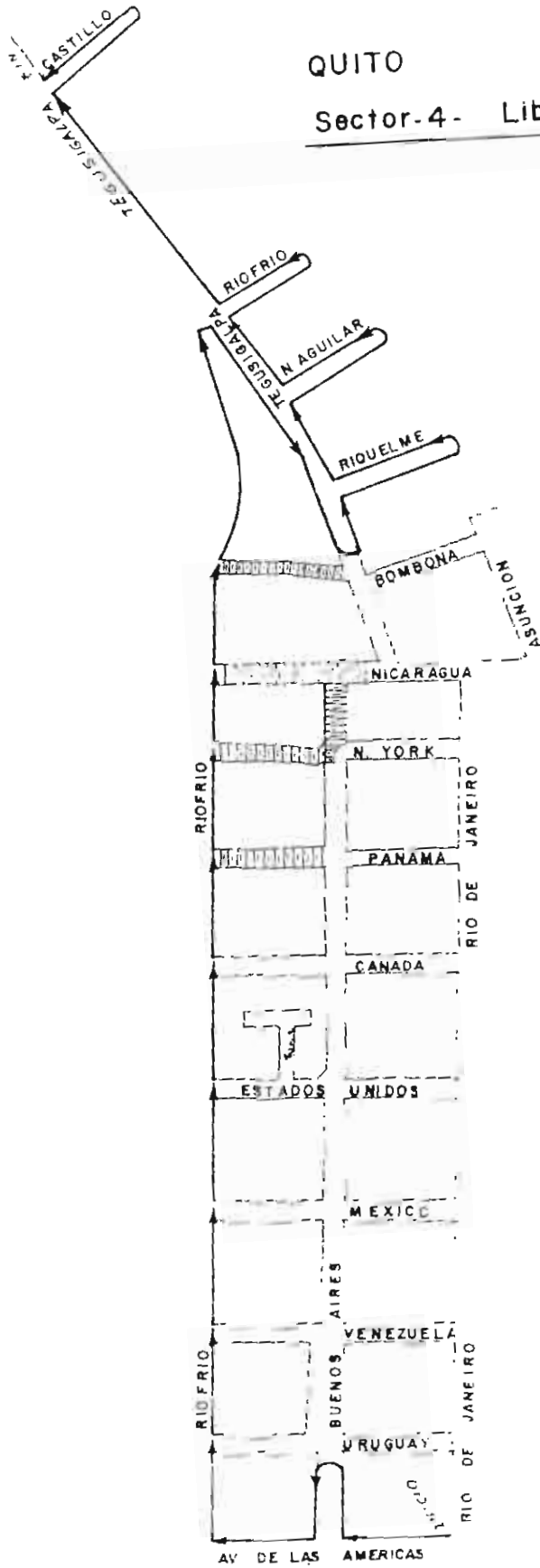
Sector -4- Libro -10-

Act 7 181

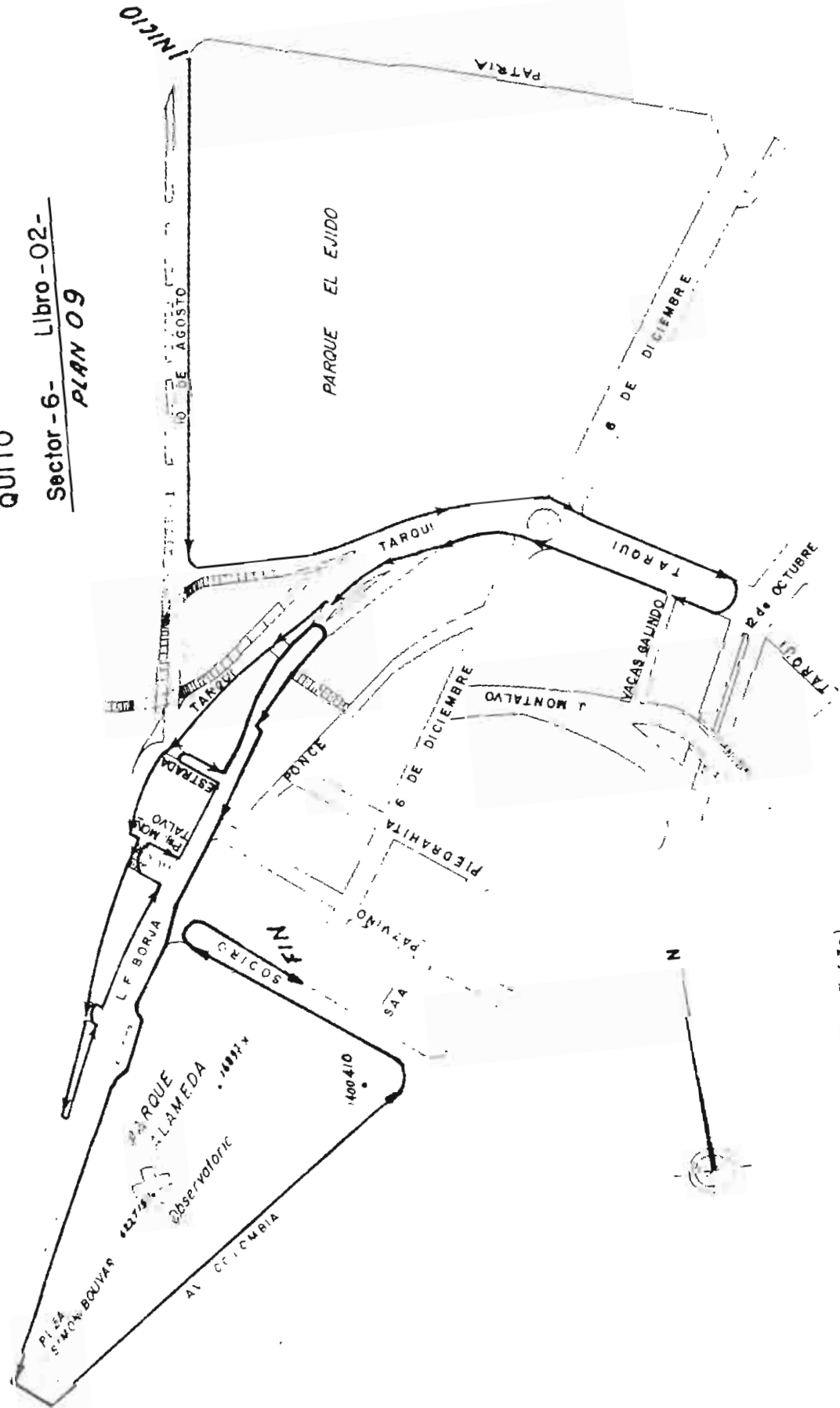
NORMALIZACION

QUITO

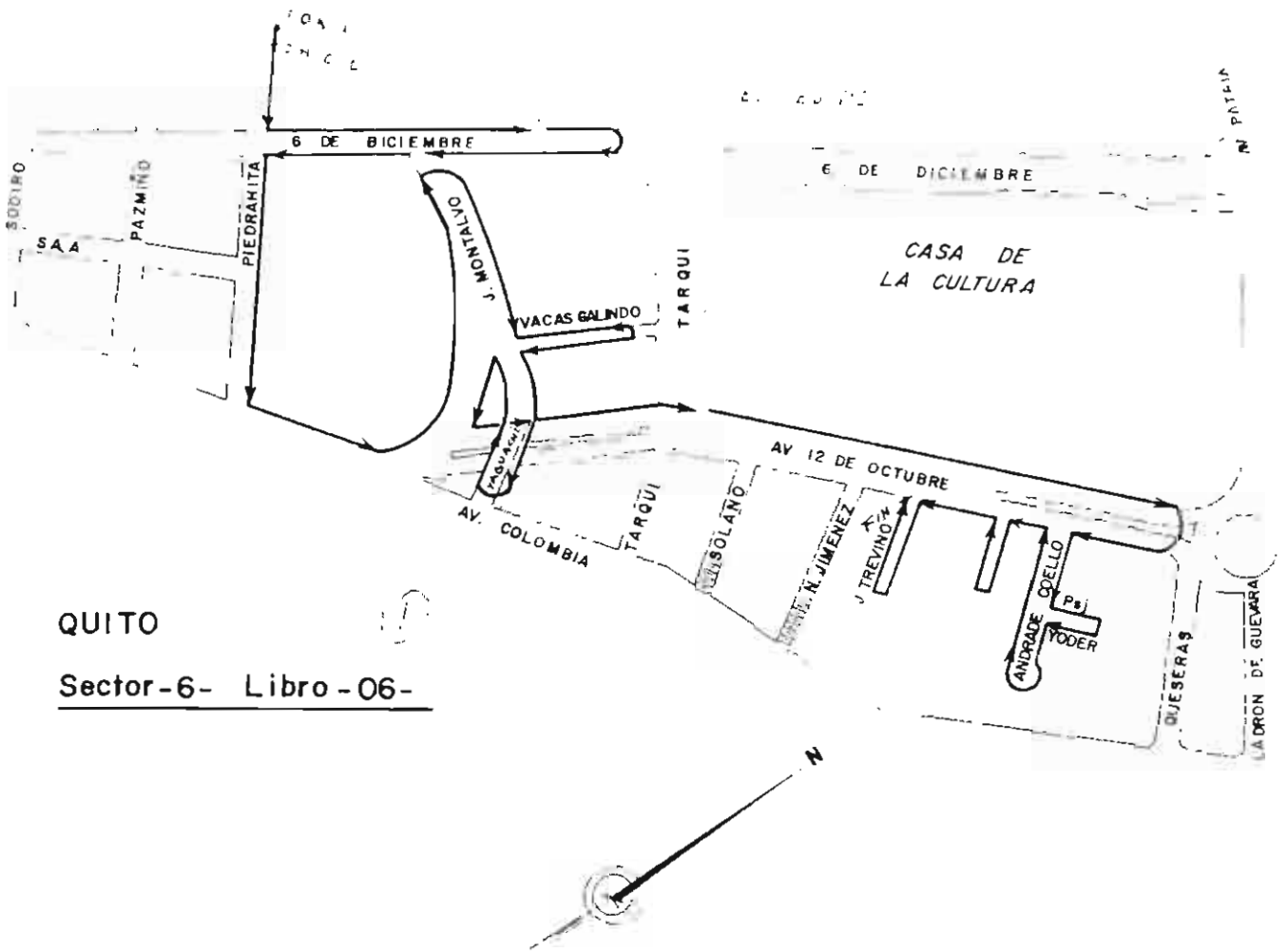
Sector-4- Libro -12-



QUITO
Sector -6- Libro -02-
PLAN 09



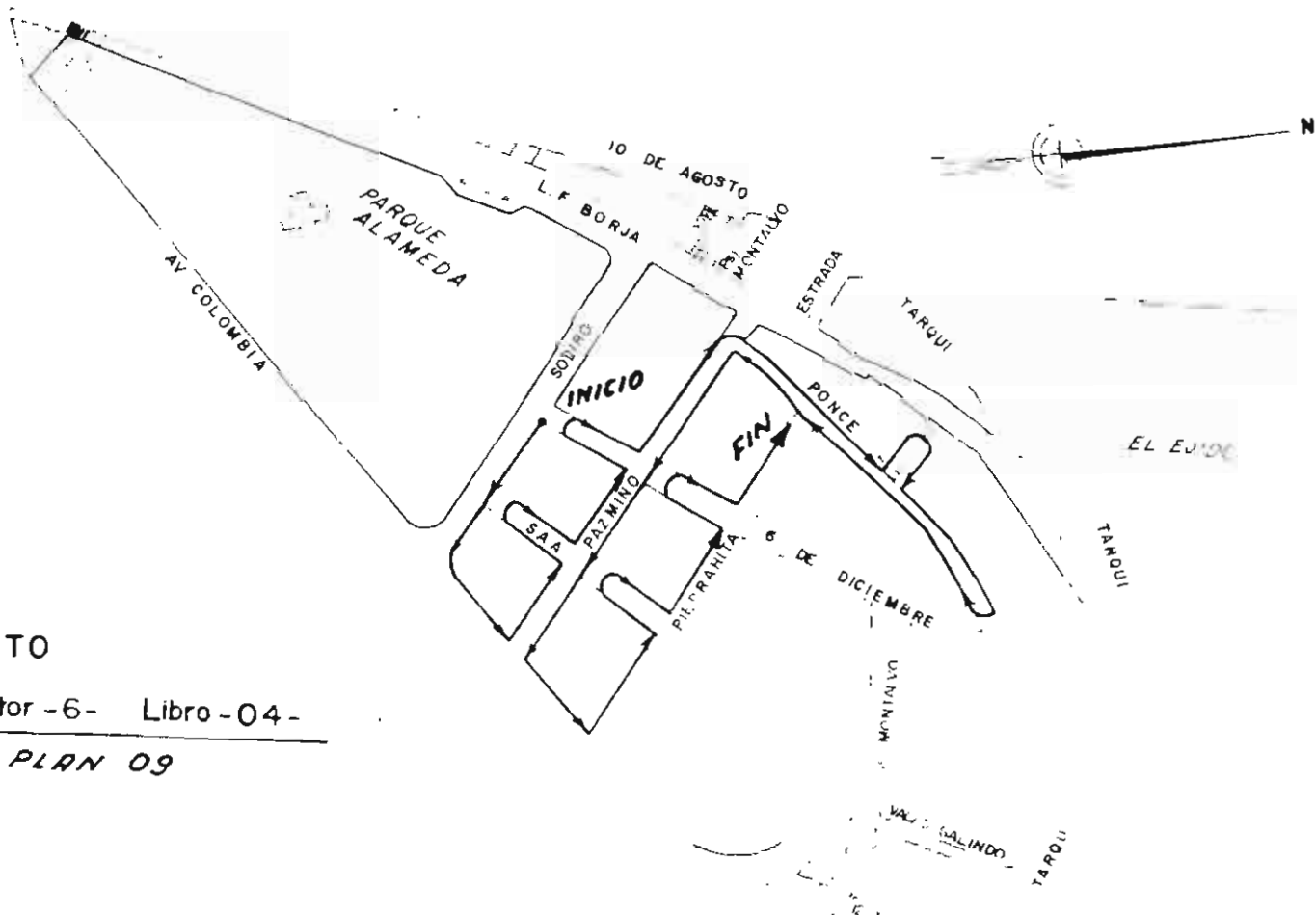
Normalización (Fotografía F. Tufiño)



