

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN APLICACIÓN A UN ALIMENTADOR PRIMARIO DE ELEPCO S.A.

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO, EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**WASHINGTON RODRIGO FREIRE LLERENA
JOSE AUGUSTO GUANOLUISA CANDO**

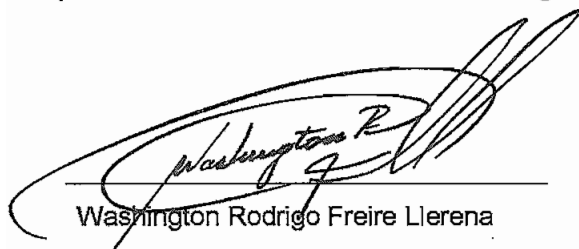
DIRECTOR: Ing. MILTON TOAPANTA

Quito, Agosto 2001

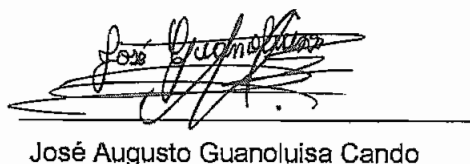
DECLARACIÓN

Nosotros, Washington Rodrigo Freire Llerena, y José Augusto Guanoluiza Cando, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Washington Rodrigo Freire Llerena



José Augusto Guanoluiza Cando

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por los señores Washington Freire LL. y José Guanoluisa C., bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Milton Toapanta', is written over a horizontal line. The signature is stylized and cursive.

Ing. Milton Toapanta
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Nuestro sincero agradecimiento al Ingeniero Milton Toapanta por su oportuna y acertada dirección en la elaboración de este proyecto.

A todas las personas que desinteresadamente colaboraron en la realización del presente trabajo, en especial a los miembros de ELEPCO S.A.

INDICE

CAPÍTULO 1

Introducción, objetivos, alcance

1.1	Introducción	1
1.2	Importancia de las pérdidas eléctricas	2
1.3	Evolución de las pérdidas en la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi	4
1.4	Planteamiento del problema	7
1.5	Objetivo	8
1.6	Alcance	8

CAPÍTULO 2

Fundamento teórico

2.1	Introducción	9
2.2	Definiciones	9
2.3	Niveles de referencia	14
2.3.1	Carga máxima de los conductores	14
2.3.2	Niveles de voltaje	14
2.3.2.1	Zona favorable	15
2.3.2.2	Zona tolerable	15
2.3.2.3	Zona extrema	15
2.3.2.4	Zona prohibida	15
2.3.3	Niveles de pérdidas	16
2.4	Clasificación de las pérdidas en sistemas eléctricos a nivel de distribución	17
2.4.1	Pérdidas técnicas	17
2.4.1.1	Pérdidas dependientes y aproximadamente independientes de la demanda	18
2.4.1.1.1	Pérdidas dependientes de la demanda	18
2.4.1.1.2	Pérdidas que son aproximadamente independientes de la demanda	19
2.4.2	Pérdidas no técnicas	20
2.5	Pérdidas técnicas por subsistema	22
2.5.1	Pérdidas en alimentadores primarios	23
2.5.2	Pérdidas en transformadores de distribución	25
2.5.3	Pérdidas en redes secundarias	28
2.5.4	Pérdidas en acometidas	29
2.5.5	Pérdidas en contadores de energía	30
2.6	Pérdidas no técnicas	31
2.6.1	Clasificación por las causas que lo producen	32
2.6.1.1	Fraude	32
2.6.1.2	Contrabando	33
2.6.1.3	Error en la medición de energía	33

2.6.1.4	Error en consumos estimados	34
2.6.1.5	Error en consumos propios de la empresa	34
2.6.2	Clasificación según las actividades con las actividades administrativas de la empresa	35
2.6.2.1	Registro de consumo	35
2.6.2.1.1	Consumidores sin contador	35
2.6.2.1.2	Consumidores con contador	36
2.6.2.2	Pérdidas por facturación	37
2.6.2.2.1	Mala información de los consumidores	37
2.6.2.2.2	Mal uso de la información	37
2.6.2.3	Pérdidas por recaudo	38
2.6.2.3.1	Facturas no pagadas	38
2.6.2.3.2	Facturas pagadas	38
2.6.3	Pérdidas de energía y pérdidas financieras	39

CAPÍTULO 3

Metodología para la evaluación de pérdidas eléctricas en alimentadores primarios

3.1	Introducción	40
3.2	Selección del caso de estudio	41
3.3	Balances de energía	42
3.3.1	Precisión de las medidas de energía	42
3.3.2	Simultaneidad de las lecturas	42
3.3.3	Periodicidad de las lecturas	43
3.3.4	Energía suministrada	45
3.3.5	Energía registrada	46
3.4	Información requerida para la evaluación de pérdidas en los alimentadores primarios	50
3.4.1	Características técnicas	50
3.4.2	Información de la carga	51
3.5	Metodología para la determinación de pérdidas técnicas	52
3.5.1	Identificación de las pérdidas de potencia y energía	52
3.5.2	Determinación de pérdidas técnicas en circuitos primarios	56
3.5.2.1	Flujos de potencia en circuitos primarios	57
3.5.2.1.1	Descripción del programa DPA GTM	57
3.5.2.1.2	Pérdidas de energía en circuitos primarios	59
3.5.3	Pérdidas en transformadores de distribución	60
3.5.3.1	Pérdidas en el núcleo	62
3.5.3.2	Pérdidas resistivas	62
3.5.3.2.1	Demanda máxima del transformador empleando REA	63
3.5.3.2.2	Demanda máxima del transformador por medio de los flujos de potencia	63
3.5.4	Pérdidas en redes secundarias	64
3.5.5	Pérdidas en acometidas	66
3.5.6	Pérdidas en contadores de energía	68
3.6	Pérdidas no técnicas	68

3.6.1	Pérdidas por alumbrado público y semáforos	71
3.6.2	Pérdidas por fraude	73
3.6.2.1	Muestreo estadístico	74
3.6.2.1.1	Muestreo estratificado aleatorio	75
3.6.2.1.2	Muestreo estratificado sesgado	75
3.6.2.1.3	Estadística referente a proporciones	76
3.6.2.2	Método de Calabrese	78
3.6.2.3	Balance de energía locales	81
3.6.2.4	Muestreo para localizar fraudes	84
3.6.2.5	Extrapolación de valores estimados	85
3.6.3	Pérdidas por errores en los medidores	88
3.6.4	Pérdidas por errores en estimación de consumos	89
3.6.5	Pérdidas por conexiones directas	90
3.6.6	Pérdidas por errores de lectura y facturación	91

CAPÍTULO 4

Análisis de pérdidas eléctricas en un alimentador de ELEPCO S. A.

4.1	Introducción	92
4.2	Selección del caso de estudio	93
4.3	Balance de energía	94
4.3.1	Energía suministrada	94
4.3.2	Energía registrada	96
4.4	Determinación de pérdidas técnicas	103
4.4.1	Pérdidas en el circuito primario	104
4.4.1.1	Pérdidas en demanda	104
4.4.1.2	Pérdidas en energía	107
4.4.2	Pérdidas en transformadores de distribución	109
4.4.2.1	Pérdidas en el núcleo	113
4.4.2.2	Pérdidas resistivas en los transformadores de distribución	114
4.4.3	Pérdidas en los circuitos secundarios	119
4.4.4	Pérdidas en acometidas	124
4.4.5	Pérdidas en contadores de energía	128
4.4.5.1	Pérdidas en la bobina de potencial	128
4.4.5.2	Pérdidas en la bobina de corriente	129
4.5	Determinación de pérdidas no técnicas	129
4.5.1	Pérdidas por alumbrado público y semáforos	131
4.5.2	Muestra para determinar pérdidas no técnicas	133
4.5.3	Pérdidas por fraude	135
4.5.4	Pérdidas por descalibración de medidores	136
4.5.5	Pérdidas por errores de lectura y facturación	137
4.5.6	Pérdidas por consumos estimados	139
4.5.7	Pérdidas por conexiones directas	140

CAPÍTULO 5

Análisis de resultados

5.1	Introducción	141
5.2	Balance global de energía	141
5.3	Resultados de pérdidas técnicas	142
5.4	Resultados de pérdidas no técnicas	147
5.5	Resumen de pérdidas	148
5.6	Análisis de resultados	149

CAPÍTULO 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1	Conclusiones	155
6.2	Recomendaciones	157

Bibliografía	159
---------------------	------------

APÉNDICES

Apéndice 1	Datos técnicos del analizador de redes AR5 marca CIRCUTOR	162
Apéndice 2	Datos técnicos del analizador de redes AEMC 3950	163
Apéndice 3	Datos técnicos del analizador de redes DRANETZ 8000-2	164
Apéndice 4	Datos del medidor electrónico A1R-L marca ABB	165
Apéndice 5	Banco de ensayo semiautomático para medidores eléctricos PYC 5050	166

ANEXOS

Anexo 1	Datos de demanda medidos para el alimentador y las cámaras de transformación	172
Anexo 1.1	Datos de demandas medidas para el alimentador 3 de la subestación el Calvario	173
Anexo 1.2	Datos de demanda medidas para las cámaras de transformación	181
Anexo 1.2.1	Demandas medidas para la cámara de transformación CT2	182
Anexo 1.2.2	Demandas medidas para la cámara de transformación CT4	184
Anexo 1.2.3	Demandas medidas para la cámara de transformación CT9	186
Anexo 1.2.4	Demandas medidas para la cámara de transformación CT11	188
Anexo 1.2.5	Demandas medidas para la cámara de transformación de Andinatel	190
Anexo 1.2.6	Demandas medidas para el Banco de Guayaquil	192
Anexo 1.2.7	Demandas medidas para el Banco del Pichincha	194
Anexo 1.2.8	Demandas medidas para la Corte Suprema de Justicia	196
Anexo 1.2.9	Demandas medidas para la mecánica Vaca Barela	198
Anexo 2	Curvas de demanda y pérdidas	200

Anexo 2.1	Curvas de Demanda y Pérdidas en la Cámara CT2	201
Anexo 2.2	Curvas de Demanda y Pérdidas en la Cámara CT4	202
Anexo 2.3	Curvas de Demanda y Pérdidas en la Cámara CT9	203
Anexo 2.4	Curvas de Demanda y Pérdidas en la Cámara CT11	204
Anexo 2.5	Curvas de Demanda y Pérdidas en la Cámara de Andinatel	205
Anexo 2.6	Curvas de Demanda y Pérdidas en la Cámara del Banco Guayaquil	206
Anexo 2.7	Curvas de Demanda y Pérdidas en la Cámara del Banco del Pichincha	207
Anexo 2.8	Curvas de Demanda y Pérdidas en la Cámara de transformación de la Corte Suprema de Justicia	208
Anexo 2.9	Curvas de Demanda y Pérdidas en la Cámara de la mecánica Vaca Barela	209
Anexo 3	Flujos de carga para el alimentador y los transformadores muestra	210
Anexo 3.1	Flujo de potencia para el circuito primario	211
Anexo 3.2	Flujo de potencia de la cámara CT2	213
Anexo 3.3	Flujo de potencia de la cámara CT4	216
Anexo 3.4	Flujo de potencia de la cámara CT9	219
Anexo 3.5	Flujo de potencia de la cámara CT11	222
Anexo 4	Muestra de medidores contrastados de la salida 3 subestación El Calvario	226
Anexo 5	Muestra para determinar errores de lectura y facturación de la salida 3 subestación El Calvario	222
Anexo 6	Formularios	237
Anexo 7	Lista de consumidores de la red subterránea	241
Anexo 8	Levantamiento del alimentador y redes secundarias	278
Anexo 8.1	Levantamiento de la red primaria de distribución	279
Anexo 8.2	Levantamiento de la red secundaria, transformador Ct2	281
Anexo 8.3	Levantamiento de la red secundaria, transformador Ct4	285
Anexo 8.4	Levantamiento de la red secundaria, transformador Ct9	288
Anexo 8.5	Levantamiento de la red secundaria, transformador Ct11	292
Anexo 9	Reglamento de sanciones	295

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN, OBJETIVO Y ALCANCE

1.1 INTRODUCCIÓN.

Las pérdidas en un sistema eléctrico, se presentan por la disipación de energía en los componentes y debido al fraude, hurto y a la administración en la comercialización de la energía eléctrica. Son un indicativo que permite evaluar la planificación, diseño, operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos.

Las pérdidas de energía se presentan en mayor o menor proporción en todos los elementos que conforman un sistema eléctrico, ocurren en todo instante de tiempo.

En la problemática de las pérdidas se ven involucradas variables dinámicas, y sobre ellas la información es limitada, también se hallan relacionadas las distintas áreas de las Empresas de Distribución. La cantidad de información que manejan los sistemas de Distribución es abultada, siendo necesario contar con programas de análisis de redes, que faciliten su diagnóstico.

Las Empresas Distribuidoras establecen el monto de sus pérdidas al efectuar un balance entre la energía entregada y la energía facturada. La diferencia entre ellas determina las pérdidas totales de energía.

El alto costo de producción de energía eléctrica, obliga a las empresas transportadoras y distribuidoras a reducir sus pérdidas, para optimizar el uso de la capacidad instalada de generación.

El CONELEC, con la nueva Ley del Sector Eléctrico, exige al Distribuidor el cumplimiento de requisitos de calidad de energía, lo que obliga a aprovechar los recursos en forma eficiente.

1.2 IMPORTANCIA DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.

Las Empresas Distribuidoras en su mayoría hace poco tiempo no destinaban recursos para efectuar proyectos y alternativas que tiendan a disminuir las pérdidas. La falta de inversión de recursos se debía en gran parte a que para cubrir la demanda, que es creciente, se necesitaba canalizar fondos que a su vez son limitados por la no-facturación en su totalidad de la energía. Se prefiere invertir en programas de expansión de redes con resultados favorables a corto plazo, mientras que una inversión en proyectos de reducción de pérdidas presenta resultados a mediano y largo plazo por ello necesitan de la colaboración de las diferentes áreas de la Empresa.

La falta de inversión en los Departamentos de Distribución y Comercialización de las Empresas Distribuidoras lleva a una mala prestación del servicio eléctrico y a su vez es una causa que contribuye al incremento de las pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía son un indicativo de la serie de errores en los criterios aplicados en el sistema desde su planificación y diseño hasta su operación y mantenimiento. Es necesario determinar las pérdidas en sus diferentes etapas funcionales, que comprenden desde la generación hasta la entrega al consumidor final, para establecer programas y proyectos que lleven a una reducción y control de las pérdidas. Los programas de control de pérdidas deben ser un soporte para el planeamiento, diseño y operación del sistema, y no debe ser considerado como un objetivo puntual de la estrategia financiera de la Empresa.

La falta de control de las pérdidas de energía provoca un deterioro en las redes e instalaciones que trae como consecuencia inversiones fuertes, además, da lugar a pérdidas económicas por la energía no facturada. Se debe tomar en cuenta que las pérdidas surgen, además, por el encubrimiento de acciones ilícitas.

Los programas de reducción de pérdidas dependen de las características de cada sistema, se inicia con un diagnóstico y evaluación para conocer en donde y en que cantidades se presentan las pérdidas, luego se procede con un planeamiento adecuado que permita estructurar los procedimientos para reducir y controlar las pérdidas.

El aumento en el costo de las tarifas de energía y la disminución en el poder adquisitivo provocan en los consumidores un gran estímulo para efectuar fraudes de energía.

Las pérdidas disminuyen el nivel de voltaje y la confiabilidad del sistema provocando una disminución en la utilización de los electrodomésticos en la hora de demanda máxima, y a su vez con la presencia de condiciones climáticas adversas se pueden provocar fallas o intermitencias originadas por las conexiones ilícitas que se realizan sin ninguna norma técnica y con conductores inadecuados.

Actualmente las Empresas Distribuidoras pretenden brindar un servicio eficiente optimizando los recursos energéticos, estableciendo programas que frenen y disminuyan las pérdidas.

En los estudios de pérdidas se debe tener en consideración las siguientes limitantes:

1. Falta de recursos financieros para efectuar programas de reducción y control de pérdidas.
2. Los sistemas eléctricos son de tipo distribuido, siendo difícil detectar donde se localizan las pérdidas. La información del sistema no se la puede obtener en tiempo real, esto es a nivel de alimentadores primarios, transformadores de distribución, secundarios, acometidas y medidores.

3. La demanda a nivel de consumidor final es de tipo aleatoria. La demanda se estima, razón por la cual se está sujeto a errores.
4. Los procesos involucrados con la facturación, contienen errores debido a los defasajes de tiempo entre lecturas, demoras y a los valores estimados.
5. Cultura hacia el hurto y fraude de energía arraigada en los consumidores por la falta de medidas que disminuyan su incidencia.³

1.3 EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI.

Las pérdidas de energía se clasifican en pérdidas técnicas y en no técnicas. Las pérdidas técnicas son un resultado de los criterios de planificación, diseño empleados en el pasado y de las características físicas del sistema que tiene por la operación y mantenimiento que se le da. Las pérdidas no técnicas involucran las dificultades que presentan la facturación y medición junto con el cobro del servicio eléctrico y el no cobro por los fraudes de energía. Las pérdidas no técnicas aumentan por la crisis socio - económica del país en general.

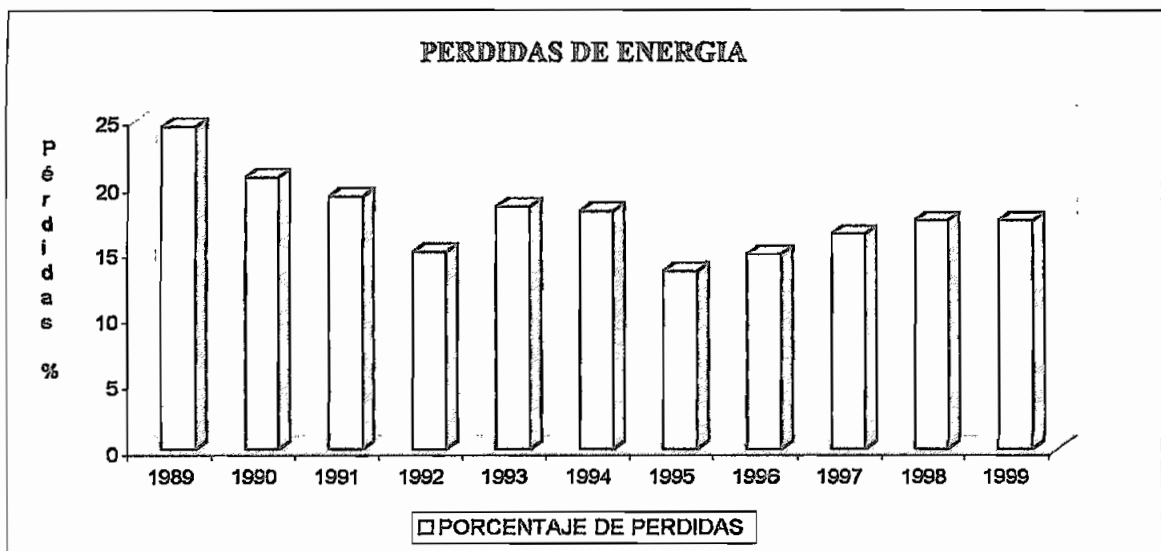
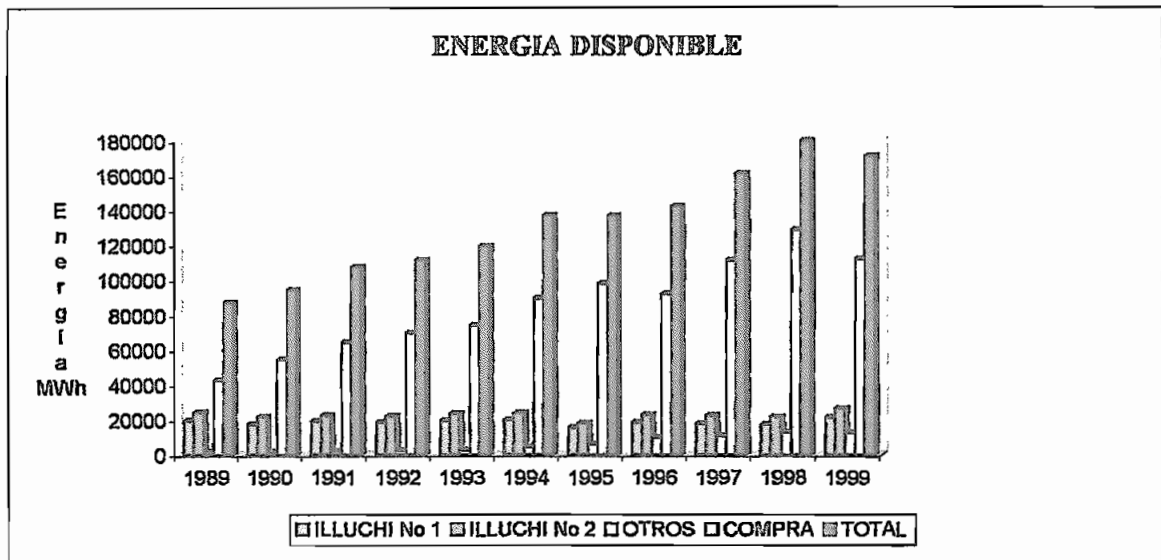
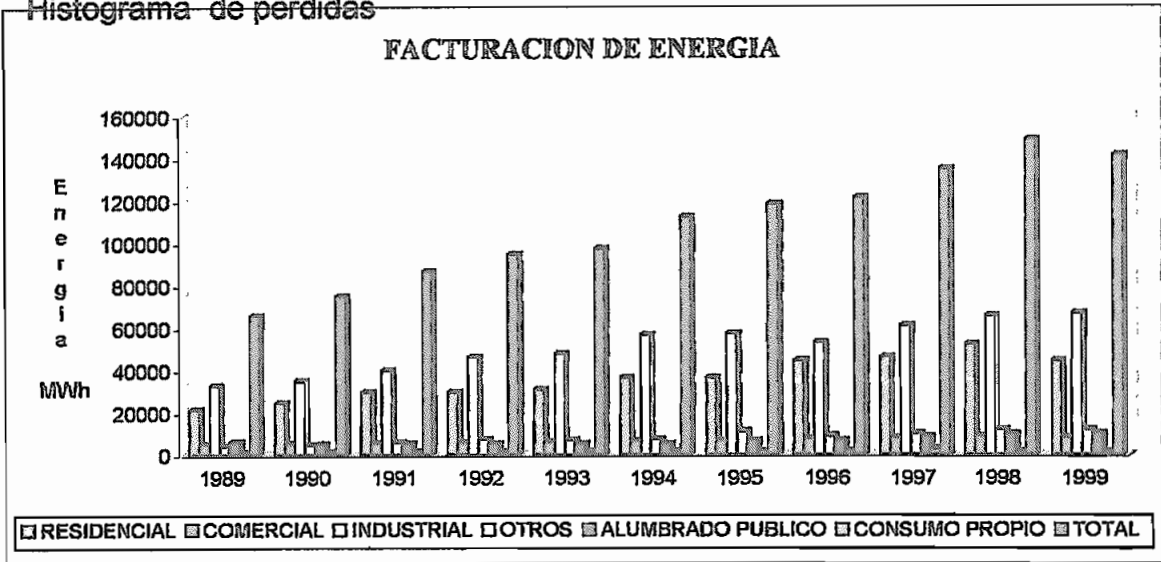
La motivación de las Empresas Distribuidoras por determinar los montos de las pérdidas de energía, tiene su raíz en el hecho de que la prestación del servicio eléctrico no resulta rentable ante el constante aumento de las tarifas eléctricas; razón por la que no se destina recursos para el mantenimiento de su sistema lo que a la larga provoca su deterioro.

La tabla 1.1 presenta la evolución de las pérdidas totales de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

TABLA 1.1 DATOS ESTADÍSTICOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.

AÑO	FACTURACION DE ENERGIA (MWh)							ENERGIA DISPONIBLE (MWh)					Pérdidas %
	RESID	COMER	INDUS	ET.OF. OTROS	ALUM. PUBL.	CONSUMO		ILLUCHI		OTROS	COMPRA DOSNI	TOTAL	
						PROPIO	TOTAL	No. 1	No. 2				
1989	21349	4816	32592	3741	5897	960	65614	19118	24096	1560	42013	86787	24.40
1990	24467	5020	34788	4365	4800	1200	74640	17107	21483	1560	53916	94066	20.65
1991	29582	5353	39575	5764	4920	1200	86394	19016	22266	1831	63869	106982	19.24
1992	29554	5759	45705	7107	4980	1260	94365	18048	21675	2007	69207	110937	14.94
1993	30761	6074	47215	6752	5016	1284	97102	19343	23259	2667	73788	119057	18.44
1994	35799	6295	56369	7196	5160	1308	112127	19720	23724	4298	89174	136916	18.11
1995	36009	6427	56984	10881	6420	1320	118041	15165	17757	5837	97700	136459	13.50
1996	44187	7430	52827	8806	6480	1332	121062	18153	22489	9779	91636	142057	14.78
1997	45714	7690	60409	9920	8304	2508	134545	17522	22042	10375	110968	160907	16.38
1998	51742	8699	65387	11656	9556	1200	148240	17153	21313	12598	128438	179502	17.42
1999	44002	8087	66379	11540	9855	1224	141087	20910	26026	12130	111767	170833	17.41

Histograma de pérdidas



Los datos de la tabla 1.1 indican que en los últimos años las pérdidas tienen un crecimiento, se debe trabajar para frenar y reducir estos valores, iniciando con un diagnóstico de la situación actual del sistema.

1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El sistema eléctrico es un conjunto de componentes físicos relacionados entre sí, que cumplen una función específica con determinados índices de calidad y eficiencia. El sistema eléctrico para cumplir con sus funciones es operado y administrado por un grupo humano.

Las pérdidas representan un indicativo de la eficiencia o rendimiento de todo el proceso involucrado desde la producción hasta la comercialización de la energía. En toda etapa del proceso se encuentran presentes las pérdidas como resultado del funcionamiento inadecuado del sistema físico y/u operación y administración incorrecta del sistema.

En los sistemas de distribución las pérdidas eléctricas se presentan fundamentalmente debido a los siguientes aspectos:

- Disipación térmica de potencia debida a las condiciones propias de conducción y transformación de la energía eléctrica. La disipación se presenta en los conductores de mediana y baja tensión, devanados de los transformadores, acometidas y bobinado del circuito de corriente de los contadores de energía. Los transformadores adicionalmente disipan potencia por histéresis y corrientes parásitas. Los contadores de energía disipan potencia en la bobina del circuito de potencial, debido al solo hecho de estar energizados.
- La administración relacionada con el control de energía a nivel de consumidor final.

1.5 OBJETIVO.

Presentar una metodología para evaluar las pérdidas técnicas en alimentadores primarios. Abarca la determinación de pérdidas en los circuitos primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y contadores de energía. Se analizará un procedimiento para estimar las pérdidas que resultan de la administración y control del consumo de energía a nivel de consumidor final.

La metodología se aplicará para realizar un diagnóstico actual del funcionamiento y operación de la Red Subterránea perteneciente a ELEPCO S.A., con el objeto de poder determinar la cantidad de potencia y de energía que se pierden, debido a la circulación de corriente, ocasionando las pérdidas técnicas y estimar la cantidad de energía que se pierden debido al hurto, fraude y a los procesos de medición, registro y facturación.

1.6 ALCANCE.

Se determinarán las pérdidas totales de energía que tiene el alimentador a partir de la energía entregada y la energía facturada.

Se determinaran las pérdidas técnicas en el circuito primario, transformadores de Distribución, circuitos secundarios, acometidas y medidores pertenecientes al alimentador.

Se realiza una estratificación de los consumidores con base en el consumo mensual de energía y en los que se aplica un procedimiento para estimar las pérdidas no técnicas.

Para la realización del estudio se procede a la elaboración de los capítulos que se mencionan a continuación:

El **capítulo 2** presenta todo el sustento teórico relacionado en la determinación de las pérdidas eléctricas a nivel de los sistemas de distribución y en particular de un alimentador primario.

El **capítulo 3** indica el procedimiento a seguir para la determinación de los índices de pérdidas de energía en los diferentes componentes de un alimentador. Para cada componente se detalla su respectivo procedimiento junto con la información que se debe manejar.

El **capítulo 4** contiene los resultados de la evaluación de pérdidas en el alimentador de la red subterránea perteneciente a ELEPCO S.A.

El **capítulo 5** presenta la recopilación de la determinación de las pérdidas eléctricas en el alimentador en estudio. Análisis de resultados, medidas preventivas y correctivas para la reducción de las pérdidas y comentarios adicionales.

El **capítulo 6** indica las conclusiones y recomendaciones sobre el trabajo realizado.

CAPITULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 INTRODUCCIÓN.

Este capítulo presenta la teoría relacionada para evaluar las pérdidas técnicas y no técnicas en los sistemas de distribución. Se inicia con la presentación de definiciones, en lo posterior se hace una clasificación de las pérdidas, se analiza las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.

Todo sistema físico real no presenta un rendimiento del 100%, todos cuentan con "pérdidas", que son propias de cada componente. La cuantificación de las pérdidas es un indicativo de la eficiencia de los componentes y del sistema, en otras palabras representa el grado de operación y mantenimiento del sistema

Las pérdidas en los sistemas eléctricos están presentes en todo instante de tiempo, siempre que el sistema esté energizado. Los proyectos de control y reducción de pérdidas se enfocan sobre sistemas específicos para analizarlos con profundidad y obtener resultados satisfactorios.

En estudios de pérdidas el proceso de distribución comprende la entrega de la energía al consumidor, lectura de los consumos, facturación y recaudo. Con anterioridad se ha establecido una correlación entre la administración de la Empresa y su nivel de pérdidas.

2.2 DEFINICIONES. [1] [3] [5] [6]

Las siguientes definiciones se utilizan en el trabajo para determinar las pérdidas de energía.

Sistema radial.- Constituyen los circuitos que tienen solo un punto de alimentación.

Sistema de Distribución.- Está formado por las subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y equipos de medición, además de otros elementos entre los que se tiene banco de capacitores, interruptores, seccionadores, etc. El sistema de distribución como parte del sistema eléctrico es el que más necesita de inversiones, para su adecuado funcionamiento con el fin de proporcionar al consumidor un buen servicio.

Subestación de distribución.- Corresponde al centro de transformación que suministra servicio eléctrico a los alimentadores primarios.

Alimentador primario.- Constituyen los circuitos a nivel de media tensión (0.6 - 40 kV) que transportan energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta el lado de alta tensión de los transformadores de distribución.

Demanda.- Es la carga conectada en una instalación eléctrica, medida en kW, kVA, A, kVAr promediada en un intervalo de tiempo dado, llamado intervalo de demanda que puede ser de 15 a 60 minutos dependiendo de la aplicación⁴.

Demanda máxima.- Es la mayor demanda presentada en un período de tiempo determinado, incluye la potencia de la carga y las pérdidas.

Curva de demandas.- Es la representación gráfica de la variación de la demanda en un período de tiempo establecido.

Energía Entregada a los primarios.- Es aquella energía que toman los alimentadores primarios del sistema eléctrico, incluye la energía facturada y las pérdidas totales.

Energía Facturada.- Es la energía que reciben los consumidores y que es registrada por contadores de energía o a su vez es estimada, y a la que se le asigna un valor monetario de acuerdo a una tarifa establecida.

Factor de carga.- Es la relación entre la demanda media y la demanda máxima de la carga.

$$fc = \frac{\text{demanda media}}{\text{demanda máxima}} \quad (2.1)$$

El factor de carga mide de alguna manera, el grado de utilización de una instalación.

Factor de coincidencia.- Es la relación de la demanda máxima de un sistema o parte de él, como un todo con la suma de las demandas máximas individuales de los componentes del sistema.

$$fco = \frac{\text{demanda máxima del sistema}}{\text{demandas máximas individuales}} \quad (2.2)$$

Factor de diversidad.- Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de los componentes del sistema y la demanda máxima del sistema.

Factor de pérdidas.- Es la relación entre la energía perdida en un período y el período por pérdidas a demanda máxima.

Se define, además, como la relación del promedio de las pérdidas de potencia, en un ciclo de carga dado, y las pérdidas de potencia durante la demanda máxima.

Factor de utilización.- Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal instalada de un elemento o de un sistema.

Pérdidas de energía.- Energía eléctrica disipada por el transporte o transformación, mas la energía que no se contabiliza o se la contabiliza en forma errónea por la Empresa Distribuidora. Viene a ser la diferencia entre la energía entregada y la energía facturada.

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

Pérdidas en el núcleo de los transformadores.- Potencia disipada en forma de calor, provocada por histéresis y el flujo de corrientes parásitas.

Pérdidas no técnicas.- Energía consumida pero no contabilizada o a su vez contabilizada en forma errónea.

Pérdidas por efecto Joule.- Disipación térmica de potencia producida por el paso de corriente a través de un conductor. En los transformadores vienen a ser las pérdidas en el cobre.

Pérdidas técnicas.- Energía disipada por fenómenos físicos, entre los cuales se tiene el efecto corona, efecto Joule, corrientes de Foucault e histéresis en los núcleos de los transformadores.

Potencia nominal de un transformador.- Es el valor convencional de la potencia aparente que sirve de base para el diseño del transformador.

Consumidor.- Entidad o persona que hace uso del servicio de energía eléctrica, caracterizado por el valor de potencia y el consumo de energía. Se lo identifica, además, como consumidor o abonado y es cualquier persona natural o jurídica que ha suscrito un contrato de servicio con la Empresa para el suministro del servicio eléctrico dentro de una residencia o establecimiento.

Plan de trabajo.- Actividad realizada en un día por los lectores, para el registro de las lecturas de los contadores de energía instalados en los consumidores.

Sector.- Area geográfica, contiene varias rutas de lectura.

Ruta de lectura.- Recorrido físico que realiza el lector para el registro de las lecturas de los medidores de energía.

2.3 NIVELES DE REFERENCIA.

2.3.1 CARGA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES.

De acuerdo con el Departamento de Operación y Mantenimiento de ELEPCO S.A., las condiciones de carga máxima permitidas son del 75% del límite térmico de cables y conductores, para condiciones de emergencia por mantenimientos programados y sobrecarga se toleran transferencias de carga de hasta el 100% del límite térmico.

2.3.2 NIVELES DE VOLTAJE. [5] [9]

Para efecto de prestación de servicio se establecen los siguientes niveles de voltaje:

Tabla 2.1

Niveles de Voltaje

Niveles de voltaje	Rango
Bajo	Hasta 0.6 kV
Medio	Desde 0.6 kV hasta 40 kV
Alto	Mayor a 40 kV

Fuente: Registro Oficial No 134, febrero 1999

No se puede entregar al consumidor energía a un nivel de tensión nominal, sin embargo, se establecen rangos de variación dentro de los cuales la operación de los alimentadores primarios y secundarios se considera adecuada. La Comisión EEI – NEMA establece tres zonas de operación: favorable, tolerable, extrema y prohibida.

2.3.2.1 Zona Favorable.

Cubre un rango que contiene la tensión nominal de funcionamiento de la red y que es adoptada para la operación de los equipos. Si el voltaje nominal es de 120 voltios, el rango está comprendido entre 125 y 110 voltios.

Al considerar la caída de tensión de 3 voltios en la distribución interior de las edificaciones, se requiere un voltaje de operación igual o mayor a 113 voltios en los terminales de la acometida y contador del último consumidor, contando con un rango de 12 voltios para la caída de tensión en los diferentes componentes del sistema de distribución primario y secundario.

2.3.2.2 Zona Tolerable.

Abarca tensiones ligeramente mayores o menores que la zona favorable, los equipos trabajan satisfactoriamente. Los limitantes de esta zona son el tiempo y el número de abonados.

2.3.2.3 Zona Extrema.

Se establece de 2 a 3% sobre o debajo de la zona tolerable. La operación dentro de esta zona es temporal, solo en condiciones de emergencia.

2.3.2.4 Zona Prohibida

Establecida sobre y debajo de la zona extrema, no debe operar el sistema de distribución, se pueden dañar los equipos conectados al sistema.

La tabla 2.1 presenta un resumen de los rangos de variación para distintos voltajes nominales.

Tabla 2.2

Rangos de voltaje en las zonas de operación

Voltaje nominal (V)	Zona Favorable		Zona Tolerable		Zona Extrema	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
120	110	125	107	127	103	131
120/240	110/220	125/250	107/214	127/254	103/209	131/260
120/208	114/197	125/217	111/193	127/220	107/190	131/225
240	210	240	200	250	190	260

Fuente: Comisión mixta EEI – NEMA.

2.3.3 NIVELES DE PÉRDIDAS.

Según el Manual de la OLADE¹ los niveles de pérdidas tolerables para los subsistemas eléctricos en países latinoamericanos son los siguientes:

Tabla 2.3

Niveles referenciales de pérdidas

Subsistema	Porcentaje de pérdidas	
	Deseable	Tolerable
Transmisión	1.4	2.1
Subtransmisión	2.0	3.0
Distribución	3.2	4.9
Total	6.6	10

Primarios	1.75	3.5
Transformadores de distribución y circuitos Secundarios	2.5	5.0

Fuente: Manual Latinoamericano y del caribe para control de pérdidas eléctricas.

2.4 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN.

En esta sección se presenta la información detallada de las causas que provocan las pérdidas. Se indica la clasificación a emplearse para la realización del estudio. Existen dos tipos de pérdidas en los sistemas eléctricos y las mismas son las siguientes:

- Pérdidas técnicas.
- Pérdidas no técnicas.

2.4.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS. [1] [9] [11]

Las pérdidas técnicas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas técnicas de un sistema eléctrico se deben a fenómenos físicos como el efecto Joule en los conductores y en los bobinados de los transformadores, a las corrientes de Foucault e histéresis en los núcleos de los transformadores en donde se manifiestan con disipación de calor.

Se presentan por la resistencia física de los conductores al paso de la corriente, están presentes en todos los componentes del sistema eléctrico. Las pérdidas técnicas crecen en proporción geométrica a la demanda.

Las pérdidas técnicas se clasifican por la función del componente y por la causa que los origina como se detalla en la tabla 2.4.

Tabla 2.4

Clasificación de las pérdidas técnicas en sistemas de distribución.

Actividad	Elemento	Causa
Transporte	Alimentadores primarios Redes secundarias	Efecto Joule
Transformación	Alta tensión / media tensión Media tensión / baja tensión	Corrientes parásitas e histéresis magnética Efecto Joule

Fuente: Manual Latinoamericano y del caribe para control de pérdidas eléctricas.

2.4.1.1 Pérdidas dependientes y aproximadamente independientes de la demanda.

Esta clasificación tiene en cuenta que ciertas pérdidas de potencia y de energía varían con la demanda o a su vez son aproximadamente independientes de la variación de la demanda.

2.4.1.1.1 Pérdidas dependientes de la demanda

Este tipo de pérdidas se ven relacionadas con la corriente que circula por los elementos del sistema eléctrico, provocan el calentamiento por efecto Joule. La disipación de energía se encuentra relacionada con el cuadrado de la corriente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P = I^2 * R \quad (2.3)$$

donde:

P : Pérdidas en el elemento del sistema [W]

I : Corriente que circula por el elemento [A]

R : Resistencia del elemento [ohms]

3. Falta de inversión para realizar programas de control y reducción de pérdidas, pues se necesita adquirir equipos eléctricos, capacitar al personal y contratar trabajadores adicionales.
4. No contar con una base legal para penalizar las anomalías en el consumo de energía eléctrica.

Adicionalmente se menciona que con el incremento de las tarifas eléctricas, el consumidor en general tiende a manipular las instalaciones para provocar hurtos y fraudes que reduzcan la facturación y no afecte su economía.

A continuación se presenta una clasificación de las pérdidas no técnicas con la finalidad de aclarar el significado de las pérdidas y establecer relaciones entre las causas y las acciones de control.

1. Clasificación por las causas que las producen
2. Clasificación por su relación con las actividades administrativas de la Empresa.

2.5 PÉRDIDAS TÉCNICAS POR SUBSISTEMA.

Los sistemas de distribución manejan una gran cantidad de elementos y de información, por lo que se opta por dividirlo en subsistemas para lograr simplificaciones en su manipulación. Los subsistemas dependen de lo complejo del sistema y de la información disponible.

Para las Empresas Distribuidoras se pueden presentar los siguientes subsistemas:

- 1.Subtransmisión.
- 2.Alimentadores primarios.
- 3.Transformadores de distribución.

- 4.Redes secundarias.
- 5.Acometidas.
- 6.Contadores de energía.

El cálculo de pérdidas en el subsistema de subtransmisión es relativamente fácil, se cuenta con aparatos de medida y centros de control con los que se puede tener mediciones en tiempo real, la información sobre equipos, líneas, transformadores se encuentran actualizados. La parte de subtransmisión no es objeto de estudio de la presente tesis.

Los Alimentadores primarios no cuentan con instrumentos adecuados para la obtención de la información para determinar las pérdidas.

Las redes secundarias tienen dificultad en su análisis por la falta de instrumentos de medida, carencia de información, diversidad del consumo y de la instalación de los consumidores.

2.5.1 PÉRDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS. [2] [10]

Las pérdidas en los alimentadores primarios se relacionan con la resistencia física de los conductores al paso de la corriente eléctrica.

En líneas donde las tensiones son menores a 115 kV , las pérdidas de potencia por el efecto corona se pueden despreciar, los valores de susceptancia a tierra de las líneas son pequeños y se desprecian.

En los alimentadores primarios los valores de resistencia y reactancia dependen de las características físicas de los conductores y de su disposición geométrica.

Los conductores al presentar calibres pequeños tienen un alto valor de resistencia, la separación entre conductores es pequeña por lo que su reactancia es mínima, razón por la cual en los alimentadores primarios la resistencia tiende a ser mayor o igual que la reactancia.

El modelo de potencia y eléctrico del alimentador primario se presenta a continuación:

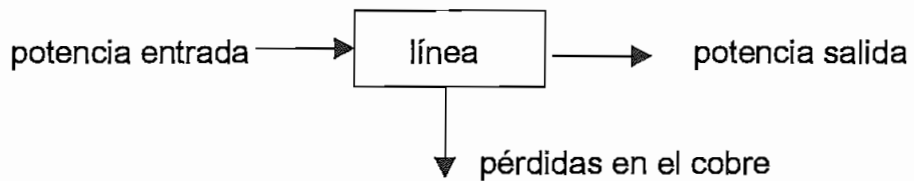


Figura 2.1 Modelo de potencia de un alimentador primario.

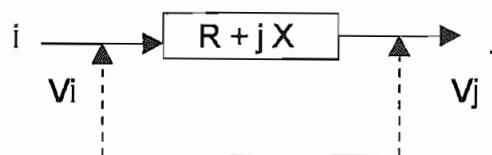


Figura 2.2 Modelo eléctrico del alimentador primario.

Donde:

V_i : Tensión en el punto i [voltios]

V_j : Tensión en el punto j [voltios]

R : Resistencia de la línea [ohmios]

X : Reactancia de la línea [ohmios]

Las pérdidas de potencia en los alimentadores primarios vienen dadas por la fórmula:

$$P_{EP} = I^2 * R_P \quad (2.5)$$

Donde:

P_{EP} : Pérdidas técnicas de potencia [W]

I : Corriente que circula por el conductor [A]

R_P : Resistencia del conductor [ohms]

2.5.2 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN . [2] [12]

Las pérdidas técnicas de potencia eléctrica en un transformador de potencia o de distribución tienen dos componentes:

1. Pérdidas que cambian con la demanda, conocidas como pérdidas en el cobre. Se presentan por el efecto Joule en los bobinados.
2. Pérdidas que varían con el voltaje aplicado, se presentan por las corrientes de excitación del transformador. Reciben el nombre de pérdidas en vacío o de pérdidas en el hierro, están relacionados directamente con la calidad del material.

El modelo de potencia y eléctrico de un transformador se presenta a continuación:

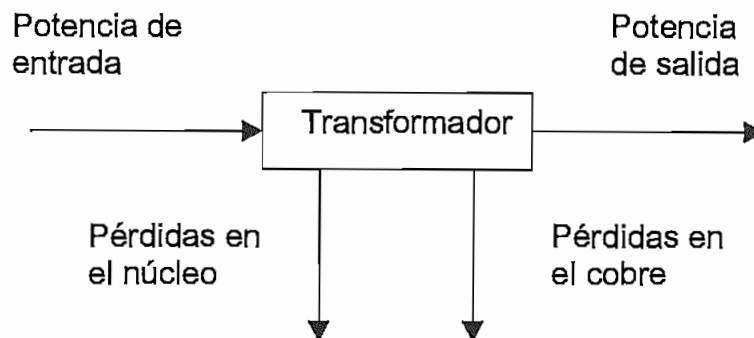


Figura 2.3.- Modelo de potencia del transformador.

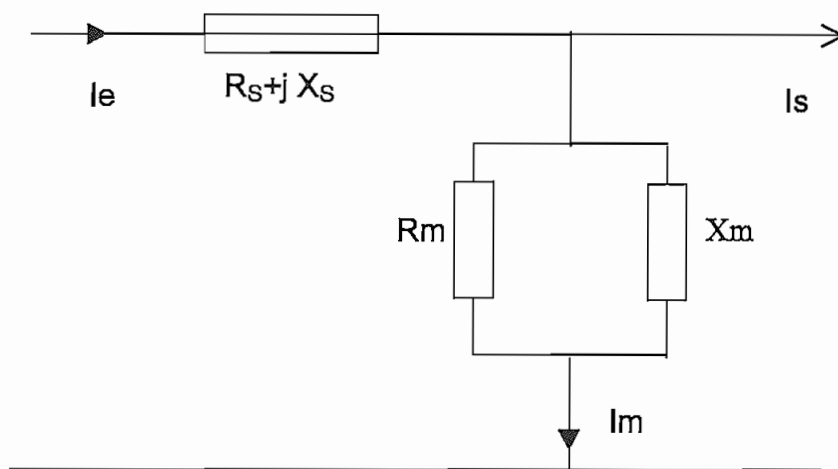


Figura 2.4.- Modelo eléctrico del transformador

Donde:

I_e : Corriente de entrada [A]

I_s : Corriente de salida [A]

V_e : Voltaje de entrada [V]

V_s : Voltaje de salida [V]

R_s : Resistencia serie [ohms]

X_s : Reactancia serie [ohmios]

R_m : Resistencia en derivación [ohmios]

X_m : Reactancia en derivación [ohmios]

I_m : Corriente de excitación del transformador [A]

Las pérdidas en los bobinados del transformador vienen dadas por la siguiente expresión:

$$P_{ET} = I^2 * R_s \quad (2.6)$$

Donde:

P_{ET} : Pérdidas técnicas de potencia en el cobre [W]

I : Corriente que circula por la carga [A]

R_s : Resistencia serie [ohmios]

Con el valor de pérdidas resistivas a potencia nominal, se puede determinar el valor de pérdidas a cualquier potencia de carga con la ecuación:

$$P_{ET^j} = P_{ET^i} * \frac{(S^j)^2}{(S^i)^2} \quad (2.7)$$

Donde:

P_{ET^i} : Pérdidas en el cobre [W] para una carga S^i [VA]

P_{ET^j} : Pérdidas en el cobre [W] para una carga S^j [VA]

Las pérdidas en los bobinados, además, se pueden calcular con la expresión:

$$P_{ET^{max}} = P_{ET^{nom}} * (Fu)^2 \quad (2.8)$$

Donde:

$P_{ET^{max}}$: Pérdidas en el transformador a demanda máxima

$P_{ET^{nom}}$: Pérdidas en el transformador a potencia nominal

Fu : Factor de utilización del transformador

Las pérdidas en vacío están dadas por:

$$P_{ET^v} = \frac{V_e^2}{R_m} \quad (2.9)$$

Donde:

P_{ET^v} : Pérdidas en vacío [W]

La ecuación que permite calcular las pérdidas en vacío con bastante exactitud es la siguiente:

$$P_{ET^j^v} = P_{ET^i^v} * (V^j / V^i)^2 \quad (2.10)$$

Donde:

P_{ET}^{iv} : Pérdidas en vacío [W] a un voltaje V^i [V]

P_{ET}^{jv} : Pérdidas en vacío [W] a un voltaje V^j [V]

El voltaje en los sistemas de distribución oscila entre 2 y 5 % del valor nominal, por lo cual se considera las pérdidas en vacío como constantes.

2.5.3 PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS. [3] [11]

De la misma manera que en los alimentadores primarios, las pérdidas en las redes secundarias resultan de la oposición de los conductores al paso de la corriente provocando el efecto Joule. Se presenta a continuación el modelo de potencia y eléctrico de la red secundaria.

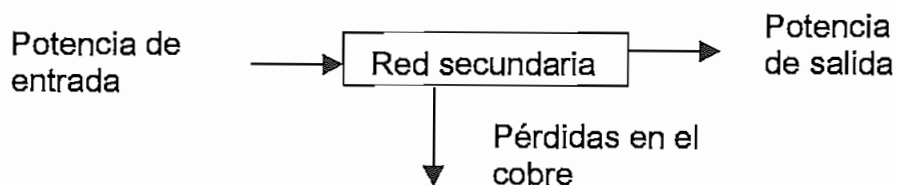


Figura 2.5 Modelo de potencia de una red secundaria.

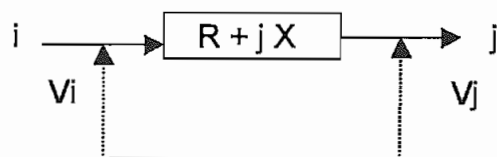


Figura 2.6 Modelo eléctrico de una red secundaria.

Donde:

V_i : Tensión en el punto i [voltios]

V_j : Tensión en el punto j [voltios]

R : Resistencia del conductor [ohmios]

X : Reactancia del conductor [ohmios]

Las pérdidas de potencia en las redes secundaria vienen dadas por la fórmula:

$$P_{ES} = I^2 * R_{SC} \quad (2.11)$$

Donde:

P_{ES} : Pérdidas técnicas de potencia [W]

I : Corriente que circula por el conductor [A]

R_{SC} : Resistencia del conductor [ohms]

2.5.4 PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS. [3] [10]

La acometida comprende el conductor que transporta la energía eléctrica a partir de la red secundaria hasta el contador de energía que se ubica en el inmueble del consumidor.

Las pérdidas que se presentan en las acometidas se deben al efecto Joule por la oposición al paso de la corriente eléctrica.

Las acometidas se clasifican por los calibres, longitudes, tipo de consumidor para determinar una muestra y definir la demanda para encontrar las pérdidas de potencia a demanda máxima del tipo de consumidor correspondiente.

Para el cálculo de las pérdidas técnicas se emplea la carga típica de cada sector de consumo, considerando la demanda máxima individual en lugar de la demanda máxima diversificada.

2.5.5 PÉRDIDAS EN CONTADORES DE ENERGÍA. [12]

Las pérdidas en los contadores de energía son pequeñas en relación con otras fuentes de pérdidas, sin embargo, son necesarias determinarlas en balances para sistemas específicos.

En los contadores de energía las pérdidas se deben a fenómenos electromagnéticos que se presentan durante el funcionamiento del equipo, por el paso de la corriente a través de las bobinas. Se deben, además, a fenómenos magnéticos en el freno.

Los contadores de energía presentan pérdidas en las bobinas de tensión y en las de corriente. En las bobinas de tensión las pérdidas son provocadas por la excitación de las bobinas. Se considera que estas pérdidas no dependen de la carga.

Las pérdidas resistivas en las bobinas amperimétricas, son pequeñas, sin embargo, se las puede incluir al clasificar los contadores que se encuentran en el sistema en estudio.

2.6 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS [1] [3]

Las pérdidas no técnicas se obtienen en el balance energético del sistema de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas del mismo.

$$P_{nte} = P_T - P_{te} \quad (2.12)$$

donde

P_{nte} : Pérdidas no técnicas de energía.

P_T : Pérdidas totales de energía.

P_{te} : Pérdidas técnicas de energ.

Las pérdidas técnicas constituyen pérdidas de energía desde el punto de vista físico y no puede ser utilizada, mientras que las pérdidas no técnicas es energía empleada para algún fin, que es evadida del registro y del pago correspondiente. A continuación se presenta la figura 2.7 que indica la desagregación de las pérdidas de energía eléctrica dentro de un sistema de distribución.

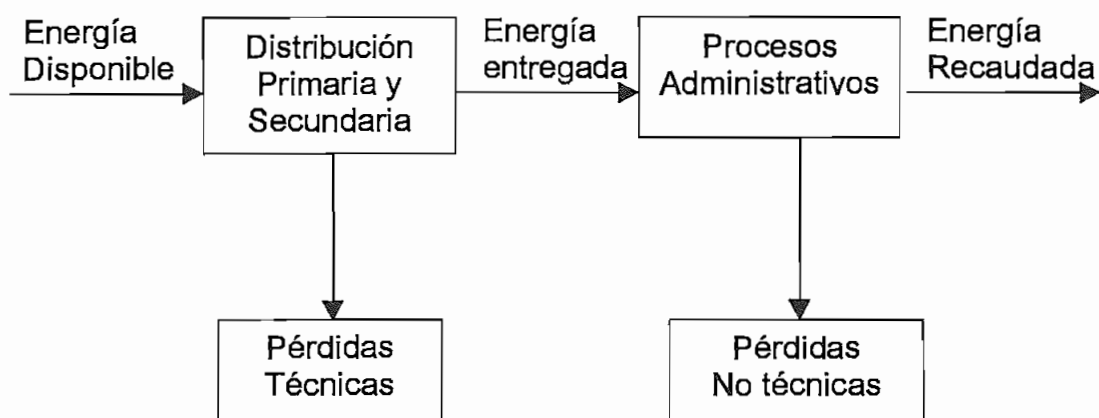


Figura 2.7.- Pérdidas de Energía

Las pérdidas no técnicas se originan en la administración y en el control de consumo de energía, se deben, además, a factores socio - económicos de los consumidores.

Se presenta una clasificación de las pérdidas no técnicas que se sigue para la realización del presente estudio.

Clasificación por las causas que las producen

- Fraude o hurto
- Consumo de consumidores no suscriptores o contrabando.
- Error en la medición de la energía.
- Error en consumo estimado.
- Error en consumo propio de la Empresa

Clasificación por su relación con las actividades administrativas de la Empresa.

- Registro de Consumos.
- Facturación.
- Recaudo.

Se dará una breve explicación de cada subgrupo relacionado con las pérdidas no técnicas.

2.6.1 CLASIFICACIÓN POR LAS CAUSAS QUE LAS PRODUCEN [1] [2] [3] [11]

2.6.1.1 Fraude.

Corresponde a las acciones ilícitas realizadas por los consumidores en los aparatos de medición e instalaciones, para disminuir el registro de consumo de energía e influir en la toma de lecturas que realiza la Empresa.

Los tipos de fraudes generalizados son los siguientes:

- Puentes en bornera.
- Perforación de acometidas y contadores.
- Cambio de polaridad en el contador, en el transformador de potencial y/o de corriente.
- Frenado del disco del contador.
- Posición inadecuada del contador (acostado o inclinado).
- Intercambio de una línea (fase) con el conductor del neutro.
- Alteración del registro.

2.6.1.2 Contrabando.

Representa las conexiones que no son autorizadas por las Empresas Eléctricas, tienen por objetivo proveerse del servicio eléctrico evadiendo pagos por el empleo del mismo. Se incluyen las conexiones clandestinas de los consumidores a los que se les suspende el servicio por falta de pago.

Los contrabandos son frecuentes en zonas marginales, generalmente se los localiza en lugares de fácil acceso a la red secundaria de distribución que existe en sectores urbanos especialmente en las invasiones.

2.6.1.3 Error en la medición de la energía

Se dan por el deterioro físico de los contadores de energía a medida que transcurre su tiempo de vida útil. Afecta el empleo de contadores de baja precisión, mala calidad de materiales, error en el diseño y la instalación no adecuada de los contadores en general.

Influyen las condiciones ambientales alrededor del contador como son la humedad, temperatura, polvo, óxido. Se suma la falta de programas de control para calibración de contadores e instalación de equipos inadecuados.

2.6.1.4 Error en consumos estimados.

Considera las facturaciones hechas por una estimación del consumo que se basa en el censo de carga de los consumidores o en la comparación con mediciones para suscriptores con contador. Se incluyen los consumidores temporales a los que la Empresa decide no instalar un contador.

Se producen por políticas no adecuadas de las Empresas en la asignación de una tarifa fija en diferentes circunstancias tales como:

- En las construcciones no se justifica la instalación de un contador de energía por razones económicas.
- Servicio a poblaciones marginales con las que de común acuerdo se factura con una tarifa reducida, debido a bajos recursos de sus habitantes.

2.6.1.5 Error en consumo propio de la Empresa.

Es toda la energía tomada del sistema utilizada por las instalaciones de la Empresa como oficinas, subestaciones, cámaras, talleres, bodegas. No se contabiliza en forma debida o a su vez no es contabilizada.

2.6.2 CLASIFICACIÓN SEGÚN LA RELACION CON LAS ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS DE LA EMPRESA.

2.6.2.1 Registro de consumos.

Implica el proceso por el cual la Empresa Distribuidora obtiene un valor estimado de la energía suministrada a cada consumidor durante un período de tiempo determinado, llamado *período de facturación*.

Al no medir y/o registrar adecuadamente la energía entregada a un consumidor, su valor no se recauda en forma correcta. La energía que no se cobra se denomina *pérdidas en el proceso de registro*.

El proceso de registro de consumo comprende dos etapas, la primera constituye la lectura de los contadores, en la segunda los valores leídos son convertidos a valores de energía, en los casos correspondientes se emplean las constantes de proporcionalidad de los medidores y las relaciones de transformación de los transformadores de corriente y de potencial.

Este tipo de pérdidas corresponde a instalaciones que poseen un contador y abarca también las instalaciones que carecen de un contador.

2.6.2.1.1 Consumidores sin contador.

Las pérdidas durante el registro en consumidores sin contador se deben entre otras a las siguientes causas:

- **Contrabando.**- Corresponde a las conexiones directas a la red sin el consentimiento de la Empresa, toda la energía consumida de esta forma constituye una pérdida.

- **Errores en estimación de consumos.-** Para consumidores con consumos bajos, las Empresas optan por estimar los consumos y no colocar un contador de energía. La estimación da lugar a subestimar el consumo y a la vez estimula el incremento de la demanda.
- **Errores en estimación de consumos propios no medidos.-** Los consumos propios deberían ser medidos y en lo posible evitar ser estimados. Por la ausencia de mediciones, la estimación en el consumo propio conduce a errores significativos de registro.
- **Errores por instalaciones provisionales.-** Las Empresas facilitan el suministro de energía con la celebración de contratos de servicio provisional, en ocasiones no se instala el contador aún después de firmarse el contrato definitivo. Los dos casos anteriores inducen a errores en el registro de consumos.

2.6.2.1.2 Consumidores con contador.

Entre los tipos de pérdidas producidas por consumidores con contador se tienen las siguientes:

- **Fraude.-** Considera las adulteraciones ilegales de los equipos de medición y/o instalaciones, para producir error en el registro de consumos que realiza la Empresa Distribuidora.
- **Errores en la medición del consumo.-** Se presentan por descalibración natural o accidental de los contadores y/o instalación defectuosa de los contadores. En consumidores industriales las instalaciones defectuosas inciden en mayor medida en las pérdidas por el registro de consumos.

- **Errores en el procedimiento administrativo del registro de consumos.-**

Se deben a malas lecturas por parte del personal, y a las fallas en el procedimiento de medición posterior a la toma de lecturas.

2.6.2.2 Pérdidas por Facturación.

La facturación es posterior al registro de consumos. Necesita de información completa y exacta de los consumidores para evitar facturar a una tarifa incorrecta. La energía perdida durante este proceso se llama *pérdidas por facturación*.

La energía registrada no es facturada en su totalidad debido a las siguientes causas:

2.6.2.2.1 Mala información de los consumidores.

En el proceso de facturación se presentan pérdidas por información errónea en el archivo de los suscriptores. Se mencionan los siguientes errores:

- Tarifa incorrecta.
- Información errónea del contador y equipo auxiliar.
- Falta de información del transformador asociado con el consumidor.

2.6.2.2.2 Mal uso de la información

A pesar de contar con la información correcta de los consumidores suelen presentarse errores que alteran el valor a recaudar. Entre las causas más frecuentes se tienen las siguientes:

- Procedimiento de facturación incorrecto.

- Falta de control sobre la corrección de errores de facturación ante reclamos de los consumidores.
- Ausencia de programas de seguimiento de errores en facturación.
- Control inadecuado a consumidores especiales.
- Retardo en la facturación.

2.6.2.3. Pérdidas por recaudo.

El recaudo viene una vez facturados los consumos de energía. Toda la energía facturada no es recaudada, y se tienen las *pérdidas por recaudo*. Se distinguen dos situaciones en particular:

- Facturas no pagadas.
- Facturas pagadas.

2.6.2.3.1 Facturas no pagadas.

Las fuentes de pérdidas por facturas no pagadas son las siguientes causas:

- Factura no enviada al consumidor.
- Consumidor sin capacidad de pago.
- Deficiencia en el control de cuentas por cobrar.

2.6.2.3.2 Facturas pagadas.

Al tener las facturas pagadas se pueden presentar pérdidas por los siguientes errores:

- Pérdida del dinero recaudado.
- Pago no acreditado al consumidor.

2.6.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y PÉRDIDAS FINANCIERAS.

Es necesario hacer una distinción entre los diferentes tipos de pérdidas. Las pérdidas durante el proceso de registro tienen unidades de energía, las pérdidas en los procesos de facturación y recaudo, en los cuales la energía entregada a los consumidores se convierte a su equivalente en unidades monetarias, deben tratarse por separado. El término pérdidas no técnicas se restringe a las pérdidas que ocurren durante proceso de registro, las que se miden en unidades de energía. Los otros dos tipos de pérdidas constituyen las pérdidas financieras.

La clasificación mencionada proporciona una idea clara de la relación entre pérdidas no técnicas y la administración de la Empresa. El tener un sistema de medición defectuoso, un proceso de facturación inadecuado, la falta de control y detección de conexiones ilegales son el resultado de una administración no adecuada de la Empresa. En la siguiente figura se presenta la clasificación de las pérdidas no técnicas en relación con la administración de la Empresa.

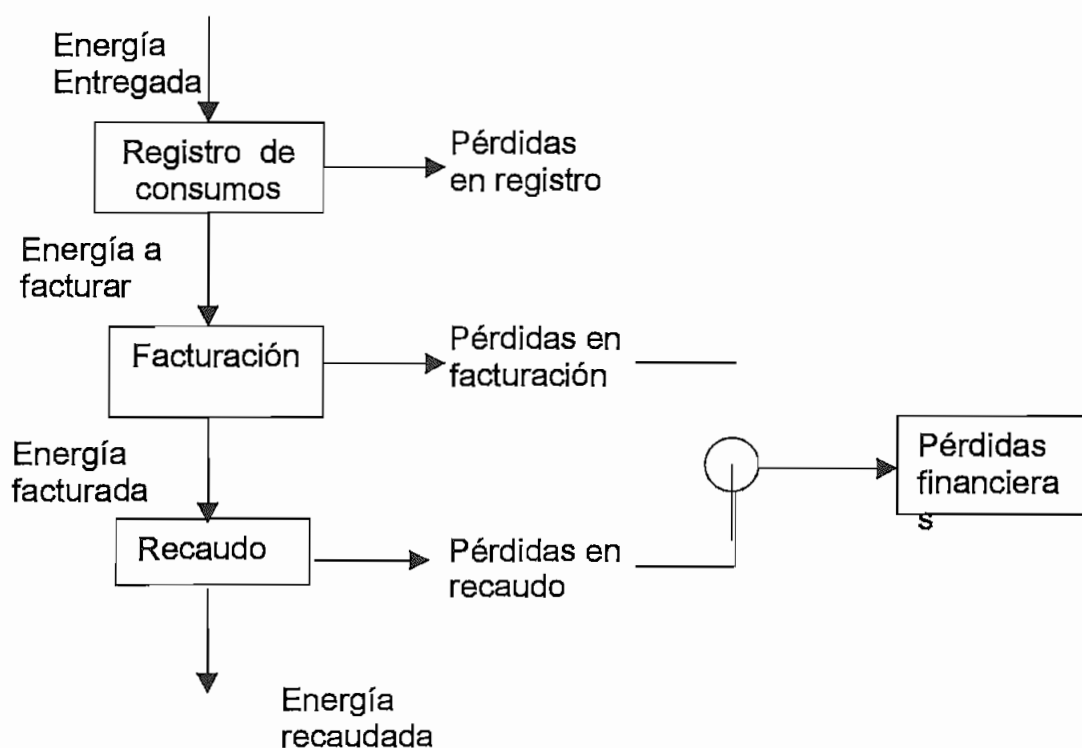


Figura 2.8.- Clasificación de pérdidas no técnicas

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

3.1 INTRODUCCIÓN.

Continuamente se han venido realizando estudios para determinar las pérdidas que posee un Sistema de Distribución, ya que en niveles altos representan una disminución en la utilización de la capacidad instalada, una distorsión de los ingresos por consumos facturados, necesitando adquirir mayor cantidad de energía y correspondientemente elevando el costo por transporte para las Empresas Distribuidoras.

La falta de control del funcionamiento de las redes eléctricas de distribución provoca una disminución del tiempo de vida útil de sus componentes, forzando a invertir recursos en remodelación y ampliación.

Las pérdidas eléctricas se deben a varios factores siendo los más importantes la falta de inversión, administración no enfocada a frenar y reducir los índices de pérdidas, no contar con una base legal que detenga la tendencia de los consumidores a maniobrar los equipos e instalaciones con el fin de disminuir sus costos por consumo de energía.

Se presenta en este capítulo la metodología a seguir para la discriminación de pérdidas a nivel de alimentadores primarios. La metodología toma en consideración los objetivos y alcance del proyecto junto con la disponibilidad de equipo y personal de la empresa ELEPCO S.A.

3.2 SELECCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.

El presente proyecto es un plan piloto que determina las pérdidas eléctricas en un alimentador en particular, en el que se realiza un corte al término de un mes seleccionado con el fin de efectuar un balance de energía.

Se arranca con la ubicación y determinación del tamaño del alimentador primario, posteriormente se analiza la disponibilidad obtener y generar información. La información precisa que se pueda obtener determina la eficiencia de los estudios en la cuantificación de pérdidas.

El proyecto piloto escoge como tamaño del caso en estudio a un alimentador primario con base en los siguientes lineamientos:

- No se involucra el sistema de subtransmisión, porque no es probable que presente pérdidas no técnicas.
- Se busca un estudio de pérdidas eléctricas más detallado y se recurre al análisis de un subsistema específico.
- Información disponible en la salida del alimentador a nivel de subestación.
- Facilidad en la obtención de históricos de consumo de los consumidores concatenados con el alimentador.
- Facilidad en la toma de lecturas.
- Actividades realizadas en el alimentador como son reconfiguraciones, cambios en el nivel de voltaje.

3.3 BALANCES DE ENERGÍA. [1] [10] [11]

Todo sistema eléctrico presenta transferencias de energía, que se dan dentro del sistema o con otro sistema. Las transferencias se registran y se llevan a balances de energía con el propósito de controlar los diferentes componentes del sistema.

Los balances deben ser exactos y detallados. La exactitud impulsa a que los datos de los balances deben estar libres de errores de lectura y procesamiento que alteren los resultados. La exactitud de los balances se ve limitada por la precisión de los equipos de medición y aparatos de acondicionamiento de señales de voltaje y corriente. El detalle del balance se refiere a que éste debe presentar información que cubra las necesidades de reporte, control, estadística y análisis histórico.

La precisión de los balances de energía, toma en consideración las siguientes limitantes:

3.3.1 PRECISIÓN DE LAS MEDIDAS DE ENERGÍA.

La exactitud de la medida se relaciona con la precisión de los contadores de energía y de los transformadores de corriente y de tensión. La precisión está determinada por la calibración del contador, esta debe verificarse periódicamente, utilizando como referencia un patrón que cumpla con las características de precisión internacional. El análisis de error debe poseer un rango de precisión establecido por las normas internacionales.

3.3.2 SIMULTANEIDAD DE LAS LECTURAS.

Deben tomarse las lecturas en forma simultánea, para poder obtener mejor precisión y disminuir el error, tal simultaneidad se logra con mecanismos

automáticos de lectura por ejemplo las unidades terminales remotas, o con medidores electrónicos calibrados con base en tiempo real.

No se cuenta con lecturas simultáneas, porque los mecanismos de lectura automáticos son costosos, siendo difícil lograr simultaneidad con los medios manuales especialmente a nivel de consumidores. El error en la precisión se compensa con balances de períodos de tiempo más cortos, facilitando la elaboración de balances complementarios. Se establece que un año puede ser un período adecuado, pero si se considera mas tiempo puede lograrse reducir mas el error.

3.3.3 PERIODICIDAD EN LAS LECTURAS.

Se deben realizar las lecturas de energía, con un período de por lo menos el que requiere el balance. El tiempo necesario para la toma de lecturas de los contadores podría tomarse como el mínimo intervalo de periodicidad. Estableciendo que el mínimo período constituye la toma de lecturas de consumidores, se puede realizar el balance con la periodicidad de la facturación, que generalmente es mensual o bimensual.

Adicionalmente al balance mensual que contiene los datos básicos, se debe incluir los datos acumulados del año que transcurre, puede complementarse con el histórico del año anterior. Estos datos son útiles para análisis estadístico con mínima influencia estacional, lo que sí afecta a los análisis efectuados de acuerdo con datos mensuales o bimensuales.

El balance global de energía determina la cantidad de pérdidas totales en un sistema o subsistema. Las pérdidas totales se determinan de la diferencia entre la energía suministrada y la energía registrada como indica la ecuación 3.1. Las pérdidas totales comprenden el conjunto de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, su valor es el dato inicial para la desagregación de pérdidas en el alimentador primario, tema de análisis del presente proyecto.

$$P_T = E_S - E_R \quad (3.1)$$

Donde:

P_T : Pérdidas totales de energía del sistema [kWh].

E_S : Energía suministrada al sistema [kWh].

E_R : Energía registrada [kWh].

Se presenta a continuación en la figura 3.1 el esquema del balance global en un sistema eléctrico.

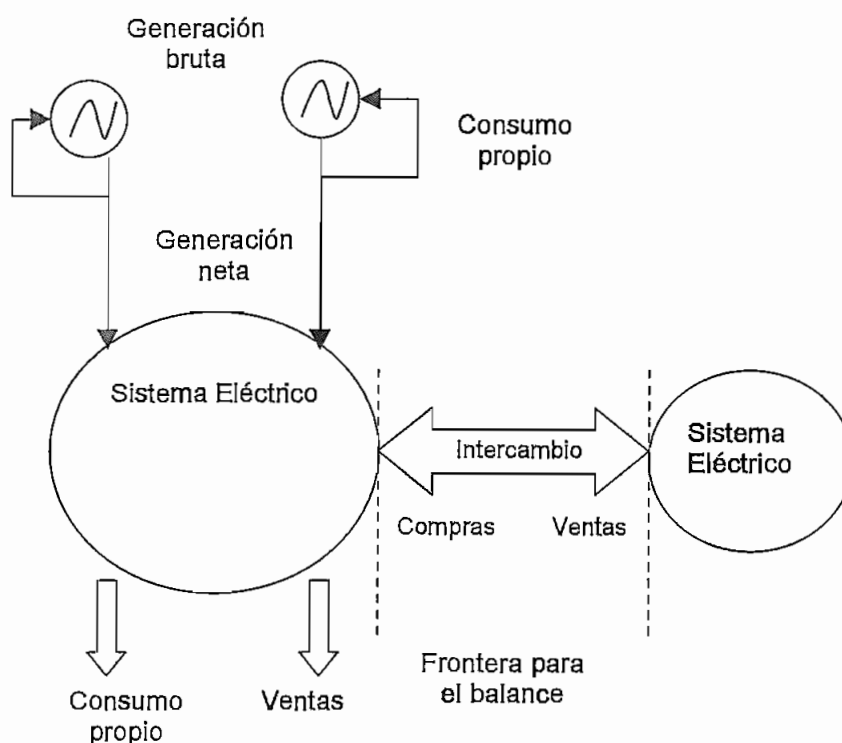


Figura 3.1 Esquema básico del balance global de un sistema eléctrico^[10].

La energía suministrada se refiere a la energía medida en la subestación al inicio del alimentador primario. La energía registrada contiene la suma de la energía facturada, la energía del alumbrado público y la de consumo propio.

Las pérdidas se presentan en porcentaje respecto de la energía suministrada de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_T [\%] = \frac{E_S - E_R}{E_S} * 100 \quad (3.2)$$

Las pérdidas totales contienen las pérdidas técnicas (P_{te}) y no técnicas (P_{nte}) como se presenta en la ecuación (3.3). Las pérdidas técnicas representan el costo de transmitir y distribuir la energía eléctrica. Las pérdidas no técnicas se derivan de los fraudes, hurtos, contadores defectuosos, procesos erróneos de registro de consumo y facturación; se las puede establecer como una carga no registrada.

$$P_T = P_{te} + P_{nte} \quad (3.3)$$

Los analizadores de redes permiten hoy en día obtener la curva de demandas y, por consiguiente, la energía suministrada en el punto donde se efectúa la medición. Se emplea un intervalo de demanda de 15 minutos, y un período de registro mínimo de una semana completa de cada estación del año.^[16]

3.3.4 ENERGÍA SUMINISTRADA.

Para determinar la energía suministrada al alimentador se emplea un analizador de redes que almacene valores de voltaje, corriente, factor de potencia, demanda activa, demanda reactiva, consumo de energía. Los parámetros se miden por fase y con intervalos de 15 minutos.

El procedimiento para obtener la energía suministrada es el siguiente:

1. Fijar el mes para el cual se van a cuantificar las pérdidas.

2. Se contabiliza la energía consumida durante el mes por el alimentador empleando contadores de energía.
3. Instalación del analizador a la salida de la subestación, mediante transformadores de corriente y de potencial. El analizador se instala en el alimentador, a estudiar, en la salida de la subestación, efectuando mediciones en un período de registro no menor a una semana y con un intervalo de demanda de 15 minutos.
4. Los valores medidos durante la semana por el analizador sirven para obtener valores diarios de energía, que sirven para proyectar el consumo del alimentador durante el mes.
5. Se compara el valor de energía mensual obtenido con las mediciones del analizador, con el valor medido por los contadores de energía durante el mes.

El procedimiento para determinar la energía suministrada en el mes fijado se lo representa en la figura 3.2.

3.3.5 ENERGÍA REGISTRADA.

La energía registrada [kWh], resulta de sumar los consumos de los consumidores concatenados eléctricamente con el alimentador.

En el Departamento de Comercialización de las Empresas Distribuidoras los consumidores son clasificados por zonas, sectores y rutas para el proceso de registro de consumo. En la figura 3.3 se presenta la clasificación de los consumidores para el proceso de registro de consumos.

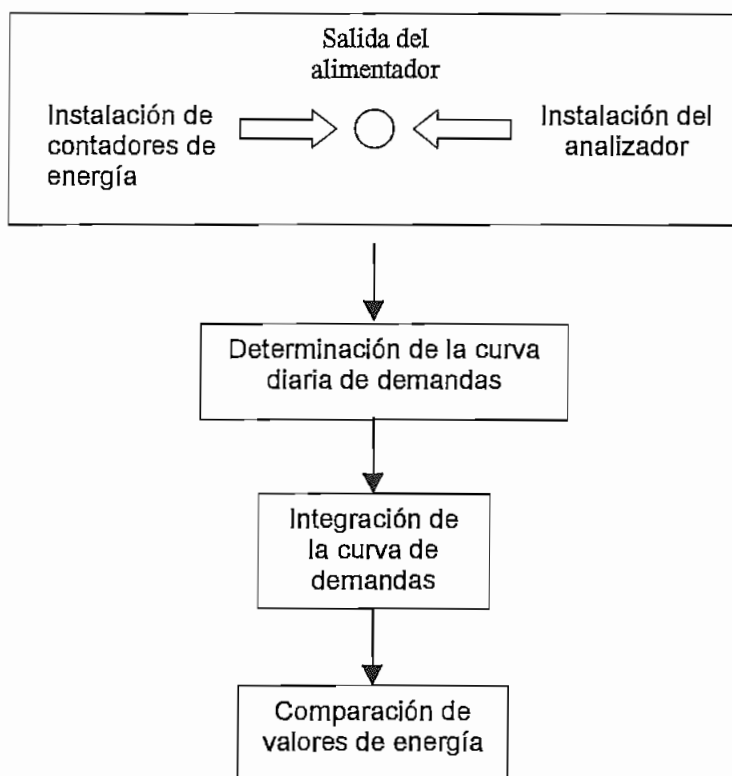


Figura 3.2.- Procedimiento para obtener la energía suministrada.

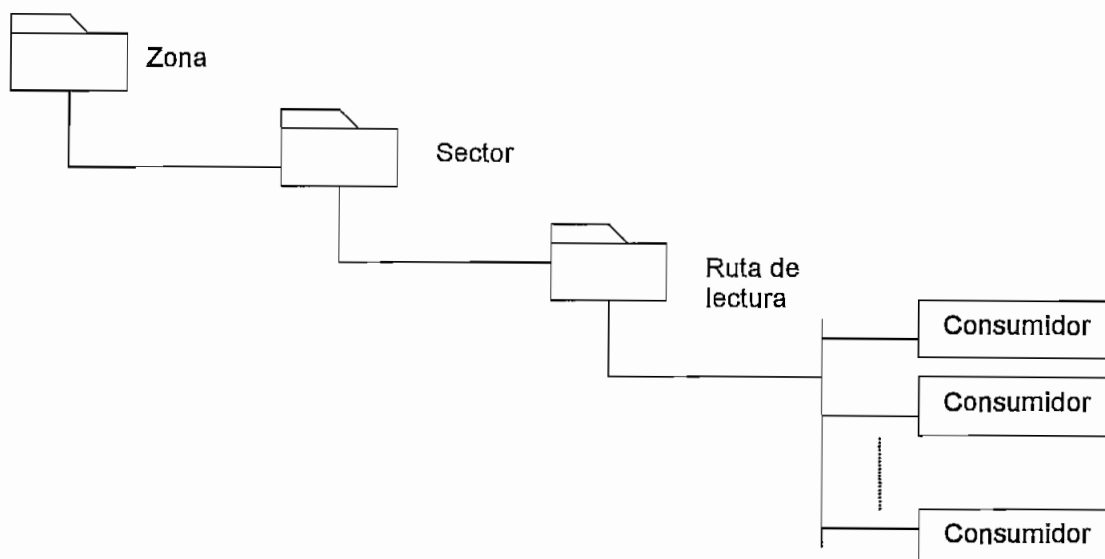


Figura 3.3.- Clasificación de los consumidores para el proceso de registro

Las rutas de lectura contienen un listado de consumidores e indican la trayectoria física que deben seguir los lectores para el registro de las lecturas de los medidores en campo. Los datos que tienen las rutas de lectura son: secuencia de los consumidores, número de cuenta, número de medidor, nombre, dirección, tarifa. Las rutas de lectura se emplean para la discriminación y concatenación de los consumidores involucrados con el alimentador.