QUITO

Sector-6- Libro-06-

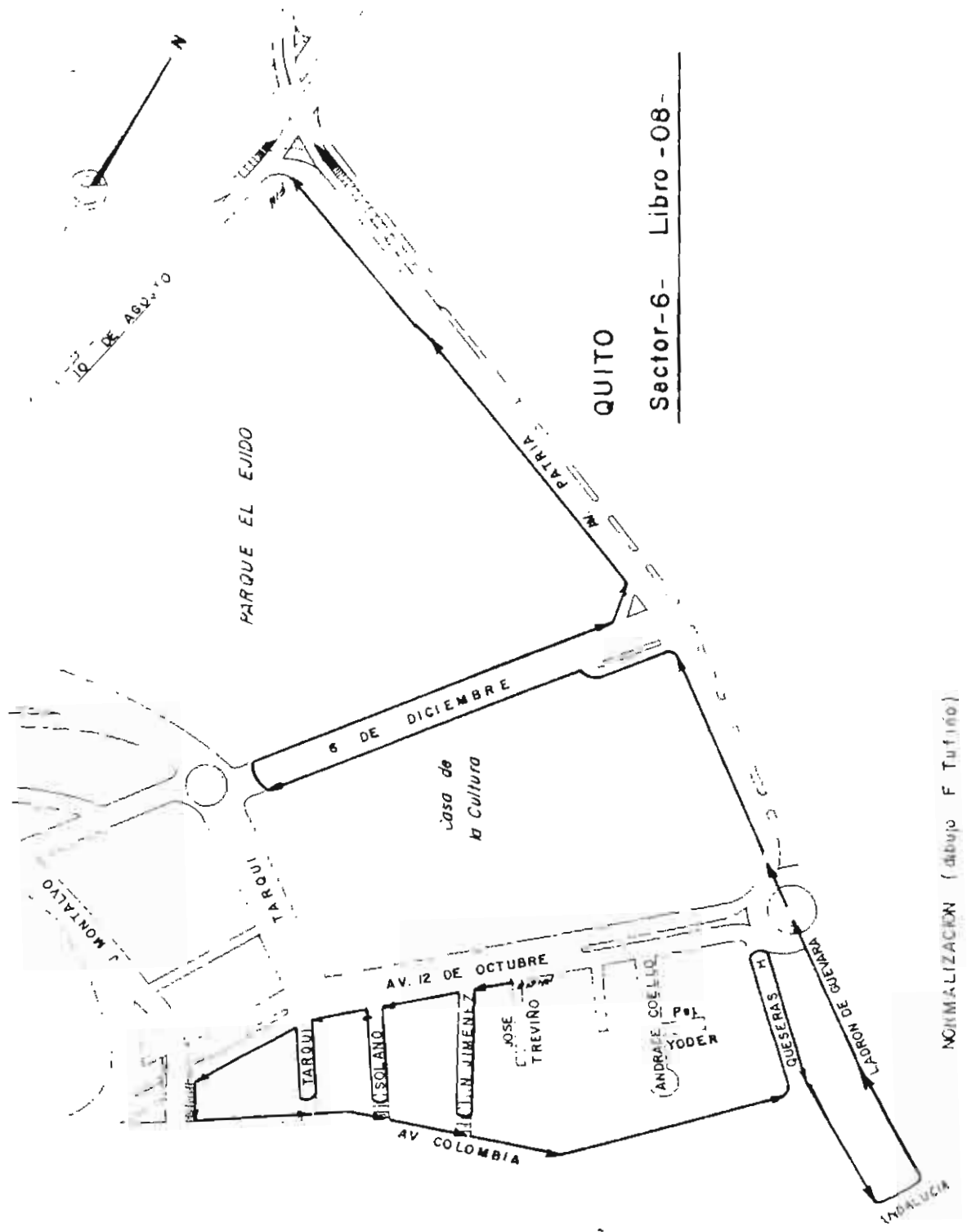
NORMALIZACION (dibujo. F. Tufiño)



QUITO

Sector-6- Libro-04-

PLAN 09



QUITO
Sector-6- Libro -08-

NORMALIZACION (dibujo F. Tufiño)

ANEXO 7

**RESULTADOS DE LAS CORRIDAS DE
FLUJOS EN LOS PRIMARIOS**

PROJECT: Scott & Scott 01/29/98 00:14:49
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 9A
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

9A	SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	--- LOAD IN SECTION ---				--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			--- LOSSES ---				
					CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR
	FEEDER TOTALS:																			
								(feeder pf = 0.93)	454	181	46	0			97.3	1.3	1.7			
	ARMERO	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	11.0	454	181	46	0	0.0	0.0	97.3	0.1	0.1	ARMERO
	ARMERO001	0.2	ABC	266AA	45	10	4	1	0.0	11.0	449	179	46	0	0.1	0.1	97.3	0.2	0.3	ARMERO001
	UNIVER	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	10.7	444	176	45	0	0.0	0.1	97.0	0.1	0.1	UNIVER
	UNIVER001	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	9.6	392	152	40	0	0.0	0.2	97.1	0.1	0.1	UNIVER001
	CANADA	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	9.1	375	149	38	0	0.1	0.2	97.1	0.3	0.4	CANADA
	JANEIRO	0.0	ABC	266AA	45	10	4	1	0.0	0.0	5	2	0	0	0.0	0.2	97.1	0.0	0.0	JANEIRO
	JANEIRO001	0.1	ABC	266AA	125	27	11	3	0.0	9.9	353	140	36	0	0.0	0.3	97.0	0.1	0.2	JANEIRO001
	JANEIRO002	0.1	ABC	266AA	30	6	3	1	0.0	9.0	335	133	34	0	0.0	0.3	97.0	0.1	0.1	JANEIRO002
	JANEIRO003	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	8.0	332	130	34	0	0.0	0.3	97.0	0.0	0.1	JANEIRO003
	VENEZUEL	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.3	97.0	0.0	0.0	VENEZUEL
	JANEIRO004	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	JANEIRO004
	JANEIRO005	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.3	97.0	0.0	0.0	JANEIRO005
	AMERICA	0.1	AB	2CU	15	3	1	0	0.0	0.0	0	1	0	0	0.0	0.3	97.0	0.0	0.0	AMERICA
	VENEZUELO1	0.1	ABC	1'0CU	75	16	6	2	0.0	10.8	321	127	33	0	0.0	0.4	96.9	0.1	0.1	VENEZUELO1
	VENEZUELO2	0.0	ABC	1'0CU	0	0	0	0	0.0	7.5	229	91	23	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	VENEZUELO2
	VENEZUELO3	0.1	ABC	1'0CU	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	2CU	0	0	0	0	0.0	4.8	190	43	11	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	VENEZUELO4
	ASUNCION03	0.1	ABC	6CU	50	11	4	1	0.0	5.9	65	26	7	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	ASUNCION03
	ASUNCION04	0.1	ABC	6 CUsu	275	59	23	6	0.0	5.0	30	12	3	0	0.0	0.5	96.8	0.0	0.0	ASUNCION04
	ASUNCION02	0.1	ABC	6CU	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	ABC	1'0CU	75	16	6	2	0.0	3.5	97	39	10	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	SANTIAGO
	SANTIAGO001	0.1	ABC	1'0CU	415	89	35	9	0.0	2.9	45	19	5	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	SANTIAGO001
	BOGOTA	0.1	ABC	4CU	175	38	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	4CU	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	4CU	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	4CU	75	16	6	2	0.0	0.9	2	3	1	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	MEXICO
	BOGOTA03	0.1	ABC	4CU	25	5	2	1	0.0	1.7	27	11	3	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	BOGOTA03
	KEBU	0.1	ABC	4CU	112	24	10	3	0.0	1.4	17	5	1	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	KEBU
	ASUNCION	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	3.5	20	9	2	0	0.0	0.2	97.1	0.0	0.0	ASUNCION
	ASUNCION01	0.0	ABC	266AC	100	22	9	2	0.0	0.5	11	4	1	0	0.0	0.2	97.1	0.0	0.0	ASUNCION01
	SEGUR0	0.1	AB	2AA	15	3	1	0	0.0	3.9	45	18	7	0	0.0	0.1	97.2	0.0	0.0	SEGUR0
	SEGUR001	0.1	AB	2AA	200	43	17	7	0.0	3.0	27	9	3	0	0.0	0.2	97.1	0.0	0.0	SEGUR001

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
ASUNCION04	0.46	96.84	ARMERO001	10.96	2.16	1.29	1.66

2 iterations with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
488.6	454.0	180.6	0.93	2.1	1.3	1.7

PROJECT: Scott & Scott 01/29/98 00:17:43

LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional

BALANCED ANALYSIS ON FEEDER DC

Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

90	SECTION NAME	LGTH PHS		LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
		KM	CFG	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR
FEEDER TOTALS:										2472	1055	253	0			97.3	57.3	76.1	
	ARONICA	0.7	ABC	266AA	0	0	0	0.0	60.3	2472	1055	253	0	1.7	1.7	95.6	33.0	45.1	ARONICA
	BUENOSA	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0.0	54.4	2708	890	220	0	0.1	1.8	95.5	1.2	1.6	BURNOSA
	BUENOSA05	0.1	ABC	266AA	60	34	18	4.0	54.4	2190	880	236	0	0.1	1.8	95.4	2.3	3.2	BUENOSA05
	BUENOSA06	0.1	ABC	6CU	100	57	29	6.0	14.2	120	60	14	0	0.0	2.0	95.3	0.1	0.0	BUENOSA06
	NUEVAY	0.1	ABC	6CU	100	57	29	6.0	9.0	71	37	9	0	0.0	2.0	95.3	0.0	0.0	NURVAY
	NUEVAY01	0.1	ABC	6CU	75	43	22	5.0	3.9	21	11	2	0	0.0	2.0	95.3	0.0	0.0	NUEVAY01
	PANAMA	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0.0	49.5	9013	787	200	0	0.2	2.1	95.7	3.1	4.0	PANAMA
	RIOFRIO	0.1	ABC	6CU	113	64	33	7.0	5.8	39	17	3	0	0.0	2.2	95.1	0.0	0.0	RIOFRIO
	RIOFRIO01	0.1	ABC	4CU	75	43	22	5.0	2.6	21	11	2	0	0.0	2.1	95.7	0.0	0.0	RIOFRIO01
	PANAMA01	0.2	ABC	266AA	75	43	22	5.0	46.7	1801	716	194	0	0.3	2.4	94.0	4.0	6.2	PANAMA01
	HABANA	0.1	ABC	6CU	75	43	22	5.0	3.9	21	11	2	0	0.0	2.5	94.3	0.0	0.0	HABANA
	PANAMA02	0.2	ABC	266AA	100	57	29	6.0	44.5	1784	796	199	0	0.4	2.9	94.4	5.7	7.8	PANAMA02
	PANAMA02	ABC	CAPACITOR 300		KVAR (268		ADJUSTED)											
	GUATEMALA	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0.0	7.3	281	145	31	0	0.0	2.9	94.4	0.0	0.0	GUATEMALA
	GUATEMALA01	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0.0	7.3	281	145	31	0	0.0	2.9	94.4	0.0	0.0	GUATEMALA01
	GUATEMALA02	0.0	ABC	266AA	123	70	36	8.0	4.1	121	69	13	0	0.0	2.9	94.4	0.0	0.0	GUATEMALA02
	GUATEMALA03	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.9	94.4	0.0	0.0	GUATEMALA03
	NICARAGUA	0.2	ABC	1/0CU	150	86	44	9.0	3.0	43	22	5	0	0.0	2.9	94.4	0.0	0.0	NICARAGUA
	NUEVAY03	0.3	ABC	3/0AA	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.9	94.4	0.0	0.0	NUEVAY03
	NUEVAY04	0.2	ABC	4CU	0	0	0	0.0	7.6	126	65	14	0	0.1	3.0	94.3	0.1	0.0	NUEVAY04
	NUEVAY05	0.0	ABC	4CU	100	57	29	6.0	3.5	29	15	3	0	0.0	3.0	94.7	0.0	0.0	NUEVAY05
	GALAPAGOS	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0.0	6.2	60	35	7	0	0.0	3.0	94.3	0.0	0.0	GALAPAGOS
	GALAPAGOS01	0.0	ABC	6CU	45	26	13	3.0	2.3	13	7	1	0	0.0	3.0	94.3	0.0	0.0	GALAPAGOS01
	PANAMA03	0.1	ABC	6CU	75	43	22	5.0	3.9	21	11	2	0	0.0	3.0	94.3	0.0	0.0	PANAMA03
	GUATEMALA04	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0.0	32.7	1468	762	161	0	0.1	3.0	94.3	1.6	2.2	GUATEMALA04
	CUENCA	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0.0	3.5	134	69	15	0	0.0	3.0	94.3	0.0	0.0	CUENCA
	CUENCA01	0.3	ABC	266AA	75	43	22	5.0	2.6	78	41	9	0	0.0	3.1	94.2	0.0	0.0	CUENCA01
	IPIALES	0.5	ABC	1/0 CU	100	57	29	6.0	2.0	29	15	3	0	0.0	3.1	94.2	0.0	0.0	IPIALES
	CARCHIO2	0.0	ABC	6CU	60	34	18	4.0	3.1	17	9	2	0	0.0	2.0	94.3	0.0	0.0	CARCHIO2
	GUATEMALA05	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0.0	34.7	1333	691	146	0	0.0	3.0	94.3	0.4	0.6	GUATEMALA05
	GUATEMALA06	0.1	ABC	266AA	50	29	15	3.0	34.7	1310	683	144	0	0.1	3.1	94.7	0.0	1.3	GUATEMALA06
	GUATEMALA07	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0.0	15.7	601	311	66	0	0.1	2.7	94.1	0.3	0.4	GUATEMALA07
	MATOVELLE	0.1	ABC	1/0CU	75	43	22	5.0	1.5	21	11	2	0	0.0	3.0	94.1	0.0	0.0	MATOVELLE
	MATOVELLE01	0.2	ABC	2CU	10	6	3	1.0	26.6	555	287	61	0	0.0	2.4	93.9	1.2	0.8	MATOVELLE01
	VENEZUELA03	0.1	ABC	2CU	150	86	44	9.0	4.1	42	22	5	0	0.0	2.4	93.9	0.0	0.0	VENEZUELA03
	MATOVELLE02	0.1	ABC	2CU	15	8	4	1.0	0.4	4	2	0	0	0.0	3.4	93.9	0.0	0.0	MATOVELLE02
	VENEZUELA04	0.1	ABC	2CU	100	57	29	6.0	21.0	420	221	47	0	0.1	3.5	93.8	0.3	0.2	VENEZUELA04
	VENEZUELA05	0.1	ABC	1/0CU	45	26	13	3.0	3.0	90	40	10	0	0.0	3.5	93.8	0.0	0.0	VENEZUELA05
	VENEZUELA06	0.1	ABC	1/0CU	60	34	18	4.0	1.0	17	9	2	0	0.0	3.5	93.8	0.0	0.0	VENEZUELA06
	DAVILA	0.3	ABC	6CU	75	43	22	5.0	3.9	21	11	2	0	0.0	3.5	93.8	0.0	0.0	DAVILA
	ANTE	0.1	ABC	1/0CU	0	0	0	0.0	10.5	297	153	30	0	0.1	3.5	93.8	0.2	0.2	ANTE
	ANTE01	0.1	ABC	1/0 CU	520	297	153	30.0	10.5	148	77	16	0	0.0	3.5	93.8	0.0	0.0	ANTE01
	BENALCAZAR	0.1	ABC	1/0CU	0	0	0	0.0	24.8	702	363	77	0	0.1	3.2	94.1	0.5	0.5	BENALCAZAR
	BENALCAZAR01	0.1	ABC	1/0CU	75	43	22	5.0	24.0	680	352	75	0	0.0	3.4	93.9	0.9	0.9	BENALCAZAR01
	CARCHI	0.1	ABC	6CU	75	43	22	5.0	3.9	21	11	2	0	0.0	3.4	93.9	0.0	0.0	CARCHI
	CARCHIO1	0.1	ABC	6CU	75	43	22	5.0	3.9	21	11	2	0	0.0	3.4	93.9	0.0	0.0	CARCHIO1
	BENALCAZAR02	0.1	ABC	1/0CU	0	0	0	0.0	70.3	572	295	60	0	0.1	3.5	93.8	0.6	0.8	BENALCAZAR02
	GALAPAGOS02	0.1	ABC	6CU	200	114	59	12.0	10.5	57	29	6	0	0.0	3.5	93.8	0.0	0.0	GALAPAGOS02
	BENALCAZAR03	0.2	ABC	1/0CU	233	130	70	15.0	7.1	132	68	15	0	0.0	3.5	93.8	0.0	0.0	BENALCAZAR03
	ESMERALDAS	0.0	ABC	1/0CU	113	64	33	7.0	2.3	39	17	4	0	0.0	3.5	93.8	0.0	0.0	ESMERALDAS
	GALAPAGOS03	0.1	ABC	1/0 CU	450	257	133	28.0	3.1	128	66	14	0	0.0	3.5	93.8	0.0	0.0	GALAPAGOS03

BUENOSA01	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	5.2	391	110	25	0	0.0	1.8	95.5	0.1	0.1	BUENOSA01
BUENOSA02	0.1	ABC	266AA	100	57	20	6	0.0	5.0	202	165	22	0	0.0	1.8	95.5	0.0	0.1	BUENOSA02

30

SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	--- LOAD IN SECTION ---				--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		SECTION NAME		
				KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL		KW	KVAR
FEEDER TOTALS:																			
BUENOSA03	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	2.2	96	44	9	0	0.0	1.8	95.5	0.0	0.0	BUENOSA03
BUENOSA04	0.1	ABC	6CU	100	57	20	6	0.0	5.1	29	15	3	0	0.0	1.8	95.5	0.0	0.0	BUENOSA04
URUGUAY	0.1	ABC	6CU	50	29	15	3	0.0	2.0	14	7	2	0	0.0	1.8	95.5	0.0	0.0	URUGUAY
VENEZUELA	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	1.0	0	0	0	0	0.0	1.8	95.5	0.0	0.0	VENEZUELA
VENEZUELA02	0.1	ABC	266AA	155	80	16	10	0.0	2.3	44	23	5	0	0.0	1.8	95.5	0.0	0.0	VENEZUELA02

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR	KVAP
ANTRO1	3.55	93.75	ARONICA	60.27	95.20	57.34	76.09	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
2687.7	2472.1	1054.7	0.92	95.3	57.3	76.1	

98	--- LOAD IN SECTION ---										--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			--- LOSSES	
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:	KM	CFG	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
								(feeder of =	0.93)	1571	611	160	0			97.3	6.5	5.1	
SALIDA	0.0	ABC	1'0CU	0	0	0	0	0.0	51.5	1571	611	160	0	0.1	0.1	97.0	0.0	0.0	SALIDA
ARMER	0.0	ABC	1'0CU	0	0	0	0	0.0	12.9	1318	196	133	0	0.1	0.1	97.0	0.0	0.0	ARMER
ARMERO1	0.1	ABC	1'0CU	45	19	11	2	0.0	23.0	790	167	86	0	0.1	0.1	97.1	0.3	0.3	ARMERO1
ARMERO2	0.1	ABC	6CU	100	42	24	5	0.0	23.0	231	137	26	0	0.1	0.1	96.9	0.3	0.1	ARMERO2
ARMERO3	0.1	ABC	6CU	209	83	19	9	0.0	19.1	171	100	19	0	0.1	0.1	96.9	0.0	0.0	ARMERO3
SOTO	0.1	ABC	6CU	113	17	28	5	0.0	11.0	106	60	17	0	0.0	0.5	96.8	0.0	0.0	SOTO
BOLIVIA	0.2	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	3.0	35	21	1	0	0.0	0.5	96.8	0.0	0.0	BOLIVIA
BOLIVIA01	0.0	ABC	6CU	85	35	21	4	0.0	3.2	18	10	2	0	0.0	0.5	96.8	0.0	0.0	BOLIVIA01
SOTO01	0.1	ABC	6CU	113	17	28	5	0.0	4.3	24	14	3	0	0.0	0.5	96.8	0.0	0.0	SOTO01
UNIVERSITARIA	0.2	ABC	1'0 CU	1260	525	300	57	0.0	18.5	263	154	29	0	0.1	0.3	97.0	0.1	0.1	UNIVERSITARIA
CANAD	0.2	ABC	1'0CU	45	19	11	2	0.0	15.8	509	17	48	0	0.1	0.2	97.1	0.4	0.5	CANAD
UNIVERSITARIA01	0.3	ABC	1'0CU	75	31	18	3	0.0	15.2	484	143	19	0	0.2	0.4	96.9	0.8	0.8	UNIVERSITARIA01
UNIVERSITARIA01		ABC	CAPACITOR	300		KVAR	(282	ADJUSTED										
NICARAGU	0.1	ABC	2'0 CU	30	12	7	1	0.0	14.2	461	271	51	0	0.1	0.4	96.9	0.2	0.2	NICARAGU
NICARAGU01	0.1	ABC	3'0AA	30	12	7	1	0.0	16.1	448	263	49	0	0.1	0.5	96.8	0.3	0.3	NICARAGU01
NICARAGU02	0.2	ABC	3'0AA	0	0	0	0	0.0	12.5	353	207	39	0	0.1	0.6	96.7	0.4	0.4	NICARAGU02
MONTEVIDEO	0.1	ABC	3'0AA	75	31	18	3	0.0	12.5	337	190	37	0	0.0	0.7	96.6	0.0	0.1	MONTEVIDEO
MONTEVIDEO01	0.1	ABC	3'0AA	45	19	11	2	0.0	11.4	312	183	34	0	0.0	0.7	96.6	0.1	0.1	MONTEVIDEO01
MONTEVIDEO02	0.3	ABC	4CU	50	21	12	2	0.0	9.7	148	87	10	0	0.1	0.9	96.5	0.2	0.1	MONTEVIDEO02
MONTEVIDEO03	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	3.8	62	37	7	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	MONTEVIDEO03
MONTEVIDEO04	0.0	ABC	4CU	150	62	37	7	0.0	3.3	31	18	3	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	MONTEVIDEO04
TEGUCIGALPA02	0.1	ABC	4CU	15	19	11	2	0.0	4.0	66	38	7	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	TEGUCIGALPA02
TEGUCIGALPA03	0.1	ABC	4CU	15	19	11	2	0.0	1.1	9	5	1	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	TEGUCIGALPA03
CASTILLO	0.1	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	2.3	37	22	1	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	CASTILLO
CASTILLO01	0.1	ABC	2AA	15	19	11	2	0.0	1.1	9	5	1	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	CASTILLO01
CASTILLO02	0.2	ABC	2AA	15	19	11	2	0.0	1.1	9	5	1	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	CASTILLO02
TAPI	0.2	ABC	6CU	150	62	37	7	0.0	13.2	113	56	12	0	0.1	0.8	96.5	0.1	0.0	TAPI
HAITI	0.1	ABC	6CU	15	19	11	2	0.0	7.5	72	42	2	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	HAITI
HAITI01	0.2	ABC	6CU	75	31	18	3	0.0	5.7	17	27	5	0	0.0	0.9	96.1	0.0	0.0	HAITI01
MORGAN	0.2	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	MORGAN
MARTINEZ	0.0	ABC	6CU	75	31	18	3	0.0	2.9	16	9	2	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	MARTINEZ
PINEDA	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	PINEDA
BOMBONA	0.3	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.7	96.6	0.0	0.0	BOMBONA
TEGUCIGALPA	0.2	ABC	4CU	113	17	28	5	0.0	5.4	95	32	7	0	0.0	0.6	96.7	0.0	0.0	TEGUCIGALPA
TEGUCIGALPA01	0.1	ABC	4CU	100	42	24	5	0.0	2.5	21	17	2	0	0.0	0.6	96.7	0.0	0.0	TEGUCIGALPA01
ARMERO4	0.2	ABC	6CU	100	42	24	5	0.0	22.9	231	135	25	0	0.2	0.2	97.1	0.5	0.1	ARMERO4
ARMERO5	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	19.1	209	123	22	0	0.1	0.3	97.1	0.2	0.0	ARMERO5
ARMERO6	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	10.5	115	67	13	0	0.1	0.4	96.8	0.1	0.0	ARMERO6
ARMERO7	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	6.7	68	40	7	0	0.0	0.4	96.8	0.0	0.0	ARMERO7
SALGADO	0.2	ABC	6CU	45	19	11	2	0.0	1.7	9	5	1	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	SALGADO
SALGADO01	0.1	ABC	6CU	118	49	29	5	0.0	4.5	25	14	3	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	SALGADO01
ELORO	0.1	ABC	6CU	113	17	28	5	0.0	4.3	24	14	3	0	0.0	0.4	96.9	0.0	0.0	ELORO
STAROSA	0.1	ABC	6CU	113	17	28	5	0.0	4.3	24	14	3	0	0.0	0.3	97.0	0.0	0.0	STAROSA
STAROSA01	0.2	ABC	6CU	113	17	28	5	0.0	1.3	21	14	3	0	0.0	0.3	97.0	0.0	0.0	STAROSA01

SECTION NAME	----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----		--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
	PERCENT	PERCENT		PERCENT	KVA	KW	KVAR
SECTION NAME	DROP	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY			
MARTINEZ	0.09	96.11	SALIDA	51.53	0.10	6.10	5.27

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD ----- : ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----

KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				:	RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
1696.3	1570.7	840.5	0.93	:	8.4	6.5	5.4

PROJECT: Scott & Scott 01/29/98 00:27:10

LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional

BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 9E

Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

9E		---- LOAD IN SECTION ----								--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		
	LGTH	PHS		COND				LOAD				SECT ACCUM			SECTION NA				
SECTION NAME	KM	CFG	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP	LRVWL	KW	KVAR	SECTION NA
FEEDER TOTALS.									(feeder pf = 0.92)	1842	797	189	3			97.3	43.5	57.4	
BOLIVI	0.3	ABC	266AA	375	87	40	3	0.0	45.0	1799	773	164	0	0.5	0.5	96.3	7.0	9.5	BOLIVI
BOLIVIO1	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	41.2	1686	764	173	0	0.2	0.7	96.5	2.0	2.7	BOLIVIO1
ESALGADO	0.3	ABC	2AA	140	37	10	4	0.0	1.9	16	9	2	0	0.0	0.7	96.0	0.0	0.0	ESALGADO
BOLIVIO2	0.2	ABC	266AA	50	12	6	1	0.0	40.3	1645	680	169	0	0.3	0.9	96.4	3.4	4.7	BOLIVIO2
PASAJEE	0.1	ADC	2AA	30	3	5	1	0.0	0.5	4	2	0	0	0.0	0.9	96.4	0.0	0.0	PASAJEE
BOLIVIO3	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	39.8	1628	667	167	0	0.1	1.0	96.3	0.8	1.1	BOLIVIO3
PASAJED	0.2	ABC	2AA	150	35	19	4	0.0	2.1	17	10	2	0	0.0	1.0	96.3	0.0	0.0	PASAJED
BOLIVIO4	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	38.9	1592	647	164	0	0.1	1.1	96.2	1.4	1.9	BOLIVIO4
RITHER	0.1	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	4.5	75	42	8	0	0.0	1.1	96.2	0.0	0.0	RITHER
RITHERO1	0.2	ABC	2AA	100	23	13	3	0.0	2.1	23	13	3	0	0.0	1.1	96.2	0.0	0.0	RITHERO1
RITHERO2	0.2	ABC	2AA	50	12	6	1	0.0	0.7	6	3	1	0	0.0	1.1	96.2	0.0	0.0	RITHERO2
OCCIDENTA	0.2	ABC	2AA	95	22	12	2	0.0	2.4	29	16	3	0	0.0	1.1	96.2	0.0	0.0	OCCIDENTA
OCCIDENTA01	0.2	ADC	2AA	30	7	4	1	0.0	0.4	3	2	0	0	0.0	1.1	96.2	0.0	0.0	OCCIDENTA01
OCCIDENTA02	0.1	ABC	2AA	50	12	6	1	0.0	0.7	6	3	1	0	0.0	1.1	96.2	3.6	0.0	OCCIDENTA02
RITHERO3	0.3	ABC	266AA	30	7	4	1	0.0	37.0	1512	601	155	0	0.5	1.6	95.7	6.2	3.4	RITHERO3
AQUILES	0.1	ADC	2AA	50	12	6	1	0.0	0.7	6	3	1	0	0.0	1.6	95.7	9.3	0.0	AQUILES
RITHERO4	0.2	ABC	266AA	45	10	6	1	0.0	36.5	1485	581	153	0	0.3	1.9	95.4	3.0	1.1	RITHERO4
RITHERO5	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	35.0	1459	564	150	0	0.3	2.2	95.1	3.2	4.4	RITHERO5
MIMBELA	0.1	ABC	6CU	95	22	12	2	0.0	2.0	17	6	1	0	0.0	2.2	95.1	0.0	0.0	MIMBELA
LAGASCA	0.1	ABC	266AA	75	17	10	2	0.0	35.2	1426	542	147	0	0.1	2.3	95.0	1.6	2.2	LAGASCA
LIZARASU01	0.1	ABC	6CU	75	17	10	2	0.0	18.5	193	107	21	0	0.1	2.1	94.9	0.1	0.0	LIZARASU01
LAGASCA09	0.1	ADC	6CU	0	0	0	0	0.0	18.0	171	97	19	0	0.0	2.1	94.9	0.1	0.0	LAGASCA09
LAGASCA10	0.1	ABC	6CU	60	14	9	2	0.0	1.3	7	1	1	0	0.0	2.4	94.9	0.0	0.0	LAGASCA10
RITHERO6	0.1	ADC	6CU	120	28	15	3	0.0	11.7	116	61	16	0	0.1	2.5	94.8	0.1	0.0	RITHERO6
BERRUTIETA	0.1	ADC	3/0AA	25	6	3	1	0.0	4.7	129	72	14	0	0.0	2.5	94.8	0.0	0.0	BERRUTIETA
BERRUTIETA01	0.3	ABC	3/0AA	0	0	0	0	0.0	4.5	126	70	14	0	0.1	2.6	94.7	0.1	0.1	BERRUTIETA01
OCCIDENTA03	0.2	ADC	1/0AA	25	6	3	1	0.0	0.3	3	2	0	0	0.0	2.0	94.7	0.0	0.0	OCCIDENTA03
ANTENAS	0.1	ADC	1/0AA	0	0	0	0	0.0	5.8	120	67	13	0	0.0	2.6	94.7	0.0	0.0	ANTENAS
ANTENAS01	1.1	ABC	1/0AA	125	29	16	3	0.0	2.0	27	15	3	0	0.1	2.7	94.6	0.0	0.0	ANTENAS01
ANTENAS02	1.5	ABC	1/0AA	0	0	0	0	0.0	0.0	12	7	1	0	0.0	2.7	94.6	0.0	0.0	ANTENAS02
ANTENAS08	0.5	ABC	1/0AA	55	13	7	1	0.0	0.6	6	4	1	0	0.0	2.7	94.6	0.0	0.0	ANTENAS08
ANTENAS03	0.5	ADC	2AA	0	0	0	0	0.0	4.3	79	44	9	0	0.1	2.7	94.6	0.1	0.0	ANTENAS03
ANTENAS05	0.2	ADC	2AA	0	0	0	0	0.0	4.5	73	41	0	0	0.0	2.0	94.5	0.0	0.0	ANTENAS05
ANTENAS06	0.1	ABC	2AA	300	69	39	9	0.0	4.3	35	19	4	0	0.0	2.8	94.5	0.0	0.0	ANTENAS06
ANTENAS07	0.3	ABC	2AA	15	3	2	0	0.0	0.2	2	1	0	0	0.0	2.8	94.5	0.0	0.0	ANTENAS07
ANTENAS04	0.4	ADC	2AA	25	6	3	1	0.0	0.4	3	2	0	0	0.0	2.7	94.5	0.0	0.0	ANTENAS04
ATACAME	0.1	ADC	6CU	45	10	6	1	0.0	1.0	5	3	1	0	0.0	2.4	94.9	0.0	0.0	ATACAME
LAGASCA01	0.1	ADC	266AA	100	23	13	3	0.0	29.5	1202	417	123	0	0.1	2.4	94.9	1.4	1.9	LAGASCA01
LAGASCA02	0.1	ABC	266AA	180	43	24	5	0.0	20.5	1150	387	117	0	0.1	2.5	94.8	0.9	1.3	LAGASCA02
LAGASCA03	0.9	ADC	266AA	230	54	30	6	0.0	25.9	1045	393	108	0	1.0	3.5	93.8	3.3	11.3	LAGASCA03
LAGASCA03		ADC	CAPACITOR	150		KVAR :	132	ADJUSTED :											
PALACIOS	0.1	ABC	3/0AA	75	17	10	2	0.0	0.6	9	5	1	0	0.0	3.5	93.8	0.0	0.0	PALACIOS
PALACIOS01	0.2	ABC	3/0AA	30	7	4	1	0.0	0.2	3	2	0	0	0.0	3.5	93.8	0.0	0.0	PALACIOS01
LAGASCA04	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	21.9	995	420	105	0	0.1	3.7	93.6	0.8	1.1	LAGASCA04
LEYTON	0.1	ABC	4CU	75	17	10	2	0.0	1.1	9	5	1	0	0.0	3.7	93.6	0.0	0.0	LEYTON
LEYTON01	0.2	ABC	1/0CU	30	7	4	1	0.0	13.0	356	193	40	0	0.1	3.8	93.5	0.4	0.4	LEYTON01
LEYTON02	0.3	ABC	0 CUen	1575	352	196	39	0.0	17.0	170	93	22	0	0.1	3.9	93.4	0.0	0.1	LEYTON02
LAGASCA05	0.1	ABC	266AA	100	23	13	3	0.0	15.0	590	200	60	0	0.1	3.7	93.6	0.3	0.4	LAGASCA05
LAGASCA06	0.3	ABC	266AA	150	36	20	4	0.0	14.1	550	240	60	0	0.0	2.9	93.4	0.9	1.2	LAGASCA06
LAGASCA06		ABC	CAPACITOR	150		KVAR :	131	ADJUSTED :											
LAGASCA07	0.1	ABC	266AA	300	70	39	10	0.0	3.3	77	43	9	0	0.0	3.9	93.4	0.0	0.0	LAGASCA07