La determinación de la energía registrada requiere del siguiente procedimiento:

1. Actualización de los circuitos del alimentador primario y redes secundarias sobre la base geográfica catastral.
2. Delimitar el área geográfica que atraviesa el alimentador.
3. Identificar las rutas de lectura que cubren el área geográfica establecida.
4. Obtener el listado de los consumidores pertenecientes a las rutas de lectura clasificadas. Las rutas deben contener el número de medidor, número de cuenta, nombre, dirección, tarifa, consumo del mes de análisis.
5. Asociación de los consumidores a los nodos eléctricos de las redes secundarias. En redes aéreas se consideran nodos eléctricos a los soportes de la red, mientras que en redes subterráneas se consideran a los pozos para acometidas. La asociación requiere de una revisión en campo de los consumidores involucrados.
6. Determinación de los consumos de los consumidores que pertenecen al alimentador.
7. Cuantificación de la energía registrada con la suma de los consumos individuales de los consumidores.

La figura 3.4 representa el procedimiento a seguir para determinar la energía registrada.

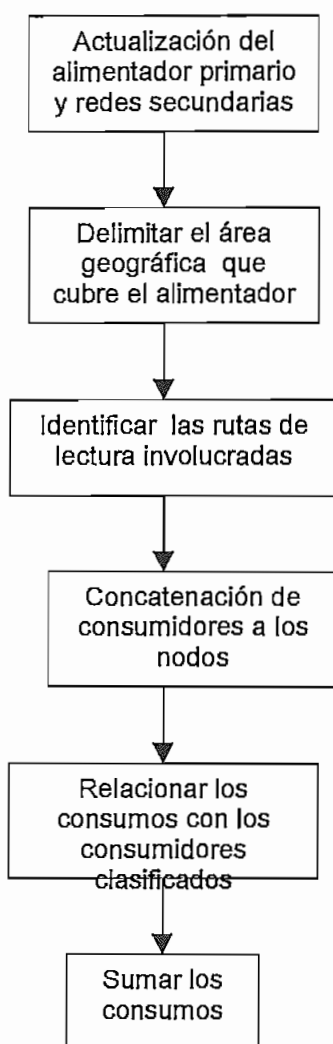


Figura 3.4. Cuantificación de la energía registrada.

El paso más laborioso en el análisis de pérdidas es la concatenación de los consumidores, pero resulta necesario para evitar errores por la contabilización en los consumos individuales de energía.

3.4 INFORMACION REQUERIDA PARA LA EVALUACION DE PÉRDIDAS EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS . [1] [12]

La información involucrada con la determinación de pérdidas eléctricas en los alimentadores primarios es la siguiente:

3.4.1 CARACTERISTICAS TÉCNICAS.

- a. Planos sobre una base geográfica de los alimentadores y redes secundarias.
- b. Diagrama unifilar de los alimentadores primarios y redes secundarias con las siguientes características eléctricas:
 - Topología.
 - Configuración geométrica de las estructuras.
 - Clase de conductores.
 - Características de los conductores.
 - Longitud de los conductores.
 - Fases por circuito.
 - Ubicación eléctrica de los transformadores en los alimentadores y primarios.
- c. Características eléctricas de los transformadores.
 - Marca.
 - Fase de conexión.
 - Potencia nominal.
 - Pérdidas en vacío.
 - Pérdidas resistivas a potencia nominal.

d. Características de las acometidas.

- Tipo.
- Calibre.
- Longitud.
- Características.

e. Características de los medidores.

- Marca.
- Tipo.
- Fases de conexión.
- Número de elementos.
- Pérdidas voltimétricas.
- Pérdidas amperimétricas con carga a potencia nominal.

3.4.2 INFORMACIÓN DE LA CARGA.

- a. Curva de demandas y factor de potencia de los alimentadores primarios, transformadores de distribución, consumidores.
- b. Demanda medida a grandes consumidores.
- c. Consumidores asociados a los transformadores de distribución.
- d. Planes de trabajo, zona, sector y rutas de lectura.
- e. Rutas de lectura con el listado de número de medidor, número de cuenta, nombre del consumidor, dirección, consumo mensual, tarifa, secuencia.

3.5 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS. [1] [13] [16]

Conocido el valor de pérdidas totales [kWh], se procede a la desagregación de las pérdidas en cada una de las etapas del proceso de distribución, que involucra desde la salida de la subestación hasta la entrega de energía al consumidor final y las pérdidas que se presentan en el proceso de registro de consumos.

Las pérdidas técnicas se presentan por el proceso de transmitir y distribuir la energía eléctrica. En un alimentador primario se presentan pérdidas técnicas en los siguientes subsistemas:

- Circuito primario.
- Transformadores de distribución.
- Redes secundarias.
- Contadores de energía.
- Acometidas.
- Alumbrado público.

Las pérdidas técnicas están sujetas a un proceso determinístico, y son pérdidas resistivas excepto las pérdidas en el núcleo de los transformadores y las pérdidas en el circuito de potencial de los contadores.

En primer lugar se determinan las pérdidas técnicas de potencia a demanda máxima, valor que se emplea en obtener las pérdidas de potencia en el resto de los intervalos de la curva de demandas, los valores resultantes se emplean en obtener las pérdidas de energía.

3.5.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA Y DE ENERGÍA.

Para determinar las pérdidas de potencia en el circuito primario y redes secundarias se recurre al flujo de potencia del sistema o parte del sistema en análisis. Los cálculos se realizan a demanda máxima.

Del flujo de carga se obtienen los valores de tensión en los nodos del sistema, con los que se determina el valor de las pérdidas de potencia con el siguiente procedimiento:

1. Se establecen las corrientes en los elementos con la ecuación:

$$I_k = \frac{V_i - V_j}{Z_k} \quad (3.4)$$

I_k : Corriente [A] en el elemento k conectado entre los puntos i - j

Z_k : Impedancia [ohms] del elemento k, $Z_k = R_k + j X_k$

2. Se calculan las pérdidas técnicas de potencia con base en la expresión $I^2 R$.

$$P_k = R_k * (I_k)^2 \quad (3.5)$$

P_k : Pérdidas [W] en el elemento k

3. En cada componente se calcula el valor de pérdidas de potencia (resistivas) para la demanda máxima de la carga y con esa base se obtienen las pérdidas resistivas en un intervalo dado a través de la relación cuadrática entre la demanda en dicho intervalo y la demanda máxima como se indica a continuación.

Las pérdidas resistivas (DRL_i) para una cierta demanda (D_{pi}) es calculada por la ecuación^[16]:

$$DRL_i = (I_i)^2 * R \quad (3.6)$$

La relación entre las pérdidas a demanda máxima y las pérdidas para otra demanda de la carga se calculan por la siguiente ecuación:

$$\frac{D_{RL-max}}{D_{RL-i}} = \frac{(I_{max})^2 * R}{(I_i)^2 * R} = \frac{\left(\frac{D_{p_{max}}}{\sqrt{3}V \cos \theta_{max}} \right)^2 * R}{\left(\frac{D_{p_i}}{\sqrt{3}V \cos \theta_i} \right)^2 * R} \quad (3.7)$$

Donde:

D_{RL-i} : Pérdidas de potencia en el intervalo i de la curva de demanda.

D_{RL-max} : Pérdidas de potencia en el intervalo de demanda máxima.

D_{pi} : Demanda de potencia en el intervalo i .

D_{pmax} : Demanda máxima de potencia.

$\cos \theta_i$: Factor de potencia en el intervalo i de la curva de demanda.

$\cos \theta_{max}$: Factor de potencia en el intervalo de demanda máxima.

De la ecuación anterior se deduce que las pérdidas a una demanda i puede calcularse usando la ecuación 3.8.

$$D_{RL-i} = \left(\frac{D_{pi}}{D_{pmax}} * \frac{\cos \theta_{max}}{\cos \theta_i} \right)^2 * D_{RL-max} \quad (3.8)$$

La ecuación 3.8 se aplica a cada una de las demandas de la carga para obtener las pérdidas resistivas en cada intervalo. El procedimiento es correcto debido a que la demanda es una función escalón en el intervalo de demanda.

4. Las pérdidas técnicas totales se encuentran sumando las pérdidas resistivas y las pérdidas en vacío de los elementos del sistema.

$$P_{te} = P_{K^r} + P_{K^V} \quad (3.7)$$

Donde:

P_{K^r} : Pérdidas resistivas.

P_{K^V} : Pérdidas en vacío.

P_{te} : Pérdidas técnicas totales.

5. El valor de las pérdidas de potencia en cada intervalo de la curva de demandas sirve para determinar las pérdidas de energía de acuerdo a la fórmula:

$$P_E = \sum(P_{te} * \Delta t) \quad (3.8)$$

Donde :

P_E : Pérdidas de energía [W h].

P_{te} : Pérdidas de potencia [W].

Δt : Intervalo de demanda en [h].

Cabe recalcar, que esto se cumple con **demandas de potencia**, debido a que resultan de la integración de las potencias instantáneas en cada intervalo de la curva de demandas.

Este procedimiento para determinar las pérdidas de energía presenta inconvenientes como son:

- Realizar mediciones en todos los puntos del sistema.
- Las mediciones deben ser simultáneas.

El cumplir con los puntos anteriores requiere de costos elevados por la necesidad de contar con el equipo de medición y disponer de tiempo para la recolección de la información.

Por esta razón se recurre a una metodología que realiza las mediciones por subsistema, se determina el índice de pérdidas en demanda de una muestra de circuitos primarios y redes secundarias para estimar las pérdidas de un grupo de primarios y secundarios respectivamente.

Para determinar las pérdidas de energía de un año completo, se relaciona la energía entregada al sistema en el período de medición con la energía anual registrada en el sistema. Con la relación hallada se determinan las pérdidas de energía para el año completo.

3.5.2 DETERMINACION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN CIRCUITOS PRIMARIOS.

Se inicia con la actualización de la información referente a las características técnicas de los circuitos primarios, que involucra la longitud entre los nodos eléctricos, configuración geométrica de los conductores, fases de los circuitos, clase y características de los conductores, ubicación de transformadores y de grandes consumidores.

Es conveniente dividir al alimentador en tramos denominados secciones. Las secciones se definen como las líneas entre dos puntos de un alimentador, su número está en función de la longitud, complejidad del alimentador y del detalle con el que se pretenda simular el alimentador.

Para obtener las secciones del alimentador se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Punto de derivación del circuito.
- Cambio en el tipo y calibre del conductor.

- Cambio en el número de fases.
- Cambio en la configuración geométrica de los conductores.
- Localización de transformadores de distribución, reguladores, capacitores, elementos de protección.
- Ubicación de grandes consumidores.

Se debe contar con mediciones, de demanda de potencia activa, factor de potencia por fase. Las mediciones se efectúan con intervalos de 15 minutos durante al menos el período de una semana completa. Las mediciones se efectúan a la salida del alimentador en la subestación.

Para realizar las mediciones se cuenta con el analizador de redes AR5 marca CIRCUTOR, perteneciente a ELEPCO S. que tiene la capacidad de medir por fase: voltaje, potencia activa, potencia reactiva inductiva y capacitiva, factor de potencia, además, mide energía activa y energía reactiva trifásica.

3.5.2.1 Flujos de potencia de circuitos primarios.

Las pérdidas técnicas en los circuitos primarios se obtienen de la corrida de flujos de potencia a demanda máxima, para ello en el presente proyecto se emplea el paquete computacional para análisis de primarios *DPA/GTM* (Distribution Primary Analysis / Graphics) versión 3.11.

El DPA permite estudios de planeamiento, diseño y operación de alimentadores primarios, trabaja con Microsoft Windows, tiene una base de datos para guardar datos de conductores, configuraciones, carga y la topología del circuito primario.

3.5.2.1.1 Descripción del programa *DPA/GTM*.

El *DPA/GTM* determina niveles de voltaje, cargabilidad de los conductores, pérdidas de las líneas, niveles de corriente de falla y desbalance de las fases.

El programa *DPA/GTM* inicia con la formación de la base de datos de las secciones establecidas para el circuito primario. Las secciones poseen un nombre que las identifica y para cada sección se establecen las características eléctricas y las características de la carga.

Los datos son revisados para asegurarse de una configuración radial. Las cargas pueden ser ubicadas entre las secciones en proporción a los kVA conectados o a los kWh de consumo.

Modelación de la carga.- La opción de ubicación de carga **Allocate Loads** del *DPA/GTM* toma en consideración la demanda máxima del alimentador (kVA y factor de potencia), valores de **carga puntuales** (mediciones de grandes consumidores), capacitores, generación.

Allocate loads calcula la carga a ser distribuida, descontando las cargas puntuales y sumando la contribución de la energía reactiva de los capacitores a la demanda máxima del alimentador. La carga resultante es distribuida a las secciones en proporción a los kVA conectados o a los kWh, por medio de un proceso iterativo.

En el presente proyecto se aprovecha la información de los consumidores asociados al alimentador primario y se realiza una distribución de la carga en función de los kWh de cada nodo eléctrico.

En la primera iteración, las pérdidas son calculadas empleando los kWh de las cargas, emplea un voltaje constante para las secciones. Suma las pérdidas, las cargas de cada sección, las cargas puntuales y compara los kW sumados con los kW dados. Si la diferencia entre los kW de demanda máxima y la suma de la primera iteración es mayor que el criterio de convergencia, realiza otra iteración. Las cargas distribuidas y los niveles de voltaje en las secciones son ajustados por interpolación y las pérdidas son recalculadas. Las iteraciones se realizan hasta que la diferencia entre los kW y el voltaje esté dentro del criterio de

convergencia. El factor de potencia de la carga distribuida es ajustado y la secuencia se repite hasta que el factor de potencia y los kW converjan o el límite de iteraciones sea excedido.

Se considera una carga balanceada y se corre el flujo de potencia con la opción de análisis balanceado. El análisis balanceado considera que la demanda máxima ingresada como dato es balanceada en las fases. Calcula pérdidas, caídas de voltaje, cargabilidad de los conductores. El voltaje es leído del registro del alimentador. Los cálculos de pérdidas y caídas de voltaje son desarrollados, los nuevos valores de voltaje se comparan al nivel de voltaje leído del registro del alimentador. Cuando la diferencia entre estos dos valores es menor que el factor de convergencia, entonces el análisis del alimentador finaliza, caso contrario se realiza otra iteración.

3.5.2.2 Pérdidas de energía en circuitos primarios.

El analizador de redes AR5 marca Cirtutor proporciona la curva de demandas de una semana completa del alimentador. El valor de pérdidas resistivas en cada intervalo de la curva de demandas se obtiene a través de la relación cuadrática entre la demanda en dicho intervalo y la demanda máxima multiplicado por el valor de pérdidas a demanda máxima obtenido de la corrida del flujo de potencia

Las pérdidas de energía resultan de sumar las contribuciones de pérdidas resistivas en cada intervalo de la curva de demanda y multiplicar por el intervalo de demanda. La metodología se sustenta en la naturaleza de las pérdidas en cada componente y en su relación con respecto a la demanda en el intervalo de registro.

En la figura 3.5 se presenta un esquema resumido del procedimiento para la determinación de pérdidas técnicas en los circuitos primarios.

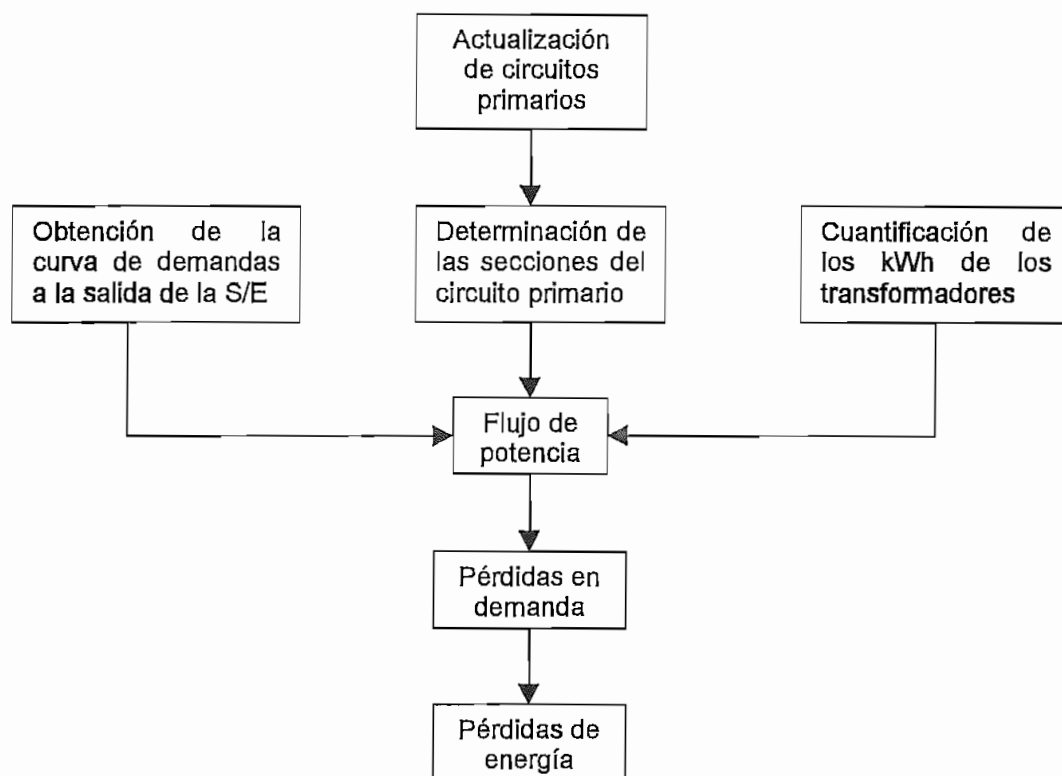


Figura 3.5.- Obtención de pérdidas técnicas en circuitos primarios.

3.5.3 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

Por el número de transformadores de distribución, diferentes características de fabricación, se realiza un tratamiento de grupo. Los transformadores se les agrupa en consideración a las siguientes características :

a. Sector :

- Urbano
- Rural

b. Clase de consumidor:

- Residencial
- Comercial
- Industrial artesanal

A su vez para cada clase de consumidor se puede tener diferentes estratos en consideración al consumo mensual de energía.

De cada agrupación se obtiene una muestra representativa en la que se realiza una medición de demanda de potencia activa, demanda de potencia reactiva y factor de potencia por fase en los bornes de baja tensión del transformador de distribución.

Un transformador para que sea considerado como muestra debe cumplir los siguientes requisitos:

1. La demanda del transformador debe ser semejante a la relación entre la demanda máxima del sistema y el número de transformadores por el factor de carga.

$$D_{tm} \approx \frac{D_{maxs}}{N_T * f_c} \quad (3.9)$$

Donde :

- D_{tm} : Demanda del transformador de muestra
- D_{maxs} : Demanda máxima del sistema
- N_T : Número total de transformadores del sistema
- f_c : factor de carga del sistema

2. Los consumidores del transformador de muestra deben ser semejantes a la relación entre los números de consumidores, del sistema considerado, en baja tensión para el número de transformadores disponibles.

$$N_m \approx \frac{N_s}{N_T} \quad (3.10)$$

Donde :

N_m : Número de consumidores del transformador de muestra

N_S : Número de consumidores del sistema en baja tensión

Para los transformadores de cada grupo se aplica la misma forma de la curva de demandas de la muestra, en función de la demanda máxima de cada transformador.

Los transformadores presentan pérdidas en el núcleo y resistivas en los devanados. De los catálogos de los fabricantes se encuentran las pérdidas a potencia nominal tanto en el núcleo como en los devanados.

3.5.3.1 Pérdidas en el núcleo.

El valor de pérdidas en el núcleo depende de la densidad de flujo magnético, que a su vez depende del voltaje de alimentación en el transformador, se considera constante o independiente de las variaciones de la demanda, esto para obtener con un factor de carga del ciento por ciento las pérdidas de energía

Las pérdidas de potencia en el núcleo de los transformadores corresponden a una curva de demandas totalmente plana durante todo el período de registro, Las pérdidas de energía resultan del sumatorio de las pérdidas en el núcleo multiplicado por el tiempo del intervalo de demanda.

3.5.3.2 Pérdidas resistivas.

Se determina la demanda de los transformadores asociados al alimentador primario, dicha demanda corresponde a un porcentaje de la potencia nominal, valor que elevado al cuadrado representa el factor para obtener las pérdidas, con relación a los datos de carga nominal.

Cada transformador es clasificado dentro de un grupo considerando el sector y el tipo de consumidor. Las mediciones se efectúan de una muestra de cada grupo. Se asocia a cada transformador la curva de demandas del transformador tomado como muestra, dentro del grupo al cual pertenece. En dicha curva se aplica el procedimiento para obtener la curva de pérdidas resistivas y posteriormente determinar el valor de pérdidas de energía.

La demanda del transformador se puede obtener por cualquiera de los dos procedimientos que se indican a continuación:

- Recurriendo a la fórmula de la REA.
- A partir del flujo de potencia de circuito primario

3.5.3.2.1 Demanda máxima del transformador empleando REA.

La demanda máxima se calcula con el número de consumidores, la energía consumida y las clases de consumidores. Para el efecto se cuenta con la fórmula emitida por la REA (Rural Electric Association) de los Estados Unidos.

$$D_{\max} = \text{factor A} * \text{factor B}$$

$$\text{factor A} = N * (1 - 0.4 * N + 0.4 * \sqrt{N^2 + 40})$$

$$\text{factor B} = 0.005925 * (\text{kWh} / \text{mes} / \text{consumidor})^{0.885} \quad (3.11)$$

Donde:

N: número de consumidores

3.5.3.2.2 Demanda máxima del transformador por medio de los flujos de potencia.

Al realizar la modelación del circuito primario empleando el DPA se obtiene una demanda máxima para cada transformador de distribución, esta demanda

resultante se aproxima a la demanda máxima del transformador cuando funciona a sollicitación de carga máxima.

En la figura 3.6 se presenta el procedimiento para la determinación de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución.

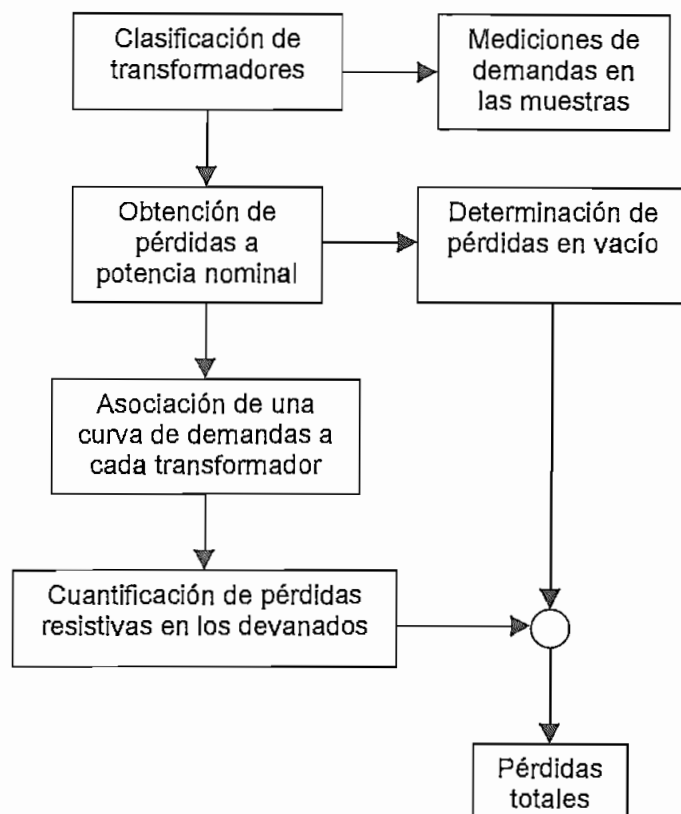


Figura 3.6 .- Obtención de pérdidas técnicas en transformadores de Distribución.

3.5.4 PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS.

A partir de la clasificación dada a los transformadores, las mediciones efectuadas en las muestras de cada grupo y la curva de demanda que se le asocia a cada transformador se procede a determinar las pérdidas resistivas en las redes secundarias de la siguiente manera:

Obtener el diagrama unifilar de la red secundaria con las siguientes características eléctricas: longitud, calibre, tipo y configuración geométrica de los conductores entre los diferentes nodos de la red

Asociar a cada nodo de la red secundaria los consumidores correspondientes. Para cada consumidor concatenar el número de medidor número de cuenta, consumo mensual [kWh] y tarifa. Establecer la cantidad total de kWh de consumo para cada nodo de la red secundaria

Se corre un flujo de potencia a demanda máxima para determinar las pérdidas resistivas en los diferentes nodos de la red.

Se determinan las pérdidas resistivas en el resto de los intervalos de la curva de demandas. Al sumar las pérdidas de potencia en cada intervalo de todo el período de registro y multiplicarlas por el tiempo del intervalo de demanda se obtiene las pérdidas de energía de todo el período de registro.

Para llevar las pérdidas de energía a un valor anual, se determina las veces que el tiempo del período de registro está contenido en un año. La relación establecida se emplea con la energía entregada por el transformador de distribución y con las pérdidas de energía.

La alternativa que se presenta para encontrar las pérdidas de potencia en el resto de secundarios es la siguiente:

1. Determinar la demanda máxima de potencia de los transformadores de distribución que tienen secundario.
2. Determinar la longitud, el calibre y la sección del conductor de los secundarios en los cuales se determinarán las pérdidas.

3. Aplicar la relación 3.14 para obtener las pérdidas resistivas en el resto de secundarios que pertenecen al grupo de clasificación determinado en el numeral 3.5.3

$$P_{P-si} = P_{P-sj} * \left(\frac{L_{si}}{L_{sj}} \right) * \left(\frac{S_{sj}}{S_{si}} \right) * \left(\frac{D_{\max-si}}{D_{\max-sj}} \right)^2 \quad (3.14)$$

- P_{P-si} : Pérdidas de potencia del secundario i.
 P_{P-sj} : Pérdidas de potencia del secundario j.
 L_{si} : Longitud del conductor del secundario i.
 L_{sj} : Longitud del conductor del secundario j.
 S_{si} : Sección del conductor del secundario i
 S_{sj} : Sección del conductor del secundario j
 $D_{\max-si}$: Demanda máxima de potencia del secundario i.
 $D_{\max-sj}$: Demanda máxima de potencia del secundario j.

4. Para encontrar las pérdidas de energía se determinan las pérdidas resistivas en cada intervalo de la curva de demandas, se suman las pérdidas y se multiplican por el tiempo del intervalo de demanda.

En la figura 3.7 se representa el procedimiento seguido en la determinación de pérdidas en las muestras de las redes secundarias.

3.5.5. PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS.

Se realiza una clasificación de las acometidas por el tipo, calibre y longitud de las mismas.

Con la estratificación de los consumidores residenciales y comerciales, la energía promedio de los consumidores en cada estrato y recurriendo a las relaciones de energía a demanda máxima de la REA (Rural Electric Association) se determina la demanda máxima individual característica del estrato

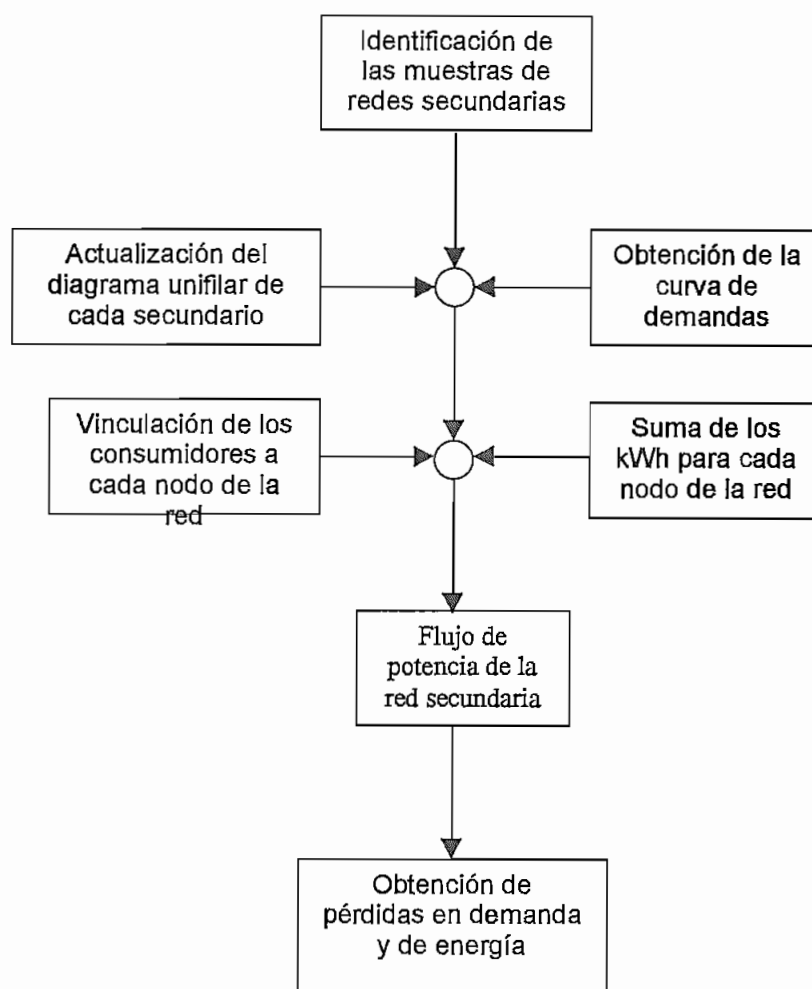


Figura 3.7.- Determinación de pérdidas resistivas en las muestras de las redes secundarias.

Las demandas individuales características sirven para determinar la corriente que circula por la acometida a demanda máxima, la que al relacionarse con la resistencia de la acometida determina las pérdidas.

Para los grandes consumidores se considera las mediciones de demanda que se efectúan para la facturación. Se vincula curvas características de consumo para cada uno de los estratos con el fin de determinar las pérdidas en energía de las acometidas. Al no contar con las curvas de carga de los estratos, se considera la curva de carga del transformador más regular durante el período de registro.

3.5.5 PÉRDIDAS EN CONTADORES DE ENERGÍA.

Se establece una clasificación de contadores de acuerdo a la marca, las fases de conexión, número de elementos, pérdidas voltimétricas, pérdidas amperimétricas.

Las pérdidas voltimétricas son constantes en todo el período de análisis. Se determinan al establecer el número total de contadores y sus pérdidas nominales. Se considera que los contadores permanecen conectados todo el tiempo.

Para determinar las pérdidas en los circuitos de corriente se recurre a la estratificación de los consumidores, energía promedio de los consumidores de cada estrato y la demanda máxima individual del estrato, esto con el fin de obtener la corriente que circula y las pérdidas resistivas.

Para determinar las pérdidas resistivas de energía se considera la curva de demandas característica de cada estrato.

3.6 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS. [1] [3] [11] [14]

Con el análisis global, se establecen las pérdidas totales, siendo el resultado de la diferencia entre la energía que recibe el sistema y la energía registrada. Las pérdidas técnicas se establecen en función de aplicar la metodología indicada en la sección anterior, a continuación se desarrolla el procedimiento para encontrar las pérdidas no técnicas.

Las componentes de pérdidas no técnicas se determinan por medio de métodos de muestreo aleatorio estratificado, la selección de la muestra obviamente debe ser el representativo de su respectivo sector.

Las pérdidas no técnicas que se analizan en el presente estudio son las ocurridas en el proceso de registro de consumo. El Manual Latinoamericano y

del Caribe para el control de pérdidas de la OLADE, y el Banco Mundial sugieren la siguiente clasificación de pérdidas no técnicas

1. Conexiones ilegales o contrabando
2. Errores en estimación de consumos no medidos
3. Error en la estimación de alumbrado público
4. Fraudes
 - Clientes con tarifa de demanda
 - Clientes con tarifa de energía
5. Errores en medición de consumos
6. Errores en el proceso administrativo de registro de consumos

Partiendo de la determinación global de pérdidas no técnicas se realiza la desagregación de las mismas. La estimación de pérdidas no técnicas es básicamente estadística, sobre la base de muestreo estratificado a nivel de consumidor. De la efectividad que tiene este proceso se pueden realizar programas de control.

El modelo que está representado en la figura 3.8 describe el procedimiento a aplicar, están incorporados procesos de medición, con el fin de identificar los posibles errores que se cometen en la estimación y en la medición de pérdidas no técnicas.

De la figura 3.8 se establece la ecuación para encontrar las pérdidas no técnicas.

$$E_{nt} = E_s - E_r - E_t \quad (3.14)$$

Donde:

- E_s : Energía disponible o suministrada.
- E_r : Energía registrada neta.
- E_t : Pérdidas técnicas de energía.
- E_{nt} Pérdidas no técnicas de energía.

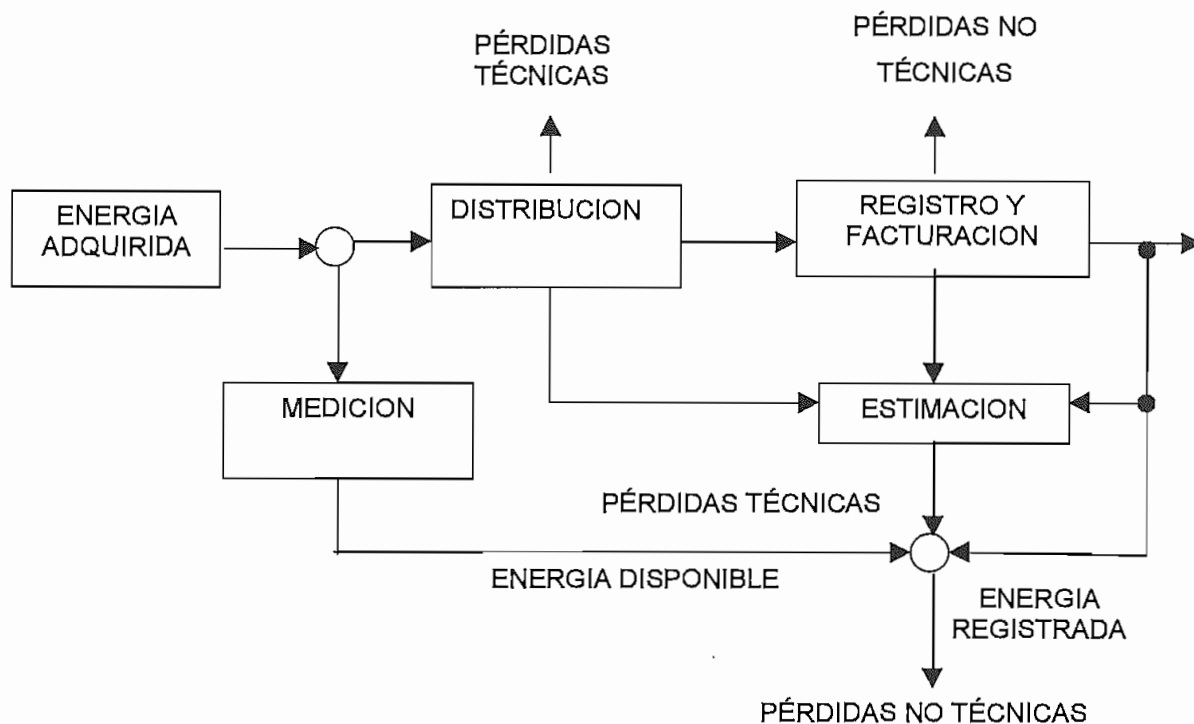


Figura 3.8.- Modelo de mediciones para establecer pérdidas no técnicas.

La energía disponible es toda la energía que llega al sistema de distribución, es decir, la energía que se toma en las subestaciones, incluye la energía que no es cobrada, la que corresponde al alumbrado público, entes gubernamentales, consumidores especiales, consumos propios, etc.. Es la primera variable que debe ser estimada.

Al realizar el proceso de medición de la energía disponible, se introducen errores, pues los instrumentos pueden estar descalibrados, o, se tiene un proceso incorrecto de registro de medidas; pero, por la poca cantidad de instrumentos que intervienen en las mediciones y porque este proceso está bajo control, el error se le considera despreciable para estimación de pérdidas.

Luego de estimar las pérdidas no técnicas en forma global, se procede a desagregarlas en función de las causas que las producen, como inmediatamente se indica.

Las pérdidas no técnicas, como se mencionó, son las que ocurren durante el registro de consumos, están constituidas por: las pérdidas en alumbrado público, pérdidas por fraude, pérdidas debidas a errores de medición, pérdidas por consumos estimados o usuarios sin medidor, pérdidas por conexiones clandestinas directas, pérdidas por lectura y facturación, obteniéndose la siguiente relación:

$$P_{nt} = P_{ap} + P_f + P_m + P_{sm} + P_{cd} + P_{lf} \quad (3.15)$$

Donde:

P_{nt}	Pérdidas no técnicas totales
P_{ap}	Pérdidas por alumbrado público
P_f	Pérdidas por fraudes
P_m	Pérdidas por errores en mediciones
P_{sm}	Pérdidas por consumos estimados, consumidores sin medidor
P_{cd}	Perdidas por conexiones directas
P_{lf}	Pérdidas por errores en lectura y facturación

Los métodos para desagregar las pérdidas no técnicas, se explican en las siguientes secciones.

3.6.1 PÉRDIDAS POR ALUMBRADO PUBLICO Y SEMAFOROS.

Las pérdidas resultan de la diferencia entre la estimación de la energía consumida por el alumbrado público y los semáforos, y la energía facturada para este consumo.

Al realizar la estimación de perdidas por alumbrado y semáforos, es recomendable tomar en cuenta los siguientes criterios:

- Caracterizar las lámparas e identificarlas, de acuerdo a un censo, el cual deberá ser permanentemente actualizado. Las características de las lámparas que se deben anotar son el tipo, potencia y cantidad.
- Identificar lámparas que estén prestando servicio y las que se encuentran averiadas, así se tendrá el factor de funcionamiento de las lámparas.

La energía del alumbrado público se determina mediante la ecuación (3.16).

$$E_{AP} = N_h * f_t * T * \sum_{i=1}^n P_i \quad (3.16)$$

Donde:

E_{AP}	Energía calculada para el alumbrado público.
N_h	Horas por día que funciona la lámpara.
f_t	Factor de funcionamiento.
T	Período considerado.
P_i	Potencia de la luminaria

La energía consumida por los semáforos se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$E_{Sm} = \frac{1}{3} * N_h * T * \sum_{j=1}^n P_{sj} \quad (3.17)$$

Donde:

E_{Sm}	Energía calculada de los semáforos
N_h	Horas por día que funciona el semáforo
T	Período considerado.
P_{sj}	Potencia total del semáforo j.

La energía E_{APSm} es calculada con la suma de las energías consumidas por el alumbrado público y los semáforos.

$$E_{APSm} = E_{AP} + E_{Sm} \quad (3.18)$$

Se establecen entonces las pérdidas (P_{AP}) de la diferencia entre la energía facturada y la energía total consumida por el alumbrado público y semáforos.

$$P_{AP} = E_{APSm} - E_{fAPSm} \quad (3.19)$$

Donde:

E_{fAPSm} : Energía facturada por alumbrado público

P_{AP} : Pérdidas por alumbrado público

3.6.2. PÉRDIDAS POR FRAUDE.

Para determinar las pérdidas por fraude se sigue un proceso de estimación por medio de métodos estadísticos, de este modo se obtiene la proporción de fraudulentos del total de consumidores.

En los métodos de estimación de pérdidas por fraude se realiza siempre un muestreo estratificado, se extrapola la muestra de modo que se tengan las pérdidas por fraude totales. Para realizar la estimación, se pueden usar dos métodos: el método desarrollado por J. L. Calabrese, y mediante balances de energía. El balance de energía se usa en consumidores de gran consumo, pues se determina con gran certeza los fraudes que obviamente pueden ser muy representativos. El método de Calabrese estima el consumo de los clientes infractores, siendo útil para las refacturaciones.

Se expone a continuación la metodología seguida en la estratificación de los consumidores y la determinación del número de elementos de la muestra.

3.6.2.1 Muestreo estadístico.

El muestreo es el proceso por medio del cual se selecciona una parte (muestra), de una población con el fin de obtener información sobre determinados parámetros. Las muestras deben ser lo suficientemente grandes para obtener estadísticas apropiadas, pero en función del costo y el tiempo se deben minimizar, tratando de mantener los resultados confiables.

Para seleccionar la muestra se debe tomar en cuenta los siguientes factores:

- Experiencia y metodología de estudios anteriores.
- Recursos que se posee
- Objetivos de estudio

Cuando la población es heterogénea, se recomienda hacer grupos que tengan características similares, denominados *estratos*, para reducir la dispersión, mejorando la eficiencia del muestreo. Los estratos presentan homogeneidad en sus elementos y son heterogéneos entre ellos. Las variables más usadas para estratificación en estudios de pérdidas de energía eléctrica son:

- Tipo de consumidor: industrial, comercial, residencial
- Actividad económica
- Potencia instalada
- Consumo mensual o anual.
- Tipo de instalación o medidor de energía
- Sector geográfico.

Los tipos de muestreo más empleado son los dos siguientes:

- a. Muestreo estratificado aleatorio.
- b. Muestreo estratificado sesgado.

Para la determinación del número de elementos de la muestra se considera un análisis estadístico de proporciones.

3.6.2.1.1 Muestreo estratificado aleatorio.

La diversidad en las características de consumo de los clientes obliga a emplear una técnica de muestreo, en la cual se divide a la población en varios grupos disjuntos, denominados *estratos*.

La estratificación minimiza las diversidades, cada estrato presenta características similares, reduciendo la dispersión o varianza por las diversidades presentes.

Empleando técnicas estadísticas se puede determinar el tamaño de la muestra en cada estrato para cuantificar los parámetros poblacionales de interés con precisión, ventaja principal de este tipo de muestreo.

3.6.2.1.2 Muestreo estratificado sesgado.

Aplicable cuando se conoce el sistema con claridad, de tal manera que se pueda escoger con facilidad muestras representativas de cada estrato, paso relevante en la determinación de los parámetros poblacionales.

El tamaño de la muestra con relación al del muestreo estratificado aleatorio es relativamente menor. Se lo considera al presentarse limitaciones en el personal y recursos disponibles

3.6.2.1.3 Estadística referente a proporciones

Dado que los usuarios que comenten fraude deben estar representados como una proporción del total de consumidores, como también del total de energía, se plantea el estudio en función de procesos estadísticos relativo a proporciones

En análisis estadísticos la relación $\frac{x}{n}$ representa la *proporción muestral*, siendo x el número de ocurrencia del evento en n ensayos. Para el caso se considera que x representa al número de consumidores fraudulentos, siendo n el número de consumidores de la muestra. *El estadístico* representa la característica de la muestra y *el parámetro* representa la característica de la población. Los estadísticos y parámetros considerados en estudios de fraudes son los siguientes:

x : Estadístico que indica el número de consumidores fraudulentos de la muestra.

f : Estadístico que representa el consumo medio por cliente fraudulento.

n : Tamaño de la muestra.

p : Parámetro que indica la probabilidad consumidores fraudulentos de la población.

N Tamaño del estrato.

X : Parámetro que representa el número de clientes fraudulentos de la población.

u : Media de la distribución muestral.

σ : Desviación estándar de la distribución muestral.

La distribución binomial se puede aproximar a la distribución normal estándar por la siguiente relación

$$Z = \frac{x-u}{\sigma} = \frac{x - n \cdot p}{\sqrt{n \cdot p \cdot (1-p)}} \quad (3.20)$$

Al considerar el estadístico $Z_{\alpha/2}$, como la integral restante de la curva gaussiana que posee una fracción de probabilidad igual a $\alpha/2$, se puede plantear

El error máximo en la estimación del parámetro p , con una probabilidad de $(1 - \alpha)$ es:

$$E = Z_{\alpha/2} \cdot \sqrt{\frac{p \cdot (1 - p)}{n}} \quad (3.21)$$

La ecuación anterior es válida para muestras grandes, para muestras pequeñas se corrige la ecuación de la siguiente manera.

$$E = Z_{\alpha/2} \cdot \sqrt{\frac{p \cdot (1 - p)}{n}} \cdot \sqrt{\frac{N - n}{N - 1}} \quad (3.22)$$

Al despejar n se obtiene la siguiente expresión:

$$n = \frac{[Z_{\alpha/2}]^2 \cdot p \cdot (1 - p) \cdot N}{e^2 \cdot (N - 1) + Z_{\alpha/2}^2 \cdot p \cdot (1 - p)} \quad (3.23)$$

Donde

n : número de elementos de la muestra para los diferentes estratos.

N : número de clientes del estrato.

e : error en la estimación (5 –10%).

p : probabilidad de que el consumidor sea fraudulento (50%).

$Z_{\alpha/2} = 1.96$ para un grado de confianza del 95%.

3.6.2.2 Método de Calabrese.

Calabrese analiza una muestra de la clasificación de consumidores por estratos, para su posterior extrapolación de resultados.

Los elementos de la muestra requieren de un censo de carga para conocer la potencia instalada del consumidor, que se le denomina P_a . La potencia instalada se obtiene con los datos de placa de los equipos que posee el consumidor

Como resultado de la inspección se determina si el consumidor es honesto (h) o infractor (i).

Con base en P_a y la energía consumida por el cliente (E_d), se obtiene el factor de utilización real:

$$\varnothing_R = \frac{E_d * 100}{t_f * P_a} \quad (3.24)$$

Donde

t_f : Intervalo de facturación (720 horas sí es mensual)

Se plantea que el factor de utilización real \varnothing_R , es el mismo para los consumidores de la clase h o i. Se obtiene entonces el consumo real:

$$E_d = T_f * P_a * \varnothing_R \quad (3.25)$$

Donde:

$T_f = t_f / 100$, independiente de la clase del consumidor (h o i).

Por los fraudes el consumo real (E_d) no coincide con el consumo facturado (E_f). Se define un factor de utilización con base en la facturación:

$$\varnothing_F = \frac{E_f * 100}{t_f * P_a} \quad (3.26)$$

Con los consumidores honestos (h) el consumo real y el facturado son iguales.

$$E_{d(h)} = E_{f(h)} = T_f * \varnothing_{F(h)} * P_a(h) \quad (3.27)$$

coincide \varnothing_R con el \varnothing_F

$$\varnothing_R(h) = \varnothing_F(h) \quad (3.28)$$

Con los consumidores infractores (i), el consumo real es mayor que el facturado

$$E_d(i) = T_f * \varnothing_{F(i)} * P_a(i) \quad (3.29)$$

$$\varnothing_F(i) < \varnothing_R(i) \quad (3.30)$$

Se supone además, que \varnothing_F y P_a no están correlacionados. Esto implica que cargas grandes (bajas) no requieren un mayor (menor) uso de ellas.

Se debe calcular el valor esperado \mathcal{E} de los consumos reales y facturados para encontrar las pérdidas de energía por fraude.

El consumo real esperado de los consumidores honestos es:

$$\mathcal{E} [E_d(h)] = T_f * \mathcal{E} [\varnothing_{F(h)}] * \mathcal{E} [P_a(h)] \quad (3.31)$$

$$\text{Cov}(\varnothing_F, P_a) = 0 \quad (3.32)$$

Para el grupo de infractores se tiene:

$$\varepsilon [E_d(i)] = T_f * \varepsilon [\varnothing_R(i)] * \varepsilon [P_a(i)] \quad (3.33)$$

Se supone que el patrón de consumo de los infractores no difiere significativamente de los honestos, existen infractores entre grandes y pequeños consumidores.

La pérdida de energía esperada para cada consumidor infractor está dada por :

$$\varepsilon [P_{f(i)}] = T_f * \varepsilon [\varnothing_R(h) - \varnothing_R(i)] * \varepsilon [P_a(i)] \quad (3.34)$$

donde las esperanzas del lado derecho se estiman por valores promedios de la muestra

$$\bar{P}_{f(i)} = T_f * \bar{P}_{A(i)} * (\bar{\varnothing}_{R(h)} - \bar{\varnothing}_{R(i)}) \quad (3.35)$$

Si el tamaño de la población es N y la probabilidad de que un consumidor sea infractor es $p(i)$, entonces el número esperado de infractores es $N * p(i)$. El valor estimado para el total de energía pérdida por fraude es

$$\bar{P}_{f(i)} = T_f * p(i) * N * \bar{P}_{A(i)} * (\bar{\varnothing}_{R(h)} - \bar{\varnothing}_{R(i)}) \quad (3.36)$$

La probabilidad $p(i)$ se estima a partir de la muestra utilizada. La ecuación anterior sirve para estimar los consumos no facturados debido a los fraudes provocados por los usuarios.

La debilidad de la metodología radica en la dificultad para realizar el censo de carga con un 100% de efectividad y en reconocer si el consumidor es o no un infractor debido a las sofisticaciones de los fraudes.

3.6.2.3 Balances de energía locales.

Se realizan balances de energía en redes secundarias o inclusive en consumidores individuales con el fin de detectar fraudes en la medición de los consumos de energía.

La detección de fraudes por consumidores individuales, se realiza para los grandes clientes en donde el beneficio asociado con la recuperación de la energía justifica la realización del balance. La metodología se emplea en circuitos secundarios con indicios de fraudes y en los que se desea realizar una revisión exhaustiva de medidores.

La metodología necesita de un registrador de carga instalado en el secundario del transformador de distribución que alimenta al circuito en donde se van a analizar los fraudes. Los parámetros eléctricos que se necesitan conocer son demanda de potencia activa y reactiva, factor de potencia, consumo de energía activa y reactiva en intervalos típicos de quince minutos por un período mínimo de una semana. Estos valores sirven para realizar un balance de energía, además, con los mismos se puede realizar una evaluación de pérdidas técnicas en el circuito en análisis.

Se realiza el análisis para circuitos alimentados por un solo punto y de tipo radial. De inicio se necesitan las lecturas de los contadores de los consumidores al inicio y al final del período de medición.

Para circuitos con una sola alimentación se determinan las pérdidas no técnicas al aplicar la siguiente ecuación:

$$Ent = E_{reg} - E_{med} - E_t \quad (3.37)$$

donde:

Ent : Pérdidas no técnicas de energía

- Et : Pérdidas técnicas de energía
 E_{reg}: Energía medida por el registrador de carga.
 E_{med}: Energía medida por los contadores de energía.

Se debe tener en cuenta el error de medida de los aparatos empleados para el balance. Se considera que los errores normales de los aparatos están relacionados con el error estándar de las mediciones, estos valores se relacionan con la ecuación de la varianza de los valores encontrados en la ecuación anterior.

$$\text{var} (\text{Ent}) = \text{var} (E_{\text{reg}}) + \text{var} (E_{\text{med}}) + \text{var} (E_{\text{t}}) \quad (3.38)$$

Los errores de medida se obtienen como la raíz cuadrada de la suma de las varianzas.

$$\sigma(\text{Ent}) = \sqrt{\sigma(E_{\text{reg}})^2 + \sigma(E_{\text{med}})^2 + \sigma(E_{\text{t}})^2} \quad (3.39)$$

$\sigma ()$ Indica el error estándar de la medición de la variable respectiva.

En el caso de grandes clientes con la medición que se realiza con el registrador se obtiene la energía consumida durante el tiempo de análisis, valor que se compara con la lectura del contador del usuario, facilitando detectar fraudes y una posible descalibración del contador.

El registrador debe instalarse en un lugar diferente al del contador del consumidor, se deben considerar las pérdidas en la acometida, y no interferir con las actividades habituales del cliente.

El error de medida de un solo consumidor viene dado por la ecuación 3.39. Al considerar la clase de cada aparato de medición (k) se plantea la ecuación 3.40

$$\sigma(\text{Ent}) = \sqrt{(k_{\text{reg}} * E_{\text{reg}})^2 + (k_{\text{med}} * E_{\text{med}})^2 + \sigma(E_t)^2} \quad (3.40)$$

donde:

k_{reg} : Constante de error del registrador.

k_{med} : Constante de error del medidor del usuario

En los balances locales de circuitos secundarios por la cantidad y el tiempo requerido, se analizan muestras que podrían ser las mismas seleccionadas para determinar las pérdidas técnicas, En las muestras se realiza una revisión y calibración de los consumidores, para detectar fraudes notorios. Las pérdidas no técnicas de energía vienen dadas por la ecuación

$$\text{Ent} = E_{\text{reg}} - \sum_{i=1}^{N_U} E_{\text{med}}^i - E_t \quad (3.41)$$

Ent : Pérdidas no técnicas de energía

E_t : Pérdidas técnicas de energía

E_{reg} : Energía medida por el registrador

E_{med} : Energía medida por el contador del consumidor i

El error de estimación viene dado por:

$$\sigma(\text{Ent}) = \sqrt{(k_{\text{reg}} E_{\text{reg}})^2 + \sum_{i=1}^{N_U} (k_{\text{med}}^i * E_{\text{med}}^i)^2 + \sigma(E_t)^2} \quad (3.42)$$

donde:

k_{reg} : constante de error del registrador (clase / 100).

K_{med} : constante de error del medidor del consumidor i

Al considerar las pérdidas técnicas pequeñas, consumos aproximadamente iguales y aparatos de medida con características similares tenemos:

$$E_{med} = \frac{E_{reg}}{N_u}$$

$$k_{reg} = k_{med} = k$$

$$\sigma(Ent) = \sqrt{(k * E_{reg})^2 \left(1 + \frac{1}{N_u^2}\right) + \sigma(Et)^2} \quad (3.43)$$

Con un gran número de usuarios, el error está determinado básicamente por el error del registrador y el error en la determinación de las pérdidas técnicas. Reduciéndose la ecuación anterior a la siguiente:

$$\sigma(Ent) \approx \sqrt{(k * E_{reg})^2 + \sigma(Et)^2} \quad (3.44)$$

Resulta la ecuación 3.44 cierta en razón de que los errores en los contadores son del mismo orden de magnitud y se cancelan entre sí.

3.6.2.4 Muestreo para localizar fraudes

Se requiere revisar los contadores y las acometidas, además; realizar un censo de carga para localizar los fraudes en una forma más acertada. Con la inspección se verifica los daños que sufren las instalaciones ocasionados por un deterioro natural o forzados por los consumidores.

Por la diversidad de los patrones de consumo en grupos con niveles socio económicos diferentes, la revisión se realiza en una forma estratificada cuidando que el comportamiento de los consumidores sea uniforme.

El número de consumidores en cada estrato aumenta en proporción inversa al consumo. El estrato con mayor consumo tiene menor número de elementos; en

este estrato se debe poner mayor interés debido a la energía que se puede recuperar. En general el interés predominante es encontrar los grandes fraudes. Los consumidores con consumos pequeños contribuyen a las pérdidas no técnicas en menor proporción.

En los clientes de bajo consumo se sugiere asociar la estimación de pérdidas no técnicas con la de pérdidas técnicas en los circuitos secundarios. Se clasifican los circuitos secundarios en función del tipo de consumidores (residenciales, comerciales, industriales) y se aprovechan esta clasificación para la formación de los estratos.

3.6.2.5 Extrapolación de valores estimados

La estimación de pérdidas no técnicas no busca exactitud, es más importante detectar a los infractores, los parámetros estimados de la población constituyen un subproducto, siendo de utilidad para la empresa.

La estimación de pérdidas para la población presenta la siguiente secuencia:

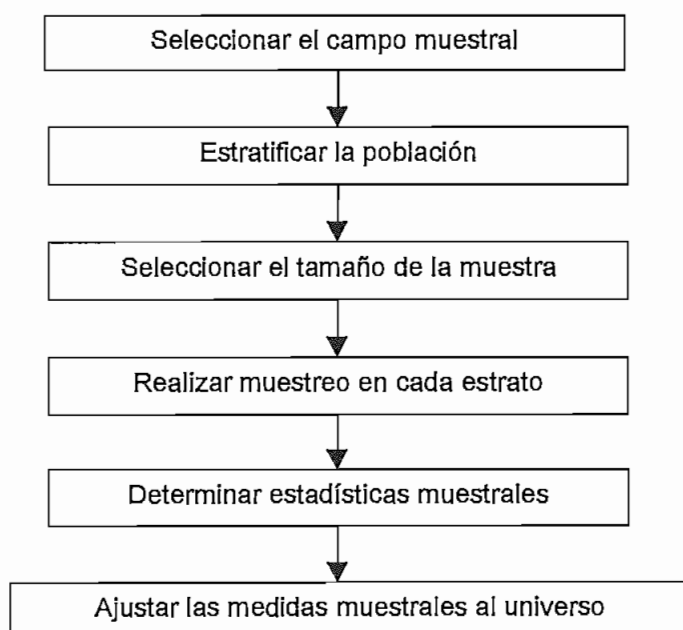


Figura 3.9 Proceso de estimación de pérdidas no técnicas.

Para cualquier método de estimación se debe tomar en cuenta la secuencia indicada. Se recomienda la extrapolación a los principales estratos, los que tienen una gran incidencia en la determinación de los resultados.

El método Calabrese considera a los consumidores como unidad de muestreo, por lo que se puede aplicar en grandes clientes; mientras que el método de balances energéticos realiza cálculos en función de circuitos de distribución, por lo tanto se hace más práctica con gran cantidad de clientes de bajo consumo. Estos dos métodos se pueden usar en el estudio de pérdidas no técnicas, debido a que los dos se complementan, y se abarca el espacio muestral adecuadamente.

Para aplicar el método de Calabrese se sugiere el siguiente procedimiento:

1. Estratificar a la población según el consumo. Los estratos a considerar son:
 - Alto.- mayor que 500 kWh.
 - Medio .- 150 – 500 kWh.
 - Bajo.- menor que 150 kWh.

Los estratos se definen en consideración a los estudios realizados por las empresas EEQSA, EEASA, EMELNORTE, que manifiestan que dentro de los rangos considerados no se presenta diversidad en el nivel socioeconómico de los consumidores.

2. Determinar los tamaños muestrales para los diferentes estratos.
3. Efectuar la inspección de los consumidores de la muestra. Determinar si el cliente es o no infractor, el valor del coeficiente de utilización de los infractores y honestos y la probabilidad de que el usuario sea infractor.
4. Las pérdidas por fraude en el estrato considerado se determinan de acuerdo a la ecuación 3.36

Con la estimación de pérdidas por balance local se puede extrapolar resultados obtenidos en circuitos secundarios, siendo posible estimar las pérdidas no técnicas en los diferentes estratos y del sistema completo empleando los valores de la muestra.

En la aplicación del balance local estratificar los circuitos secundarios del sistema y considerar subestratos de los clientes por el rango de consumo. Para la extrapolación se desarrolla el siguiente procedimiento:

1. Definir estratos y subestratos
2. Determinar el tamaño de la muestra para los diferentes estratos y subestratos
3. Realizar inspecciones de campo en cada uno de los consumidores de la muestra. Las inspecciones se acompañan de un censo de carga.
4. Realizar el muestreo. Estimar las pérdidas no técnicas por estrato. Los valores estimados de las pérdidas para cada estrato se encuentran por ponderación de los datos muestrales de acuerdo con los consumos totales de los estratos. Para el efecto se establece que el porcentaje de pérdidas no técnicas de cada circuito es constante dentro de su estrato.

La estimación de pérdidas no técnicas se realiza en un período determinado, que puede ser un mes o una semana porque son períodos repetitivos del año y facilitan la extensión de los resultados. Se escoge una semana por las siguientes razones:

- El tiempo de disponibilidad del equipo de medición.
- Se considera los días festivos con similar consumo que del día domingo
- Se puede extrapolar a un período mensual o anual, prácticamente sin alteración

3.6.3 PÉRDIDAS POR ERRORES EN LOS MEDIDORES.

En la medición de consumos pueden ocurrir errores, debido a las características de construcción de los contadores. Los errores se presentan por descalibración de los contadores y por problemas en el montaje de los equipos de medición.

Las principales causas de error por descalibración de los medidores son las siguientes:

- Error propio del contador de energía, varía de acuerdo a la clase que posee el medidor, debe ser menor que el 0.5% para variaciones entre 0 y 200% del consumo.
- Errores por las condiciones de operación. El valor de las mediciones no es el correcto al variar las condiciones de carga
- Errores por descalibración, debido a la manipulación incorrecta del contador durante el transporte e instalación, o descalibración de fábrica
- Errores por avería en el contador de energía, generalmente ocurren daños en la bobina de corriente.
- Errores por envejecimiento del equipo, que ocasionan fricción o que los campos magnéticos varíen con el tiempo.

Cuando se realiza el montaje de los contadores de energía, se pueden dar las siguientes causas de error:

- Errores en el montaje de los transformadores, ya sean de corriente, como los de potencial.
- Error en la conexión, causando equivocación en la forma de medir.
- Errores en la definición de los multiplicadores, se da cuando se tienen TC o TP asociados a un contador de energía electrónico, para medición a grandes clientes.

La mayoría de los consumidores poseen contadores de energía individuales, que constituyen una gran cantidad por lo que no es apropiado inspeccionar todos los contadores asociados a la red eléctrica, siendo necesario estimar mediante una muestra representativa.

El proceso de estimación es el siguiente:

- Definir el universo a ser analizado.
- Clasificar a los consumidores por: tarifa, tipo de servicio, tipo medidor (monofásico o polifásico), clase, capacidad.
- Anotar la información que debe ser entregada a los responsables de la investigación en campo.
- Asociar el histórico de consumos a los medidores.
- Verificar la veracidad de la información
- Realizar la contrastación de medidores, de tal modo que se pueda establecer el estado, así como la precisión

3.6.4 PÉRDIDAS POR ERRORES EN ESTIMACIÓN DE CONSUMOS.

Para pequeños consumidores en ocasiones las empresas optan por no colocar contadores de energía y recaudar en función de un consumo estimado, ya sea de acuerdo a la carga instalada, o; de acuerdo, al consumo de un usuario de similares características socioeconómicas que cuenta con medidor.

Existe dentro de las empresas eléctricas archivos de consumidores sin contador, de tal modo que se puede identificar el universo, aunque el servicio ocasional o temporal solo se estima en función del tiempo y el tipo de actividad que se va a desarrollar. Se sigue el siguiente proceso en la estimación de las pérdidas mencionadas.

- Obtener el listado de consumidores sin contador
- Estratificar la población y seleccionar la muestra.
- Para los elementos de la muestra asociar el número de cuenta, sector, ruta y consumo convenido.
- Realizar censos de carga, y valorar el consumo real
- La diferencia entre el consumo obtenido por el cálculo a través del censo y el valor de energía convenida, determina las pérdidas por este concepto.
- Determinar la contribución al total de pérdidas no técnicas.

3.6.5 PÉRDIDAS POR CONEXIONES DIRECTAS.

Se consideran las conexiones ilegales o consumidores que no poseen contrato para el suministro de energía eléctrica. Se presentan en sectores de bajos ingresos económicos, además, constituyen este rubro las casetas y vendedores estacionarios comunes en la economía informal.

El muestreo de consumidores no suscriptores debe contar con mediciones de energía consumida o en su lugar ayudarse por los censos de carga que resultan menos confiables pero económicos. Alternativamente resulta viable la correlación con grupos de consumidores con características socioeconómicas similares que poseen un medidor.

Las empresas por lo general tienen identificadas las zonas donde se concentran estos consumidores. Los datos de censo de carga de los elementos de la muestra o los históricos de consumo de clientes del mismo estrato sirven de base para determinar los consumos reales en la muestra. Este tipo de pérdidas no se incluyen en los balances de energía de las empresas.

3.6.6 PÉRDIDAS POR ERRORES DE LECTURA Y FACTURACIÓN.

La lectura de los contadores de energía en forma correcta implica una alta organización para el registro de las mismas. Se pueden citar las siguientes recomendaciones para un buen proceso de registro de lecturas.

Identificación concreta de los consumidores.

Mayor periodicidad en los ciclos de lectura de los contadores de grandes clientes.

Supervisión de los procesos de lectura para evitar errores por lecturas no efectuadas.

Instalación de contadores en lugares de fácil acceso para los lectores.

Realizar programas de mantenimiento de los medidores.

Es necesario identificar las rutas con lecturas críticas, que contengan consumos ceros, consumos estimados por más de tres meses. Realizar un seguimiento de las rutas de lectura para localizar medidores faltantes o sobrantes por mala codificación, falsos informes o de difícil acceso para los lectores.

Las pérdidas por facturación se presentan por información incorrecta de los consumidores y de sus instalaciones. Siendo necesario su verificación y actualización.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN UN ALIMENTADOR DE ELEPCO S.A.

4.1 INTRODUCCIÓN.

La cuantificación y desagregación de las pérdidas eléctricas en un alimentador en particular permite realizar un diagnóstico de las condiciones de operación y faculta el definir procedimientos que tiendan a controlar y disminuir el nivel de pérdidas en sistemas específicos.

Este capítulo presenta el desarrollo seguido para la aplicación de la metodología en determinar pérdidas eléctricas de un alimentador perteneciente a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

Como punto de partida se analiza la factibilidad en obtener y generar información relacionada con las características técnicas del circuito primario, redes secundarias y características de la carga.

Se detalla los mecanismos empleados en la obtención de la información relacionada con las características de la carga y el tratamiento efectuado para la determinación de la energía suministrada y energía registrada.

Las pérdidas técnicas en el circuito primario y redes secundarias se evalúan mediante la modelación digital del subsistema en el paquete computacional DPA, y las pérdidas no técnicas se establecen a través una estimación.

4.2 SELECCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

En acuerdo con el personal del Departamento de Planificación el alimentador considerado para el análisis es el que suministra de servicio eléctrico al centro de la ciudad de Latacunga, corresponde a la salida 3 de la Subestación El Calvario.

El alimentador es subterráneo, y se lo selecciona en función de las siguientes consideraciones:

1. En la subestación se cuenta con medidas de corriente y potencia diarias. Se tiene además lecturas de consumo de energía.
2. Se conoce las longitudes, tipo y calibre de conductor del circuito primario y redes secundarias
3. Las cámaras de transformación que suministran energía a consumidores de consumo masivo en su mayoría tienen un contador de energía, que registra toda la energía que sale del transformador.
4. Se cuenta con una concatenación inicial de consumidores, los que se los identifica por cámara de transformación y por circuito.
5. Los contadores se encuentran en las afueras de las edificaciones, por lo que presentan facilidad en la toma de lecturas.
6. Se puede obtener el flujo de consumos de los consumidores.

En el presente trabajo se establece el mes de octubre del 2000 para la determinación de los balances de energía, por la facilidad en la prestación del equipo de medición. Se considera además que no se presentan diferentes estaciones a lo largo del año, hipótesis valida según los datos obtenidos en el departamento de meteorología de la DAC (DIRECCION DE AVIACION CIVIL).

4.3 BALANCE DE ENERGÍA.

En los estudios de pérdidas eléctricas se parte con el balance de energía del sistema en análisis. La cantidad de pérdidas totales es posteriormente desagregada por componente y por causa.

El balance requiere la cuantificación de la energía suministrada y registrada en el sistema.

4.3.1 ENERGÍA SUMINISTRADA.

Para establecer la energía suministrada al alimentador primario se instaló el analizador de redes AR5 marca Circutor en la salida 3 de la Subestación El Calvario por el lapso de una semana completa en el mes de Octubre del 2000.

Los datos de las mediciones del alimentador se presentan en el anexo 1.1. En la figura 4.1 se observa la curva de demandas del alimentador.

Se establecen el número de días del mes de referencia, de las mediciones se obtienen valores diarios de energía, que al multiplicarlos por el número de días, proporcionan el valor de energía mensual. Los resultados se presentan en la tabla 4.1.

El valor de energía que se obtiene con el analizador se compara con el registrado por los contadores con que cuenta el alimentador a la salida de la Subestación, presentando cantidades similares, que indican que el procedimiento es correcto.

Para la determinación de la energía entregada se considera que la tasa de crecimiento de la demanda del alimentador se mantiene constante, esto implica que se consume igual cantidad de energía durante todas las semanas del mes de Octubre.

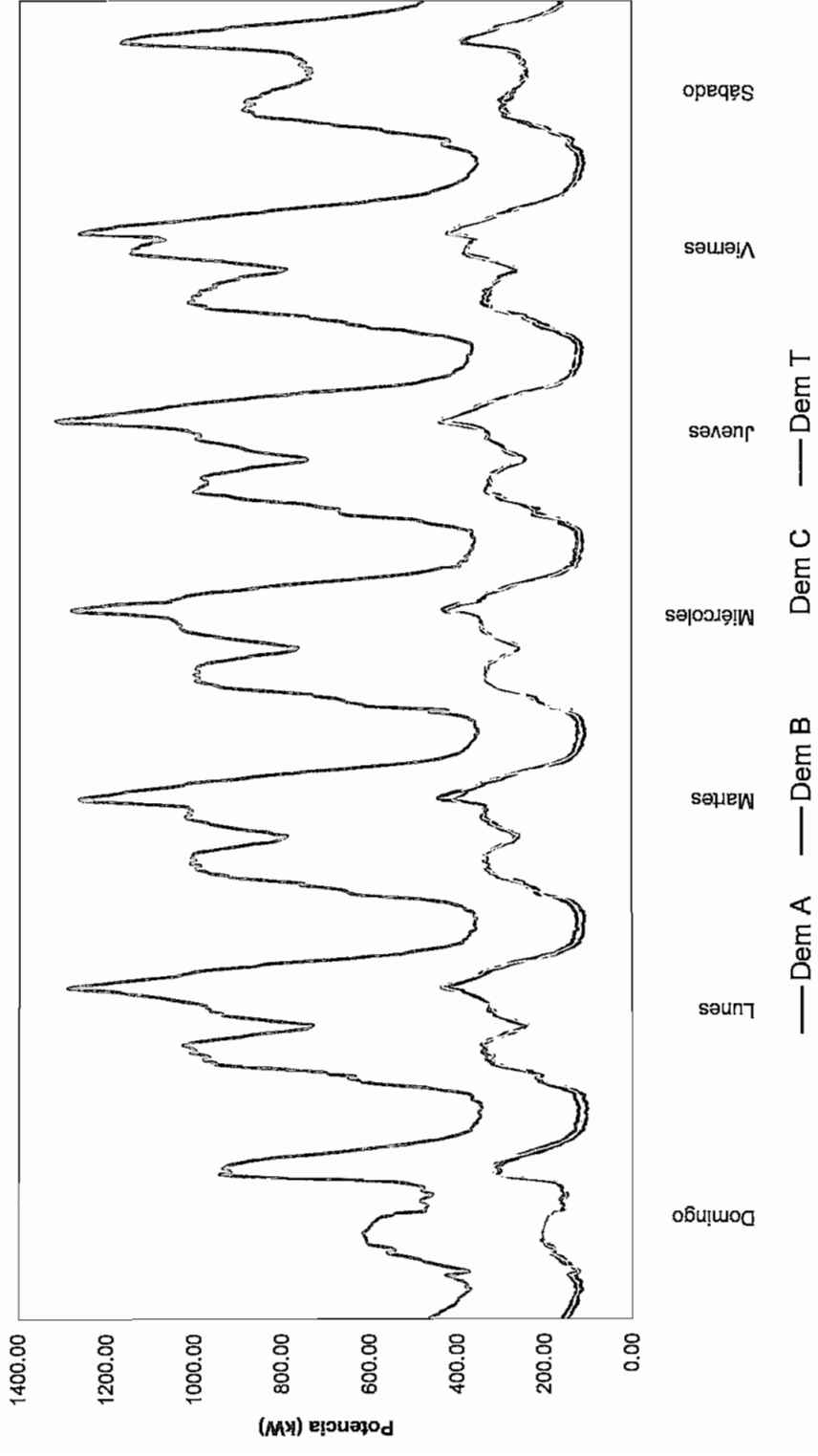


Figura 4.1 Curva de demandas de la salida 3 de la S/E El Calvario.

Día	Energía diaria kWh	No de días en el mes	subtotal de energía kWh
Domingo	13056	5	65279
Lunes	18184	5	90922
Martes	18424	5	92121
Miércoles	18332	4	73328
Jueves	18327	4	73307
Viernes	18648	4	74592
Sábado	16250	4	65000
Total de energía mensual (kWh)			534549

Tabla 4.1.- Energía diaria y mensual obtenida con el analizador AR5 marca Circutor.

4.3.2 ENERGÍA REGISTRADA.

La energía registrada resulta de sumar los consumos de todos los consumidores vinculados con el alimentador primario. El procedimiento empleado en la concatenación de los consumidores y la obtención de los consumos respectivos es el siguiente:

1. Las Areas de Inventarios y Redes Subterráneas proporcionaron la información técnica de los componentes del alimentador. La información recaudada se describe a continuación.

Diagrama unifilar del circuito primario y redes secundarias sobre la base geográfica a escala de 1:2000. Los diagramas contienen información del tipo, calibre y longitud de los conductores, ubicación de los transformadores y su potencia nominal.

En el área de Redes Subterráneas se obtuvo un plano con ubicación de los pozos para revisión de las acometidas. Se consiguió además un

levantamiento preliminar de los consumidores asociados a los diferentes circuitos de baja tensión.

2. Se delimitó el área geográfica que cubre el alimentador primario. En la figura 4.2 se presenta el plano del centro de la ciudad de Latacunga, el cual es servido por la salida 3 de La Subestación El Calvario
3. Se determinan las rutas de lectura de influencia del alimentador. Para las rutas establecidas se prepara un listado de los consumidores con el sector, el número de ruta, secuencia, medidor, cuenta, nombre y dirección. Se dibuja el recorrido de las rutas de lectura sobre la base geográfica, plano que se indica en la .Figura 4.3.
4. Con base en el levantamiento del circuito primario y redes secundarias proporcionados por el área de Redes Subterráneas, junto con el levantamiento de los consumidores para los circuitos de baja tensión, se tenía la información preliminar de los consumidores asociados al alimentador.

Se verificaron los datos técnicos del levantamiento del circuito primario y redes secundarias con un recorrido en campo.

Se realizó una verificación, rectificación y actualización del número de medidor de los consumidores, y se los asocia con el circuito del que se suministran la energía eléctrica. Para el efecto se recorrió toda el área geográfica de influencia del alimentador, contrastando los datos originales con el número de medidor de los consumidores ayudados por las rutas de lectura. El recorrido no presentó inconvenientes debido a que los medidores se encuentran en la parte exterior de las viviendas.

Los nodos eléctricos se consideraron los pozos para revisión de las acometidas, a los mismos que se les vincularon los consumidores respectivos.

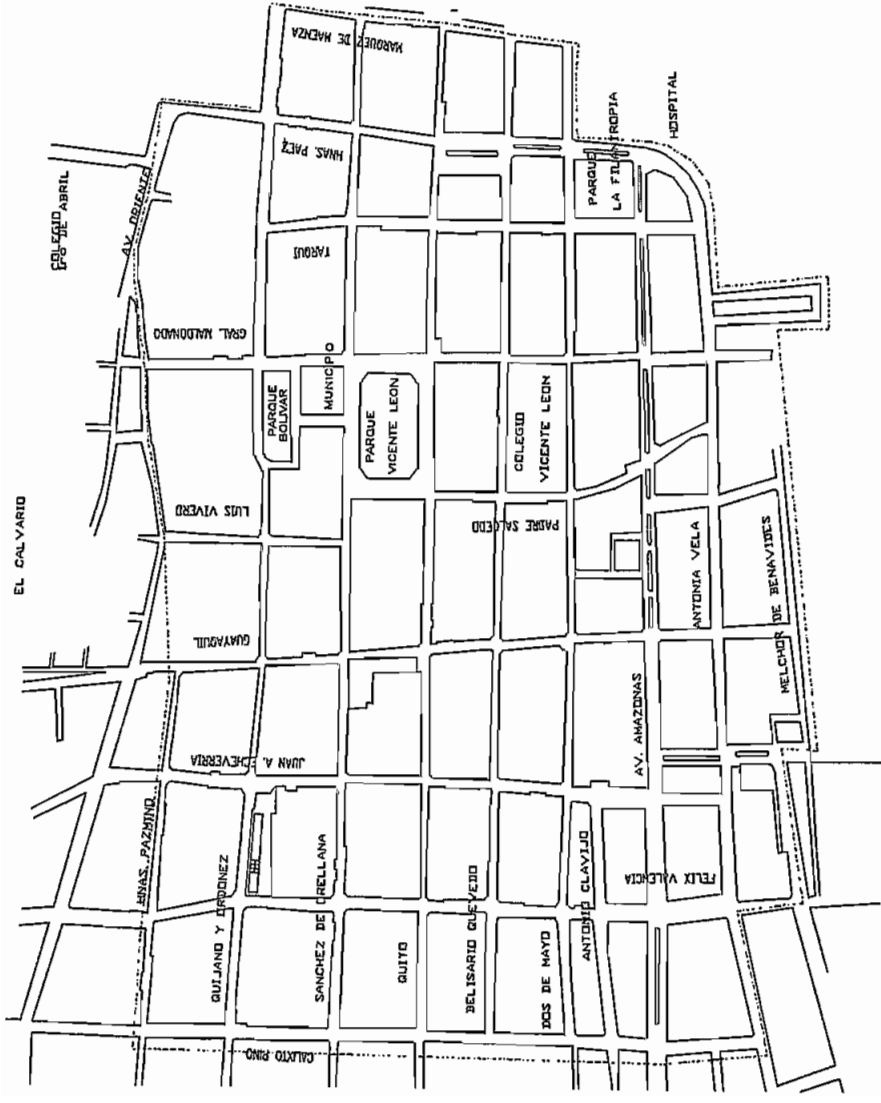


Figura 4.2.- Area Geográfica de influencia del Alimentador 3 de la S/E El Calvario.

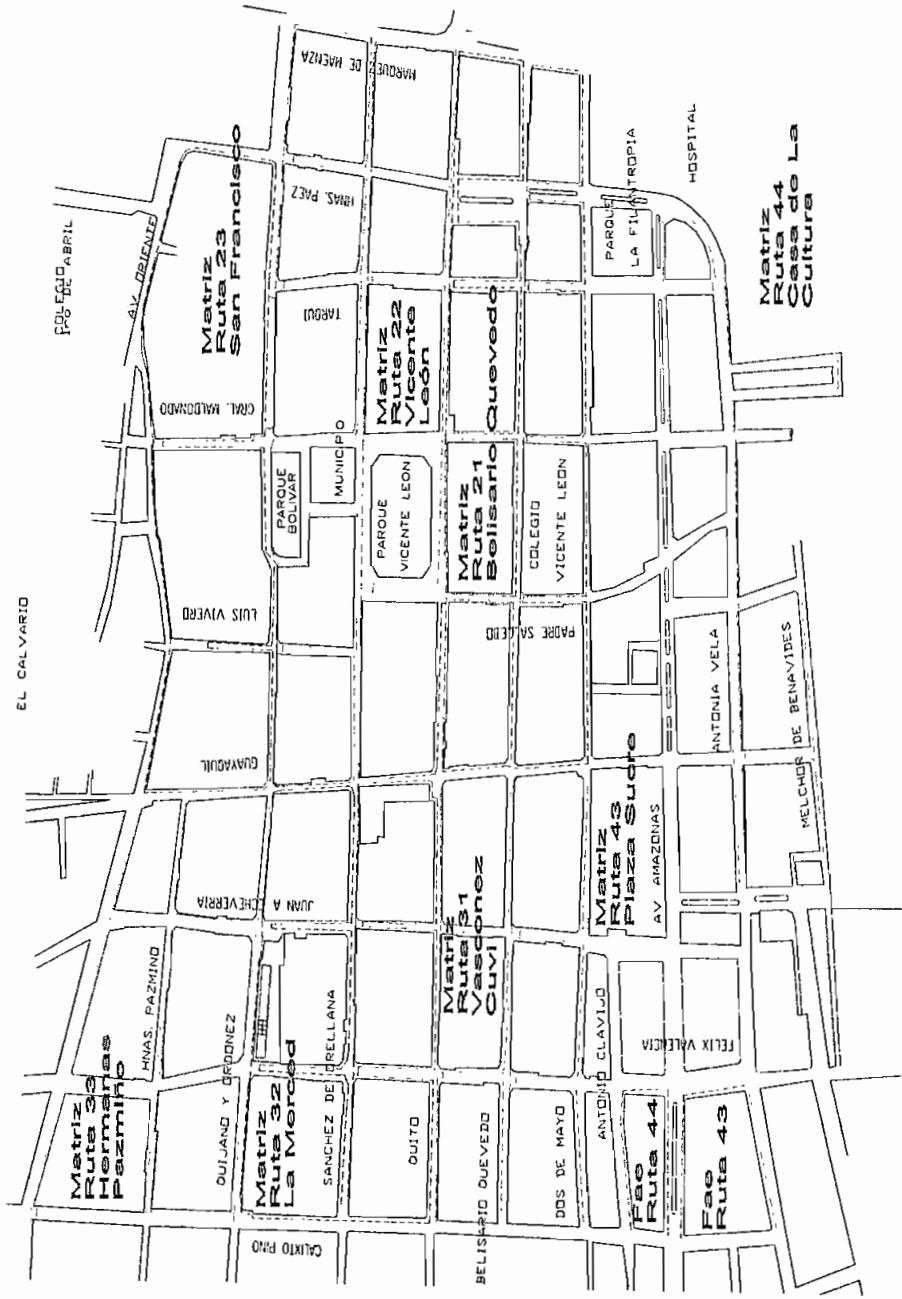


Figura 4.3.- Rutas de lectura del Sector La Matriz

5. Por la cantidad de consumidores vinculados al alimentador, se preparó una hoja electrónica con campos para el sector, ruta, secuencia, número de medidor, número de cuenta, nombre, dirección, tarifa, número de transformador, circuito en baja tensión y pozo de revisión.

A cada consumidor se le asocia el consumo de energía del mes de Octubre del 2000, anexando otro campo.

6. La energía registrada resulta de sumar los consumos de todos los consumidores adosados al alimentador. La tabla 4.2 indica los consumos de las cámaras particulares para el mes de Octubre del 2000. La tabla 4.3 presenta los consumos por ruta y la energía total registrada para los consumidores masivos. La tabla 4.4 contiene la información acerca del número de luminarias y su potencia, junto con los detalles de los semáforos.

CÁMARA	NUMERO DE CUENTA	TARIFA	CONSUMO kWh	PARCIAL kWh
Andinatel	31911	EODM	7147	17229
	50744	ICDM	10082	
Banco de Guayaquil	89056	CCDP	2951	2951
Banco del Pichincha	31913	CCDS	514	6363
Corte Suprema de Justicia	32646	EODS	464	5781
Segundo Vaca	4711	ICDS	1363	1363
Centro comercial Zapata	87035	R	148	732
	2309	R	0	
	87688	R	17	
	87036	C	77	
	87037	C	180	
	85963	C	4	
	85964	R	114	
	86686	C	43	
	89408	R	38	
	2310	IA	111	
Sindicato choferes	88676	C	1117	1117
Total de kWh en Octubre del 2000				35536

Tabla 4.2.- Consumo en kWh para las cámaras particulares.

5. Por la cantidad de consumidores vinculados al alimentador, se preparó una hoja electrónica con campos para el sector, ruta, secuencia, número de medidor, número de cuenta, nombre, dirección, tarifa, número de transformador, circuito en baja tensión y pozo de revisión.

A cada consumidor se le asocia el consumo de energía del mes de Octubre del 2000, anexando otro campo.

6. La energía registrada resulta de sumar los consumos de todos los consumidores adosados al alimentador. La tabla 4.2 indica los consumos de las cámaras particulares para el mes de Octubre del 2000. La tabla 4.3 presenta los consumos por ruta y la energía total registrada para los consumidores masivos. La tabla 4.4 contiene la información acerca del número de luminarias y su potencia, junto con los detalles de los semáforos.

CÁMARA	NUMERO DE CUENTA	TARIFA	CONSUMO kWh	
			PARCIAL	TOTAL
Andinatel	31911	EODM	7147	17229
	50744	ICDM	10082	
Banco de Guayaquil	89056	CCDP	2951	2951
Banco del Pichincha	31913	CCDS	6363	6363
Corte Suprema de Justicia	32646	EODS	5781	5781
Segundo Vaca	4711	ICDS	1363	1363
Centro comercial Zapata	87035	R	148	732
	2309	R	0	
	87688	R	17	
	87036	C	77	
	87037	C	180	
	85963	C	4	
	85964	R	114	
	86686	C	43	
	89408	R	38	
2310	IA	111		
Sindicato choferes	88676	C	1117	1117
Total de kWh en Octubre del 2000				35536

Tabla 4.2.- Consumo en kWh para las cámaras particulares.

Sector	Ruta	TARIFA											Parcial kWh
		AS	ASC	BP	C	CCDM	CCDP	CCDS	EO	IA	R		
Matriz	21	4643		2195	30578				1261	1245	14710	54632	
	22			926	19221			1209	154	25607	47117		
	23			920	14148				756	11508	27332		
	31	32		4103	23531				1471	31983	61121		
	32			2282	20196				432	18480	41390		
	33				6842				90	12849	19781		
	43		15	1676	46242				1340	27021	76294		
	44	1525		120	8302			2406	529	24677	37559		
Fae				5774					878	3376	10028		
				2544					248	1643	4435		
Grandes consumidores			1004	6664	621	7031	576				15896		
Consumo total en kWh												395585	

Tabla 4.3.- Consumo por ruta de lectura y por tarifa.

CAMARA	CANTIDAD DE LUMINARIAS			SEMAFOROS	
	70 W	100 W	150 W	Simples	Dobles
Ct1	17	12			
Ct2	14	5		1	
Ct3	8	7			
Ct4	4	30		2	
Ct5	11	34	4	2	
Ct6	25	12		2	
Ct7	8	10	3	1	
Ct8		29			
Ct9	25	5			
Ct10	11	10	1	1	
Ct11	3	13	6		2
Ct12	14	3	6	1	1
Total	140	170	20	10	3

Tabla 4.4 Luminarias y semáforos.

Las luminarias se considera que funcionan durante 12 horas diarias. La tabla 4.4 da un total de 29.8 kW por luminarias instaladas. El sector en estudio corresponde al centro de la ciudad de Latacunga, en el que se pone mucho énfasis en el normal desempeño de las lámparas, para tal trabajo se cuenta con el personal del Area de Redes Subterráneas y de Alumbrado Público, por lo tanto se considera el factor de funcionamiento de las lámparas del 98%. Al aplicar la ecuación 3.6 se tiene el consumo por iluminación.

$$E_{AP} = 12 * 31 * 0.98 * 29.8 \text{ kW} = 10863.9 \text{ kWh}$$

Del censo de los semáforos realizado en el área geográfica de interés, se determina una potencia instalada de 4.6 kW. Los semáforos funcionan durante 15 horas al día. Al emplear la ecuación 3.17 se obtiene la energía que consumen los semáforos.

$$E_{Sm} = \frac{1}{3} * 15 * 31 * 4.6 = 713 \text{ kWh}$$

La ecuación 3.18 permite determinar la cantidad de energía consumida por las luminarias y los semáforos, dando el siguiente valor:

$$\begin{aligned} E_{APSm} &= E_{AP} + E_{Sm} \\ &= 10863.9 + 713 \\ &= 11576.9 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Al sumar la energía consumida por los grandes consumidores, los consumidores masivos, por las luminarias y los semáforos se tiene un total de 442698 kWh.

Determinados los valores de energía suministrada y energía registrada se tienen los primeros datos en la identificación de las pérdidas eléctricas. Para conocer el valor de pérdidas totales se utiliza la ecuación 3.1

$$\begin{aligned} E_T &= E_S - E_R \\ &= 534549 - 442698 \\ &= 91851 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Valor que en porcentaje representa el 17.18% de la cantidad de energía entregada al alimentador.

En particular la salida 3 de la S/E El Calvario, que corresponde al caso en estudio, presenta pérdidas alrededor de las pérdidas a nivel del Sistema total que son del orden del 17%.

4.4 DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS.

Las pérdidas técnicas se presentan en cada componente del sistema de distribución por el mismo hecho de transmitir y distribuir la energía eléctrica. Es necesario cuantificar las pérdidas por componente, para en lo posterior obtener las pérdidas totales con la suma de las contribuciones de los componentes.

Los subsistemas a considerar son los siguientes:

1. Circuito primario.
2. Transformadores de distribución.
3. Redes Secundarias.
4. Acometidas.
5. Contadores de energía

4.4.1 PÉRDIDAS EN EL CIRCUITO PRIMARIO.

Se establecen las pérdidas en demanda y en energía para los conductores del circuito primario de la salida 3 de la S/E El Calvario.

Las pérdidas en demanda se encuentran a través de la modelación digital, explicada en la sección 3.5.2.1 del capítulo 3, con base en la demanda máxima del registro de la curva de demandas obtenida con el analizador AR5.

El registro de la curva de demandas sirve además para obtener la energía ingresada al alimentador en el período de estudio, a partir de la extrapolación de la energía entregada en la semana del registro.

Las pérdidas de energía se encuentran a partir de las pérdidas en demanda. La curva de pérdidas resistivas resulta de aplicar la relación cuadrática de la demanda en cada intervalo de demanda y la demanda máxima, para lo cual se emplea la ecuación 3.8 del capítulo 3.

4.4.1.1 Pérdidas en demanda.

Por disponibilidad del equipo de medición la semana de registro es del 22/10/00, 00:00 al 28/10/00, 00:00. La demanda máxima encontrada en la semana de registro se distribuye entre los transformadores de distribución, tomando como base los kWh de consumo de cada transformador. En el alimentador en estudio

se cuenta con la facilidad de tener medidores de energía a la salida de baja tensión de los transformadores, que sirven a los consumidores de consumo masivo.

El análisis de la operación del circuito primario empleando el programa computacional DPA/G, calcula las pérdidas en demanda. El valor de pérdidas a demanda máxima sirve de base para aplicar la relación cuadrática en los demás intervalos de demanda del período de estudio con respecto al intervalo de demanda máxima. Las secciones del circuito primario, la ubicación de los transformadores de distribución se presentan en el anexo 2. Se trabaja en el programa DPA con los siguientes valores de impedancia de secuencia cero y positiva.

CALIBRE	SECUENCIA	RESISTENCIA	REACTANCIA
1/0	POSITIVA	0.473	0.356
1/0	CERO	1.331	1.753
2/0	POSITIVA	0.332	0.312
2/0	CERO	1.204	1.687

METODO MATRICIAL DE CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA. XLPE 2/0
Matriz de fase y neutro

Para: $k := 1..3$ $i := 1..4$ $j := 1..4$

$$Z_{abc_{k,k}} := [r1 + [2 \cdot \pi \cdot f \cdot (4.788 \cdot 10^{-5})]] + (2 \cdot \pi \cdot f) \cdot i \cdot \left[4.681 \cdot 10^{-4} + 6.096 \cdot 10^{-5} \cdot \ln \left[\left(\frac{1}{RMG1} \right) \cdot \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right] \right]$$

$$Z_{abc_{4,4}} := [r2 + [2 \cdot \pi \cdot f \cdot (4.788 \cdot 10^{-5})]] + (2 \cdot \pi \cdot f) \cdot i \cdot \left[4.681 \cdot 10^{-4} + 6.096 \cdot 10^{-5} \cdot \ln \left[\left(\frac{1}{RMGn} \right) \cdot \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right] \right]$$

$$Z_{abc_{4,4}} := 0.4 + 0.21i \quad Z_{abc_{i,j}} := \text{if}(i \neq j, 0, Z_{abc_{i,i}})$$

$$Z_{abc_{k,4}} := [2 \cdot \pi \cdot f \cdot (4.788 \cdot 10^{-5})] + (2 \cdot \pi \cdot f) \cdot i \cdot \left(4.681 \cdot 10^{-4} + 6.096 \cdot 10^{-5} \cdot \ln \left[\frac{2}{D} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right] \right)$$

$$Z_{abc_{4,k}} := [2 \cdot \pi \cdot f \cdot (4.788 \cdot 10^{-5})] + (2 \cdot \pi \cdot f) \cdot i \cdot \left(4.681 \cdot 10^{-4} + 6.096 \cdot 10^{-5} \cdot \ln \left[\frac{2}{D} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right] \right)$$

$$Z_{abcn} := \begin{bmatrix} Z11 & Z12 & Z12 & Z1n3 \\ Z12 & Z11 & Z12 & Z1n3 \\ Z12 & Z12 & Z11 & Z1n3 \\ Z1n3 & Z1n3 & Z1n3 & Znn3 \end{bmatrix} \quad K := 1 \quad p := 1..3 \quad q := 1..3$$

$$Z_{ABC_{p,q}} := Z_{abcn_{p,q}} - \frac{(Z_{abcn_{4,q}} \cdot Z_{abcn_{p,4}})}{(Z_{abcn_{4,4}})}$$

$$Z_{ABC} = \begin{bmatrix} 0.18932 + 0.23473i & 0.08884 + 0.13973i & 0.08884 + 0.13973i \\ 0.08884 + 0.13973i & 0.18932 + 0.23473i & 0.08884 + 0.13973i \\ 0.08884 + 0.13973i & 0.08884 + 0.13973i & 0.18932 + 0.23473i \end{bmatrix}$$

$$a := -0.5 + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i$$

Matriz de transformación de componentes de fase a componentes de secuencia

$$T := \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Relación de transformación: $Z_{012} := T^{-1} \cdot Z_{ABC} \cdot T$

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 0.3669974 + 0.5141840i & 0.0000000 + 0.0000000i & 0.0000000 + 0.0000000i \\ 0.0000000 + 0.0000000i & 0.1004836 + 0.0950067i & 0.0000000i \\ 0.0000000 + 0.0000000i & 0.0000000 & 0.1004836 + 0.0950067i \end{bmatrix}$$

$$Z_{03} = 0.367 + 0.51418i$$

$$Z_{p3} = 0.10048 + 0.09501i$$

$\frac{\text{ohmos}}{\text{milla}}$

$$Z_{03} \cdot 3.28 = 1.204 + 1.687i$$

$$Z_{p3} \cdot 3.28 = 0.33 + 0.312i$$

$\frac{\text{ohmios}}{\text{km}}$

La energía consumida por los transformadores se obtiene a partir de la diferencia de lecturas en los contadores a la salida en los bornes de baja tensión, para el mes de Octubre del 2000. Para los transformadores de uso particular se sigue el mismo procedimiento.

En la curva de demandas se visualiza un balance de carga entre las fases, por lo cual se vio conveniente realizar un flujo con carga balanceada, empleando para este fin el DPA/G. Los datos de carga con los que se simula el circuito primario son los siguientes:

Fecha	Demanda kW	Factor de potencia
Jueves 26/10/00 18:30	1318.63	0.93

Los resultados de las pérdidas en demanda se presentan en el anexo 1.1. Para el circuito primario se tienen pérdidas a demanda máxima de 3.6 kW

4.4.1.2 Pérdidas en energía.

La curva de pérdidas se obtiene al aplicar la ecuación 3.8. En la figura 4.4 se indica la demanda del circuito primario y la demanda de las pérdidas. Se visualiza el efecto de la relación cuadrática, las pérdidas en los picos de demanda son mayores.

Las pérdidas en energía resultan de sumar las pérdidas en demanda en los intervalos y el valor resultante multiplicarle por el intervalo de integración, que para el caso es de 15 minutos. Procedimiento válido al emplear demandas, pues son valores promedios de potencia activa en un intervalo de tiempo.

La energía perdida por efecto Joule tiene un valor de 929.58 kWh, que representa el 0.17% de la energía entregada al alimentador.

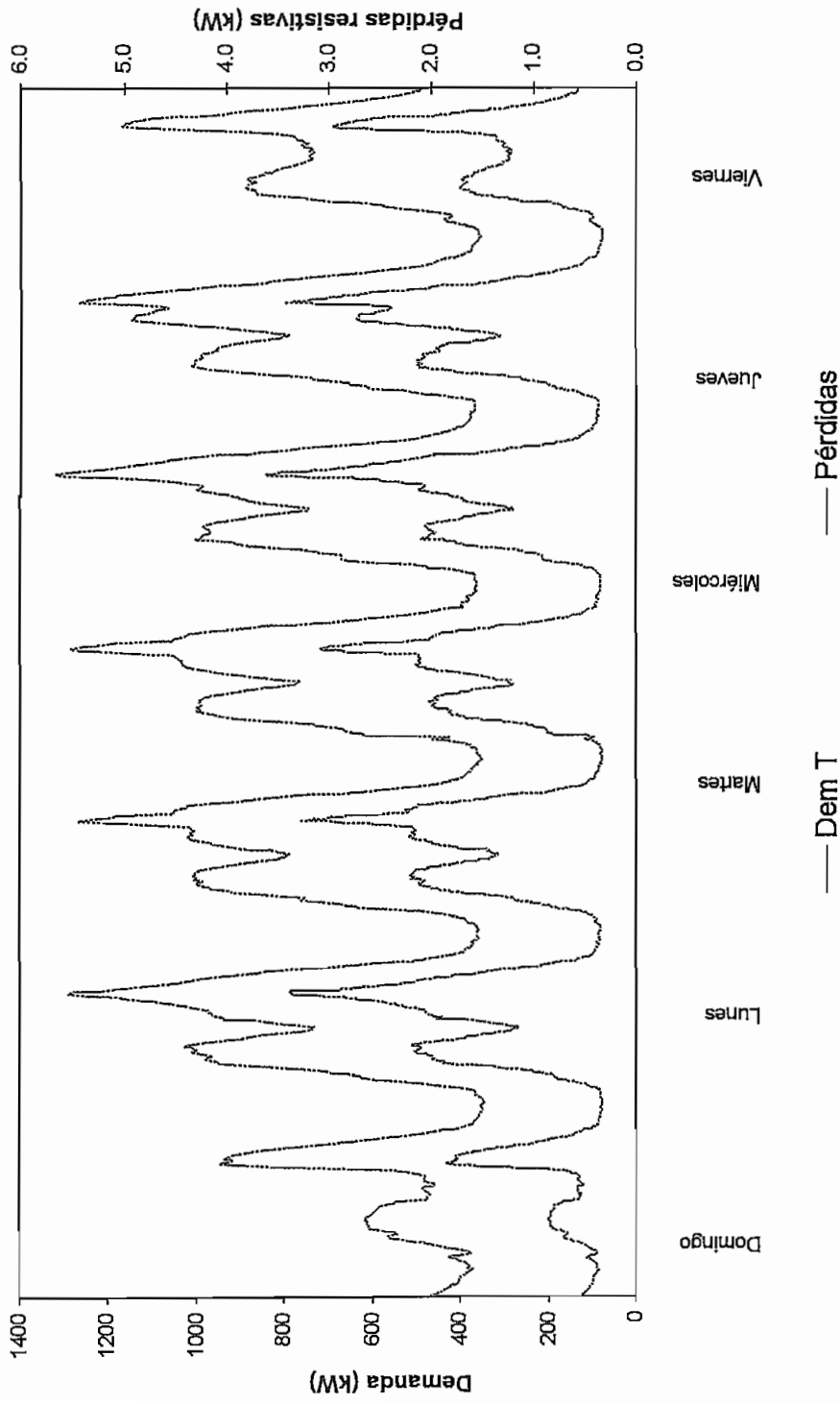


Figura 4.4.- Curva de pérdidas en demanda para la salida 3 de la S/E El Calvario.

4.4.2 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

El área de servicio del alimentador subterráneo corresponde al centro de la ciudad de Latacunga, siendo un sector totalmente urbano y cubre a consumidores residenciales y comerciales en su mayoría. La tabla 4.5 presenta el listado de consumidores clasificados por tarifa y por transformador.

Ct	AS	ASC	BP	C	CCDM	CCDP	CCDS	EO	IA	R	Total
Ct1			1	55					1	115	172
Ct2			6	53	1	1		4	2	89	156
Ct3			3	43					2	108	156
Ct4			3	55					3	134	195
Ct5			3	163			1	2	8	139	316
Ct6			5	69				5		45	124
Ct7	5		4	34				2	1	63	109
Ct8	1		5	62					2	109	179
Ct9				82					4	106	192
Ct10		1	2	76				2	3	122	206
Ct11			1	184					9	181	375
Ct12	4		2	39				3	4	111	163
Total	10	1	35	915	1	1	1	18	39	1322	2343

Tabla 4.5 (a) Número de consumidores clasificados por tarifa y por transformador.

En las tablas 4.5 (a) y 4.5 (b) se observa que las tarifas predominantes son la comercial y la residencial.

Ct	AS	ASC	BP	C	CCDM	CCDP	CCDS	EO	IA	R	Total
Ct1			390	9782					90	14512	24774
Ct2			1397	17178	621	7031		563	618	10043	37451
Ct3			363	6502					256	14443	21564
Ct4			643	14011					696	20274	35624
Ct5			1249	37439			576	162	2129	19012	60568
Ct6			1192	10537				957		3880	16566
Ct7	4643		2093	4251				788	32	8678	20485
Ct8	32		4650	11615					130	12288	28715
Ct9				15652					197	14808	30657
Ct10		15	865	14370				1855	513	14524	32142
Ct11			264	34916					2100	24506	61786
Ct12	1525		120	7789				551	382	14886	25253
Total	6200	15	13226	184042	621	7031	576	4876	7143	171855	395585

Tabla 4.5 (b).- Consumo de energía por tarifa y por transformador.

Ct	General		Residencial		Total	
	Numero	Consumo	Numero	Consumo	Numero	Consumo
Ct1	57	10262	115	14512	172	24774
Ct2	67	27408	89	10043	156	37451
Ct3	48	7121	108	14443	156	21564
Ct4	61	15350	134	20274	195	35624
Ct5	177	41556	139	19012	316	60568
Ct6	79	12686	45	3880	124	16566
Ct7	46	11807	63	8678	109	20485
Ct8	70	16427	109	12288	179	28715
Ct9	86	15849	106	14808	192	30657
Ct10	84	17618	122	14524	206	32142
Ct11	194	37280	181	24506	375	61786
Ct12	52	10367	111	14886	163	25253
TOTAL	1021	223730	1322	171855	2014	395585

Tabla 4.6.- Clasificación de consumidores por categoría y por transformador.

La tarifa BP, EO, AS, ASC, BP, C, CCDM, CCDP, CCDS, EO, IA se considera parte de la categoría general con el objeto de determinar una muestra bien definida. La tarifa IA abarca pequeños talleres de talabartería, sastrerías, joyerías, que poseen elementos de pequeña capacidad como esmeriles, máquinas de coser, cortadoras, siendo esta una razón para no tratarlos por separado. La tabla 4.6 presenta la clasificación de los consumidores por categoría y por transformador con base en las consideraciones mencionadas. Los transformadores según la clasificación presentada en la tabla 4.6 se clasifican en tres grandes grupos por el predominio en la categoría de los consumidores, como se indica en la tabla 4.7.

Residencial	General	Residencial y General
CT1	CT2	CT7
CT3	CT5	CT9
CT4	CT6	CT10
CT12	CT11	CT8

Tabla 4.7.- Predominio en la categoría de los consumidores por transformador.

Establecido el predominio de la categoría para los consumidores en cada transformador, el siguiente paso consiste en establecer los requisitos que debe cumplir un transformador para que pueda ser considerado como una muestra.

1. La demanda del transformador debe ser semejante a la relación entre la demanda máxima del sistema y el número de transformadores por el factor de carga, como lo establece la ecuación 3.9.

$$D_{tm} \approx \frac{D_{maxs}}{N_T * f_c} \quad (3.9)$$

Para la semana de medición con el analizador AR5, que es del 22/10/00 al 28/10/00, tenemos los siguientes datos:

D_{max} kW	D_{media} kW	N_T	F_c
1318.63	721.55	19	0.5472

Dando una demanda para la muestra de:

$$D_{tm} \approx \frac{1318.63}{19 * 0.5472}$$

$$= 126.83 \text{ kW}$$

2.- El número de consumidores del transformador muestra debe ser semejante a la relación entre el número de consumidores del sistema para el número de transformadores disponibles.

$$N_m \approx \frac{N_s}{N_T} \quad (3.10)$$

$$= \frac{2343}{19}$$

$$= 123 \text{ Consumidores / transformador}$$

Los datos para los transformadores muestra se resumen en el siguiente cuadro.

Demanda kW	Número de consumidores
126	123

4.4.2.1 Pérdidas en el núcleo.

Las pérdidas en el núcleo son dependientes de la densidad de flujo magnético, que a la vez depende del voltaje de alimentación en el transformador, dadas las pequeñas variaciones de voltaje, se considera un voltaje constante. El valor de las pérdidas se establece independiente de las variaciones de la demanda, con el fin de obtener las pérdidas con un factor de carga del ciento por ciento.

Se establecen las pérdidas a potencia nominal para los transformadores de las cámaras compactas de marca Pauwels, características que se presentan en la tabla 4.8.

Potencia nominal kVA	Impedancia %	Pérdidas ¹	
		vacio	Cobre
		W	W
45	4	190	754
50	4	210	783
75	4	248	1088
160*	4.75	475	2140
200*	4.75	560	2500
250*	4.75	670	2960.
400	4	950	6500

	Conexión	Voltaje
Primario	Delta	13.8 kV
Secundario	Y	220 V

*Transformadores en cámaras compactas

¹Datos promedios obtenidos de catálogos de los fabricantes

Tabla 4.8.- Características eléctricas de los transformadores.

Para encontrar las pérdidas en el núcleo de los transformadores, se determina la capacidad y cantidad de transformadores pertenecientes al alimentador de la salida 3 de la subestación El Calvario.

Al vincular las pérdidas nominales en el núcleo con los transformadores existentes, se suman los valores de las pérdidas y se obtiene las pérdidas en el núcleo, valor que multiplicado por 744 horas, que corresponden al mes de Octubre del 2000, se tiene como resultado las pérdidas en energía.

El valor de pérdidas resultantes es de 6635.736 kWh, que corresponde al 1.241% de la energía entregada al alimentador.

kVA Nominal	Cantidad	Pérdidas en el núcleo kW
45	1	0.190
50	3	0.630
75	3	0.744
160*	3	1.425
200*	6	3.360
250*	1	0.670
400	2	1.900
Total		8.919

* Transformadores en cámaras compactas.

Tabla 4.9.- Pérdidas en el núcleo de los transformadores del alimentador 3 de La S/E El Calvario.

4.4.2.2 Pérdidas resistivas en los transformadores de distribución.

Ct	Ct4 ¹	Ct2 ²	Ct11 ²	Ct9 ²
Fecha de medición	6-12 Dic.	29 Oct. 4 Nov.	5 -11 Nov.	22 -28 Nov.
Tarifa	R	C	C	R y C
D_{max} [kWh]*	123.00	120	196.00	112.00
No Consumidores	195	156	375	192

*Datos obtenidos en las mediciones.

1 Medición efectuada con el analizador de energía AR5 Circutor.

2. Medición hecha con el analizador de demanda 3950 AEMC.

Tabla 4.10.- Transformadores que sirven de muestra.

De la clasificación de los transformadores, establecida en la tabla 4.7 se determinan los transformadores muestra para cada grupo. Los transformadores establecidos como muestra se indican en la tabla 4.10.

De inicio sé cálculo la demanda máxima para cada uno de los transformadores empleando las relaciones consumo de energía a demanda máxima. El número de consumidores se establece al realizar una verificación y actualización de los datos proporcionados por el Area de Redes Subterráneas. La demanda máxima en una primera aproximación se considera la que se obtiene de emplear las ecuaciones establecidas por la REA, las mismas que se indica a continuación.

$$D_{\max} = \text{factor A} * \text{factor B}$$

$$\text{factor A} = N * (1 - 0.4 * N + 0.4 * \sqrt{N^2 + 40})$$

$$\text{factor B} = 0.005925 * (\text{kWh} / \text{mes} / \text{consumidor})^{0.885}$$

Los datos empleados y los resultados obtenidos para la demanda máxima, utilizando REA son los que se presentan en la 4.11.

CT	Numero	Consumo	Consumo/consumidor kWh	demanda máxima kW
Ct1	172	24774	144	87
Ct2	156	37451	240	124
Ct3	156	21564	138	76
Ct4	195	35624	183	121
Ct5	316	60568	192	201
Ct6	124	16566	134	60
Ct7	109	20485	188	71
Ct8	179	28715	160	99
Ct9	192	30657	160	106
Ct10	206	32142	156	111
Ct11	375	61786	165	208
Ct12	163	25253	155	88

Tabla 4.11.- Demanda máxima empleando REA.

Con los datos de los consumidores y la demanda máxima aproximada se procede a efectuar mediciones de demanda por el lapso de siete días, con un intervalo de 15 minutos en los transformadores que sirven de muestra. Las curvas de demandas obtenidas en las mediciones sirven para encontrar las pérdidas resistivas en los devanados de los transformadores.

Las pérdidas de energía se obtiene con la curva de pérdidas en demanda, con base en la relación cuadrática entre la demanda del intervalo correspondiente, la demanda máxima y las pérdidas a demanda máxima. Posteriormente las demandas halladas se suman y se multiplican por el intervalo de demanda, con el fin de encontrar la energía pérdida.

Establecidos el número de días que posee el mes de octubre del 2000, como lo indica la tabla 4.1, se multiplica el número de días por la energía perdida durante dicho día. El resultado final es el total de la energía que se pierde en los devanados de los transformadores durante el mes de Octubre del 2000. La tabla 4.12 detalla las pérdidas resistivas en los transformadores que sirven de muestra en el presente proyecto.

La demanda máxima calculada empleando la ecuación de La REA, de consumo de energía a demanda, arroja valores que son bastante aproximados a los valores medidos; al compararlos para las muestras de los transformadores se tienen errores del +- 5%.

Ct	Pérdidas en energía kWh	
	Periodo de medición	mes de octubre 2000
Ct4	45.94	201.38
Ct2	56.42	245.08
Ct9	30.73	134.34
CT11	94.27	414.33

Tabla 4.12.- Pérdidas de energía en la muestra de transformadores.

En los transformadores se ajusta la curva de carga del transformador muestra de cada grupo correspondiente. Las curvas son ajustadas con base en la demanda resultante del flujo de carga para el circuito primario. La demanda hallada representa un porcentaje de la potencia nominal, porcentaje que elevado al cuadrado representa el factor para obtener las pérdidas a demanda máxima. Para las curvas de carga se aplica el procedimiento para obtener las pérdidas resistivas en demanda y posteriormente encontrar las pérdidas de energía.

La tabla 4.13 presenta el resultado de determinar las pérdidas resistivas en los devanados de los transformadores que suministran el servicio a la clientela de consumo masivo. En total se tienen una pérdida de 2230.66 kWh para los devanados de los transformadores de consumo masivo, valor que representa el 0.42% de la energía suministrada.

Se realizaron mediciones en las cámaras particulares que se detallan en la tabla 4.14. Las mediciones se realizan con el fin de obtener curvas de demanda que permitan determinar las pérdidas que tienen los devanados de los transformadores de uso particular.

TRANSFORMADOR	PÉRDIDAS DE ENERGÍA kWh
Ct1	100.75
Ct2	245.08
Ct3	76.88
Ct4	201.38
Ct5	419.47
Ct6	80.65
Ct7	95.29
Ct8	185.27
Ct9	134.34
Ct10	174.13
Ct11	414.33
Ct12	103.08
Total	2230.66

Tabla 4.13.- Pérdidas resistivas en los transformadores.

Fecha de medición	cámara	Demanda Máxima kW	Energía en el periodo de medición kWh
22-28 Oct.	Andinatel	34.92	3970 ¹
Octubre	Banco de Guayaquil	9.13	2951 ²
29 Oct. – 4 Nov.	Corte Suprema de Justicia	25.20	1279 ¹
5 –11 Nov.	Segundo Vaca	7.19	324 ¹
12-18 Nov	Banco del Pichincha	17.48	1425 ²

1 Mediciones realizadas con el analizador de energía Dranetz 8000-2.

2 Medición realizada con el contador electrónico ABB tipo A1R-L.

Tabla 4.14.- Mediciones efectuadas en cámaras particulares.

Las curvas de carga se adoptan tomando en consideración la actividad comercial que realizan los consumidores, para el Sindicato de Choferes la de la Corte Suprema de Justicia y para el Centro Comercial Zapata la del transformador Ct9. Las curvas son ajustadas con relación a la demanda resultante de emplear la ecuación consumo – demanda de la REA.

Las pérdidas resistivas determinadas para las cámaras particulares se presentan en la tabla 4.15.

TRANSFORMADOR	PERDIDAS DE ENERGIA kWh
Andinatel	152.61
Banco de Guayaquil	6.07
Banco del Pichincha	13.81
Corte Suprema de Justicia	17.66
Segundo Vaca	9.36
CCZapata	2.31
Sindicato choferes	3.55
Total	205.38

Tabla 4.15.- Pérdidas resistivas en transformadores particulares

En resumen las pérdidas en los transformadores presentan los resultados indicados en la tabla 4.16. El porcentaje es respecto de la energía entregada al alimentador.

Pérdidas	kWh	Porcentaje %
Vacío	6635.74	1.24
Devanados	2436.04	0.46

Tabla 4.16.- Pérdidas en los transformadores.

4.4.3 PÉRDIDAS EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS.

Para determinar las pérdidas resistivas en las redes secundarias se aprovecha la clasificación realizada para los transformadores y presentada en la tabla 4.7. Por la cantidad de secundarios, lo usual es determinar las pérdidas resistivas de una muestra que sea representativa, y al encontrar las pérdidas se determinan los índices de pérdidas en demanda y en energía. Con los índices de la muestra se realiza una extrapolación para los transformadores de cada grupo correspondiente.

En los transformadores es necesario definir las características eléctricas de las secciones de los conductores como:

- La longitud, calibre, configuración geométrica de los conductores.
- El consumo de energía en kWh para cada nodo. Los nodos en los circuitos secundarios, son los pozos para revisión de las acometidas.

Se efectúa un flujo de carga para determinar las pérdidas a demanda máxima para el período de estudio. La carga se distribuye en los nodos con base en la energía facturada para los consumidores asociados a cada nodo. De la modelación de las redes secundarias, de la muestra, se obtienen las pérdidas resistivas en demanda como se indica en la tabla 4.17.

Transformador	Demanda máxima Kw	fp	Pérdidas en demanda kW	% Pérdidas
CT2	120	0.92	2.6	2.167
CT4	123	0.94	2.8	2.276
CT9	112	0.945	2.9	2.589
CT11	196	0.933	2.1	1.071

Tabla 4.17.- Pérdidas en demanda en la muestra de redes secundarias.

El valor obtenido de pérdidas a demanda máxima, sirve para determinar la curva de pérdidas a través de la relación cuadrática entre la demanda en dicho intervalo y la demanda máxima. Las pérdidas de energía se obtiene al sumar las pérdidas en demanda de todo el período de registro y multiplicarlas por el tiempo del intervalo de demanda. La tabla 4.18 presenta las pérdidas de energía en el período de medición de los transformadores.

Transformador	Energía kWh	Pérdidas de energía kWh	% de pérdidas
CT2	10260	135.49	1.32
CT4	9078	120.22	1.32
CT9	8807	133.98	1.52
CT11	16844	105.892	0.63

Tabla 4.18.- Pérdidas de energía en las redes secundarias.

Para obtener las pérdidas de energía en el mes de Octubre del 2000, se procede a determinar el valor de las pérdidas según el día en el período de medición, este valor se multiplica por el número de días que posee el mes, al final se suma las pérdidas por día.

Día	Número	Energía pérdida según el día kWh			
		Ct2	Ct4	CT9	CT11
Domingo	5	8.34	9.06	7.60	9.45
Lunes	5	18.05	18.33	20.25	15.64
Martes	5	20.18	18.66	21.86	18.55
Miércoles	4	21.46	18.90	22.47	16.31
Jueves	4	20.92	19.40	21.00	15.66
Viernes	4	21.71	19.21	20.45	16.66
Sábado	4	24.83	16.66	20.34	13.63

Tabla 4.19.- Pérdidas de energía por día para el período de medición.

Transformador	Energía mensual kWh	Pérdidas de energía kWh	Porcentaje de pérdidas %
CT2	44965	588.51	1.31
CT4	39958	526.91	1.32
CT9	38702	585.62	1.51
CT11	72742	467.20	0.64

Tabla 4.20.- Pérdidas para el mes de Octubre del 2000

Para la extrapolación de las pérdidas de energía es necesario determinar la demanda máxima de los transformadores, las características, longitud y calibre de los conductores de las redes secundarias.

Calibre AWG o MCM	Numero de hilos	Capacidad A	Resistencia 20°C ohm/km.	sección mm ²
300	37	460	0.119	152
250	37	410	0.142	126.6
4/0	19	340	0.168	107.2
3/0	19	320	0.212	85.0
2/0	19	275	0.267	67.4

Tabla 4.21.- Características de los conductores empleados en las redes secundarias

Ct	Circuito	calibre	longitud m
Ct1	1	3/0	240
	2	2/0	180
	3	3/0	260
	4	3/0	240
	5	4/0	420
Ct2	1	2/0	330
	2	3/0	460
	3	2/0	500
	4	4/0	340
Ct3	1	250	314
	2	250	476
	3	3/0	400
	4	4/0	420
Ct4	1	3/0	218
	2	4/0	320
	3	3/0	296
	4	2/0	188
Ct5	1	250	357
	2	3/0	186
	3	4/0	292
	4	4/0	391
	5	4/0	371
	6	250	429
	7	250	358
	8	3/0	191
	9	4/0	287
Ct6	1	4/0	320
	2	3/0	278
	3	3/0	258
	4	3/0	238

Ct	Circuito	calibre	longitud m
Ct7	1	2/0	232
	2	2/0	214
	3	2/0	292
	4	250	194
Ct8	1	4/0	278
	2	3/0	320
	3	3/0	370
	4	3/0	412
Ct9	1	250	580
	2	250	452
	3	250	370
Ct10	1	300	426
	2	4/0	510
	3	300	454
	4	4/0	332
Ct11	1	4/0	313
	2	4/0	370
	3	4/0	185
	4	250	355
	5	250	549
	6	250	455
	7	250	336
	8	250	228
Ct12	1	4/0	460
	2	4/0	370
	3	4/0	520
	4	2/0	196

Tabla 4.22.- Calibre y longitud de los conductores por circuito de las redes Secundarias.

Las pérdidas en demanda de las redes secundarias se evalúan con base en las pérdidas del secundario muestra correspondiente, y empleando la siguiente relación:

$$P_{dsi} = \left(\frac{D_{si}}{D_{sm}} \right)^2 * P_{dsm} * \frac{\sum_{j=1}^n \frac{L_{ji}}{A_{ji}}}{\sum_{j=1}^m \frac{L_{jm}}{A_{jm}}}$$

Donde:

P_{dsi} : Pérdidas a demanda máxima del secundario i

D_{si} : Demanda máxima del secundario i

D_{sm} : Demanda máxima del secundario muestra

P_{dsm} : Pérdidas a demanda máxima del secundario muestra

$\frac{\sum_{j=1}^m \frac{L_{jm}}{A_{jm}}}{\sum_{j=1}^m \frac{L_{jm}}{A_{jm}}}$ Longitud del conductor j / área del conductor j del secundario m

$\frac{\sum_{j=1}^n \frac{L_{ji}}{A_{ji}}}{\sum_{j=1}^n \frac{L_{ji}}{A_{ji}}}$ Longitud del conductor j / área del conductor j del secundario i

Al emplear la ecuación anterior, se determinan las pérdidas resistivas a demanda máxima para las redes secundarias, las mismas que se indican en la tabla 4.23.

Transformador	Pérdidas en demanda kW
Ct1	1.66
Ct2	2.60
Ct3	1.26
Ct4	2.80
Ct5	2.20
Ct6	0.32
Ct7	1.59
Ct8	3.32
Ct9	2.90
Ct10	3.83
Ct11	2.10
Ct12	1.64

Tabla 4.23.- Pérdidas en las redes secundarias.

En determinar las pérdidas de energía para las redes secundarias se emplea la misma forma de la curva de carga del transformador muestra correspondiente. Las pérdidas resistivas de las redes secundarias para el mes de Octubre del 2000 se detallan en la tabla 4.24

En conjunto se tienen pérdidas resistivas para las redes secundarias de 5201.35 kWh, que representan el 0.97% de la energía suministrada al alimentador.

Ct	Pérdidas de energía kWh
Ct1	284.59
Ct2	588.51
Ct3	215.36
Ct4	526.91
Ct5	463.14
Ct6	71.55
Ct7	313.02
Ct8	652.47
Ct9	585.62
Ct10	751.98
Ct11	467.20
Ct12	281.01
Total	5201.35

Tabla 4.24.- Pérdidas en las redes secundarias.

4.4.4 PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS.

En las acometidas se emplea cable multiconductor denominado antifraude, se los clasifica de acuerdo al número de conductores en bipolares, tripolares, y tetrapolares. Se emplea acometidas de calibre 8 para estratos con consumo bajo (0-150 kWh) y medio (151 –500 kWh), mientras que para consumos grandes (> 500 kWh) se utiliza calibre 6.

Calibre	Número de hilos	Resistencia Ohm/km
8	7	2.102
6	7	1.322

Tabla 4.25.- Características de las acometidas.

De acuerdo con la experiencia de trabajo del Area de Redes Subterráneas se adopta una longitud promedio de 10m para las acometidas. Los circuitos secundarios van por debajo de la calzada y siempre se ubica el medidor lo más cercano al pozo de revisión.

Aprovechando la estratificación de los consumidores, se establece la energía promedio para cada estrato, se emplea las relaciones energía a demanda máxima, todo con el propósito de encontrar la demanda máxima individual característica del estrato. La tabla 4.26 presenta la demanda máxima individual por estrato.

Categoría	Estrato kWh	Número de consumidores	Consumo Promedio kWh / mes	Demanda Individual kW
General	0-150	594	62	0.72
	150-500	342	272	2.67
	>500	85	1106	9.25
Residencial	0-150	924	70	0.81
	150-500	374	243	2.42
	>500	24	670	5.94

Tabla 4.26.- Demanda individual característica.

Las demandas individuales resultantes permiten obtener la corriente que circula por la acometida a demanda máxima, que relacionada con la resistencia de la acometida normalizada para el estrato, permite determinar las pérdidas resistivas. La tabla 4.27 presenta las pérdidas resistivas de las acometidas para la demanda máxima del estrato, se obtiene las pérdidas para acometidas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

categoría	estrato	tipo de acometida		
		monofásica	bifásica	trifásica
	kWh	kW	kW	kW
general	0 -150	1.97	0.74	0.33
	150 -500	26.92	10.09	4.49
	> 500	163.57	61.34	27.26
residencial	0 -150	2.46	0.92	0.41
	150 -500	22.09	8.28	3.68
	> 500	67.37	25.26	11.23

Tabla 4.27.- Pérdidas resistivas de las acometidas por estrato.

Por la actualización de los datos en campo, es factible determinar el número de acometidas clasificándolas por el número de fases. La tabla 4.28 indica el total de las acometidas según el número de fases y clasificadas por el estrato.

Categoría	Estrato kWh	Tipo de acometida		
		Monofásica	Bifásica	Trifásica
General	0-150	509	54	31
	150-500	262	49	31
	>500	42	20	23
Residencial	0-150	799	86	39
	150-500	286	60	28
	>500	16	2	6

Tabla 4.28.- Número de acometidas según el número de fases.

Para los consumidores de categoría residencial se emplea la curva de carga del transformador Ct9 y para los de la general se utiliza la curva de carga del transformador Ct11. Las curvas son escaladas en función de la demanda máxima individual del estrato.

El resultado de las pérdidas de energía en las acometidas se indican en la tabla 4.29.

Categoría	Estrato	Pérdidas resistivas en las acometidas (kWh)			Total
		Monofásica	Bifásica	Trifásica	
Residencial	0-150	9.9	0.4	26.1	36.4
	151-500	1241.4	97.7	20.3	1359.4
	> 500	211.9	9.9	13.2	235.0
General	0-150	221.9	8.8	2.3	233.0
	151-500	1545.2	108.4	30.5	1684.1
	> 500	1504.7	268.7	137.3	1910.7
Pérdidas totales					5459

Tabla 4.29.- Pérdidas de energía para las acometidas.

En los grandes consumidores se adopta una acometida tetrapolar de calibre #2 AWG, con una resistencia de 0.536 ohmios/km, se aprovecha las curvas de carga relacionadas y se obtienen los siguientes resultados presentados en la tabla 4.30.

Cámara	Demanda máxima KW	Pérdidas demanda máxima kW	Pérdidas de energía kWh
Andinatel	34.92	0.17	60.46
Banco de Guayaquil	9.13	0.01	7.61
Banco del Pichincha	17.49	0.04	8.68
Corte Suprema de Justicia	25.34	0.08	11.33
Segundo Vaca	7.19	0.06	6.00
CCZapata	6.00	0.00	0.91
Sindicato choferes	9.00	0.01	1.41
Total			96.40
Porcentaje			0.02

Tabla 4.30.- Pérdidas de energía en acometidas de las cámaras particulares.

Las pérdidas de energía en las acometidas en conjunto dan un total de 5555.40 kWh que representan el 1.04% de la energía entregada al alimentador.

4.4.5 PÉRDIDAS EN CONTADORES DE ENERGÍA.

De acuerdo con el personal del Area de Acometidas y Medidores se establecen las pérdidas para las bobinas de corriente y de potencial, las mismas que se detallan en la tabla 4.31.

Tipo de contador	Pérdidas en la bobina de corriente W/fase	Pérdidas en la bobina de potencial W/fase
Monofásico	0.2	0.9
Bifásico	0.2	1.1
Trifásico	0.2	1.3

Tabla 4.31.- Pérdidas para los medidores.

4.4.5.1 Pérdidas en la bobina de potencial.

Para encontrar las pérdidas en demanda de las bobinas de potencial de los contadores se considera el total de medidores y el número de fases por tipo, el resultado de las pérdidas se detalla en la tabla 4.32.

Se establece que los contadores permanecen conectados todo el tiempo para encontrar las pérdidas de energía en el circuito de potencial, que resultan de multiplicar las pérdidas en demanda por el número de horas del mes de Octubre del 2000 dando un resultado de 2222.33 kWh Los resultados se indican en la tabla 4.32

Tipo de medidor	Número de medidores	Demanda KW	Energía kWh
Monofásico	1924	1.73	1288.31
Bifásico	271	0.59	443.57
Trifásico	166	0.65	481.67
Total			2213.55

Tabla 4.32.- Pérdidas para las bobinas de potencial.

4.4.5.2 Pérdidas en las bobinas de corriente.

Las pérdidas en la bobina de corriente de los contadores son relativamente pequeñas y no se justifica demasiado detalle, razón por la cual se adopta una demanda media para cada tipo de medidor. La demanda media se establece con base en los datos levantados en campo y los consumos proporcionados por el Departamento Comercial. Aplicando las relaciones de consumo a demanda de la REA se obtiene una demanda máxima para cada tipo de medidor.

Categoría	Consumo promedio kWh			Demanda máxima individual kW		
	m	b	t	m	b	t
General	177.5	284.2	522.9	1.83	2.78	4.77
Residencial	122.5	151.7	199.2	1.32	1.59	2.03

Tabla 4.33.- Consumo promedio y demanda máxima por tipo de medidor.

En los contadores de categoría residencial se ajusta la curva de carga del transformador CT9 y en los de la general la del CT11, para encontrar las pérdidas de energía en la bobina de corriente de los contadores.

Tipo	Pérdidas en demanda W		Pérdidas de energía kW		Total kW
	Residencial	General	Residencial	General	
monofásicos	220.20	162.60	43.28	11.96	55.24
bifásicos	29.60	24.60	6.32	5.31	11.63
trifásicos	14.60	17.00	2.87	5.24	8.10
				Total	74.97

Tabla 4.34.- Pérdidas en la bobina de corriente.

En conjunto las pérdidas en los contadores dan un total de 2288.52 kWh que representan el 0.43% de la energía entregada al alimentador

4.5 DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

Las pérdidas no técnicas resultan de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas, este apartado tiene por objeto determinar la desagregación de las pérdidas no técnicas en sus diferentes componentes.

Dado que en las pérdidas no técnicas están involucradas múltiples variables, resulta óptimo realizar el estudio de una muestra y los resultados hallados extrapolar a la población. Se emplean métodos de muestreo aleatorio estratificado.

Como punto de partida se debe encontrar el total de pérdidas no técnicas, para el efecto se emplea la ecuación (3.14), que por facilidad se la escribe a continuación:

$$E_{nt} = E_s - E_r - E_t \quad (3.14)$$

$$E_s = 534549 \text{ kWh}$$

$$E_r = 442698 \text{ kWh}$$

$$E_t = 23055.56 \text{ kWh}$$

$$E_{nt} = 68795.23 \text{ kWh}$$

Establecido el monto de pérdidas no técnicas se procede a desagregarlas por las causas que las producen. Las pérdidas no técnicas están constituidas por las pérdidas en alumbrado público, por fraude, errores de medición, por consumos estimados o consumidores sin medidor, por errores de lectura y facturación, obteniéndose la siguiente relación:

$$P_{nt} = P_{ap} + P_f + P_m + P_{sm} + P_{cd} + P_{lf} \quad (3.15)$$

Donde:

P_{nt} Pérdidas no técnicas totales

P_{ap} Pérdidas por alumbrado público

P_f Pérdidas por fraude

P_m Pérdidas por errores de medición.

P_{sm} Pérdidas por consumos estimados, consumidores sin medidor

Público, por lo tanto se considera el factor de funcionamiento de las lámparas del 98%.

Con la ecuación 3.16 se obtiene un consumo estimado para las lámparas de 10863.9 kWh. El número total de semáforos se presenta en la tabla 4.35. La obtención de la energía de consumo de los semáforos se calcula recurriendo a la ecuación 3.17 y se tiene un total de 637.9 kWh

$$E_{Sm} = \frac{1}{3} * N_h * T * \sum_{j=1}^n P_{sj} \quad (3.17)$$

La energía de consumo del alumbrado público y semáforos, E_{APSm} , resulta de sumar los aportes de consumo de las luminarias y de los semáforos.

$$E_{APSm} = E_{AP} + E_{Sm} \quad (3.18)$$

$$E_{APSm} = 11501.8 \text{ kWh}$$

La Empresa Eléctrica Cotopaxi, ELEPCO S.A., dentro de su zona de concesión llevó a cabo un inventario del material y equipo eléctrico de alta y baja tensión y dentro del mismo se realizó un censo de luminarias que se actualiza continuamente. El personal de la Empresa en caso de notar alguna anomalía en el funcionamiento de las lámparas está en el deber de reportar la falla al Área de Alumbrado Público que es la encargada de mantener en correcta operación el alumbrado público. Con base en el censo el Departamento de Comercialización evalúa mensualmente la cantidad de consumo de energía eléctrica por alumbrado público, para lo cual se define que las lámparas funcionan 12 horas por día. El monto total de kWh se transforma en dólares USD y este valor es repartido a los consumidores de acuerdo a la tarifa de consumo con los porcentajes que se establecen en la tabla 4.36. Por lo tanto no se presentan pérdidas por alumbrado público en todo el sistema de ELEPCO S.A.

Tarifa	Porcentaje de consumo	mínimo USD	Máximo USD
R, AS, BP, SC	21.0	0.1	3.6
C, EO	29.7	0.2	7.6
CD	29.7	0.6	10.4
ED	29.7	0.6	
IA	29.7	0.5	7
ID	21	0.7	29.28 *
BA	19.6	0.6	6.2

ID* Quien paga hasta 257.17 USD
 34.60 de 257.18 – 542.63 USD
 40.76 de 542.64 – 1144.94 USD
 44.0 quien paga más de 1144.94 USD

Fuente: Departamento de Comercialización de ELEPCO S.A.

Tabla 4.36.- Tarifas de alumbrado público, Octubre del 2000

4.5.2 MUESTRA PARA DETERMINAR PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

El desglose de las pérdidas no técnicas se encuentra aplicando la teoría de muestreo aleatorio estratificado. Los consumidores se clasifican por el nivel socio económico en tres rangos de consumo bajo (< 150 kWh), medio (150 – 500 kWh) y alto (>500 kWh).

Definidos los estratos se aplica la ecuación 3.23 para determinar la muestra, con el valor de $Z_{\alpha/2} = 1.96$, $p = 0.1$ y $e = 0.1$, los resultados se detallan en la tabla 4.37.

$$n = \frac{[Z_{\alpha/2}]^2 * p * (1-p) * N}{e^2 * (N-1) + Z_{\alpha/2}^2 * p * (1-p)} \quad .(3.23)$$

Donde

n: número de elementos de la muestra para los diferentes estratos.

N: número de consumidores del estrato.

e: error en la estimación 10%.

p: probabilidad de que el consumidor sea fraudulento 10%.

$Z_{\alpha/2} = 1.96$ para un grado de confianza del 95%.

Rango de consumo kWh	Población	Muestra
0 –150	1518	34
151 –500	716	33
> 501	109	26

Tabla 4.37.- Determinación de muestras.

Conocido el número de la muestra por estrato se procede a la selección en forma aleatoria de los consumidores pertenecientes al sector en estudio. La identificación de los consumidores se realiza con la información proporcionada por el Departamento de Comercialización, se conoce la ruta, secuencia, nombre, dirección, consumo histórico. Para cada consumidor se realiza una verificación de las acometidas, revisión de los contadores, censo de carga instalada.

El procedimiento para la inspección de los abonados requiere de los siguientes pasos:

1. Verificación de los datos del medidor.
2. Datos de la persona responsable del trabajo.
3. Inspección.
 - Objeto
 - Novedades
 - Datos del medidor: número, cuenta, nombre, marca, serie, fases, lectura, tarifa, sellos
 - Carga instalada
4. Retiro del medidor.
 - Verificación de las conexiones
 - Entrega de un formulario de retiro de medidores.
5. Entrega al laboratorio.
6. Recepción en laboratorio y verificación del posterior funcionamiento.

La inspección y retiro del medidor se lo hace con la ayuda de formularios, los mismos que se indican en el anexo 6.

En el laboratorio de medidores se realiza el chequeo de los contadores con el siguiente orden de procedimientos:

1. Recepción y verificación de datos.
2. Revisión de sellos, cristal, borneras.
3. Pruebas.
4. Análisis de errores.
5. Recalibración, reparación, o dada de baja.

4.5.3 PÉRDIDAS POR FRAUDE

Se encontraron 7 consumidores fraudulentos, las pérdidas por fraude se determina con el siguiente procedimiento:

1. Identificación del consumidor y el error que provoca. El error es del 100% cuando no gira el medidor, y es el promedio en caso de funcionar inadecuadamente el contador.
2. Cuando el error es del 100% se determina el consumo medio del consumidor tomando lecturas para una semana con un contador en buen estado.
3. Se encuentra la energía pérdida por fraude. Se encuentra el error medio por fraude para los estratos.
4. Se determina las pérdidas totales por fraude.

Rango	muestra		energía		porcentaje de pérdidas	población energía perdida
	consumidores	fraudes	facturada kWh	perdida kWh		
0 – 150	36	5	1250	419	17.1	11507
151–500	34	2	8616	303	12.3	8325
> 501	26	0	26376	0	0.0	0
Total						19833

Tabla 4.38.- Evaluación de pérdidas por fraude.

Para el alimentador con base en la muestra se determina que pierde 19833 kWh en el mes de Octubre, cantidad que representa el 29.41% del total de pérdidas no técnicas, por fraudes, errores de contadores y errores de lectura y facturación, y el 3.71% de la energía suministrada.

El listado de los contadores analizados en el laboratorio se indica en el anexo 4. Los fraudes encontrados en la muestra son los siguientes.

Rango	Detalle	Cantidad
0 – 150	zafado puente	1
	no gira	1
	gira al contrario	1
	punteada la bobina de corriente	1
	registrador atascado	1
151 – 500	disco frenado	1
	registrador alterado	1
> 500		

4.5.4 PÉRDIDAS POR DESCALIBRACIÓN DE MEDIDORES.

En este apartado se evalúa los errores que presentaron los contadores de energía pertenecientes a la muestra. En la Empresa ELEPCO S.A., se acepta un error del $\pm 2\%$ del error promedio, errores mayores se consideran pérdidas.

En cada contador de la muestra se determinó el consumo promedio de los 12 meses anteriores al mes de Octubre del 2000, considerando este valor como real. Las pérdidas por descalibración resultan de multiplicar el error de medición por el consumo de los consumidores. Se determina el error por descalibración de los contadores.

La tabla 4.39 presenta los resultados de determinar las pérdidas por descalibración en los contadores de energía. En la población se encuentran las pérdidas con base en los resultados de la muestra. Se determina que se pierden 42208 kWh debido a errores que presentan los contadores de energía, cantidad

que representa el 62.60% de las pérdidas no técnicas totales y el 7.90% de la energía suministrada.

Rango	muestra		Población
	energía perdida kWh	porcentaje pérdidas	Energía perdida kWh
Bajo	512	20.86	14068
Medio	607	24.75	16690

que representa el 62.60% de las pérdidas no técnicas totales y el 7.90% de la energía suministrada.

Rango	muestra		Población
	energía perdida kWh	porcentaje pérdidas	Energía perdida kWh
Bajo	512	20.86	14068
Medio	607	24.75	16690
Alto	417	16.98	11450
		Total	42208

Tabla 4.39.- Pérdidas por descalibración de contadores de energía.

La tabla 4.40 presenta las observaciones encontradas en la verificación de los contadores de la muestra.

4.5.5 PÉRDIDAS POR ERRORES DE LECTURA Y FACTURACIÓN.

El proceso de facturación necesita de verificación de las lecturas tomadas por el personal, junto con llevar un valor promedio de consumo para realizar la cuantificación del consumo de energía. En ELEPCO S.A., la facturación comprende los siguientes pasos:

1. Ingreso de lecturas.
2. Control de calidad de lecturas.
3. Corrección del control de calidad.
4. Talleres de inconsistencias.
5. Talleres 2 de inconsistencias.
6. Corrección de lecturas.
7. Correcciones individuales.
8. Consulta de lecturas erradas.
9. Consulta de lecturas por ciclo.
10. Taller de valores
11. Mantenimiento lecturas del abonado.

Observación	Rango de consumo			Total
	0 - 150	151 - 500	> 500	
Bobina de corriente quemada	3			3
Cojinete inferior dañado	4	2		6
Cojinete superior dañado	2	1		3
Correcto	13	14	21	48
Cortado	1			1
Dar de baja	1			1
Disco frenado		1		1
Imán flojo	1	1		2
no viven	1			1
Puente flojo		1		1
Puerta cerrada		2	1	3
Regulaciones	3	10	4	17
sin uso	2			2

Tabla 4.40.- Novedades halladas en la inspección de los contadores de energía.

En la muestra de medidores se vio conveniente realizar un seguimiento para analizar las lecturas de inicio y fin de período. Se indica que en la muestra analizada existen diferencias entre los datos de lectura registrados en las rutas con los que cuenta la base de datos del Departamento Comercial, las anomalías observadas son las siguientes:

Error	Cantidad
Lecturas que constan en las rutas coinciden con la base de datos del Comercial, los consumos difieren	2
Lecturas que constan en las rutas coinciden con la base de datos del Comercial, consumo fijo	1
Lectura fija en la base de datos del Comercial	2
No coinciden las lecturas	8

Tabla 4.41.- Novedades presentadas por errores de lectura y facturación.

En la muestra por errores de lectura se pierde 2705 kWh y por facturación se gana 2509 kWh, lo que da un resultado de 196 kWh que se pierden por errores

de lectura y facturación que representa el 7.98% del valor de pérdidas no técnicas en la muestra, valor con el que se determina que en la población se pierden 5386.18 kWh, que representan el 1.01% de la energía suministrada.

4.5.6 PÉRDIDAS POR CONSUMOS ESTIMADOS.

Al verificar los consumidores que pertenecen a la Empresa y no tienen un medidor se encontraron dos casos, los que se detallan a continuación:

Consumidor 73416	Potencia W	hora de uso	días	Consumo kWh	
				Calculado	facturado
Luminaria	400	3	24	28.80	54
Horno	1000	1.25	24	30.00	
Radio	20	8	24	3.84	
				62.64	

Consumidor 73415	potencia W	Hora de uso	días	consumo kWh	
				calculado	facturado
Luminaria	300	1.5	30	13.50	61
equipo y amplificación	200	8	30	48.00	
Televisión	100	2	30	6.00	
				67.50	

Consumidor	Consumo		Pérdidas kWh
	Calculado kWh	Facturado kWh	
73416	62.64	54	8.64
73415	67.5	61	6.5
		total	15.14

Tabla 4.42.- Pérdidas por consumos estimados.

El cálculo del consumo se lo realiza con base en un censo de carga y en las condiciones habituales de consumo. Las pérdidas que se tienen son de 15.14

kWh, que representan el 0.0028% de la energía suministrada al alimentador, prácticamente no se presentan pérdidas por estimación del consumo.

4.5.7 PÉRDIDAS POR CONEXIONES DIRECTAS.

En toda el área de influencia del alimentador se encontró una conexión directa, la misma que sirve a una plaza donde expende ropa la Federación de Comerciantes Vicente León, está ubicada en la Avenida Amazonas y Cinco de Junio. Del censo de carga realizado se obtienen los siguientes datos:

Artefacto	Cantidad	Potencia W	Potencia total kW
Luminarias	80	100	8.00
Radiograbadora	6	20	0.12
Televisión	2	100	0.20

Tabla 4.43.- Pérdidas por conexión directa.

En esta ocasión en particular se procedió a tomar lecturas de demanda de potencia para máxima y mínima solicitud de carga, obteniendo los siguientes resultados:

Demanda máxima kW	Demanda mínima kW	Demanda promedio kW
11.44	6.6	9.02

Con la demanda promedio se establece un tiempo de consumo de 5 horas por día para todo el mes de Octubre, dando como resultado un consumo de 1353 kWh que se pierden por conexión directa, valor que representa el 0.253% de la energía entregada al alimentador.

CAPITULO 5

ANALISIS DE RESULTADOS

5.1 INTRODUCCION

Este capítulo agrupa los resultados encontrados en la determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas para el alimentador 3 de la Subestación El Calvario.

Se realiza un balance global de energía, a partir de la energía entregada y facturada para determinar las pérdidas totales, las que sirven como punto de partida.

El valor de las pérdidas técnicas se determina con base en la información y modelos disponibles, mientras que la desagregación de las pérdidas no técnicas se lo realiza en forma estadística.

5.2 BALANCE GLOBAL DE ENERGIA.

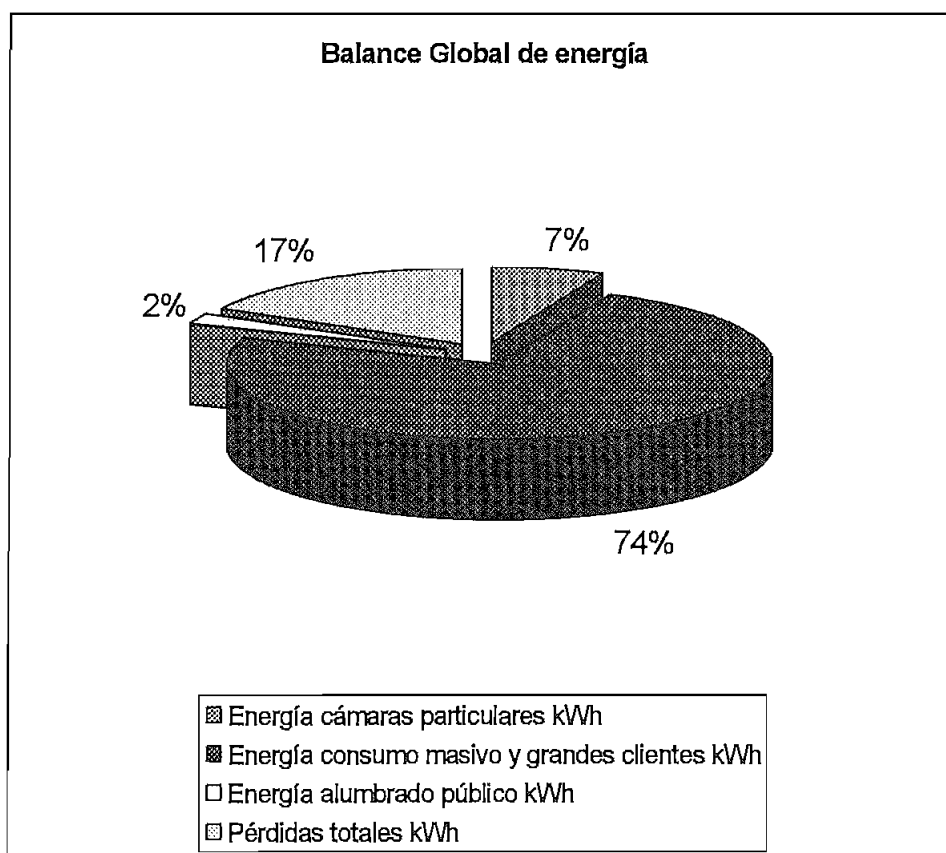
Los valores de energía entregada y facturada se resumen en la tabla siguiente, dichos valores establecen las pérdidas totales, que sirven de entrada para verificar el nivel de pérdidas del alimentador.

El alimentador presenta pérdidas del 17.18% respecto de la energía entregada, es un valor semejante al que tiene todo el sistema de ELEPCO S.A. El valor de las pérdidas de energía viene influido por la calidad de la información, precisión en las mediciones, simultaneidad de las lecturas.

Energía consumo masivo y grandes consumidores kWh	395585	74.00
Energía cámaras particulares kWh	35536	6.64
Energía alumbrado público kWh	11577	2.16
Energía facturada kWh	442698	82.81

Pérdidas totales kWh	91851	17.18
----------------------	-------	-------

Energía entregada kWh	534549	100
-----------------------	--------	-----



5.3 RESULTADOS DE PERDIDAS TECNICAS.

Las siguientes tablas detallan las cantidades determinadas por concepto de pérdidas técnicas para los diferentes elementos de la red, se los determina siguiendo la metodología explicada en el capítulo 3.

Las pérdidas técnicas tendrían valores más exactos, al efectuar mediciones en cada frontera de los diferentes subsistemas. Con las mediciones se determinarían pérdidas por zonas geográficas o por elementos determinados.

Primario	Potencia kW	Energía kWh	Porcentaje % *
Pérdidas técnicas	3.6	929.58	0.17

Transformadores	Pérdidas en vacío		Porcentaje % *
	Demanda	Energía	
Ct1	0.56	416.64	0.08
Ct2	0.56	416.64	0.08
Ct3	0.56	416.64	0.08
Ct4	0.56	416.64	0.08
Ct5	0.95	706.80	0.13
Ct6	0.48	353.40	0.07
Ct7	0.48	353.40	0.07
Ct8	0.48	353.40	0.07
Ct9	0.67	498.48	0.09
Ct10	0.56	416.64	0.08
Ct11	0.95	706.80	0.13
Ct12	0.56	416.64	0.08
Andinatel	0.21	156.24	0.03
Banco de Guayaquil	0.19	141.36	0.03
Banco del Pichincha	0.25	184.51	0.03
Corte Suprema de Justicia	0.25	184.51	0.03
Segundo Vaca	0.25	184.51	0.03
CCZapata	0.21	156.24	0.03
Sindicato choferes	0.21	156.24	0.03
	Total	6635.74	1.24

Transformadores	Pérdidas resistivas		Porcentaje % *
	Demanda	Energía	
Ct1	0.54	100.75	0.02
Ct2	1.18	255.13	0.05
Ct3	0.41	76.88	0.01
Ct4	1.07	201.38	0.04
Ct5	1.60	384.32	0.07
Ct6	0.37	79.90	0.01
Ct7	0.47	95.29	0.02
Ct8	1.01	217.52	0.04
Ct9	0.67	134.34	0.03
Ct10	0.86	174.13	0.03
Ct11	1.92	414.33	0.08
Ct12	0.55	103.08	0.02
Andinatel	0.42	152.61	0.03
Banco de Guayaquil	0.03	6.07	0.001
Banco del Pichincha	0.06	13.81	0.003
Corte Suprema de Justicia	0.16	17.66	0.003
Segundo Vaca	0.52	9.36	0.002
CCZapata	0.01	1.58	0.000
Sindicato choferes	0.03	3.55	0.001
	Total	2436.05	0.46

Redes secundarias	Pérdidas resistivas		Porcentaje % *
	Demanda	Energía	
Ct1	1.66	284.59	0.053
Ct2	2.60	588.51	0.110
Ct3	1.26	215.36	0.040
Ct4	2.80	526.91	0.099
Ct5	2.20	463.14	0.087
Ct6	0.32	71.55	0.013
Ct7	1.59	313.02	0.059
Ct8	3.32	652.47	0.122
Ct9	2.90	585.62	0.110
Ct10	3.83	751.98	0.141
Ct11	2.10	467.20	0.087
Ct12	1.64	281.01	0.053
	Total	5201.35	0.97

Categoría	Estrato	Pérdidas resistivas en las acometidas (kWh)			Total
		Monofásica	Bifásica	Trifásica	
Residencial	0-150	9.9	0.4	26.1	36.4
	151-500	1241.4	97.7	20.3	1359.4
	> 500	211.9	9.9	13.2	235.0
General	0-150	221.9	8.8	2.3	233.0
	151-500	1545.2	108.4	30.5	1684.1
	> 500	1504.7	268.7	137.3	1910.7
Pérdidas totales					5459
Porcentaje % *					1.02

Pérdidas en las acometidas de las cámaras particulares

Transformador particular	Demanda máxima	factor de potencia	Pérdidas a demanda máxima	Pérdidas de energía
Andinatel	34.92	0.95	0.17	60.46
Banco de Guayaquil	9.13	0.98	0.01	7.61
Banco del Pichincha	17.49	0.98	0.04	8.68
Corte Suprema de Justicia	25.34	1.00	0.08	11.33
Segundo Vaca	7.19	0.33	0.06	6.00
CCZapata	6.00	0.98	0.00	0.91
Sindicato choferes	9.00	0.98	0.01	1.41
Pérdidas totales				96.40
Porcentaje % *				0.018

Pérdidas en la bobina de potencial de los contadores

Tipo	Número de medidores	Demanda kW	Energía kWh
Monofásicos	1924	1.73	1288.31
Bifásicos	271	0.59	443.57
Trifásicos	166	0.65	481.67
Total			2213.55
Porcentaje % *			0.41

Pérdidas en las bobinas de corriente de los contadores

Tipo	Pérdidas en demanda W		Pérdidas de energía kW		
	Residencial	General	Residencial	General	Total
monofásicos	220.20	162.60	43.28	11.96	55.24
bifásicos	29.60	24.60	6.32	5.31	11.63
trifásicos	14.60	17.00	2.87	5.24	8.10
Total					74.97

5.4 RESULTADOS DE PERDIDAS NO TECNICAS.

Las pérdidas no técnicas resultan de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas. La desagregación de las pérdidas no técnicas se realiza con base en una muestra y empleando análisis de proporciones, los resultados encontrados se detallan en la siguiente tabla.

	Pérdidas totales	Pérdidas técnicas	Pérdidas no técnicas
kWh	91851	23055.56	68795.23
Porcentaje	17.18	4.31	12.87

Pérdidas por fraude

Rango	muestra		Energía		% pérdidas	población energía perdida
	consumidores	fraudes	Facturada kWh	perdida kWh		
0 – 150	36	5	1250	419	17.1	11507
151–500	34	2	8616	303	12.3	8325
> 501	26	0	26376	0	0.0	0
Total						19833
Porcent % *						3.71

Perdidas por descalibración de medidores.

Rango	muestra		Población Energía perdida kWh
	energía perdida kWh	porcentaje pérdidas	
Bajo	512	20.86	14068
Medio	607	24.75	16690
Alto	417	16.98	11450
Total			42208
Porcentaje % *			7.90

Pérdidas por errores de lectura y facturación

Pérdidas por lecturas KWh	Ganancia por facturación kWh	Pérdidas por lectura y facturación muestra kWh
2705	2509	196

Pérdidas por lectura y facturación población	Porcentaje % *
5386.18	1.01

Pérdidas por consumos estimados

Consumidor	Consumo		Pérdidas kWh
	Calculado kWh	Facturado kWh	
73416	62.64	54	8.64
73415	67.5	61	6.5
		total	15.14
		Porcentaje % *	0.0028

Pérdidas por conexiones directas

Pérdidas	Porcentaje % *
1353	0.25

* Los porcentajes son establecidos respecto al total de energía suministrada

5.5 RESUMEN DE PERDIDAS.

Se presenta el balance energético para el mes de octubre del 2000 del alimentador 3 de la Subestación el Calvario de ELEPCO S.A.

Pérdidas técnicas	kWh	Porcentaje %
Primario	929.58	0.17
Transformadores	9071.78	1.70
Secundario	5201.35	0.97
Acometidas	5555.40	1.04
Medidores	2288.52	0.43
Total	23055.56	4.31

Pérdidas no técnicas	kWh	Porcentaje %
Fraude	19832.52	3.71
Errores en medidores	42208.39	7.90
Errores por lectura y facturación	5386.19	1.01
Conexión directa	1353	0.25
Estimación de consumo	15.14	0.003
Total	68795.24	12.873

	kWh	Porcentaje %
Pérdidas totales	91851	17.18
Energía registrada (consumidores)	431121	80.65
Energía por alumbrado público	11576.90	2.17
Total	534548.9	100.00

5.6 ANALISIS DE RESULTADOS.

El sistema de distribución del alimentador N° 3 de la Subestación El Calvario de ELEPCO presenta pérdidas técnicas en demanda y en energía, las que se determinaron con la ayuda de mediciones de demanda con un analizador de redes y un programa para modelación de redes. Adicionalmente se generó la información de los consumos de energía de los consumidores.

Los resultados obtenidos, se han desarrollado utilizando equipos modernos que tienen certificaciones de control de rango de errores (ver apéndices), por lo que se pueden considerar confiables. Con los instrumentos adecuados se puede hacer el análisis del funcionamiento a demanda máxima del alimentador, se

obtienen las pérdidas en demanda para cada intervalo de la curva de carga y se determinan las pérdidas de energía.

Luego de clasificar a las redes secundarias en base a características de los consumidores, a los que suministran el servicio eléctrico, se establecen las muestras para las cuales se determinan los índices de pérdidas, los mismos que se emplean para estimar las pérdidas en el resto de secundarios de similares características.

Los datos que se procesaron permiten realizar el siguiente análisis:

Del balance energético se observa que las pérdidas totales están en el orden del 17.18% con respecto a la energía entregada por la subestación al alimentador. Las pérdidas técnicas corresponden al 4.31% , y las no técnicas al 12.87% .

Las pérdidas técnicas por componente se detallan en la sección 5.3, en general tienen un nivel bastante aceptable, la razón se debe a la configuración del sistema de distribución, los transformadores y los conductores están sobredimensionados por tratarse de una red subterránea con proyección de expansión y es relativamente nueva, ya que se implementó en 1996.

Las pérdidas en vacío de los transformadores se consideran independientes de la variación de la carga, 1.24% contribuyen en un porcentaje relativamente alto a las pérdidas técnicas, la razón es la capacidad de los transformadores y su factor de utilización. En alimentadores pequeños como es el caso, las pérdidas en vacío tienen un valor representativo. Las pérdidas resistivas se determinan conociendo las pérdidas nominales y con la asociación de la curva de carga, estas corresponden al 0.45%.

Las pérdidas resistivas en las acometidas y en los contadores de energía se determinan con base a la clasificación de los consumidores. En las acometidas se tienen pérdidas altas, 1.04%, dada la cantidad y el calibre de los conductores, Las pérdidas por el funcionamiento de los medidores son reducidas, contribuyen

más las pérdidas en la bobina de potencial, 0.41%, mientras que en la bobina de corriente el consumo intrínseco de energía pasa desapercibido.

En cuanto a pérdidas técnicas sus valores son bastante aceptables, las pérdidas son bajas por la constitución del sistema de distribución, se encuentran dentro de los límites aconsejados por la OLADE que manifiesta que para el Sistema de Distribución las pérdidas deseables deben estar alrededor del 3.2% y cuando más por el 4.9%. Las pérdidas en el primario, 0.17%, están bajo el margen recomendado de la OLADE, deseable 1.75 y tolerable del 3.5%. Los transformadores de distribución por las mediciones se establecen que trabajan al 50% de su capacidad nominal, las pérdidas predominantes son en vacío, en conjunto con las pérdidas en los devanados dan un total de 1.7% que está bajo el nivel recomendado que es del 2.5% deseable y del 5% tolerable.

No estaría acertado emprender un plan de reducción de pérdidas técnicas las mismas, sin embargo, se podría dar un mejor aprovechamiento de los transformadores con una reubicación para que funcionen a su plena capacidad.

La aplicación del método para estimar las pérdidas no técnicas sugerido por OLADE en el Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas, permite realizar la determinación de dichas pérdidas sobre la base de un conjunto de procesos sistematizados que han permitido determinar que: las pérdidas no técnicas están elevadas y como puede observarse en la sección 5.4 de este capítulo, se deben principalmente a errores de medición de los contadores, 7.9%, la cual se determinó sobre la base de una muestra simple, y luego se extrapolaron al caso total analizado; un buen porcentaje de la muestra presentó descalibraciones y partes dañadas, como se mencionó anteriormente, se hizo el cambio de sistema aéreo a subterráneo, pero no se consideró cambiar los contadores de energía, por esta razón existen contadores que posiblemente ya no se fabriquen.

Los fraudes, 3.71%, se ven reducidos porque los contadores se localizan en la parte exterior de las viviendas, dificultando el hurto por el tipo de acometida

empleado, es evidente que al poseer una acometida subterránea y con conductor conocido como antifraude, se reduzca mucho la posibilidad de fraude, pese a ello se encontraron contadores alterados; no se pudo identificar si existen conexiones directas en la red subterránea, ya que no es posible determinar si los circuitos de distribución hayan sido manipulados. El único caso que se detectó fue la conexión a un circuito que sale de la red subterránea, pasa a ser aéreo y sirve para alumbrado público, la carga fue grande y representa el 0.25 %, el grupo que se conectó a este circuito constituyen comerciantes minoristas e informales de ropa y venta de cassettes y discos compactos, son de bajos recursos, confirmándose la regla de que las instalaciones clandestinas y fraude generalmente se hallan en este estrato social.

Los errores de lectura y facturación por separado son significativos, pero dan un total bajo, 1.01%, es decir, las equivocaciones en la toma de lecturas se ven compensados por los criterios de facturación, dado que el proceso de facturación no se basa únicamente en la toma de lecturas, sino que se controla el consumo promedio del consumidor y los montos a pagar.

En la Empresa ELEPCO S.A., se limita en gran cantidad el comercio de energía por servicio ocasional, con lo que no se presentan mayores pérdidas por consumos estimados, los consumidores por servicio ocasional fueron de cargas instaladas bajas, de tal modo que no tienen influencia significativa.

Establecidas las cantidades de pérdidas de energía por elemento constitutivo del sistema y el desglose de las pérdidas no técnicas por administración, equipo de medición y por influencia de los consumidores el siguiente paso es definir un proceso para el control y la recuperación de las pérdidas.

La información que se ve necesaria es la de vincular al consumidor con los circuitos secundarios, transformadores de distribución y primarios; se contaría con el primer paso en la determinación de pérdidas totales ya sea a la salida de la subestación o en los bornes de baja tensión de los transformadores de

distribución. Se necesita de mediciones de demanda de potencia en las fronteras de los circuitos para realizar los balances de energía.

La detección de los fraudes debería tener su camino inicial al revisar el flujo de consumo de los consumidores, con el propósito de detectar los cambios grandes. Las instalaciones de dichos consumidores se revisarían para conocer la causa de tal variación. Los consumidores fraudulentos en su mayoría vuelven a cometer la infracción, por lo cual deben tener un seguimiento. Las sanciones para los fraudes deben ir en función de la capacidad instalada, el tipo de fraude y reincidencia.