LAGASCA08 0.1 ABC 286AA 140 30 18 4 0.0 0.0 16 0 0 0 0.0 3.0 93.4 0.0 0.0 LAGASCA08
 ELISLA 0.0 ABC 2AA 113 28 15 3 0.0 1.6 13 0 1 0 0.0 3.0 93.4 0.0 0.0 ELISLA

SECTION NAME	LGTH	PHS	LOAD IN SECTION					LOAD THRU SECTION					VOLTAGE PERCENT			LOSSES					
			CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION
FEEDER TOTALS:																					
ELISLA01	0.1	ABC	2AA	150	35	19	4	0.0	0.0	370	200	40	0	0.0	4.1	93.0	0.0	0.0	0.0	ELISLA01	
ELISLA00	0.0	ABC	2 CUBA	1537	355	190	40	0.0	17.4	177	99	26	0	0.1	4.0	93.1	0.0	0.0	0.1	ELISLA00	
MENESEC	0.1	ABC	2AA	30	0	0	0	0.0	0.5	4	0	0	0	0.0	2.7	92.6	0.0	0.0	0.0	MENESEC	
BECALDR	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	5.1	55	31	0	0	0.0	2.6	94.7	0.0	0.0	0.0	BECALDR	
BECALDR01	0.1	ABC	6CU	150	35	19	4	0.0	3.0	17	10	0	0	0.0	2.0	94.7	0.0	0.0	0.0	BECALDR01	
SORILLA	0.1	ABC	6CU	90	21	12	2	0.0	1.9	10	6	1	0	0.0	2.6	94.7	0.0	0.0	0.0	SORILLA	
ESPINA	0.1	ABC	6CU	75	17	10	2	0.0	1.6	9	5	1	0	0.0	2.4	94.9	0.0	0.0	0.0	ESPINA	
LIZARASU	0.2	ABC	6CU	83	19	11	2	0.0	1.8	10	5	1	0	0.0	1.9	95.4	0.0	0.0	0.0	LIZARASU	
CENTRAL	0.0	ABC	4'0AA	275	63	35	7	0.0	1.9	32	18	3	0	0.0	0.5	96.0	0.0	0.0	0.0	CENTRAL	

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES			
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
ELISLA00	4.19	93.11	BOLIVI	45.01	71.98	43.47	57.37

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
2007.3	1842.4	796.6	0.92	72.0	43.5	57.4

PROJECT: Scott & Scott 01/28/98 23:13:50
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 10B
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

10B SECTION NAME	LGTH PHS		---- LOAD IN SECTION ----					---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --				
	KM	CFG	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME	
FEEDER TOTALS:																			
QUESERAS	0.2	ABC	336AA	30	3	3	0	0.0	10.6	509	196	51	0	0.1	0.1	98.2	0.4	0.7	QUESERAS
QUESERAS01	0.1	ABC	2/0 CU	0	0	0	0	0.0	14.0	507	192	51	0	0.0	0.1	98.2	0.2	0.2	QUESERAS01
12OCTUBRE	0.1	ABC	336AA	1280	144	136	18	0.0	10.5	435	124	42	0	0.0	0.2	98.1	0.1	0.1	12OCTUBRE
12OCTUBRE01	0.2	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	7.1	363	56	34	0	0.0	0.2	98.1	0.1	0.2	12OCTUBRE01
12OCTUBRE02	0.1	ABC	266AA	795	89	85	11	0.0	4.1	90	85	12	0	0.0	0.2	98.1	0.0	0.0	12OCTUBRE02
12OCTUBRE03	0.1	ABC	266AA	300	34	32	4	0.0	1.4	28	27	4	0	0.0	0.2	98.1	0.0	0.0	12OCTUBRE03
12OCTUBRE04	0.1	ABC	266AA	100	11	11	1	0.0	0.3	8	5	1	0	0.0	0.2	98.1	0.0	0.0	12OCTUBRE04
ROCA	0.1	ABC	266AA	185	21	20	3	0.0	5.3	218	62	21	0	0.0	0.2	98.1	0.0	0.0	ROCA
ROCA		ABC	CAPACITOR	300					289 ADJUSTED										
ROCA01	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	6.4	208	197	27	0	0.0	0.3	98.0	0.1	0.1	ROCA01
PLAZA	0.1	ABC	4CU	75	8	8	1	0.0	1.3	14	14	2	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	PLAZA
ROBLES	0.1	ABC	6CU	90	10	10	1	0.0	1.1	5	5	1	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	ROBLES
ROCA02	0.2	ABC	266AA	370	42	39	5	0.0	1.3	21	20	3	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	ROCA02
PLAZA01	0.1	ABC	4CU	200	22	21	3	0.0	10.6	136	129	18	0	0.0	0.3	98.0	0.1	0.0	PLAZA01
CARRION	0.1	ABC	6CU	275	31	29	4	0.0	8.1	60	57	8	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	CARRION
CARRION01	0.1	ABC	2CU	50	6	5	1	0.0	0.3	3	3	0	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	CARRION01
TAMAYO	0.1	ABC	6CU	190	21	20	3	0.0	2.3	11	10	1	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	TAMAYO
TAMAYO01	0.2	ABC	6CU	157	18	17	2	0.0	1.9	9	8	1	0	0.0	0.4	97.9	0.0	0.0	TAMAYO01
PLAZA02	0.1	ABC	4CU	215	24	23	3	0.0	3.5	37	35	5	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	PLAZA02
PLAZA03	0.1	ABC	4CU	225	25	24	3	0.0	1.8	13	12	2	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	PLAZA03

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
TAMAYO01	0.35	97.95	QUESERAS01	14.05	1.68	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
546.8	510.4	196.0	0.93	:	1.7	1.0	1.4

PROJECT: Scott & Scott 01/28/98 23:20:00

LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional

BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 10C

Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

10C				---- LOAD IN SECTION ----								---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME	
				(feeder pf = 0.94)																	
FEEDER TOTALS:											2563	970	255	0			98.3	47.5	56.7		
QMEDIO	0.1	ABC	266AA	100	27	10	3	0.0	60.8	2550	965	254	0	0.2	0.2	98.1	4.5	6.1	QMEDIO		
NOGUCHE	0.1	ABC	2CU	30	8	3	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	0.2	98.1	0.0	0.0	NOGUCHE		
QMEDIO001	0.2	ABC	266AA	800	219	80	22	0.0	60.0	2414	911	241	0	0.4	0.6	97.7	7.0	9.6	QMEDIO001		
QMEDIO002	0.1	ABC	4/OCU	0	0	0	0	0.0	47.9	2297	862	230	0	0.3	0.9	97.4	4.4	8.5	QMEDIO002		
QMEDIO003	0.1	ABC	1/OCU	330	90	33	9	0.0	2.9	45	16	5	0	0.0	0.9	97.4	0.0	0.0	QMEDIO003		
COLOMBIA	0.1	ABC	1/OCU	255	70	25	7	0.0	71.3	2167	808	218	0	0.4	1.3	97.0	7.8	8.1	COLOMBIA		
COLOMBIA01	0.3	ABC	2/OCU	110	30	11	3	0.0	52.0	1842	684	186	0	0.5	1.9	96.4	7.9	10.1	COLOMBIA01		
TARQUI	0.2	ABC	2/OCU	100	27	10	3	0.0	4.5	148	54	15	0	0.0	1.9	96.4	0.0	0.0	TARQUI		
MONTALVO	0.1	ABC	4AA	150	41	15	4	0.0	3.5	21	7	2	0	0.0	1.9	96.4	0.0	0.0	MONTALVO		
TARQUI01	0.2	ABC	2/OCU	105	29	10	3	0.0	2.6	79	29	8	0	0.0	1.9	96.4	0.0	0.0	TARQUI01		
TARQUI02	0.2	ABC	2/OCU	235	64	23	7	0.0	1.8	32	12	3	0	0.0	1.9	96.4	0.0	0.0	TARQUI02		
SUBTE	0.5	ABC	1/0 CU	1630	447	162	45	0.0	54.1	1434	529	145	0	0.9	2.8	95.5	11.9	10.7	SUBTE		
SUBTE01	0.6	ABC	1/0 CU	525	144	52	15	0.0	4.7	72	26	7	0	0.1	2.9	95.4	0.0	0.0	SUBTE01		
SUBTE02	0.3	ABC	2 CU <u>su</u>	527	144	52	15	0.0	6.4	72	26	7	0	0.0	2.8	95.5	0.0	0.0	SUBTE02		
SUBTE03	0.4	ABC	1/0 CU	1000	274	99	28	0.0	30.0	773	283	79	0	0.4	3.2	95.1	3.1	2.8	SUBTE03		
SUBTE04	0.2	ABC	2 CU <u>su</u>	525	144	52	15	0.0	6.4	72	26	7	0	0.0	3.3	95.0	0.0	0.0	SUBTE04		
SUBTE05	0.2	ABC	1/0 CU	557	153	55	16	0.0	16.2	413	150	42	0	0.1	3.4	94.9	0.5	0.4	SUBTE05		
SUBTE06	0.2	ABC	1/0 CU	475	130	47	13	0.0	11.1	271	98	28	0	0.1	3.4	94.9	0.2	0.1	SUBTE06		
SUBTE07	0.2	ABC	2 CU <u>su</u>	345	95	34	10	0.0	4.2	47	17	5	0	0.0	3.5	94.8	0.0	0.0	SUBTE07		
SUBTE08	0.4	ABC	1/0 CU	405	111	40	11	0.0	3.7	56	20	6	0	0.0	3.5	94.8	0.0	0.0	SUBTE08		
HOSPITALM	0.1	ABC	4 CU <u>su</u>	975	287	97	27	0.0	14.9	134	49	13	0	0.0	1.4	96.9	0.1	0.0	HOSPITALM		

---- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
SUBTE08	3.47	94.83	COLOMBIA	71.31	73.97	47.53	56.88

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2740.6	2563.3	969.8	0.94	:	74.0	47.5	56.7

PROJECT: Scott & Scott 01/28/98 23:23:23
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 10D
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

10D SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
				CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION
FEEDER TOTALS:																			
DELMEDIO	0.7	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	10.3	561	206	56	0	0.4	0.4	97.9	1.6	2.2	DELMEDIO
PAZMINO	0.2	ABC	266AA	700	103	38	10	0.0	13.3	508	185	51	0	0.1	0.5	97.8	0.4	0.5	PAZMINO
DOCE01	0.1	ABC	4/0CU	25	4	1	0	0.0	6.2	294	107	29	0	0.0	0.5	97.8	0.1	0.1	DOCE01
TARQU	0.4	ABC	4/0CU	75	11	4	1	0.0	3.0	139	51	14	0	0.0	0.5	97.8	0.0	0.1	TARQU
TARQU01	0.1	ABC	1/0CU	130	19	7	2	0.0	4.3	124	45	12	0	0.0	0.6	97.7	0.0	0.0	TARQU01
TARQU02	0.2	ABC	2CU	775	114	42	11	0.0	5.0	57	21	6	0	0.0	0.6	97.7	0.0	0.0	TARQU02
DOCE02	0.2	ABC	1/0 CU	1000	148	54	15	0.0	4.8	74	27	7	0	0.0	0.5	97.8	0.0	0.0	DOCE02
DOCE	0.1	ABC	2/0CU	30	4	2	0	0.0	4.4	157	57	16	0	0.0	0.5	97.8	0.0	0.0	DOCE
CULTURA03	0.2	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	6.4	78	28	8	0	0.1	0.5	97.8	0.0	0.0	CULTURA03
CULTURA04	0.1	ABC	6CU	30	4	2	0	0.0	6.4	75	27	8	0	0.0	0.6	97.7	0.0	0.0	CULTURA04
CULTURA05	0.1	ABC	6CU	120	18	6	2	0.0	1.5	9	3	1	0	0.0	0.6	97.7	0.0	0.0	CULTURA05
CULTURA06	0.2	ABC	6 CU _{su}	375	55	20	6	0.0	4.6	28	10	3	0	0.0	0.6	97.7	0.0	0.0	CULTURA06
CULTURA	0.1	ABC	2/0 CU	0	0	0	0	0.0	2.1	77	28	8	0	0.0	0.5	97.8	0.0	0.0	CULTURA
CULTURA02	0.2	ABC	4 CU _{su}	262	39	14	4	0.0	2.1	19	7	2	0	0.0	0.5	97.8	0.0	0.0	CULTURA02
CULTURA01	0.2	ABC	4 CU _{su}	262	39	14	4	0.0	2.1	19	7	2	0	0.0	0.5	97.8	0.0	0.0	CULTURA01

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES			
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
CULTURA06	0.59	97.71	PAZMINO	13.27	3.77	2.25	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
597.7	561.1	205.9	0.94	3.8	2.3	3.0