Los fraudes se reducirían con la colocación de sellos en los medidores, la instalación de los medidores en cajas selladas y la implantación de las cajas en el exterior de las residencias y locales comerciales. Se debería optar por el empleo de acometidas con conductores blindados. Es imprescindible dar a conocer a los consumidores las consecuencias de realizar un fraude, empleando la prensa, radio y televisión.

La Empresa Distribuidora debe contar con programas de revisión de medidores por sectores, para detectar medidores defectuosos en los que sea necesario su reemplazo o calibración. Los medidores a adquirir deben ser de buena calidad que se ajusten a las normas.

La comercialización de la energía debe contar con un procedimiento adecuado de toma de lecturas para su facturación, siendo necesario contar con una identificación acertada de los consumidores, supervisar los datos tomados por los lectores. Las rutas de lectura no son adecuadas, porque no se han actualizado, por esta razón el seguimiento de la toma de lectura de los consumos suele ser complicada, con una ruta actualizada, el trabajo de toma de datos puede ser más rápido y puede ser controlado más fácilmente, es posible ayudar a los lectores con la colocación de los medidores en partes exteriores y accesibles, en este proceso ha puesto mucho énfasis la ELEPCO, se implementó un programa en el cual permite progresivamente ubicar los

contadores de energía en la parte externa de las viviendas y locales. El proceso de facturación si toma en cuenta el flujo de consumo del abonado, por lo que evita errores en la toma de lecturas.

Todo proyecto de control y reducción de pérdidas antes de ser ejecutado se debe evaluar económicamente para establecer la rentabilidad del mismo frente a las inversiones que se deben realizar, se considera que cada cuatro años se deben realizar campañas de revisión de pérdidas no técnicas, si ya se hizo una inversión previa para establecer estos proyectos, resulta más fácil implementarlos.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Para determinar las pérdidas técnicas se debe realizar un levantamiento en cuanto a: datos de conductores del alimentador primario, transformadores, datos de conductores de redes secundarias, consumo por transformador y por poste o pozo de revisión para acometidas.
- La parte más laboriosa en la determinación de pérdidas del alimentador, es la concatenación de los consumidores por pozo de revisión para los transformadores que sirven de muestra, en el resto de transformadores no es necesario conocer los consumidores por pozo de revisión, sin embargo, se debe determinar a los consumidores que se sirven del transformador.
- La determinación de las pérdidas técnicas en energía para los diferentes subsistemas requiere de medición de demanda de potencia en las fronteras, los parámetros que más se requieren son potencia activa y factor de potencia. Se recomienda emplear un intervalo de demanda de 15 minutos y un período de medición de 7 días.
- La población servida por una Empresa de Distribución es grande, para la desagregación de pérdidas no técnicas se debe recurrir al empleo de una muestra aleatoria simple, el error cometido en la toma de la muestra debe estar entre el 5 y el 10%
- La determinación de las cantidades de pérdidas de energía, por elemento del sistema y por tipo de pérdidas no técnicas, es necesario para emprender un programa de control y reducción de pérdidas, el mismo antes de ser

ejecutado se debe evaluar económicamente. La reducción de pérdidas trae beneficios para la Empresa, al reducir las pérdidas técnicas se disminuye los requerimientos de demanda, con la disminución de las pérdidas no técnicas se aumenta la energía facturada.

- Para el alimentador 3 de la Subestación El Calvario se tiene que las pérdidas totales son del 15.21%, las pérdidas técnicas del 4.27% y por diferencia las pérdidas no técnicas son del 10.68%. Los porcentajes son respecto del total de energía entregada a la salida del alimentador.
- Las pérdidas técnicas están dentro del margen recomendado por la OLADE (tolerable 4.9%). Las pérdidas no técnicas doblan a las pérdidas técnicas, las medidas de control y reducción para este caso en particular se deben orientar a los componentes de pérdidas no técnicas.
- De las pérdidas técnicas se tiene que el primario contribuye con el 0.17%, los transformadores con el 1.7%, los secundarios con el 0.97%, las acometidas con el 1.04% y los medidores con el 0.43%. Las pérdidas en el primario son bajas dada la configuración y el calibre de los conductores pues se hallan sobredimensionados. Las pérdidas en vacío de los transformadores son altas, 1.24% debido a que los transformadores son de gran capacidad con un factor de utilización bajo, y las resistivas son del 0.46%.
- Los secundarios presentan en conjunto pérdidas bajas, debido a los calibres de los conductores y la cantidad de circuitos que presentan los transformadores. Las acometidas presentan pérdidas relativamente altas por el número de clientes y por el calibre de los conductores.
- Las pérdidas representativas en los medidores son las que se dan en la bobina de potencial.

- En las pérdidas no técnicas contribuye el fraude con el 3.71%, los errores en los medidores con el 7.920%, por el proceso de lectura y facturación 1.01%, y por conexión directa el 0.25%. Predomina el rubro por errores en los medidores. Con el paso del tiempo y por la exposición de los medidores a la interperie sufren descalibraciones, con lo que la medición que realizan es defectuosa. El fraude se ve limitado por la ubicación de los contadores en la parte exterior de las viviendas. Para la facturación se toma en consideración el consumo promedio y la cantidad a pagar por el consumidor, y no se la realiza únicamente con las lecturas recogidas por los lectores, razón por la cual el error por lectura y facturación es bajo.
- Las conexiones directas se ven reducidas por el tipo de secundario y acometida empleado.
- La energía recuperada de un control de pérdidas no técnicas representa un beneficio económico. El plan de reducción de pérdidas para el alimentador 3 de la Subestación El Calvario debe ir orientado al control de fraudes y en especial a la verificación del correcto funcionamiento de los medidores.
- Las pérdidas técnicas y no técnicas en los alimentadores primarios difieren de uno a otro, por la configuración del sistema primario y redes secundarias, cantidad de transformadores de distribución y nivel socio económico de la población servida

6.2 RECOMENDACIONES.

Vincular a los consumidores con los transformadores de distribución, para ejecutar balances de energía a nivel de transformadores, alimentadores y subestaciones, los que determinarán las pérdidas y sus posibles causas. Se debe actualizar la información referente a los consumidores y redes del sistema con la finalidad de desarrollar estudios y análisis en forma periódica.

Realizar análisis similares en alimentadores con alto índice de pérdidas, que cuenten con la información necesaria.

Al realizar reconfiguraciones de la red secundaria, considerar la capacidad de los transformadores de distribución, para su óptimo aprovechamiento. Considerar las pérdidas en vacío de los transformadores, su independencia de la carga y el elevado porcentaje de pérdidas en alimentadores con poca carga.

Concientizar al personal de la Empresa a actuar honestamente al detectar alteraciones y anomalías en las instalaciones eléctricas de los consumidores.

Dar a conocer a la población las sanciones a las que se exponen en caso de cometer fraudes, para evitar que se sigan expandiendo. Para ello es necesario socializar el reglamento de sanciones que posee la Empresa ELEPCO S.A.

Evaluación del proceso de registro de lecturas y facturación, en la muestra se notó una distorsión entre los datos registrados por los lectores y los que se hallaban en la base de datos del Departamento Comercial.

Se debe contar con un marco legal para el control de los consumidores infractores, el mismo que abalice las acciones de la Empresa y sancione las alteraciones del equipo de medición.

BIBLIOGRAFIA

1. Organización Latinoamericana de Energía OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", Vol I, Metodología, Quito, 1993.
2. Organización Latinoamericana de Energía OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", Vol II, Estudio de casos, Quito, 1993.
3. Banco Mundial / Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo Eléctrico (UNDP), "Programa de mejoramiento de la Eficiencia del Sector Eléctrico", Reducción de pérdidas en la Distribución de la Electricidad, Ecuador, 1982.
4. CIER, Interconexiones, "Pérdidas eléctricas", Septiembre 2000
5. Riofrio Carlos, Apuntes de la materia Sistemas de Distribución, E.P.N, F.I.E, Quito 1999.
6. Orejuela Víctor, "Folletos de distribución I y II", E.P.N, F.I.E, Quito 1984.
7. Iowa State College, "Load Characteristics of Southeastern Iowa Farms Using Electric Ranges", bulletin 420, January 1955.
8. Empresa Eléctrica Ambato, "Normas para sistemas de distribución", Ambato 1989.
9. Registro Oficial No 134; Febrero 1999
10. Rivera Lucio, "Planeamiento a corto plazo para la ciudad de Ibarra", Tesis E.P.N, F.I.E, Quito 1999.
11. Hinojosa Vinicio, "Estudio de la metodología para el control y reducción de pérdidas del sistema eléctrico de distribución de la ciudad de Ibarra", Tesis E.P.N, F.I.E, Quito, Febrero 1999.
12. Grijalva Santiago, "Nuevos métodos de evaluación de pérdidas en sistemas de distribución", Tesis E.P.N, F.I.E, Septiembre 1994.
13. Bastidas Miguel, "Pérdidas técnicas en los alimentadores del Distrito Centro Norte de Quito", Tesis, E.P.N, F.I.E, Julio 1998
14. Daquilema L, " Metodología para el Control y Reducción de Pérdidas Negras en un Sistema Eléctrico de Distribución. Aplicación al Sistema Eléctrico de Riobamba", Tesis, E.P.N, F.I.E, Quito, Febrero 1996.

15. Otorongo M, Silva A, "Programa de reducción de pérdidas técnicas en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Ambato S.A." Tesis, E.P.N, F.I.E, Quito 1996.
16. Poveda Mentor, A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environmente of High Unregistered Loads. IEEE Transmission and Distribution Conference, New Orleans, April 1999.
17. Orejuela Víctor, "Optimización del diseño eléctrico en las redes de distribución de media tensión", XI Seminario de Distribución de Energía Eléctrica Guayaquil, Abril 1993.
18. Ruales Joe, "Análisis de sensibilidad de pérdidas técnicas en el diseño de redes de distribución", Tesis, E.P.N, F.I.E, Junio 1995.
19. Rosero Ramiro, "Evaluación de pérdidas técnicas en sistemas de Distribución, aplicación al sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.", Tesis, E.P.N, F.I.E., Enero 1994.
20. Martín M y Romati O, "Pérdidas de Energía", Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), Uruguay 1919.
21. Fink Donald, "Manual de Ingeniería Eléctrica", Tomo III, Mc-Graw Hill, Mexico, 1995.
22. WESTINGHOUSE, "Electric Engineering Reference Book Distribution System". East Pisttsburgh, Pennsylvania 1965.
23. Scott & Scott, Manual del DPA/G 3.12.
24. E.P.N, "Proyecto de Pérdidas de Energía Eléctrica EMELNORTE S.A.", Metodología Propuesta para la estimación de Pérdidas, Quito 1998.
25. OLADE, "Revista Energética", Quito, Septiembre de 1996.
26. ELEPCO S.A., Departamento de Comercialización", Latacunga, 2000.
27. ELEPCO S.A., Area de Inventarios, Latacunga, 2000.
28. ELEPCO S.A., Area de Redes Subterráneas, Latacunga 2000.
29. Moreno del Valle Carlos, "Identificación de las mayores causales de pérdidas no técnicas en los Circuitos de Distribución Eléctrica", CIER, Belo Horizonte Brasil 1999.

APENDICES

APENDICE 1

DATOS TECNICOS DEL ANALIZADOR DE REDES AR5 MARCA CIRCUTOR

Se trata de un instrumento digital basado en un sistema de microprocesador que toma muestras de las ondas de tensión y de corriente, calcula los valores eficaces de tensión y de corriente con un determinado tiempo de promediado que puede ser de un segundo.

Mide la tensión de la red directamente, emplea pinzas de corriente practicables para capturar la corriente. Tiene una memoria para almacenar datos de forma que se emplean como registradores de tensión y de corriente.

Las principales variables medidas y calculadas por el analizador son las siguientes:

Tensión instantánea, eficaz, mínima y máxima por fase y trifásica.

Corriente instantánea, eficaz, mínima y máxima por fase y trifásica.

Potencia activa instantánea, media, mínima y máxima por fase y trifásica.

Potencia reactiva inductiva y capacitiva, instantánea, media, mínima y máxima por fase y trifásica.

Factor de potencia instantáneo, medio, mínimo y máximo por fase y trifásico.

Frecuencia media, mínima y máxima.

Potencia aparente trifásica media, mínima y máxima.

Energía activa por fase.

Energía reactiva inductiva por fase.

Energía reactiva capacitiva por fase.

APENDICE 2

DATOS TECNICOS DEL ANALIZADOR DE REDES AEMC 3950

El AEMC 3950 es un analizador programable capaz de medir, desplegar y guardar valores de demanda y de consumo en sistemas monofásicos, trifásicos ya sean balanceados o desbalanceados. Las medidas son desplegadas a una pantalla alfanumérica LCD y guardados en memoria para salida a una impresora o computador a través de la interfaz RS232-C. El analizador modelo 3950 mide los siguientes valores instantáneos:

- Voltaje eficaz.
- Corriente eficaz.
- Potencia aparente.
- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Factor de potencia en adelanto o retraso.
- Frecuencia.

Las mediciones pueden ser por fase o para el sistema total. La energía activa y reactiva se miden definiendo un período de integración o por pulsos externos de sincronización. Permite almacenar 3560 valores con una memoria RAM, con intervalos de tiempo de 1, 5, o 10 minutos. Las especificaciones del analizador son las siguientes:

Parámetro	Rango de medición	Precisión
Voltaje	10.00 a 39.99 V	$\pm (0.5\% R + 40 \text{ dígitos})$
	40.00 a 99.99 V	$\pm (0.5\% R + 2 \text{ dígitos})$
	100.0 a 660.0 V	$\pm (0.2\% R + 2 \text{ dígitos})$

Parámetro	Rango de medición	Precisión	
Corriente	Punta de corriente C14	1.0 a 9.99 A	$\pm (0.5\% R + 2 \text{ dígitos})$
		1.0 a 999.9	$\pm (0.2\% R + 2 \text{ dígitos})$
Potencia activa	0 a 999.9 MW	0.3% R \pm 2 dígitos (90 a 660 V y 10 a 1000)	
Frecuencia	25 a 999.9 Hz	0.1% R \pm 1 dígito	
Potencia aparente	0 a 999.9 MVA	0.3% R \pm 2 dígitos	
Potencia reactiva	0 a 999.9 Mvar	0.3% R \pm 2 dígitos	
Factor de potencia	0 a 0.5 adelanto y retraso	0.3% R \pm 10 dígitos	
	0.501 a 1 adelanto y retraso	0.3% R \pm 5 dígitos	
Energía activa	0 a 999.9 MWh	0.3% R \pm 2 dígitos	
Energía reactiva	0 a 999.9 Mvarh	0.3% R \pm 2 dígitos	

APENDICE 3

DATOS DEL ANALIZADOR DE REDES DRANETZ 8000-2

El analizador 8000-2 mide, guarda y despliega parámetros de un sistema eléctrico, que ayudan al análisis del sistema. Mide parámetros instantáneos cada segundo y realiza cálculos para otros parámetros. Permite comunicarse con un computador por el puerto serial RS232

El 8000-2 mide valores eficaces de corriente y voltaje, puede trabajar como un osciloscopio, mide ángulo de fase en sistemas desbalanceados, analiza distorsiones armónicas según la norma IEEE 519 y IEC 555-2, mide demanda de potencia y energía. Monitorea configuraciones, monofásicas a 2 hilos, trifásicas en delta y estrella. El 8000-2 mide y calcula los siguientes parámetros:

- Voltaje eficaz.
- Corriente eficaz.
- Potencia aparente.
- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Demanda proyectada.
- Factor de potencia
- Frecuencia.
- Distorsión armónica de voltaje.
- Distorsión armónica de corriente.
- Demanda.
- Energía por intervalo, diaria y mensual.

Opera entre 5 y 45 ° Celsius con una humedad del 0 al 90%, tiene una memoria RAM de 512 kbytes, y una ROM de 1 Mbytes.

Las especificaciones técnicas del analizador son las siguientes:

Parámetro	Rango de medición	Precisión
Voltaje	10 - 600V ca	± 0.1% R ± 0.01% a full escala
	10 - 600V cd	
Corriente	10 a 200 % de full escala	± 0.1% R ± 0.01% a full escala
Resistencia de entrada	Entrada de voltaje	2 Mohms
	Entrada de corriente	150 kohms
Potencia activa		± 0.2% R ± 0.002% a full escala
Frecuencia	30 - 450 Hz	± 0.2% R
Potencia aparente		± 0.2% R ± 0.002% a full escala
Potencia reactiva	0 a 999.9 Mvar	Depende del factor de potencia
Factor de potencia		± 0.02% típico
Demanda		± 0.2% R ± 0.002% a full escala

APENDICE 4

DATOS DEL MEDIDOR ELECTRONICO A1R-L MARCA ABB

El medidor ABB mide y registra datos de demanda y energía activa y reactiva en intervalos de 1 a 60 minutos o más. Puede indicar energía activa y adicionalmente energía reactiva o aparente. Se emplea en rangos de voltaje entre 96 y 528 voltios.

Las especificaciones técnicas son las siguientes:

Rango de voltaje entre 96 y 528 V ca, error $\pm 0.01\%$

Corriente 120% de I_{max} , temporalmente 200% de I_{max} . $I_{max} = 20, 100$ o 200 A, error $\pm (0.2 + 0.001(I_{max}/I) \times (1 + \tan(\phi)))\%$, I corriente de línea, ϕ ángulo del factor de potencia.

Temperatura -40 a 55 °Celsius

Humedad 0 a 100% RH.

Frecuencia 60 Hz $\pm 5\%$.

Clase 0.2 según norma IEC.

Variación de $\pm 2\%$ en mediciones de corriente, voltaje y factor de potencia

APENDICE 5

BANCO DE ENSAYO SEMIAUTOMÁTICO PARA MEDIDORES ELÉCTRICOS PYC 5050 SCHLUMBERGER

El PYC 5050 está basado en el patrón multímetro SM 5050, permite realizar medición de los parámetros de manera directa sin el uso de transformadores de medida. El PYC 5050 es controlado por un programa de fácil manejo, tres son los puntos importantes del programa:

- Selección del ensayo a realizar.
- Selección de los parámetros de prueba.
- Cálculo del error de los medidores. Las marcas de los medidores son detectadas por fotocélulas y los errores son calculados por el sistema con la fórmula:

$$\text{Error (\%)} = \frac{\text{kWh teórico} - \text{kWh real}}{\text{kWh real}}$$

Funciones principales realizadas por el PYC 5050:

- Cálculo de errores para un ensayo definido.
- Verificación automática de las constantes de los medidores.
- Verificación automática de máxímetros mecánicos o electrónicos.
- Verificación automática de emisores de impulsos. DIN 43864 contacto libre.
- Pruebas secuenciales automáticas.

Medidores trifásicos:

Corriente monofásica (carga desequilibrada).

Fase R, S, T: $I_n U_n \cos \varphi = 1$

$I_n U_n \cos \varphi = 0.5$

Corriente trifásica (carga equilibrada).

$I_n U_n \cos \varphi = 1$

$I_n U_n \cos \varphi = 0.5$

$$I_n/10 U_n \cos \varphi = 1$$

Medidores monofásicos: $I_n U_n \cos \varphi = 1$

$$I_n U_n \cos \varphi = 0.5$$

$$I_n/10 U_n \cos \varphi = 1$$

Para llevar a cabo estas pruebas secuenciales es necesario ajustar U , I y la fase manualmente. A continuación el computador, toma el control de las pruebas y se muestran los resultados en pantalla. En las pruebas U , I y φ son seleccionados automáticamente siguiendo la secuencia. En los medidores existen las pruebas automáticas de arranque ($I_n/10$, $U_n \cos \varphi = 1$) y carga en vacío ($I_n=0$, U_n , $\cos \varphi = 1$). El programa de cálculo de error permite realizar pruebas de contadores eléctricos con constantes diferentes simultáneamente conectados,

- Cálculo de promedios y desviaciones estándar de los errores calculados.

SISTEMA DE EMBORNAMIENTO.

El soporte de suspensión de los medidores está compuesto por una mesa de embornamiento con capacidad para 20 medidores, 10 en cada cara. En la mesa se localizan los siguientes instrumentos:

- 20 fotocélulas capaces de detectar la marca del disco.
- 20 calculadores individuales de error CI-2000, encargados de visualizar el error de los medidores y capaces de realizar las siguientes funciones:
 - Cálculo del error.
 - Sistema de indicación de tolerancia.
 - Pulsador individual de RESET
 - Calculadores usados en las pruebas de arranque y vacío.
 - Totalizador de error tipo LED con signo y tres dígitos.
 - Verificación de emisores de pulsos, con capacidad para verificar 2 medidores.

- Túnel provisto con una pantalla VGA para la visualización de los errores y ensayos realizados.

CARACTERISTICAS GENERALES.

El SM 5050 lleva incorporado un multímetro que permite medir los siguientes parámetros:

- Frecuencia
- Tensiones simples y compuestas
- Corrientes
- Factores de potencia por fase y trifásicos
- Angulos de desfase entre corrientes y tensiones por fase
- Angulos de desfase entre tensiones
- Energía activa y reactiva trifásica, energía aparente
- Temperatura ambiente

El SM 5050 permite el control de los medidores monofásicos, trifásicos a 3 y 4 hilos de activa y reactiva a través del teclado. El control de reactiva es de acuerdo a la norma CEI 145.

Medidores de energía activa:

- Monofásicos 2 y 3 hilos
- Trifásicos 3 y 4 hilos

Medidores de energía reactiva:

- Monofásicos
- Trifásicos 3 hilos, clase 60°, 90°, neutro artificial, clase 0°
- Trifásicos 4 hilos, clase 90°, clase 0°

Las condiciones de medición del SM 5050 son:

Temperatura	0 a 50°C
Frecuencia	45 a 66 Hz
Tensión	45 a 290 V (tensiones simples)
Corriente (entrada 2 A)	10 mA a 2.4 A
Corriente (entrada 200 A)	1 A a 240 A

DATOS TECNICOS DEL PATRON SM 5050

Medición de tensión de 45 a 290 V	0.2%
Medición de corriente de 1 a 120% del calibre	0.2%
De 0.5 a 1% del calibre	0.3%
Medición de los factores de potencia	0.01
Medición de los ángulos	1°
Medición de frecuencia	0.01 Hz
Medición de frecuencia (en sincro ext.)	0.02 Hz
Medición de temperatura	2° C
Medición de potencias y energías.	

	Activa	Reactiva
Para un factor de potencia de 1		
De 1 a 50% del calibre	0.05%	0.15%
Del 50 al 120% del calibre 2 A	0.05%	0.15%
De 0.5 a 1% del calibre	0.07%	0.2%
De 50 A 120% del calibre 200 A	0.07%	0.2%

Para un factor de potencia de > 0.5

De 1 a 50% del calibre	0.1%	0.2%
Del 50 al 120% del calibre 2 A	0.1%	0.2%
De 0.5 a 1% del calibre	0.15%	0.25%
De 50 A 120% del calibre 200 A	0.15%	0.15%

Coefficiente de temperatura para un factor de potencia de 1

De 1 a 50% del calibre	20 ppm/K
Del 50 al 120% del calibre 2 A	20 ppm/K
De 0.5 a 1% del calibre	50 ppm/K
De 50 a 120% del calibre 200 A	30 ppm/K

Coefficiente de temperatura para un factor de potencia de 0.5

De 1 a 50% del calibre	30 ppm/K
Del 50 al 120% del calibre 2 A	30 ppm/K
De 0.5 a 1% del calibre	70 ppm/K
De 50 a 120% del calibre 200 A	50 ppm/K

El SM 5050 puede conectarse a un ordenador a través de la interface RS232, la que permite la lectura de todas las mediciones efectuadas por el SM 5050 Y permite la configuración de mediciones del SM 50550. La interface permite la Recalibración del SM 5050, acceso protegido por un llave.

ANEXOS

ANEXO 1

**DATOS DE DEMANDAS MEDIDAS PARA EL
ALIMENTADOR Y LAS CAMARAS DE TRANSFORMACIÓN**

ANEXO 1.1

**DATOS DE DEMANDAS MEDIDAS PARA EL
ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACION EL CALVARIO
DEL SISTEMA DE ELEPCO S.A.**

Demandas para el alimentador 3 de la subestación el Calvario, medidas realizadas con el analizador de redes AR5 marca Circutor.

Fecha: 22-10 – 2000 al 28 – 10 – 2000.

Demanda en kW. Fase A

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	160.68	135.22	141.59	141.59	133.63	147.95	147.95
0:15:00	159.09	130.45	136.81	136.81	138.40	139.99	141.59
0:30:00	155.90	130.45	138.40	135.22	138.40	139.99	139.99
0:45:00	152.72	130.45	133.63	133.63	130.45	139.99	135.22
1:00:00	151.13	132.04	135.22	130.45	132.04	135.22	133.63
1:15:00	146.36	127.27	132.04	132.04	132.04	133.63	132.04
1:30:00	146.36	125.68	133.63	128.86	128.86	132.04	130.45
1:45:00	141.59	127.27	127.27	125.68	130.45	132.04	130.45
2:00:00	143.18	124.09	125.68	125.68	132.04	130.45	130.45
2:15:00	138.40	124.09	128.86	124.09	127.27	128.86	127.27
2:30:00	136.81	124.09	127.27	127.27	127.27	128.86	125.68
2:45:00	133.63	125.68	127.27	122.49	127.27	128.86	122.49
3:00:00	132.04	122.49	127.27	125.68	125.68	128.86	124.09
3:15:00	132.04	122.49	125.68	122.49	125.68	127.27	124.09
3:30:00	128.86	125.68	128.86	125.68	125.68	125.68	124.09
3:45:00	128.86	125.68	128.86	127.27	127.27	127.27	124.09
4:00:00	133.63	128.86	130.45	125.68	128.86	125.68	124.09
4:15:00	132.04	132.04	135.22	125.68	128.86	127.27	128.86
4:30:00	133.63	132.04	136.81	130.45	127.27	133.63	127.27
4:45:00	136.81	133.63	139.99	133.63	138.40	138.40	130.45
5:00:00	139.99	133.63	146.36	139.99	143.18	144.77	138.40
5:15:00	143.18	144.77	147.95	144.77	152.72	151.13	141.59
5:30:00	147.95	157.49	163.86	155.90	167.04	163.86	149.54
5:45:00	138.40	170.22	170.22	141.59	165.45	174.99	147.95
6:00:00	125.68	187.72	187.72	174.99	167.04	179.77	139.99
6:15:00	128.86	200.45	209.99	203.63	195.68	200.45	135.22
6:30:00	139.99	203.63	214.77	205.22	206.81	192.49	146.36
6:45:00	144.77	209.99	219.54	217.95	216.36	208.40	159.09
7:00:00	146.36	211.58	221.13	218.35	225.90	214.77	174.99
7:15:00	157.49	206.81	233.86	220.33	213.18	227.49	187.72
7:30:00	155.90	229.08	249.77	240.62	241.81	241.81	189.31
7:45:00	162.27	232.27	248.18	243.80	251.36	243.40	198.86
8:00:00	174.99	256.13	264.08	260.11	256.13	264.08	219.54
8:15:00	182.95	286.36	292.72	287.15	281.58	287.95	230.68
8:30:00	179.77	305.45	308.63	303.46	287.95	311.81	249.77
8:45:00	182.95	321.36	311.81	314.20	300.68	322.95	260.90
9:00:00	187.72	324.54	324.54	318.17	302.27	321.36	283.18
9:15:00	198.86	332.49	322.95	328.52	327.72	330.90	294.31
9:30:00	202.06	334.08	327.72	332.89	335.67	334.08	294.31
9:45:00	203.13	332.49	329.31	330.11	330.90	327.72	284.77
10:00:00	203.35	337.27	327.72	331.70	329.31	332.49	289.54
10:15:00	203.94	343.63	334.08	334.08	329.31	329.31	291.13
10:30:00	204.71	337.27	332.49	329.71	324.54	324.54	292.72
10:45:00	205.32	338.86	334.08	330.11	321.36	326.13	286.36
11:00:00	206.17	338.86	334.08	330.11	324.54	322.95	291.13
11:15:00	203.80	345.22	334.08	332.1	327.72	321.36	281.58

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:30:00	201.86	337.27	334.08	328.12	324.54	316.58	275.22
11:45:00	201.00	329.31	332.49	325.33	321.36	318.18	273.63
12:00:00	199.69	313.40	319.77	313.40	308.63	311.81	278.40
12:15:00	198.86	300.68	310.22	303.06	295.90	305.45	268.86
12:30:00	196.49	295.90	300.68	297.10	294.31	297.49	270.45
12:45:00	194.99	279.99	289.54	285.56	276.81	295.90	264.08
13:00:00	192.82	264.08	275.22	272.04	262.49	286.36	257.72
13:15:00	184.15	251.36	270.45	261.30	251.36	272.04	257.72
13:30:00	181.44	251.36	268.86	258.12	246.58	265.68	249.77
13:45:00	159.09	251.36	268.86	258.12	249.77	262.49	248.18
14:00:00	160.68	265.68	275.22	269.65	259.31	278.40	244.99
14:15:00	157.49	281.58	279.99	282.38	278.40	289.54	241.81
14:30:00	157.49	291.13	299.08	295.50	289.54	302.27	243.40
14:45:00	163.86	302.27	307.04	304.25	294.31	313.40	240.22
15:00:00	162.27	316.58	313.40	314.20	297.49	329.31	243.40
15:15:00	167.04	313.40	327.72	321.75	295.90	349.99	243.40
15:30:00	163.86	329.31	326.13	333.29	307.04	370.67	251.36
15:45:00	159.09	327.72	340.45	342.04	318.18	381.81	254.54
16:00:00	154.31	324.54	343.63	344.03	326.13	381.81	244.99
16:15:00	159.09	326.13	343.63	345.62	330.90	381.81	249.77
16:30:00	163.86	332.49	334.08	343.23	327.72	378.63	251.36
16:45:00	162.27	342.04	337.27	345.22	326.13	375.45	257.72
17:00:00	162.27	353.17	330.90	345.62	330.90	367.49	257.72
17:15:00	168.63	356.36	335.67	348.40	337.27	364.31	259.31
17:30:00	174.99	367.49	335.67	350.79	345.22	354.77	267.27
17:45:00	190.90	388.17	356.36	365.90	361.13	357.95	284.77
18:00:00	224.31	394.54	381.81	385.39	386.58	378.63	322.95
18:15:00	275.22	424.77	432.72	427.95	432.72	421.58	365.90
18:30:00	297.49	437.49	445.45	434.71	437.49	418.40	388.17
18:45:00	307.04	427.95	439.08	425.16	426.36	407.27	389.77
19:00:00	302.27	410.45	421.58	409.25	410.45	394.54	381.81
19:15:00	303.86	397.72	412.04	398.12	396.13	386.58	378.63
19:30:00	311.81	381.81	276.81	352.38	381.81	369.08	365.90
19:45:00	308.63	367.49	316.58	351.19	367.49	353.17	343.63
20:00:00	313.40	349.99	346.81	346.81	354.77	335.67	329.31
20:15:00	299.08	348.40	342.04	340.45	348.40	322.95	310.22
20:30:00	297.49	337.27	338.86	330.11	334.08	310.22	313.40
20:45:00	286.36	324.54	329.31	320.96	326.13	303.86	291.13
21:00:00	268.86	308.63	303.86	301.87	311.81	283.18	268.86
21:15:00	248.18	287.95	289.54	289.94	300.68	281.58	251.36
21:30:00	238.63	283.18	279.99	277.61	286.36	260.90	238.63
21:45:00	224.31	267.27	260.90	258.91	262.49	244.99	224.31
22:00:00	211.58	238.63	246.58	241.02	251.36	227.49	211.58
22:15:00	195.68	221.13	222.72	220.73	229.08	209.99	202.04
22:30:00	182.95	205.22	205.22	204.03	206.81	198.86	189.31
22:45:00	167.04	181.36	187.72	187.72	195.68	186.13	184.54
23:00:00	159.09	173.40	174.99	173.80	176.58	170.22	174.99
23:15:00	152.72	165.45	160.68	163.06	165.45	160.68	168.63
23:30:00	147.95	154.31	151.13	155.90	162.27	155.90	167.04
23:45:00	141.59	149.54	146.36	151.13	154.31	154.31	165.45

Demandas para el alimentador 3 de la subestación el Calvario, medidas realizadas con el analizador de redes AR5 marca Circutor.

Fecha: 22-10 – 2000 al 28 – 10 –2000.

Demanda en kW. Fase B

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	150.11	120.09	126.41	131.15	127.99	143.79	145.37
0:15:00	146.95	113.77	120.09	126.41	129.57	137.47	139.05
0:30:00	142.21	112.19	121.67	123.25	126.41	131.15	132.73
0:45:00	140.63	112.19	118.51	120.09	123.25	131.15	131.15
1:00:00	137.47	109.03	113.77	118.51	118.51	126.41	127.99
1:15:00	135.89	109.03	113.77	113.77	123.25	124.83	121.67
1:30:00	131.15	107.45	112.19	115.35	121.67	123.25	118.51
1:45:00	129.57	105.87	112.19	113.77	120.09	120.09	118.51
2:00:00	127.99	105.87	112.19	112.19	115.35	118.51	118.51
2:15:00	126.41	105.87	112.19	110.61	113.77	118.51	115.35
2:30:00	126.41	109.03	113.77	109.03	115.35	118.51	113.77
2:45:00	126.41	107.45	112.19	109.03	116.93	118.51	113.77
3:00:00	126.41	104.29	110.61	110.61	113.77	115.35	112.19
3:15:00	123.25	105.87	110.61	109.03	113.77	116.93	110.61
3:30:00	118.51	105.87	110.61	112.19	113.77	118.51	113.77
3:45:00	116.93	105.87	112.19	112.19	115.35	113.77	112.19
4:00:00	121.67	110.61	112.19	113.77	116.93	116.93	113.77
4:15:00	120.09	112.19	118.51	112.19	118.51	116.93	115.35
4:30:00	120.09	112.19	120.09	116.93	118.51	121.67	116.93
4:45:00	120.09	110.61	123.25	118.51	124.83	124.83	115.35
5:00:00	129.57	120.09	127.99	126.41	132.73	131.15	121.67
5:15:00	129.57	127.99	135.89	137.47	145.37	137.47	132.73
5:30:00	134.31	143.79	145.37	151.69	150.11	158.02	139.05
5:45:00	127.99	158.02	161.18	139.05	164.34	169.08	137.47
6:00:00	123.25	178.56	186.46	181.72	170.66	176.98	137.47
6:15:00	127.99	197.52	216.48	202.26	202.26	208.58	145.37
6:30:00	139.05	214.90	222.80	205.42	227.54	216.48	150.11
6:45:00	142.21	213.32	214.90	216.48	225.96	224.38	162.76
7:00:00	156.43	221.22	221.22	221.22	222.80	219.64	181.72
7:15:00	165.92	216.48	243.35	231.49	229.12	237.03	189.62
7:30:00	169.08	227.54	252.83	241.37	237.03	248.09	191.20
7:45:00	175.40	229.12	252.83	244.93	246.51	251.25	205.42
8:00:00	176.98	254.41	274.95	265.07	257.57	273.37	233.86
8:15:00	189.62	274.95	284.43	282.85	279.69	292.33	235.44
8:30:00	186.46	295.49	308.13	304.18	301.81	311.29	259.15
8:45:00	180.14	317.62	306.55	314.06	308.13	323.94	260.73
9:00:00	183.30	316.04	320.78	319.2	311.29	328.68	278.11
9:15:00	184.88	323.94	327.10	329.86	328.68	339.74	281.27
9:30:00	201.66	322.36	335.00	334.21	335.00	344.48	290.75
9:45:00	202.73	316.04	331.84	329.47	333.42	336.58	293.91
10:00:00	210.07	327.10	327.10	331.05	331.84	338.16	300.23
10:15:00	203.53	336.58	336.58	334.21	323.94	339.74	300.23
10:30:00	204.30	333.42	339.74	332.63	323.94	333.42	298.65
10:45:00	204.91	338.16	330.26	332.63	327.10	335.00	293.91

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:00:00	205.75	339.74	331.84	334.21	327.10	338.16	298.65
11:15:00	203.39	342.90	336.58	331.84	327.10	320.78	303.39
11:30:00	201.46	333.42	333.42	327.10	323.94	317.62	295.49
11:45:00	200.59	323.94	325.52	321.17	317.62	317.62	286.01
12:00:00	199.30	312.87	317.62	311.69	303.39	312.87	286.01
12:15:00	198.46	297.07	308.13	303.00	297.07	309.71	279.69
12:30:00	196.10	289.17	297.07	293.91	287.59	301.81	274.95
12:45:00	194.60	273.37	286.01	285.62	278.11	304.97	265.47
13:00:00	192.44	259.15	270.21	271.00	265.47	289.17	260.73
13:15:00	183.78	251.25	267.05	261.91	251.25	278.11	255.99
13:30:00	181.08	244.93	259.15	255.59	244.93	273.37	251.25
13:45:00	159.6	241.77	259.15	253.62	246.51	267.05	252.83
14:00:00	162.76	254.41	271.79	264.28	255.99	274.95	249.67
14:15:00	158.02	267.05	276.53	274.16	267.05	286.01	252.83
14:30:00	158.02	284.43	290.75	290.75	282.85	304.97	249.67
14:45:00	156.43	300.23	300.23	301.42	290.75	314.45	244.93
15:00:00	164.34	311.29	308.13	313.66	297.07	338.16	249.67
15:15:00	159.6	311.29	312.87	321.57	304.97	357.12	244.93
15:30:00	154.85	314.45	322.36	331.05	309.71	377.66	249.67
15:45:00	150.11	320.78	328.68	338.55	319.2	385.56	249.67
16:00:00	150.11	323.94	333.42	341.32	327.10	380.82	252.83
16:15:00	159.6	323.94	339.74	344.48	333.42	380.82	248.09
16:30:00	162.76	330.26	336.58	342.90	330.26	374.50	254.41
16:45:00	162.76	339.74	336.58	345.27	330.26	374.50	262.31
17:00:00	164.34	346.06	333.42	346.45	336.58	369.76	262.31
17:15:00	170.66	355.54	338.16	351.19	341.32	369.76	267.05
17:30:00	172.24	366.60	338.16	354.35	352.38	360.28	282.85
17:45:00	183.30	382.40	358.70	372.53	380.82	368.18	306.55
18:00:00	219.64	385.56	380.82	388.72	401.37	387.14	339.74
18:15:00	271.79	407.69	412.43	420.72	439.29	423.49	368.18
18:30:00	297.07	418.75	409.27	421.91	439.29	420.33	380.82
18:45:00	317.62	410.85	399.79	412.43	428.23	410.85	380.82
19:00:00	304.97	396.63	383.98	397.02	409.27	398.21	379.24
19:15:00	306.55	383.98	379.24	388.33	395.05	395.05	368.18
19:30:00	309.71	371.34	259.15	347.24	385.56	372.92	358.70
19:45:00	306.55	353.96	309.71	347.24	371.34	353.96	339.74
20:00:00	295.49	344.48	304.97	336.18	357.12	338.16	328.68
20:15:00	289.17	335.00	338.16	339.34	357.12	327.10	311.29
20:30:00	276.53	323.94	335.00	328.68	344.48	311.29	303.39
20:45:00	260.73	319.2	312.87	313.66	325.52	297.07	289.17
21:00:00	255.99	298.65	293.91	296.68	314.45	279.69	267.05
21:15:00	235.44	284.43	286.01	284.04	293.91	271.79	255.99
21:30:00	213.32	274.95	270.21	271.79	284.43	257.57	233.86
21:45:00	200.68	255.99	257.57	255.99	267.05	243.35	222.80
22:00:00	191.20	229.12	240.19	237.02	254.41	224.38	208.58
22:15:00	178.56	210.16	224.38	218.46	232.28	207.00	199.10
22:30:00	164.34	192.78	205.42	201.87	210.16	199.10	186.46
22:45:00	158.02	172.24	183.30	182.51	191.20	183.30	175.40
23:00:00	146.95	162.76	164.34	167.50	172.24	170.66	169.08
23:15:00	135.89	154.85	146.95	155.64	162.76	158.02	161.18
23:30:00	131.15	143.79	140.63	149.32	158.02	154.85	161.18
23:45:00	124.83	132.73	137.47	143.79	154.85	150.11	158.02

Demandas para el alimentador 3 de la subestación el Calvario, medidas realizadas con el analizador de redes AR5 marca Circutor.

Fecha: 22-10 – 2000 al 28 – 10 –2000.

Demanda en kW. Fase C

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	156.22	126.24	134.13	137.28	130.97	143.59	145.17
0:15:00	149.91	124.66	129.39	130.97	129.39	138.86	138.86
0:30:00	146.75	126.24	126.24	127.81	129.39	137.28	135.70
0:45:00	148.33	121.50	126.24	129.39	124.66	135.70	132.55
1:00:00	143.59	121.50	126.24	126.24	126.24	135.70	127.81
1:15:00	142.02	118.35	124.66	126.24	126.24	127.81	126.24
1:30:00	138.86	121.50	126.24	124.66	121.50	127.81	124.66
1:45:00	134.13	118.35	121.50	124.66	121.50	127.81	124.66
2:00:00	134.13	116.77	118.35	121.50	121.50	127.81	121.50
2:15:00	134.13	118.35	118.35	121.50	121.50	127.81	123.08
2:30:00	135.70	118.35	119.92	123.08	121.50	127.81	121.50
2:45:00	132.55	118.35	119.92	118.35	119.92	129.39	121.50
3:00:00	127.81	116.77	121.50	116.77	119.92	123.08	118.35
3:15:00	126.24	115.19	118.35	119.92	119.92	123.08	118.35
3:30:00	127.81	116.77	121.50	119.92	119.92	121.50	119.92
3:45:00	124.66	115.19	119.92	119.92	123.08	123.08	118.35
4:00:00	127.81	118.35	121.50	119.92	119.92	123.08	119.92
4:15:00	126.24	123.08	127.81	121.50	119.92	123.08	121.50
4:30:00	129.39	121.50	126.24	124.66	119.92	124.66	123.08
4:45:00	132.55	123.08	126.24	123.08	127.81	132.55	130.97
5:00:00	137.28	124.66	134.13	129.39	132.55	137.28	135.70
5:15:00	137.28	135.70	138.86	140.44	145.17	143.59	140.44
5:30:00	146.75	146.75	148.33	156.22	153.06	159.37	145.17
5:45:00	130.97	148.33	160.95	140.44	151.48	162.53	148.33
6:00:00	124.66	170.42	192.51	175.15	168.84	168.84	138.86
6:15:00	129.39	195.67	208.29	203.56	194.09	192.51	140.44
6:30:00	132.55	201.98	211.45	213.03	219.34	201.98	151.48
6:45:00	148.33	205.14	220.92	219.34	225.65	219.34	162.53
7:00:00	151.48	217.76	231.96	222.89	222.49	219.34	170.42
7:15:00	153.06	211.45	238.27	228.02	227.23	235.12	187.78
7:30:00	159.37	238.27	257.21	244.19	235.12	246.16	194.09
7:45:00	168.84	241.43	250.90	244.19	238.27	246.16	201.98
8:00:00	175.15	246.16	271.41	259.97	247.74	274.57	219.34
8:15:00	186.20	269.83	282.46	277.72	271.41	287.19	227.23
8:30:00	197.25	298.24	301.39	299.42	290.35	307.71	231.96
8:45:00	179.89	314.02	306.13	311.65	299.82	326.64	241.43
9:00:00	179.89	310.86	321.91	316.78	310.86	323.49	268.26
9:15:00	195.67	321.91	321.91	323.88	326.64	325.06	285.61
9:30:00	201.46	323.49	332.95	331.38	332.95	336.11	279.30
9:45:00	202.52	317.17	337.69	330.19	328.22	337.69	287.19
10:00:00	202.74	321.91	331.38	328.61	328.22	332.95	299.82
10:15:00	203.33	331.38	339.27	332.95	325.06	336.11	293.50
10:30:00	204.10	326.64	336.11	328.22	321.91	328.22	288.77
10:45:00	204.71	329.80	332.95	328.22	321.91	328.22	280.88

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:00:00	205.55	337.69	342.42	332.56	325.06	325.06	295.08
11:15:00	203.19	340.84	332.95	330.98	329.80	320.33	295.08
11:30:00	201.26	340.84	336.11	329.80	326.64	315.6	291.93
11:45:00	200.39	326.64	332.95	323.88	315.6	320.33	287.19
12:00:00	199.10	314.02	318.75	314.02	307.71	315.6	282.46
12:15:00	198.27	298.24	309.28	303.76	299.82	307.71	279.30
12:30:00	195.90	288.77	298.24	294.69	293.50	298.24	277.72
12:45:00	194.41	282.46	293.50	288.77	284.04	295.08	274.57
13:00:00	192.24	260.37	277.72	271.81	269.83	279.30	266.68
13:15:00	183.59	244.59	269.83	258.00	252.48	265.10	257.21
13:30:00	180.90	239.85	266.68	254.84	250.90	261.94	255.63
13:45:00	156.22	238.27	260.37	251.69	249.32	258.79	249.32
14:00:00	151.48	254.05	272.99	264.70	261.94	269.83	241.43
14:15:00	157.8	268.26	277.72	274.96	271.41	282.46	246.16
14:30:00	153.06	279.30	288.77	287.19	284.04	296.66	249.32
14:45:00	154.64	296.66	302.97	300.60	293.50	309.28	246.16
15:00:00	159.37	309.28	312.44	313.23	298.24	332.95	252.48
15:15:00	157.8	310.86	323.49	323.88	304.55	356.62	244.59
15:30:00	156.22	320.33	321.91	331.77	314.02	370.83	250.90
15:45:00	153.06	317.17	329.80	336.90	320.33	380.29	257.21
16:00:00	153.06	325.06	340.84	344.00	331.38	378.72	247.74
16:15:00	156.22	323.49	339.27	344.00	332.95	380.29	255.63
16:30:00	156.22	334.53	337.69	344.00	328.22	375.56	250.90
16:45:00	154.64	345.58	342.42	348.73	331.38	375.56	252.48
17:00:00	151.48	355.05	340.84	349.92	339.27	364.51	254.05
17:15:00	156.22	367.67	339.27	351.89	339.27	361.36	260.37
17:30:00	170.42	375.56	342.42	355.44	351.89	351.89	279.30
17:45:00	176.73	388.18	370.83	371.22	369.25	356.62	306.13
18:00:00	213.03	394.5	394.5	390.94	394.5	380.29	344.00
18:15:00	255.63	419.74	411.85	420.93	430.79	421.32	386.61
18:30:00	295.08	435.52	411.85	426.84	441.84	418.17	400.81
18:45:00	320.33	433.95	403.96	420.93	432.37	413.43	394.5
19:00:00	310.86	413.43	392.92	404.36	413.43	397.65	386.61
19:15:00	312.44	402.39	386.61	397.26	402.39	397.65	381.87
19:30:00	315.6	386.61	266.68	355.44	394.5	373.98	373.98
19:45:00	315.6	370.83	312.44	355.44	380.29	358.20	353.47
20:00:00	309.28	351.89	334.53	347.94	366.09	339.27	336.11
20:15:00	304.55	342.42	347.16	342.03	353.47	325.06	315.6
20:30:00	298.24	339.27	345.58	336.11	345.58	314.02	304.55
20:45:00	287.19	329.80	328.22	321.51	331.38	296.66	290.35
21:00:00	268.26	304.55	302.97	299.03	310.86	277.72	266.68
21:15:00	243.01	290.35	296.66	287.59	290.35	272.99	250.90
21:30:00	231.96	282.46	279.30	276.54	284.04	260.37	236.7
21:45:00	217.76	261.94	258.79	256.03	263.52	239.85	222.49
22:00:00	201.98	227.23	241.43	235.91	252.48	222.49	208.29
22:15:00	187.78	211.45	219.34	215.79	228.81	203.56	201.98
22:30:00	172.00	198.82	203.56	200.01	206.71	190.93	187.78
22:45:00	164.11	176.73	187.78	185.41	195.67	181.47	178.31
23:00:00	154.64	172.00	172.00	172.00	175.15	168.84	173.58
23:15:00	142.02	159.37	159.37	160.95	165.69	159.37	162.53
23:30:00	135.70	149.91	149.91	152.27	157.8	151.48	160.95
23:45:00	129.39	140.44	142.02	144.78	149.91	146.75	156.22

Demandas para el alimentador 3 de la subestación el Calvario, medidas realizadas con el analizador de redes AR5 marca Círculo.

Fecha: 22-10 – 2000 al 28 – 10 – 2000.

Demanda en kW. Total

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	467.02	381.56	402.13	410.03	392.60	435.34	438.50
0:15:00	455.95	368.88	386.30	394.20	397.38	416.34	419.51
0:30:00	444.88	368.88	386.32	386.29	394.22	408.44	408.44
0:45:00	441.69	364.15	378.39	383.12	378.37	406.86	398.93
1:00:00	432.21	362.58	375.24	375.20	376.79	397.35	389.44
1:15:00	424.27	354.65	370.48	372.05	381.53	386.28	379.95
1:30:00	416.38	354.64	372.06	368.87	372.04	383.11	373.63
1:45:00	405.29	351.49	360.97	364.11	372.05	379.95	373.63
2:00:00	405.30	346.73	356.22	359.38	368.90	376.78	370.47
2:15:00	398.95	348.31	359.40	356.21	362.55	375.19	365.71
2:30:00	398.94	351.47	360.97	359.38	364.13	375.19	360.96
2:45:00	392.60	351.48	359.39	349.88	364.13	376.77	357.77
3:00:00	386.27	343.56	359.39	353.06	359.38	367.3	354.63
3:15:00	381.53	343.56	354.64	351.46	359.38	367.29	353.05
3:30:00	375.19	348.32	360.98	357.80	359.38	365.70	357.79
3:45:00	370.45	346.74	360.98	359.39	365.71	364.13	354.63
4:00:00	383.12	357.82	364.15	359.38	365.72	365.69	357.79
4:15:00	378.37	367.32	381.55	359.38	367.30	367.29	365.72
4:30:00	383.12	365.74	383.15	372.04	365.71	379.97	367.29
4:45:00	389.46	367.33	389.49	375.23	391.06	395.79	376.78
5:00:00	406.86	378.39	408.48	395.81	408.46	413.21	395.79
5:15:00	410.04	408.47	422.71	422.69	443.28	432.21	414.76
5:30:00	429.02	448.05	457.57	463.82	470.22	481.26	433.77
5:45:00	397.37	476.57	492.36	421.08	481.28	506.61	433.76
6:00:00	373.59	536.71	566.70	531.88	506.55	525.59	416.34
6:15:00	386.25	593.65	634.78	609.46	592.03	601.55	421.04
6:30:00	411.60	620.52	649.03	623.68	653.70	610.96	447.96
6:45:00	435.32	628.46	655.37	653.78	667.98	652.13	484.38
7:00:00	454.28	650.58	674.32	662.47	671.21	653.76	527.14
7:15:00	476.48	634.75	715.49	679.85	669.54	699.65	565.13
7:30:00	484.36	694.91	759.81	726.19	713.96	736.07	574.61
7:45:00	506.51	702.83	751.91	732.93	736.15	740.82	606.27
8:00:00	527.13	756.71	810.45	785.16	761.45	812.03	672.75
8:15:00	558.78	831.15	859.62	847.74	832.7	867.48	693.36
8:30:00	563.48	899.19	918.17	907.07	880.12	930.82	740.88
8:45:00	542.98	953.00	924.50	939.92	908.63	973.53	763.07
9:00:00	550.92	951.44	967.23	954.16	924.43	973.53	829.55
9:15:00	579.41	978.35	971.96	982.27	983.05	995.71	861.20
9:30:00	605.6	979.93	995.68	998.48	1003.6	1014.6	864.37
9:45:00	608.8	965.71	998.85	989.77	992.55	1001.9	865.88
10:00:00	609.45	986.28	986.20	991.37	989.38	1003.6	889.60
10:15:00	611.21	1011.5	1009.9	1001.2	978.32	1005.1	884.88
10:30:00	613.52	997.33	1008.3	990.56	970.39	986.18	880.15
10:45:00	615.36	1006.8	997.30	990.96	970.37	989.36	861.16

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:00:00	617.89	1016.2	1008.3	996.88	976.71	986.18	884.87
11:15:00	610.8	1028.9	1003.6	994.92	984.62	962.47	880.07
11:30:00	605	1011.5	1003.6	985.02	975.13	949.80	862.65
11:45:00	602.4	979.90	990.97	970.39	954.58	956.13	846.84
12:00:00	598.5	940.30	956.14	939.12	919.74	940.29	846.88
12:15:00	596	895.99	927.65	909.83	892.80	922.88	827.86
12:30:00	588.9	873.85	895.99	885.70	875.42	897.55	823.13
12:45:00	584.4	835.83	869.06	859.96	838.97	895.97	804.13
13:00:00	577.9	783.61	823.16	814.85	797.80	854.84	785.14
13:15:00	551.9	747.20	807.34	781.22	755.09	815.26	770.93
13:30:00	543.8	736.14	794.69	768.56	742.42	801.00	756.65
13:45:00	474.91	731.41	788.38	763.43	745.60	788.34	750.33
14:00:00	474.92	774.15	820.01	798.65	777.25	823.19	736.10
14:15:00	473.31	816.90	834.26	831.51	816.87	858.02	740.81
14:30:00	468.58	854.87	878.61	873.46	856.43	903.91	742.40
14:45:00	474.94	899.17	910.25	906.29	878.58	937.15	731.32
15:00:00	485.98	937.17	933.99	941.10	892.81	1000.4	745.55
15:15:00	484.44	935.57	964.09	967.21	905.43	1063.7	732.92
15:30:00	474.94	964.10	970.40	996.11	930.78	1119.1	751.93
15:45:00	462.27	965.68	998.93	1017.5	957.71	1147.6	761.42
16:00:00	457.50	973.55	1017.9	1029.3	984.61	1141.3	745.57
16:15:00	474.91	973.56	1022.6	1034.1	997.28	1142.9	753.49
16:30:00	482.84	997.29	1008.3	1030.1	986.21	1128.7	756.67
16:45:00	479.67	1027.3	1016.2	1039.2	987.77	1125.5	772.51
17:00:00	478.09	1054.2	1005.1	1042.0	1006.7	1101.7	774.09
17:15:00	495.51	1079.5	1013.1	1051.4	1017.8	1095.4	786.73
17:30:00	517.66	1109.6	1016.2	1060.5	1049.5	1066.9	829.43
17:45:00	550.94	1158.7	1085.8	1109.6	1111.2	1082.7	897.46
18:00:00	656.99	1174.6	1157.1	1165.0	1182.4	1146.0	1006.6
18:15:00	802.65	1252.2	1257.0	1269.6	1302.8	1266.4	1120.7
18:30:00	889.66	1291.7	1266.5	1283.4	1318.6	1256.9	1169.8
18:45:00	944.99	1272.7	1242.8	1258.5	1286.9	1231.5	1165.0
19:00:00	918.11	1220.5	1198.4	1210.6	1233.1	1190.4	1147.6
19:15:00	922.86	1184.1	1177.9	1183.7	1193.5	1179.2	1128.6
19:30:00	937.13	1139.7	1057	1055.0	1161.8	1116.0	1098.5
19:45:00	930.79	1092.2	1053	1053.8	1119.1	1065.3	1036.8
20:00:00	918.19	1046.3	1052	1030.9	1077.9	1013.1	994.11
20:15:00	892.81	1025.8	1027.3	1021.8	1059.0	975.12	937.12
20:30:00	872.27	1000.4	1019.4	994.90	1024.1	935.54	921.35
20:45:00	834.29	973.54	970.41	956.15	983.03	897.60	870.66
21:00:00	793.11	911.84	900.75	897.58	937.14	840.60	802.59
21:15:00	726.64	862.74	872.22	861.57	884.94	826.37	758.25
21:30:00	683.92	840.59	829.51	825.95	854.83	778.84	709.20
21:45:00	642.76	785.21	777.27	770.94	793.07	728.20	669.62
22:00:00	604.77	694.99	728.21	713.96	758.25	674.38	628.47
22:15:00	562.02	642.75	666.45	654.99	690.18	620.56	603.13
22:30:00	519.29	596.83	614.21	605.91	623.70	588.90	563.56
22:45:00	489.17	530.33	558.81	555.65	582.55	550.90	538.26
23:00:00	460.69	508.17	511.34	513.30	523.98	509.73	517.66
23:15:00	430.64	479.69	467.01	479.67	493.90	478.07	492.34
23:30:00	414.81	448.02	441.68	457.51	478.09	462.25	489.18
23:45:00	395.82	422.72	425.85	439.71	459.08	451.19	479.69

ANEXO 1.2

**DATOS DE DEMANDAS MEDIDAS PARA LAS CAMARAS
DE TRANSFORMACION.**

ANEXO 1.2.1.-

Demandas medidas para la cámara de transformación CT2.

Fecha: 29-10-2000 al 4-11-2000

Demanda en kW. TOTAL.

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	30.9	26.7	27.7	29.4	30.2	29.7	34.7
0:15:00	29.8	25.4	27.7	29.2	30.2	29.4	36.0
0:30:00	30.6	25.4	25.2	28.7	29.2	28.9	35.2
0:45:00	31.3	23.9	25.2	27.7	26.5	28.4	33.7
1:00:00	32.5	24.4	25.2	27.2	27.2	26.9	34.7
1:15:00	33.2	22.9	25.2	26.9	28.0	28.4	33.7
1:30:00	29.8	22.6	22.6	27.4	26.7	25.7	32.0
1:45:00	29.4	23.4	25.2	27.4	26.7	25.7	33.5
2:00:00	29.4	22.6	22.6	27.2	27.4	27.2	31.2
2:15:00	27.5	23.4	25.2	26.9	26.2	26.9	31.2
2:30:00	28.3	21.9	22.6	25.2	25.9	25.7	31.7
2:45:00	27.2	22.6	22.6	25.2	25.4	25.7	33.0
3:00:00	27.2	21.6	25.2	24.9	25.9	25.7	33.2
3:15:00	26.0	23.4	22.6	26.4	25.9	27.2	32.7
3:30:00	24.9	24.6	25.2	26.7	25.8	25.9	32.2
3:45:00	25.3	24.6	22.6	27.7	25.2	27.2	32.7
4:00:00	25.3	24.1	27.7	27.2	25.4	28.7	35.2
4:15:00	26.0	22.6	25.2	28.9	28.4	29.9	35.0
4:30:00	27.5	23.9	25.2	28.2	28.9	31.5	36.5
4:45:00	28.2	23.9	27.7	30.2	29.4	32.0	38.0
5:00:00	28.4	27.2	30.2	32.2	29.4	32.5	43.8
5:15:00	28.7	28.7	30.2	33.2	30.7	33.4	37.8
5:30:00	28.2	31.6	32.7	35.2	37.4	31.1	37.5
5:45:00	27.3	34.3	30.2	37.5	36.4	42.8	47.1
6:00:00	34.2	37.7	37.8	39.8	39.6	38.6	45.3
6:15:00	30.1	37.3	37.8	43.1	42.3	42.6	48.1
6:30:00	32.3	39.2	37.8	43.3	41.2	47.0	49.8
6:45:00	32.0	42.1	45.3	50.8	43.3	47.4	57.4
7:00:00	33.7	44.3	50.4	46.5	41.0	46.1	61.9
7:15:00	34.8	38.7	45.3	51.4	47.3	50.3	74.5
7:30:00	36.2	43.8	47.8	57.4	54.8	53.7	80.1
7:45:00	38.3	47.6	57.9	53.2	65.1	60.4	76.6
8:00:00	37.1	47.1	60.4	59.3	64.2	64.0	80.1
8:15:00	36.7	59.4	63	73.7	72.4	75.6	82.6
8:30:00	33.3	60.2	70.5	78.6	79.4	81.8	81.9
8:45:00	36.9	69.3	78.1	83.3	83.1	91.2	84.4
9:00:00	41.6	69.3	78.1	88.2	86.8	92.2	85.6
9:15:00	47.9	80.1	90.7	89.6	90.4	86.6	88.2
9:30:00	52.1	87.1	90.7	89.9	90.4	85.1	85.6
9:45:00	47.9	79.8	92.3	92.2	93.2	86.6	85.6
10:00:00	52.7	87.6	92.1	89.7	92.9	85.4	85.6
10:15:00	53.2	88.9	90.2	91.7	90.9	88.2	93.2
10:30:00	50.1	83.6	90.7	90.2	93.7	93.9	88.2
10:45:00	52.7	87.6	94.2	91.7	90.9	95.5	95.7

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:00:00	52.4	87.6	93.2	96.5	91.7	100.0	90.7
11:15:00	53.6	89.4	92.2	94.7	93.9	97.5	85.6
11:30:00	49.5	82.6	91.7	92.2	95.0	93.7	90.7
11:45:00	51.5	85.9	91.7	94.2	91.7	92.7	88.2
12:00:00	50.6	84.6	89.2	90.2	88.9	93.7	90.7
12:15:00	49.1	81.9	87.4	87.9	86.9	91.7	90.7
12:30:00	48.9	81.3	84.9	83.4	80.3	82.6	85.6
12:45:00	46.7	77.8	78.3	79.8	69.3	74.3	85.6
13:00:00	40.7	67.9	69.0	68.5	64.5	69.8	83.1
13:15:00	39.3	65.5	63.7	64.7	66.0	67.5	83.1
13:30:00	38.2	63.7	63	63.2	66.7	61.9	85.6
13:45:00	35.3	58.9	64.7	63.2	65.2	65.5	83.1
14:00:00	35.3	58.9	66.7	68.2	69.5	70.5	80.6
14:15:00	36.3	63	68.5	74.8	82.9	76.3	85.6
14:30:00	38.4	67.2	78.3	82.4	84.4	83.9	83.1
14:45:00	42.3	79.1	78.8	84.4	87.1	92.9	85.6
15:00:00	39.7	79.6	88.7	86.9	89.2	92.2	83.1
15:15:00	39.5	84.9	90.4	91.2	91.9	96.0	83.1
15:30:00	39.2	82.4	95.0	92.7	93.4	95.2	85.6
15:45:00	39.2	85.6	97.5	94.2	92.7	96.5	85.6
16:00:00	37.4	80.6	98.7	96.0	95.0	100.0	88.2
16:15:00	35.9	88.2	96.0	94.2	95.2	94.7	88.2
16:30:00	39.3	88.2	98.0	98.0	93.4	97.7	90.7
16:45:00	39.8	90.7	96.7	101.8	101.3	99.0	93.2
17:00:00	40.4	93.2	98.7	100.5	99.0	98.2	98.2
17:15:00	37.8	90.7	100.5	104.3	97.5	98.0	103.3
17:30:00	42.0	98.2	99.2	110.8	99.0	106.5	108.3
17:45:00	41.8	98.2	101.3	113.6	107.3	110.6	115.9
18:00:00	47.6	103.3	101.8	116.4	116.1	115.6	118.4
18:15:00	57.4	105.8	107.8	117.4	118.4	110.6	120.9
18:30:00	60.4	115.9	112.3	115.1	116.9	105.8	118.4
18:45:00	66.0	113.4	101.3	109.1	101.3	98.0	113.4
19:00:00	70.3	110.8	91.9	102.8	94.7	95.2	110.8
19:15:00	71.3	95.7	92.4	95.5	93.7	90.7	105.8
19:30:00	67.7	88.2	85.6	87.9	83.4	85.1	95.7
19:45:00	63.5	80.6	81.1	85.9	78.6	78.6	90.7
20:00:00	65.0	78.1	78.1	79.6	78.3	79.8	84.6
20:15:00	68.0	73.0	72.8	77.8	77.1	74.8	82.4
20:30:00	62.4	73.0	68.5	74.8	70.0	75.8	78.6
20:45:00	62.7	68.0	66.2	73.0	65.7	72.0	71.1
21:00:00	56.1	63	64.0	65.7	63.2	67.5	64.7
21:15:00	56.1	60.4	58.9	56.7	61.4	61.4	63.7
21:30:00	55.4	60.4	55.4	55.9	55.9	60.4	57.9
21:45:00	55.4	52.9	53.4	52.9	51.6	55.4	55.1
22:00:00	53.9	50.4	49.6	51.6	49.3	53.1	50.6
22:15:00	44.3	47.8	44.1	49.1	42.8	47.1	46.6
22:30:00	39.3	45.3	42.0	46.6	39.0	45.6	43.3
22:45:00	35.5	42.8	41.3	39.8	37.0	41.8	44.3
23:00:00	31.2	32.7	36.2	36.2	33.7	39.8	42.5
23:15:00	28.4	32.7	33.7	34.0	32.5	38.8	41.5
23:30:00	30.4	30.2	31.7	32.7	32.5	36.2	40.8
23:45:00	30.4	27.7	31.5	32.7	31.5	33.2	40.5

ANEXO 1.2.2

Demandas medidas para la cámara de transformación CT4

Fecha: 6-12-2000 al 12 -12 -2000

Demanda en kW. TOTAL.

Hora	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo	Lunes	Martes
0:00:00	29	27	28	28	29	26	30
0:15:00	27	25	27	24	27	27	27
0:30:00	28	25	25	24	28	26	28
0:45:00	26	27	25	24	27	23	26
1:00:00	26	26	24	25	27	24	25
1:15:00	25	24	25	24	26	22	26
1:30:00	25	26	24	24	26	25	26
1:45:00	25	24	24	25	25	24	25
2:00:00	26	24	25	25	24	23	26
2:15:00	25	23	25	25	26	23	24
2:30:00	26	25	24	24	23	22	25
2:45:00	24	24	24	23	26	23	26
3:00:00	27	24	22	23	25	23	25
3:15:00	25	23	24	23	24	21	26
3:30:00	26	25	23	24	23	23	24
3:45:00	27	25	25	23	24	23	24
4:00:00	26	24	24	24	24	25	25
4:15:00	25	25	24	25	25	25	25
4:30:00	31	26	24	25	26	26	25
4:45:00	26	26	27	27	25	26	24
5:00:00	28	29	24	26	26	28	23
5:15:00	32	29	25	26	25	31	27
5:30:00	38	29	27	26	27	32	26
5:45:00	38	31	37	25	28	35	28
6:00:00	40	40	35	23	26	41	31
6:15:00	44	40	42	37	26	42	40
6:30:00	47	44	46	34	30	47	36
6:45:00	46	40	49	34	29	46	45
7:00:00	45	42	51	38	32	47	40
7:15:00	55	46	59	34	33	52	50
7:30:00	52	57	48	39	31	52	44
7:45:00	51	58	42	41	27	48	44
8:00:00	53	50	52	37	32	52	45
8:15:00	58	54	57	49	30	54	55
8:30:00	63	57	64	54	32	53	61
8:45:00	62	60	59	65	31	54	55
9:00:00	63	61	62	57	35	59	61
9:15:00	67	68	66	62	41	64	66
9:30:00	70	69	69	67	40	62	70
9:45:00	67	68	68	65	34	64	71
10:00:00	66	72	69	65	40	63	70
10:15:00	70	66	68	65	35	63	79
10:30:00	70	68	72	74	39	67	72
10:45:00	68	71	78	73	37	67	65

Hora	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo	Lunes	Martes
11:00:00	71	74	70	70	30	66	66
11:15:00	74	73	70	69	35	66	66
11:30:00	70	72	67	65	38	64	70
11:45:00	68	70	71	66	37	62	77
12:00:00	68	71	70	69	43	62	74
12:15:00	73	79	74	71	44	63	72
12:30:00	72	73	74	71	45	62	67
12:45:00	68	69	72	66	45	66	66
13:00:00	60	61	70	64	43	59	63
13:15:00	54	56	67	62	48	51	55
13:30:00	51	59	62	59	50	53	55
13:45:00	51	54	57	62	45	47	56
14:00:00	52	52	54	60	42	51	56
14:15:00	56	54	57	61	39	56	60
14:30:00	62	63	56	61	40	62	63
14:45:00	65	68	63	66	43	63	68
15:00:00	68	70	70	62	42	63	69
15:15:00	67	70	67	60	40	66	72
15:30:00	65	73	73	64	44	73	77
15:45:00	64	76	75	69	38	80	74
16:00:00	65	75	76	65	34	81	72
16:15:00	74	81	76	66	34	84	72
16:30:00	79	76	84	68	37	82	76
16:45:00	83	77	86	67	41	87	76
17:00:00	86	77	85	67	51	87	73
17:15:00	94	76	80	69	40	91	73
17:30:00	94	83	84	75	42	92	79
17:45:00	96	91	82	80	44	93	82
18:00:00	101	98	90	87	50	95	94
18:15:00	107	106	99	89	53	105	100
18:30:00	115	114	109	98	65	113	123
18:45:00	113	115	111	97	68	109	120
19:00:00	106	117	111	96	70	105	116
19:15:00	101	111	112	95	72	106	110
19:30:00	99	112	106	97	76	101	105
19:45:00	101	102	96	92	71	97	103
20:00:00	97	100	92	85	66	93	94
20:15:00	87	96	93	86	65	89	92
20:30:00	85	91	89	77	63	85	89
20:45:00	81	90	83	71	60	80	87
21:00:00	73	80	81	68	57	69	73
21:15:00	65	70	70	66	61	73	75
21:30:00	64	64	68	61	47	67	70
21:45:00	65	59	59	54	42	65	65
22:00:00	64	56	57	54	43	62	57
22:15:00	57	50	49	45	37	52	51
22:30:00	50	39	44	43	36	48	44
22:45:00	41	36	39	38	33	40	40
23:00:00	35	32	32	33	32	38	35
23:15:00	33	32	31	34	29	33	32
23:30:00	29	29	29	34	27	30	30
23:45:00	29	28	28	29	26	30	31

ANEXO 1.2.3

Demandas medidas para la cámara de transformación CT9

Fecha: 22-10-2000 al 28-10-2000

Demanda en kW. TOTAL.

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	30.7	24.4	23.2	24	23.8	29.2	35.2
0:15:00	30.2	22.8	23.6	24.4	23.2	30.4	31.6
0:30:00	29.4	22.4	24.4	22	23.4	30.4	33.2
0:45:00	28.2	22.4	22	22.8	22.2	28.8	28.4
1:00:00	26.7	20.4	22	21.6	21.2	29.2	26.4
1:15:00	23.6	20.4	21.2	21.6	20.8	26.4	26.4
1:30:00	25.9	19.6	21.2	20	20.4	25.2	24.8
1:45:00	25.2	20.4	21.2	22.8	20.8	21.2	24.8
2:00:00	23.1	18.4	20.8	21.2	19.6	20.4	25.2
2:15:00	21.6	20.4	20.8	21.6	20.6	22	24.4
2:30:00	23.0	18.8	20.4	20.4	19.6	21.2	24
2:45:00	22.1	18.8	20	20	19.4	20.8	22
3:00:00	22.2	18	19.2	20	18.6	20	23.6
3:15:00	25.6	18.8	19.6	20.4	19.2	19.6	21.2
3:30:00	25.3	18.8	18.4	19.6	18.6	20.4	22
3:45:00	24.7	17.6	22.4	21.6	20	20.4	22
4:00:00	21.0	20	21.2	19.2	20.6	20.4	20.8
4:15:00	20.7	18.8	20.8	21.2	19.8	19.2	20
4:30:00	21.1	18.8	21.0	23.6	19.9	20.4	20
4:45:00	21.6	19.2	20.5	26.4	19.8	19.6	19.6
5:00:00	21.6	19.6	20.9	25.6	20.2	18.8	20.4
5:15:00	21.2	20.8	22.0	26.9	21.4	22	20.4
5:30:00	21.6	20.8	24.5	28.3	22.6	24.4	20.8
5:45:00	22.6	22.8	28.3	32.1	25.5	22.6	27.9
6:00:00	23.0	29.6	40.3	32.8	34.9	23.0	25.8
6:15:00	22.7	38.4	39.4	35.7	38.9	23.8	25.1
6:30:00	22.4	56.3	42.8	45.3	49.5	26.6	28.4
6:45:00	25.2	56.8	47.7	41.4	52.3	28.6	29.2
7:00:00	25.6	51.2	53.6	47	52.4	29.6	34
7:15:00	26.3	56.2	51.8	58.7	54.0	27.2	37.3
7:30:00	29.9	57.4	45.2	49.1	51.3	31.6	42.6
7:45:00	34.2	63.7	47.6	54.3	55.7	41.9	47.9
8:00:00	34.6	57.4	50.2	54.8	53.8	43.2	59.8
8:15:00	38.8	51.5	51.6	53.4	51.5	41.3	61.5
8:30:00	38.4	63.6	48.8	60.5	56.2	57.1	60.3
8:45:00	37.6	72.3	50.6	70.2	61.5	61.1	63.6
9:00:00	38.8	60.9	65.2	75.4	63.0	73.1	69.2
9:15:00	41.9	63.1	64.1	70.4	63.6	71.1	72.4
9:30:00	36.5	67.1	68.0	73.6	67.5	75.2	88
9:45:00	41.4	74.5	75.7	77.0	75.1	72.8	80.8
10:00:00	40	78	75.0	83	76.5	78.5	76
10:15:00	38.6	78.4	71.0	88.3	74.7	85.7	76.4
10:30:00	33.9	77.7	75.2	84.8	76.5	82.1	82.4
10:45:00	33.5	76.9	79.8	78	78.4	79.0	82
11:00:00	33	76.6	77.6	72.2	77.1	83.8	77.2

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:15:00	35.8	79.0	73.6	76.4	76.3	81.0	77.2
11:30:00	34	81.2	79.6	76.4	80.4	75.6	84
11:45:00	36.1	80.4	77.2	77.2	78.8	79.9	76.8
12:00:00	32.9	78	75.2	76.4	76.6	75.6	74.8
12:15:00	34.4	75.2	79.2	77.6	77.2	69.2	72.8
12:30:00	33.6	72	75.6	79.2	73.8	73.6	73.6
12:45:00	34.6	69.6	72.8	74	71.2	71.6	81.2
13:00:00	30.7	68	67.2	70	67.6	66.4	74.4
13:15:00	29.6	61.6	64.4	68.8	63	66.8	70.8
13:30:00	33.4	58.4	59.6	64.8	59	69.6	65.2
13:45:00	29.2	56.8	54.4	63.6	55.6	56	64.8
14:00:00	27.6	50	56.4	62.8	53.2	54.8	70
14:15:00	24.2	52.8	59.6	68.8	56.2	55.2	72.8
14:30:00	29.5	55.6	57.6	67.6	56.6	59.6	70
14:45:00	29.4	61.2	64	70.4	62.6	60.8	68.4
15:00:00	26.8	68	67.6	69.2	67.8	69.6	68.8
15:15:00	27.6	69.2	72	74.8	70.6	70	74.4
15:30:00	30.8	71.2	76.8	81.2	74	72.4	69.2
15:45:00	36.0	70.8	78.4	78.4	74.6	68.4	71.2
16:00:00	36.7	73.2	77.2	82	75.2	70.4	72
16:15:00	34.5	76.8	85.6	83.6	81.2	71.6	75.2
16:30:00	29	74.4	87.6	83.2	81	67.6	73.2
16:45:00	28.2	78	83.6	89.6	80.8	67.2	73.6
17:00:00	24.8	79.6	87.6	95.2	83.6	71.2	72
17:15:00	31.2	80.8	87.6	99.6	84.2	66.8	73.2
17:30:00	34.8	80	90.4	100.4	85.2	71.6	78.4
17:45:00	27.2	80	97.6	101.2	88.8	74	82.4
18:00:00	26.4	83.2	99.2	98	91.2	78.8	85.6
18:15:00	29.2	90.8	100	95.6	95.4	80.4	86.4
18:30:00	42.4	95.6	109.6	96.8	102.6	87.2	94.8
18:45:00	43.2	99.2	112	103.2	105.6	95.6	101.6
19:00:00	48	93.6	104	99.6	98.8	105.6	96.4
19:15:00	54.8	91.2	98.8	96.8	95	100.8	90
19:30:00	60.4	96.4	90.8	84	93.6	99.2	90.8
19:45:00	57.2	78	84	76.4	81	90.4	85.2
20:00:00	58	73.6	76.4	68	75	85.2	72.4
20:15:00	58	69.2	72.8	65.2	71	81.2	62.4
20:30:00	61.2	64	69.2	60	66.6	80	60.8
20:45:00	60	66.8	68.4	58.8	67.6	73.2	59.6
21:00:00	52.8	68	64	58.4	66	68.4	55.7
21:15:00	52.4	61.2	63.6	60.4	62.4	65.2	52.6
21:30:00	56.8	60.8	52.8	53.2	56.8	66	46.9
21:45:00	53.6	53.2	55.6	49.2	54.4	61.2	45.7
22:00:00	51.6	41.2	55.6	46.8	48.4	65.6	44.4
22:15:00	50.4	40.4	49.6	43.2	45	62	39.8
22:30:00	52.4	42	48.8	46.4	45.4	58	36.6
22:45:00	40	44	44.8	40.4	44.4	52	35.5
23:00:00	38.8	37.6	42	36	39.8	46.8	32.5
23:15:00	32.8	30.8	40.4	31.6	35.6	42.8	31.6
23:30:00	27.6	27.2	28.4	30.8	27.8	37.2	29.1
23:45:00	28	26.8	28	30.8	27.4	36.8	29.9

ANEXO 1.2.4.

Demandas medidas para la cámara de transformación CT11.

Fecha: 5-11-2000 al 11-11-2000

Demanda en kW. TOTAL.

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	65.6	54.4	51.2	62	57	52	47.6
0:15:00	62	54	52.8	58.4	54.8	52	49.6
0:30:00	60	50.4	52	58	52.9	56	48
0:45:00	57.6	52.8	53.2	58	54.7	52	46.8
1:00:00	60	53.6	52	56.4	54.4	52	46.4
1:15:00	59.6	52.4	53.6	55.2	54.0	48	46.8
1:30:00	57.6	51.2	54.8	56	55.1	52	46.8
1:45:00	58.4	50	53.6	53.2	56.4	52	45.2
2:00:00	59.2	48.4	52.8	54.8	52.4	52	46.8
2:15:00	56	50	49.2	53.2	52	52	45.6
2:30:00	56.4	50.8	48.8	51.2	52.4	52	47.2
2:45:00	57.2	51.6	48.8	53.6	50.4	52	48.4
3:00:00	59.2	49.2	50.4	54.8	50.4	52	43.2
3:15:00	58.4	56.4	51.6	54	49.6	56	43.6
3:30:00	56.8	52.8	50	54.4	50	52	42.4
3:45:00	57.2	51.6	52.4	53.6	51.2	52	43.2
4:00:00	56.4	52	54.8	51.6	52.4	56	43.6
4:15:00	59.2	52	60.8	52.8	52.8	56	43.2
4:30:00	59.6	54.4	61.2	54.4	54.8	60	44.2
4:45:00	59.6	66.8	58.8	56.4	60.4	68	49.6
5:00:00	56.8	68	64	58.8	68.4	72	47.8
5:15:00	55.6	67.2	61.2	57.6	70.4	69.2	49.0
5:30:00	52.4	75.6	76	61.6	79.2	72.8	53.1
5:45:00	58.4	78	100.4	64.4	90.4	78.5	56.2
6:00:00	70.8	90.8	93.2	73.4	76.4	86.1	62.8
6:15:00	67.2	83.6	92	87.4	88.4	88.5	73.0
6:30:00	72.4	100	96	95	85.6	84.0	81.9
6:45:00	73.2	85.2	88	89.2	84.8	89.5	91.3
7:00:00	81.6	92	104	94.2	93.2	107.6	86.6
7:15:00	85.6	112	96	101.2	89.6	111.6	89.6
7:30:00	85.6	108.8	96	93.2	98	102	105.3
7:45:00	75.2	116.8	100	94.4	98	104.8	111.2
8:00:00	76.4	116	108	107.2	105.2	113.6	120.9
8:15:00	75.6	108	116	116	105.6	118.4	124.9
8:30:00	79.6	108	116	117.2	110	118.8	136.8
8:45:00	86.4	116	120	102	110.8	120.8	135
9:00:00	95.2	116	124	106.4	113.2	119.2	129.8
9:15:00	80.8	116	116	114.8	112.8	120.4	129.9
9:30:00	80.8	116	120	114.8	114	120.4	130.8
9:45:00	80	116	124	114.4	111.6	124.4	131.6
10:00:00	76	112	124	114.8	119.2	130.4	132.7
10:15:00	80	124	124	113.6	120.8	129.6	140
10:30:00	76	124	120	120.4	123.6	126	142.7
10:45:00	80	120	120	120.8	127.2	132	140.7
11:00:00	72	120	124	118	120.8	132.8	144.3

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:15:00	68	124	128	118.4	118.8	129.2	139.4
11:30:00	76	124	120	115.6	120.8	124.8	128.6
11:45:00	72	116	120	118.8	116.4	120	126.6
12:00:00	64	112	116	116.4	108.8	120.4	120
12:15:00	68	112	120	115.6	116	119.6	117.5
12:30:00	68	112	112	114	108	125.2	101.6
12:45:00	68	112	112	111.6	104	115.6	97.1
13:00:00	68	112	112	111.2	112	112.4	91.4
13:15:00	72	108	116	110.8	104	110.8	91.3
13:30:00	72	108	116	113.6	108	113.6	94.2
13:45:00	64	108	112	111.2	112	116	91.8
14:00:00	64	116	116	113.2	108	114	91.8
14:15:00	68	112	116	115.6	112	118.8	93
14:30:00	64	116	124	109.2	112	124	97.2
14:45:00	72	116	124	111.6	120	128	102.6
15:00:00	64	120	128	111.2	120	132	114.6
15:15:00	64	120	128	112	120	136	115.3
15:30:00	64	116	124	116	124	140	121.8
15:45:00	60	116	124	116	124	144	122.6
16:00:00	60	120	128	124	128	148	126.5
16:15:00	60	120	132	120	136	148	129.2
16:30:00	56	124	124	128	136	148	137
16:45:00	60	132	136	128	144	152	140.8
17:00:00	68	140	148	132	152	152	143.1
17:15:00	80	144	156	136	160	164	137.7
17:30:00	96	156	180	156	176	172	140.8
17:45:00	116	168	184	168	180	176	150.7
18:00:00	124	170.8	184.5	172	176	184	158
18:15:00	132	175.9	188	176	172	180	165.3
18:30:00	140	166.9	196	184	168	176	155.4
18:45:00	136.8	156	179.2	180	168	180	151.8
19:00:00	132.2	147.2	179.6	172	160	164	132
19:15:00	132.7	147.2	170.6	168	148	152	128.4
19:30:00	129.2	140	169.2	156	140	148	121.2
19:45:00	129.6	138.4	160.4	152	140	136	112.2
20:00:00	120	133.2	152.8	148	140	131.2	112.2
20:15:00	111.6	130.4	152.8	148	144	126.2	107.4
20:30:00	106	116.4	152	144	120	112.0	104.4
20:45:00	104.4	113.2	141.2	136	112	105.6	97.8
21:00:00	101.2	106.4	136.4	136	112	101.2	98.4
21:15:00	95.2	94	132.8	120	112	97.6	93
21:30:00	86.4	92.4	123.2	111.6	100	91.6	81.6
21:45:00	84.4	81.6	116.4	102.2	88	94	79.2
22:00:00	77.6	78.8	109.6	98.8	88	86.4	75
22:15:00	67.2	75.2	97.2	86.6	76	76.4	74.4
22:30:00	64	68.4	97.6	82.8	68	71.2	64.8
22:45:00	63.2	65.6	93.2	78.6	64	64.4	63.6
23:00:00	58.8	62	79.2	69.6	60	62.4	60
23:15:00	58	59.6	70.4	63.2	56	62.8	59.4
23:30:00	58.8	55.6	70.8	63.4	56	60.4	54.6
23:45:00	56.8	54.8	69.2	62.6	56	57.6	54

ANEXO 1.2.5

Demandas medidas para la cámara de transformación de Andinatel

Fecha: 5-11-2000 al 11-11-2000

Demanda en kW. TOTAL.

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	15.2	15.6	15.5	16.3	16.3	16.4	17.5
0:15:00	15.0	15.7	15.9	15.2	15.3	15.4	16.3
0:30:00	14.6	16.9	17.1	16.4	16.0	16.6	17.1
0:45:00	15.0	15.9	15.9	15.3	15.1	15.7	16.3
1:00:00	15.2	17.0	17.1	15.2	15.8	15.4	17.0
1:15:00	15.5	15.6	15.5	16.5	16.2	16.7	16.1
1:30:00	15.5	15.4	15.5	15.2	15.2	15.3	17.1
1:45:00	15.1	16.3	16.8	15.8	15.9	16.3	17.1
2:00:00	15.0	15.5	15.5	16.6	15.5	15.2	15.9
2:15:00	14.6	16.6	16.7	15.4	15.5	15.3	16.8
2:30:00	15.5	15.9	15.9	15.5	16.2	15.9	15.9
2:45:00	15.2	15.4	15.6	15.8	15.5	15.6	16.9
3:00:00	15.1	16.6	16.5	16.3	16.2	15.9	15.9
3:15:00	15.1	15.7	16.2	15.7	15.8	15.9	16.7
3:30:00	15.2	16.2	16.3	15.3	15.4	15.5	16.7
3:45:00	15.5	16.7	16.7	15.6	15.4	16.9	15.9
4:00:00	14.9	15.4	15.7	15.4	15.5	15.6	16.8
4:15:00	15.0	16.6	16.5	16.8	16.4	16.8	15.9
4:30:00	15.2	15.5	15.5	16.7	16.8	16.1	16.7
4:45:00	15.1	15.9	15.9	16.2	15.6	15.7	16.3
5:00:00	15.9	16.3	16.3	15.7	15.6	16.7	15.9
5:15:00	17.3	15.4	15.7	15.9	15.5	15.7	17.5
5:30:00	16.7	16.9	16.8	16.5	16.0	17.1	16.7
5:45:00	17.4	15.9	15.9	15.6	17.0	17.1	17.5
6:00:00	17.9	16.6	16.7	15.8	16.0	15.4	17.8
6:15:00	17.8	18.3	18.2	16.3	16.4	16.5	17.8
6:30:00	19.7	16.9	17.1	17.0	16.0	18.8	20.6
6:45:00	19.6	19.2	19.8	16.7	16.3	16.8	19.4
7:00:00	21.7	19.0	19.0	21.0	21.1	21.2	21.7
7:15:00	22.9	19.0	19.0	22.4	22.6	22.7	23.3
7:30:00	22.8	21.4	21.3	22.6	22.7	22.9	22.5
7:45:00	24.6	20.4	20.6	22.9	23.0	23.1	24.8
8:00:00	24.6	22.6	23.3	30.3	30.4	30.6	24.1
8:15:00	26.8	25.6	25.6	29.8	30.0	30.1	27.2
8:30:00	26.9	27.9	27.9	29.0	28.9	32.4	27.2
8:45:00	26.7	31.1	31.0	30.6	30.7	30.9	26.8
9:00:00	25.5	31.5	31.8	31.6	31.8	31.9	28.3
9:15:00	27.2	28.6	30.7	29.7	30.0	32.6	27.2
9:30:00	27.3	32.6	32.6	29.1	29.2	31.2	27.9
9:45:00	27.3	31.9	32.0	30.3	30.2	31.0	27.2
10:00:00	24.7	31.0	31.3	31.1	31.3	31.4	27.5
10:15:00	25.6	29.9	30.2	31.0	30.5	33.1	28.3
10:30:00	26.4	32.1	29.9	31.0	31.2	31.2	26.4
10:45:00	25.1	30.1	29.9	30.7	30.1	33.3	26.8
11:00:00	26.0	29.1	31.3	30.3	30.4	31.7	25.2

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:15:00	25.7	31.6	29.1	30.4	31.8	31.7	24.4
11:30:00	23.1	29.3	28.7	29.0	29.1	32.8	26.4
11:45:00	25.3	29.1	30.1	30.1	30.2	30.7	25.2
12:00:00	24.8	30.5	29.5	30.7	30.1	30.6	24.8
12:15:00	24.8	27.7	28.1	31.7	29.1	32.4	25.6
12:30:00	25.5	29.3	29.1	29.2	29.4	30.5	24.8
12:45:00	24.5	28.5	28.3	28.4	30.1	31.4	24.7
13:00:00	24.4	26.4	28.0	32.4	31.7	29.9	23.5
13:15:00	24.4	30.7	28.8	30.7	32.4	29.5	24.4
13:30:00	22.3	26.8	27.7	28.4	28.5	30.9	23.3
13:45:00	24.0	27.9	29.1	28.5	28.7	30.3	23.3
14:00:00	23.3	29.5	30.7	30.1	30.2	31.0	25.2
14:15:00	23.3	28.7	30.7	29.7	29.8	31.8	23.3
14:30:00	22.9	31.4	30.7	31.0	31.2	31.0	24.8
14:45:00	23.0	32.2	34.9	31.5	31.7	32.6	24.8
15:00:00	23.7	30.7	33.8	32.2	32.4	32.6	25.2
15:15:00	22.7	33.0	33.0	32.2	32.4	30.7	22.9
15:30:00	22.6	31.0	33.4	30.5	32.4	32.2	24.4
15:45:00	22.4	28.9	33.0	32.2	29.1	33.0	24.8
16:00:00	21.5	32.6	33.4	33.0	30.4	31.4	22.5
16:15:00	23.4	30.0	31.4	31.4	31.6	32.2	25.2
16:30:00	22.3	32.2	31.0	32.3	31.8	31.4	22.5
16:45:00	20.9	29.9	31.8	30.8	31.0	29.1	22.5
17:00:00	24.0	27.9	29.5	28.7	28.9	30.3	24.1
17:15:00	22.6	26.8	30.3	28.5	28.7	28.3	22.9
17:30:00	23.5	27.2	30.3	28.7	28.9	29.5	24.4
17:45:00	24.2	25.6	27.9	27.6	27.7	28.7	24.4
18:00:00	23.7	27.5	30.7	29.1	27.8	28.3	23.7
18:15:00	22.4	26.3	29.9	27.6	27.8	30.7	25.2
18:30:00	21.1	27.2	28.5	27.5	27.7	27.2	24.4
18:45:00	22.0	29.1	29.5	29.8	28.9	27.9	26.8
19:00:00	23.5	26.4	28.1	27.8	27.9	28.7	25.2
19:15:00	22.2	28.7	28.7	28.7	28.9	28.3	24.8
19:30:00	22.3	27.5	27.5	27.5	27.7	29.5	26.8
19:45:00	23.5	26.8	27.5	28.3	28.4	28.3	23.7
20:00:00	22.9	29.5	28.8	29.2	27.5	28.7	25.2
20:15:00	23.7	28.7	27.5	28.1	28.3	29.5	25.2
20:30:00	20.7	29.9	28.6	28.9	27.8	27.5	25.6
20:45:00	22.4	28.3	27.6	27.3	27.5	29.5	26.0
21:00:00	22.3	27.2	29.5	29.0	29.1	27.5	24.1
21:15:00	22.1	28.3	27.9	28.1	28.3	27.2	25.2
21:30:00	22.7	24.1	28.6	23.7	23.8	28.3	22.9
21:45:00	22.5	22.9	24.7	23.8	23.9	24.8	22.5
22:00:00	21.7	21.0	19.7	20.7	20.4	23.7	21.7
22:15:00	19.9	19.0	20.0	20.5	20.5	22.1	19.8
22:30:00	19.7	21.0	19.0	19.2	19.3	20.6	21.3
22:45:00	18.4	17.8	19.2	19.4	19.5	21.3	18.6
23:00:00	16.3	17.8	17.1	18.7	18.8	19.0	20.6
23:15:00	16.1	17.5	17.0	17.9	18.0	19.0	18.2
23:30:00	15.7	16.3	15.8	17.1	17.2	18.2	18.6
23:45:00	16.2	17.3	15.9	17.9	17.1	18.6	17.8

ANEXO 1.2.6

Demandas medidas para el Banco de Guayaquil.

Fecha: Octubre del 2000

Demanda en kW. TOTAL.

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	3.22	3.40	3.74	3.33	3.53	3.15	3.34
0:15:00	2.45	2.12	2.21	3.59	3.57	1.92	2.30
0:30:00	1.78	1.80	2.09	2.47	2.01	2.55	2.35
0:45:00	2.47	2.53	2.56	2.03	2.50	2.08	2.12
1:00:00	1.83	1.84	1.85	2.47	2.26	2.32	2.49
1:15:00	2.41	2.49	2.55	1.97	2.28	2.18	2.09
1:30:00	1.90	1.86	1.88	2.52	2.36	2.19	2.57
1:45:00	2.38	2.39	2.42	1.99	2.20	2.41	1.92
2:00:00	1.93	1.95	1.99	2.50	2.52	2.02	2.55
2:15:00	1.98	1.97	2.41	2.18	2.07	2.51	1.98
2:30:00	2.25	2.36	1.90	2.28	2.53	1.85	2.55
2:45:00	1.83	1.80	2.50	2.36	1.97	2.49	1.97
3:00:00	2.41	2.52	1.78	1.96	2.56	1.92	2.54
3:15:00	1.88	1.83	2.58	2.59	2.00	2.41	1.94
3:30:00	2.41	2.42	1.78	1.83	2.48	1.98	2.55
3:45:00	1.90	1.90	2.46	2.61	2.00	2.39	1.98
4:00:00	2.35	2.05	1.89	1.82	2.56	1.91	2.55
4:15:00	1.91	2.28	2.37	2.47	1.99	2.47	1.93
4:30:00	1.98	1.88	1.96	1.96	2.56	1.79	2.56
4:45:00	2.27	2.41	2.39	2.40	1.90	2.60	1.91
5:00:00	1.99	1.91	1.85	2.00	2.56	1.80	2.53
5:15:00	2.38	2.33	2.52	2.40	1.99	2.43	1.97
5:30:00	2.00	2.00	1.76	1.85	2.45	1.92	2.49
5:45:00	2.32	1.95	2.56	2.55	2.08	2.28	2.02
6:00:00	1.45	2.39	1.53	1.50	2.35	2.07	2.18
6:15:00	1.76	1.13	1.72	1.91	1.27	1.53	1.29
6:30:00	1.07	1.79	1.18	1.11	1.86	1.31	1.81
6:45:00	1.78	1.10	1.56	1.73	1.20	1.57	1.27
7:00:00	1.09	1.67	1.37	1.21	1.92	1.31	1.74
7:15:00	1.57	1.18	1.48	1.66	1.15	1.56	1.27
7:30:00	1.28	1.29	3.51	1.96	2.96	2.47	1.66
7:45:00	1.27	2.38	4.34	3.71	3.24	3.19	1.40
8:00:00	1.62	3.96	5.55	3.75	4.56	4.47	2.14
8:15:00	1.16	4.79	5.53	4.49	4.55	4.33	2.85
8:30:00	1.75	4.81	5.84	5.17	4.97	4.60	2.45
8:45:00	1.15	5.11	6.11	5.24	5.35	4.16	3.23
9:00:00	1.73	5.19	6.27	5.35	5.96	5.01	3.43
9:15:00	1.15	5.64	6.39	5.91	6.21	5.70	4.80
9:30:00	1.54	6.10	6.45	5.63	6.23	5.26	4.53
9:45:00	1.34	5.99	6.26	6.34	5.99	5.77	4.83
10:00:00	1.21	6.08	6.20	6.87	5.56	5.47	4.45
10:15:00	1.66	6.08	6.26	6.48	6.20	5.56	4.84
10:30:00	1.15	5.39	5.97	6.75	6.06	5.73	4.77
10:45:00	1.78	5.49	6.26	6.55	6.70	5.32	5.34
11:00:00	1.16	5.57	6.59	6.53	7.09	5.40	5.04

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:15:00	1.80	5.66	7.16	6.86	6.80	5.16	5.56
11:30:00	1.16	5.67	7.18	6.71	6.76	5.47	5.20
11:45:00	1.48	5.59	7.38	6.59	6.52	5.85	5.53
12:00:00	1.47	5.82	7.14	6.42	6.81	5.45	5.11
12:15:00	1.07	5.62	6.93	5.68	6.60	5.64	5.47
12:30:00	1.88	6.14	6.79	5.64	6.45	5.44	5.22
12:45:00	1.09	5.75	6.72	5.45	6.27	5.28	5.63
13:00:00	1.86	5.56	6.65	5.64	6.38	5.39	5.90
13:15:00	1.07	5.55	6.82	5.69	6.88	5.26	6.06
13:30:00	1.83	6.04	6.39	6.10	6.39	5.89	5.47
13:45:00	1.11	6.30	6.16	6.12	5.94	5.58	5.58
14:00:00	1.62	6.74	6.41	6.21	5.93	5.45	5.08
14:15:00	1.35	6.84	6.41	6.37	6.17	5.96	5.61
14:30:00	1.28	6.37	6.48	5.95	5.79	7.12	4.13
14:45:00	1.63	5.83	6.10	6.13	6.01	6.25	2.42
15:00:00	1.18	6.47	6.27	6.45	5.75	6.61	1.25
15:15:00	1.77	6.20	5.89	6.72	5.52	5.57	1.78
15:30:00	1.19	6.48	5.77	6.57	6.23	5.18	1.25
15:45:00	1.71	6.56	5.98	6.28	5.79	6.69	1.76
16:00:00	1.24	6.99	6.87	6.65	5.68	6.40	1.22
16:15:00	1.75	7.01	6.72	6.41	5.97	5.87	1.86
16:30:00	1.24	6.82	6.22	5.95	5.86	5.73	1.17
16:45:00	1.63	6.66	5.58	5.66	5.03	5.09	1.87
17:00:00	1.29	5.28	5.37	5.57	4.91	4.62	1.14
17:15:00	1.43	5.14	5.45	4.47	4.91	4.72	1.86
17:30:00	1.39	5.21	5.47	5.12	5.00	4.64	1.17
17:45:00	2.64	6.25	5.33	4.67	5.09	4.79	1.74
18:00:00	3.40	6.78	7.09	5.79	6.41	6.44	3.25
18:15:00	3.45	7.35	7.29	7.73	7.23	7.57	3.90
18:30:00	3.80	7.18	7.52	6.92	7.03	7.04	3.43
18:45:00	3.38	7.29	6.99	7.51	7.19	6.00	3.87
19:00:00	3.81	7.21	6.85	6.89	7.90	4.09	3.36
19:15:00	3.29	7.77	7.28	7.57	8.14	4.19	3.91
19:30:00	3.89	5.90	7.54	6.84	7.56	3.77	3.30
19:45:00	3.30	4.09	7.64	4.25	8.17	3.64	3.98
20:00:00	3.44	3.51	5.19	3.86	6.67	4.08	3.30
20:15:00	3.70	3.84	3.61	3.48	3.60	3.36	3.94
20:30:00	3.27	3.97	4.41	4.07	4.09	4.07	3.33
20:45:00	3.89	3.41	3.80	3.28	3.31	3.47	3.75
21:00:00	3.20	3.83	3.68	4.16	4.06	3.87	3.54
21:15:00	3.95	3.84	4.02	3.33	3.76	3.81	3.61
21:30:00	3.19	3.37	3.67	3.92	3.59	3.62	3.66
21:45:00	3.85	3.96	3.71	3.77	3.90	4.01	3.56
22:00:00	3.26	3.41	3.94	3.64	3.27	3.29	3.77
22:15:00	3.48	3.77	3.56	4.02	4.05	4.03	3.37
22:30:00	3.69	3.78	3.81	3.43	3.44	3.36	3.85
22:45:00	3.29	3.48	3.88	3.93	3.83	4.04	3.44
23:00:00	3.85	3.96	3.52	3.50	3.83	3.37	3.88
23:15:00	3.28	3.20	3.92	3.94	3.44	3.96	3.44
23:30:00	3.87	3.97	3.45	3.42	4.03	3.52	3.89
23:45:00	3.29	3.29	3.94	4.03	3.27	3.87	3.43

ANEXO 1.2.7

Demandas medidas para el Banco del Pichincha

Fecha: 12 – 18 de Noviembre del 2000

Demanda en kW. TOTAL.

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	5.30	3.71	7.60	7.82	6.77	6.28	6.48
0:15:00	4.15	4.37	4.45	7.15	6.32	4.56	4.54
0:30:00	4.37	3.71	4.47	4.56	4.33	4.50	4.47
0:45:00	4.28	4.07	4.47	4.59	4.42	4.45	4.73
1:00:00	4.30	3.67	4.33	4.40	4.35	4.10	4.54
1:15:00	4.20	3.99	4.40	4.35	4.03	3.98	4.59
1:30:00	4.38	3.80	4.49	4.45	4.45	4.33	4.57
1:45:00	4.18	4.23	4.50	4.54	3.90	4.40	4.61
2:00:00	4.35	3.75	4.30	4.42	4.45	4.59	4.64
2:15:00	4.28	4.19	4.50	4.54	3.67	4.44	4.50
2:30:00	4.28	3.64	4.45	4.16	4.47	4.28	4.54
2:45:00	4.28	4.09	4.37	4.54	4.07	4.40	4.54
3:00:00	4.08	3.62	4.45	3.65	4.54	4.26	4.49
3:15:00	4.20	4.05	4.30	4.59	4.21	4.33	4.66
3:30:00	4.08	3.87	4.57	3.60	4.38	4.28	4.52
3:45:00	4.50	3.61	4.57	4.77	4.26	4.37	4.52
4:00:00	4.33	4.12	4.40	3.51	4.54	4.09	4.50
4:15:00	4.33	3.67	4.47	4.61	4.40	4.42	4.49
4:30:00	4.15	3.83	4.21	3.84	4.54	3.91	4.54
4:45:00	4.45	3.88	4.45	4.56	4.16	4.61	4.64
5:00:00	4.00	4.23	3.99	4.33	4.54	3.84	4.66
5:15:00	4.30	3.67	4.54	4.59	3.70	4.30	4.49
5:30:00	4.13	3.74	4.40	4.14	4.33	4.37	4.63
5:45:00	4.27	3.77	4.49	4.57	3.69	4.37	4.33
6:00:00	2.93	3.52	4.30	3.62	4.16	4.35	4.21
6:15:00	2.59	3.62	3.99	3.67	2.43	3.43	3.22
6:30:00	2.55	3.54	3.95	2.84	3.56	3.58	3.56
6:45:00	2.62	3.66	3.33	3.37	2.49	3.32	3.15
7:00:00	2.88	3.25	3.39	2.77	3.69	3.56	3.82
7:15:00	2.52	5.89	4.22	5.01	3.11	3.32	3.24
7:30:00	2.68	6.45	7.65	7.43	7.90	6.84	3.60
7:45:00	2.49	8.21	8.39	9.94	10.24	7.77	3.73
8:00:00	2.78	8.18	10.67	10.69	10.52	8.96	8.26
8:15:00	2.30	8.98	10.63	11.58	10.50	11.35	8.56
8:30:00	2.61	8.73	11.67	10.43	10.09	10.01	8.24
8:45:00	2.33	8.83	11.35	12.01	10.26	11.62	10.20
9:00:00	2.55	10.78	11.48	12.16	11.43	10.77	12.15
9:15:00	2.35	12.00	12.78	13.44	11.90	12.54	12.63
9:30:00	2.55	11.43	12.18	12.82	11.94	11.65	12.91
9:45:00	2.77	12.66	13.48	13.31	11.73	12.03	12.50
10:00:00	2.40	12.43	13.24	13.16	14.95	12.39	12.83
10:15:00	2.88	12.00	12.09	12.43	13.77	11.80	12.61
10:30:00	2.29	13.45	12.80	12.94	13.35	12.94	12.37
10:45:00	2.78	13.12	12.94	12.56	12.84	12.18	13.21
11:00:00	2.08	14.27	15.20	12.52	13.60	12.41	12.73

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:15:00	2.90	14.07	14.99	13.14	13.24	11.63	12.88
11:30:00	2.64	15.10	16.09	13.03	13.12	12.31	12.84
11:45:00	2.69	15.13	17.48	12.71	13.56	12.52	12.61
12:00:00	2.84	14.53	15.48	12.31	13.43	12.45	12.12
12:15:00	2.61	14.07	14.99	13.26	13.65	12.77	12.22
12:30:00	2.87	14.33	13.95	12.24	13.37	12.26	12.60
12:45:00	2.69	13.98	13.28	13.29	13.07	13.65	12.39
13:00:00	2.75	13.49	14.37	12.29	13.35	11.90	13.39
13:15:00	2.58	14.18	15.73	13.03	13.18	12.45	12.61
13:30:00	2.93	13.81	14.43	12.45	12.33	12.31	13.22
13:45:00	2.42	14.14	15.07	13.90	12.99	13.28	12.11
14:00:00	2.85	14.04	14.95	12.61	12.58	13.03	13.35
14:15:00	2.56	14.29	15.22	13.31	13.71	13.71	11.11
14:30:00	2.96	14.20	15.12	14.50	13.86	13.65	10.48
14:45:00	2.66	14.69	15.65	14.22	13.46	12.63	4.64
15:00:00	2.84	13.58	14.46	15.01	13.73	13.09	3.77
15:15:00	2.69	13.61	14.50	14.44	12.84	13.18	3.45
15:30:00	2.72	14.27	15.20	14.33	12.45	13.29	3.81
15:45:00	2.52	15.31	16.31	12.43	12.71	13.11	3.43
16:00:00	2.59	15.92	16.95	12.75	11.71	13.14	3.75
16:15:00	2.75	15.47	16.48	12.29	12.20	14.11	3.56
16:30:00	2.74	15.26	16.26	12.67	12.75	11.88	3.62
16:45:00	2.74	13.22	14.09	12.54	13.73	11.29	3.58
17:00:00	2.66	12.83	12.98	13.82	12.28	11.62	3.90
17:15:00	2.74	13.29	14.16	12.37	13.41	10.35	3.56
17:30:00	2.66	12.91	13.69	12.50	12.50	11.31	3.62
17:45:00	4.70	14.32	15.26	12.37	12.60	10.35	3.43
18:00:00	5.54	13.52	14.41	13.24	14.90	14.29	7.52
18:15:00	7.74	14.20	15.12	14.82	16.20	14.99	7.48
18:30:00	7.48	13.63	14.52	14.92	14.92	13.84	7.73
18:45:00	7.83	13.81	14.71	14.39	16.22	14.67	7.47
19:00:00	7.38	14.76	15.73	14.52	15.14	13.95	7.63
19:15:00	7.62	13.98	14.90	15.73	15.60	14.31	7.50
19:30:00	7.69	14.50	15.44	14.05	15.29	12.95	7.73
19:45:00	7.65	13.86	14.77	14.48	15.65	11.92	7.63
20:00:00	7.53	11.12	14.78	14.41	16.60	7.82	7.18
20:15:00	7.76	10.98	14.46	12.22	15.27	7.73	7.56
20:30:00	7.50	8.64	14.27	7.80	12.65	7.86	7.09
20:45:00	7.62	7.69	11.24	7.10	13.67	7.90	7.33
21:00:00	7.73	7.96	7.35	7.97	9.73	7.43	7.11
21:15:00	7.71	7.89	7.65	7.21	8.58	7.82	7.62
21:30:00	7.65	7.77	7.22	7.52	6.88	7.60	7.41
21:45:00	7.58	7.96	7.90	7.22	7.67	7.73	7.62
22:00:00	7.69	7.89	7.37	7.47	7.67	7.73	7.58
22:15:00	7.60	7.86	7.39	7.71	7.77	7.73	7.52
22:30:00	7.53	7.79	7.84	7.71	7.48	7.92	7.60
22:45:00	7.73	7.56	7.60	7.54	7.35	7.86	7.79
23:00:00	7.57	7.50	7.65	7.47	7.60	7.88	7.48
23:15:00	7.53	7.77	7.35	7.56	7.26	7.67	7.62
23:30:00	7.63	7.56	7.65	7.43	7.73	7.69	7.47
23:45:00	7.73	7.60	7.52	7.73	7.26	7.86	7.63

ANEXO 1.2.8

Demandas medidas para la Corte Suprema de Justicia

Fecha: 29 Octubre – 4 Noviembre del 2000

Demanda en kW. TOTAL.

Hora	Domíngo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	2.2	1.5	2.9	4.9	2.3	2.0	2.2
0:15:00	2.2	1.5	2.9	4.9	2.3	2.0	2.2
0:30:00	2.2	1.5	2.9	4.9	2.3	2.0	2.3
0:45:00	2.2	1.5	2.9	4.9	2.3	2.0	2.3
1:00:00	2.2	1.5	2.9	4.9	2.3	2.0	2.2
1:15:00	2.2	1.5	2.9	4.9	2.3	2.0	2.3
1:30:00	2.2	1.5	2.9	4.9	2.3	2.0	2.2
1:45:00	2.2	1.5	2.9	4.9	2.3	2.0	2.2
2:00:00	2.2	1.5	2.9	4.9	2.3	2.0	2.2
2:15:00	2.2	1.5	2.9	4.9	2.3	2.0	2.2
2:30:00	2.2	1.5	2.2	4.9	2.3	2.0	2.2
2:45:00	2.2	1.5	2.2	4.9	2.3	2.0	2.2
3:00:00	2.2	1.5	2.2	4.9	2.3	2.0	2.2
3:15:00	2.2	1.5	2.2	4.9	2.3	2.0	2.2
3:30:00	2.2	1.5	2.2	5.0	2.3	2.0	2.3
3:45:00	2.2	1.5	2.2	4.9	2.3	2.0	2.2
4:00:00	2.2	1.5	2.2	4.9	2.3	2.0	2.2
4:15:00	2.2	1.5	2.2	4.9	2.3	2.0	2.2
4:30:00	2.2	1.5	2.2	4.9	2.3	2.0	2.2
4:45:00	2.2	1.6	2.2	4.9	2.3	2.0	2.3
5:00:00	2.2	1.5	2.2	5.0	2.3	2.1	2.3
5:15:00	2.2	1.8	2.3	3.5	2.3	2.1	2.3
5:30:00	2.2	1.8	2.3	3.5	2.4	3.6	2.3
5:45:00	2.3	1.8	3.2	3.6	4.1	3.7	2.3
6:00:00	2.2	3.1	3.6	5.0	4.9	5.0	2.3
6:15:00	2.2	4.8	3.6	4.3	5.0	3.4	2.3
6:30:00	2.2	3.4	4.5	5.1	3.9	3.3	2.3
6:45:00	2.2	3.3	4.3	5.5	5.1	4.6	2.3
7:00:00	2.2	7.5	4.9	6.3	5.5	6.0	1.9
7:15:00	2.2	11.6	8.1	6.6	7.4	7.4	1.9
7:30:00	2.2	11.6	9.4	6.6	7.4	8.9	1.9
7:45:00	2.2	12.0	10.7	9.8	9.4	11.8	1.9
8:00:00	2.2	13.0	10.7	12.6	12.2	12.9	1.9
8:15:00	2.3	16.8	12.2	14.1	16.1	15.2	1.9
8:30:00	2.6	16.5	14.0	17.3	18.9	16.5	2.0
8:45:00	2.8	19.2	19.7	18.5	23.5	19.0	2.8
9:00:00	2.8	19.6	20.6	19.2	23.0	19.8	3.0
9:15:00	2.7	20.8	22.4	20.4	22.4	18.9	3.1
9:30:00	2.8	22.8	23.6	21.6	22.6	17.9	3.7
9:45:00	2.8	22.8	23.3	20.4	22.2	18.5	5.1
10:00:00	2.8	23.2	23.4	21.6	23.5	19.6	4.0
10:15:00	2.9	24.0	23.2	21.2	22.8	20.1	4.4
10:30:00	2.9	23.6	23.2	22.0	23.9	18.9	4.1
10:45:00	3.0	23.2	24.1	22.4	23.3	18.2	4.1
11:00:00	2.9	23.6	23.9	21.2	23.3	18.9	4.1

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
11:15:00	2.9	23.2	23.4	22.3	23.3	18.2	4.0
11:30:00	2.7	22.4	23.0	19.3	22.1	17.7	4.1
11:45:00	2.2	21.2	23.2	20.4	19.9	16.3	2.6
12:00:00	2.2	21.2	20.9	18.5	13.4	10.5	2.6
12:15:00	2.2	18.9	13.6	12.2	8.7	8.2	2.6
12:30:00	2.2	11.8	8.8	6.3	7.6	6.3	2.2
12:45:00	2.2	7.4	7.9	5.1	7.8	5.1	2.2
13:00:00	2.2	8.6	7.8	4.9	7.7	5.1	1.9
13:15:00	2.2	5.1	7.6	5.0	7.9	5.1	1.9
13:30:00	2.2	5.5	8.1	7.2	8.7	6.3	1.2
13:45:00	2.2	5.1	8.3	8.6	10.8	8.6	1.2
14:00:00	2.2	6.3	10.5	9.4	16.4	12.2	1.2
14:15:00	2.2	8.2	15.8	13.7	20.5	14.9	1.2
14:30:00	2.2	13.7	19.8	18.9	21.5	16.1	1.2
14:45:00	2.6	17.7	20.0	18.1	22.0	17.7	1.6
15:00:00	2.8	18.9	21.6	19.2	22.6	17.3	2.0
15:15:00	2.7	18.9	21.6	18.9	23.5	17.7	2.0
15:30:00	4.0	19.6	21.6	20.0	24.8	18.5	1.9
15:45:00	4.4	19.6	22.8	20.0	25.3	18.5	2.3
16:00:00	3.8	20.0	22.8	20.8	24.8	18.1	2.0
16:15:00	3.8	20.4	22.8	20.8	25.2	19.6	1.9
16:30:00	4.7	20.8	23.6	21.2	24.0	18.5	1.9
16:45:00	3.9	22.0	23.2	20.8	22.8	18.1	1.9
17:00:00	4.1	22.0	23.2	22.0	21.2	17.7	1.9
17:15:00	3.6	21.6	23.2	20.4	17.7	16.9	1.9
17:30:00	3.2	19.6	22.4	19.6	18.1	16.5	1.2
17:45:00	3.2	20.4	22.4	19.6	15.7	14.5	1.9
18:00:00	3.2	18.1	19.6	17.3	11.8	9.8	2.1
18:15:00	2.6	17.3	15.7	11.4	9.0	7.0	2.2
18:30:00	2.7	11.8	13.7	7.8	6.3	6.3	2.2
18:45:00	2.6	9.8	10.6	6.6	4.7	4.3	2.2
19:00:00	2.6	5.5	6.7	2.8	3.0	2.6	2.2
19:15:00	2.7	4.3	6.1	2.9	3.0	2.6	2.2
19:30:00	2.7	3.0	5.8	3.7	2.6	2.4	2.2
19:45:00	2.5	3.0	5.8	2.6	2.6	2.4	2.2
20:00:00	1.7	3.0	5.0	2.6	2.6	2.4	2.2
20:15:00	1.7	3.0	5.0	2.6	2.6	2.4	2.2
20:30:00	1.9	2.9	5.0	2.6	2.6	2.6	2.5
20:45:00	1.7	2.9	5.0	3.6	2.6	2.4	2.2
21:00:00	1.7	2.9	5.0	2.3	2.3	2.2	2.2
21:15:00	1.7	2.9	4.9	3.1	2.2	2.2	2.2
21:30:00	1.5	2.9	4.9	2.2	2.2	2.2	2.2
21:45:00	1.5	2.9	4.8	2.2	2.2	2.2	2.2
22:00:00	1.5	2.9	4.8	2.2	2.2	2.2	2.1
22:15:00	1.5	2.9	4.8	2.2	2.2	2.2	2.2
22:30:00	1.5	2.9	4.9	2.2	2.2	2.2	2.2
22:45:00	1.5	2.9	4.9	2.2	2.2	2.2	2.2
23:00:00	1.5	2.9	4.9	2.2	2.2	2.2	2.2
23:15:00	1.5	2.9	4.9	2.2	2.2	2.2	2.2
23:30:00	1.5	2.9	4.9	2.3	2.2	2.2	2.2
23:45:00	1.5	2.9	4.9	2.3	2.3	2.2	2.2

ANEXO 1.2.9

Demandas medidas para la Mecánica Vaca Barela

Fecha: 5 - 11 Noviembre del 2000

Demanda en kW. TOTAL.

Hora	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
0:00:00	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.06	0.05
0:15:00	0.06	0.08	0.07	0.07	0.08	0.07	0.07
0:30:00	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06
0:45:00	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06
1:00:00	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.06	0.06
1:15:00	0.06	0.05	0.08	0.07	0.07	0.07	0.06
1:30:00	0.08	0.08	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
1:45:00	0.06	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07
2:00:00	0.05	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.06
2:15:00	0.07	0.07	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06
2:30:00	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
2:45:00	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
3:00:00	0.07	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06
3:15:00	0.05	0.07	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07
3:30:00	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
3:45:00	0.07	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
4:00:00	0.07	0.07	0.07	0.06	0.07	0.06	0.06
4:15:00	0.07	0.06	0.07	0.06	0.06	0.06	0.07
4:30:00	0.07	0.07	0.06	0.07	0.06	0.07	0.07
4:45:00	0.08	0.07	0.07	0.07	0.08	0.06	0.06
5:00:00	0.07	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06
5:15:00	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
5:30:00	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06
5:45:00	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06
6:00:00	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07
6:15:00	0.05	0.07	0.07	0.06	0.06	0.05	0.07
6:30:00	0.07	0.07	0.07	0.06	0.07	0.18	0.06
6:45:00	0.07	0.08	1.46	0.79	1.40	2.24	0.05
7:00:00	0.05	2.15	2.11	2.08	2.04	1.34	0.06
7:15:00	0.05	2.62	2.57	2.53	2.78	2.84	2.93
7:30:00	0.07	2.67	2.81	4.17	4.81	4.95	4.90
7:45:00	0.06	2.87	2.90	3.97	5.42	5.37	5.26
8:00:00	0.06	3.09	3.09	4.19	6.51	6.38	6.01
8:15:00	0.06	3.66	3.77	4.39	5.48	5.42	5.68
8:30:00	0.05	4.28	4.19	4.62	6.86	6.14	6.10
8:45:00	0.06	3.96	4.29	5.18	5.96	6.10	5.75
9:00:00	0.07	5.12	5.07	4.97	5.40	6.37	5.10
9:15:00	0.07	5.23	5.27	5.07	5.02	6.26	5.41
9:30:00	0.07	4.72	4.58	5.33	5.22	5.74	5.86
9:45:00	0.07	4.20	4.33	5.79	6.36	6.14	6.05
10:00:00	0.06	4.83	4.78	4.94	4.93	5.19	5.14
10:15:00	0.08	4.63	4.68	5.62	5.79	5.73	5.62
10:30:00	0.07	4.12	4.31	4.65	4.95	5.48	4.96
10:45:00	0.06	4.03	4.16	4.43	4.90	5.57	5.10
11:00:00	0.06	3.88	4.29	4.32	4.75	4.85	4.99
11:15:00	0.06	4.41	4.45	4.70	4.91	5.46	5.57
11:30:00	0.05	3.91	4.47	4.64	4.95	4.83	5.36

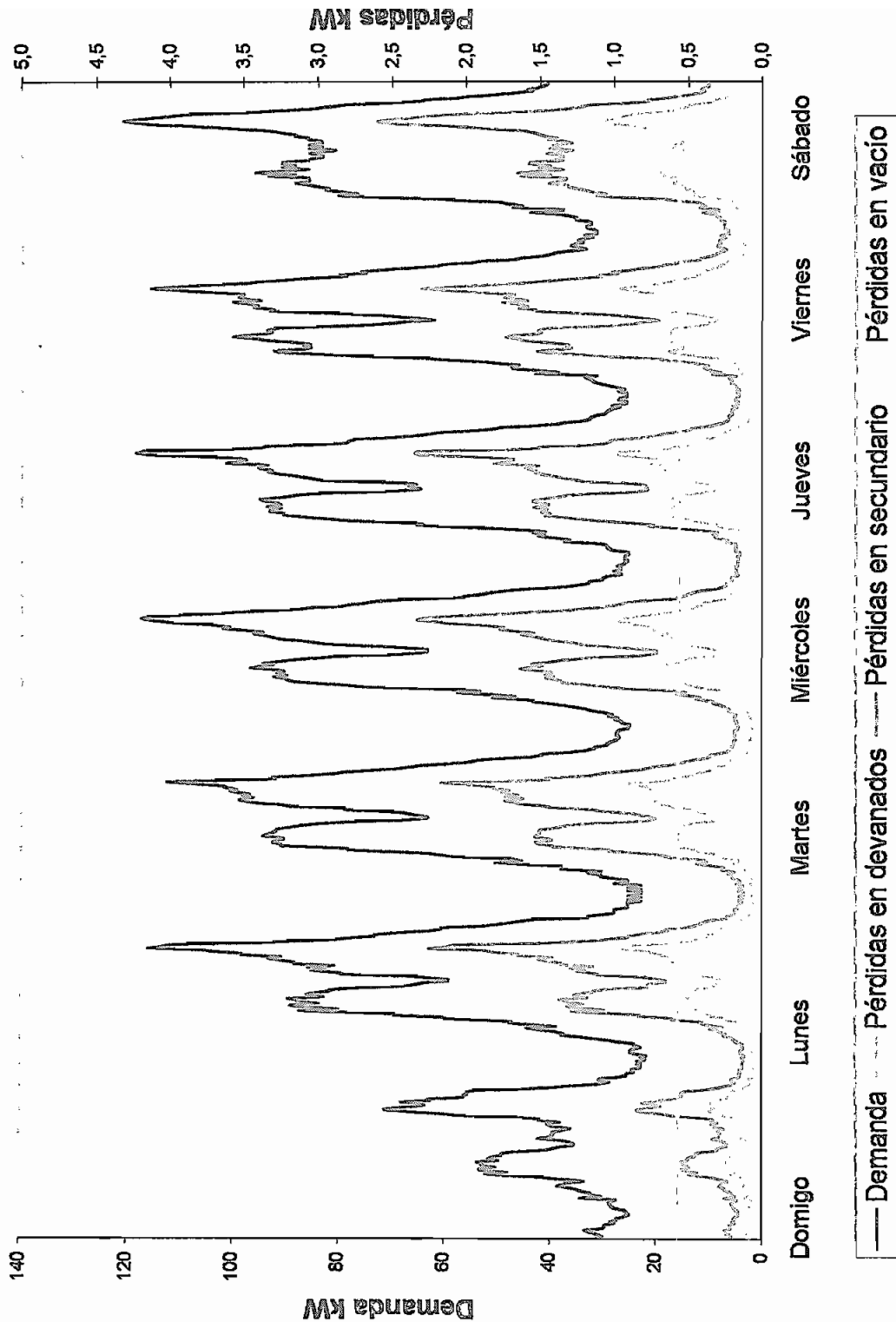
ANEXO 2

CURVAS DE DEMANDAS Y

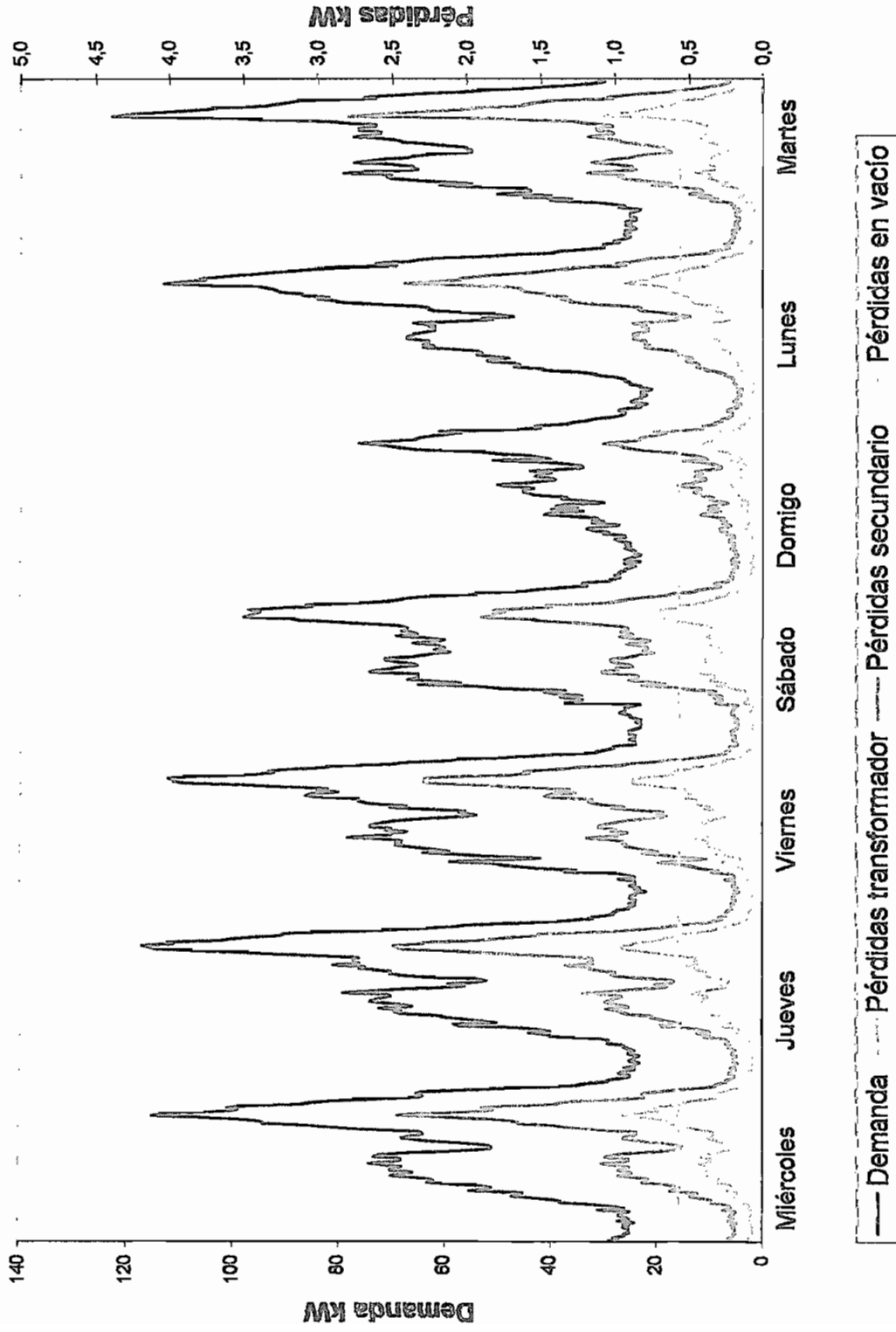
PERDIDAS RESISTIVAS

DE LAS CAMARAS DE TRANSFORMACION

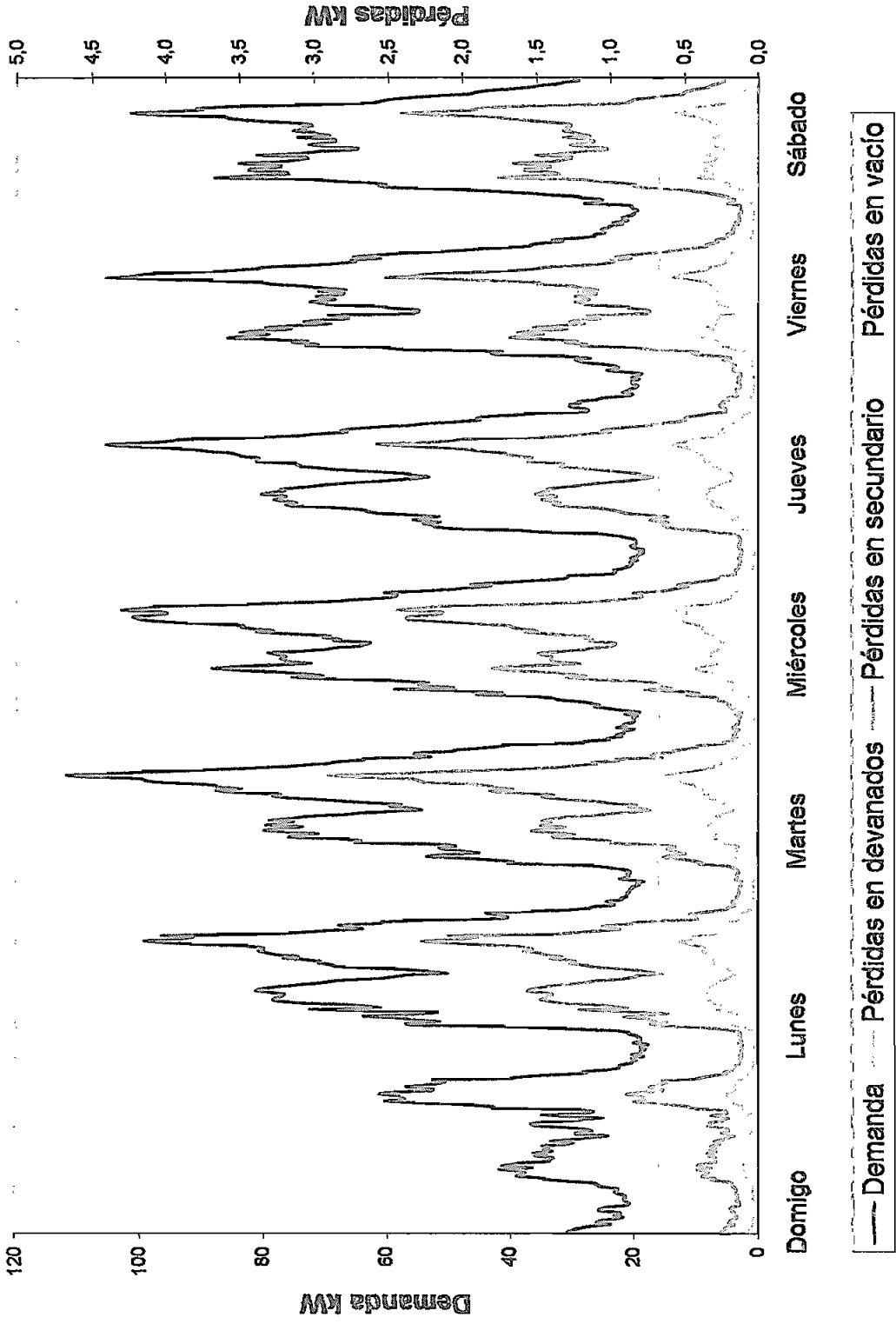
ANEXO 2.1.- Curva de demandas y pérdidas en la cámara Ct2



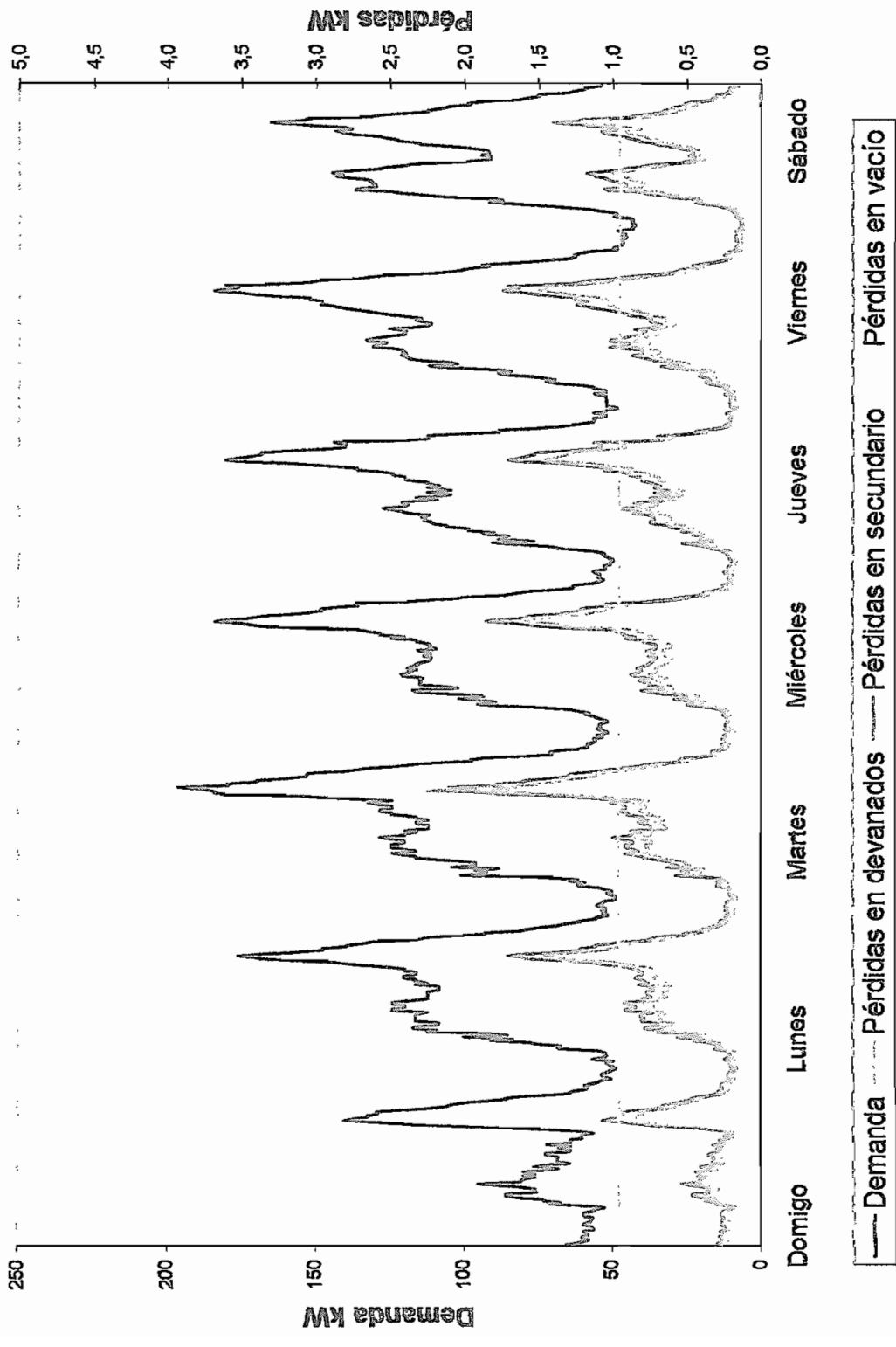
ANEXO 2.2.- Curva de demandas y pérdidas en la cámara C14



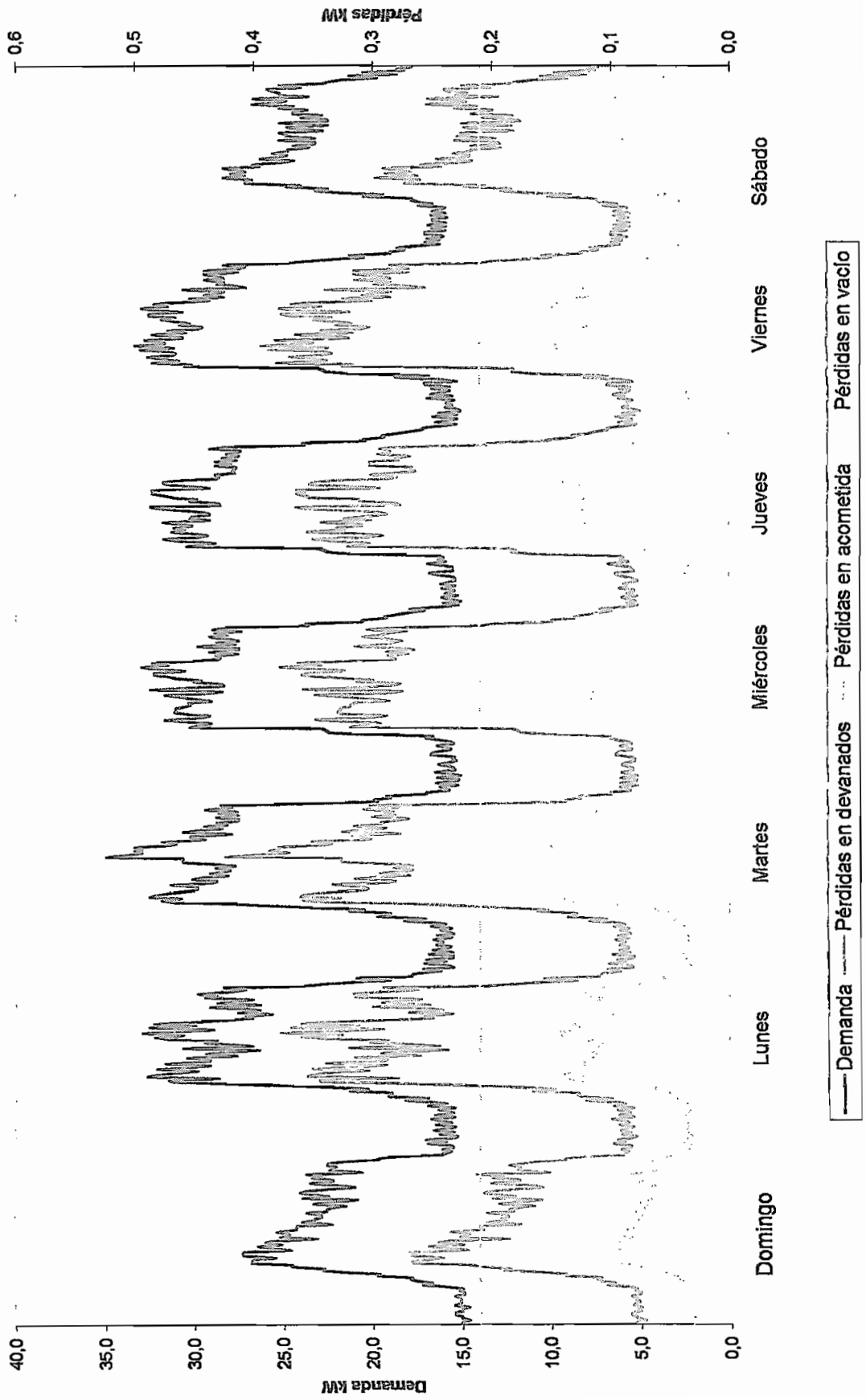
ANEXO 2.3.- Curva de demandas y pérdidas en la cámara C19



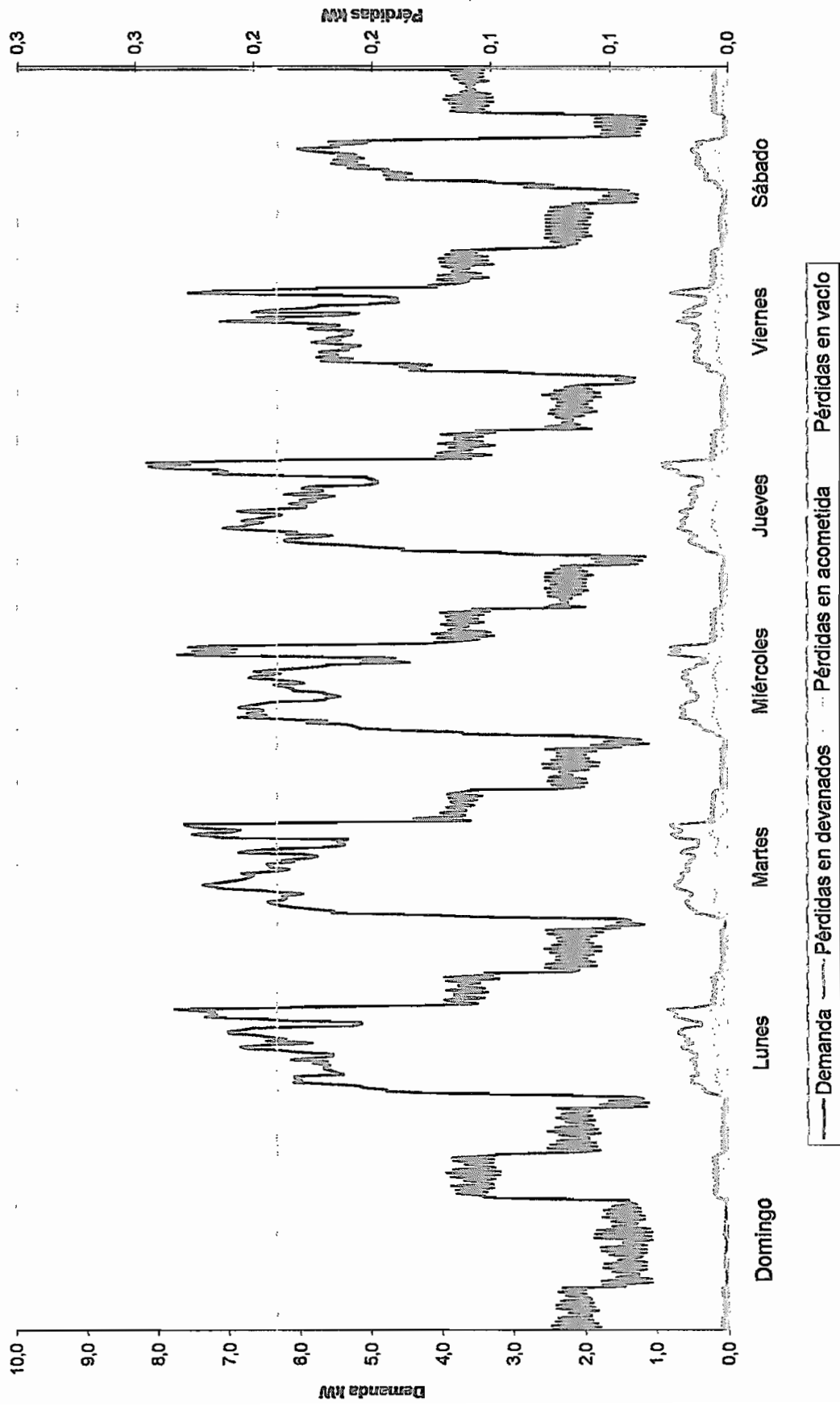
ANEXO 2.4.- Curva de demandas y pérdidas en la cámara Ct11



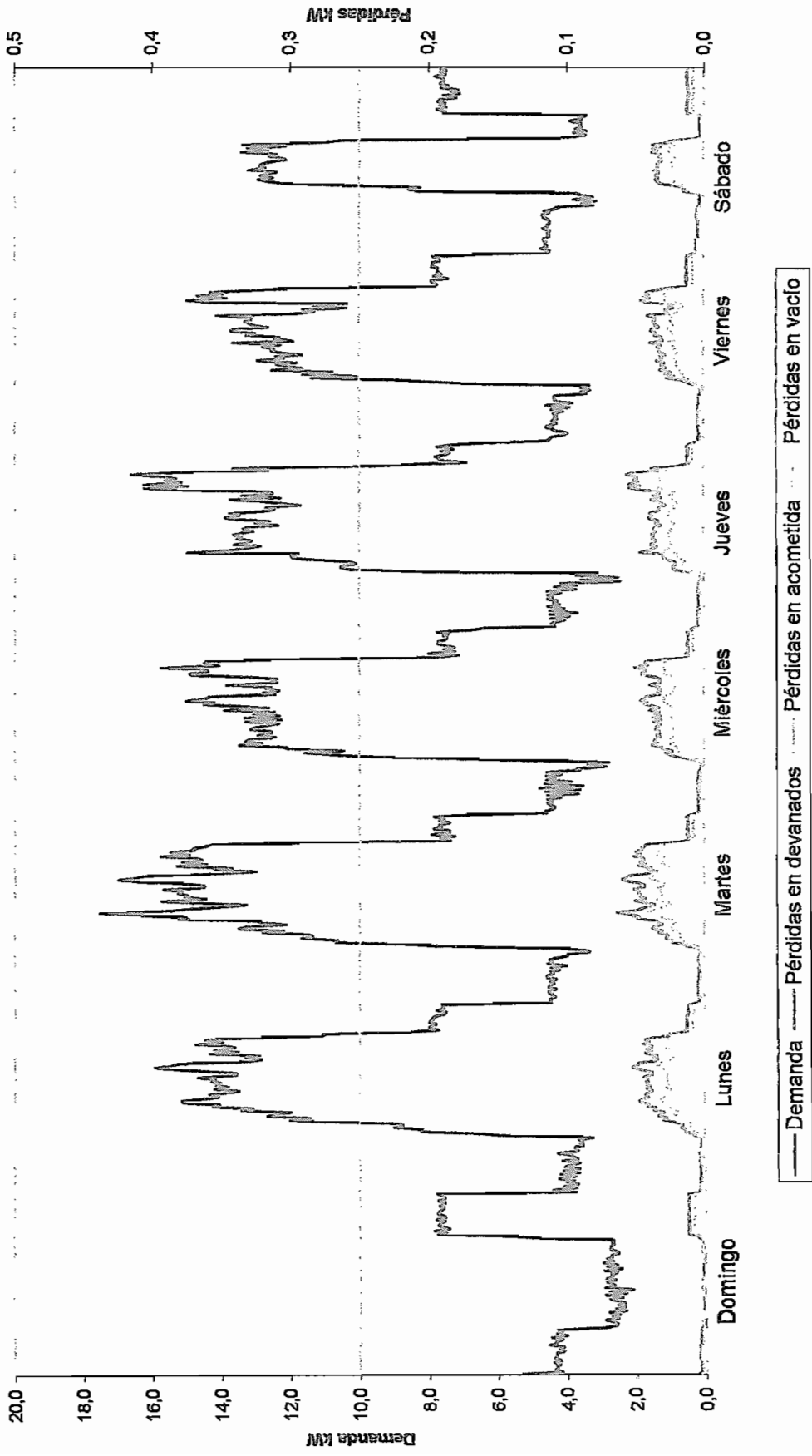
ANEXO 2.5.- Curva de demandas y pérdidas en la Cámara de Andinatel



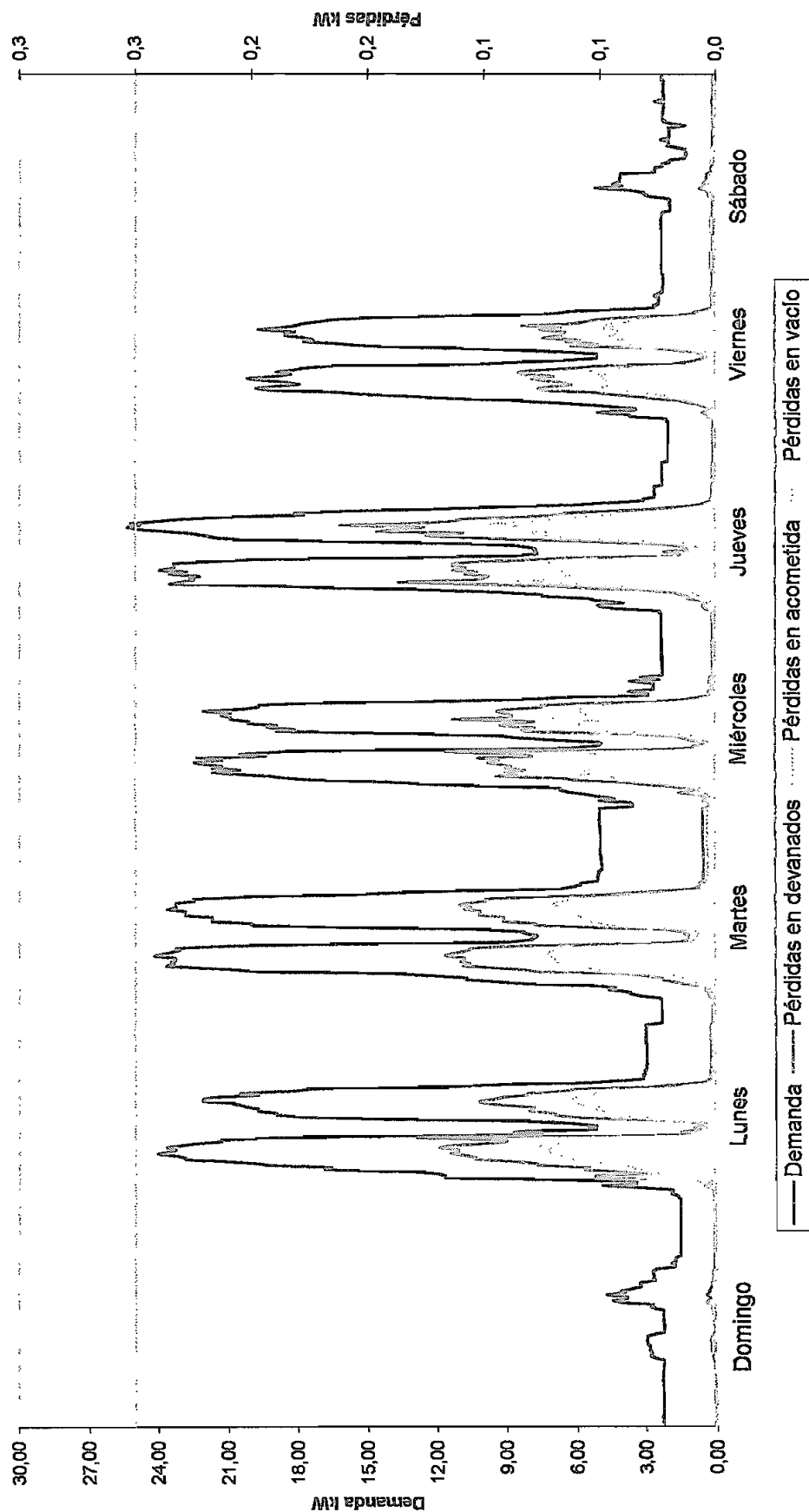
ANEXO 2.6.- Curva de demandas y pérdidas en la Cámara del Banco de Guayaquil



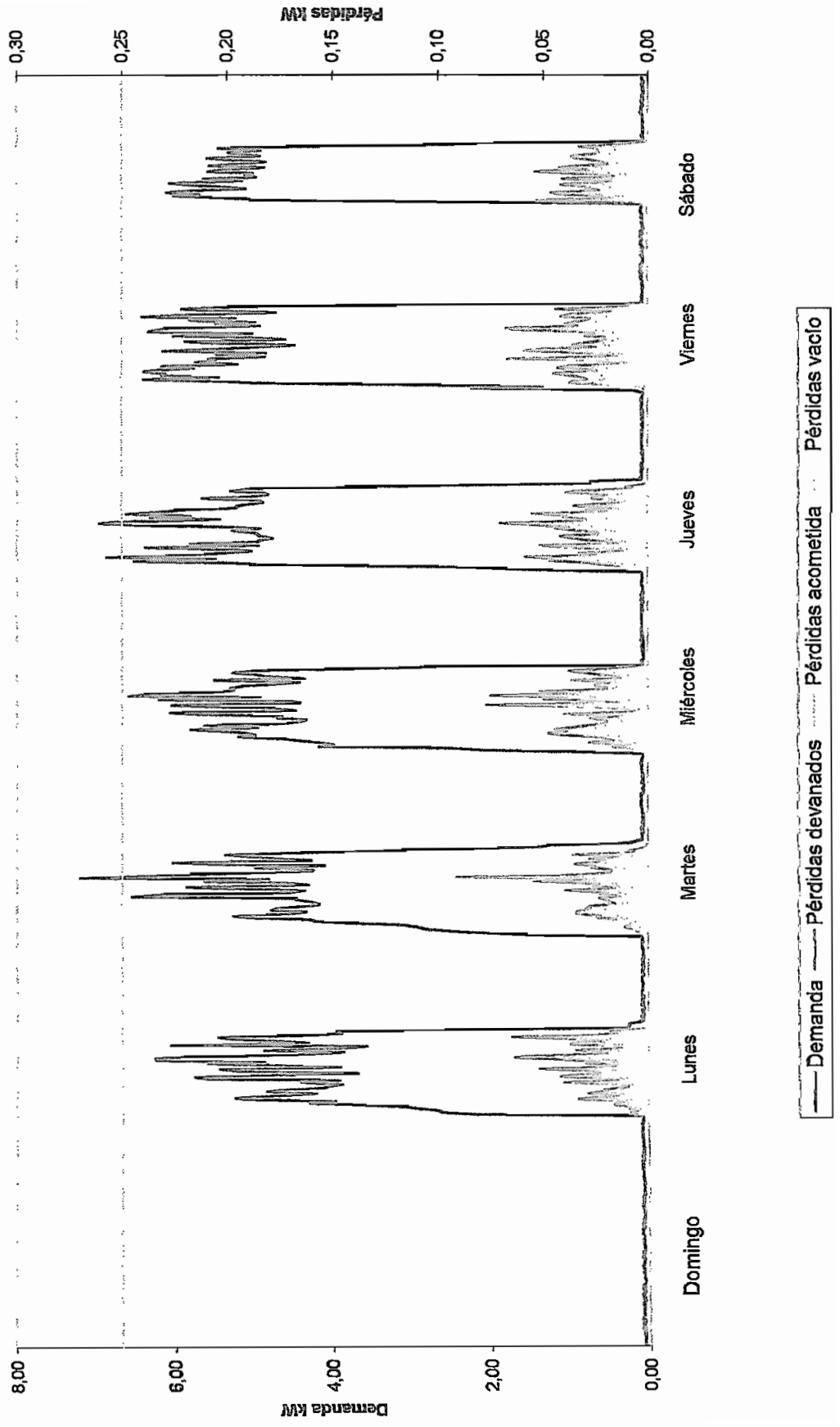
ANEXO 2.7.- Curva de demandas y pérdidas en la Cámara del Banco del Pichincha



ANEXO 2.8.- Curva de demandas y pérdidas en la Cámara de transformación de la Corte Suprema de Justicia



ANEXO 2.9.- Curva de demandas y pérdidas en Cámara de la Mecánica Vaca Barela



ANEXO 3

**FLUJOS DE CARGA PARA EL ALIMENTADOR Y LOS
TRANSFORMADORES MUESTRA**

ANEXO 3.1 FLUJO DE POTENCIA PARA EL CIRCUITO PRIMARIO

PROJECT: SALIDA 3 06/06/01 14:42:09
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER SALIDA3
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

SECTION NAME FEEDER TOTALS:	LGTH PHS KM CFG COND	CONN KVA	LOAD IN SECTION ---			LOAD THRU SECTION ----			VOLTAGE PERCENT ---			LOSSES --			
			KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	DROP LEVEL	KW	KVAR
OR12	0.2 ABC 1/OAA	0	0	0	0	0.93)	1313	519	59	0	0.1	99.9	1.4	0.8	OR12
OR2MAL1	0.0 ABC 1/OAA	0	0	0	0	25.7	1313	519	59	0	0.1	99.9	0.2	0.1	OR2MAL1
MAL12	0.2 ABC XLPE 2	0	0	0	0	24.3	1243	491	56	0	0.0	99.8	0.4	0.2	MAL12
CT.2	0.0 ABC XLPE 2	0	114	45	5	2.2	57	22	3	0	0.0	99.8	0.0	0.0	CT.2
MAL23	0.1 ABC XLPE 2	0	0	0	0	22.2	1128	446	51	0	0.0	99.8	0.2	0.1	MAL23
B.G	0.0 ABC XLPE1/	0	15	6	1	0.4	8	3	0	0	0.0	99.8	0.0	0.0	B.G
MAL34	0.2 ABC XLPE 2	0	0	0	0	21.9	1113	440	50	0	0.0	99.8	0.3	0.2	MAL34
MAL4 BQ1	0.2 ABC XLPE1/	0	0	0	0	1.5	61	24	3	0	0.0	99.8	0.0	0.0	MAL4 BQ1
CT.7	0.0 ABC XLPE1/	0	61	24	3	0.0	31	12	1	0	0.0	99.8	0.0	0.0	CT.7
MAL4BQ2	0.1 ABC XLPE1/	0	0	0	0	1.1	45	18	2	0	0.0	99.8	0.0	0.0	MAL4BQ2
AND	0.0 ABC XLPE1/	0	45	18	2	0.0	22	9	1	0	0.0	99.8	0.0	0.0	AND
MAL4 Q1	0.2 ABC XLPE1/	0	0	0	0	0.5	19	8	1	0	0.0	99.8	0.0	0.0	MAL4 Q1
Q.1 Q.2	0.1 ABC XLPE1/	0	0	0	0	0.1	3	1	0	0	0.0	99.8	0.0	0.0	Q.1 Q.2
SCH	0.0 ABC XLPE1/	0	3	1	0	0.1	1	1	0	0	0.0	99.8	0.0	0.0	SCH
BPICH	0.0 ABC XLPE1/	0	16	6	1	0.4	8	3	0	0	0.0	99.8	0.0	0.0	BPICH
CT.6	0.0 ABC XLPE1/	0	49	19	2	0.0	24	10	1	0	0.0	99.8	0.0	0.0	CT.6
MAL45	0.3 ABC XLPE 2	0	0	0	0	18.5	939	371	42	0	0.0	99.8	0.4	0.2	MAL45
CT.12	0.0 ABC XLPE1/	0	76	30	3	0.0	38	15	2	0	0.0	99.8	0.0	0.0	CT.12
MAL56	0.0 ABC XLPE1/	0	0	0	0	0.4	18	7	1	0	0.0	99.8	0.0	0.0	MAL56
MAL67	0.1 ABC XLPE1/	0	0	0	0	0.1	4	1	0	0	0.0	99.8	0.0	0.0	MAL67
VACABARELA	0.0 ABC XLPE1/	0	4	1	0	0.1	2	1	0	0	0.0	99.8	0.0	0.0	VACABARELA
CORTE	0.0 ABC XLPE1/	0	15	6	1	0.4	7	3	0	0	0.0	99.8	0.0	0.0	CORTE
MAL5 AMAZ1	0.3 ABC XLPE 2	0	0	0	0	16.6	844	333	38	0	0.0	99.7	0.3	0.2	MAL5 AMAZ1
AMAZ1 GUAY1	0.2 ABC XLPE1/	0	0	0	0	17.9	742	293	33	0	0.0	99.7	0.3	0.2	AMAZ1 GUAY1
GUAY1 ORE1	0.3 ABC XLPE1/	0	0	0	0	10.8	449	177	20	0	0.0	99.6	0.1	0.1	GUAY1 ORE1
ORE1 QUIJ1	0.2 ABC XLPE1/	0	0	0	0	6.5	268	106	12	0	0.0	99.6	0.0	0.0	ORE1 QUIJ1
QUIJ1 FV1	0.2 ABC XLPE1/	0	0	0	0	4.7	193	76	9	0	0.0	99.6	0.0	0.0	QUIJ1 FV1
FV1 CP1	0.3 ABC XLPE1/	0	0	0	0	2.2	90	35	4	0	0.0	99.6	0.0	0.0	FV1 CP1
CP1 BQ3	0.1 ABC XLPE1/	0	0	0	0	0.0	2	1	0	0	0.0	99.6	0.0	0.0	CP1 BQ3
CCZAPATA	0.0 ABC XLPE1/	0	2	1	0	0.0	1	0	0	0	0.0	99.6	0.0	0.0	CCZAPATA
CT.8	0.0 ABC XLPE1/	0	88	35	4	0.0	44	17	2	0	0.0	99.6	0.0	0.0	CT.8
CT4	0.0 ABC XLPE1/	0	103	41	5	0.0	52	20	2	0	0.0	99.6	0.0	0.0	CT4

SALIDA3
 LGTH PHS
 SECTION NAME KM CFG COND KVA KW KVAR AMPS CUST PCT LOAD THRU SECTION ----- VOLTAGE PERCENT --- LOSSES -
 NAME KVAR AMPS CUST DROP LEVEL KW KVAR SECTION
 FEEDER TOTALS: (feeder pf = 0.93) 1313 519 59 0 100.0 3.6 2.1