PROJECT: Scott & Scott 01/28/98 23:26:06
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 11B
 Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

11B	---- LOAD IN SECTION ----												---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN				LOAD				SECT ACCUM			SECTION NAME							
	KM	CFG		EVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR				
FEEDER TOTALS:									(feeder pf = 0.96)	2762	857	272	0			97.4	72.9	65.2				
UTRER	0.3	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	64.8	2762	857	272	0	0.7	0.7	96.7	15.6	21.3	UTRER			
BARTOCA	0.1	ABC	266AA	45	17	6	2	0.0	0.4	8	3	1	0	0.0	0.7	96.7	0.0	0.0	BARTOCA			
UTRERO1	0.1	ABC	6CU	45	17	6	2	0.0	1.4	8	3	1	0	0.0	0.7	96.7	0.0	0.0	UTRERO1			
BARTOCA01	0.1	ABC	266AA	25	9	3	1	0.0	64.0	2708	823	268	0	0.7	0.9	96.5	3.9	5.3	BARTOCA01			
UGARTE	0.3	ABC	6CU	150	55	19	8	0.0	6.0	44	15	4	0	0.0	0.9	96.5	0.0	0.0	UGARTE			
SELVAAL	0.1	ABC	6CU	45	17	6	2	0.0	1.4	8	3	1	0	0.0	0.9	96.5	0.0	0.0	SELVAAL			
BARTOCA02	0.1	ABC	266AA	65	24	8	2	0.0	62.0	2616	787	259	0	0.2	1.1	96.3	4.0	5.5	BARTOCA02			
VALDERRAMA	0.1	ABC	266AA	100	37	13	4	0.0	57.8	2426	787	243	0	0.3	1.4	96.0	5.7	7.8	VALDERRAMA			
VALDERRAMA		ABC	CAPACITOR	150					136 ADJUSTED													
DIAZDELA	0.2	ABC	3/0AA	120	44	15	4	0.0	36.4	1092	386	111	0	0.3	1.7	95.7	3.1	2.8	DIAZDELA			
DIAZDELA02	0.2	ABC	3/0AA	250	92	32	9	0.0	34.9	1021	359	104	0	6.3	2.0	95.4	2.6	2.3	DIAZDELA02			
DIAZDELA03	0.3	ABC	3/0AA	150	55	19	6	0.0	31.3	926	325	94	0	0.3	2.3	95.1	2.8	2.6	DIAZDELA03			
DIAZDELA04	0.1	ABC	3/0AA	90	33	12	3	0.0	28.9	862	301	88	0	0.1	2.4	95.0	0.7	0.6	DIAZDELA04			
DAMIAN	0.5	ABC	266AA	85	24	8	2	0.0	18.5	747	261	78	0	0.3	2.8	94.6	2.0	2.8	DAMIAN			
DAMIANO1	0.3	ABC	266AA	90	33	12	3	0.0	17.9	716	248	73	0	0.2	3.0	94.4	1.2	1.6	DAMIANO1			
DAMIANO2	0.1	ABC	4/0AA	163	60	21	6	0.0	19.9	668	230	69	0	0.1	3.1	94.3	0.8	0.7	DAMIANO2			
DAMIANO4	0.1	ABC	1/0AA	88	33	11	3	0.0	27.4	598	206	61	0	0.2	3.2	94.2	1.0	0.6	DAMIANO4			
DAMIANO6	0.4	ABC	1/0AA	0	0	0	0	0.0	24.5	548	188	56	0	0.4	3.6	93.8	2.2	1.3	DAMIANO6			
DAMIANO8	1.6	ABC	4AA	220	81	28	8	0.0	46.5	500	171	52	0	3.9	7.6	89.8	21.5	5.6	DAMIANO8			
DAMIANO9	0.2	ABC	4AA	75	28	10	3	0.0	39.3	423	146	46	0	0.4	8.0	89.4	1.9	0.5	DAMIANO9			
DAMIANO10	0.4	ABC	6CU	1100	407	141	44	0.0	36.8	204	71	22	0	0.3	8.3	89.1	0.8	0.2	DAMIANO10			
DAMIANO7	1.3	ABC	8 CU	15	6	2	1	0.0	0.6	3	1	0	0	6.0	3.7	93.7	0.0	0.0	DAMIANO7			
DAMIANO5	0.3	ABC	1/0AA	88	33	11	3	0.0	1.5	16	6	2	0	0.0	3.2	94.2	0.0	0.0	DAMIANO5			
DAMIANO3	0.3	ABC	2AA	63	23	8	2	0.0	1.3	12	4	1	0	0.0	3.1	94.3	0.0	0.0	DAMIANO3			
LASO	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	4.8	86	30	9	0	0.0	2.4	95.0	0.0	0.0	LASO			
BARTOCA05	0.2	ABC	6CU	138	51	18	5	0.0	4.3	26	9	3	0	0.0	2.5	94.9	0.0	0.0	BARTOCA05			
BARTOCA06	0.5	ABC	6CU	93	34	12	4	0.0	2.9	17	6	2	0	0.0	2.5	94.9	0.0	0.0	BARTOCA06			
ALCOCKER	0.1	ABC	2AA	45	17	6	2	0.0	0.9	8	3	1	0	0.0	2.3	95.1	0.0	0.0	ALCOCKER			
ARCOS	0.2	ABC	6CU	50	18	8	2	0.0	1.6	9	3	1	0	0.0	2.0	95.4	0.0	0.0	ARCOS			
VALDERRAMA01	0.1	ABC	266AA	220	81	28	8	0.0	31.0	1247	434	126	0	0.2	1.6	95.8	1.7	2.4	VALDERRAMA01			
SANGABRIEL	0.2	ABC	2/0AA	75	28	10	3	0.0	8.5	214	74	22	0	0.1	1.6	95.8	0.2	0.1	SANGABRIEL			
SANTILLAN	0.2	ABC	1/0 CU	250	92	32	9	0.0	8.5	154	53	16	0	0.0	1.7	95.7	0.1	0.0	SANTILLAN			
SANTILLANO1	0.2	ABC	2 CUsu	290	107	37	11	0.0	4.7	54	19	5	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	SANTILLANO1			
MIRANDA	0.0	ABC	266AA	75	28	10	3	0.0	7.2	287	99	29	0	0.0	1.6	95.8	0.0	0.0	MIRANDA			
MIRANDA01	0.2	ABC	1/0 CU	175	65	22	7	0.0	8.9	240	83	24	0	0.1	1.8	95.8	0.1	0.1	MIRANDA01			
MIRANDA02	0.2	ABC	2 CUsu	300	111	38	11	0.0	4.9	56	19	6	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	MIRANDA02			
MIRANDA03	0.1	ABC	2 CUsu	262	97	34	10	0.0	4.3	48	17	5	0	0.0	1.8	95.8	0.0	0.0	MIRANDA03			
SANGABRIEL01	0.1	ABC	3/0AA	0	0	0	0	0.0	22.1	676	235	68	0	0.1	1.6	95.8	0.3	0.3	SANGABRIEL01			
SANGABRIEL02	0.2	ABC	3/0AA	0	0	0	0	0.0	16.6	509	177	52	0	0.1	1.8	95.8	0.6	0.6	SANGABRIEL02			
SANGABRIEL03	0.1	ABC	2 CUsu	1375	509	176	52	0.0	22.4	254	88	26	0	0.0	1.8	95.6	0.1	0.0	SANGABRIEL03			
JESUS	0.2	ABC	2 CUsu	450	166	58	17	0.0	7.3	83	29	8	0	0.0	1.6	95.8	0.0	0.0	JESUS			
BARTOCA03	0.3	ABC	2CU	175	65	22	7	0.0	6.8	122	42	12	0	0.1	1.2	96.2	0.1	0.1	BARTOCA03			
BARTOCA04	0.2	ABC	6CU	105	39	13	4	0.0	7.6	71	24	7	0	0.0	1.2	96.2	0.0	0.0	BARTOCA04			
VILLAVICENCIO	0.1	ABC	2AA	138	51	18	5	0.0	2.9	26	9	3	0	0.0	1.2	96.2	0.0	0.0	VILLAVICENCIO			

---- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----		--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----			
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
DAMIANO10	8.31	89.09	UTRER	64.78	97.79	72.93	65.15

	KVA	KW	KVAR	PF :		KVA	KW	KVAR		
-----	RUN	CUMULATIVE	FEEDER	LOAD	-----	RUN	CUMULATIVE	FEEDER	LOSSES	-----
	KVA	KW	KVAR	PF :		KVA	KW	KVAR		
	2891.9	2761.8	857.5	0.96 :		97.8	72.9	85.2		

110	--- LOAD IN SECTION ---								--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			--- LOSSES ---			
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	EVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION #
FEEDER TOTALS:	KM	CFG	COND																
/feeder pf = 0.951										3341	1089	331	0			97.4	79.5	94.9	
UTRERAS	0.2	ABC	266AA	30	11	5	1	0.0	78.7	3336	1087	330	0	0.7	0.7	96.7	18.3	25.0	UTRERAS
ISLA	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	72.4	3068	943	304	0	0.4	1.1	96.3	9.3	12.6	ISLA
LASCASAS	0.6	ABC	266AA	100	36	17	4	0.0	50.9	2095	753	210	0	1.0	2.1	95.3	16.5	22.5	LASCASAS
LASCASAS01	0.1	ABC	266AA	125	45	21	5	0.0	50.0	2038	712	208	0	0.3	2.4	95.0	4.4	6.0	LASCASAS01
LASCASAS02	0.2	ABC	266AA	545	197	93	21	0.0	39.3	1532	470	154	0	0.3	2.7	94.7	4.1	5.5	LASCASAS02
10AGOSTO	0.1	ABC	266AA	130	47	22	5	0.0	1.2	24	11	3	0	0.0	2.7	94.7	0.0	0.0	10AGOSTO
10AGOSTO01	0.2	ABC	266AA	263	95	45	10	0.0	33.1	1335	373	134	0	0.3	3.0	94.4	3.4	4.6	10AGOSTO01
10AGOSTO02	0.4	ABC	266AA	530	192	90	21	0.0	30.7	1188	433	123	0	0.5	3.5	93.9	5.1	6.9	10AGOSTO02
10AGOSTO02		ABC	CAPACITOR 300			KVAR /		284	ADJUSTED										
10AGOSTO03	0.3	ABC	266AA	235	85	40	9	0.0	27.9	1045	494	113	0	0.3	3.8	93.6	2.7	3.7	10AGOSTO03
10AGOSTO04	0.1	ABC	266AA	30	11	5	1	0.0	19.0	730	343	79	0	0.1	3.9	93.5	0.4	0.5	10AGOSTO04
10AGOSTO07	0.2	ABC	266AA	145	52	25	6	0.0	1.4	26	12	3	0	0.0	3.9	93.5	0.0	0.0	10AGOSTO07
BAYAS	0.3	ABC	4 CUeu	170	43	20	5	0.0	40.4	650	305	70	0	0.6	4.5	92.9	4.1	1.6	BAYAS
SANPEDRO	0.2	ABC	4 CUeu	240	87	41	9	0.0	37.8	581	273	63	0	0.3	4.8	92.6	1.9	0.8	SANPEDRO
SANPEDRO01	0.2	ABC	4 CUeu	180	65	31	7	0.0	32.5	503	237	55	0	0.4	5.1	92.3	2.1	0.8	SANPEDRO01
SANPEDRO02	0.1	ABC	4 CUeu	180	65	31	7	0.0	28.6	436	205	48	0	0.1	5.3	92.1	0.7	0.3	SANPEDRO02
SANPEDRO03	0.3	ABC	4 CUeu	230	83	39	9	0.0	5.1	42	20	5	0	0.0	5.3	92.1	0.0	0.0	SANPEDRO03
SANPEDRO04	0.1	ABC	4 CUeu	45	16	8	2	0.0	19.5	312	147	34	0	0.1	5.4	92.0	0.4	0.2	SANPEDRO04
SANPEDRO05	0.3	ABC	4 CUeu	312	113	53	10	0.0	6.9	56	27	6	0	0.1	5.5	91.9	0.0	0.0	SANPEDRO05
SANPEDRO06	0.2	ABC	6 CUeu	75	27	13	3	0.0	17.5	177	93	19	0	0.0	5.6	91.8	0.3	0.1	SANPEDRO06
SANPEDRO07	0.1	ABC	6 CUeu	150	54	26	6	0.0	5.0	27	13	3	0	0.0	5.6	91.8	0.0	0.0	SANPEDRO07
SANPEDRO08	0.1	ABC	6 CUeu	100	36	17	4	0.0	3.3	18	9	2	0	0.0	5.6	91.8	0.0	0.0	SANPEDRO08
SANPEDRO09	0.2	ABC	6 CUeu	75	27	13	3	0.0	6.7	59	28	6	0	0.1	5.6	91.8	0.0	0.0	SANPEDRO09
SANPEDRO10	0.3	ABC	6 CUeu	125	45	21	5	0.0	4.2	23	11	2	0	0.0	5.7	91.7	0.0	0.0	SANPEDRO10
RUMIPANBA	0.0	ABC	8 CU	0	0	0	0	0.0	23.9	199	94	22	0	0.0	3.9	93.5	0.0	0.0	RUMIPANBA
10AGOSTO06	0.2	ABC	8 CU	110	40	19	4	0.0	4.8	20	9	2	0	0.0	3.9	93.5	0.0	0.0	10AGOSTO06
10AGOSTO05	0.1	ABC	8 CU	440	159	75	17	0.0	19.1	80	37	9	0	0.0	3.9	93.5	0.0	0.0	10AGOSTO05
RUMIPANBA01	0.2	ABC	2AA	90	33	15	4	0.0	3.9	19	23	5	0	0.0	3.9	93.5	0.0	0.0	RUMIPANBA01
RUMIPANBA02	0.1	ABC	2AA	90	33	15	4	0.0	2.0	18	8	0	0	0.0	3.9	93.5	0.0	0.0	RUMIPANBA02
ULOA	0.1	ABC	1'0AA	105	38	18	4	0.0	17.6	362	170	39	0	0.1	2.5	94.9	0.4	0.2	ULOA
ANDAGOYA	0.1	ABC	8 CU	170	43	20	5	0.0	5.1	23	10	2	0	0.0	2.5	94.9	0.0	0.0	ANDAGOYA
ANDAGOYA01	0.2	ABC	8 CU	0	0	0	0	0.0	8.7	73	35	8	0	0.0	2.5	94.9	0.0	0.0	ANDAGOYA01
ANDAGOYA02	0.0	ABC	6CU	203	73	35	8	0.0	8.5	37	17	4	0	0.0	2.5	94.9	0.0	0.0	ANDAGOYA02
ULOA01	0.2	ABC	6CU	175	63	30	7	0.0	20.1	194	91	21	0	0.1	2.6	94.8	0.3	0.1	ULOA01
MURGEON02	0.3	ABC	6CU	183	59	28	6	0.0	5.2	29	14	3	0	0.0	2.6	94.8	0.0	0.0	MURGEON02
MURGEON01	0.1	ABC	6CU	285	103	49	11	0.0	9.2	52	24	6	0	0.0	2.6	94.8	0.0	0.0	MURGEON01
ISLA01	0.2	ABC	1'0CU	75	27	13	3	0.0	29.4	930	462	90	0	0.2	1.3	96.1	1.5	1.5	ISLA01
MADRID	0.2	ABC	6CU	75	27	13	3	0.0	2.4	14	6	1	0	0.0	1.3	96.1	0.0	0.0	MADRID
ISLA02	0.1	ABC	1'0CU	45	16	8	2	0.0	37.6	879	438	85	0	0.1	1.3	96.1	0.5	0.5	ISLA02
ISLA03	0.1	ABC	1'0CU	0	0	0	0	0.0	14.7	473	236	46	0	0.1	1.1	96.0	0.3	0.3	ISLA03
ISLA03		ABC	CAPACITOR 300			KVAR /		276	ADJUSTED										
GABRIEL	0.1	ABC	6CU	110	40	19	4	0.0	3.5	20	9	2	0	0.0	1.4	96.0	0.0	0.0	GABRIEL
ISLA04	0.1	ABC	1'0 CU	0	0	0	0	0.0	14.7	433	204	42	0	0.0	1.4	96.0	0.1	0.1	ISLA04
SAMBIA	0.1	ABC	2 CUeu	315	114	54	12	0.0	10.0	160	75	17	0	0.0	1.5	95.9	0.1	0.0	SAMBIA
SAMBIA01	0.1	ABC	2 CUeu	185	67	31	7	0.0	3.1	33	16	4	0	0.0	1.5	95.9	0.0	0.0	SAMBIA01
SAMBIA02	0.1	ABC	2 CUeu	700	36	17	4	0.0	1.7	19	9	2	0	0.0	1.5	95.9	0.0	0.0	SAMBIA02
SAMBIA03	0.1	ABC	4 CUeu	45	16	8	2	0.0	13.7	209	98	22	0	0.1	1.5	95.9	0.1	0.0	SAMBIA03
SAMBIA04	0.3	ABC	4 CUeu	200	72	34	8	0.0	1.0	36	17	4	0	0.0	1.5	95.9	0.0	0.0	SAMBIA04
SAMBIA05	0.4	ABC	4 CUeu	217	78	37	8	0.0	7.5	88	41	9	0	0.1	1.6	95.8	0.1	0.0	SAMBIA05
SAMBIA06	0.1	ABC	4 CUeu	135	49	23	5	0.0	2.9	24	11	3	0	0.0	1.6	95.8	0.0	0.0	SAMBIA06
CAICEDO	0.2	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	34.9	997	487	12	0	0.4	1.7	95.7	1.7	0.5	CAICEDO