SECTION NAME	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	LOAD	THRU SECTION	VOLTAGE PERCENT	LOSSES -
CT.1	ABC XLPE1/	0	75	30	3	0.0	1.8	38	15	2	0
CT.5	ABC XLPE1/	0	181	71	8	0.0	4.4	90	36	4	0
CT.9	ABC XLPE1/	0	100	40	5	0.0	2.4	50	20	2	0
GUAY1 JAECHI	0.3 ABC XLPE1/	0	0	0	0	0.0	4.6	192	76	9	0
CT.11	ABC XLPE1/	0	192	76	9	0.0	4.6	96	38	4	0
CT.10	ABC XLPE1/	0	102	40	5	0.0	2.5	51	20	2	0
OR23	0.2 ABC 1/OAA	0	0	0	0	0.0	1.3	69	27	3	0
CT3	ABC XLPE1/	0	69	27	3	0.0	1.7	34	14	2	0

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----- WIRE LOAD MAXIMUM --- PERCENT ----- LOSSES -----

SECTION NAME	DROP PERCENT	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
CCZAPATA	0.38	99.62	OR12	25.67	4.16	3.56	2.14

13 iteration(s) with convergence criteria of 0.00

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD ----- : ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----
 KVA KW KVAR PF : KVA KW KVAR
 1411.4 1312.6 518.8 0.93 : 4.2 3.6 2.1

ANEXO 3.2 Flujo de potencia de la cámara Ct2

PROJECT: Scott & Scott 02/15/01 14:18:27
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER rsct2
 Nominal Voltage = 0.21 KV Line to Line

SECTION NAME FEEDER TOTALS:	LGTH KM	PHS CFG	COND	LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT				LOSSES		SECTION NAME		
				CONN KVA	KW	KVAR	AMPS (feeder pf = 0.96)	CUST	PCT (0.96)	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROPP	DROPP	LEVEL	KW		KVAR	
rsct2st	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.1	0.1	99.9	100.0	1.7	2.0	rsct2st
ctv41	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.4	0.4	99.6	99.6	0.1	0.1	ctv41
ctv41	0.0	ABC	ct2ttu	0	3	1	10	0.0	2.7	2	0	5	0	0.0	0.4	99.6	99.6	0.0	0.0	ctv41
ctv42	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	13.3	16	5	48	0	0.2	0.6	99.4	99.4	0.0	0.0	ctv42
ctv42	0.0	ABC	ct2ttu	0	3	1	7	0.0	2.1	1	0	4	0	0.0	0.6	99.4	99.4	0.0	0.0	ctv42
ctv43	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	11.2	14	4	40	0	0.1	0.7	99.3	99.3	0.0	0.0	ctv43
ctv45	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	1.8	2	1	6	0	0.0	0.8	99.2	99.2	0.0	0.0	ctv45
ctv46	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	0.4	1	0	2	0	0.0	0.8	99.2	99.2	0.0	0.0	ctv46
ctv46	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	2	0.0	0.4	0	0	1	0	0.0	0.8	99.2	99.2	0.0	0.0	ctv46
ctv45	0.0	ABC	ct2ttu	0	2	0	5	0.0	1.3	1	0	2	0	0.0	0.8	99.2	99.2	0.0	0.0	ctv45
ctv43	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	4	0.0	1.1	1	0	2	0	0.0	0.7	99.3	99.3	0.0	0.0	ctv43
ctv44	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	1.5	2	1	5	0	0.0	0.7	99.3	99.3	0.0	0.0	ctv44
ctv44	0.0	ABC	ct2ttu	0	2	1	5	0.0	1.5	1	0	3	0	0.0	0.7	99.3	99.3	0.0	0.0	ctv44
ctv48	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	1	0.0	6.9	8	2	24	0	0.0	0.8	99.2	99.2	0.0	0.0	ctv48
ctv49	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	6.1	8	2	22	0	0.2	0.9	99.1	99.1	0.0	0.0	ctv49
ctv410	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	2.9	4	1	11	0	0.1	1.0	99.0	99.0	0.0	0.0	ctv410
ctv411	0.6	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	2.2	3	1	8	0	0.9	1.9	98.1	98.1	0.0	0.0	ctv411
ctv411	0.0	ABC	ct2ttu	0	3	1	8	0.0	2.2	1	0	4	0	0.0	1.9	98.1	98.1	0.0	0.0	ctv411
ctv410	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	2	0.0	0.7	0	0	1	0	0.0	1.0	99.0	99.0	0.0	0.0	ctv410
ctv49	0.0	ABC	ct2ttu	0	4	1	12	0.0	3.2	2	1	6	0	0.0	0.9	99.1	99.1	0.0	0.0	ctv49
ctv48	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	1	0.0	0.4	0	0	1	0	0.0	0.8	99.2	99.2	0.0	0.0	ctv48
ctv31	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	1	0.0	26.9	24	7	71	0	0.6	0.7	99.3	99.3	0.1	0.1	ctv31
ctv31	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	1	0.0	0.5	0	0	1	0	0.0	0.7	99.3	99.3	0.0	0.0	ctv31
ctv32	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	26.0	24	7	69	0	0.5	1.2	98.8	98.8	0.1	0.1	ctv32
ctv39	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	10.5	10	3	28	0	0.0	1.2	98.8	98.8	0.0	0.0	ctv39
ctv310	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	9.6	9	3	26	0	0.2	1.4	98.6	98.6	0.0	0.0	ctv310
ctv311	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	6.4	6	2	17	0	0.1	1.5	98.5	98.5	0.0	0.0	ctv311
ctv311	0.0	ABC	ct2ttu	0	2	1	5	0.0	1.9	1	0	3	0	0.0	1.5	98.5	98.5	0.0	0.0	ctv311
ctv312	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	4.5	4	1	12	0	0.1	1.6	98.4	98.4	0.0	0.0	ctv312
ctv313	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	2.4	2	1	6	0	0.0	1.6	98.4	98.4	0.0	0.0	ctv313
ctv313	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	4	0.0	1.5	1	0	2	0	0.0	1.6	98.4	98.4	0.0	0.0	ctv313
ctv314	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	0.9	1	0	2	0	0.0	1.6	98.4	98.4	0.0	0.0	ctv314
ctv314	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	2	0.0	0.9	0	0	1	0	0.0	1.6	98.4	98.4	0.0	0.0	ctv314
ctv312	0.0	ABC	ct2ttu	0	2	1	6	0.0	2.1	1	0	3	0	0.0	1.6	98.4	98.4	0.0	0.0	ctv312
ctv310	0.0	ABC	ct2ttu	0	3	1	9	0.0	3.2	1	0	4	0	0.0	1.4	98.6	98.6	0.0	0.0	ctv310

rsct2	SECTION NAME	LGTH	PHS	LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT				LOSSES		SECTION NAME			
				CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL		KW	KVAR	
	ctp39	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	2	0.0	0.9	0	0	1	0	0.0	1.2	98.8	100.0	1.7	2.0	ctp39
	ctp32	0.0	ABC	ct2ttu	0	3	1	8	0.0	3.1	1	0	4	0	0.0	1.2	98.8		0.0	0.0	ctp32
	ctv33	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	12.3	11	3	33	0	0.2	1.4	98.6		0.0	0.0	ctv33
	ctv34	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	10.4	9	3	28	0	0.2	1.6	98.4		0.0	0.0	ctv34
	ctv35	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	6.7	6	2	18	0	0.2	1.8	98.2		0.0	0.0	ctv35
	ctv36	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	3.2	3	1	9	0	0.1	1.8	98.2		0.0	0.0	ctv36
	ctv37	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	1.8	2	0	5	0	0.0	1.9	98.1		0.0	0.0	ctv37
	ctp37	0.0	ABC	ct2ttu	0	2	0	5	0.0	1.8	1	0	2	0	0.0	1.9	98.1		0.0	0.0	ctp37
	ctp36	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	4	0.0	1.5	1	0	2	0	0.0	1.8	98.2		0.0	0.0	ctp36
	ctp35	0.0	ABC	ct2ttu	0	3	1	9	0.0	3.5	2	0	5	0	0.0	1.8	98.2		0.0	0.0	ctp35
	ctp34	0.0	ABC	ct2ttu	0	3	1	10	0.0	3.7	2	0	5	0	0.0	1.6	98.4		0.0	0.0	ctp34
	ctp33	0.0	ABC	ct2ttu	0	2	0	5	0.0	1.9	1	0	2	0	0.0	1.4	98.6		0.0	0.0	ctp33
	ctv21	0.1	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	54.6	58	18	169	0	1.9	2.0	98.0		0.9	1.1	ctv21
	ctv26	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	18.0	19	6	56	0	0.3	2.3	97.7		0.0	0.0	ctv26
	ctv27	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	16.4	17	5	51	0	0.2	2.4	97.6		0.0	0.0	ctv27
	ctv28	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	12.3	13	4	38	0	0.2	2.6	97.4		0.0	0.0	ctv28
	ctv29	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	9.7	10	3	30	0	0.1	2.7	97.3		0.0	0.0	ctv29
	ctv210	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	7.0	7	2	22	0	0.1	2.9	97.1		0.0	0.0	ctv210
	ctv211	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	4.8	5	1	15	0	0.1	3.0	97.0		0.0	0.0	ctv211
	ctv212	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	3.1	3	1	10	0	0.1	3.0	97.0		0.0	0.0	ctv212
	ctv213	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	1.7	2	1	5	0	0.0	3.0	97.0		0.0	0.0	ctv213
	ctv214	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	0.9	1	0	3	0	0.0	3.1	96.9		0.0	0.0	ctv214
	ctp214	0.0	ABC	ct2TTU	0	1	0	3	0.0	0.9	0	0	1	0	0.0	3.1	96.9		0.0	0.0	ctp214
	ctp213	0.0	ABC	ct2TTU	0	1	0	3	0.0	0.8	0	0	1	0	0.0	3.0	97.0		0.0	0.0	ctp213
	ctp212	0.0	ABC	ct2TTU	0	1	0	4	0.0	1.4	1	0	2	0	0.0	3.0	97.0		0.0	0.0	ctp212
	ctp211	0.0	ABC	ct2TTU	0	2	1	5	0.0	1.7	1	0	3	0	0.0	3.0	97.0		0.0	0.0	ctp211
	ctp210	0.0	ABC	ct2TTU	0	2	1	7	0.0	2.3	1	0	4	0	0.0	2.9	97.1		0.0	0.0	ctp210
	ctp29	0.0	ABC	ct2TTU	0	3	1	8	0.0	2.6	1	0	4	0	0.0	2.7	97.3		0.0	0.0	ctp29
	ctp28	0.0	ABC	ct2TTU	0	3	1	8	0.0	2.6	1	0	4	0	0.0	2.6	97.4		0.0	0.0	ctp28
	ctp27	0.0	ABC	ct2TTU	0	4	1	13	0.0	4.1	2	1	6	0	0.0	2.4	97.6		0.0	0.0	ctp27
	ctp26	0.0	ABC	ct2TTU	0	2	1	5	0.0	1.7	1	0	3	0	0.0	2.3	97.7		0.0	0.0	ctp26
	ctp21	0.0	ABC	ct2TTU	0	2	1	7	0.0	2.2	1	0	3	0	0.0	2.0	98.0		0.0	0.0	ctp21
	ctv22	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	34.3	36	11	106	0	0.5	2.5	97.5		0.1	0.2	ctv22
	ctv23	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	9.5	10	3	30	0	0.1	2.6	97.4		0.0	0.0	ctv23
	ctv24	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	7.6	8	2	24	0	0.2	2.8	97.2		0.0	0.0	ctv24
	ctv25	0.0	ABC	ct2TTU	0	0	0	0	0.0	3.8	4	1	12	0	0.1	2.8	97.2		0.0	0.0	ctv25
	ctp25	0.0	ABC	ct2TTU	0	4	1	12	0.0	3.8	2	1	6	0	0.0	2.8	97.2		0.0	0.0	ctp25
	ctp24	0.0	ABC	ct2TTU	0	4	1	12	0.0	3.8	2	1	6	0	0.0	2.8	97.2		0.0	0.0	ctp24
	ctp23	0.0	ABC	ct2TTU	0	2	1	6	0.0	2.0	1	0	3	0	0.0	2.6	97.4		0.0	0.0	ctp23
	ctp22	0.0	ABC	ct2TTU	0	26	8	77	0.0	24.8	13	4	38	0	0.0	2.5	97.5		0.0	0.0	ctp22
	ctv11	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	13.8	13	4	36	0	0.2	0.3	99.7		0.0	0.0	ctv11
	ctv16	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0	0.0	9.6	9	3	25	0	0.2	0.5	99.5		0.0	0.0	ctv16

FEEDER TOTALS:

rsct2																						
LOAD IN SECTION					LOAD THRU SECTION					VOLTAGE PERCENT					LOSSES							
SECTION NAME	LGTH	PMS	COND	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	ACCUM	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:																						
ctv17	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0.0	2.1	0	0.96	115	2	1	6	0	0.0	0.5	99.5	100.0	1.7	2.0	ctv17
ctv16	0.0	ABC	ct2ttu	0	2	1	6	0.0	2.1	1	1	0	3	0	0.0	0.5	99.5			0.0	0.0	ctv16
ctv18	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0.0	4.5	4	1	12	0	12	0	0.0	0.6	99.4			0.0	0.0	ctv18
ctv19	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0.0	2.8	3	1	7	0	7	0	0.0	0.6	99.4			0.0	0.0	ctv19
ctv18	0.0	ABC	ct2ttu	0	3	1	7	0.0	2.8	1	0	4	0	4	0	0.6	99.4			0.0	0.0	ctv18
ctv17	0.0	ABC	ct2ttu	0	2	1	5	0.0	1.8	1	0	2	0	2	0	0.6	99.4			0.0	0.0	ctv17
ctv15	0.0	ABC	ct2ttu	0	3	1	8	0.0	2.9	1	0	4	0	4	0	0.5	99.5			0.0	0.0	ctv15
ctv12	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0.0	4.2	4	1	11	0	11	0	0.0	0.3	99.7			0.0	0.0	ctv12
ctv13	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0.0	1.9	2	1	5	0	5	0	0.0	0.3	99.7			0.0	0.0	ctv13
ctv14	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0.0	1.0	1	0	3	0	3	0	0.0	0.4	99.6			0.0	0.0	ctv14
ctv13	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	3	0.0	1.0	0	0	1	0	1	0	0.4	99.6			0.0	0.0	ctv13
ctv12	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	2	0.0	0.9	0	0	1	0	1	0	0.3	99.7			0.0	0.0	ctv12
ctv11	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	3	0.0	1.0	0	0	1	0	1	0	0.3	99.7			0.0	0.0	ctv11
ctv15	0.0	ABC	ct2ttu	0	0	0	0.0	1.3	1	0	3	0	3	0	0.0	0.3	99.7			0.0	0.0	ctv15
ctv14	0.0	ABC	ct2ttu	0	1	0	3	0.0	1.3	1	0	2	0	2	0	0.3	99.7			0.0	0.0	ctv14

VOLTAGE DROP MAXIMUM					WIRE LOAD MAXIMUM					LOSSES				
SECTION NAME	PERCENT	DROP	LEVEL	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY	PERCENT	KVA	KW	KVAR	SECTION NAME	KVA	KW	KVAR
ctv214	3.06	96.94			rsct2st	92.94		4.02	2.6	3.07				

7 iteration(s) with convergence criteria of 0.00

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD					RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES				
KVA	KW	KVAR	PF	PERCENT	KVA	KW	KVAR	PERCENT	SECTION NAME
120.5	115.3	35.1	0.96	4.02	2.6	3.07			

ANEXO 3.3.- Flujo de Potencia de la cámara Ct4

PROJECT: Scott & Scott 01/26/01 07:20:40
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER CT.4
 Nominal Voltage = 0.21 KV Line to Line

SECTION NAME FEEDER TOTALS:	LGTH KM	PHS CFG	COND	COND	LOAD IN SECTION			LOAD THRU SECTION			VOLTAGE PERCENT			LOSSES			SECTION NAME				
					KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROPT	DROPT		LEVEL	KW	KVAR	
CT4ST	0.0	ABC	ctst		0	0	0	0	0.0	45.8	123	42	357	0	0.0	0.0	100.0	2.1	2.8	CT4ST	
V41	0.0	ABC	OTTU2/		0	0	0	0.0	24.0	22	7	64	0	0.4	0.4	99.6	0.0	0.0	0.1	V41	
V44	0.0	ABC	OTTU2/		0	0	0	0.0	17.0	16	5	45	0	0.4	0.8	99.2	0.1	0.1	0.1	V44	
P44	0.0	ABC	OTTU2/		0	4	1	12	0.0	17.0	13	4	33	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	0.0	P44
V45	0.0	ABC	OTTU2/		0	0	0	0.0	12.4	11	4	33	0	0.2	1.0	99.0	0.0	0.0	0.0	V45	
P45	0.0	ABC	OTTU2/		0	3	1	8	0.0	12.4	10	3	29	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	0.0	P45
V46	0.0	ABC	OTTU2/		0	0	0	0.0	9.3	8	3	25	0	0.2	1.2	98.8	0.0	0.0	0.0	0.0	V46
P46	0.0	ABC	OTTU2/		0	6	2	16	0.0	9.3	6	2	17	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	0.0	P46
V47	0.0	ABC	OTTU2/		0	0	0	0.0	3.2	3	1	8	0	0.1	1.3	98.7	0.0	0.0	0.0	0.0	V47
P47	0.0	ABC	OTTU2/		0	3	1	8	0.0	3.2	1	0	4	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	0.0	P47
P41	0.0	ABC	OTTU2/		0	2	1	7	0.0	7.0	5	2	15	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	0.0	P41
V42	0.0	ABC	OTTU2/		0	0	0	0.0	4.3	4	1	11	0	0.1	0.5	99.5	0.0	0.0	0.0	0.0	V42
P42	0.0	ABC	OTTU2/		0	2	1	6	0.0	4.3	3	1	9	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	0.0	P42
V43	0.0	ABC	OTTU2/		0	0	0	0.0	2.2	2	1	6	0	0.0	0.1	0.5	99.5	0.0	0.0	0.0	V43
P43	0.0	ABC	OTTU2/		0	2	1	6	0.0	2.2	1	0	3	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	0.0	P43
V11	0.1	ABC	OTTU3/		0	0	0	0.0	32.9	35	12	102	0	1.2	1.2	98.8	0.3	0.4	0.4	V11	
V14	0.0	ABC	OTTU3/		0	0	0	0.0	21.3	22	7	66	0	0.5	1.6	98.4	0.1	0.1	0.1	V14	
P14	0.0	ABC	OTTU3/		0	4	1	11	0.0	21.3	21	7	60	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	0.0	P14
V15	0.0	ABC	OTTU3/		0	0	0	0.0	17.7	19	6	55	0	0.3	1.9	98.1	0.0	0.0	0.0	0.0	V15
P15	0.0	ABC	OTTU3/		0	10	3	29	0.0	17.7	14	4	40	0	0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	0.0	P15
V16	0.0	ABC	OTTU3/		0	0	0	0.0	8.2	9	3	25	0	0.1	2.0	98.0	0.0	0.0	0.0	0.0	V16
P16	0.0	ABC	OTTU3/		0	1	0	3	0.0	8.2	8	3	24	0	0.0	2.0	98.0	0.0	0.0	0.0	P16
V17	0.0	ABC	OTTU3/		0	0	0	0.0	7.1	7	2	22	0	0.2	2.2	97.8	0.0	0.0	0.0	0.0	V17
P17	0.0	ABC	OTTU3/		0	3	1	9	0.0	7.1	6	2	17	0	0.0	2.2	97.8	0.0	0.0	0.0	P17
V18	0.0	ABC	OTTU3/		0	0	0	0.0	4.1	4	1	13	0	0.1	2.3	97.7	0.0	0.0	0.0	0.0	V18
P18	0.0	ABC	OTTU3/		0	4	1	13	0.0	4.1	2	1	6	0	0.0	2.3	97.7	0.0	0.0	0.0	P18
P11	0.0	ABC	OTTU3/		0	4	1	12	0.0	11.6	10	3	30	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	0.0	P11
V12	0.0	ABC	OTTU3/		0	0	0	0.0	7.8	8	3	24	0	0.2	1.4	98.6	0.0	0.0	0.0	0.0	V12
P12	0.0	ABC	OTTU3/		0	4	1	12	0.0	7.8	6	2	18	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	0.0	P12
V13	0.0	ABC	OTTU3/		0	0	0	0.0	3.8	4	1	12	0	0.1	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	0.0	V13
P13	0.0	ABC	OTTU3/		0	4	1	12	0.0	3.8	2	1	6	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	P13
V30	0.0	ABC	OTTU3/		0	0	0	0.0	23.6	25	8	73	0	0.5	0.5	99.5	0.1	0.1	0.1	V30	

SECTION NAME FEEDER TOTALS:	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN		LOAD IN SECTION		LOAD THRU SECTION		VOLTAGE PERCENT		LOSSES		SECTION NAME		
				KVA	KW	KVAR	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL		KW	KVAR
V36	0.1	ABC	OTTU3/	0	0	0	0	0	0	0	0.5	1.0	99.0	0.1	0.1	V36
P36	0.0	ABC	OTTU3/	0	5	2	15	0.0	14.6	16	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	P36
V37	0.0	ABC	OTTU3/	0	0	0	0	0.0	9.6	10	0.2	1.3	98.7	0.0	0.0	V37
P37	0.0	ABC	OTTU3/	0	3	1	7	0.0	9.6	9	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	P37
V38	0.0	ABC	OTTU3/	0	0	0	0	0.0	7.2	8	0.1	1.4	98.6	0.0	0.0	V38
P38	0.0	ABC	OTTU3/	0	3	1	9	0.0	7.2	6	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	P38
V39	0.0	ABC	OTTU3/	0	0	0	0	0.0	4.2	4	0.1	1.5	98.5	0.0	0.0	V39
P39	0.0	ABC	OTTU3/	0	4	1	13	0.0	4.2	2	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	P39
V31	0.1	ABC	OTTU3/	0	0	0	0	0.0	9.0	10	0.6	1.1	98.9	0.0	0.1	V31
P31	0.0	ABC	OTTU3/	0	1	0	2	0.0	9.0	9	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	P31
V32	0.0	ABC	OTTU3/	0	0	0	0	0.0	8.4	9	0.1	1.2	98.8	0.0	0.0	V32
P32	0.0	ABC	OTTU3/	0	1	0	4	0.0	8.4	8	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	P32
V33	0.0	ABC	OTTU3/	0	0	0	0	0.0	7.2	8	0.1	1.3	98.7	0.0	0.0	V33
P33	0.0	ABC	OTTU3/	0	1	0	2	0.0	7.2	7	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	P33
V34	0.0	ABC	OTTU3/	0	0	0	0	0.0	6.6	7	0.1	1.4	98.6	0.0	0.0	V34
P34	0.0	ABC	OTTU3/	0	3	1	8	0.0	6.6	6	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	P34
V35	0.0	ABC	OTTU3/	0	0	0	0	0.0	4.0	4	0.1	1.4	98.6	0.0	0.0	V35
P35	0.0	ABC	OTTU3/	0	4	1	12	0.0	4.0	2	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	P35
V.21	0.1	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	33.0	41	3.1	3.1	96.9	0.9	1.4	V.21
V.25	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	22.2	27	0.4	3.5	96.5	0.1	0.1	V.25
P.25	0.0	ABC	OTTu4/	0	4	1	13	0.0	22.2	24	0.0	3.5	96.5	0.0	0.0	P.25
V.26	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	18.6	22	0.3	3.8	96.2	0.1	0.1	V.26
P.26	0.0	ABC	OTTu4/	0	2	1	7	0.0	18.6	21	0.0	3.8	96.2	0.0	0.0	P.26
V.27	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	16.5	20	0.2	4.0	96.0	0.0	0.0	V.27
P.27	0.0	ABC	OTTu4/	0	4	1	13	0.0	16.5	18	0.0	4.0	96.0	0.0	0.0	P.27
V.28	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	13.0	16	0.2	4.2	95.8	0.0	0.0	V.28
P.28	0.0	ABC	OTTu4/	0	3	1	8	0.0	13.0	14	0.0	4.2	95.8	0.0	0.0	P.28
V.29	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	10.7	13	0.2	4.3	95.7	0.0	0.0	V.29
P.29	0.0	ABC	OTTu4/	0	3	1	10	0.0	10.7	11	0.0	4.3	95.7	0.0	0.0	P.29
V.210	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	7.9	9	0.1	4.5	95.5	0.0	0.0	V.210
P.210	0.0	ABC	OTTu4/	0	3	1	8	0.0	7.9	8	0.0	4.5	95.5	0.0	0.0	P.210
V.211	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	5.7	7	0.1	4.6	95.4	0.0	0.0	V.211
P.211	0.0	ABC	OTTu4/	0	4	1	13	0.0	5.7	5	0.0	4.6	95.4	0.0	0.0	P.211
V.212	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	2.0	2	0.0	4.6	95.4	0.0	0.0	V.212
P.212	0.0	ABC	OTTu4/	0	2	1	7	0.0	2.0	1	0.0	4.6	95.4	0.0	0.0	P.212
V.22	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	8.7	11	0.2	3.2	96.8	0.0	0.0	V.22
P.22	0.0	ABC	OTTu4/	0	4	1	11	0.0	8.7	9	0.0	3.2	96.8	0.0	0.0	P.22
V.23	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	5.8	7	0.1	3.3	96.7	0.0	0.0	V.23
P.23	0.0	ABC	OTTu4/	0	4	1	12	0.0	5.8	5	0.0	3.3	96.7	0.0	0.0	P.23

V.24 0.0 ABC 0Ttu4/ 0.0 V.24
 P.24 0.0 ABC 0Ttu4/ 0 0 3 1 9 0.0 2.6 2 1 5 0 0.0 3.4 96.6 0.0 0.0 P.24

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----- WIRE LOAD MAXIMUM --- PERCENT --- LOSSES -----
 PERCENT PERCENT
 SECTION NAME DROP LEVEL SECTION NAME CAPACITY SECTION NAME CAPACITY KVA KW KVAR
 P.212 4.63 95.37 CT4ST 45.81 3.51 2.06 2.84

5 iteration(s) with convergence criteria of 0.00

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD ----- : ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----
 KVA KW KVAR PF : KVA KW KVAR
 130.0 123.0 42.0 0.95 : 3.5 2.1 2.8

ANEXO 3.4.- flujo de potencia de la cámara Ct9

PROJECT: Scott & Scott 01/26/01 07:20:40
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER CT.9
 Nominal Voltage = 0.21 KV Line to Line

SECTION NAME FEEDER TOTALS:	LGTH KM	PHS CFG	COND	COND	LOAD IN SECTION			LOAD THRU SECTION			VOLTAGE PERCENT			LOSSES			SECTION NAME				
					KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROPT	SECT DROPT		LEVEL	KW	KVAR	
CT9ST	0.0	ABC	SCT		0	0	0	0	0	0	112	39	311	0	0	0.4	0.4	99.6	2.9	3.5	
CT9SC4	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0	0	112	39	311	0	0	0.6	1.0	99.0	0.3	0.5	CT9ST
P140	0.0	ABC	TTU250		0	2	1	7	0.0	53.2	77	27	216	0	0	0.0	1.0	99.0	0.4	0.5	CT9SC4
V41	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	4.3	6	2	17	0	0	0.1	1.1	98.9	0.0	0.0	P140
V41	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	3	0.0	4.3	6	2	16	0	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	V41
V42	0.1	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	3.4	5	2	14	0	0	0.1	1.2	98.8	0.0	0.0	V41
V42	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	4	0.0	3.4	4	1	12	0	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	V42
V43	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	2.4	4	1	10	0	0	0.1	1.3	98.7	0.0	0.0	V43
V43	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	3	0.0	2.4	3	1	8	0	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	V43
V44	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	1.8	3	1	7	0	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	V44
V44	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	2	0.0	1.8	2	1	6	0	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	V44
V45	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	1.3	2	1	5	0	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	V45
V45	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	2	0.0	1.3	2	1	5	0	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	V45
V46	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	0.7	1	0	3	0	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	V46
V46	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	3	0.0	0.7	1	0	3	0	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	V46
V47	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	47.3	68	23	192	0	0	0.8	1.8	98.2	0.4	0.5	V47
V47	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	3	0.0	47.3	67	23	190	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	V47
V48	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	46.7	67	23	189	0	0	0.8	2.6	97.4	0.4	0.5	V48
V48	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	2	0.0	46.7	66	22	188	0	0	0.0	2.6	97.4	0.0	0.0	V48
V49	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	46.2	65	22	187	0	0	0.8	3.4	96.6	0.4	0.5	V49
V49	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	1	0.0	46.2	65	21	186	0	0	0.0	3.4	96.6	0.0	0.0	V49
V410	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	45.9	65	21	186	0	0	0.6	4.1	95.9	0.3	0.4	V410
V410	0.0	ABC	TTU250		0	63	20	181	0.0	45.9	33	11	95	0	0	0.0	4.1	95.9	0.0	0.0	V410
V411	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	1.1	2	1	4	0	0	0.0	4.1	95.9	0.0	0.0	V411
V411	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	2	0.0	1.1	1	0	4	0	0	0.0	4.1	95.9	0.0	0.0	V411
V412	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	0.7	1	0	3	0	0	0.0	4.1	95.9	0.0	0.0	V412
V412	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	3	0.0	0.7	0	0	1	0	0	0.0	4.1	95.9	0.0	0.0	V412
V412	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	10.1	15	5	41	0	0	0.8	1.2	98.8	0.1	0.1	CT9.SC1
V11	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	0	0.0	3.2	5	2	13	0	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	V11
V11	0.0	ABC	TTU250		0	0	0	4	0.0	3.2	4	1	11	0	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	V11
V12	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	0	0.0	2.3	3	1	9	0	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	V12
V12	0.0	ABC	TTU250		0	1	0	3	0.0	2.3	3	1	8	0	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	V12

CT.9

SECTION NAME FEEDER TOTALS:	LGTH KM	PHS CFG	COND	LOAD IN SECTION			LOAD THRU SECTION			VOLTAGE PERCENT			LOSSES							
				CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME	
V13	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V13	
V13	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V13
V14	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V14
V14	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V14
V15	0.1	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V15
V15	0.0	ABC	TTU250	0	2	1	5	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V15
V16	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V16
V16	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V16
V17	0.1	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V17
V17	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V17
V18	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V18
V18	1.0	ABC	TTU250	0	1	0	3	0	0	6	1	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V18
V19	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V19
V19	0.0	ABC	TTU250	0	2	1	5	0	0	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V19
V110	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V110
V110	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	3	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V110
V111	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V111
V111	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	2	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V111
V112	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V112
V112	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V112
V113	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V113
V113	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	3	0	0	2	7	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V113
V114	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V114
V114	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V114
V115	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V115
V115	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	2	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V115
V116	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V116
V116	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V116
V117	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V117
V117	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V117
CT9SC3	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	CT9SC3
V30	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V30
V30	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V30
V31	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V31
V31	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	2	0	0	10	9	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V31
V32	0.1	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V32
V32	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	2	0	0	10	3	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V32
V33	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V33
V33	0.0	ABC	TTU250	0	2	1	5	0	0	9	8	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V33
V34	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V34
V34	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0	0	8	5	0	0	0	0	0	0	0	0.0	V34

CT.9

SECTION NAME	LGTH KM.	PHS CFG	CONN		LOAD IN SECTION			LOAD THRU SECTION			VOLTAGE PERCENT			LOSSES					
			KVA	COND	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
P34	0.0	ABC	TTU250	0	2	1	5	0.0	8.5	11	4	32	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	P34
V35	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0.0	7.2	10	3	29	0	0.1	1.6	98.4	0.0	0.0	V35
P35	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	4	0.0	7.2	10	3	27	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	P35
V36	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0.0	6.2	9	3	25	0	0.1	1.7	98.3	0.0	0.0	V36
P36	0.0	ABC	TTU250	0	3	1	9	0.0	6.2	7	2	21	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	P36
V37	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0.0	4.1	6	2	16	0	0.1	1.7	98.3	0.0	0.0	V37
P37	0.0	ABC	TTU250	0	4	1	11	0.0	4.1	4	1	11	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	P37
V38	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0.0	1.4	2	1	6	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	V38
P38	0.0	ABC	TTU250	0	2	1	6	0.0	1.4	1	0	3	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	P38
V39	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0.0	2.0	3	1	8	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	V39
P39	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	3	0.0	2.0	2	1	7	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	P39
V310	0.0	ABC	TTU250	0	0	0	0	0.0	1.3	2	1	5	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	V310
P310	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	3	0.0	1.3	1	0	4	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	P310
V311	0.1	ABC	TTU250	0	0	0	0	0.0	0.6	1	0	2	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	V311
P311	0.0	ABC	TTU250	0	1	0	2	0.0	0.6	0	0	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	P311

FEEDER TOTALS:

SECTION NAME	P117	DROP	5.27	LEVEL	94.73	SECTION NAME	CT9ST	CAPACITY	62.21	KVA	4.55	KW	2.89	KVAR	3.52
--------------	------	------	------	-------	-------	--------------	-------	----------	-------	-----	------	----	------	------	------

11 iteration(s) with convergence criteria of 0.00

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----- WIRE LOAD MAXIMUM ---

PERCENT	DROP	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	PERCENT	LOSSES
118.5	KW	112.0				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				
	PF :	0.95 :				
	KVA	118.5				
	KW	38.8				
	KVAR	38.8				

ANEXO 3.5.- Flujo de potencia de la cámara Ct11

PROJECT: Scott & Scott 01/26/01 07:54:09
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER CT-11
 Nominal Voltage = 0.21 KV Line to Line

SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN KVA	LOAD IN SECTION			LOAD THRU SECTION			VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
					KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	LOAD	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	DROP	LEVEL	KW
FEEDER TOTALS:																		
ct11.st	0.0	ABC	ctst	0	0	0	0	0.0	74.0	196	76	578	0	0.0	100.0	2.1	2.8	
v31	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	27.6	196	76	578	0	0.0	100.0	0.0	0.0	ct11.st
p31	0.0	ABC	OTTu4/	0	4	2	12	0.0	27.6	34	13	99	0	0.4	99.6	0.1	0.2	v31
v32	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	24.2	29	11	87	0	0.4	99.2	0.0	0.0	p31
p32	0.0	ABC	OTTu4/	0	3	1	10	0.0	24.2	28	11	82	0	0.0	99.2	0.1	0.1	v32
v33	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	21.4	26	10	77	0	0.5	98.7	0.0	0.0	p32
p33	0.0	ABC	OTTu4/	0	2	1	7	0.0	21.4	25	9	73	0	0.0	98.7	0.1	0.1	v33
v34	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	19.5	24	9	70	0	0.3	98.4	0.1	0.1	p33
p34	0.0	ABC	OTTu4/	0	6	2	18	0.0	19.5	20	8	61	0	0.0	98.4	0.0	0.0	v34
v35	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	14.4	17	7	52	0	0.2	98.2	0.0	0.0	p34
p35	0.0	ABC	OTTu4/	0	7	2	20	0.0	14.4	14	5	42	0	0.0	98.2	0.0	0.0	v35
v36	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	8.9	11	4	32	0	0.2	98.1	0.0	0.0	p35
p36	0.0	ABC	OTTu4/	0	5	2	14	0.0	8.9	8	3	25	0	0.0	98.1	0.0	0.0	v36
v37	0.0	ABC	OTTu4/	0	0	0	0	0.0	5.0	6	2	18	0	0.1	97.9	0.0	0.0	p36
p37	0.0	ABC	OTTu4/	0	6	2	18	0.0	5.0	3	1	9	0	0.0	97.9	0.0	0.0	v37
v71	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	12.9	18	7	52	0	0.2	99.8	0.0	0.0	p37
p71	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	1	0.0	12.9	17	7	52	0	0.0	99.8	0.0	0.0	v71
v72	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	12.6	17	7	51	0	0.2	99.6	0.0	0.0	p71
p72	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	12.6	17	7	51	0	0.0	99.6	0.0	0.0	v72
v73	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	12.5	17	7	51	0	0.2	99.4	0.0	0.0	p72
p73	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	12.5	17	6	51	0	0.0	99.4	0.0	0.0	v73
v74	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	12.5	17	6	51	0	0.2	99.2	0.0	0.0	p73
p74	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	1	0.0	12.5	17	6	50	0	0.0	99.2	0.0	0.0	v74
v75	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	12.3	17	6	50	0	0.2	99.0	0.0	0.0	p74
p75	0.0	ABC	OTTu25	0	1	0	3	0.0	12.3	16	6	48	0	0.0	99.0	0.0	0.0	v75
v76	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	9.4	13	5	38	0	0.1	98.9	0.0	0.0	p75
p76	0.0	ABC	OTTu25	0	1	0	3	0.0	9.4	12	5	36	0	0.0	98.9	0.0	0.0	v76
v77	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	8.6	12	4	35	0	0.2	98.7	0.0	0.0	p76
p77	0.0	ABC	OTTu25	0	3	1	8	0.0	8.6	10	4	31	0	0.0	98.7	0.0	0.0	v77
v78	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	6.6	9	3	27	0	0.1	98.6	0.0	0.0	p77
p78	0.0	ABC	OTTu25	0	6	2	19	0.0	6.6	6	2	17	0	0.0	98.6	0.0	0.0	v78
v79	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	1.8	3	1	7	0	0.0	98.5	0.0	0.0	p78

CT-11

SECTION NAME FEEDER TOTALS:	LGTH KM	PHS CFG	COND	LOAD IN SECTION			LOAD THRU SECTION			VOLTAGE PERCENT			LOSSES			SECTION NAME					
				KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	DROP		PERCENT	KW	KVAR		
p79	0.0	ABC	0Ttu25	0	3	1	7	0.0	1.8	196	76	578	0	0	0.0	1.5	98.5	2.1	2.8	0.0	p79
v710	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	2.0	3	1	8	0	0	0.1	1.1	98.9	0.0	0.0	0.0	v710
p710	0.0	ABC	0Ttu25	0	1	0	3	0.0	2.0	2	1	7	0	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	0.0	p710
v711	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	1.4	2	1	6	0	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	0.0	v711
p711	0.0	ABC	0Ttu25	0	2	1	6	0.0	1.4	1	0	3	0	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	0.0	p711
v11	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	8.9	11	4	32	0	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	v11
p11	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	1	0.0	8.9	11	4	31	0	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	p11
v12	0.1	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	8.5	10	4	31	0	0	0.3	0.3	99.7	0.0	0.0	0.0	v12
p12	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	8.5	10	4	31	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	0.0	p12
v13	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	8.5	10	4	31	0	0	0.2	0.5	99.5	0.0	0.0	0.0	v13
p13	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	1	0.0	8.5	10	4	30	0	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	0.0	p13
v14	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	8.3	10	4	30	0	0	0.2	0.7	99.3	0.0	0.0	0.0	v14
p14	0.0	ABC	0Ttu4/	0	3	1	9	0.0	8.3	9	3	25	0	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	0.0	p14
v15	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	5.8	7	3	21	0	0	0.1	0.8	99.2	0.0	0.0	0.0	v15
p15	0.0	ABC	0Ttu4/	0	5	2	16	0.0	5.8	4	2	13	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	0.0	p15
v16	1.4	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	1.3	2	1	5	0	0	1.4	2.3	97.7	0.0	0.0	0.0	v16
p16	0.0	ABC	0Ttu4/	0	2	1	5	0.0	1.3	1	0	2	0	0	0.0	2.3	97.7	0.0	0.0	0.0	p16
v41	0.1	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	17.4	24	9	70	0	0	1.5	1.6	98.4	0.3	0.3	0.3	v41
p41	0.0	ABC	0Ttu25	0	7	3	22	0.0	17.4	20	8	59	0	0	0.2	1.6	98.4	0.0	0.0	0.0	p41
v42	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	12.0	16	6	49	0	0	0.2	1.7	98.3	0.0	0.0	0.0	v42
p42	0.0	ABC	0Ttu25	0	4	2	12	0.0	12.0	14	5	42	0	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	0.0	p42
v43	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	9.0	12	5	36	0	0	0.1	1.8	98.2	0.0	0.0	0.0	v43
p43	0.0	ABC	0Ttu25	0	4	2	13	0.0	9.0	10	4	30	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	0.0	p43
v44	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	5.9	8	3	24	0	0	0.1	1.9	98.1	0.0	0.0	0.0	v44
p44	0.0	ABC	0Ttu25	0	6	2	17	0.0	5.9	5	2	15	0	0	0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	0.0	p44
v45	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	1.7	2	1	7	0	0	0.0	2.0	98.0	0.0	0.0	0.0	v45
p45	0.0	ABC	0Ttu25	0	1	0	2	0.0	1.7	2	1	6	0	0	0.0	2.0	98.0	0.0	0.0	0.0	p45
v46	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	1.1	2	1	5	0	0	0.0	2.0	98.0	0.0	0.0	0.0	v46
p46	0.0	ABC	0Ttu25	0	2	1	5	0.0	1.1	1	0	2	0	0	0.0	2.0	98.0	0.0	0.0	0.0	p46
v81	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	26.1	36	14	106	0	0	0.3	0.3	99.7	0.1	0.1	0.1	v81
p81	0.0	ABC	0Ttu25	0	5	2	16	0.0	26.1	33	13	98	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	0.0	p81
v82	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	22.1	30	12	90	0	0	0.5	0.8	99.2	0.1	0.1	0.1	v82
p82	0.0	ABC	0Ttu25	0	5	2	13	0.0	22.1	28	11	83	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	0.0	p82
v83	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	18.8	26	10	76	0	0	0.4	1.1	98.9	0.1	0.1	0.1	v83
p83	0.0	ABC	0Ttu25	0	8	3	23	0.0	18.8	22	8	65	0	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	0.0	p83
v84	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	13.1	18	7	53	0	0	0.3	1.5	98.5	0.0	0.1	0.1	v84
p84	0.0	ABC	0Ttu25	0	3	1	8	0.0	13.1	17	6	49	0	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	p84
v85	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	11.3	15	6	46	0	0	0.2	1.7	98.3	0.0	0.0	0.0	v85
p85	0.0	ABC	0Ttu25	0	9	3	27	0.0	11.3	11	4	32	0	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	0.0	p85
v86	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	4.7	6	2	19	0	0	0.1	1.8	98.2	0.0	0.0	0.0	v86

SECTION NAME FEEDER TOTALS:	LGTH KM	PHS CFG	COND	LOAD IN SECTION			LOAD THRU SECTION			VOLTAGE PERCENT			LOSSES			SECTION NAME				
				CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT (feeder pf = 0.93)	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROPT	DROPT		LEVEL	KW	KVAR	
P86	0.0	ABC	0Ttu25	0	6	2	19	0.0	4.7	3	1	10	0	0.0	1.8	98.2	2.1	2.8	0.0	P86
V21	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	34.2	42	16	123	0	0.9	99.1	0.3	0.4	0.0	V21	
V27	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	11.0	13	5	39	0	0.2	1.1	98.9	0.0	0.0	0.0	V27
P27	0.0	ABC	0Ttu4/	0	4	1	11	0.0	11.0	11	4	34	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	0.0	P27
V28	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	8.0	10	4	29	0	0.1	1.3	98.7	0.0	0.0	0.0	V28
P28	0.0	ABC	0Ttu4/	0	3	1	8	0.0	8.0	8	3	24	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	0.0	P28
V29	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	5.6	7	3	20	0	0.1	1.4	98.6	0.0	0.0	0.0	V29
P29	0.0	ABC	0Ttu4/	0	2	1	5	0.0	5.6	6	2	18	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	0.0	P29
V210	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	4.3	5	2	16	0	0.1	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	V210
P210	0.0	ABC	0Ttu4/	0	3	1	8	0.0	4.3	4	1	11	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	P210
V211	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	2.0	2	1	7	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	V211
P211	0.0	ABC	0Ttu4/	0	2	1	5	0.0	2.0	2	1	5	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	P211
V212	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	0.5	1	0	2	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	V212
P212	0.0	ABC	0Ttu4/	0	1	0	2	0.0	0.5	0	0	1	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	P212
P21	0.0	ABC	0Ttu4/	0	5	2	16	0.0	23.2	25	10	76	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	0.0	P21
V22	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	18.9	23	9	68	0	0.3	1.2	98.8	0.0	0.1	0.0	V22
P22	0.0	ABC	0Ttu4/	0	2	1	7	0.0	18.9	22	8	64	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	0.0	P22
V23	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	16.9	20	8	61	0	0.4	1.5	98.5	0.1	0.1	0.0	V23
P23	0.0	ABC	0Ttu4/	0	5	2	14	0.0	16.9	18	7	54	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	P23
V24	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	12.9	16	6	46	0	0.3	1.8	98.2	0.0	0.1	0.0	V24
P24	0.0	ABC	0Ttu4/	0	7	3	22	0.0	12.9	12	4	35	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	0.0	P24
V25	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	6.8	8	3	24	0	0.1	1.9	98.1	0.0	0.0	0.0	V25
P25	0.0	ABC	0Ttu4/	0	7	3	21	0.0	6.8	5	2	14	0	0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	0.0	P25
V26	0.0	ABC	0Ttu4/	0	0	0	0	0.0	0.8	1	0	3	0	0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	0.0	V26
P26	0.0	ABC	0Ttu4/	0	1	0	3	0.0	0.8	0	0	1	0	0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	0.0	P26
V61	0.1	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	17.1	24	9	69	0	1.2	1.2	98.8	0.2	0.3	0.0	V61
P67	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	7.1	10	4	29	0	0.2	1.4	98.6	0.0	0.0	0.0	P67
V67	0.0	ABC	0Ttu25	0	2	1	7	0.0	7.1	8	3	25	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	0.0	V67
P68	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	5.3	7	3	22	0	0.1	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	P68
V68	0.0	ABC	0Ttu25	0	4	2	12	0.0	5.3	5	2	15	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	V68
P69	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	2.3	3	1	9	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	P69
V69	0.0	ABC	0Ttu25	0	1	0	3	0.0	2.3	3	1	8	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	V69
P610	0.1	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	1.5	2	1	6	0	0.1	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	P610
V610	0.0	ABC	0Ttu25	0	2	1	6	0.0	1.5	1	0	3	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	V610
P61	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	10.0	14	5	41	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	0.0	P61
V62	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	10.0	14	5	41	0	0.2	1.4	98.6	0.0	0.0	0.0	V62
P62	0.0	ABC	0Ttu25	0	6	2	16	0.0	10.0	11	4	32	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	0.0	P62
V63	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	6.0	8	3	24	0	0.1	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	V63
P63	0.0	ABC	0Ttu25	0	1	1	4	0.0	6.0	7	3	22	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	0.0	P63
V64	0.0	ABC	0Ttu25	0	0	0	0	0.0	4.9	7	3	20	0	0.1	1.6	98.4	0.0	0.0	0.0	V64

CT-11		LOAD IN SECTION ---				LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT ---				LOSSES --										
SECTION NAME	LGTH PHS	CONN		KVA		KW		KVAR		AMPS		CUST		DROPT		DROPL		LEVEL		KW		KVAR		SECTION NAME
		KM	CFG	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	LOAD	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROPT	DROPL	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME			
P64	0.0	ABC	OTTu25	0	1	0	3	0.0	4.9	6	2	18	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	2.1	2.8				
V65	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	4.2	6	2	17	0	0.1	1.7	98.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	P64
P65	0.0	ABC	OTTu25	0	2	1	7	0.0	4.2	4	2	13	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	P65
V66	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	2.4	3	1	10	0	0.1	1.7	98.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	P66
P66	0.0	ABC	OTTu25	0	3	1	10	0.0	2.4	2	1	5	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	P66
V51	0.2	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	6.2	9	3	25	0	0.7	0.7	99.3	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	V51
P51	0.0	ABC	OTTu25	0	1	0	2	0.0	6.2	8	3	24	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	P51
V52	0.1	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	3.9	5	2	16	0	0.1	0.8	99.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	V52
P52	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	1	0.0	3.9	5	2	15	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	P52
V53	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	3.6	5	2	14	0	0.1	0.9	99.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	V53
P53	0.0	ABC	OTTu25	0	1	1	4	0.0	3.6	4	2	12	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	P53
V54	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	2.5	3	1	10	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	V54
P54	0.0	ABC	OTTu25	0	1	1	4	0.0	2.5	3	1	8	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	P54
V55	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	1.5	2	1	6	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	V55
P55	0.0	ABC	OTTu25	0	2	1	6	0.0	1.5	1	0	3	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	P55
V56	0.0	ABC	OTTu25	0	0	0	0	0.0	1.8	2	1	7	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	V56
P.56	0.0	ABC	OTTu25	0	2	1	7	0.0	1.8	1	0	4	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	P.56

SECTION NAME		VOLTAGE PERCENT		LOSSES	
PERCENT	DROPT	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
p16	2.27	97.73	3.49	2.10	2.79
ct11.st		74.05	3.49	2.10	2.79

8 iteration(s) with convergence criteria of 0.00

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD		:-----:-----		RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES	
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KVAR
210.1	196.0	75.6	0.93	3.5	2.1
					2.8

ANEXO 4

MUESTRA DE MEDIDORES CONTRASTADOS DE LA SALIDA 3 SUBESTACION EL CALVARIO

Análisis de la muestra de medidores para el alimentador 3 de la Subestación El Calvario

Rango de consumo 0 - 150 kWh

Cuenta	Consumo		Factor	Error	Carga Instalada	Energía Pérdida kWh	Observaciones
	Facturado	Calculado					
1169	7	39			1300	31.13	bobina de corriente quemada
1299	26	31	1.199	18.57	750	5.16	cojinete superior dañado
1397	19	19	1.000	0.97	860	0.00	ok
1604	0	0	1.000	0.93	0	0.00	sin uso
2181	22	22	1.000	1.23	900	0.00	ok
2193	0	140		99.00	4700	139.87	cojinete inferior dañado
2465	18	18	1.000	-0.20	900	0.00	ok
2585	18	27	1.497	35.20	1800	8.95	regulaciones
2637	24	24	0.981	-3.90	950	-0.45	imán permanente flojo
2640	80	96	1.196	18.40	1600	15.69	regulaciones
2648	0	143		100.00	3200	142.85	zafado puente
4305	37	122			4100	85.02	bobina de corriente quemada
4389	28	33	1.182	17.40	900	5.10	cojinete superior dañado
4491	0	60		100.00	2020	60.12	no gira
4498	0	51			1700	50.59	gira al contrario
4531	56	137			4600	80.90	bobina de corriente quemada
4542	56	56	1.000	-1.20	1600	0.00	ok
4634	3	3	1.000		560	0.00	Cortado
26830	15	15	1.000	-1.00	840	0.00	ok
27315	146	287		100.00	6420	140.59	puenteada la bobina de corriente
30485	0	0	1.000	0.40	0	0.00	sin uso
31153	27	27	1.000	-0.40	1600	0.00	ok
31163	61	61	1.000	0.40	1200	0.00	ok
31915	105	105	1.000	1.13	6040	0.00	ok
33021	12	12	1.000	-0.90	2100	0.00	ok

Análisis de la muestra de medidores para el alimentador 3 de la Subestación El Calvario

Rango de consumo 0 - 150 kWh

Cuenta	Consumo		Factor	Error	Carga instalada	Energía Pérdida kWh	Observaciones
	Facturado	Calculado					
55773	118	127	1.075	9.00	1600	8.88	regulaciones
58714	60	60	1.000	0.20	1400	0.00	ok
64505	1	26		100.00	860	24.59	registrador atascado
87134	19	19	1.000	-0.70	760	0.00	ok
1598	126	143			4800	16.85	cojinete inferior dañado
4464	12	167			5620	155.25	dar de baja
2197	86	122	1.418	31.50	3700	35.99	cojinete inferior dañado
1392	29	29	1.000	0.20	1200	0.00	ok
43543	23	23	1.000	-1.70	1800	0.00	ok
50689	11	51		99.00	1700	39.59	cojinete inferior dañado
55238	4	4	1.000		0	0.00	no viven

Análisis de la muestra de medidores para el alimentador 3 de la Subestación El Calvario

Rango de consumo 150 - 500 kWh

Cuenta	Consumo		Factor	Error	Carga Instalada	Energía Pérdida kWh	Observaciones
	Facturado	Calculado					
55566	320	319	0.998	-2.23	4500	-0.74	regulaciones
2312	228	228	1.000	-1.60	3750	0.00	ok
1467	236	236	1.000	-1.30	3200	0.00	ok
2623	182	182	1.000	-1.03	2960	0.00	ok
31334	254	254	1.000	-1.00	3100	0.00	ok
3787	363	363	1.000	-0.10	6960	0.00	ok
2562	485	485	1.000	0.20	6800	0.00	ok
27078	289	289	1.000	0.60	4200	0.00	ok
1720	227	227	1.000	0.70	8550	0.00	ok
48085	168	168	1.000	1.80	3700	0.00	ok
2282	225	226	1.005	2.50	4380	1.13	iman flojo
2419	165	166	1.006	2.60	6210	1.00	regulaciones
28114	172	176	1.022	4.20	1000	3.87	regulaciones
4516	265	279	1.053	7.00	2500	13.95	regulaciones
58558	166	175	1.055	7.20	1400	9.11	regulaciones
4614	190	198	1.042	6.00	7630	7.92	regulaciones
2315	309	552	1.786	46.00	8200	242.79	disco frenado
4317	221	281	1.272	23.40	7800	60.17	registrador alterado
4351	164	263		86.00	8850	99.38	cojinete inferior dañado
4412	255	292		93.00	9800	36.65	cojinete inferior dañado
1172	170	171	1.000	1.70	5600	0.00	ok
1190	418	418	1.000	0.40	6200	0.00	ok
1241	370	370	1.000	-0.60	3480	0.00	ok
1318	202	202	1.000	-1.30	7600	0.00	ok
1545	164	216	1.316	26.00	9200	51.79	regulaciones

Análisis de la muestra de medidores para el alimentador 3 de la Subestación El Calvario

Rango de consumo 150 - 500 kWh

Cuenta	Consumo		Factor	Error	Carga Instalada	Energía Pérdida kWh	Observaciones
	Facturado	Calculado					
1550	468	616	1.316	26.00	5780	147.92	cojinete superior dañado
1553	213	280	1.000	1.20	9400	66.05	ok
1557	289	321	1.111	12.00	5400	32.11	disco frenado
1626	374	492	1.316	26.00	3700	118.11	puente flojo
1734	227	227				0.00	puerta cerrada
1736	171	171				0.00	puerta cerrada
1741	172	191	1.111	12.00	6880	19.11	regulaciones
2349	183	195	1.064	8.00	7400	11.68	regulaciones

Análisis de la muestra de medidores para el alimentador 3 de la Subestación El Calvario

Rango de consumo > 500 kWh

Cuenta	Consumo		Factor	Error	Carga Instalada	Energía Pérdida kWh	Observaciones
	Facturado	Calculado					
59273	587	587	1.000	1.60	6740	0.00	ok
63029	1454	1454	1.000	-0.13	3412	0.00	ok
65407	827	827	1.000	1.20	6400	0.00	ok
4339	1296	1296	1.000	-0.20	6000	0.00	ok
4690	624	624	1.000	0.63	2540	0.00	ok
64997	634	635	1.000	0.93	2690	0.00	ok
2351	1018	1018	1.000	1.20	6105	0.00	ok
53039	1154	1162	1.007	2.73	22140	8.49	regulaciones
1777	565	568	1.005	2.50	1047	2.84	regulaciones
48434	2800	2801	1.000	1.40	7205	0.00	ok
56360	1109	1109	1.000	0.30	3920	0.00	ok
56572	1167	1540	1.320	26.23	6370	373.26	regulaciones
1283	584	617	1.055	7.20	7210	32.09	regulaciones
2624	663	664	1.000	0.20	9800	0.00	ok
2715	1034	1034				0.00	puerta cerrada
2746	804	804	1.000	-1.40	5800	0.00	ok
2748	528	528	1.000	-1.80	6400	0.00	ok
46508	590	590	1.000	-1.20	9400	0.00	ok
51246	1855	1856	1.000	0.20	4800	0.00	ok
45650	509	509	1.000	0.20	4280	0.00	ok
27074	1562	1562	1.000	0.40	3620	0.00	ok
58202	1552	1552	1.000	0.60	9200	0.00	ok
61431	527	527	1.000	-1.70	3600	0.00	ok
86653	1636	1636	1.000	0.80	4700	0.00	ok
65478	765	765	1.000	-1.50	5800	0.00	ok
62140	527	527	1.000	1.00	4600	0.00	ok

ANEXO 5

MUESTRA DE LECTURA Y FACTURACIÓN DE LA SALIDA 3 SUBESTACIÓN EL CALVARIO

Cuenta	Lectura inicial			Lectura final			Consumo			Observaciones
	Lector	Seguimiento	Facturación	Lector	Seguimiento	Facturación	Seguimiento	Lecturas	Facturación	
1169	2238	2238	2238	2238	2238	2238	0	0	0	
1172	49211	49211	49211	49342	49342	49342	131	131	131	
1190	77523	77523	77523	78023	78023	78023	500	500	500	
1241	2949	2949	2949	3116	3116	3116	167	167	167	
1283	139679	139679	139679	140119	140119	140119	440	440	440	
1299	3066	3066	3088	3066	3066	3088	0	0	0	
1318	53626	53626	53626	53862	53862	53862	236	236	236	
1392	139641	139641	139641	139910	139910	139910	269	269	269	
1397	17431	17431	17431	17442	17442	17450	11	11	19	
56360	89032	89032	87332	90187	90187	88987	1155	1155	1655	consumo mal calculado
62140	18850	18850	18850	19211	19211	19211	361	361	361	no coinciden las lecturas con los datos del comercial
86653	42165	42165	41165	43653	43653	42653	1488	1488	1488	
58558	9926	9926	9926	10116	10116	10116	190	190	190	
1467	41170	41170	41170	41588	41588	41588	418	418	418	
1545	4636	4636	4636	4828	4828	4828	192	192	192	
1550	12325	12325	12325	12628	12628	12628	303	303	303	
1553	28320	28320	28320	28379	28379	28379	59	59	59	
1557	96346	96346	96346	96678	96678	96678	332	332	332	
1598	24175	24175	24175	24324	24324	24324	149	149	149	
1604	7406	7406	7408	7406	7406	7408	0	0	0	
30485	6692	6692	6694	6692	6692	6694	0	0	0	
1626	39920	39920	39920	40444	40444	40444	524	524	524	
55773	8274	8274	8274	8408	8408	8408	134	134	134	
1720	32370	32370	32370	32645	32645	32645	275	275	275	

Cuenta	Lectura inicial			Lectura final			Consumo			Observaciones
	Lector	Seguimiento	Facturación	Lector	Seguimiento	Facturación	Seguimiento	Lecturas	Facturación	
1736	7157	7157	7157	7357	7357	7357	200	200	200	
1741	4750	4750	4750	4750	4750	4750	0	0	0	
65478	17559	17559	17559	18024	18024	18024	465	465	465	
1777	32822	32822	32822	33386	33386	33386	564	564	564	
2181	33592	33592	33592	33622	33622	33622	30	30	30	
27074	33011	33011	33011	33653	33653	33653	642	642	642	
2193	50534	50534	50534	50595	50595	50595	61	61	61	
2197	17932	17932	17932	18066	18066	18066	134	134	134	
2282	23540	23540	23540	23542	23542	23542	2	2	2	
2312	9468	8468	9644	9504	9504	9644	1036	36	0	lectura fija en la facturación
2315	7465	7465	6165	7476	7976	6476	511	11	311	no coinciden las lecturas con los datos del comercial
2349	40872	40872	40872	41073	41073	41073	201	201	201	
2351	185962	185962	185962	187089	187089	187089	1127	1127	1127	
2419	23712	23712	0	23712	23983	0	271	0	148	no coinciden las lecturas con los datos del comercial
64997	18541	18541	18541	19002	19002	19002	461	461	461	
2465	40737	40737	40737	40758	40758	40758	21	21	21	
51246		1074	1380		1420	1660	346	0	280	no coinciden las lecturas con los datos del comercial
2585	11428	11428	11428	11443	11443	11443	15	15	31	consumo mal calculado
2624	72763	72763	72763	73539	73539	73539	776	776	776	
2623	35796	35796	35796	36023	36023	36023	227	227	227	
27078	38321	38321	38321	38727	38727	38727	406	406	406	
31153	7119	7119	7119	7153	7153	7153	34	34	34	
2637	3242	3242	3242	3265	3265	3265	23	23	23	

Cuenta	Lectura inicial		Lectura final			Consumo		Observaciones		
	Lector	Seguimiento	Facturación	Lector	Seguimiento	Facturación	Seguimiento		Lecturas	Facturación
55238	8647	8647	8647	8694	8694	8694	47	47	47	lectura fija en la facturación
2648	3369	3369	3399	3395	3399	3399	26	6	60	
58714	4677	4677	4677	4683	4683	4683	6	6	6	
87134	437	437	437	459	459	459	22	22	22	
2715	10111	10111	5111	10759	5759	5759	648	648	648	
2746	255193	255193	255193	255764	255764	255764	571	571	571	
2748	35445	35445	35445	36510	36510	36510	1065	1065	1065	
2562	10008	10008	10008	10008	10008	10008	0	0	0	
4516	36892	36892	36892	37197	37197	37197	305	305	305	
4305	26057	26057	26057	26083	26083	26083	26	26	26	
55566	17605	17605	17605	17919	17919	17919	314	314	314	
50689	727	727	727	734	734	734	7	7	7	
4317	51392	51392	51392	51621	51621	51621	229	229	229	
4339	4261	4261	1296	4471	4471	1296	210	210	1296	
4351	21150	21150	21150	21203	21203	21203	53	53	53	
46508	42358	42358	42358	42786	42786	42786	428	428	428	
56572	68356	68356	68356	69804	69804	69804	1448	1448	1448	
26830	4883	4883	4883	4896	4896	4896	13	13	13	
4389	2873	2873	2873	2906	2906	2906	33	33	33	
4412	8035	8035	8035	8327	8327	8327	292	292	292	
4464	3815	3815	3929	3815	3815	3929	0	0	0	
45650	57491	57491	57491	58166	58166	58166	675	675	675	
4491	51905	51905	51906	52139	52139	51906	234	0	0	
33021	5036	5036	5036	5056	5056	5056	20	20	20	
4498	26543	26543	27467	26493	26493	27467	-50	-50	0	

no coinciden las lecturas con los datos del comercial

no coinciden las lecturas con los datos del comercial

medidor gira al contrario

Cuenta	Lectura inicial			Lectura final			Consumo			Observaciones
	Lector	Seguimiento	Facturación	Lector	Seguimiento	Facturación	Seguimiento	Lecturas	Facturación	
4531	2137	2137	2137	2169	2169	2169	32	32	32	
4542	3502	3502	3502	3563	3563	3563	61	61	61	
61431	1209	1209	1209	1211	1211	1211	2	2	2	
48085	77	2769	2769	2767	3001	2769	234	0	0	
63029	39703	39703	39703	41542	41542	41542	1839	1839	1839	no coinciden las lecturas con los datos del comercial
64505	187	187	187	194	194	194	7	7	7	
65407	29641	29641	29641	30611	30611	30611	970	970	970	
4614	7026	7026	7026	7104	7104	7104	78	78	78	
28114	11358	11358	11358	11392	11392	11392	34	34	34	
31334	13451	13451	13451	13548	13548	13548	97	97	97	
4634	177	177	177	180	180	180	3	3	3	
4690	22924	22924	21929	23555	23655	22555	731	631	626	no coinciden las lecturas con los datos del comercial
53039	24790	24790	24790	26025	26025	26025	1235	1235	1235	
27315	19325	19325	19325	19445	19445	19380	120	120	228	consumo fijo
31163	29461	29461	29461	29537	29537	29537	76	76	76	

EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL
C O T O P A X I S. A.

DEPARTAMENTO DE CONTROL DE ENERGÍA

**FORMULARIO DE RETIRO DE MEDIDOR PARA
CONTRASTACIÓN**

Señor

Presente.

Estimado usuario

El medidor que tiene las características en este formulario,
que se encuentra instalado en su establecimiento es retirado
debido a que se encuentra

.....

N° de Medidor	N° de Serie
Leectura de medidor	N° de cuenta
Dirección	Código
Cantón	Transformador
Retirado por	Parroquia
Aprobado por	Firma
Fecha	Firma

NOTA La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. solicita acercarse a la Jefatura de Control de Energía dentro de 4 días

CARGA INSTALADA		
ESMERIL		TALADRO
	1 HP	1 HP
	¾ HP	¾ HP
	½ HP	½ HP
	¼ HP	¼ HP
MAQ. COSER	100 W	EQUIPO SE SONIDO 150 W
ACCION TOMADA CON EL MEDIDOR		
SE RETIRO		
SE COLOCO SELLOS	EN TAPA	EN MEDIDOR
SE CAMBIO CONDUCTOR	SI	NO
INGRESO AL LABORATORIO	FECHA	RECIBIDO POR
OBSERVACIONES		

REALIZADO POR

REVISADO POR:

ANEXO 7

LISTA DE USUARIOS PARA LA SALIDA 3 DE LA SUBESTACIÓN EL CALVARIO

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	21	5	1169	GUAYAQUIL 11-37	C	m	5	7
Matriz	21	10	65534	GUAYAQUIL	C	m	5	22
Matriz	21	15	1171	GUAYAQUIL 11-41	C	m	5	0
Matriz	21	20	1170	GUAYAQUIL 11-49	R	m	5	0
Matriz	21	25	1172	GUAYAQUIL 11-53	C	m	5	170
Matriz	21	30	1173	GUAYAQUIL 11-63	C	m	5	29
Matriz	21	35	1174	GUAYAQUIL 11-79	C	m	5	135
Matriz	21	40	1176	GUAYAQUIL 11-85	R	t	5	100
Matriz	21	45	1178	GUAYAQUIL 12-11	C	m	5	60
Matriz	21	50	1179	GUAYAQUIL	R	m	5	56
Matriz	21	55	1180	GUAYAQUIL 12-17	C	m	5	154
Matriz	21	60	31143	GUAYAQUIL 43-41 Y QUITO	C	m	5	49
Matriz	21	65	1181	GUAYAQUIL 12-23	C	m	5	134
Matriz	21	70	1183	GUAYAQUIL 12-41	R	m	5	124
Matriz	21	75	1182	GUAYAQUIL 43-41	C	m	5	62
Matriz	21	80	1186	GUAYAQUIL	C	m	5	183
Matriz	21	85	1184	GUAYAQUIL 43-53	R	m	5	75
Matriz	21	90	1187	GUAYAQUIL 43-63	R	m	5	72
Matriz	21	95	1185	GUAYAQUIL Y B QUEVEDO	C	m	5	46
Matriz	21	100	59240	GUAYAQUIL 13-19 Y B.QUEVED	C	m	9	193
Matriz	21	105	1190	GUAYAQUIL 13-19	C	m	9	418
Matriz	21	110	55992	GUAYAQUIL Y B.QUEVEDO	R	m	9	24
Matriz	21	115	58555	B. QUEVEDO Y GUAYAQUIL	C	m	9	28
Matriz	21	120	55764	CALLE GUAYAQUIL Y BELIS.Q.	R	m	9	93
Matriz	21	125	31144	GUAYAQUIL 14-04 B.QUEVEDO	C	m	9	345
Matriz	21	145	1196	GUAYAQUIL 13-71 Y DOS MAYO	C	m	9	41
Matriz	21	150	1197	GUAYAQUIL	C	m	9	74
Matriz	21	155	1198	GUAYAQUIL 20-118	R	m	9	106
Matriz	21	165	1200	DOS DE MAYO 20-98	R	m	9	57
Matriz	21	170	1201	DOS DE MAYO 20-96	R	m	9	203
Matriz	21	175	53495	DOS DE MAYO 73-84 Y GUAYAQ	R	m	9	149
Matriz	21	180	1202	DOS DE MAYO 20-90	R	m	9	123
Matriz	21	190	1203	DOS DE MAYO 20-82	C	m	9	184
Matriz	21	195	1204	DOS DE MAYO 20-66	R	m	9	114
Matriz	21	200	30576	DOS DE MAYO 73-26 GUAYAQUI	R	m	9	137
Matriz	21	205	1205	DOS DE MAYO 20-42	R	m	9	302
Matriz	21	210	1206	DOS DE MAYO 20-28	C	m	9	70
Matriz	21	215	1208	DOS DE MAYO 20-12	R	m	9	91
Matriz	21	220	43537	PADRE SALCEDO	C	m	9	374
Matriz	21	225	33214	PADRE SALCEDO Y B.QUEVEDO	C	t	9	43
Matriz	21	230	36767	P.SALCEDO Y B.QUEVEDO	C	m	9	21
Matriz	21	235	50542	GRAL. MALDONADO	C	m	6	113
Matriz	21	240	38808	P.SALCEDO Y B.QUEVEDO	R	m	9	0
Matriz	21	245	1210	GENERAL MALDONADO 13-23	C	t	6	579
Matriz	21	250	1211	GENERAL MALDONADO 13-43	C	b	6	9
Matriz	21	255	1212	GENERAL MALDONADO	C	m	6	105
Matriz	21	260	59255	G.MALDONADO 44-59 Y 2 MAYO	R	m	6	65
Matriz	21	265	1213	DOS DE MAYO 17-110	C	m	6	40
Matriz	21	270	86976	DOS DE MAYO	R	m	6	91
Matriz	21	275	1214	DOS DE MAYO 17-98	R	m	6	54
Matriz	21	280	1215	DOS DE MAYO 17-86	R	m	6	60
Matriz	21	285	1216	DOS DE MAYO 17-64	R	b	6	102
Matriz	21	290	1217	DOS DE MAYO 17-64	R	b	6	78
Matriz	21	295	1218	DOS DE MAYO 17-103	C	m	6	3
Matriz	21	300	1219	DOS DE MAYO 70-44 Y TARQUI	C	m	6	479
Matriz	21	310	1221	DOS DE MAYO 17-08	C	m	6	245
Matriz	21	315	50626	TARQUI 70-04 Y DOS MAYO	R	m	7	580
Matriz	21	320	54008	TARQUI 70-04 Y DOS DE MAYO	IA	b	7	32
Matriz	21	325	1224	TARQUI 13-32	C	m	7	17
Matriz	21	330	53497	TARQUI 44-32 Y DOS DE MAYO	R	m	7	206
Matriz	21	335	26792	DOS DE MAYO	AS	t	7	1982
Matriz	21	340	26793	BELISARIO QUEVEDO	AS	t	7	1827
Matriz	21	345	31106	B.QUEVEDO Y HNAS PAEZ	AS	b	7	813
Matriz	21	350	1226	HERMANAS PAEZ 15-105	C	m	7	37
Matriz	21	355	41101	HNAS PAEZ Y BELISARIO Q.	R	b	7	231
Matriz	21	360	1227	HERMANAS PAEZ	R	m	7	103

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	21	365	1229	HERMANAS PAEZ	R	m	7	7
Matriz	21	370	1230	HERMANAS PAEZ	R	m	7	195
Matriz	21	375	1228	HERMANAS PAEZ	R	m	7	240
Matriz	21	380	1231	HERMANAS PAEZ 13-49	R	b	7	152
Matriz	21	385	1232	HERMANAS PAEZ	R	m	7	35
Matriz	21	390	1233	HERMANAS PAEZ	C	m	7	126
Matriz	21	395	1235	DOS DE MAYO	C	m	7	59
Matriz	21	400	1234	HERMANAS PAEZ 15-96	C	m	7	162
Matriz	21	405	1237	DOS DE MAYO 15-68	C	m	7	924
Matriz	21	410	1236	DOS DE MAYO 15-76	C	m	7	50
Matriz	21	415	58363	DOS DE MAYO 68-64 Y H.PAEZ	C	m	7	39
Matriz	21	420	1239	DOS DE MAYO 15-26	AS	t	7	21
Matriz	21	425	51168	B.QUEVEDO Y MARQUEZ MAENZA	BP	b	7	557
Matriz	21	430	1240	DOS DE MAYO 15-26	BP	m	7	349
Matriz	21	435	1241	BELISARIO QUEVEDO 15-63	R	m	7	370
Matriz	21	440	1242	BELISARIO QUEVEDO 15-69	R	m	7	21
Matriz	21	445	1243	BELISARIO QUEVEDO 15-87	R	m	7	390
Matriz	21	450	1244	BELISARIO QUEVEDO	R	m	7	124
Matriz	21	455	1245	BELISARIO QUEVEDO 15-99	R	m	7	209
Matriz	21	460	1246	BELISARIO QUEVEDO	C	b	7	165
Matriz	21	470	1248	BELISARIO QUEVEDO	R	m	6	71
Matriz	21	475	1249	BELISARIO QUEVEDO 17-31	R	m	6	1
Matriz	21	480	1250	BELISARIO QUEVEDO 17-31	R	m	6	0
Matriz	21	485	1251	BELISARIO QUEVEDO 17-41	C	m	6	137
Matriz	21	490	1252	BELISARIO QUEVEDO 17-51	R	b	6	40
Matriz	21	495	1253	BELISARIO QUEVEDO	R	m	6	146
Matriz	21	500	1254	BELISARIO QUEVEDO	R	t	6	8
Matriz	21	505	29357	B QUEVEDO 7865	R	m	6	101
Matriz	21	510	1255	BELISARIO QUEVEDO	R	m	6	150
Matriz	21	515	1256	BELISARIO QUEVEDO 17-101	R	m	6	254
Matriz	21	520	26794	BELISARIO QUEVEDO 18-31	BP	m	6	15
Matriz	21	525	1257	BELISARIO QUEVEDO	BP	m	6	69
Matriz	21	530	26795	BELISARIO QUEVEDO	BP	m	6	6
Matriz	21	535	28166	B QUEVEDO Y P SALCEDO	R	m	9	23
Matriz	21	540	55765	BELISARIO QUEVEDO Y PADRE	C	m	9	93
Matriz	21	550	55767	BELISARIO QUEVEDO Y PADRE	R	m	9	185
Matriz	21	555	55768	BELISARIO QUEVEDO Y PADRE	C	m	9	308
Matriz	21	560	1259	BELISARIO QUEVEDO	R	m	9	413
Matriz	21	565	1260	BELISARIO QUEVEDO 20-27	R	m	9	156
Matriz	21	570	1261	BELISARIO QUEVEDO 20-27	R	t	9	44
Matriz	21	575	49761	B.QUEVEDO Y P.SALCEDO	C	m	9	43
Matriz	21	580	1262	BELISARIO QUEVEDO 20-39	R	m	9	106
Matriz	21	585	1263	BELISARIO QUEVEDO 20-39	R	m	9	32
Matriz	21	590	1266	BELISARIO QUEVEDO 20-51	R	t	9	219
Matriz	21	595	1265	BELISARIO QUEVEDO 20-51	C	m	9	78
Matriz	21	600	1264	BELISARIO QUEVEDO 20-51	C	b	9	31
Matriz	21	605	1269	BELISARIO QUEVEDO	C	m	9	93
Matriz	21	610	1268	BELISARIO QUEVEDO 20-75	C	m	9	189
Matriz	21	615	28167	BELISARIO QUEVEDO 78-83	C	b	9	156
Matriz	21	620	1272	BELISARIO QUEVEDO 20-11	C	t	9	193
Matriz	21	625	1273	B.QUEVEDO 73-99	C	m	9	71
Matriz	21	630	58452	B.QUEVEDO Y GUAYAQUIL	C	b	9	789
Matriz	21	635	1271	BELISARIO QUEVEDO	R	m	9	150
Matriz	21	640	31145	B.QUEVEDO Y GUAYAQUIL	C	b	9	274
Matriz	21	645	1275	BELISARIO QUEVEDO 20-118	C	m	5	10
Matriz	21	650	1276	BELISARIO QUEVEDO 20-102	R	t	5	117
Matriz	21	655	1277	BELISARIO QUEVEDO 20-102	R	m	5	516
Matriz	21	660	1278	BELISARIO QUEVEDO	C	m	5	143
Matriz	21	665	1279	BELISARIO QUEVEDO 20-90	R	m	5	109
Matriz	21	670	1280	BELISARIO QUEVEDO	R	m	5	75
Matriz	21	675	1281	BELISARIO QUEVEDO 20-76	R	m	5	48
Matriz	21	680	1282	BELISARIO QUEVEDO 20-70	R	m	5	34
Matriz	21	685	1283	BELISARIO QUEVEDO 20-58	C	b	5	584
Matriz	21	690	1284	BELISARIO QUEVEDO	C	m	5	25
Matriz	21	695	1285	BELISARIO QUEVEDO 20-46	C	m	5	175
Matriz	21	700	1286	BELISARIO QUEVEDO 20-34	C	m	5	93

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	21	705	1287	BELISARIO QUEVEDO 20-34	C	m	5	44
Matriz	21	710	1288	BELISARIO QUEVEDO 20-34	C	b	5	139
Matriz	21	715	1289	BELISARIO QUEVEDO	C	m	5	111
Matriz	21	720	1290	BELISARIO QUEVEDO	C	m	5	61
Matriz	21	725	1292	BELISARIO QUEVEDO 20-10	C	m	5	14
Matriz	21	730	1291	BELISARIO QUEVEDO	R	b	5	139
Matriz	21	735	1295	PADRE SALCEDO	IA	t	5	154
Matriz	21	740	45642	P. SALCEDO Y B. QUEVEDO	C	b	5	344
Matriz	21	745	1294	PADRE SALCEDO 12-68	R	m	5	135
Matriz	21	750	30870	P. SALCEO Y B. QUEVEDO	R	b	5	158
Matriz	21	755	1296	PADRE SALCEDO 12-56	C	m	5	25
Matriz	21	760	1297	PADRE SALCEDO 12-48	C	m	5	233
Matriz	21	765	1298	PADRE SALCEDO 12-38	C	m	5	103
Matriz	21	770	62418	PADRE SALCEDO	C	m	5	209
Matriz	21	775	1299	PADRE SALCEDO	C	t	5	0
Matriz	21	780	1300	PADRE SALCEDO	C	m	5	11
Matriz	21	785	4457	PADRE SALCEDO Y QUITO	C	m	5	111
Matriz	21	790	1301	PADRE SALCEDO	C	m	5	48
Matriz	21	795	55769	PADRE SALCEDO Y QUITO	R	m	5	120
Matriz	21	800	1303	PADRE SALCEDO	C	m	5	59
Matriz	21	805	52445	QUITO Y PADRE SALCEDO	IA	t	5	321
Matriz	21	810	53021	QUITO Y PADRE SALCEDO	C	t	5	52
Matriz	21	815	1305	PADRE SALCEDO 12-33	C	m	6	146
Matriz	21	820	1307	PADRE SALCEDO 12-33	C	m	6	59
Matriz	21	825	1309	PADRE SALCEDO 12-33	R	m	6	31
Matriz	21	830	1311	PADRE SALCEDO 12-33	C	m	6	94
Matriz	21	835	1312	PADRE SALCEDO 12-33	C	m	6	20
Matriz	21	840	1313	PADRE SALCEDO 12-33	C	m	6	30
Matriz	21	845	1314	PADRE SALCEDO 12-33	C	m	6	130
Matriz	21	850	1315	PADRE SALCEDO 12-33	C	m	6	34
Matriz	21	855	1306	PADRE SALCEDO 43-31	C	m	6	31
Matriz	21	860	1308	PADRE SALCEDO 43-31	C	m	6	75
Matriz	21	865	1310	PADRE SALCEDO	C	m	6	11
Matriz	21	870	1318	PADRE SALCEDO 12-51	C	m	6	202
Matriz	21	880	1320	PADRE SALCEDO 12-53	R	m	6	166
Matriz	21	890	1322	PADRE SALCEDO	C	b	6	420
Matriz	21	895	1323	PADRE SALCEDO	C	b	6	249
Matriz	21	900	1324	PADRE SALCEDO	R	m	6	90
Matriz	21	905	1326	PADRE SALCEDO	C	m	6	11
Matriz	21	910	62139	BELISARIO QUEVEDO	C	b	6	45
Matriz	21	915	1325	BELISARIO QUEVEDO 18-136	C	m	6	186
Matriz	21	920	48653	B.QUEVEDO 71-106	C	m	6	67
Matriz	21	925	48654	B.QUEVEDO 71-106	C	m	6	39
Matriz	21	930	1332	B. QUEVEDO	C	m	6	24
Matriz	21	935	48655	BELISARIO QUEVEDO	C	m	6	338
Matriz	21	945	1334	GRAL MALDONADO	EO	m	6	270
Matriz	21	950	48656	GRAL MALDONADO	C	b	6	125
Matriz	21	955	1336	GRAL MALDONADO	R	b	6	0
Matriz	21	960	1337	GRAL MALDONADO	R	m	6	79
Matriz	21	965	58043	GRAL MALDONADO Y B.QUEVEDO	C	m	6	49
Matriz	21	970	1338	GRAL MALDONADO 12-50	C	m	6	318
Matriz	21	975	1340	GRAL MALDONADO	R	m	6	14
Matriz	21	980	1341	GRAL MALDONADO	R	m	6	36
Matriz	21	985	1342	BELISARIO QUEVEDO	C	m	7	27
Matriz	21	990	1344	BELISARIO QUEVEDO	R	m	7	220
Matriz	21	995	1343	BELISARIO QUEVEDO 17-96	R	m	7	19
Matriz	21	1000	59403	B.QUEVEDO 70-62 Y MALDONAD	C	m	7	115
Matriz	21	1005	1345	BELISARIO QUEVEDO	R	m	7	0
Matriz	21	1010	1346	BELISARIO QUEVEDO 17-64	R	b	7	119
Matriz	21	1015	1348	BELISARIO QUEVEDO 17-44	R	m	7	0
Matriz	21	1020	1347	BELISARIO QUEVEDO 17-44	R	m	7	6
Matriz	21	1025	1349	BELISARIO QUEVEDO 17-36	R	b	7	108
Matriz	21	1030	1350	BELISARIO QUEVEDO	R	m	7	92
Matriz	21	1035	31149	B.QUEVEDO 70-18 Y TARQUI	R	m	7	107
Matriz	21	1040	55770	BELISARIO QUEVEDO 70-18 T.	R	m	7	61
Matriz	21	1045	48657	B.QUEVEDO Y TARQUI	R	m	6	35