CAICEDO01	0.1	ABC	6CU	113	11	19	4	0.0	3.6	20	10	2	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	CAICEDO01
CASTILLA03	0.1	ABC	6CU	225	99	47	11	0.0	11.3	79	37	9	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	CASTILLA03

FIC	--- LOAD IN SECTION ---				--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --										
	SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	EVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION		
FEEDER TOTALS:										(feeder pf = 0.95)			3341	1089	331	0			97.4	79.5	94.9	
	MURGRON	0.0	ABC	6CU	90	29	14	3	0.0	2.6	14	7	2	0	0.0	1.7	95.7	0.0	0.0	MURGRON		
	CASTILLA02	0.2	ABC	6CU	325	117	55	12	0.0	20.0	168	79	18	0	0.1	1.8	95.6	0.2	0.1	CASTILLA02		
	ACUNA	0.1	ABC	6CU	113	11	19	4	0.0	3.6	20	10	2	0	0.0	1.8	95.6	0.0	0.0	ACUNA		
	ACUNA01	0.1	ABC	6CU	198	88	32	7	0.0	6.0	34	16	4	0	0.0	1.8	95.6	0.0	0.0	ACUNA01		
	SELVAA	0.1	ABC	240CU	45	16	8	2	0.0	7.2	238	112	25	0	0.0	0.7	96.7	0.1	0.1	SELVAA		
	CUBA	0.2	ABC	6CU	75	27	13	3	0.0	2.4	14	6	1	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	CUBA		
	SELVAA01	0.1	ABC	240CU	0	0	0	0	0.0	5.9	203	95	21	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	SELVAA01		
	PARAGUAY	0.2	ABC	4CU	90	33	15	3	0.0	1.9	16	8	2	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	PARAGUAY		
	SELVAA02	0.0	ABC	240CU	0	0	0	0	0.0	4.9	170	80	18	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	SELVAA02		
	CARVAJAL	0.1	ABC	6CU	90	33	15	3	0.0	4.4	34	16	4	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	CARVAJAL		
	CARVAJAL01	0.2	ABC	6CU	50	18	9	2	0.0	1.6	9	4	1	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	CARVAJAL01		
	SELVAA03	0.1	ABC	240CU	0	0	0	0	0.0	3.5	119	56	13	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	SELVAA03		
	CASTILLA	0.1	ABC	240CU	150	54	28	6	0.0	3.5	92	43	10	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	CASTILLA		
	CASTILLA01	0.2	ABC	240CU	75	27	13	3	0.0	0.8	14	6	1	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	CASTILLA01		
	LEON	0.1	ABC	6CU	75	27	13	3	0.0	2.4	14	6	1	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	LEON		
	LEON01	0.0	ABC	4AA	30	11	5	1	0.0	0.9	5	3	1	0	0.0	0.8	96.6	0.0	0.0	LEON01		

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY	EVA	KW	KVAR
SANPEDRO10	5.67	91.73	UTRERAS	78.73	123.77	79.47	94.88

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
EVA	KW	KVAR	PF	:	EVA	KW	KVAR
3511.3	3341.0	1089.2	0.95	:	123.8	79.5	94.9

PROJECT: Scott & Scott 01 30 98 00:03:46
 LICENSED TO: Kansas Politician National
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 12A
 Nominal Voltage = 6.20 KV Line to Line

12A	---- LOAD IN SECTION ----										---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	EVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME	
FEEDER TOTALS:	EM	CFG	CONN	EVA	(feeder pf = 0.90)				2953	1458	302	0	99.9	35.2	41.5					
MALLORCA	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	71.9	2953	1458	302	0	0.3	0.3	99.8	7.6	10.4	MALLORCA	
GUIPUZO0A	0.1	ABC	6CU	110	35	17	4	0.0	11.0	112	54	11	0	0.1	0.4	99.5	0.1	0.0	GUIPUZO0A	
GUIPUZO0A01	0.2	ABC	6CU	150	47	23	5	0.0	4.0	24	11	2	0	0.0	0.4	99.5	0.0	0.0	GUIPUZO0A01	
SEVILLA	0.2	ABC	6CU	150	47	23	5	0.0	4.0	24	11	2	0	0.0	0.4	99.5	0.0	0.0	SEVILLA	
MALLORCA01	0.1	ABC	266AA	190	60	29	6	0.0	69.8	2786	1370	386	0	0.3	0.6	99.3	5.4	7.3	MALLORCA01	
MADRI	0.2	ABC	6CU	100	32	15	3	0.0	12.4	129	62	13	0	0.1	0.7	99.2	0.1	0.0	MADRI	
MADRI01	0.1	ABC	6CU	358	113	55	12	0.0	9.7	57	27	6	0	0.0	0.7	99.2	0.0	0.0	MADRI01	
MADRI02	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	63.9	2606	1278	268	0	0.0	0.8	99.1	3.9	5.3	MADRI02	
LUGO	0.1	ABC	3'0AA	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	3'0AA	100	32	15	3	0.0	10.4	298	144	31	0	0.1	0.9	99.0	0.1	0.1	LUGO03	
LUGO04	0.2	ABC	2AA	90	28	14	3	0.0	3.0	39	18	4	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	LUGO04	
LUGO05	0.0	ABC	2AA	75	24	11	0	0.0	1.4	12	6	1	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	LUGO05	
VALLADOLID	0.1	ABC	3'0AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	VALLADOLID	
VALLADOLID01	0.2	ABC	6CU	195	62	30	6	0.0	19.7	199	96	20	0	0.0	1.1	98.9	0.4	0.1	VALLADOLID01	
TOLEDO	0.2	ABC	6CU	285	90	44	9	0.0	14.4	123	59	13	0	0.1	1.2	98.7	0.0	0.0	TOLEDO	
TOLEDO01	0.1	ABC	6CU	185	58	28	6	0.0	5.0	39	14	3	0	0.0	1.2	98.7	0.0	0.0	TOLEDO01	
TOLEDO02	0.1	ABC	6CU	60	19	9	2	0.0	1.6	9	5	1	0	0.0	1.2	98.7	0.0	0.0	TOLEDO02	
BARCELONA	0.2	ABC	6CU	105	33	16	3	0.0	2.9	17	9	2	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	BARCELONA	
LUGO01	0.1	ABC	6CU	283	83	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	6CU	100	32	15	3	0.0	2.7	16	8	2	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	LUGO02	
GUIPUZO0A02	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	3.5	41	20	4	0	0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	GUIPUZO0A02	
PONTRVEDRA	0.3	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.9	99.0	0.0	0.0	PONTRVEDRA	
PONTRVEDRA01	0.1	ABC	1'0AA	130	41	20	4	0.0	1.8	21	10	2	0	0.0	0.8	99.0	0.0	0.0	PONTRVEDRA01	
MADRI03	0.2	ABC	266AA	175	55	27	6	0.0	51.5	2071	1016	213	0	0.5	1.3	98.6	6.3	11.3	MADRI03	
MADRI04	0.1	ABC	266AA	375	118	57	12	0.0	47.6	1972	912	194	0	0.2	1.5	98.4	2.3	3.2	MADRI04	
ANDALUCIA	0.1	ABC	4CU	75	24	11	2	0.0	2.6	121	59	13	0	0.0	1.5	98.4	0.1	0.0	ANDALUCIA	
GALICIA	0.1	ABC	2AA	345	109	53	11	0.0	6.3	55	26	6	0	0.0	1.6	98.3	0.0	0.0	GALICIA	
MADRI05	0.1	ABC	266AA	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	2'0AA	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	2'0AA	1645	520	252	54	0.0	20.0	260	126	27	0	0.1	1.9	98.0	0.1	0.1	ISABEL01	
ISABEL02	0.2	ABC	6CU	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	6CU	50	16	8	2	0.0	1.4	8	4	1	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	CAMANO	
CAMANO01	0.1	ABC	6CU	50	16	8	2	0.0	23.2	360	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	0.2	ABC	6CU	105	33	16	3	0.0	17.8	169	92	20	0	0.1	2.3	97.6	0.3	0.1	ANDALUCIA02	
ANDALUCIA03	0.1	ABC	6CU	545	172	83	18	0.0	15.0	96	42	8	0	0.0	2.3	97.6	0.0	0.0	ANDALUCIA03	
MADRI06	0.1	ABC	266AA	45	14	7	1	0.0	13.9	759	388	79	0	0.1	1.8	98.1	0.5	0.3	MADRI06	
DOCROCT	0.1	ABC	4CU	195	62	30	6	0.0	3.6	31	15	3	0	0.0	1.8	98.1	0.0	0.0	DOCROCT	
MADRI07	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	13.0	589	334	72	0	0.0	1.9	98.0	0.1	0.2	MADRI07	
DOCROCT01	0.2	ABC	266AA	600	190	92	20	0.0	4.7	95	46	10	0	0.0	1.9	98.0	0.0	0.0	DOCROCT01	
DOCROCT02	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.9	98.0	0.0	0.0	DOCROCT02	
POCH	0.1	ABC	266AA	120	38	19	4	0.0	12.4	191	233	50	0	0.1	1.9	98.0	0.2	0.3	POCH	
TAMAY	0.1	ABC	266AA	140	32	16	3	0.0	2.4	81	39	8	0	0.0	1.9	98.0	0.0	0.0	TAMAY	
WILSON	0.1	ABC	266AA	100	32	15	3	0.0	1.6	49	24	5	0	0.0	1.9	98.0	0.0	0.0	WILSON	
WILSON01	0.0	ABC	266AA	105	33	16	3	0.0	0.8	17	9	2	0	0.0	1.9	98.0	0.0	0.0	WILSON01	
POCH01	0.1	ABC	6CU	45	14	7	1	0.0	7.9	83	40	9	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	POCH01	
POCH02	0.0	ABC	6CU	240	76	37	8	0.0	6.6	32	16	4	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	POCH02	
TAMAY01	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	6.9	275	133	29	0	0.0	1.9	98.0	0.1	0.1	TAMAY01	
GARCI	0.1	ABC	4CU	45	14	7	1	0.0	0.8	7	3	1	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	GARCI	
TAMAY02	0.1	ABC	266AA	295	93	45	10	0.0	6.5	214	104	22	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.1	TAMAY02	
BAQUERIZO	0.1	ABC	266AA	100	32	15	3	0.0	0.8	16	8	2	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	BAQUERIZO	

BAQUERICO01	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	11.8	136	66	14	3	0.1	2.0	97.0	0.1	0.0	BAQUERICO
BAQUERICO02	0.1	ABC	6CU	370	117	57	12	0.0	10.1	58	28	4	4	0.0	2.0	98.0	0.0	0.0	BAQUERICO

12A

SECTION NAME	LGTH	PHS	LOAD IN SECTION							LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION
			CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	
FEEDER TOTALS:																			
LEONIDAS	0.1	ABC	6CU	60	19	9	0	0.0	1.6	9	5	1	0	0.0	2.0	97.9	0.0	0.0	LEONIDAS
TOLEDO03	0.2	ABC	6CU	75	24	11	2	0.0	3.0	32	16	10	0	0.1	1.4	98.5	0.1	0.0	TOLEDO03
TOLEDO04	0.1	ABC	6CU	150	47	23	5	0.0	4.1	24	11	2	0	0.0	1.4	98.5	0.0	0.0	TOLEDO04
SALAVIS	0.1	ABC	6CU	105	33	16	3	0.0	2.9	17	8	2	0	0.0	1.4	98.5	0.0	0.0	SALAVIS

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIPE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	EVA	KW	KVAR	
ANEDALUCIAG3	2.30	97.60	MALLORCA	71.92	56.79	35.23	44.52	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
EVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
2293.2	2953.1	1457.7	0.90	56.8	35.2	44.5

SANTIGNACIO02 0.0 ABC 4 CUsu 240 28 37 1 0.0 4.1 34 19 4 0 0.0 2.9 97.1 0.0 0.0 SANTIGNACIO
 SANTIGNACIO03 0.0 ABC 2 CUsu 290 281 153 30 0.0 13.1 140 77 15 0 0.0 2.9 97.0 0.0 0.0 SANTIGNACIO

125

SECTION NAME	LGTH	PHS	--- LOAD IN SECTION ---						--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		SECTION NA		
			CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW		KVAR	
FEDDER TOTALS:																				
ORELLANA02	0.2	ABC	1/0	CU	2200	624	341	87	0.0	21.6	312	171	33	0	0.1	2.6	97.3	0.3	0.2	ORELLANA02
LARREA04	0.2	ABC	1/0	CU	85	24	13	3	0.0	0.8	12	7	1	0	0.0	2.5	97.4	0.0	0.0	LARREA04
ORELLANA	0.1	ABC	4CU	100	28	15	3	0.0	3.4	43	23	5	0	0.0	2.1	97.8	0.0	0.0	ORELLANA	
ORELLANA01	0.1	ABC	4CU	100	28	15	3	0.0	1.7	14	8	2	0	0.0	2.1	97.8	0.0	0.0	ORELLANA01	
ORELLANA03	0.1	ABC	2	CUsu	357	101	55	11	0.0	6.7	93	51	10	0	0.0	2.1	97.8	0.0	0.0	ORELLANA03
ORELLANA04	0.2	ABC	2	CUsu	150	43	23	5	0.0	2.0	21	12	2	0	0.0	2.1	97.8	0.0	0.0	ORELLANA04
TOLED	0.3	ABC	2	CUsu	422	120	65	13	0.0	8.8	131	72	14	0	0.1	1.7	98.2	0.1	0.1	TOLED
TOLEDO1	0.2	ABC	2	CUsu	140	40	22	4	0.0	3.3	52	28	5	0	0.0	1.7	98.2	0.0	0.0	TOLEDO1
TOLEDO2	0.1	ABC	2	CUsu	112	32	17	3	0.0	1.5	16	9	2	0	0.0	1.7	98.2	0.0	0.0	TOLEDO2
SALAZAR	0.2	ABC	4/OAA	45	13	7	1	0.0	0.9	23	13	2	0	0.0	0.3	99.6	0.0	0.0	SALAZAR	
LARREA	0.1	ABC	4/OAA	60	17	9	2	0.0	0.5	9	5	1	0	0.0	0.3	99.6	0.0	0.0	LARREA	
MIMBELLA	0.2	ABC	2	CUsu	112	32	17	3	0.0	3.4	58	32	6	0	0.0	0.4	99.5	0.0	0.0	MIMBELLA
MIMBELLA02	0.2	ABC	4	CUsu	75	21	12	2	0.0	1.2	11	6	1	0	0.0	0.4	99.5	0.0	0.0	MIMBELLA02
MIMBELLA01	0.2	ABC	4	CUsu	75	21	12	2	0.0	1.2	11	6	1	0	0.0	0.4	99.5	0.0	0.0	MIMBELLA01

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
MONTE09	3.97	95.93	DOCRECTO	66.64	81.08	46.04	67.71

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2730.9	2439.4	1227.8	0.89	:	81.9	46.0	67.7

PROJECT: Smart & Smart 01/28/98 23:42:27

LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional

BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 120

Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

120	SECTION NAME	LGTH	PHS	--- LOAD IN SECTION ---					--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --				
				CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP LEVEL	KW	KVAR	SECTION	
	FEEDER TOTALS:																			
								(feeder pf = 0.90)	1098	538	112	0			99.9	7.0	9.5			
	VIZCAYA	0.3	ABC	266AA	0	0	0	0.0	26.7	1098	538	112	0	0.4	0.4	99.5	3.0	4.0	VIZCAYA	
	CORDERO	0.5	ABC	266AA	450	332	161	34	0.0	26.7	929	453	95	0	0.5	0.8	99.1	3.2	4.3	CORDERO
	CORDERO01	0.2	ABC	266AA	325	240	116	25	0.0	18.6	640	311	66	0	0.1	0.9	99.0	0.8	0.8	CORDERO01
	CORDERO02	0.1	ABC	266AA	250	184	89	19	0.0	12.7	427	207	44	0	0.0	1.0	98.9	0.1	0.2	CORDERO02
	CORDERO03	0.2	ABC	266AA	240	177	86	18	0.0	8.2	246	119	25	0	0.1	1.1	98.8	0.1	0.2	CORDERO03
	CORDERO04	0.2	ABC	266AA	213	157	76	16	0.0	3.9	79	38	8	0	0.0	1.1	98.8	0.0	0.0	CORDERO04

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
CORDERO04	1.07	98.83	CORDERO	26.70	11.83	7.00	9.54	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
1222.3	1097.6	537.8	0.90	:	11.8	7.0	9.5

PROGRAM: SCSM V 3.0005 01 25 2018 09:05:02
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER 24A
 Nominal Voltage = 4 20 KV Line to Line

24A	LOAD IN SECTION								LOAD FROM SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES			SECTION NAME
	SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	POT	KW	KVAR	AMPS	COST	BOBT	PROP	LEVEL	
FEEDER TOTALS:		feeder of = 0.924								2770	1109	289	0	0.0	0.6	94.7	12.6	17.1	MINIACRI
MINIACRI	0.2	ABC	266AA	1300	306	121	32	0.0	68.5	2619	1069	270	0	0.0	0.6	94.7	12.6	17.1	MINIACRI
SUBTRER	0.2	ABC	270 CU	0	0	0	0	0.0	71.1	2454	990	250	0	0.0	1.2	94.1	11.7	18.0	SUBTRER
ALFA	2.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	50.3	2014	908	211	0	0.1	1.0	94.1	1.0	1.4	ALFA
ALFA01	0.1	ABC	266AA	227	53	21	6	0.0	50.3	1897	706	200	0	0.0	1.5	93.8	3.0	5.3	ALFA01
ALFA02	0.2	ABC	266AA	505	119	47	12	0.0	35.8	1371	540	144	0	0.2	1.2	93.5	2.1	4.7	ALFA02
ALFA03	0.0	ABC	270 CU	0	0	0	0	0.0	37.3	1291	514	136	0	0.1	1.9	93.4	0.6	0.8	ALFA03
ALFA04	0.1	ABC	270 CU	50	12	5	1	0.0	37.3	1267	504	134	0	0.2	2.0	93.3	1.7	2.2	ALFA04
ALFA05	0.1	ABC	270 CU	45	11	4	1	0.0	35.1	1190	470	126	0	0.1	2.1	93.2	1.1	1.4	ALFA05
ALFA06	0.1	ABC	270 CU	10	2	1	0	0.0	13.8	587	233	60	0	0.1	2.2	93.1	0.3	0.3	ALFA06
ALFA07	0.2	ABC	270 CU	295	69	27	7	0.0	13.0	413	164	44	0	0.1	2.3	93.0	0.3	0.3	ALFA07
SEI303	0.3	ABC	270AA	0	0	0	0	0.0	9.2	252	100	27	0	0.1	2.4	92.9	0.4	0.3	SEI303
IRLANDA	0.0	ABC	270AA	0	0	0	0	0.0	9.9	253	100	27	0	0.0	2.4	92.9	0.0	0.0	IRLANDA
IRLANDA01	0.1	ABC	270AA	487	115	45	12	0.0	4.5	57	23	6	0	0.0	2.4	92.9	0.0	0.0	IRLANDA01
AUSTRIA	0.6	ABC	2 CUev	587	128	55	15	0.0	0.4	99	42	7	0	0.1	2.5	92.8	0.1	0.0	AUSTRIA
SEI304	0.1	ABC	170 CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.4	92.9	0.0	0.0	SEI304
SEI3	0.3	ABC	270AA	375	92	35	9	0.0	1.9	21	30	9	0	0.0	2.3	93.0	0.0	0.0	SEI3
SEI301	0.1	ABC	270AA	0	0	0	0	0.0	1.4	26	14	4	0	0.0	2.3	93.0	0.0	0.0	SEI301
SEI302	0.1	ABC	270 CU	155	36	14	1	0.0	1.1	19	7	2	0	0.0	2.3	93.0	0.0	0.0	SEI302
NORUEGA	0.0	ABC	6CU	225	52	21	0	0.0	4.7	26	10	3	0	0.0	2.2	93.1	0.0	0.0	NORUEGA
SUIZA	0.1	ABC	1 CUev	360	85	34	9	0.0	5.0	13	17	5	0	0.0	2.0	93.1	0.0	0.0	SUIZA
RUSIA	0.1	ABC	170AA	110	29	10	2	0.0	1.0	18	8	1	0	0.0	2.1	93.2	0.0	0.0	RUSIA
RUSIAC1	0.1	ABC	170AA	112	29	10	2	0.0	26.0	557	220	59	0	0.1	2.2	93.1	0.5	0.3	RUSIAC1
RUSIAC2	0.1	ABC	170AA	250	59	22	6	0.0	25.0	511	207	54	0	0.1	2.3	93.0	0.7	0.1	RUSIAC2
SHYRIS02	0.1	ABC	170AA	140	33	12	3	0.0	10.0	273	118	40	0	0.1	2.4	92.9	0.4	0.0	SHYRIS02
SHYRIS03	0.2	ABC	170AA	670	159	62	17	0.0	16.4	277	117	39	0	0.1	2.5	92.7	0.4	0.0	SHYRIS03
SHYRIS04	0.1	ABC	170AA	100	24	9	3	0.0	1.1	10	5	1	0	0.0	2.6	92.7	0.0	0.0	SHYRIS04
HOLANDA	0.1	ABC	2AA	217	51	20	5	0.0	19.3	149	59	16	0	0.0	2.8	92.7	0.1	0.0	HOLANDA
LUXEMBURGO01	0.2	ABC	2AA	450	106	42	11	0.0	6.0	53	21	6	0	0.0	2.8	92.7	0.0	0.0	LUXEMBURGO01
LUXEMBURGO	0.2	ABC	6CU	75	18	7	2	0.0	1.6	9	3	1	0	0.0	2.8	92.7	0.0	0.0	LUXEMBURGO
RUSIASUB	0.1	ABC	2 CUev	400	94	37	10	0.0	4.0	17	19	5	0	0.0	2.3	93.0	0.0	0.0	RUSIASUB
BELGICA01	0.1	ABC	6CU	150	35	14	1	0.0	3.1	12	7	2	0	0.0	2.0	93.3	0.0	0.0	BELGICA01
BELGICA	0.1	ABC	6CU	100	23	11	3	0.0	2.5	11	6	1	0	0.0	2.0	93.3	0.0	0.0	BELGICA
SHYRIS01	0.1	ABC	266AA	75	18	7	0	0.0	0.4	9	3	1	0	0.0	1.9	93.4	0.0	0.0	SHYRIS01
SHYRIS	0.2	ABC	2 CUev	75	18	7	2	0.0	0.0	9	3	1	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	SHYRIS
ANDRADE	0.1	ABC	6CU	150	35	14	4	0.0	46.0	508	201	53	0	0.2	1.7	93.6	1.3	0.4	ANDRADE
ANDRADE01	0.1	ABC	6CU	150	35	14	4	0.0	17.6	183	72	19	0	0.1	1.9	93.5	0.2	0.0	ANDRADE01
ANDRADE02	0.1	ABC	6CU	203	40	19	5	0.0	4.0	24	9	3	0	0.0	1.9	93.5	0.0	0.0	ANDRADE02
ANDRADE03	0.1	ABC	2 CUev	500	113	46	12	0.0	5.4	59	22	6	0	0.0	1.9	93.5	0.0	0.0	ANDRADE03
FLOR	0.2	ABC	2 CUev	235	55	20	6	0.0	13.0	260	107	27	0	0.1	1.9	93.5	0.3	0.2	FLOR
ALPALLANA	0.1	ABC	2 CUev	370	87	34	9	0.0	10.6	199	75	20	0	0.0	1.9	93.4	0.1	0.0	ALPALLANA
WINDER	0.1	ABC	2 CUev	617	145	57	15	0.0	9.7	73	29	9	0	0.0	1.9	93.4	0.0	0.0	WINDER
REP0	0.2	ABC	270 CU	520	122	43	10	0.0	12.4	367	145	38	0	0.1	1.9	94.1	0.0	0.0	REP0
REP001	0.1	ABC	270 CU	852	153	61	16	0.0	0.9	228	90	24	0	0.0	1.2	94.0	0.1	0.1	REP001
REP002	0.1	ABC	270 CU	845	152	60	16	0.0	4.4	20	90	0	0	0.0	1.2	94.0	0.0	0.0	REP002

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY	KW	KVAR
LUXEMBURGO01	0.04	92.66	SUBTRER	71.14	61.00	11.04

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD ----- : ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----