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	21	1050	65248	BELISARIO QUEVEDO 70_18	R	m	7	33
Matriz	21	1055	59404	B.QUEVEDO	C	m	6	16
Matriz	21	1065	1352	TARQUI	R	m	6	16
Matriz	21	1070	1351	BELISARIO QUEVEDO 17-18	C	b	7	0
Matriz	21	1075	26798	TARQUI	EO	b	7	602
Matriz	21	1080	1353	TARQUI 12-69	C	m	7	134
Matriz	21	1085	1355	QUITO 12-16	C	m	7	353
Matriz	21	1090	1356	QUITO 12-16	R	m	7	296
Matriz	21	1095	26800	HERNANDEZ PAEZ	AS	m	7	0
Matriz	21	1100	1357	HERMANAS PAEZ	BP	t	7	1101
Matriz	21	1175	1372	HERMANAS PAEZ	C	m	7	29
Matriz	21	1180	1373	QUITO	C	m	7	0
Matriz	21	1185	1374	QUITO	C	m	6	244
Matriz	21	1190	1375	QUITO	C	m	6	194
Matriz	21	1195	55771	CALLE QUITO 70-29 Y TARQUI	R	m	6	112
Matriz	21	1200	1376	QUITO	R	m	6	11
Matriz	21	1205	29358	QUITO	R	m	6	61
Matriz	21	1210	33944	QUITO 70-37 Y TARQUI	C	m	6	39
Matriz	21	1225	1379	QUITO 17-97	R	m	6	210
Matriz	21	1230	30871	QUITO 70-73 Y GRAL MALDONA	R	m	6	98
Matriz	21	1235	39710	QUITO Y GRAL MALDONADO	C	m	6	698
Matriz	21	1240	1381	QUITO 17-109	R	b	6	113
Matriz	21	1245	58044	QUITO Y GRAL MALDONADO	C	m	6	17
Matriz	21	1250	49765	QUITO Y GRAL MALDONADO	C	m	6	35
Matriz	21	1255	57138	QUITO Y GRAL MALDONADO	C	m	6	99
Matriz	21	1260	59241	QUITO 71-29 Y GRAL MALDONA	R	m	6	89
Matriz	21	1265	49763	QUITO Y PADRE SALCEDO	C	m	6	32
Matriz	21	1270	1384	QUITO 18-61	C	m	6	115
Matriz	21	1275	1386	QUITO 18-61	R	m	6	50
Matriz	21	1280	1385	QUITO 18-61	BP	m	6	98
Matriz	21	1285	1383	QUITO 18-23	EO	m	6	11
Matriz	21	1290	1387	QUITO 18-61	C	m	6	35
Matriz	21	1295	1389	QUITO 18-61	C	b	6	26
Matriz	21	1325	57561	QUITO Y P.SALCEDO	C	m	6	22
Matriz	21	1330	1390	QUITO	C	b	6	46
Matriz	21	1335	1391	QUITO 79-111 Y P.SALCEDO	C	m	6	76
Matriz	21	1340	1392	QUITO 20-22	C	b	6	29
Matriz	21	1345	1393	QUITO 79-111 Y P.SALCEDO	C	m	6	127
Matriz	21	1350	1395	QUITO	R	m	6	34
Matriz	21	1355	1396	QUITO	R	m	6	40
Matriz	21	1360	1397	QUITO	R	m	6	19
Matriz	21	1365	50628	QUITO YPADRE SALCEDO	C	m	6	14
Matriz	21	1375	1399	QUITO 20-07	C	m	5	487
Matriz	21	1380	1401	QUITO 20-21	C	m	5	191
Matriz	21	1385	1402	QUITO 20-21	R	m	5	150
Matriz	21	1390	45587	QUITO Y PADRE SALCEDO	C	b	5	1108
Matriz	21	1395	61633	QUITO 73-31 Y P. SALCEDO	C	t	5	595
Matriz	21	1400	1403	QUITO 20-25	C	m	5	104
Matriz	21	1405	1406	QUITO 20-45	C	m	5	345
Matriz	21	1410	1407	QUITO	C	m	5	59
Matriz	21	1415	1408	QUITO	R	m	5	428
Matriz	21	1420	1409	QUITO 20-45	C	t	5	951
Matriz	21	1430	1411	QUITO ¥ 73-73	C	b	5	132
Matriz	21	1435	1412	QUITO ¥ 73-73	C	b	5	298
Matriz	21	1440	86875	QUITO 73/73	R	m	5	269
Matriz	21	1445	86876	QUITO 73/73	R	m	5	123
Matriz	21	1450	29845	QUITO 73-73	C	m	5	609
Matriz	21	1455	1413	QUITO Y PADRE SALCEDO	C	t	5	557
Matriz	21	1460	1415	QUITO ¥ 73-75	R	t	5	61
Matriz	21	1465	1414	QUITO 20-99	C	t	5	17
Matriz	21	1470	1416	QUITO 20-99	C	t	5	209
Matriz	21	1475	1417	QUITO 20-99	R	t	5	88
Matriz	21	1480	1419	QUITO 20-119	R	t	5	387
Matriz	21	1485	1420	QUITO 20-119	R	t	5	85
Matriz	21	1490	1422	QUITO	R	t	5	117
Matriz	21	1495	1421	QUITO	C	b	5	319

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	21	1500	65741	CALLE QUITO 73-109	C	m	5	483
Matriz	21	1505	1425	QUITO 20-159	C	b	5	415
Matriz	21	1510	1426	QUITO 20-161	IA	b	5	510
Matriz	21	1515	1427	QUITO 20-161	C	b	5	65
Matriz	21	1520	1428	QUITO 20-171	C	m	5	119
Matriz	21	1525	34051	P.SALCEDO Y B.QIEVEDO	C	b	5	74
Matriz	21	1530	1429	GUAYAQUIL Y QUITO	C	m	5	398
Matriz	21	1535	1430	QUITO 73-118	C	m	5	705
Matriz	21	1540	1431	QUITO 20-130	C	m	5	71
Matriz	21	1545	56360	CALLE QUITO Y GUAYAQUIL	C	m	5	1109
Matriz	21	1550	1433	QUITO	C	m	5	76
Matriz	21	1555	4369	QUITO Y GUAYAQUIL	R	m	5	134
Matriz	21	1560	1434	QUITO 20-106	R	m	5	150
Matriz	21	1565	1435	QUITO 20-106	C	m	5	215
Matriz	21	1570	1436	QUITO 20-102	R	m	5	102
Matriz	21	1575	1437	QUITO ¥ 73-80	C	m	5	96
Matriz	21	1580	1438	QUITO 20-102	R	m	5	59
Matriz	21	1585	1439	QUITO 20-16	C	b	5	60
Matriz	21	1590	1440	QUITO 20-66	C	m	5	41
Matriz	21	1595	30872	QUITO 73-58 Y P.SALCEDO	IA	t	5	226
Matriz	21	1600	1441	QUITO 20-56	R	m	5	30
Matriz	21	1605	62511	QUITO	R	m	5	66
Matriz	21	1610	1442	QUITO 20-56	C	t	5	259
Matriz	21	1615	1443	QUITO Y PADRE SALCEDO	C	m	5	132
Matriz	21	1620	1444	QUITO 20-44	C	m	5	52
Matriz	21	1625	1445	QUITO 20-44	R	m	5	99
Matriz	21	1630	1448	QUITO 20-22	C	m	5	24
Matriz	21	1635	1446	QUITO 20-36	C	t	5	0
Matriz	21	1640	1447	QUITO 20-36	R	t	5	0
Matriz	21	1645	1449	QUITO 20-22	C	t	5	356
Matriz	21	1650	1450	QUITO	C	m	5	101
Matriz	21	1680	1225	TARQUI 13-14	R	m	7	38
Matriz	21	1685	1304	PADRE SALCEDO	R	m	5	253
Matriz	21	1690	26796	BELISARIO QUEVEDO	EO	m	5	111
Matriz	21	1695	1333	BELISARIO QUEVEDO	EO	m	5	50
Matriz	21	1700	62140	QUITO	C	b	6	527
Matriz	21	1705	62141	QUITO	C	b	6	10
Matriz	21	1710	62556	BELISARIO QUVEDO	C	m	6	108
Matriz	21	1715	62561	BELISARIO QUEVEDO	C	m	6	33
Matriz	21	1720	63807	CALLE PADRE SALCEDO	C	m	9	106
Matriz	21	1725	63808	PADRE SALCEDO	R	m	9	91
Matriz	21	1730	63809	CALLE PADRE SALCEDO	C	m	9	47
Matriz	21	1735	63900	CALLE TARQUI	R	m	7	270
Matriz	21	1740	63901	CALLE TARQUI	C	m	7	85
Matriz	21	1745	63952	CALLE PADRE SALCEDO	R	m	5	10
Matriz	21	1760	63283	BELISARIO QUEVEDO	C	m	6	41
Matriz	21	1770	64079	GENERAL MALDONADO 43-71	R	m	6	126
Matriz	21	1775	64080	GENERAL MALDONADO 43-71	R	m	6	127
Matriz	21	1785	64324	CALLE BELISARIO QUEVEDO	C	m	5	57
Matriz	21	1790	63004	PADRE SALCEDO #42-30	C	m	9	146
Matriz	21	1795	65005	DOS DE MAYO	R	m	9	88
Matriz	21	1800	65513	BELISARIO QUEVEDO	R	m	9	66
Matriz	21	1805	65706	BELISARIO QUEVEDO 73-99	C	m	9	132
Matriz	21	1810	26801	QUITO 18-23	EO	b	6	30
Matriz	21	1815	64244	PADRE SALCEDO	C	b	6	31
Matriz	21	1820	64245	PADRE SALCEDO	C	b	6	19
Matriz	21	1825	64246	PADRE SALCEDO	C	m	6	153
Matriz	21	1830	64247	PADRE SALCEDO	C	m	6	77
Matriz	21	1835	65238	PADRE SALCEDO 116	C	m	5	30
Matriz	21	1840	86653	PADRE SALCEDO	C	b	6	1636
Matriz	21	1850	86867	PADRE SALCEDO	C	m	9	72
Matriz	21	99989	89569	BELISARIO QUEVEDO	R	m	9	126
Matriz	21	99989	88824	BELISARIO QUEVEDO 73/40	R	m	5	97
Matriz	21	99989	90194	QUITO	C	m	5	130
Matriz	22	5	1455	PARDE SALCEDO 11-44	R	b	5	935
Matriz	22	10	1456	PADRE SALCEDO 11-44	C	m	5	452

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	22	15	56361	PADRE SALCEDO Y SANCHEZ O.	C	t	5	437
Matriz	22	20	88636	PADRE SALCEDO	C	m	5	319
Matriz	22	25	1549	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	5	96
Matriz	22	35	1463	QUITO	C	m	6	0
Matriz	22	40	1464	QUITO	C	m	6	0
Matriz	22	45	58557	QUITO 7058 Y G.MALDONADO	C	m	6	76
Matriz	22	50	58558	QUITO 7058 Y G.MALDONADO	C	m	6	166
Matriz	22	55	1465	QUITO 17-78	R	m	6	122
Matriz	22	60	58559	QUITO 7058 Y G.MALDONADO	C	m	6	116
Matriz	22	65	1466	QUITO 17-78	R	m	6	61
Matriz	22	70	26803	QUITO	C	m	6	837
Matriz	22	80	1467	QUITO 17-46	R	m	6	236
Matriz	22	85	1468	QUITO	C	m	6	123
Matriz	22	100	1471	TARQUI	EO	m	6	12
Matriz	22	105	26805	TARQUI	EO	t	6	634
Matriz	22	115	1472	TARQUI 11-46	R	m	6	235
Matriz	22	120	1474	TARQUI	R	m	6	43
Matriz	22	125	1475	TARQUI 11-24	R	m	6	232
Matriz	22	130	1476	TARQUI 11-22	R	m	6	61
Matriz	22	135	53498	TARQUI Y SANCHEZ ORELLANA	R	m	6	112
Matriz	22	140	1477	TARQUI 11-49	C	t	7	352
Matriz	22	145	1478	QUITO	R	t	7	734
Matriz	22	150	1479	QUITO	R	t	7	370
Matriz	22	155	1481	QUITO	C	m	7	4
Matriz	22	160	1480	QUITO	C	m	7	35
Matriz	22	165	1483	QUITO 16-60	R	m	7	143
Matriz	22	170	1485	QUITO 16-70	R	m	7	87
Matriz	22	175	1484	QUITO 16-70	C	m	7	130
Matriz	22	180	57562	QUITO 69-46 Y TARQUI	R	m	7	21
Matriz	22	185	1482	QUITO 69-46	C	b	7	93
Matriz	22	190	1487	QUITO 16-36	C	b	7	310
Matriz	22	195	1486	QUITO 16-36	C	m	7	199
Matriz	22	200	1489	QUITO 16-36	C	m	7	0
Matriz	22	205	1488	QUITO	R	m	7	834
Matriz	22	210	60684	QUITO Y HNAS PAEZ	R	m	7	0
Matriz	22	215	1490	QUITO 16-14	R	b	7	174
Matriz	22	220	55541	HNAS PAEZ 42-30 Y SANCHEZ	R	m	7	171
Matriz	22	225	1493	HERMANAS PAEZ 11-30	C	m	7	17
Matriz	22	230	1494	HERMANAS PAEZ 42-22	R	m	7	57
Matriz	22	235	1495	HERMANAS PAEZ 42-19	R	m	7	72
Matriz	22	240	1492	HERMANAS PAEZ 11-50	R	m	7	22
Matriz	22	245	1496	HERMANAS PAEZ 42-19	R	m	7	192
Matriz	22	250	1497	HERMANAS PAEZ 11-43	R	m	7	66
Matriz	22	260	1499	HERMANAS PAEZ 11-55	R	m	7	0
Matriz	22	265	1500	HERMANAS PAEZ 11-73	R	m	7	72
Matriz	22	270	1501	HERMANAS PAEZ	R	m	7	64
Matriz	22	275	1504	QUITO	R	m	7	26
Matriz	22	280	55232	QUITO Y HNAS PAEZ	R	m	7	0
Matriz	22	285	27951	QUITO 68-86 Y HNAS PAEZ	R	b	7	13
Matriz	22	290	55231	QUITO Y HNAS PAEZ	R	m	7	99
Matriz	22	295	1506	QUITO 15-84	R	m	7	65
Matriz	22	300	1507	QUITO 15-70	C	m	7	66
Matriz	22	305	59871	QUITO 68-60 Y M.MAENZA	C	m	7	70
Matriz	22	310	1505	QUITO	R	m	7	137
Matriz	22	320	1509	QUITO	R	m	7	57
Matriz	22	325	1508	QUITO 15-54	C	m	7	34
Matriz	22	330	53023	QUITO 68-46	R	m	7	176
Matriz	22	335	1510	QUITO 15-38	R	m	7	66
Matriz	22	340	1511	QUITO 15-36	R	m	7	99
Matriz	22	345	1514	QUITO	R	m	7	46
Matriz	22	350	1512	QUITO 15-20	R	t	7	30
Matriz	22	355	1513	QUITO	C	t	7	65
Matriz	22	390	44941	SANCHEZ ORELLANA 42-14	C	t	3	179
Matriz	22	395	36256	marquez de maenza y	R	t	3	155
Matriz	22	400	28169	SANCHEZ DE ORELLANA 6825	C	t	3	387
Matriz	22	405	1523	SANCHEZ ORELLANA	R	t	3	346

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	22	410	59242	SANCHEZ ORELLANA Y MAENZA	R	m	3	365
Matriz	22	415	1525	SANCHEZ ORELLANA 15-79	R	m	3	208
Matriz	22	420	50778	SANCHEZ ORELLANA 68-61	C	m	3	46
Matriz	22	425	1526	SANCHEZ ORELLANA 15-79	R	m	3	317
Matriz	22	430	1524	SANCHEZ ORELLANA	C	m	3	0
Matriz	22	435	55233	SANCHEZ ORELLANA Y HNAS PA	R	m	3	229
Matriz	22	440	59243	SANCHEZ ORELLANA 68-69	R	m	3	141
Matriz	22	445	29359	S DE ORELLANA 6868 Y H PAE	C	m	3	236
Matriz	22	450	1527	SANCHEZ ORELLANA 15-101	R	m	3	201
Matriz	22	455	52227	SANCHEZ ORELLANA Y H.PAEZ	C	m	7	222
Matriz	22	460	32820	HNAS PAEZ Y SANCHEZ ORELLA	R	m	7	49
Matriz	22	465	1529	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	3	1427
Matriz	22	470	1530	SANCHEZ DE ORELLANA 16-25	R	m	3	174
Matriz	22	475	56701	SANCHEZ ORELLANA 69-19	C	m	3	72
Matriz	22	480	1531	SANCHEZ DE ORELLANA 20-02	C	m	3	18
Matriz	22	485	1532	SANCHEZ DE ORELLANA	C	b	3	181
Matriz	22	490	1533	SANCHEZ DE ORELLANA 16-47	R	m	3	55
Matriz	22	495	1534	SANCHEZ DE ORELLANA	BP	m	3	120
Matriz	22	500	1537	SANCHEZ DE ORELLANA	R	b	2	88
Matriz	22	505	1541	SANCHEZ DE ORELLANA	BP	b	2	379
Matriz	22	510	1540	SANCHEZ DE ORELLANA	R	b	2	76
Matriz	22	515	1542	SANCHEZ DE ORELLANA	BP	m	2	8
Matriz	22	520	1543	SANCHEZ DE ORELLANA	BP	m	2	19
Matriz	22	525	1545	SANCHEZ DE ORELLANA 17-105	R	m	2	86
Matriz	22	530	1548	SANCHEZ DE ORELLANA 17-105	R	t	2	88
Matriz	22	535	1547	SANCHEZ DE ORELLANA 17-105	C	m	2	270
Matriz	22	540	1546	SANCHEZ DE ORELLANA 17-105	EO	m	2	62
Matriz	22	545	26806	SANCHEZ DE ORELLANA	EO	b	2	80
Matriz	22	550	58697	SANCHEZ ORELLANA Y MALDONA	C	m	2	0
Matriz	22	555	1550	S. DE ORELLANA Y P. SALCED	C	b	5	468
Matriz	22	555	1550	S. DE ORELLANA Y P. SALCED	C	m	5	468
Matriz	22	565	1552	SANCHEZ DE ORELLANA 20-37	R	m	5	64
Matriz	22	570	62520	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	5	119
Matriz	22	575	1553	SANCHEZ DE ORELLANA 20-37	R	t	5	213
Matriz	22	580	1556	SANCHEZ DE ORELLANA 20-57	C	m	2	86
Matriz	22	590	1557	SANCHEZ DE ORELLANA 20-69	R	m	2	152
Matriz	22	595	1558	SANCHEZ DE ORELLANA 20-69	R	m	2	71
Matriz	22	600	1559	SANCHEZ DE ORELLANA 20-71	R	m	5	83
Matriz	22	605	34327	S DE ORELLANA 14_75	C	m	5	49
Matriz	22	610	1569	S.DE ORELLANA 74/15	C	m	5	284
Matriz	22	615	1562	SANCHEZ DE ORELLANA 20-83	C	m	5	530
Matriz	22	620	1561	SANCHEZ DE ORELLANA 20-93	IA	t	5	35
Matriz	22	625	1560	SANCHEZ DE ORELLANA 20-93	C	m	5	60
Matriz	22	630	1563	SANCHEZ DE ORELLANA	R	t	5	99
Matriz	22	635	1565	SANCHEZ DE ORELLANA	C	t	5	89
Matriz	22	640	1564	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	5	17
Matriz	22	645	1566	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	5	168
Matriz	22	650	1567	SANCHEZ DE ORELLANA 20-145	R	m	5	146
Matriz	22	655	86939	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	5	358
Matriz	22	660	86940	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	5	55
Matriz	22	665	1568	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	5	3
Matriz	22	670	1570	SANCHEZ DE ORELLANA 20-126	R	m	5	23
Matriz	22	675	1571	SANCHEZ DE ORELLANA 20-126	R	b	5	238
Matriz	22	680	1572	SANCHEZ DE ORELLANA 20-126	R	m	5	24
Matriz	22	685	1573	SANCHEZ DE ORELLANA 20-126	R	m	5	93
Matriz	22	690	1574	SANCHEZ DE ORELLANA 20-126	C	m	5	174
Matriz	22	695	1575	SANCHEZ DE ORELLANA 20-126	R	m	5	467
Matriz	22	700	28493	SANCHEZ DE ORELLANA 20-116	R	m	5	178
Matriz	22	705	1576	SANCHEZ DE ORELLANA 20-116	C	m	5	94
Matriz	22	710	1578	SANCHEZ DE ORELLANA 46-74	C	m	5	43
Matriz	22	715	1582	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	5	120
Matriz	22	720	49034	SANCHEZ ORELLANA 20-100	R	m	5	193
Matriz	22	725	1579	SANCHEZ DE ORELLANA 20-100	R	m	5	94
Matriz	22	730	1581	SANCHEZ DE ORELLANA 20-100	C	m	5	22
Matriz	22	735	1583	SANCHEZ DE ORELLANA 20-92	C	m	5	71
Matriz	22	740	1584	SANCHEZ DE ORELLANA	R	b	5	84

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	22	745	1585	SANCHEZ DE ORELLANA 20-80	R	m	5	0
Matriz	22	750	1586	SANCHEZ DE ORELLANA 20-80	C	m	5	236
Matriz	22	755	49596	SANCHEZ ORELLANA Y L.F.VIV	C	m	5	1262
Matriz	22	760	1587	SANCHEZ DE ORELLANA 20-60	R	b	5	319
Matriz	22	765	62419	SANCHEZ DE ORELLANA	C	b	5	546
Matriz	22	770	1589	LUIS FERNANDO VIVERO 10-68	R	m	5	75
Matriz	22	775	48567	L.F.VIVERO 41-68 Y SANCHEZ	R	b	5	151
Matriz	22	780	1590	LUIS FERNANDO VIVERO 10-50	R	m	5	76
Matriz	22	785	28505	LUIS F VIVERO	R	m	5	156
Matriz	22	790	1592	LUIS FERNANDO VIVERO 10-45	R	m	2	93
Matriz	22	795	1595	SANCHEZ DE ORELLANA 20-36	R	m	2	55
Matriz	22	800	1597	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	2	68
Matriz	22	805	1596	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	2	31
Matriz	22	810	55772	SANCHEZ DE ORELLANA Y LUIS	R	m	2	40
Matriz	22	815	1598	S.DE ORELLANA N 73-18	R	m	2	66
Matriz	22	820	1599	SANCHEZ DE ORELLANA 20-20	C	m	2	101
Matriz	22	825	1604	SANCHEZ DE ORELLANA 19-46	R	m	2	26
Matriz	22	830	26807	SANCHEZ DE ORELLANA	EO	t	2	148
Matriz	22	835	43742	GRAL. MALDONADO	C	b	2	156
Matriz	22	840	30485	SANCHEZ ORELLANA 72-42	R	m	2	77
Matriz	22	845	31634	RAMIREZ FITA N 41-30	R	m	2	53
Matriz	22	850	1612	QUIJANO Y ORDONEZ 10-72	R	m	2	430
Matriz	22	855	1616	RAMIREZ FITA	C	m	2	59
Matriz	22	860	1613	RAMIREZ FITA 10-66	R	m	2	80
Matriz	22	865	1614	RAMIREZ FITA 10-58	C	m	2	10
Matriz	22	870	36768	R.FITA 41-08	C	m	2	117
Matriz	22	875	1615	RAMIREZ FITA 19-07	C	m	2	164
Matriz	22	880	1617	QUIJANO Y ORDONEZ 19-72	R	m	2	60
Matriz	22	885	1618	QUIJANO Y ORDONEZ 19-25	R	m	2	40
Matriz	22	890	52041	QUIJANO ORDONEZ Y RAMIREZ	C	m	2	83
Matriz	22	895	46290	QUIJANO ORDONEZ 72-17 FITA	C	m	2	110
Matriz	22	900	1619	QUIJANO Y ORDONEZ 19-25	R	m	2	99
Matriz	22	905	1620	QUIJANO Y ORDONEZ 19-25	C	m	2	134
Matriz	22	910	1621	QUIJANO Y ORDONEZ 19-43	R	m	2	70
Matriz	22	915	1623	QUIJANO Y ORDONEZ 19-45	R	m	2	59
Matriz	22	920	1624	QUIJANO Y ORDONEZ 41-34	R	m	2	52
Matriz	22	925	1622	QUIJANO Y ORDONEZ 19-43	R	m	2	128
Matriz	22	930	48072	QUIJANO Y ORDONEZ 41-34	R	m	2	65
Matriz	22	935	48071	RAMIREZ FITA 41-30	C	m	2	156
Matriz	22	940	1625	PARQUE BOLIVAR 10-20	R	m	2	32
Matriz	22	945	52042	QUIJANO Y ORDONEZ 41-16	R	m	2	64
Matriz	22	950	1626	QUIJANO Y ORDONEZ 20-13	R	m	2	197
Matriz	22	955	1627	QUIJANO Y ORDONEZ 20-13	C	m	2	143
Matriz	22	960	1629	QUIJANO ORDONEZ	C	m	2	58
Matriz	22	965	61896	GRA. MALDONADO	R	m	2	40
Matriz	22	970	1630	GENERAL MALDONADO 10-15	R	m	2	66
Matriz	22	975	29360	GRAL MALDONADO 41-51 ORELL	C	m	2	21
Matriz	22	990	1634	GENERAL MALDONADO 10-45	C	m	2	75
Matriz	22	995	1633	GENERAL MALDONADO 10-45	C	m	2	74
Matriz	22	1000	1635	GENERAL MALDONADO	C	m	2	20
Matriz	22	1005	1632	GENERAL MALDONADO	R	m	2	111
Matriz	22	1010	29361	GRAL MALDONADO 41-51 ORELL	R	m	2	18
Matriz	22	1015	1637	GENERAL MALDONADO 10-55	R	m	2	32
Matriz	22	1020	1640	GENERAL MALDONADO 10-63	C	t	2	347
Matriz	22	1025	1638	GENERAL MALDONADO 10-63	R	m	2	68
Matriz	22	1030	1639	GENERAL MALDONADO 10-63	R	m	2	130
Matriz	22	1035	1641	GENERAL MALDONADO	C	m	2	71
Matriz	22	1040	1642	GENERAL MALDONADO	C	m	2	84
Matriz	22	1045	1644	GENERAL MALDONADO	C	m	2	201
Matriz	22	1050	1643	GENERAL MALDONADO	EO	m	2	68
Matriz	22	1055	1645	GENERAL MALDONADO	C	m	2	68
Matriz	22	1060	1646	GENERAL MALDONADO	C	m	2	47
Matriz	22	1065	1647	GENERAL MALDONADO	C	m	2	79
Matriz	22	1070	1648	SANCHEZ DE ORELLANA 17-104	R	m	2	121
Matriz	22	1075	1649	SANCHEZ DE ORELLANA 17-90	R	m	2	42
Matriz	22	1080	1650	SANCHEZ DE ORELLANA 17-90	R	t	2	116

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	22	1085	52452	SANCHEZ DE ORELLANA Y G. M	C	m	2	25
Matriz	22	1090	1651	SANCHEZ DE ORELLANA 1756	R	m	2	62
Matriz	22	1095	1653	TARQUI 10-30 QUIJANO ORDO	R	m	2	87
Matriz	22	1100	1655	TARQUI	R	m	2	119
Matriz	22	1105	1654	TARQUI 10-20	R	b	2	57
Matriz	22	1110	50629	QUIJANO/ORDONEZ Y TARQUI	R	m	3	172
Matriz	22	1115	50630	QUIJANO/ORDONEZ Y TARQUI	R	m	3	246
Matriz	22	1120	1657	TARQUI 10-45	R	m	3	360
Matriz	22	1125	1662	TARQUI 10-85	R	t	3	210
Matriz	22	1130	1658	TARQUI 10-71	R	m	3	153
Matriz	22	1135	1659	TARQUI 10-85	R	m	3	165
Matriz	22	1140	1660	TARQUI 10-85	R	m	3	93
Matriz	22	1145	1661	TARQUI 10-85	R	m	3	291
Matriz	22	1150	1665	SANCHEZ DE ORELLANA 16-74	R	m	3	337
Matriz	22	1155	1667	SANCHEZ DE ORELLANA 16-74	R	m	3	139
Matriz	22	1160	1664	SANCHEZ DE ORELLANA 16-74	R	m	3	377
Matriz	22	1165	1668	SANCHEZ DE ORELLANA 16-44	R	m	3	0
Matriz	22	1170	1669	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	3	208
Matriz	22	1175	1670	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	3	77
Matriz	22	1180	58045	SANCHEZ ORELLANA 6919	C	m	3	98
Matriz	22	1185	1671	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	3	231
Matriz	22	1190	1672	HERMANAS PAEZ 41-86	R	m	3	187
Matriz	22	1195	1673	HERMANAS PAEZ	R	m	3	184
Matriz	22	1200	1687	HNAS PAEZ 41-62	C	m	3	475
Matriz	22	1205	1686	HNAS PAEZ 41-62	R	m	3	227
Matriz	22	1210	1685	HNAS PAEZ 41-62	R	t	3	393
Matriz	22	1215	1684	HNAS PAEZ 41-62	R	t	3	322
Matriz	22	1220	1674	HERMANAS PAEZ	R	m	3	546
Matriz	22	1225	1675	HERMANAS PAEZ	C	m	3	149
Matriz	22	1230	1676	HERMANAS PAEZ 10-44	R	m	3	351
Matriz	22	1235	1677	HERMANAS PAEZ	R	m	3	141
Matriz	22	1240	1678	HERMANAS PAEZ	R	m	3	281
Matriz	22	1245	1679	HERMANAS PAEZ	R	m	3	127
Matriz	22	1250	1681	HNAS PAEZ Y Q ORDONEZ	R	m	3	215
Matriz	22	1255	1680	HERMANAS PAEZ	C	m	3	422
Matriz	22	1260	1682	HERMANAS PAEZ 10-31	R	m	3	303
Matriz	22	1265	1683	HERMANAS PAEZ 10-43	R	m	3	63
Matriz	22	1270	1688	HERMANAS PAEZ 10-43	R	t	3	663
Matriz	22	1275	1689	HERMANAS PAEZ 10-43	R	m	3	191
Matriz	22	1280	50544	HNAS. PAEZ Y QUIJANO	C	m	3	49
Matriz	22	1285	46713	HNAS PAEZ	C	b	3	29
Matriz	22	1290	1691	HNAS PAEZ Y ORDONEZ	R	t	3	384
Matriz	22	1295	1692	HNAS PAEZ Y ORDONEZ	R	t	3	182
Matriz	22	1300	1693	HNAS PAEZ Y ORDONEZ	R	t	3	363
Matriz	22	1305	1694	HERMANAS PAEZ 10-65	R	m	3	60
Matriz	22	1310	1695	HERMANAS PAEZ 15-116	C	m	3	296
Matriz	22	1315	1690	HERMANAZ PAEZ 10-45	R	m	3	167
Matriz	22	1320	1700	SANCHEZ DE ORELLANA 15-72	R	m	3	331
Matriz	22	1325	50779	SANCHEZ ORELLANA Y HNA PAE	R	m	3	99
Matriz	22	1330	1696	SANCHEZ DE ORELLANA 10-08	R	m	3	306
Matriz	22	1335	1698	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	3	318
Matriz	22	1340	1699	SANCHEZ DE ORELLANA 15-72	R	m	3	69
Matriz	22	1345	1697	SANCHEZ DE ORELLANA 15-82	R	m	3	248
Matriz	22	1350	1701	SANCHEZ DE ORELLANA 15-48	R	m	3	587
Matriz	22	1355	1702	SANCHEZ DE ORELLANA 15-48	R	m	3	593
Matriz	22	1360	1703	SANCHEZ DE ORELLANA 15-24	R	m	3	164
Matriz	22	1400	1711	QUIJANO Y ORDONEZ 15-13	C	m	3	359
Matriz	22	1405	1712	QUIJANO Y ORDO	C	m	3	0
Matriz	22	1410	1714	QUIJANO Y ORDONEZ 15-25	C	t	3	113
Matriz	22	1415	59743	QUIJANO ORDO	R	b	3	214
Matriz	22	1420	1713	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	354
Matriz	22	1425	1715	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	223
Matriz	22	1430	1716	QUIJANO Y ORDONEZ 15-41	C	m	3	274
Matriz	22	1435	59244	QUIJANO ORDO	R	m	3	283
Matriz	22	1440	1717	QUIJANO Y ORDONEZ 15-49	C	m	3	67
Matriz	22	1445	54009	QUIJANO ORDO	C	m	3	107

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	22	1450	1718	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	3	131
Matriz	22	1455	55773	QUIJANO Y ORDONEZ Y HNAS P	C	m	3	203
Matriz	22	1460	1720	QUIJANO Y ORDONEZ 16-69	C	b	3	239
Matriz	22	1465	1721	QUIJANO Y ORDONEZ 15-79	C	m	3	758
Matriz	22	1470	1719	QUIJANO Y ORDONEZ 68-59	R	m	3	3
Matriz	22	1475	1722	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	103
Matriz	22	1480	53264	QUIJANO Y ORDONEZ 69-13	C	m	3	289
Matriz	22	1485	1723	QUIJANO Y ORDONEZ 16-11	C	m	3	181
Matriz	22	1490	52138	QUIJANO Y ORDONEZ 68-85	R	m	3	2
Matriz	22	1495	1724	QUIJANO Y ORDONEZ 16-19	R	m	3	182
Matriz	22	1500	1725	QUIJANO Y ORDONEZ 16-19	R	m	3	194
Matriz	22	1505	1726	QUIJANO Y ORDONEZ 16-19	C	m	3	77
Matriz	22	1510	1728	QUIJANO Y ORDONEZ 16-31	R	b	3	163
Matriz	22	1515	1729	QUIJANO Y ORDONEZ 16-31	C	b	3	129
Matriz	22	1520	1727	QUIJANO Y ORDONEZ 15-31	R	m	3	186
Matriz	22	1525	1730	QUIJANO Y ORDONEZ 16-31	R	m	3	231
Matriz	22	1530	1731	QUIJANO Y ORDONEZ 69-31	R	m	3	144
Matriz	22	1535	1732	QUIJANO Y ORDONEZ 16-31	R	m	3	237
Matriz	22	1540	1733	QUIJANO Y ORDONEZ 16-31	R	m	3	63
Matriz	22	1545	1734	QUIJANO Y ORDONEZ 16-35	R	m	3	391
Matriz	22	1550	1735	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	110
Matriz	22	1555	1737	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	79
Matriz	22	1560	1738	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	63
Matriz	22	1565	1736	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	3	294
Matriz	22	1570	1741	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	3	296
Matriz	22	1575	1739	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	186
Matriz	22	1580	1740	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	46
Matriz	22	1585	1742	QUIJANO Y ORDONEZ 16-71	R	m	3	220
Matriz	22	1590	1743	QUIJANO Y ORDONEZ 16-77	C	m	3	46
Matriz	22	1595	28101	QUIJANO ORDONEZ Y TARQUI	R	t	3	656
Matriz	22	1605	63863	CALLE TARQUI	R	m	3	431
Matriz	22	1610	64990	QUITO 68	R	m	7	29
Matriz	22	1615	65025	RAMIREZ FITA	C	m	2	53
Matriz	22	1620	65478	RAMIREZ FITA 41A14	C	m	2	404
Matriz	22	1625	1663	SANCHEZ DE ORELLANA 16-74	IA	b	3	203
Matriz	22	1630	64266	TARQUI 4145	R	m	3	367
Matriz	22	1635	65024	RAMIREZ FITA	R	b	2	0
Matriz	22	1650	86700	TARQUI	R	m	3	208
Matriz	22	1655	87408	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	3	346
Matriz	22	1660	88055	CALLE SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	3	113
Matriz	22	99989	89816	CALLE HNAS: PAEZ	R	m	7	0
Matriz	22	99989	89106	CALLE QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	307
Matriz	22	99989	89107	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	178
Matriz	22	99989	89110	SANCHEZ DE ORELLANA 6924	R	m	3	56
Matriz	22	99999	64062	CALLE QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	7	121
Matriz	22	99999	88141	HERMANAS PAEZ	BP	m	7	86
Matriz	22	99999	88644	QUITO 1302	C	m	7	0
Matriz	22	99999	28512	TARQUI 41_40	R	m	7	354
Matriz	23	5	2141	GUAYAQUIL	C	m	5	467
Matriz	23	10	2140	GUAYAQUIL	R	m	5	167
Matriz	23	15	2138	GUAYAQUIL	R	m	5	61
Matriz	23	25	30580	GUAYAQUIL 41-23 Q ORDONEZ	R	m	5	166
Matriz	23	30	2135	GUAYAQUIL 10-17	R	m	5	226
Matriz	23	35	56370	CALLE FELIX VALENCIA Y NAP	R	b	5	143
Matriz	23	40	2134	GUAYAQUIL 10-13	C	m	5	82
Matriz	23	45	87232	NAPO	C	m	5	84
Matriz	23	50	53500	GUAYAQUIL 74-99 Y QUIJANO	R	m	5	69
Matriz	23	55	48073	GUAYAQUIL 74-91 Y QUIJANO	R	m	5	116
Matriz	23	60	33013	GUAYAQUIL Y QUIJANO ORDONEZ	R	m	5	55
Matriz	23	65	52453	QUIJANO Y ORDONEZ Y GUAYAQUIL	R	m	5	24
Matriz	23	70	1779	QUIJANO Y ORDONEZ 22-85	C	m	5	36
Matriz	23	75	1776	QUIJANO Y ORDONEZ 22-61	R	m	5	365
Matriz	23	80	1777	QUIJANO Y ORDONEZ 22-61	R	m	5	565
Matriz	23	85	57563	QUIJANO Y ORDONEZ 74-73	R	m	5	22
Matriz	23	90	31319	QUIJANO ORDONEZ Y L.VIVERO	R	b	5	124
Matriz	23	95	1775	QUIJANO Y ORDONEZ 22-39	C	m	5	1

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	23	100	1774	QUIJANO Y ORDONEZ 22-33	R	m	5	93
Matriz	23	105	1773	QUIJANO Y ORDONEZ 22-27	R	b	5	189
Matriz	23	110	1771	QUIJANO Y ORDONEZ 22-09	R	m	5	131
Matriz	23	115	1772	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	5	83
Matriz	23	120	32388	LUIS F VIVERO Y Q Y ORDONE	R	m	5	103
Matriz	23	125	38966	LUIS F VIVERO	R	m	5	87
Matriz	23	130	1770	QUIJANO Y ORDONEZ 72-105	C	m	2	70
Matriz	23	135	1591	LUIS FERNANDO VIVERO 10-51	R	m	2	68
Matriz	23	140	1769	QUIJANO ORDONEZ	C	m	2	73
Matriz	23	145	1768	QUIJANO Y ORDONEZ 20-57	R	m	2	66
Matriz	23	150	1766	QUIJANO Y ORDONEZ 20-45	R	m	2	92
Matriz	23	155	1765	QUIJANO ORDONEZ 72-61	R	m	2	107
Matriz	23	160	1764	QUIJANO Y ORDONEZ	R	b	2	80
Matriz	23	165	1763	QUIJANO Y ORDONEZ 20-17	C	m	2	5306
Matriz	23	170	1761	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	2	57
Matriz	23	175	1760	QUIJANO Y ORDONEZ 17-97	C	m	2	51
Matriz	23	180	46599	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	2	52
Matriz	23	185	32878	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	2	60
Matriz	23	190	1759	Q. Y ORDONEZ 70 - 87	R	m	2	61
Matriz	23	195	1757	QUIJANO Y ORDONEZ 17-77	C	m	2	55
Matriz	23	200	1491	QUITO	IA	t	2	223
Matriz	23	205	32401	QUIJANO ORDONEZ 70-61	IA	t	2	103
Matriz	23	210	1754	QUIJANO Y ORDONEZ 70-62	R	m	2	107
Matriz	23	215	1752	QUIJANO Y ORDONEZ	C	b	2	72
Matriz	23	220	1751	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	2	74
Matriz	23	225	1749	QUIJANO Y ORDONEZ 17-37	R	m	2	51
Matriz	23	230	1750	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	2	68
Matriz	23	235	1748	QUIJANO Y ORDONEZ 17-37	R	m	2	74
Matriz	23	240	55993	QUIJANO Y ORDONEZ 70-21	R	m	2	146
Matriz	23	245	1747	QUIJANO Y ORDONEZ 17-21	R	m	2	52
Matriz	23	250	1746	QUIJANO Y ORDONEZ 17-11	R	m	2	105
Matriz	23	255	1745	TARQUI 17-09	C	m	2	40
Matriz	23	260	1847	HERMANAS PAEZ 1-04	R	m	3	327
Matriz	23	265	1848	HERMANAS PAEZ 1-04	R	m	3	248
Matriz	23	270	1845	HERMANAS PAEZ	R	t	3	206
Matriz	23	275	1846	HERMANAS PAEZ	IA	m	3	237
Matriz	23	280	1849	HERMANAS PAEZ	R	m	3	63
Matriz	23	285	1844	QUIJANO Y ORDONEZ 16-14	R	m	3	198
Matriz	23	290	43743	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	3	17
Matriz	23	295	46293	QUIJANO ORDONEZ 70-10	R	m	3	63
Matriz	23	300	26810	TARQUI	BP	m	3	241
Matriz	23	305	1843	QUIJANO Y ORDONEZ 16-76	C	m	3	799
Matriz	23	310	1842	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	3	134
Matriz	23	315	1841	QUIJANO Y ORDONEZ	R	b	3	558
Matriz	23	320	33362	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	3	127
Matriz	23	325	1839	QUIJANO Y ORDONEZ 16-74	R	m	3	184
Matriz	23	330	1838	QUIJANO Y ORDONEZ 16-74	R	m	3	489
Matriz	23	335	46901	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	899
Matriz	23	340	32489	QUIJANO Y ORDONEZ 85-76	R	m	3	65
Matriz	23	345	48568	QUIJANO Y ORDONEZ 70-52	R	m	3	275
Matriz	23	350	1837	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	244
Matriz	23	355	54010	QUIJANO ORDONEZ Y TARQUI	C	m	3	268
Matriz	23	360	31316	QUIJANO Y ORDONEZ Y TARQUI	R	b	3	231
Matriz	23	365	31315	QUIJANO Y ORDONEZ Y TARQUI	R	b	3	175
Matriz	23	370	53045	QUIJANO ORDONEZ Y GMALDONA	C	m	3	524
Matriz	23	375	51323	QUIJANO Y ORDONEZ 70-70	R	b	3	125
Matriz	23	380	1836	QUIJANO Y ORDONEZ 7070	R	b	3	256
Matriz	23	385	50545	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	3	191
Matriz	23	390	50546	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	3	141
Matriz	23	395	57668	QUIJANO ORDONEZ/G.MALDONAD	R	m	3	153
Matriz	23	400	1833	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	3	153
Matriz	23	405	1832	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	174
Matriz	23	410	1835	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	139
Matriz	23	415	1834	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	115
Matriz	23	420	1830	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	3	191
Matriz	23	425	27463	QUIJANO O MALDONADO	C	m	2	70

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	23	430	1829	GENERAL MALDONADO 81-19	R	t	2	63
Matriz	23	435	60705	GRAL MALDONADO 39-21	R	m	2	2
Matriz	23	440	1762	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	2	72
Matriz	23	445	50631	GRAL MALDONADO 39-105	C	m	2	87
Matriz	23	450	1828	GENERAL MALDONADO	C	m	2	109
Matriz	23	455	1826	GENERAL MALDONADO 8-95	R	m	2	73
Matriz	23	460	1827	GENERAL MALDONADO 39-95	R	m	2	67
Matriz	23	465	1823	GENERAL MALDONADO 8-91	R	m	2	75
Matriz	23	470	1824	GENERAL MALDONADO 8-91	R	m	2	85
Matriz	23	475	1825	GENERAL MALDONADO 8-91	R	t	2	32
Matriz	23	480	28506	GRAL MALDONADO	R	b	2	51
Matriz	23	485	57852	GRAL MALDONADO 3979 Y QUIJ	R	m	2	98
Matriz	23	490	1821	GENERAL MALDONADO 8-59	R	t	2	64
Matriz	23	495	1820	GENERAL MALDONADO 8-41	R	t	2	255
Matriz	23	500	1819	GENERAL MALDONADO 9-78	R	m	2	61
Matriz	23	505	31146	GRAL MALDONADO Y NAPO	R	m	2	65
Matriz	23	510	1818	GENERAL MALDONADO 8-19	R	m	2	70
Matriz	23	520	52305	GRAL MALDONADO 39-15	R	m	2	11
Matriz	23	525	1815	GENERAL MALDONADO 8-54	R	m	2	71
Matriz	23	530	46292	G.MALDONADO 8-31 Y NAPO	R	b	2	76
Matriz	23	535	1812	GRAL MALDONADO	BP	b	2	123
Matriz	23	540	33626	G.MALDONADO/QUIJANO ORDONE	R	m	2	79
Matriz	23	545	1810	QUIJANO Y ORDONEZ	BP	t	2	156
Matriz	23	555	53024	QUIJANO ORDOÑEZ Y RAMIREZ	R	b	2	195
Matriz	23	560	1809	QUIJANO Y ORDOÑEZ	C	m	2	163
Matriz	23	565	46291	QUIJANO ORDONEZ Y RAMIREZ	C	m	2	93
Matriz	23	570	1808	QUIJANO Y ORDONEZ 20-12	C	m	2	59
Matriz	23	575	1803	QUIJANO Y ORDONEZ 20-60	R	m	2	233
Matriz	23	580	1807	QUIJANO Y ORDONEZ 20-38	R	m	2	51
Matriz	23	585	55774	QUIJANO Y ORDOÑEZ Y RAMIRE	R	m	2	80
Matriz	23	590	33329	QUIJANO ORDONEZ Y L.VIVERO	C	b	2	45
Matriz	23	595	1804	QUIJANO Y ORDONEZ 20-60	R	m	2	125
Matriz	23	600	45591	QUIJANO Y ORDONEZ Y L.VIVE	R	m	2	60
Matriz	23	605	1801	LUIS FERNANDO VIVERO	R	m	2	87
Matriz	23	610	52304	QUIJANO Y ORDOÑEZ	C	m	2	4
Matriz	23	615	1800	LUIS F VIVERO	R	t	2	278
Matriz	23	625	1802	LUIS FERNANDO VIVERO	C	m	2	78
Matriz	23	630	1799	LUIS FERNANDO VIVERO 8-83	R	b	2	92
Matriz	23	635	26808	LUIS F.VIVERO	BP	m	2	59
Matriz	23	835	1778	QUIJANO Y ORDONEZ 22-83	R	m	5	65
Matriz	23	875	63008	QUIJANO Y RODOÑEZ 72-78	R	m	2	96
Matriz	23	890	64680	QUIJANO Y ORDOÑEZ	R	b	2	130
Matriz	23	895	62206	QUIJANO Y ORDOÑEZ	BP	m	3	394
Matriz	23	900	63918	CALLE GENERAL MALDONADO	C	t	2	60
Matriz	23	905	85992	QUIJANO Y ORDOÑEZ	R	m	2	53
Matriz	23	910	86650	QUIJANO Y ORDOÑEZ	C	t	2	162
Matriz	23	915	86828	QUIJANO Y ORDOÑEZ	C	b	2	157
Matriz	23	99989	88954	GUAYAQUIL 41/17	R	b	5	60
Matriz	23	99989	88841	QUIJANO Y ORDOÑEZ 661	R	m	5	140
Matriz	23	99999	88687	QUIJANO Y ORDO	R	m	2	98
Matriz	23	99999	88828	QUIJANO Y ORDOÑEZ 40/11	R	m	2	80
Matriz	23	99999	63035	QUIJANO Y ORDOÑEZ 20377	C	m	3	303
Matriz	31	35	2147	DOS DE MAYO	C	m	8	148
Matriz	31	40	2148	DOS DE MAYO	C	m	8	186
Matriz	31	45	2149	DOS DE MAYO	R	m	8	187
Matriz	31	50	2150	DOS MAYO 2872 Y C.PINO	R	t	8	0
Matriz	31	55	59745	DOS DE MAYO 28-72 Y C.PINO	R	m	8	140
Matriz	31	60	2151	BELISARIO QUEVEDO	C	m	8	299
Matriz	31	65	2152	DOS DE MAYO	R	m	8	134
Matriz	31	70	61634	DOS DE MAYO Y F. VALENCIA	C	m	8	0
Matriz	31	75	62134	DOS DE MAYO	R	m	8	80
Matriz	31	80	2154	FELIX VALENCIA	C	m	8	0
Matriz	31	85	2155	FELIX VALENCIA	R	t	8	307
Matriz	31	90	2157	FELIX VALENCIA	C	m	8	7
Matriz	31	95	31638	F.VALENCIA 44-60 Y 2 MAYO	R	m	8	417
Matriz	31	100	62422	FELIX VALENCIA	C	m	8	56

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	31	105	2158	F.VALENCIA Y DOS DE MAYO	C	m	8	66
Matriz	31	110	2159	FELIX VALENCIA	R	m	8	140
Matriz	31	115	28106	FELIX VALENCIA 44-50	C	m	8	142
Matriz	31	120	46714	GENERAL PROAÑO	R	m	8	0
Matriz	31	125	54013	F.VALENCIA Y DOS DE MAYO	R	b	8	164
Matriz	31	130	2161	FELIX VALENCIA 44-36	C	m	8	16
Matriz	31	135	2162	FELIX VALENCIA 44-36	R	m	8	12
Matriz	31	140	2163	FELIX VALENCIA	R	m	8	41
Matriz	31	145	2164	FELIX VALENCIA	C	m	8	142
Matriz	31	150	2153	DOS DE MAYO	R	m	8	42
Matriz	31	155	50653	F.VALENCIA 42-44	C	m	8	321
Matriz	31	160	2168	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	166
Matriz	31	165	2313	FELIX VALENCIA	C	m	8	29
Matriz	31	170	2170	FELIX VALENCIA	R	m	8	376
Matriz	31	175	46715	FELIX VALENCIA	R	m	8	46
Matriz	31	180	2171	FELIX VALENCIA	C	m	8	125
Matriz	31	185	2172	FELIX VALENCIA	R	m	8	80
Matriz	31	190	2173	FELIX VALENCIA	C	m	8	220
Matriz	31	200	2174	FELIX VALENCIA 13-37	R	m	8	49
Matriz	31	205	2175	FELIX VALENCIA	R	m	8	117
Matriz	31	210	2177	FELIX VALENCIA	C	m	8	136
Matriz	31	215	2178	FELIX VALENCIA	R	m	8	199
Matriz	31	220	2180	FELIX VALENCIA	R	m	8	78
Matriz	31	225	2181	FELIX VALENCIA	R	m	8	22
Matriz	31	230	52455	FELIX VALENCIA Y 2 DE MAYO	R	m	8	0
Matriz	31	235	50634	2 DE MAYO Y F.VALENCIA	R	m	8	36
Matriz	31	240	2182	DOS DE MAYO	C	m	8	60
Matriz	31	245	2183	DOS DE MAYO Y F VALENCIA	R	b	8	360
Matriz	31	250	2186	DOS DE MAYO	R	m	8	98
Matriz	31	255	2185	DOS DE MAYO	R	m	8	82
Matriz	31	260	2187	DOS DE MAYO	C	m	8	155
Matriz	31	265	27074	DOS DE MAYO	C	b	8	1562
Matriz	31	270	55775	DOS DE MAYO Y FELIX VALEN	R	m	8	53
Matriz	31	275	2190	DOS DE MAYO	R	m	8	58
Matriz	31	280	2191	DOS DE MAYO 77-42 JAECHVE	C	m	8	662
Matriz	31	285	58561	DOS MAYO 7742 Y ECHEVERRIA	R	m	8	172
Matriz	31	290	2193	DOS DE MAYO	C	b	8	80
Matriz	31	295	2194	DOS DE MAYO	C	m	8	184
Matriz	31	300	2195	DOS DE MAYO	C	m	8	152
Matriz	31	305	2199	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	8	137
Matriz	31	315	4079	DOS DE MAYO	R	m	8	31
Matriz	31	320	29365	JUAN A ECHEVERRIA Y 2 DE M	R	m	9	178
Matriz	31	325	2196	DOS DE MAYO Y JUAN A ECHEV	R	t	8	109
Matriz	31	330	2197	DOS DE MAYO	R	t	9	100
Matriz	31	335	2200	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	56
Matriz	31	340	2201	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	28
Matriz	31	345	2204	J A ECHEVERRIA	R	m	9	134
Matriz	31	350	2203	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	153
Matriz	31	360	27749	J.A.ECHEVERRIA 4450-2	C	m	9	134
Matriz	31	365	2205	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	121
Matriz	31	370	2206	J.A. ECHEVERRIA Y B. QUEVE	C	b	9	293
Matriz	31	375	2207	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	104
Matriz	31	380	2208	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	54
Matriz	31	385	2209	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	274
Matriz	31	390	2210	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	80
Matriz	31	395	2211	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	73
Matriz	31	400	2212	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	219
Matriz	31	405	2213	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	0
Matriz	31	410	2214	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	68
Matriz	31	415	2215	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	66
Matriz	31	420	2216	J.A.ECHEVERRIA B.QUEVEDO	R	m	9	85
Matriz	31	425	2217	J.A.ECHEVERRIA B.QUEVEDO	R	m	9	57
Matriz	31	430	2218	J.A.ECHEVERRIA B.QUEVEDO	R	m	9	67
Matriz	31	435	2219	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	t	9	377
Matriz	31	440	2220	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	233
Matriz	31	445	2221	J A ECHEVERRIA	C	m	9	22

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	31	450	2224	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	105
Matriz	31	455	49035	J.A.ECHEVERRIA	C	m	9	256
Matriz	31	460	2225	J.A ECHEVERRIA 44-23	R	m	9	204
Matriz	31	465	2226	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	115
Matriz	31	470	2227	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	488
Matriz	31	475	2228	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	104
Matriz	31	480	2229	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	73
Matriz	31	485	2232	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	t	9	157
Matriz	31	490	2230	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	318
Matriz	31	495	2231	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	297
Matriz	31	500	49766	J.A.ECHEVERRIA Y DOS MAYO	C	m	9	87
Matriz	31	505	2233	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	b	9	295
Matriz	31	510	2234	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	497
Matriz	31	515	2236	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	1364
Matriz	31	520	2237	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	b	9	0
Matriz	31	525	2239	2 DE MAYO 76-110	C	m	9	398
Matriz	31	530	2241	2 DE MAYO 76-110	R	m	9	192
Matriz	31	535	38970	J.A.ECHEVERRIA 7-110 Y DOS DE	C	m	9	486
Matriz	31	600	2243	DOS DE MAYO	R	m	9	183
Matriz	31	610	58048	DOS DE MAYO 76-80	R	m	9	61
Matriz	31	620	2246	DOS DE MAYO	R	m	9	35
Matriz	31	625	2245	DOS DE MAYO	IA	t	9	46
Matriz	31	630	58700	DOS MAYO 76-46 Y GUAYAQUIL	IA	b	9	122
Matriz	31	635	2247	DOS DE MAYO Y GUAYAQUIL	C	m	9	235
Matriz	31	645	61176	DOS DE MAYO 76-14 Y GUAYAQ	C	m	9	121
Matriz	31	650	2248	DOS DE MAYO	C	m	9	213
Matriz	31	655	2250	GUAYAQUIL Y DOS DE MAYO	C	m	9	26
Matriz	31	665	2252	GUAYAQUIL	C	m	9	52
Matriz	31	670	2253	GUAYAQUIL	C	m	9	227
Matriz	31	675	2255	GUAYAQUIL № 13-42	R	m	9	0
Matriz	31	680	55544	GUAYAQUIL Y B.QUEVEDO	R	b	9	85
Matriz	31	685	2258	GUAYAQUIL	R	m	9	0
Matriz	31	690	2259	GUAYAQUIL	C	m	9	116
Matriz	31	695	2256	GUAYAQUIL	R	m	9	174
Matriz	31	700	2260	GUAYAQUIL	R	m	9	132
Matriz	31	705	2262	GUAYAQUIL	C	m	9	0
Matriz	31	710	2254	GUAYAQUIL	R	m	9	65
Matriz	31	715	2263	BELISARIO QUEVEDO	R	m	9	603
Matriz	31	720	32389	B QUEVEDO 76-33 Y GUAYAQUI	C	m	9	90
Matriz	31	725	2265	B. QUEVEDO Y GUAYAQUIL	R	t	9	0
Matriz	31	730	2264	B QUEVEDO Y GUAYAQUIL	R	m	9	22
Matriz	31	735	2266	BELISARIO QUEVEDO 76-61	R	m	9	298
Matriz	31	745	2268	BELISARIO QUEVEDO	R	b	9	50
Matriz	31	750	87068	BELISARIO QUEVEDO 761	R	m	9	78
Matriz	31	760	53029	B.QUEVEDO Y J.A.ECHEVERRIA	R	m	9	36
Matriz	31	765	59874	B.QUEVEDO 76-93 Y J.A.ECHE	R	m	9	386
Matriz	31	775	2269	BELISARIO QUEVEDO	C	m	9	386
Matriz	31	780	64657	BELISARIO QUEVEDO	IA	b	9	29
Matriz	31	790	48074	B.QUEVEDO 25-93 Y J.A.ECHE	C	b	9	96
Matriz	31	795	2272	BELISARIO QUEVEDO 76-107	R	b	9	97
Matriz	31	800	2271	BELISARIO QUEVEDO	C	m	9	194
Matriz	31	805	58049	B.QUEVEDO 76-119 J.A.ECHEV	R	m	9	225
Matriz	31	815	2273	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	107
Matriz	31	820	2275	BELISARIO QUEVEDO	C	m	8	43
Matriz	31	825	2366	B.QUEVEDO 73-33	R	m	8	0
Matriz	31	830	2276	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	468
Matriz	31	835	2278	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	169
Matriz	31	840	60687	B.QUEVEDO Y J.A.ECHEVERRIA	R	m	8	14
Matriz	31	845	2279	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	0
Matriz	31	850	2280	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	118
Matriz	31	855	2281	B.QUEVEDO Y J.A.ECHEVERRIA	R	m	8	278
Matriz	31	860	2282	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	225
Matriz	31	865	2283	BELISARIO QUEVEDO	C	m	8	277
Matriz	31	870	2284	BELISARIO QUEVEDO	R	b	8	0
Matriz	31	875	62557	BELISARIO QUEVEDO 77-57	C	m	8	12
Matriz	31	880	2285	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	54

Matriz	31	885	62558	BELISARIO QUEVEDO 77-57	R	m	8	153
Matriz	31	890	2286	BELISARIO QUEVEDO	C	m	8	184
Matriz	31	895	58366	B.QUEVEDO Y F.VALENCIA	C	m	8	167
Matriz	31	900	58367	B.QUEVEDO Y F.VALENCIA	R	m	8	38
Matriz	31	905	51245	B.QUEVEDO 78-41 Y F.VALENC	R	m	8	87
Matriz	31	910	2291	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	0
Matriz	31	915	2292	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	202
Matriz	31	920	38986	B.QUEVEDO 78-59 Y C.PINO	R	m	8	98
Matriz	31	925	2293	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	68
Matriz	31	930	2294	BELISARIO QUEVEDO 28-85	C	m	8	0
Matriz	31	935	2295	BELISARIO QUEVEDO 28-89	R	m	8	13
Matriz	31	940	62255	MIRAFLORES ALTO	IA	b	8	19
Matriz	31	945	2296	BELISARIO QUEVEDO	R	b	8	170
Matriz	31	950	2297	BELISARIO QUEVEDO 18-105	R	m	8	0
Matriz	31	995	32073	B.QUEVEDO Y C.PINO	C	b	8	145
Matriz	31	1000	54014	CALIXTO PINO 43-59 B.QUEVE	R	b	8	59
Matriz	31	1005	2302	BELISARIO QUEVEDO	R	b	8	471
Matriz	31	1010	29366	B QUEVEDO 78-84 Y C PINO	R	b	8	177
Matriz	31	1015	48075	B.QUEVEDO 78-80 Y C.PINO	R	m	8	181
Matriz	31	1020	29847	B QUEVEDO Y C PINO	R	m	8	85
Matriz	31	1025	2303	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	256
Matriz	31	1030	2306	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	226
Matriz	31	1035	2307	BELISARIO QUEVEDO 28-40	R	m	8	31
Matriz	31	1040	2308	BELISARIO QUEVEDO 28-40	R	m	8	53
Matriz	31	1045	62423	BELISARIO QUEVEDO 28-40	R	m	8	131
Matriz	31	1050	2309	FELIX VALENCIA 28-06	R	m	8	0
Matriz	31	1055	2310	BELISARIO QUEVEDO	IA	m	8	111
Matriz	31	1060	2314	FELIX VALENCIA 12-46	C	m	8	208
Matriz	31	1065	2312	F.VALENCIA Y QUITO	C	m	8	228
Matriz	31	1070	2315	FELIX VALENCIA	C	m	8	309
Matriz	31	1075	2316	FELIX VALENCIA	R	m	8	22
Matriz	31	1080	2317	FELIX VALENCIA	R	m	8	1
Matriz	31	1085	48076	F.VALENCIA 43-34 Y QUITO	R	m	8	24
Matriz	31	1090	2318	FELIX VALENCIA	C	m	8	440
Matriz	31	1095	2319	FELIX VALENCIA	C	m	8	188
Matriz	31	1100	49036	F.VALENCIA Y QUITO 43-16	R	m	8	420
Matriz	31	1105	2320	FELIX VALENCIA	C	m	8	564
Matriz	31	1110	86917	QUITO	R	m	8	171
Matriz	31	1115	2321	FELIX VALENCIA	R	m	8	225
Matriz	31	1120	2322	FELIX VALENCIA	IA	b	4	382
Matriz	31	1125	57141	F.VALENCIA Y QUITO	R	m	4	48
Matriz	31	1130	2323	FELIX VALENCIA	C	m	4	37
Matriz	31	1135	2325	FELIX VALENCIA	C	m	4	437
Matriz	31	1140	2326	FELIX VALENCIA	R	m	4	185
Matriz	31	1145	44943	QUITO Y FELIX VALENCIA	C	m	4	64
Matriz	31	1150	39713	FELIX VALENCIA Y QUITO	R	m	4	47
Matriz	31	1155	2327	FELIX VALENCIA	R	b	4	64
Matriz	31	1160	2328	FELIX VALENCIA	R	b	4	164
Matriz	31	1165	2329	FELIX VALENCIA	R	m	4	154
Matriz	31	1170	2330	BELISARIO QUEVEDO	R	m	4	474
Matriz	31	1175	2332	B. QUEVEDO Y F VALENCIA	C	m	4	64
Matriz	31	1180	2331	BELISARIO QUEVEDO	C	m	4	47
Matriz	31	1185	2333	BELISARIO QUEVEDO	R	m	4	28
Matriz	31	1190	2334	BELISARIO QUEVEDO	R	m	4	160
Matriz	31	1195	27477	B.QUEVEDO 77-80 Y F VALENC	R	m	4	296
Matriz	31	1200	2335	B.QUEVEDO Y F.VALENCIA	R	m	4	127
Matriz	31	1205	48603	B.QUEVEDO Y F.VALENCIA	R	m	4	75
Matriz	31	1210	2336	B.QUEVEDO 77-70 Y F.VALENC	R	m	4	60
Matriz	31	1215	2337	BELISARIO QUEVEDO	R	m	4	257
Matriz	31	1220	2338	BELISARIO QUEVEDO	R	m	4	157
Matriz	31	1225	2339	BELISARIO QUEVEDO	R	m	4	126
Matriz	31	1230	27300	B QUEVEDO 77-48 J A ECHEVE	R	m	4	14
Matriz	31	1235	27751	B.QUEVEDO 77-48 Y F.VALENC	C	m	4	17
Matriz	31	1240	2340	BELISARIO QUEVEDO	R	m	4	74
Matriz	31	1245	34046	B.QUEVEDO 77-48 Y ECHEVERR	R	m	4	60
Matriz	31	1250	53031	B.QUEVEDO Y J.A.ECHEVERRIA	R	m	4	190
Matriz	31	1255	53032	B.QUEVEDO Y J.A.ECHEVERRIA	IA	m	4	166

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	31	1260	53033	B.QUEVEDO Y J.A.ECHEVERRIA	R	m	4	361
Matriz	31	1265	38972	BELISARIO QUEVEDO 78-67	C	m	4	30
Matriz	31	1270	38973	BELISARIO QUEVEDO 78-67	R	m	4	85
Matriz	31	1275	38974	BELISARIO QUEVEDO 78-67	R	m	4	90
Matriz	31	1280	2342	BELISARIO QUEVEDO	R	m	4	165
Matriz	31	1285	2341	BELISARIO QUEVEDO	R	m	4	19
Matriz	31	1290	31317	B.QUEVEDO Y F.VALENCIA	C	m	4	316
Matriz	31	1295	2343	BELISARIO QUEVEDO	R	m	4	12
Matriz	31	1300	2344	BELISARIO QUEVEDO	C	m	4	252
Matriz	31	1305	2345	BELISARIO QUEVEDO 27-18	C	m	4	110
Matriz	31	1310	2346	BELISARIO QUEVEDO 27-18	R	m	4	124
Matriz	31	1315	31639	B.QUEVEDO 77-18 ECHEVERRIA	R	m	4	57
Matriz	31	1320	32879	B.QUEVEDO Y J.A.ECHEVERRIA	C	m	4	217
Matriz	31	1330	2349	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	183
Matriz	31	1335	2350	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	4	465
Matriz	31	1340	2351	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	t	9	1018
Matriz	31	1345	2352	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	t	9	143
Matriz	31	1350	2353	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	800
Matriz	31	1355	33014	QUITO Y J.A.ECHEVERRIA	R	m	9	12
Matriz	31	1360	52456	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	b	4	181
Matriz	31	1365	53235	J.A.ECHEVERRIA Y QUITO	C	t	4	94
Matriz	31	1370	2354	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	t	4	75
Matriz	31	1375	2355	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	4	56
Matriz	31	1380	56702	QUITO 77-42 Y J.A.ECHEVERR	R	m	9	0
Matriz	31	1390	2357	J.A.ECHEVERRIA Y QUITO	R	m	5	155
Matriz	31	1395	2358	J.A.ECHEVERRIA	R	m	5	79
Matriz	31	1400	30581	J.A.ECHEVERRIA 43-33 QUITO	R	m	5	224
Matriz	31	1405	62425	J.A.ECHEVERRIA	R	m	5	307
Matriz	31	1410	31640	JA.ECHEVERRIA 43-33 QUEVED	R	m	5	249
Matriz	31	1415	62426	J.A.ECHEVERRIA 43-33	R	m	5	314
Matriz	31	1420	2359	J A ECHEVERRIA	C	b	5	280
Matriz	31	1425	2361	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	5	215
Matriz	31	1430	2360	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	5	154
Matriz	31	1435	2362	BELISARIO QUEVEDO	C	m	8	0
Matriz	31	1440	2363	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	5	125
Matriz	31	1445	57142	JAECHEVERRIA 4331 Y QUITO	R	m	5	166
Matriz	31	1450	2364	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	5	78
Matriz	31	1455	2365	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	5	10
Matriz	31	1465	33331	B.QUEVEDO 76-96 JAECHEVERR	C	m	9	0
Matriz	31	1470	2371	BELISARIO QUEVEDO	C	m	9	3
Matriz	31	1475	2370	BELISARIO QUEVEDO	C	t	9	0
Matriz	31	1480	55994	B.QUEVEDO 76-82	C	m	9	230
Matriz	31	1485	47026	B.QUEVEDO 76-82	R	b	9	302
Matriz	31	1490	2373	BELISARIO QUEVEDO	R	b	9	80
Matriz	31	1500	2375	BELISARIO QUEVEDO	R	m	9	128
Matriz	31	1505	2378	BELISARIO QUEVEDO	R	m	9	31
Matriz	31	1510	2376	BELISARIO QUEVEDO	R	m	9	266
Matriz	31	1515	2377	BELISARIO QUEVEDO 76-40	C	m	9	217
Matriz	31	1520	49767	B.QUEVEDO Y GUAYAQUIL 7640	R	m	9	28
Matriz	31	1525	2379	BELISARIO QUEVEDO 76-18	C	m	9	180
Matriz	31	1530	2381	GUAYAQUIL	C	m	5	45
Matriz	31	1535	2382	GUAYAQUIL	R	m	5	109
Matriz	31	1540	2383	GUAYAQUIL	R	m	5	183
Matriz	31	1545	2384	GUAYAQUIL	R	m	5	200
Matriz	31	1550	2387	GUAYAQUIL	R	m	5	74
Matriz	31	1555	2389	GUAYAQUIL	IA	m	5	184
Matriz	31	1560	31318	QUITO Y GUAYAQUIL	IA	t	5	373
Matriz	31	1565	2392	QUITO	R	m	5	111
Matriz	31	1570	2393	QUITO	C	b	5	309
Matriz	31	1575	2394	QUITO	C	b	5	419
Matriz	31	1580	57226	QUITO 73-28 Y P.SALCEDO	C	b	5	275
Matriz	31	1585	2395	QUITO	R	t	5	349
Matriz	31	1590	2396	QUITO	C	m	5	48
Matriz	31	1595	2397	QUITO	R	b	4	261
Matriz	31	1600	2401	QUITO 77-43 F.VALENCIA	C	t	4	56
Matriz	31	1605	46905	QUITO Y FELIX VALENCIA	R	m	4	44

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	31	1610	30881	SECTOR DE COLAIZA	C	m	4	164
Matriz	31	1615	2402	QUITO	C	m	4	339
Matriz	31	1620	29855	QUITO Y F.VALENCIA	R	m	4	150
Matriz	31	1625	55237	QUITO 77-34 Y J.A.ECHEVERR	C	b	4	432
Matriz	31	1630	2404	QUITO	R	m	4	127
Matriz	31	1635	2405	QUITO	R	m	4	63
Matriz	31	1640	2406	QUITO	R	m	4	192
Matriz	31	1645	2408	QUITO	R	m	8	0
Matriz	31	1650	2409	QUITO	R	m	8	113
Matriz	31	1655	2410	QUITO	R	m	8	87
Matriz	31	1660	2411	QUITO Y F.VALENCIA	R	b	8	204
Matriz	31	1665	2412	QUITO Y F.VALENCIA	C	m	8	3
Matriz	31	1670	2413	J.A.ECHEVERRIA Y QUITO	R	m	8	13
Matriz	31	1675	2414	QUITO	R	m	8	135
Matriz	31	1680	2415	QUITO	R	m	8	187
Matriz	31	1685	2416	QUITO	R	m	8	86
Matriz	31	1690	2417	QUITO	R	m	8	127
Matriz	31	1695	2418	QUITO	R	m	8	131
Matriz	31	1700	2419	QUITO	R	m	8	165
Matriz	31	1705	2420	QUITO	R	b	8	27
Matriz	31	1710	30882	QUITO Y CALIXTO PINO	R	m	8	137
Matriz	31	1715	50548	QUITO Y CALIXTO PINO	R	m	8	193
Matriz	31	1720	2421	QUITO Y CALIXTO PINO	AS	m	8	32
Matriz	31	1740	26816	FELIX VALENCIA	BP	b	8	255
Matriz	31	1745	26817	FELIX VALENCIA	BP	t	8	1997
Matriz	31	1755	2424	FELIX VALENCIA	BP	m	8	404
Matriz	31	1760	49037	F.VALENCIA Y SANCHEZ ORELL	BP	m	8	1447
Matriz	31	1765	90285	FELIX VALENCIA	C	m	4	140
Matriz	31	1770	2425	FELIX VALENCIA	C	m	4	68
Matriz	31	1775	2426	FELIX VALENCIA	C	b	4	400
Matriz	31	1780	2427	FELIX VALENCIA - QUITO	C	b	4	223
Matriz	31	1785	52457	FELIX VALENCIA Y QUITO	R	m	4	118
Matriz	31	1790	2428	FELIX VALENCIA	C	m	4	78
Matriz	31	1795	2176	FELIX VALENCIA	R	m	4	235
Matriz	31	1805	62427	J.A.ECHEVERRIA	R	m	9	0
Matriz	31	1815	62428	J.A.ECHEVERRIA	C	m	9	0
Matriz	31	1820	45640	QUITO	R	m	9	162
Matriz	31	1825	63647	CALLE FELIX VALENCIA	R	m	8	127
Matriz	31	1830	4331	DOS DE MAYO	C	m	8	177
Matriz	31	1835	63725	BELISARIO QUEVEDO CENTRO	R	m	8	69
Matriz	31	1840	63885	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	61
Matriz	31	1845	64031	FELIX VALENCIA	R	m	4	105
Matriz	31	1850	64166	GUAYAQUIL	R	m	4	193
Matriz	31	1865	64747	FELIX VALENCIA 4327	R	m	4	99
Matriz	31	1870	64997	GUAYAQUIL 43_30	C	m	5	634
Matriz	31	1875	65290	BELISARIO QUEVEDO 77-70	C	m	4	48
Matriz	31	1880	64229	JUAN ABEL ECHEVERRIA 7-110	R	b	9	297
Matriz	31	1885	64876	FELIX VALENCIA 43_21	R	m	4	152
Matriz	31	1895	85963	FELIX VALENCIA	C	m	4	4
Matriz	31	1915	85964	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	181
Matriz	31	1920	85965	BELISARIO QUEVEDO	C	m	8	145
Matriz	31	1925	85966	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	57
Matriz	31	1930	86055	BELISARIO QUEVEDO	C	m	8	404
Matriz	31	1935	86287	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	14
Matriz	31	1940	86288	JUAN ABEL ECHEVERRIA ENTRE	R	m	9	96
Matriz	31	1945	86289	JUAN ABEL ECHEVERRIA ENTRE	R	m	9	50
Matriz	31	1950	86290	JUAN ABEL ECHEVERRIA ENTRE	R	m	9	43
Matriz	31	1955	87376	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	401
Matriz	31	1960	86386	CALLE FELIX VALENCIA	R	m	8	166
Matriz	31	1965	86548	BELISARIO QUEVEDO 76_119	C	m	9	99
Matriz	31	1970	86686	FELIX VALENCIA	C	m	8	43
Matriz	31	1975	86705	FELIX VALENCIA	C	m	8	0
Matriz	31	1980	86734	FELIX VALENCIA 44/50	C	m	8	97
Matriz	31	1985	63042	QUITO	C	m	8	232
Matriz	31	1990	86176	GUAYAQUIL	R	m	9	196
Matriz	31	1995	87085	QUITO 78/93	R	m	8	46

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	31	2010	88124	BELISARIO QUEVEDO 77/55	R	m	8	88
Matriz	31	2015	88209	FELIX VALENCIA	R	m	8	80
Matriz	31	2020	88215	QUITO 19/91	R	m	8	183
Matriz	31	2025	88803	CALLE FELIX VALENCIA	R	m	8	140
Matriz	31	2030	88889	FELIX VALENCIA	R	m	4	16
Matriz	31	2040	89171	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	1
Matriz	31	2045	89408	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	38
Matriz	31	2050	89409	GUAYAQUIL	R	m	9	293
Matriz	31	2060	86857	DOS DE MAYO	R	m	8	0
Matriz	31	2065	88317	DOS DE MAYO 977	R	m	8	127
Matriz	31	2070	88607	BELISARIO QUEVEDO	R	m	8	92
Matriz	31	2075	90133	CALLE QUITO 18-79	C	m	4	272
Matriz	31	2080	90286	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	0
Matriz	31	2085	90287	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	5
Matriz	31	2090	90288	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	9	4
Matriz	31	2095	90289	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	5
Matriz	31	2100	90290	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	9	188
Matriz	31	2105	2184	DOS DE MAYO	C	m	8	28
Matriz	32	5	2429	QUITO	R	m	4	140
Matriz	32	10	2430	QUITO	C	m	4	95
Matriz	32	15	2431	QUITO Y F.VALENCIA	C	m	4	42
Matriz	32	20	38987	QUITO Y F.VALENCIA	R	m	4	235
Matriz	32	25	47027	QUITO	C	m	4	191
Matriz	32	30	55236	QUITO 77-78 Y F.VALENCIA	R	m	4	140
Matriz	32	35	62256	QUITO	BP	b	4	366
Matriz	32	40	2433	QUITO	R	m	4	101
Matriz	32	45	2434	QUITO J A ECHEVERRIA	C	m	4	175
Matriz	32	50	2435	QUITO ¥ 27-44	R	b	4	337
Matriz	32	55	58050	QUITO 77-46 J.A.ECHEVERRIA	C	b	4	133
Matriz	32	60	2436	QUITO 27-40	R	m	4	76
Matriz	32	65	2437	QUITO ¥ 27-18	C	m	4	132
Matriz	32	70	2438	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	4	148
Matriz	32	75	2439	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	4	44
Matriz	32	80	55995	J.A.ECHEVERRIA 42-64 QUITO	C	m	4	38
Matriz	32	85	2442	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	t	4	536
Matriz	32	90	2441	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 11	C	t	4	162
Matriz	32	95	2443	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 11	C	t	4	175
Matriz	32	100	2444	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	t	4	96
Matriz	32	105	2445	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 11-	R	t	4	21
Matriz	32	110	43538	JUAN ABEL ECHEBERRIA	C	m	4	144
Matriz	32	115	29368	QUITO 77-76 Y F VALENCIA	C	m	4	33
Matriz	32	120	2449	J.A.ECHEVERRIA	C	m	4	67
Matriz	32	125	2447	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 11-	C	m	4	104
Matriz	32	130	2448	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 11-	R	m	4	0
Matriz	32	135	2450	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 11-	R	m	4	39
Matriz	32	140	57143	JAECHVERRIA Y SANCHEZ ORE	R	m	5	67
Matriz	32	145	62519	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	5	39
Matriz	32	150	31641	J.A.ECHEVERRIA	R	m	5	14
Matriz	32	155	2451	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 11-	C	m	5	157
Matriz	32	160	2452	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 11-	C	m	5	2
Matriz	32	165	46603	JUAN A. ECHEVERRIA	C	m	5	779
Matriz	32	170	2440	JUAN A ECHEVERRIA Y QUITO	C	m	5	212
Matriz	32	175	46717	JUAN A. ECHEVERRIA	C	m	4	117
Matriz	32	180	46906	JUAN A. ECHEVERRIA	R	m	5	70
Matriz	32	185	2454	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	5	733
Matriz	32	190	2455	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	5	98
Matriz	32	195	2456	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	5	155
Matriz	32	200	2457	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	5	305
Matriz	32	205	87443	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	5	45
Matriz	32	210	59875	J.A.ECHEVERRIA 42-77 QUITO	C	m	5	11
Matriz	32	215	2458	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	5	312
Matriz	32	220	62424	J.A.ECHEVERRIA	C	m	5	147
Matriz	32	225	2459	JUAN A ECHEVERRIA	C	m	5	104
Matriz	32	230	44176	QUITO Y JUAN A. ECHEVERRIA	C	m	5	134
Matriz	32	235	2461	QUITO ¥ 25-110	R	t	5	228
Matriz	32	240	44177	QUITO Y JUAN A. ECHEVERRIA	C	m	5	73