PROJECT: Scott & Scott 01/29/98 00:37:11

LICENSING TO: Escuela Politecnica Nacional

BALANCE ANALYSIS ON FEEDER 24B

Nominal Voltage = 6.30 KV Line to Line

24B	--- LOAD IN SECTION ---					--- LOAD THRU SECTION ---					VOLTAGE PERCENT			LOSSES					
SECTION NAME	LSTH	PHS	CONN		LOAD					SECT ACCUM			SECTION NAME						
FEEDER TOTALS:	KM	CFC	COND	EVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
					'feeder bf = 0.921					3413	1402	355	0			95.3	57.9	76.0	
SALVADOR	0.2	ABC	266AA	100	31	12	3	0.0	34.5	3397	1396	353	0	0.7	0.7	94.0	17.5	23.9	SALVADOR
ALFARO	0.1	ABC	2'OCU	0	0	0	0	0.0	85.0	2955	1204	300	0	0.3	1.0	94.3	7.5	9.6	ALFARO
ALFARO03	0.1	ABC	2'OCU	0	0	0	0	0.0	34.9	2915	1182	306	0	0.4	1.4	93.9	10.0	12.8	ALFARO03
HUNGRIA	0.1	ABC	3'0AA	15	5	0	0	0.0	31.4	924	367	97	0	0.1	1.5	93.3	0.8	0.8	HUNGRIA
VANCOUVER	0.1	ABC	3'0AA	45	14	0	1	0.0	30.2	893	350	93	0	0.1	1.6	93.7	0.8	0.7	VANCOUVER
VANCOUVER01	0.1	ABC	3'0AA	55	17	7	2	0.0	26.1	761	302	80	0	0.1	1.7	93.6	0.6	0.6	VANCOUVER01
VANCOUVER02	0.1	ABC	3'0AA	50	16	6	0	0.0	17.7	514	203	54	0	0.1	1.7	93.6	0.7	0.2	VANCOUVER02
VANCOUVER03	0.1	ABC	3'0AA	0	0	0	0	0.0	13.6	400	150	40	0	0.0	1.8	93.5	0.1	0.1	VANCOUVER03
INGLATERRA	0.1	ABC	3'0AA	0	0	0	0	0.0	0.0	265	105	28	0	0.0	1.8	93.5	0.1	0.1	INGLATERRA
CAISEDO	0.1	ABC	4'0AA	130	40	16	4	0.0	5.0	101	72	19	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	CAISEDO
DIEZAGOS01	0.0	ABC	4'0AA	250	78	21	0	0.0	4.0	93	30	10	0	0.0	1.9	93.4	0.0	0.0	DIEZAGOS01
DIEZAGOS02	0.0	ABC	4'0AA	192	60	24	0	0.0	1.7	36	12	0	0	0.0	1.9	93.4	0.0	0.0	DIEZAGOS02
DIEZAGOS	0.1	ABC	4'0AA	75	20	0	0	0.0	0.7	10	5	1	0	0.0	1.9	93.5	0.0	0.0	DIEZAGOS
INGLATERRA01	0.2	ABC	6CU	205	64	25	0	0.0	5.0	30	13	0	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	INGLATERRA01
INGLATERRA02	0.3	ABC	3'0AA	330	100	41	11	0.0	4.6	04	33	0	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	INGLATERRA02
INGLATERRA3	0.1	ABC	3'0AA	105	30	10	3	0.0	1.1	16	0	0	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	INGLATERRA3
ALEMANYA	0.3	ABC	6CU	250	78	31	0	0.0	6.8	20	15	1	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	ALEMANYA
ALEMANYA01	0.1	ABC	6CU	90	28	11	3	0.0	0.5	11	6	1	0	0.0	1.7	93.6	0.0	0.0	ALEMANYA01
ITALI	0.2	ABC	6CU	328	102	40	11	0.0	8.0	51	20	5	0	0.0	1.7	93.6	0.0	0.0	ITALI
ITALIO1	0.2	ABC	6CU	205	61	25	0	0.0	11.3	97	38	10	0	0.1	1.7	93.6	0.1	0.0	ITALIO1
ITALIA02	0.1	ABC	6CU	210	65	26	0	0.0	5.7	33	13	3	0	0.0	1.8	93.5	0.0	0.0	ITALIA02
POLONIA	0.1	ABC	6CU	263	80	30	9	0.0	7.0	11	16	4	0	0.0	1.8	93.7	0.0	0.0	POLONIA
POLONIA01	0.2	ABC	6CU	75	20	0	0	0.0	0.0	10	5	1	0	0.0	1.8	93.7	0.0	0.0	POLONIA01
HUNGRIA01	0.1	ABC	3'0AA	100	31	10	0	0.0	1.1	16	0	0	0	0.0	1.8	93.8	0.0	0.0	HUNGRIA01
ALFARO04	0.1	ABC	2'OCU	550	171	68	10	0.0	57.9	1293	767	199	0	0.0	2.7	93.0	14.3	18.3	ALFARO04
ALFARO08	0.0	ABC	2CU	0	0	0	0	0.0	11.1	241	95	26	0	0.0	2.3	93.0	0.0	0.0	ALFARO08
ALFARO09	0.1	ABC	2CU	300	93	37	10	0.0	1.2	47	19	5	0	0.0	2.3	93.0	0.0	0.0	ALFARO09
ALFARO10	0.1	ABC	2'OCU	475	149	58	16	0.0	6.9	71	20	8	0	0.0	2.3	93.0	0.0	0.0	ALFARO10
ALFARO05	0.1	ABC	2'OCU	145	45	18	5	0.0	45.0	1520	611	162	0	0.0	2.5	92.8	2.1	2.7	ALFARO05
ALFARO06	0.1	ABC	2'OCU	175	54	21	6	0.0	5.0	140	56	15	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	ALFARO06
ALFARO07	0.2	ABC	2'OCU	75	23	0	0	0.0	0.0	10	5	1	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	ALFARO07
ALFARO15	0.1	ABC	6CU	295	92	36	10	0.0	8.1	46	18	5	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	ALFARO15
ALFARO11	0.0	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	23.3	1336	533	140	0	0.0	2.5	92.8	0.2	0.5	ALFARO11
ALFARO12	0.1	ABC	2'OCU	300	93	37	10	0.0	2.7	47	18	5	0	0.0	2.5	92.8	0.0	0.0	ALFARO12
ALFARO13	0.2	ABC	4CU	150	47	18	5	0.0	15.6	241	95	26	0	0.1	2.0	92.7	0.3	0.1	ALFARO13
ALFARO14	0.1	ABC	2CU	300	217	86	20	0.0	10.1	109	40	10	0	0.0	2.6	92.7	0.2	0.0	ALFARO14
NOVIEMBRE	0.1	ABC	477AA	75	20	0	0	0.0	17.1	906	396	103	0	0.0	2.5	92.7	0.3	0.0	NOVIEMBRE
ALEMAN	0.1	ABC	6CU	100	37	15	4	0.0	0.0	10	0	0	0	0.0	2.6	92.7	0.0	0.0	ALEMAN
NOVIEMBRE01	0.1	ABC	477AA	170	53	21	0	0.0	16.0	391	356	95	0	0.1	2.6	92.7	0.5	1.2	NOVIEMBRE01
ORELLANO2	0.2	ABC	6CU	200	92	30	0	0.0	7.0	41	16	4	0	0.0	2.7	92.6	0.0	0.0	ORELLANO2
NOVIEMBRE02	0.1	ABC	477AA	180	58	22	0	0.0	12.7	753	300	80	0	0.0	2.7	92.6	0.0	0.5	NOVIEMBRE02
ORELLAN	0.1	ABC	477AA	45	14	0	1	0.0	0.1	110	40	10	0	0.0	2.7	92.6	0.0	0.0	ORELLAN
ORELLANO1	0.1	ABC	477AA	350	109	43	10	0.0	1.9	54	21	0	0	0.0	2.7	92.6	0.0	0.0	ORELLANO1
ORELLANO3	0.2	ABC	477AA	205	70	28	0	0.0	10.5	566	236	60	0	0.3	3.0	92.3	1.1	0.1	ORELLANO3
ORELLANO4	0.1	ABC	477AA	105	61	24	6	0.0	0.0	500	100	50	0	0.1	3.0	92.3	0.0	0.0	ORELLANO4
ORELLANO5	0.2	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.0	92.3	0.0	0.0	ORELLANO5
ORELLANO6	0.2	ABC	2'OCU	600	190	74	20	0.0	9.7	90	30	10	0	0.0	3.1	92.2	0.0	0.0	ORELLANO6
LANINA	0.3	ABC	2'OCU	650	200	20	20	0.0	12.1	130	70	19	0	0.1	3.1	92.0	0.0	0.1	LANINA
NOVIEMBRE	0.1	ABC	2'OCU	300	91	30	0	0.0	3.0	40	16	4	0	0.0	3.1	92.0	0.0	0.0	NOVIEMBRE
ALFARO01	0.0	ABC	2'OCU	10	3	0	0	0.0	0.0	31	10	0	0	0.0	1.0	94.3	0.0	0.0	ALFARO01
ALFARO02	0.1	ABC	4AA	95	30	10	0	0.0	0.0	15	0	0	0	0.0	1.0	94.3	0.0	0.0	ALFARO02

SALVADOR01	0.2	ABC	1.0	3U	300	33	37	10	0.0	13.7	362	144	38	0	0.1	0.7	94.6	0.0	0.0	SALVADOR01
SALVADOR02	0.1	ABC	1.0	CU	185	51	20	5	0.0	5.0	150	50	16	0	0.0	0.8	94.5	0.0	0.0	SALVADOR02

24P

SECTION NAME	LCTH	PHS	COND	KVA	LOAD IN SECTION				--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			LOSSES					
					KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME		
FEEDER TOTAL:																					
SALVADOR03	0.1	ABC	4	CUsb	400	124	42	13	0.0	7.0	62	35	9	0	0.0	0.3	94.5	0.0	0.0	SALVADOR03	
AMAZONA	0.1	ABC	4	CUsb	240	75	29	8	0.0	4.3	37	15	4	0	0.0	0.7	94.6	0.0	0.0	AMAZONA	
HUNGRIA02	0.2	ABC	4	CUsb	212	60	20	7	0.0	0.8	32	12	3	0	0.0	0.0	94.5	0.0	0.0	HUNGRIA02	

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----				--- WIRE LOAD MAXIMUM ---				----- LOSSES -----				
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
6DICIEMERE	3.14	92.16	ALFARO	85.02	95.71	57.80	76.23					

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
3689.6	3412.9	1402.2	0.92	95.7	57.9	76.2	

SECTION NAME	LCTH	PHS	--- LOAD IN SECTION ---				--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			LOSSES					
			COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	COST	PCT	KW	KVAR	AMPS	COST	SECT ACCUM					
														DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:							feeder pf = 0.921	3383	1474	355	0		95.3	174.7	206.3				
PRADEREPU	0.3	ABC	266AA	0	0	0	0.0	34.5	3383	1474	355	0	1.2	1.2	94.1	30.8	42.0	PRADEREPU	
REPUBLICA	0.2	ABC	240CU	0	0	0	0.0	98.6	3352	1432	355	0	0.0	1.8	93.5	16.9	18.7	REPUBLICA	
REPUBLICA01	0.3	ABC	240CU	145	52	20	5.0	0.0	98.8	3309	1403	355	0	1.1	2.9	92.4	30.6	39.1	REPUBLICA01
AMAZONAS	0.3	ABC	266AA	105	37	15	4.0	0.0	93.2	3234	1347	347	0	1.1	4.0	91.3	30.1	41.0	AMAZONAS
RUMIPAMB	0.3	ABC	6CU	10	4	1	0.0	4.8	5	20	6	0	0.1	4.1	91.2	0.0	0.0	RUMIPAMB	
PARQUE	0.2	ABC	2AA	50	18	7	0.0	1.1	9	4	1	0	0.0	4.1	91.2	0.0	0.0	PARQUE	
RUMIPAMBO1	0.1	ABC	6CU	90	32	13	3.0	0.0	2.9	16	6	0	0.0	4.1	91.2	0.0	0.0	RUMIPAMBO1	
AMAZONAS01	0.3	ABC	240CU	15	5	2	1.0	0.0	94.3	3129	1276	339	0	1.0	5.1	90.2	27.5	35.1	AMAZONAS01
AMAZONAS02	0.0	ABC	240CU	125	45	18	5.0	0.0	90.7	2963	1186	324	0	0.0	5.3	90.0	4.3	5.5	AMAZONAS02
AMAZONAS03	0.3	ABC	240CU	260	93	37	10.0	0.0	49.0	1560	628	171	0	0.5	5.8	89.5	6.9	8.3	AMAZONAS03
AMAZONAS04	0.2	ABC	240CU	40	14	6	2.0	0.0	41.5	1350	532	149	0	0.3	6.0	89.3	2.1	4.0	AMAZONAS04
AMAZONAS06	0.2	ABC	240CU	725	259	100	29.0	0.0	29.0	846	337	94	0	0.0	6.3	89.0	1.6	0.1	AMAZONAS06
NNUU	0.2	ABC	140CU	91	32	13	4.0	0.0	23.0	644	255	71	0	0.0	6.4	89.9	1.0	1.0	NNUU
CCI01	0.1	ABC	140CU	1000	357	141	10.0	0.0	12.3	179	71	20	0	0.0	6.5	88.8	0.0	0.0	CCI01
NNUU01	0.1	ABC	140CU	125	45	18	5.0	0.0	9.6	247	98	27	0	0.1	6.5	88.3	0.1	0.1	NNUU01
NNUU02	0.1	ABC	140CU	630	225	89	25.0	0.0	9.0	112	44	12	0	0.0	6.5	88.8	0.0	0.0	NNUU02
CCI	0.1	ABC	6CU	155	55	22	6.0	0.0	5.1	29	11	3	0	0.0	6.3	89.2	0.0	0.0	CCI
AMAZONAS05	0.1	ABC	6CU	483	172	68	19.0	0.0	15.9	89	31	10	0	0.0	6.1	89.0	0.0	0.0	AMAZONAS05
JAPON	0.1	ABC	6CU	160	57	23	6.0	0.0	17.6	163	64	19	0	0.0	6.1	89.2	0.1	0.0	JAPON
JAPON01	0.1	ABC	6CU	185	60	26	7.0	0.0	12.3	101	40	11	0	0.0	6.1	89.2	0.1	0.0	JAPON01
JAPON02	0.1	ABC	6CU	65	23	9	2.0	0.0	6.2	56	22	6	0	0.0	6.0	89.1	0.0	0.0	JAPON02
JAPON03	0.1	ABC	2AA	125	45	18	5.0	0.0	2.7	27	9	2	0	0.0	6.2	89.1	0.0	0.0	JAPON03
PARQUE02	0.2	ABC	4CU	70	25	10	3.0	0.0	9.2	138	54	15	0	0.1	5.9	89.4	0.1	0.1	PARQUE02
PARQUE03	0.2	ABC	6CU	50	18	7	0.0	0.0	11.5	116	46	13	0	0.1	6.0	89.3	0.2	0.1	PARQUE03
PARQUE04	0.2	ABC	6CU	300	107	42	12.0	0.0	9.0	54	21	6	0	0.0	6.0	89.3	0.0	0.0	PARQUE04
CROCE	0.1	ABC	4 CUau	0	0	0	0.0	0.0	80.8	1330	526	146	0	0.2	5.5	89.8	3.0	1.2	CROCE
NUNEZ	0.3	ABC	4 CUau	100	36	14	4.0	0.0	20.7	322	127	35	0	0.3	5.8	89.5	1.1	0.4	NUNEZ
NUNEZ01	0.2	ABC	140CU	587	210	83	23.0	0.0	7.4	105	41	12	0	0.0	5.8	89.5	0.0	0.0	NUNEZ01
ATAHUALPA	0.0	ABC	2 CUau	262	94	37	10.0	0.0	4.5	47	18	5	0	0.0	5.8	89.5	0.0	0.0	ATAHUALPA
AMAZONAS07	0.4	ABC	4 CUau	525	187	74	21.0	0.0	60.1	893	353	98	0	1.1	6.6	88.7	11.2	4.4	AMAZONAS07
AZUAY	0.1	ABC	4 CUau	335	120	47	13.0	0.0	48.6	728	288	81	0	0.3	6.0	88.4	2.5	1.0	AZUAY
YUGOSLAVIA	0.2	ABC	4 CUau	395	137	54	15.0	0.0	12.3	130	51	14	0	0.1	7.0	88.3	0.1	0.1	YUGOSLAVIA
YUGOSLAVIA01	0.1	ABC	4 CUau	170	61	24	7.0	0.0	3.9	30	12	3	0	0.0	7.0	88.3	0.0	0.0	YUGOSLAVIA01
REPUBLICA02	0.2	ABC	2 CUau	0	0	0	0.0	0.0	22.7	468	135	52	0	0.0	7.1	88.2	1.2	0.7	REPUBLICA02
REPUBLICA03	0.1	ABC	4 CUau	75	27	11	3.0	0.0	29.0	452	179	51	0	0.0	7.3	88.0	0.9	0.3	REPUBLICA03
ALEMANIA	0.2	ABC	4 CUau	90	32	13	4.0	0.0	11.8	220	88	25	0	0.0	7.5	87.8	0.4	0.2	ALEMANIA
GUYANA	0.2	ABC	1 CUau	150	54	21	6.0	0.0	12.3	170	71	20	0	0.1	7.6	87.7	0.2	0.1	GUYANA
INCLATERRA03	0.2	ABC	4 CUau	50	18	7	0.0	0.0	1.1	9	4	1	0	0.0	7.6	87.7	0.0	0.0	INCLATERRA03
INCLATERRA04	0.2	ABC	4 CUau	75	27	11	2.0	0.0	0.4	121	48	14	0	0.1	7.6	87.7	0.1	0.0	INCLATERRA04
MAJESU	0.1	ABC	1 CUau	75	27	11	2.0	0.0	1.7	13	5	2	0	0.0	7.7	87.6	0.0	0.0	MAJESU
MAJESU01	0.2	ABC	1 CUau	225	80	32	9.0	0.0	5.0	40	16	5	0	0.0	7.7	87.6	0.0	0.0	MAJESU01
REPUBLICA04	0.1	ABC	2 CUau	150	54	21	6.0	0.0	9.0	174	60	19	0	0.0	7.3	88.0	0.1	0.0	REPUBLICA04
GRECIA	0.2	ABC	4 CUau	112	40	16	4.0	0.0	0.2	127	50	14	0	0.1	7.4	87.9	0.1	0.0	GRECIA
BRANJA	0.1	ABC	4 CUau	165	59	23	7.0	0.0	3.7	29	12	3	0	0.0	7.4	87.9	0.0	0.0	BRANJA
GRECIA01	0.3	ABC	4 CUau	75	27	11	2.0	0.0	0.0	35	14	4	0	0.0	7.5	87.8	0.0	0.0	GRECIA01
ITALIA	0.1	ABC	4 CUau	60	21	9	0.0	0.0	1.2	11	4	1	0	0.0	7.5	87.8	0.0	0.0	ITALIA
PARQUE01	0.3	ABC	6CU	310	114	45	12.0	0.0	10.3	57	22	6	0	0.1	6.2	90.1	0.0	0.0	PARQUE01

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	

2 iteration = 1 with convergence criteria of 0.5%

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
3600.0	3302.0	1474.3	0.92	:	270.0	174.7	206.0