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	32	245	44178	QUITO Y JUAN A. ECHEVERRIA	R	b	5	99
Matriz	32	250	2462	QUITO	R	b	5	100
Matriz	32	255	2463	QUITO	R	b	5	143
Matriz	32	260	2464	QUITO	C	m	5	111
Matriz	32	265	2465	QUITO Y J.A.ECHEVERRIA	C	m	5	18
Matriz	32	270	2466	QUITO Y J.A.ECHEVERRIA	R	m	5	66
Matriz	32	275	52229	QUITO 76-94	R	m	5	61
Matriz	32	280	2467	QUITO	R	m	5	119
Matriz	32	285	2468	QUITO	C	b	5	39
Matriz	32	290	2469	QUITO ¥ 25-78	C	m	5	249
Matriz	32	295	2460	QUITO	C	m	5	159
Matriz	32	300	2470	QUITO	C	m	5	42
Matriz	32	305	2471	QUITO	C	m	5	46
Matriz	32	310	50654	QUITO 76-60 Y J.A.ECHEVERR	C	m	5	167
Matriz	32	315	28172	QUITO Y GUAYAQUIL	C	t	5	191
Matriz	32	320	2473	GUAYAQUIL	C	m	5	120
Matriz	32	325	2472	QUITO ¥ 25-44	C	m	5	102
Matriz	32	330	53502	GUAYAQUIL 42-38	C	m	5	138
Matriz	32	335	2475	GUAYAQUIL	C	m	5	78
Matriz	32	340	2477	GUAYAQUIL	BP	m	5	318
Matriz	32	345	2476	GUAYAQUIL ¥ 11-44	BP	m	5	431
Matriz	32	350	2478	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 25-7	R	m	5	57
Matriz	32	355	2479	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 25-8	R	t	5	218
Matriz	32	360	2482	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	5	0
Matriz	32	365	2446	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	5	59
Matriz	32	370	2481	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 25-1	R	m	5	60
Matriz	32	375	2480	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	5	106
Matriz	32	380	2483	S.DE ORELLANA 27-21	R	m	5	144
Matriz	32	385	2484	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 27-1	C	m	5	101
Matriz	32	390	2486	SANCHEZ DE ORELLANA 77-35	R	m	4	101
Matriz	32	395	2485	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	5	47
Matriz	32	400	2487	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 27-4	R	m	4	128
Matriz	32	405	26819	SANCHEZ DE ORELLANA	BP	b	4	174
Matriz	32	410	62135	SANCHEZ DE ORELLANA	BP	m	4	0
Matriz	32	610	33217	SANCHEZ DE ORELLANA 78-98	R	m	4	333
Matriz	32	615	58052	SANCHEZ ORELLAN Y C.PINO	C	m	4	680
Matriz	32	620	2522	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 28-1	R	m	4	24
Matriz	32	625	3021	S DE ORELLANA 78-88 C PINO	R	m	4	131
Matriz	32	630	2523	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 28-9	R	m	4	98
Matriz	32	635	33218	SANCHEZ DE ORELLANA 78-46	R	m	4	85
Matriz	32	640	2530	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	4	47
Matriz	32	645	2525	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	4	194
Matriz	32	650	2526	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	4	46
Matriz	32	655	2527	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	4	72
Matriz	32	660	2528	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	4	84
Matriz	32	665	2529	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	4	152
Matriz	32	670	2531	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 28-3	R	m	4	46
Matriz	32	675	2532	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 28-1	R	m	4	63
Matriz	32	680	2533	FELIX VALENCIA	C	m	4	242
Matriz	32	685	2534	FELIX VALENCIA	C	m	4	1172
Matriz	32	690	2536	FELIX VALENCIA ¥ 10-80	C	m	4	152
Matriz	32	695	53035	F.VALENCIA 41-70 Y QUIJANO	R	m	4	14
Matriz	32	700	2539	FELIX VALENCIA ¥ 10-52	C	m	4	97
Matriz	32	705	2540	FELIX VALENCIA ¥ 10-52	R	m	4	91
Matriz	32	710	2537	FELIX VALENCIA ¥ 10-74	R	m	4	34
Matriz	32	715	2542	FELIX VALENCIA ¥ 10-52	R	m	4	67
Matriz	32	720	57854	F.VALENCIA 41-78 Y SANCHEZ	C	m	4	134
Matriz	32	725	2538	FELIX VALENCIA	C	m	4	23
Matriz	32	730	59746	F.VALENCIA 41-54 SANCHEZ	R	m	4	355
Matriz	32	735	2544	FELIX VALENCIA	C	m	4	25
Matriz	32	740	2549	FELIX VALENCIA 10-177	C	b	4	237
Matriz	32	745	2545	FELIX VALENCIA	C	b	4	375
Matriz	32	750	34047	F.VALENCIA Y QUIJANO ORDON	C	m	1	577
Matriz	32	755	2547	FELIX VALENCIA	C	t	1	374
Matriz	32	760	2546	FELIX VALENCIA	R	m	4	105
Matriz	32	765	59747	F.VALENCIA 41-54 SANCHEZ	R	b	4	67

Sector	Rufa	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	32	770	2550	FELIX VALENCIA Y S DE OREL	C	m	4	106
Matriz	32	775	2551	FELIX VALENCIA Y S DE OREL	R	m	4	29
Matriz	32	780	2552	FELIX VALENCIA	R	m	4	176
Matriz	32	785	45641	FELIX VALENCIA	R	m	4	174
Matriz	32	790	2554	FELIX VALENCIA	C	m	4	130
Matriz	32	795	53036	SANCHEZ ORELLANA Y F.VALEN	C	m	4	110
Matriz	32	800	53503	SANCHEZ ORELLANA F.VALENCI	R	m	4	92
Matriz	32	805	52139	SANCHEZ ORELLANA Y F.VALEN	C	m	4	92
Matriz	32	810	2555	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 27-1	R	m	4	11
Matriz	32	815	2556	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 27-8	R	m	4	105
Matriz	32	820	2561	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 27-5	C	m	4	973
Matriz	32	825	2557	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 27-8	R	b	4	253
Matriz	32	835	2558	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 27-7	R	m	4	176
Matriz	32	840	2559	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 27-7	R	m	4	88
Matriz	32	845	51246	SANCHEZ ORELLANA Y F.VALEN	C	m	4	1734
Matriz	32	850	2563	SANCHEZ DE ORELLANA 27-3	R	m	4	17
Matriz	32	855	1791	QUIJANO Y ORDONEZ 76-35	C	m	5	48
Matriz	32	860	46604	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	4	93
Matriz	32	865	2564	SANCHEZ DE ORELLANA ¥ 27-3	R	m	4	189
Matriz	32	870	2565	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	4	149
Matriz	32	875	2566	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	4	55
Matriz	32	880	2567	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	4	26
Matriz	32	885	2569	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	4	62
Matriz	32	890	2570	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	4	242
Matriz	32	895	2572	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	4	28
Matriz	32	900	2571	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	4	53
Matriz	32	905	2573	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	4	54
Matriz	32	910	2575	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 10-	C	m	4	591
Matriz	32	915	2576	JUAN ABEL ECHEVERRIA 7-13	R	m	4	82
Matriz	32	920	2578	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 10-	C	m	4	45
Matriz	32	925	50683	J.A.ECHEVERRIA Y SANCHEZ O	R	m	4	106
Matriz	32	930	55996	J.A.ECHEVERRIA Y QUIJANO	C	m	4	173
Matriz	32	935	2581	JUAN ABEL ECHEVERRIA	BP	m	1	390
Matriz	32	940	2583	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	1	288
Matriz	32	945	2582	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	1	400
Matriz	32	950	2585	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	1	18
Matriz	32	955	2587	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	18
Matriz	32	960	2588	FELIX VALENCIA	C	m	4	700
Matriz	32	965	46605	FELIX VALENCIA Y QUIJANO	R	b	4	124
Matriz	32	970	53224	F.VALENCIA Y SANCHEZ ORELL	C	m	4	18
Matriz	32	975	2589	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	1	17
Matriz	32	980	2590	FELIX VALENCIA	C	m	1	380
Matriz	32	985	2591	Q.ORDONEZ	C	m	1	22
Matriz	32	990	2593	QUIJANO Y ORDONEZ (MERCADO	C	m	1	129
Matriz	32	995	2595	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 10	C	m	5	147
Matriz	32	1000	2598	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 10	C	m	5	111
Matriz	32	1005	2597	J.A.ECHEVERRIA Y Q.Y ORDON	R	m	5	148
Matriz	32	1010	2596	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 11	R	m	5	65
Matriz	32	1015	49603	J.A.ECHEVERRIA Y SANCHEZ O	BP	t	5	498
Matriz	32	1020	2600	SANCHEZ DE ORELLANA	C	t	5	0
Matriz	32	1025	31151	SANCHEZ ORELLANA/GUAYAQUIL	R	m	5	18
Matriz	32	1030	31152	SANCHEZ ORELLANA/GUAYAQUIL	R	m	5	687
Matriz	32	1035	3686	J.A.ECHEVERRIA	C	t	5	454
Matriz	32	1040	2599	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 10	C	m	5	49
Matriz	32	1045	2602	SANCHEZ ORELLANA	C	m	5	0
Matriz	32	1050	2603	SANCHEZ ORELLANA	C	m	5	0
Matriz	32	1055	2606	SANCHEZ ORELLANA	C	m	5	0
Matriz	32	1060	2604	SANCHEZ ORELLANA	C	m	5	32
Matriz	32	1065	2605	SANCHEZ ORELLANA	C	m	5	198
Matriz	32	1070	2607	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-23	R	m	5	114
Matriz	32	1075	2608	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-23	R	m	5	105
Matriz	32	1080	2609	QUIJANO Y ORDONEZ	IA	m	5	322
Matriz	32	1085	2610	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-25	C	m	5	2
Matriz	32	1090	2611	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-33	R	m	5	84
Matriz	32	1095	2613	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-33	R	m	5	0
Matriz	32	1100	2614	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-33	R	m	5	43

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	32	1105	2615	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-33	C	m	5	74
Matriz	32	1110	2616	QUIJANO Y ORDO#EZ 25-33	C	m	5	105
Matriz	32	1115	2618	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-41	R	m	5	35
Matriz	32	1120	2619	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-49	C	m	5	82
Matriz	32	1125	2620	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-49	R	m	5	98
Matriz	32	1130	2621	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-49	R	t	5	16
Matriz	32	1135	2624	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	5	663
Matriz	32	1140	2623	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	5	182
Matriz	32	1145	2627	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-75	R	m	5	46
Matriz	32	1150	27078	Q Y ORDONEZ	C	m	5	289
Matriz	32	1155	2625	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	5	128
Matriz	32	1160	2628	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-79	C	m	5	77
Matriz	32	1165	2629	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	5	80
Matriz	32	1170	2630	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	5	90
Matriz	32	1175	2631	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	5	171
Matriz	32	1180	2632	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	5	247
Matriz	32	1185	2633	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-87	C	m	5	69
Matriz	32	1190	2634	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	93
Matriz	32	1195	2635	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	13
Matriz	32	1200	2636	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	109
Matriz	32	1205	31153	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	27
Matriz	32	1210	2637	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	24
Matriz	32	1215	56703	QUIJANO ORDONEZ MERCADO L8	C	m	1	19
Matriz	32	1220	53225	QUIJANO ORDONEZ M.PICHINCH	C	m	1	16
Matriz	32	1230	2638	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 28-01	C	m	1	302
Matriz	32	1235	2639	QUIJANO Y ORDO#EZ 78-23	R	b	1	74
Matriz	32	1240	58562	F VALENCIA Y QUIJANO ORDO#	R	m	1	35
Matriz	32	1245	86808	QUIJANO Y ORDO#EZ LOCAL E8	C	m	1	4
Matriz	32	1250	54015	QUIJANO ORDO#EZ Y F.VALENC	C	m	1	110
Matriz	32	1255	2640	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 28-33	R	m	1	8
Matriz	32	1260	2641	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	500
Matriz	32	1265	38809	QUIJANO Y ORDN - CALIXT-P	R	m	1	94
Matriz	32	1270	44570	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	69
Matriz	32	1275	2642	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 28-51	R	m	1	66
Matriz	32	1280	2645	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 28-65	R	m	1	73
Matriz	32	1285	55239	QUIJANO ORDO#EZ 68-79 Y PI	R	m	1	71
Matriz	32	1290	55238	QUIJANO ORDO#EZ 68-79 Y PI	R	m	1	4
Matriz	32	1295	2644	QUIJANO Y ORDONEZ 78-69	R	m	1	73
Matriz	32	1300	2646	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	60
Matriz	32	1305	2647	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 28-83	R	m	1	230
Matriz	32	1310	2650	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	113
Matriz	32	1315	2648	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 28-95	C	m	1	0
Matriz	32	1750	61920	FELIX VALENCIA 41_51	R	m	4	47
Matriz	32	1755	61921	FELIX VALENCIA 41-51	R	m	4	45
Matriz	32	1815	64150	SANCHEZ DE ORELLANA 78_30	C	b	4	162
Matriz	32	1820	64334	QUIJANO Y ORDO#EZ CASA 78-61	R	m	1	89
Matriz	32	1825	2612	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 76-37	R	m	5	38
Matriz	32	1830	52654	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	4	35
Matriz	32	1845	63009	QUIJANO Y ORDO#EZ	C	b	4	216
Matriz	32	1850	64448	SANCHEZ DE ORELLANA	C	m	4	341
Matriz	32	1855	65434	SANCHEZ DE ORELLANA 28_62	R	m	4	42
Matriz	32	1860	65435	SANCHEZ DE ORELLANA 28_62	C	m	4	130
Matriz	32	1865	86047	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	4	2
Matriz	32	1870	86104	FELIX VALENCIA	R	t	4	117
Matriz	32	1875	87777	FELIX VALENCIA 10/68	R	t	4	29
Matriz	32	1880	86118	FELIX VALENCIA	R	t	4	66
Matriz	32	1885	86119	FELIX VALENCIA	R	m	4	66
Matriz	32	1890	86120	FELIX VALENCIA	R	m	4	21
Matriz	32	1895	86159	SANCHEZ DE ORELLANA	R	m	4	394
Matriz	32	1900	86313	QUIJANO Y ORDO#EZ 80-46	R	m	4	262
Matriz	32	1905	86406	CALLE QUITO	R	m	4	168
Matriz	32	1910	2167	SANCHEZ ORELLANA 79-106	R	m	4	99
Matriz	32	1915	2541	FELIX VALENCIA ¥ 10-52	C	m	4	76
Matriz	32	1920	2543	FELIX VALENCIA ¥ 10-52	C	m	4	408
Matriz	32	1925	87293	SANCHEZ DE ORELLANA 20/16	R	m	4	164
Matriz	32	1930	87752	QUIJANO Y ORDO#EZ	R	m	1	0

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	32	1935	87796	MERCADO DE LA MERCED	R	m	1	0
Matriz	32	1940	88826	SANCHEZ DE ORELLANA 1926	R	b	4	214
Matriz	32	1960	88313	QUITO	R	m	5	192
Matriz	32	1965	89067	QUIJANO Y ORDONEZ 7/61	R	t	5	67
Matriz	32	99989	89337	CALLE FELIX VALENCIA ESQUINA	R	b	4	112
Matriz	32	99989	89182	CALLE JUAN A. ECHEVERRIA 7-13	R	m	4	96
Matriz	32	99989	88979	FELIX VALENCIA	R	m	4	78
Matriz	32	99989	90462	JUAN ABEL ECHEVERRIA	IA	t	4	27
Matriz	32	99989	89817	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	5	91
Matriz	32	99989	90282	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	104
Matriz	32	99989	89410	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	4	166
Matriz	33	5	2703	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	72
Matriz	33	10	2705	Q Y ORDONEZ	R	m	1	140
Matriz	33	15	2704	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	12
Matriz	33	20	2706	QUIJANO Y ORDONEZ 28-76	R	m	1	180
Matriz	33	35	58714	QUIJANO ORDONEZ Y C.PINO	C	m	1	8
Matriz	33	40	2709	QUIJANO Y ORDONEZ 28-54	R	m	1	15
Matriz	33	45	58701	QUIJANO ORDONEZ 78-64 PINO	R	m	1	49
Matriz	33	50	87134	QUIJANO Y ORDONEZ 9/38	C	m	1	19
Matriz	33	55	2710	QUIJANO Y ORDONEZ 28-50	C	m	1	40
Matriz	33	60	2711	QUIJANO Y ORDONEZ 28	R	m	1	16
Matriz	33	65	2712	QUIJANO Y ORDONEZ 28	R	m	1	181
Matriz	33	70	2714	QUIJANO Y ORDONEZ 28-26	R	m	1	75
Matriz	33	75	2715	QUIJANO Y ORDONEZ 28-22	C	m	1	1034
Matriz	33	80	2717	QUIJANO Y ORDONEZ 28-10	C	m	1	136
Matriz	33	85	35319	F VALENCIA Y Q Y ORDONEZ	C	m	1	217
Matriz	33	90	2718	FELIX VALENCIA 28-02	C	m	1	45
Matriz	33	95	2719	FELIX VALENCIA 9-68	C	m	1	324
Matriz	33	100	2720	FELIX VALENCIA 9-64	R	m	1	59
Matriz	33	105	49768	F.VALENCIA 4070 Y QUIJANO	R	m	1	80
Matriz	33	110	2721	FELIX VALENCIA 28	R	m	1	128
Matriz	33	120	2723	FELIX VALENCIA 9-48	R	m	1	62
Matriz	33	125	2724	FELIX VALENCIA 9-42	R	m	1	131
Matriz	33	130	2725	FELIX VALENCIA 9-32	R	m	1	152
Matriz	33	135	2727	FELIX VALENCIA 9-38	R	m	1	122
Matriz	33	140	2728	FELIX VALENCIA 9-35	R	m	1	22
Matriz	33	145	2730	FELIX VALENCIA 9-47	R	m	1	192
Matriz	33	150	2731	FELIX VALENCIA 9-55	R	m	1	246
Matriz	33	155	2733	FELIX VALENCIA	R	m	1	153
Matriz	33	160	2732	FELIX VALENCIA 9-55	R	m	1	222
Matriz	33	165	50636	FELIX VALENCIA 40-59	R	m	1	1
Matriz	33	170	2734	FELIX VALENCIA 9-63	R	m	1	104
Matriz	33	175	57568	F.VALENCIA 40-67 Y QUIJANO	R	m	1	34
Matriz	33	180	2736	FELIX VALENCIA 28	C	m	1	43
Matriz	33	190	2738	FELIX VALENCIA 28	R	m	1	364
Matriz	33	200	2741	QUIJANO Y ORDONEZ 28	C	m	1	252
Matriz	33	205	2742	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	444
Matriz	33	210	2743	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	25
Matriz	33	210	2739	QUIJANO Y ORDONEZ 27-82	C	m	1	4
Matriz	33	215	2744	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	70
Matriz	33	220	2745	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	456
Matriz	33	225	2746	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	804
Matriz	33	230	2747	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	74
Matriz	33	235	2748	QUIJANO Y ORDONEZ	C	b	1	528
Matriz	33	240	2749	QUIJANO Y ORDONEZ	IA	b	1	90
Matriz	33	245	2750	QUIJANO Y ORDONEZ 27-36	C	m	1	37
Matriz	33	255	2752	QUIJANO Y ORDONEZ 27-32	R	m	1	126
Matriz	33	260	30582	QUIJANO ORDONEZ 77-32	R	b	1	89
Matriz	33	265	30583	QUIJANO ORDONEZ 77-32	R	b	1	122
Matriz	33	270	2753	QUIJANO Y ORDONEZ 27-28	C	m	1	61
Matriz	33	275	52461	FELIX VALENCIA Y QUIJANO	R	m	1	12
Matriz	33	280	2754	QUIJANO Y ORDONEZ 28	C	m	1	79
Matriz	33	285	2755	QUIJANO Y ORDONEZ 27-16	R	m	1	158
Matriz	33	290	2756	QUIJANO Y ORDONEZ 27-08	R	m	1	134
Matriz	33	295	2757	QUIJANO Y ORDONEZ	C	b	1	144
Matriz	33	300	50635	J.A.ECHEVERRIA 40-82	R	b	1	57

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	33	305	31154	J.A.ECHEVERRIA	R	m	1	79
Matriz	33	310	27301	J A ECHEVERRIA Y Q ORDONEZ	R	b	1	134
Matriz	33	315	27302	J A ECHEVERRIA Y Q ORDONEZ	C	m	1	58
Matriz	33	325	2761	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 9-3	R	m	1	109
Matriz	33	330	2762	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 9-2	R	m	1	304
Matriz	33	335	2562	J.A.ECHEVERRIA	R	m	1	485
Matriz	33	340	58917	J.A.ECHEVERRIA Y H.PAZMINO	R	m	1	11
Matriz	33	345	2763	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 9-0	R	m	1	107
Matriz	33	350	51256	J.A.ECHEVERRIA Y PAZMINO	R	m	1	100
Matriz	33	355	33631	Juan abel echeverria 8/56	C	m	1	282
Matriz	33	360	62518	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	1	133
Matriz	33	365	2765	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 9-4	C	m	1	339
Matriz	33	370	2764	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 9-2	R	m	1	109
Matriz	33	375	2766	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 9-1	R	m	1	123
Matriz	33	390	2767	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥ 9-7	R	m	1	194
Matriz	33	395	2769	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	b	1	120
Matriz	33	400	86877	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	155
Matriz	33	405	86878	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	38
Matriz	33	410	31642	J.A.ECHEVERRIA Y QUIJANO	R	m	1	198
Matriz	33	415	2771	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 76-66	R	m	1	100
Matriz	33	420	2770	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 76-72	C	m	1	116
Matriz	33	425	2772	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 76-66	R	m	1	77
Matriz	33	430	2773	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 76-66	R	m	1	57
Matriz	33	435	33015	QUIJANO Y ORDONEZ 70-66	R	m	1	48
Matriz	33	440	33016	QUIJANO Y ORDONEZ 70-66	R	m	1	48
Matriz	33	445	2760	JUAN ABEL ECHEVERRIA ¥	R	m	1	127
Matriz	33	450	2775	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-56	R	b	1	7
Matriz	33	455	2776	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	167
Matriz	33	460	61418	QUIJANO ORDONEZ Y GUAYAQUIL	R	m	1	142
Matriz	33	465	2777	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-44	R	m	1	61
Matriz	33	470	2778	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-26	R	m	1	10
Matriz	33	475	2779	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-26	R	m	1	51
Matriz	33	480	4355	QUIJANO Y ORDONEZ	C	m	1	390
Matriz	33	485	2780	QUIJANO Y ORDONEZ ¥ 25-16	C	m	1	200
Matriz	33	490	45628	GUAYAQUIL 40-60 QUIJANO OR	C	m	1	73
Matriz	33	495	2784	GUAYAQUIL ¥ 2-10	R	m	1	564
Matriz	33	500	2783	GUAYAQUIL ¥ 2-10	R	m	1	27
Matriz	33	505	2785	GUAYAQUIL ¥ 2-08	R	m	1	110
Matriz	33	510	2786	GUAYAQUIL ¥ 2-04	R	m	1	95
Matriz	33	515	2787	GUAYAQUIL	R	m	1	254
Matriz	33	520	38977	GUAYAQUIL 40-28 Y H.PAZMINO	R	m	1	216
Matriz	33	525	2788	GUAYAQUIL ¥ 2-00	R	m	1	81
Matriz	33	530	56369	GUAYAQUIL Y HERMANAS PA.	R	m	1	38
Matriz	33	540	48078	GUAYAQUIL 76-13 Y PAZMINO	R	m	1	62
Matriz	33	545	2791	HNOS PAZMINO ¥ 25-25	R	m	1	180
Matriz	33	560	2793	HNOS PAZMINO ¥	R	m	1	170
Matriz	33	565	49604	J.A.ECHEVERRIA Y HNOS PAZMINO	R	m	1	74
Matriz	33	570	2792	HNOS PAZMINO ¥ 47-74	R	m	1	42
Matriz	33	575	48079	J.A.ECHEVERRIA Y PAZMINO	C	m	1	125
Matriz	33	580	48080	J.A.ECHEVERRIA Y PAZMINO	R	m	1	124
Matriz	33	585	2794	J A ECHEVERRIA	R	m	1	71
Matriz	33	590	2795	HNOS PAZMINO ¥	R	m	1	312
Matriz	33	595	2796	HNOS PAZMINO ¥ 27-47	R	m	1	132
Matriz	33	600	2797	HNOS PAZMINO ¥ 27-47	R	m	1	192
Matriz	33	605	2798	HNOS PAZMINO	R	m	1	98
Matriz	33	610	2800	HNOS PAZMINO ¥ 27-85	R	m	1	78
Matriz	33	615	2801	HNOS.PAZMINO Y FELIX VALEN	R	m	1	66
Matriz	33	620	2802	HNOS PAZMINO ¥ 27-91	R	m	1	118
Matriz	33	625	2799	HNOS PAZMINO ¥ 27-61	R	b	1	75
Matriz	33	630	2803	HNOS PAZMINO ¥ 27-99	R	m	1	43
Matriz	33	635	2804	HNOS PAZMINO ¥ 28-07	R	m	1	137
Matriz	33	685	49039	HNOS PAZMINO Y C.PINO	C	b	1	242
Matriz	33	1940	62515	FELIX VALENCIA	R	b	1	490
Matriz	33	1995	86337	FELIX VALENCIA	R	b	1	522
Matriz	33	2000	86370	FELIX VALENCIA	C	m	1	6
Matriz	33	2005	86371	FELIX VALENCIA	C	b	1	129

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	33	2015	62559	HNAS. PAZMINO	R	m	1	22
Matriz	33	2030	64446	FELIX VALENCIA 40-59	R	m	1	27
Matriz	33	2035	86175	FELIX VALENCIA 40-44	R	m	1	62
Matriz	33	2050	87818	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	30
Matriz	33	2055	87819	CALLE QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	66
Matriz	33	2075	2790	HNOS.PAZMINO Y GUAYAQUIL	R	m	1	419
Matriz	33	99989	89307	HNOS PAZMINO	R	m	1	127
Matriz	33	99989	89136	JUAN A. ECHEVERRIA	R	m	1	149
Matriz	33	99989	88759	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	1	45
Matriz	33	99999	4988	CALLE QUIJANO Y ORDONEZ	R	b	1	374
Matriz	33	99999	52040	QUIJANO Y ORDONEZ	R	m	1	391
Matriz	43	5	46305	ANTONIA VELA-ESQUINA	C	m	11	41
Matriz	43	10	49923	ANTONIA VELA Y FELIX V.	R	m	11	9
Matriz	43	15	51619	AV. AMAZONAS	C	m	11	409
Matriz	43	20	56863	AV. AMAZONAS Y J. A. ECHEV	C	m	11	24
Matriz	43	25	56862	ANTONIA VELA	C	m	11	23
Matriz	43	30	50896	ANTONIA V. Y FELIX V.	C	m	11	76
Matriz	43	40	53762	CALLE AMAZONAS	C	m	11	198
Matriz	43	45	87583	ANTONIA VELA	R	m	11	0
Matriz	43	50	51618	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	11	103
Matriz	43	60	4516	AMAZONAS	C	m	11	265
Matriz	43	65	57152	AMAZONAS Y J.A.ECHEVERRIA	R	m	11	22
Matriz	43	70	28217	ECHEVERRIA Y AMAZONAS	R	b	11	224
Matriz	43	75	56571	CALLE JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	11	160
Matriz	43	80	4305	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	11	37
Matriz	43	85	4306	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	11	83
Matriz	43	90	53763	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	11	342
Matriz	43	95	4308	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	11	223
Matriz	43	100	4312	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	t	11	105
Matriz	43	105	4309	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	11	86
Matriz	43	110	4310	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	11	141
Matriz	43	115	4311	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	11	238
Matriz	43	120	51078	IGLESIA EL SALTO	R	m	11	334
Matriz	43	125	4313	JUAN ABEL ECHEVERRIA	BP	m	11	264
Matriz	43	130	55566	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	11	320
Matriz	43	135	55567	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	11	253
Matriz	43	140	4314	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	11	291
Matriz	43	145	53100	AV. AMAZONAS	C	m	11	0
Matriz	43	150	53099	2 DE MAYO Y J.A. ECHEVERR	C	m	11	17
Matriz	43	155	50689	AV. AMAZONAS	C	m	11	11
Matriz	43	160	52299	A.CLAVIJO Y J.A.ECHEVERRIA	C	m	11	338
Matriz	43	165	4317	PLAZA CHILE	C	m	11	221
Matriz	43	170	4318	PLAZA CHILE	C	b	11	28
Matriz	43	175	53101	ANTONIO CLAVIJO	R	b	11	200
Matriz	43	180	4319	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	11	222
Matriz	43	185	4320	PLAZA CHILE	C	m	11	379
Matriz	43	190	62298	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	244
Matriz	43	195	4321	ANTONIA CLAVIJO Y P.VALENC	C	m	11	300
Matriz	43	200	4323	PLAZA CHILE	C	m	11	156
Matriz	43	205	62489	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	185
Matriz	43	210	62490	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	147
Matriz	43	215	62491	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	135
Matriz	43	220	62492	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	44
Matriz	43	225	53761	AV. AMAZONAS	C	m	11	10
Matriz	43	230	62493	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	165
Matriz	43	235	62494	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	50
Matriz	43	240	62495	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	67
Matriz	43	245	62496	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	212
Matriz	43	250	62497	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	62
Matriz	43	260	29863	F VALENCIA Y A CLAVIJO	C	m	11	163
Matriz	43	265	52380	2 DE MAYO Y F. VALENCIA	R	m	8	48
Matriz	43	270	52381	2 DE MAYO Y F. VALENCIA	C	m	8	264
Matriz	43	275	56867	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	55
Matriz	43	280	28130	2 DE MAYO Y FELIX VALENCIA	C	m	8	5
Matriz	43	285	61196	FELIX VALENCIA Y A. CLAVI	C	m	11	243
Matriz	43	290	61197	FELIX VALENCIA Y A. CLAVI	C	m	11	238

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	43	295	4324	2 DE MAYO Y F.VALENCIA	C	m	8	231
Matriz	43	300	27488	FELIX VALENCIA	R	m	8	65
Matriz	43	305	4326	FELIX VALENCIA	C	m	8	57
Matriz	43	310	4330	F.VALENCIA Y DOS DE MAYO	C	m	8	31
Matriz	43	315	4328	DOS DE MAYO	C	m	8	177
Matriz	43	325	28218	2 DE MAYO Y FELIX VALENCIA	BP	m	8	547
Matriz	43	330	27991	2 DE MAYO Y F VALENCIA	R	m	8	127
Matriz	43	335	27990	2 DE MAYO Y F VALENCIA	R	m	8	125
Matriz	43	345	56162	DOS DE MAYO Y FELIX VALENC	R	m	8	47
Matriz	43	355	4334	DOS DE MAYO Y F VALENCIA	R	b	8	145
Matriz	43	360	4332	DOS DE MAYO	C	b	8	94
Matriz	43	365	4336	DOS DE MAYO	R	m	8	123
Matriz	43	375	51346	C. DOS DE MAYO Y J. A. ECH	C	m	8	48
Matriz	43	380	51347	DOS DE MAYO Y J. A. ECHEVE	C	b	8	135
Matriz	43	385	4338	DOS DE MAYO	C	b	8	1
Matriz	43	390	61832	DOS DE MAYO	R	b	8	92
Matriz	43	400	56865	2 DE MAYO 27-31 Y J. A. EC	C	m	8	141
Matriz	43	410	42209	JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	b	8	974
Matriz	43	415	4340	J.A.ECHEVERRIA	R	m	11	430
Matriz	43	420	4316	DOS DE MAYO	C	t	8	437
Matriz	43	425	4339	J.A.ECHEVERRIA	C	t	11	1296
Matriz	43	430	87499	DOS DE MAYO	R	m	9	408
Matriz	43	435	87500	DOS DE MAYO	R	m	9	166
Matriz	43	440	87501	DOS DE MAYO	R	m	9	438
Matriz	43	445	87502	DOS DE MAYO	R	m	9	68
Matriz	43	450	87503	DOS DE MAYO	R	b	9	63
Matriz	43	455	4341	DOS DE MAYO	C	m	9	378
Matriz	43	460	4342	DOS DE MAYO	C	m	9	55
Matriz	43	465	4344	DOS DE MAYO	R	m	9	64
Matriz	43	470	4343	DOS DE MAYO	C	t	9	176
Matriz	43	475	4345	AV RIO CUTUCHI	IA	t	9	0
Matriz	43	480	4346	DOS DE MAYO	R	m	9	142
Matriz	43	490	4348	DOS DE MAYO	C	m	9	606
Matriz	43	495	4349	DOS DE MAYO	C	m	9	131
Matriz	43	500	4350	DOS DE MAYO	C	m	9	606
Matriz	43	505	4351	DOS DE MAYO	R	b	9	164
Matriz	43	510	4352	DOS DE MAYO	C	m	9	200
Matriz	43	515	4353	DOS DE MAYO	C	m	9	76
Matriz	43	520	4354	DOS DE MAYO	C	m	9	93
Matriz	43	525	57915	DOS DE MAYO Y GUAYAQUIL	R	m	9	102
Matriz	43	530	59052	DOS DE MAYO Y GUAYAQUIL	C	m	9	70
Matriz	43	535	4356	DOS DE MAYO	C	m	9	73
Matriz	43	540	4357	DOS DE MAYO	R	m	9	66
Matriz	43	545	4358	DOS DE MAYO	R	m	9	84
Matriz	43	550	87597	DOS DE MAYO	C	m	9	18
Matriz	43	560	4359	2 DE MAYO Y GUAYAQUIL	R	m	11	138
Matriz	43	565	4361	GUAYAQUIL	R	m	11	104
Matriz	43	570	49649	GUAYAQUIL 45-40	R	m	11	66
Matriz	43	575	50690	GUAYAQUIL Y 2 DE MAYO	R	m	11	66
Matriz	43	580	53102	GUAYAQUIL Y 2 DE MAYO	R	m	11	19
Matriz	43	585	4362	GUAYAQUIL	C	m	11	117
Matriz	43	590	4363	GUAYAQUIL	R	t	11	76
Matriz	43	595	4366	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	11	121
Matriz	43	600	4364	GUAYAQUIL	C	m	11	99
Matriz	43	605	4365	GUAYAQUIL	C	m	11	196
Matriz	43	610	4367	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	11	266
Matriz	43	615	53103	GUAYAQUIL Y AV. AMAZONAS	C	m	11	160
Matriz	43	620	28219	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	R	m	11	56
Matriz	43	625	4371	GUAYAQUIL	C	m	11	112
Matriz	43	630	46508	GUAYAQUIL	R	m	11	590
Matriz	43	635	56572	CALLE GUAYAQUIL 45-72 Y A.	C	b	11	1167
Matriz	43	645	4375	GUAYAQUIL	R	m	10	73
Matriz	43	650	52382	GUAYAQUIL 45-77 Y AMAZONAS	R	m	10	223
Matriz	43	655	4374	GUAYAQUIL	C	m	10	119
Matriz	43	660	55080	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	R	m	10	174
Matriz	43	665	4376	GUAYAQUIL	C	m	10	98

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	43	670	59274	GUAYAQUIL 45-57 Y AMAZONAS	R	m	10	268
Matriz	43	675	59275	GUAYAQUIL 45-57 Y AMAZONAS	C	m	10	41
Matriz	43	680	4379	GUAYAQUIL	C	m	10	180
Matriz	43	685	4380	GUAYAQUIL	C	m	10	36
Matriz	43	690	56163	GUAYAQUIL Nø45-29 DOS DE M	R	m	10	69
Matriz	43	695	57298	GUAYAQUIL Y DOS DE MAYO	R	m	10	154
Matriz	43	700	4381	GUAYAQUIL	C	m	10	56
Matriz	43	710	4383	GUAYAQUIL	C	m	10	1
Matriz	43	720	4384	DOS DE MAYO	R	m	10	52
Matriz	43	725	26830	DOS DE MAYO	ASC	m	10	15
Matriz	43	730	4385	DOS DE MAYO	R	b	10	129
Matriz	43	735	4387	DOS DE MAYO	R	m	10	5
Matriz	43	740	4388	DOS DE MAYO	C	m	10	185
Matriz	43	745	4386	DOS DE MAYO	R	m	10	144
Matriz	43	750	4389	DOS DE MAYO	C	m	10	28
Matriz	43	755	4390	DOS DE MAYO	C	m	10	175
Matriz	43	760	4391	DOS DE MAYO 73-11 P.SALCED	C	m	10	103
Matriz	43	765	4392	DOS DE MAYO	C	m	10	32
Matriz	43	770	4395	PADRE SALCEDO	C	m	10	57
Matriz	43	775	4394	PADRE SALCEDO	IA	t	10	7
Matriz	43	780	4552	AMAZONAS	C	m	10	44
Matriz	43	785	4396	PADRE SALCEDO 73-05	C	m	10	313
Matriz	43	790	4397	PADRE SALCEDO	C	m	10	74
Matriz	43	795	4399	PADRE SALCEDO	C	m	10	86
Matriz	43	800	4403	PADRE SALCEDO	R	m	10	119
Matriz	43	805	4404	PADRE SALCEDO	R	m	10	122
Matriz	43	810	58704	P.SALCEDO 45-33 Y DOS MAYO	C	m	10	59
Matriz	43	815	58705	P.SALCEDO 45-33 Y DOS MAYO	R	m	10	65
Matriz	43	820	1	PADRE SALCEDO	R	m	10	120
Matriz	43	825	4401	PADRE SALCEDO	R	m	10	1
Matriz	43	830	4400	PADRE SALCEDO	R	m	10	69
Matriz	43	835	4405	PADRE SALCEDO	C	m	10	168
Matriz	43	840	4406	DOS DE MAYO	C	m	10	114
Matriz	43	845	4407	DOS DE MAYO	R	m	10	16
Matriz	43	850	4408	DOS DE MAYO	C	m	10	40
Matriz	43	855	4409	DOS DE MAYO	R	m	10	78
Matriz	43	865	45647	DOS DE MAYO	C	m	10	183
Matriz	43	870	4411	DOS DE MAYO	C	m	10	85
Matriz	43	875	4412	DOS DE MAYO	C	m	10	255
Matriz	43	890	4415	DOS DE MAYO	C	m	10	59
Matriz	43	895	55545	2 DE MAYO Y GRAL MALDONADO	R	b	10	34
Matriz	43	900	4417	DOS DE MAYO	R	m	10	0
Matriz	43	905	4429	GRAL MALDONADO	R	b	10	22
Matriz	43	910	4418	DOS DE MAYO	R	m	10	30
Matriz	43	915	4419	DOS DE MAYO	C	m	10	165
Matriz	43	920	4420	DOS DE MAYO	C	m	10	131
Matriz	43	925	4421	DOS DE MAYO	C	m	10	40
Matriz	43	930	4422	GRAL MALDONADO	C	m	10	0
Matriz	43	935	4423	GENERAL MALDONADO	C	m	10	97
Matriz	43	940	4425	GRAL. MALDONADO	R	m	10	59
Matriz	43	945	4426	GRAL. MALDONADO	C	m	10	214
Matriz	43	950	4427	GRAL. MALDONADO	R	m	10	270
Matriz	43	955	4428	GRAL. MALDONADO	R	b	10	145
Matriz	43	960	4430	GRAL MALDONADO	R	b	10	154
Matriz	43	965	4431	GRAL MALDONADO	R	m	10	60
Matriz	43	970	4432	GRAL MALDONADO	R	m	10	41
Matriz	43	975	4433	GRAL MALDONADO	C	m	10	131
Matriz	43	980	4435	GRAL. MALDONADO	C	m	12	194
Matriz	43	985	4434	GRAL. MALDONADO	R	m	12	478
Matriz	43	990	55777	GENERAL MALDONADO Y AMAZO.	C	b	12	120
Matriz	43	995	28178	GRAL MALDONADO 45-45	R	m	12	202
Matriz	43	1000	4436	GRAL. MALDONADO	R	m	12	29
Matriz	43	1010	53236	GRAL MALDONADO Y AMAZONAS	R	m	12	116
Matriz	43	1015	4437	GRAL. MALDONADO	R	m	12	184
Matriz	43	1020	4438	GENERAL MALDONADO	R	b	12	14
Matriz	43	1025	50781	G.MALDONADO 41-25 Y 2 MAYO	R	m	12	94

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	43	1030	50782	G.MALDONADO 41-25 Y 2 MAYO	C	m	12	164
Matriz	43	1035	50784	G.MALDONADO 41-25 Y 2 MAYO	R	m	12	136
Matriz	43	1040	50783	G.MALDONADO 41-25 Y 2 MAYO	C	m	12	173
Matriz	43	1045	4439	GRAL. MALDONADO	C	m	12	108
Matriz	43	1050	4440	GRAL. MALDONADO	C	m	12	276
Matriz	43	1055	4441	DOS DE MAYO	R	b	12	209
Matriz	43	1060	4442	DOS DE MAYO	R	b	12	54
Matriz	43	1065	4444	DOS DE MAYO	R	b	12	69
Matriz	43	1070	4445	DOS DE MAYO	R	m	12	51
Matriz	43	1075	4446	DOS DE MAYO	R	b	12	112
Matriz	43	1080	4447	DOS DE MAYO	C	b	12	261
Matriz	43	1085	4448	DOS DE MAYO	R	b	12	206
Matriz	43	1090	4449	DOS DE MAYO	R	t	12	194
Matriz	43	1095	4450	DOS DE MAYO	R	m	12	94
Matriz	43	1100	4451	DOS DE MAYO	R	m	12	132
Matriz	43	1105	4452	DOS DE MAYO	C	m	12	11
Matriz	43	1110	4453	TARQUI	C	m	12	82
Matriz	43	1115	4455	TARQUI	R	b	12	152
Matriz	43	1120	4454	TARQUI	R	m	12	126
Matriz	43	1125	4456	AMAZONAS	R	b	12	340
Matriz	43	1130	4459	AMAZONAS	C	m	12	118
Matriz	43	1135	4458	AMAZONAS	R	b	12	213
Matriz	43	1140	4461	AMAZONAS 70-34	C	m	12	146
Matriz	43	1145	4462	AMAZONAS 70-40	R	m	12	43
Matriz	43	1150	55778	AV.AMAZONAS	C	m	12	402
Matriz	43	1155	4464	AMAZONAS	R	m	12	134
Matriz	43	1160	4465	AMAZONAS	R	m	12	418
Matriz	43	1165	4466	AMAZONAS	C	m	12	396
Matriz	43	1170	52463	AMAZONAS Y GRAL. MALDONADO	C	b	12	286
Matriz	43	1175	4468	AMAZONAS	C	m	12	615
Matriz	43	1180	48668	AMAZONAS Y GRAL MALDONADO	R	m	10	211
Matriz	43	1185	4467	AMAZONAS	R	m	10	81
Matriz	43	1190	45650	AV. AMAZONAS	BP	b	10	509
Matriz	43	1200	45648	AV. AMAZONAS	C	b	10	32
Matriz	43	1205	45649	AV. AMAZONAS	R	b	10	4
Matriz	43	1210	45651	AV. AMAZONAS	C	b	10	74
Matriz	43	1215	45652	AV. AMAZONAS	R	b	10	0
Matriz	43	1220	45653	AV. AMAZONAS	R	b	10	76
Matriz	43	1225	4470	AMAZONAS	R	m	10	86
Matriz	43	1230	57151	AV AMAZONAS	R	m	10	205
Matriz	43	1235	57150	AV AMAZONAS	C	m	10	138
Matriz	43	1240	4471	AMAZONAS	R	m	10	77
Matriz	43	1245	4472	AMAZONAS	R	m	10	0
Matriz	43	1250	4473	AMAZONAS	IA	t	10	343
Matriz	43	1255	4474	AMAZONAS	R	m	10	32
Matriz	43	1260	31107	AMAZONAS (P. SUCRE)	BP	m	10	356
Matriz	43	1265	4477	AMAZONAS	R	b	10	314
Matriz	43	1270	60690	AMAZONAS Y GUAYAQUIL	C	m	10	714
Matriz	43	1280	4479	AMAZONAS	R	b	10	87
Matriz	43	1285	49773	AMAZONAS Y GUAYAQUIL	R	m	10	98
Matriz	43	1290	49774	AV AMAZONAS	R	m	10	137
Matriz	43	1295	4480	AMAZONAS	C	m	10	132
Matriz	43	1300	4481	AMAZONAS	C	m	10	91
Matriz	43	1305	48574	AV AMAZONAS 47-72 Y GUAYAQ	C	m	11	310
Matriz	43	1310	60691	AV AMAZONAS Y GUAYAQUIL	C	m	11	85
Matriz	43	1315	4488	AV.AMAZONAS N° 76-28	C	b	11	248
Matriz	43	1320	46610	AMAZONAS	C	m	11	85
Matriz	43	1325	4485	AMAZONAS	C	m	11	215
Matriz	43	1330	4483	AMAZONAS 76-40	C	m	11	119
Matriz	43	1335	4486	AMAZONAS	C	m	11	786
Matriz	43	1340	4487	DOS DE MAYO	R	m	11	0
Matriz	43	1345	52232	AMAZONAS 76-42 Y GUAYAQUIL	R	m	11	208
Matriz	43	1350	4489	AMAZONAS	C	m	11	115
Matriz	43	1355	4490	AMAZONAS	R	m	11	50
Matriz	43	1360	4491	AMAZONAS	R	b	11	0
Matriz	43	1365	4492	AMAZONAS	C	m	11	115

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	43	1370	4493	AMAZONAS	C	b	11	230
Matriz	43	1375	4494	AMAZONAS	R	b	11	46
Matriz	43	1380	4495	AMAZONAS	R	m	11	191
Matriz	43	1385	4501	AMAZONAS	R	m	11	143
Matriz	43	1390	33021	AMAZONAS 76-84	R	m	11	12
Matriz	43	1395	4496	AMAZONAS	R	m	11	135
Matriz	43	1400	4498	AMAZONAS	R	m	11	0
Matriz	43	1405	4497	AMAZONAS	R	m	11	86
Matriz	43	1410	43543	AV. AMAZONAS	R	m	11	23
Matriz	43	1415	51248	AMAZONAS Y 5 DE JUNIO	C	m	11	26
Matriz	43	1420	4503	AMAZONAS	R	b	11	180
Matriz	43	1425	52233	AMAZONAS 76-92 Y 5 JUNIO	R	m	11	173
Matriz	43	1430	4504	AMAZONAS	C	b	11	114
Matriz	43	1435	4509	AMAZONAS	R	b	11	98
Matriz	43	1440	4510	AMAZONAS	R	b	11	56
Matriz	43	1445	4508	AMAZONAS	R	b	11	55
Matriz	43	1450	4505	AMAZONAS	R	m	11	119
Matriz	43	1455	4506	AMAZONAS	C	m	11	63
Matriz	43	1460	4507	AMAZONAS	R	m	11	89
Matriz	43	1465	4513	AMAZONAS	R	m	11	106
Matriz	43	1470	4512	AMAZONAS	R	m	11	30
Matriz	43	1475	4511	AMAZONAS	R	t	11	0
Matriz	43	1480	4514	AMAZONAS	C	b	11	120
Matriz	43	1485	32396	AV AMAZONAS 76-118 Y C DE	R	m	11	0
Matriz	43	1490	4515	AMAZONAS	C	b	11	219
Matriz	43	1495	4519	CINCO DE JUNIO	C	m	11	211
Matriz	43	1500	44568	CINCO DE JUNIO	R	b	11	216
Matriz	43	1505	4521	CINCO DE JUNIO	R	m	11	0
Matriz	43	1510	55241	CINCO DE JUNIO Y AMAZONAS	R	m	11	562
Matriz	43	1515	39716	5 DE JUNIO Y AMAZONAS	C	b	11	452
Matriz	43	1520	46611	AV. CINCO DE JUNIO	R	m	11	166
Matriz	43	1525	31333	5 DE JUNIO Y AMAZONAS	C	b	11	21
Matriz	43	1530	57573	CINCO DE JUNIO Y AMAZONAS	R	b	11	110
Matriz	43	1535	33022	5 DE JUNIO Y AMAZONAS	C	m	11	235
Matriz	43	1540	4523	CINCO DE JUNIO Y AMAZONAS	C	m	11	292
Matriz	43	1545	4526	AMAZONAS Y 5 DE JUNIO	C	m	11	897
Matriz	43	1550	4502	AMAZONAS	C	m	11	203
Matriz	43	1555	56866	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	3
Matriz	43	1560	32495	AMAZONAS 76-72 Y 5 JUNIO	C	m	11	0
Matriz	43	1565	4529	AMAZONAS	C	b	11	247
Matriz	43	1570	4530	AMAZONAS	C	m	11	470
Matriz	43	1575	4524	AMAZONAS 76-55	C	m	11	186
Matriz	43	1580	4531	AMAZONAS N° 25-47	C	m	11	56
Matriz	43	1585	4533	AMAZONAS	C	t	11	150
Matriz	43	1590	4532	AMAZONAS	R	b	11	174
Matriz	43	1595	32828	AMAZONAS 76-11 Y GUAYAQUIL	R	m	11	84
Matriz	43	1600	32827	AMAZONAS 76-11 Y GUAYAQUIL	R	m	11	59
Matriz	43	1605	4536	AMAZONAS	C	m	11	214
Matriz	43	1610	4537	AMAZONAS	R	b	11	0
Matriz	43	1615	4538	AMAZONAS	C	m	11	58
Matriz	43	1620	58368	AV AMAZONAS 76-13 GUAYAQUI	C	m	11	222
Matriz	43	1625	58369	AV AMAZONAS Y GUAYAQUIL	C	m	11	124
Matriz	43	1630	4540	AMAZONAS 73-16 GUAYAQUIL	R	m	11	375
Matriz	43	1635	4541	GUAYAQUIL	R	m	11	484
Matriz	43	1645	4542	GUAYAQUIL	C	m	11	56
Matriz	43	1650	26834	GUAYAQUIL	C	m	11	101
Matriz	43	1660	4546	GUAYAQUIL	C	m	10	169
Matriz	43	1665	87173	GUAYAQUIL 47-46	R	m	11	53
Matriz	43	1670	56375	CALLE GUAYAQUIL Y ANTONIA	C	b	10	506
Matriz	43	1675	56374	CALLE GUAYAQUIL Y ANTONIA	R	b	10	98
Matriz	43	1680	56376	CALLE GUAYAQUIL Y ANTONIA	R	b	10	444
Matriz	43	1690	56377	CALLE GUAYAQUIL Y ANTONIA	R	m	10	702
Matriz	43	1695	56378	CALLE GUAYAQUIL Y ANTONIA	R	m	10	12
Matriz	43	1700	50657	GUAYAQUIL Y ANTONIA VELA	C	m	10	27
Matriz	43	1705	61429	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	77
Matriz	43	1710	61430	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	26

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	43	1715	61431	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	527
Matriz	43	1720	61432	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	571
Matriz	43	1725	61433	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	41
Matriz	43	1730	61434	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	365
Matriz	43	1735	4548	GUAYAQUIL	R	m	10	18
Matriz	43	1740	61428	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	8
Matriz	43	1745	61420	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	180
Matriz	43	1750	61421	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	158
Matriz	43	1755	61422	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	404
Matriz	43	1760	61423	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	40
Matriz	43	1765	61424	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	188
Matriz	43	1770	61425	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	380
Matriz	43	1775	61426	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	322
Matriz	43	1780	61427	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	435
Matriz	43	1785	61462	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	336
Matriz	43	1790	61435	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	380
Matriz	43	1795	61436	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	404
Matriz	43	1800	61437	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	272
Matriz	43	1805	61438	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	67
Matriz	43	1810	53507	AMAZONAS Y PASTAZA 74-27	C	m	10	831
Matriz	43	1815	61439	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	203
Matriz	43	1820	61440	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	C	m	10	323
Matriz	43	1825	46716	AV. AMAZONAS	C	m	10	0
Matriz	43	1830	4550	AMAZONAS	C	m	10	409
Matriz	43	1835	53237	AMAZONAS Y GUAYAQUIL	C	m	10	86
Matriz	43	1840	45594	AV. AMAZONAS Y GYQUIL	C	m	10	53
Matriz	43	1845	4554	AMAZONAS	R	b	10	46
Matriz	43	1850	4553	AMAZONAS	IA	m	10	163
Matriz	43	1855	4555	AMAZONAS Y GUAYAQUIL	C	b	10	314
Matriz	43	1860	52464	AMAZONAS Y PASTAZA 74-27	R	m	10	370
Matriz	43	1865	53506	AMAZONAS Y PASTAZA 74-27	C	m	10	247
Matriz	43	1870	53504	AMAZONAS 74-27 Y PASTAZA	C	m	10	165
Matriz	43	1875	4561	PASTAZA	C	m	10	1
Matriz	43	1880	53505	AMAZONAS 74-27 Y PASTAZA	R	m	10	335
Matriz	43	1885	4557	AMAZONAS	R	m	10	305
Matriz	43	1890	4558	PASTAZA	C	m	10	0
Matriz	43	1895	4560	PASTAZA	C	m	10	97
Matriz	43	1900	4559	PASTAZA	R	m	10	142
Matriz	43	1905	4562	PASTAZA	R	m	10	7
Matriz	43	1910	4563	PASTAZA	C	m	10	170
Matriz	43	1915	4564	PASTAZA	C	m	10	30
Matriz	43	1920	55242	PASTAZA 47-62 Y A.VELA	R	m	10	120
Matriz	43	1925	30586	PASTAZA	R	m	10	136
Matriz	43	1930	4567	PASTAZA	R	m	10	142
Matriz	43	1935	4566	PASTAZA	R	m	10	165
Matriz	43	1940	4568	PASTAZA	R	m	10	3
Matriz	43	1945	56379	CALLE PASTAZA Y AV.AMAZONA	R	m	10	149
Matriz	43	1950	4569	PASTAZA	C	m	10	314
Matriz	43	1955	4570	AMAZONAS	R	m	10	111
Matriz	43	1960	4571	AMAZONAS 47-13 Y PASTAZA	R	m	10	83
Matriz	43	1965	4475	AMAZONAS	C	m	11	376
Matriz	43	1970	4535	AMAZONAS	C	m	11	80
Matriz	43	1975	48085	AMAZONAS Y GUAYAQUIL	C	m	11	168
Matriz	43	1980	2257	DOS DE MAYO	R	m	9	162
Matriz	43	1985	4067	GUAYAQUIL Y AMAZONAS	R	m	11	248
Matriz	43	1990	50198	ANTONIO CLAVIJO Y J.A.E.	C	m	11	211
Matriz	43	1995	61830	DOS DE MAYO 27 53	R	m	8	10
Matriz	43	2000	61831	DOS DE MAYO 27 53	R	m	8	8
Matriz	43	2005	62297	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	11	0
Matriz	43	2010	62448	AV CINCO DE JUNIO	R	m	11	189
Matriz	43	2015	62451	GUAYAQUIL	R	m	11	352
Matriz	43	2020	62450	GUAYAQUIL	C	m	11	19
Matriz	43	2025	62453	GUAYAQUIL	C	m	11	166
Matriz	43	2030	62452	GUAYAQUIL	C	m	11	218
Matriz	43	2035	62454	GUAYAQUIL	C	m	11	372
Matriz	43	2040	62449	GUAYAQUIL	C	m	11	48

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	43	2045	63616	AV. CINCO DE JUNIO	C	m	11	192
Matriz	43	2050	63617	AV CINCO DE JUNIO	R	m	11	111
Matriz	43	2055	62554	GUAYAQUIL	C	m	11	59
Matriz	43	2060	63712	AV CINCO DE JUNIO	R	m	11	263
Matriz	43	2065	63747	CALLE GUAYAQUIL 45 57	R	m	11	486
Matriz	43	2070	63029	AV. AMAZONAS 76-37	C	b	11	1454
Matriz	43	2085	63066	AV. AMAZONAS	R	m	11	476
Matriz	43	2090	63058	AV. AMAZONAS	C	m	11	37
Matriz	43	2095	63064	DOS DE MAYO	C	m	8	111
Matriz	43	2105	64162	AV: AMAZONAS	C	m	12	227
Matriz	43	2110	64504	AV. AMAZONAS	R	m	11	6
Matriz	43	2115	64505	AV AMAZONAS	R	m	11	1
Matriz	43	2120	64967	GENERAL MALDONADO	C	m	10	50
Matriz	43	2125	65001	GUAYAQUIL	R	m	11	88
Matriz	43	2130	65029	GUAYAQUIL	C	m	11	58
Matriz	43	2135	65271	ANTONIO CLAVIJO	C	b	11	240
Matriz	43	2140	65407	JUAN ABEL ECHEVERRIA	IA	t	11	827
Matriz	43	2145	86413	GENERAL MALDONADO 37-25	C	m	12	91
Matriz	43	2150	86414	GENERAL MALDONADO 37-25	C	m	12	54
Matriz	43	2155	86415	GENERAL MALDONADO 37-25	C	m	12	25
Matriz	43	2160	86416	GENERAL MALDONADO 35-27	C	m	12	155
Matriz	43	2165	86417	GENERAL MALDONADO 35-27	C	m	12	127
Matriz	43	2170	86418	GENERAL MALDONADO 37_25	R	m	12	159
Matriz	43	2175	86419	GENERAL MALDONADO 37_25	R	b	12	106
Matriz	43	2180	86444	AV AMAZONAS	C	m	12	1349
Matriz	43	2185	87015	PASTAZA	C	b	10	206
Matriz	43	2190	62555	DOS DE MAYO	C	m	10	163
Matriz	43	2195	64193	GENERAL MALDONADO	C	b	10	289
Matriz	43	2200	63889	CALLE PADRE SALCEDO 4511	R	m	10	31
Matriz	43	2205	63061	AV. CINCO DE JUNIO	R	m	11	130
Matriz	43	2210	87335	ANTONIA VELA	R	m	11	351
Matriz	43	2215	87611	AV CINCO DE JUNIO	C	b	11	42
Matriz	43	2220	87612	5 DE JUNIO	C	b	11	69
Matriz	43	2225	87910	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	11	229
Matriz	43	2230	87995	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	11	311
Matriz	43	99989	89185	AV AMAZONAS	C	m	11	11
Matriz	43	99989	88944	AV. AMAZONAS	R	m	11	38
Matriz	43	99989	90279	AV. CINCO DE JUNIO	R	m	11	169
Matriz	43	99989	89132	AV: AMAZONAS	R	m	11	96
Matriz	43	99989	89815	AV: AMAZONAS 5115	C	m	11	149
Matriz	43	99989	89411	DOS DE MAYO	R	m	10	44
Matriz	43	99989	89465	DOS DE MAYO	R	m	10	9
Matriz	43	99989	89120	GUAYAQUIL 3/31	R	m	11	9
Matriz	43	99989	89188	JUAN A. ECHEVERRIA	C	m	11	37
Matriz	43	99989	89063	PADRE SALCEDO	R	b	10	0
Matriz	43	99999	4517	5 DE JUNIO L-5810 MCENTRAL	C	b	11	267
Matriz	43	99999	88629	ANTONIA VELA	R	m	11	4
Matriz	43	99999	88270	ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	175
Matriz	43	99999	88490	AV AMAZONAS	C	m	11	57
Matriz	43	99999	88502	AV AMAZONAS	R	m	11	142
Matriz	43	99999	88503	AV AMAZONAS	R	m	11	101
Matriz	43	99999	88505	AV AMAZONAS	R	m	11	152
Matriz	43	99999	88501	AV AMAZONAS	C	m	11	183
Matriz	43	99999	88504	AV AMAZONAS	R	m	11	211
Matriz	43	99999	87836	AV AMAZONAS 545	C	b	11	646
Matriz	43	99999	63644	CALLE ANTONIO CLAVIJO	C	m	11	0
Matriz	43	99999	86332	CALLE JUAN ABEL ECHEVERRIA	C	m	8	130
Matriz	43	99999	87186	DOS DE MAYO	R	b	12	0
Matriz	43	99999	88652	JUAN ABEL ECHEVERRIA	R	m	11	4
Matriz	43	99999	26642	ZUMBALICA	R	m	11	213
Matriz	44	5	55243	AMAZONAS 70-103 Y GMALDONA	R	m	12	138
Matriz	44	10	4577	AMAZONAS 4-01 Y G.MALDONAD	C	t	12	241
Matriz	44	15	56007	AMAZONAS 70-85 Y G.MALDONA	R	m	12	52
Matriz	44	20	52143	AMAZONAS 70-85 Y MALDONADO	C	m	12	664
Matriz	44	25	4578	AMAZONAS ¥ 17-67	R	t	12	220
Matriz	44	30	4582	AMAZONAS	C	t	12	102

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	44	35	51250	AMAZONAS 70-47 Y TARQUI	R	b	12	198
Matriz	44	40	51249	AMAZONAS 70-47 Y TARQUI	R	b	12	141
Matriz	44	45	4581	AMAZONAS	R	m	12	0
Matriz	44	50	4579	AMAZONAS N 17-27	C	m	12	255
Matriz	44	55	36772	AMAZONAS 70-31 Y TARQUI	R	m	12	137
Matriz	44	60	59247	AMAZONAS 70-47 Y TARQUI	R	m	12	40
Matriz	44	65	4580	AMAZONAS N 17-27	IA	t	12	95
Matriz	44	70	4583	AMAZONAS	C	m	12	73
Matriz	44	75	4586	TARQUI Y AMAZONAS	R	b	12	178
Matriz	44	80	4585	AMAZONAS	C	m	12	8
Matriz	44	85	4584	AMAZONAS	R	m	12	86
Matriz	44	90	4587	ANTONIO VELA	BP	m	12	120
Matriz	44	95	4588	ANTONIO VELA	BP	m	12	0
Matriz	44	100	4590	TARQUI	R	m	12	91
Matriz	44	105	4589	TARQUI	R	m	12	127
Matriz	44	110	51251	A.VELA Y TARQUI	R	m	12	2
Matriz	44	115	49042	TARQUI 47-39 Y A.VELA	R	m	12	212
Matriz	44	120	58055	TARQUI Y ANTONIA VELA	R	m	12	46
Matriz	44	125	4591	AMAZONAS	C	m	7	0
Matriz	44	130	4592	AMAZONAS Y TARQUI	C	m	7	332
Matriz	44	135	4596	AMAZONAS Y A VELA	AS	m	12	299
Matriz	44	140	4597	AMAZONAS Y A VELA	AS	m	12	103
Matriz	44	145	52465	AV. AMAZONAS 69-21	C	m	12	105
Matriz	44	150	26835	AMAZONAS	AS	t	12	1011
Matriz	44	155	4593	AMAZONAS Y A VELA	AS	m	12	112
Matriz	44	160	4594	AMAZONAS Y A VELA	C	m	12	30
Matriz	44	165	4595	AMAZONAS Y A VELA	C	m	12	132
Matriz	44	175	4601	ANTONIA VELA	R	t	10	99
Matriz	44	180	4600	ANTONIA VELA	R	m	10	98
Matriz	44	185	31161	A.VELA Y PASTAZA	R	b	10	357
Matriz	44	190	4602	5 de Junio (Pasaje 5 de Junio Puente y	R	m	11	0
Matriz	44	195	61180	A.VELA Y PASTAZA	R	m	10	28
Matriz	44	200	61179	A.VELA Y PASTAZA	R	b	10	179
Matriz	44	205	38826	ANTONIA VELA Y PASTAZA	R	m	10	122
Matriz	44	210	50552	ANTONIA VELA Y PASTAZA	R	m	10	154
Matriz	44	215	4603	ANTONIA VELA Y PASTAZA	C	m	10	0
Matriz	44	220	4604	ANTONIA VELA	C	t	10	766
Matriz	44	225	26837	A.VELA 74-80 Y GUAYAQUIL	EO	m	10	131
Matriz	44	230	26836	ANTONIO VELA	EO	t	10	1724
Matriz	44	235	4606	ANTONIA VELA 598	R	t	10	604
Matriz	44	240	4605	ANTONIA VELA 598	C	t	10	67
Matriz	44	245	4607	ANTONIA VELA	R	m	11	223
Matriz	44	250	4609	A.VELA Y AVDA.C.DE JUNIO	C	m	11	64
Matriz	44	255	4608	ANTONIA VELA	C	m	11	275
Matriz	44	260	4611	ANTONIA VELA	R	m	11	452
Matriz	44	265	4610	ANTONIA VELA	C	m	11	368
Matriz	44	270	4612	ANTONIA VELA	C	m	11	96
Matriz	44	275	4613	ANTONIA VELA N 25-50	C	m	11	236
Matriz	44	280	4614	ANTONIA VELA N 25-50	R	m	11	190
Matriz	44	285	4615	ANTONIA VELA N 25-56	C	m	11	258
Matriz	44	290	4616	ANTONIA VELA N 25-56	R	m	11	210
Matriz	44	295	28114	ANTONIA VELA Y 5 DE JUNIO	C	m	11	172
Matriz	44	300	4617	ANTONIA VELA Y 5 DE JUNIO	C	b	11	166
Matriz	44	305	31334	A.VELA Y 5 DE JUNIO	R	m	11	254
Matriz	44	310	33945	A.VELA Y 5 DE JUNIO	R	m	11	195
Matriz	44	315	56979	A.VELA 76-74 Y 5 DE JUNIO	R	m	11	276
Matriz	44	320	4621	CINCO DE JUNIO	C	m	11	0
Matriz	44	325	4619	CINCO DE JUNIO	C	m	11	168
Matriz	44	330	4620	CINCO DE JUNIO	C	m	11	0
Matriz	44	335	4622	CINCO DE JUNIO	IA	t	11	6
Matriz	44	340	4624	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	11	17
Matriz	44	345	28467	MELCHOR BENAVIDEZ Y 5 JUNI	R	b	11	85
Matriz	44	350	4625	GUAYAQUIL	R	m	11	75
Matriz	44	355	4626	GUAYAQUIL	R	m	11	14
Matriz	44	360	32497	M.BENAVIDEZ Y GUAYAQUIL	R	m	11	103
Matriz	44	365	32496	M.BENAVIDEZ Y GUAYAQUIL	R	m	11	169

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	44	370	4629	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	11	113
Matriz	44	375	4630	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	11	81
Matriz	44	380	4627	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	11	87
Matriz	44	385	4628	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	11	75
Matriz	44	390	4631	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	11	37
Matriz	44	395	4632	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	11	88
Matriz	44	400	4634	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	11	3
Matriz	44	405	4635	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	11	280
Matriz	44	410	4633	M DE BENAVIDES	R	m	11	107
Matriz	44	415	4637	PASTAZA ¥ 16-76	R	m	10	65
Matriz	44	420	4638	PASTAZA ¥ 16-76	R	m	10	91
Matriz	44	425	4639	PASTAZA	R	m	10	114
Matriz	44	430	4640	PASTAZA 17-56	R	t	10	245
Matriz	44	435	4641	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	121
Matriz	44	440	4642	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	134
Matriz	44	445	4643	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	135
Matriz	44	450	4644	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	0
Matriz	44	455	4645	MELCHOR DE BENAVIDEZ	C	m	10	2
Matriz	44	460	4646	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	109
Matriz	44	465	4647	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	54
Matriz	44	470	4651	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	189
Matriz	44	475	4650	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	42
Matriz	44	480	4649	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	219
Matriz	44	485	4648	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	1
Matriz	44	490	4652	MELCHOR DE BENAVIDEZ	R	m	10	64
Matriz	44	495	4653	GUAYAQUIL 17-69	R	m	10	84
Matriz	44	500	4654	GUAYAQUIL ¥ 17-69	R	m	10	105
Matriz	44	505	4655	GUAYAQUIL ¥ 17-57	R	m	10	183
Matriz	44	510	4656	GUAYAQUIL ¥ 17-41	R	m	10	199
Matriz	44	515	4658	GUAYAQUIL 17-15	R	m	10	52
Matriz	44	520	4659	GUAYAQUIL 17-15	R	m	10	431
Matriz	44	525	4660	GUAYAQUIL 17-24	R	m	11	108
Matriz	44	530	28115	GUAYAQUIL	R	m	11	117
Matriz	44	535	4661	GUAYAQUIL 17-30	R	m	11	41
Matriz	44	540	4662	GUAYAQUIL	R	m	11	159
Matriz	44	545	55546	GUAYAQUIL 50-44 Y A.VELA	R	m	11	40
Matriz	44	550	4663	GUAYAQUIL	R	b	11	27
Matriz	44	555	4664	GUAYAQUIL	R	m	11	366
Matriz	44	560	4665	GUAYAQUIL	R	m	11	0
Matriz	44	565	29371	GUAYAQUIL 50-54 Y A VELA	R	m	11	46
Matriz	44	570	4666	GUAYAQUIL 17-68	R	m	11	255
Matriz	44	575	4667	GUAYAQUIL	R	m	11	206
Matriz	44	580	45687	M.BENAVIDEZ Y GUAYAQUIL	R	m	11	51
Matriz	44	585	4672	MELCHOR DE VENAVIDEZ	IA	t	11	141
Matriz	44	590	4671	MELCHOR DE VENAVIDEZ	R	m	11	57
Matriz	44	595	4673	CINCO DE JUNIO	R	m	11	31
Matriz	44	600	4670	MELCHOR DE VENAVIDEZ	R	t	11	239
Matriz	44	605	4675	CINCO DE JUNIO	C	m	11	155
Matriz	44	610	4674	CINCO DE JUNIO	R	m	11	46
Matriz	44	615	4676	CINCO JUNIO 50-49 Y A.VELA	C	m	11	71
Matriz	44	620	56008	CINCO DE JUNIO 58-39	R	m	11	128
Matriz	44	625	4678	CINCO DE JUNIO	R	m	11	53
Matriz	44	630	86973	AV 5 DE JUNIO	C	m	11	0
Matriz	44	635	4679	CINCO DE JUNIO	R	b	11	18
Matriz	44	640	4680	CINCO DE JUNIO	C	b	11	378
Matriz	44	645	4681	CINCO DE JUNIO	R	m	11	172
Matriz	44	650	28180	5 DE JUNIO Y A VELA	R	m	11	140
Matriz	44	655	4682	CINCO DE JUNIO	C	m	11	266
Matriz	44	660	4684	CINCO DE JUNIO	C	t	11	450
Matriz	44	665	61818	AV CINCO DE JUNIO	C	b	11	904
Matriz	44	670	61819	AV CINCO DE JUNIO	R	m	11	0
Matriz	44	675	56380	CINCO DE JUNIO Y ANTONIA V	C	b	11	41
Matriz	44	680	4692	ANTONIO VELA	R	m	11	357
Matriz	44	685	4690	ANTONIO VELA	R	m	11	624
Matriz	44	690	4691	ANTONIO VELA	R	m	11	149
Matriz	44	695	4693	ANTONIO VELA	R	m	11	59

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	44	700	4694	ANTONIO VELA	C	m	11	26
Matriz	44	705	4695	ANTONIO VELA	R	m	11	60
Matriz	44	710	4686	ANTONIO VELA ¥ 25-51	C	m	11	153
Matriz	44	715	4687	ANTONIA VELA 76-53	R	m	11	47
Matriz	44	720	4688	ANTONIA VELA 76-53	R	m	11	101
Matriz	44	725	4689	ANTONIO VELA ¥ 25-35	R	t	11	288
Matriz	44	730	4696	A.VELA Y GUAYAQUIL	C	m	11	15
Matriz	44	735	4697	ANTONIO VELA ¥ 25-15	R	m	11	57
Matriz	44	740	4698	ANTONIO VELA 21-81	R	b	10	394
Matriz	44	750	4701	ANTONIO VELA 21-65	R	m	10	227
Matriz	44	755	58056	A. VELA 64-65 Y GUAYAQUIL	R	m	10	6
Matriz	44	760	4700	ANTONIO VELA ¥ 21-65	R	m	10	29
Matriz	44	765	4699	ANTONIA VELA	R	m	10	57
Matriz	44	770	56009	A.VELA 74-37 Y GUAYAQUIL	R	m	10	21
Matriz	44	775	4706	ANTONIO VELA ¥ 21-41	R	t	10	201
Matriz	44	780	4707	ANTONIO VELA ¥ 21-41	R	m	10	5
Matriz	44	785	4702	ANTONIO VELA ¥ 21-41	R	m	10	156
Matriz	44	790	4703	ANTONIO VELA ¥ 21-41	R	m	10	69
Matriz	44	795	4704	ANTONIO VELA ¥ 21-41	C	m	10	90
Matriz	44	800	4705	ANTONIO VELA ¥ 21-41	C	m	10	16
Matriz	44	805	4708	A.VELA Y PASTAZA	R	m	12	179
Matriz	44	810	53039	A.VELA Y P.SALCEDO	R	t	12	1154
Matriz	44	815	4710	ANTONIA VELA	R	t	12	160
Matriz	44	820	27315	A VELA Y GRAL MALDONADO	C	m	12	146
Matriz	44	825	63307	ANTONIA VELA	R	b	10	55
Matriz	44	830	27316	A VELA Y GRAL MALDONADO	R	m	12	121
Matriz	44	835	27317	A VELA Y GRAL MALDONADO	R	m	12	117
Matriz	44	840	4712	ANTONIO VELA	C	m	12	201
Matriz	44	845	57574	PASTAZA Y A.VELA	C	m	10	150
Matriz	44	850	57858	PASTAZA Y ANTONIA VELA	R	m	10	26
Matriz	44	855	31162	GRAL MALDONADO 50-36	R	m	12	253
Matriz	44	860	31163	GRAL MALDONADO 50-36	R	m	12	61
Matriz	44	865	31164	GRAL MALDONADO 50-36	R	m	12	126
Matriz	44	870	26838	GENERAL MALDONADO	EO	m	12	160
Matriz	44	875	48669	GRAL MALDONADO	EO	b	12	143
Matriz	44	880	59249	A.VELA Y GRAL.MALDONADO	EO	m	12	248
Matriz	44	885	4714	GENERAL MALDONADO	R	m	12	90
Matriz	44	890	4715	A.VELA 5065 YG.MALDONADO	R	m	12	242
Matriz	44	895	4716	GENERAL MALDONADO	R	b	12	198
Matriz	44	900	4717	GENERAL MALDONADO	R	m	12	59
Matriz	44	905	51176	G.MALDONADO 50-37 Y A.VELA	R	m	12	70
Matriz	44	910	4719	ANTONIA VELA	R	m	12	131
Matriz	44	915	62517	ANTONIA VELA	R	m	12	145
Matriz	44	920	4718	ANTONIA VELA	C	m	12	122
Matriz	44	925	4721	ANTONIA VELA	R	m	12	74
Matriz	44	930	4720	ANTONIA VELA	R	m	12	141
Matriz	44	935	4722	ANTONIA VELA	R	m	12	69
Matriz	44	940	4723	ANTONIA VELA	R	b	12	183
Matriz	44	945	4724	PRINCESA PACHA Y ANTONIA V	R	m	12	107
Matriz	44	950	4725	ANTONIA VELA	R	m	12	331
Matriz	44	955	4726	ANTONIA VELA	R	m	12	18
Matriz	44	960	4728	ANTONIA VELA	R	m	12	213
Matriz	44	965	4727	ANTONIA VELA	R	m	12	0
Matriz	44	970	55547	PRINCESA PACHA 50-106	R	m	12	29
Matriz	44	975	4729	ANTONIA VELA	R	m	12	10
Matriz	44	980	4730	ANTONIA VELA	R	m	12	207
Matriz	44	985	33221	PRINCESA PACHA 50-116 VELA	R	m	12	0
Matriz	44	990	4731	ANTONIA VELA	R	m	12	25
Matriz	44	995	4732	ANTONIA VELA	R	m	12	259
Matriz	44	1000	50553	PRINCESA PACHAC	C	m	12	70
Matriz	44	1005	4734	ANTONIA VELA	R	m	12	100
Matriz	44	1010	4735	ANTONIA VELA	R	m	12	96
Matriz	44	1015	4736	ANTONIA VELA	R	m	12	96
Matriz	44	1020	4737	PRINCESA PACCHA 5069	R	m	12	42
Matriz	44	1025	4741	ANTONIA VELA	R	m	12	181
Matriz	44	1030	4738	ANTONIA VELA	R	m	12	76

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Matriz	44	1035	4739	ANTONIA VELA	R	m	12	166
Matriz	44	1040	4740	PRINCESA PACHA ¥ 50-25	R	t	12	187
Matriz	44	1045	4742	ANTONIA VELA	IA	b	12	275
Matriz	44	1050	46300	PRINCESA TOA	R	m	12	0
Matriz	44	1055	4743	ANTONIA VELA	R	m	12	106
Matriz	44	1060	4744	ANTONIA VELA	R	t	12	73
Matriz	44	1065	4745	ANTONIA VELA	R	m	12	96
Matriz	44	1070	4746	ANTONIA VELA	R	m	12	120
Matriz	44	1075	4749	ANTONIA VELA	R	m	12	27
Matriz	44	1080	4748	ANTONIA VELA	R	b	12	184
Matriz	44	1085	4747	ANTONIA VELA	R	m	12	132
Matriz	44	1090	4751	ANTONIA VELA	R	m	12	6
Matriz	44	1095	4750	ANTONIA VELA	R	m	12	144
Matriz	44	1100	4752	ANTONIA VELA Y TARQUI	R	m	12	60
Matriz	44	1105	46612	ANTONIA VELA	R	m	12	175
Matriz	44	1110	4753	ANTONIA VELA	C	m	12	149
Matriz	44	1115	4754	ANTONIA VELA	R	m	12	349
Matriz	44	1130	4756	DOS DE MAYO 14-149	R	m	3	201
Matriz	44	1210	39718	2 DE MAYO 66-43 Y RUMINAHU	IA	m	12	0
Matriz	44	1355	59248	A.VELA Y PASTAZA	R	t	10	237
Matriz	44	1395	4292	ANTONIA VELA	C	m	11	370
Matriz	44	1405	4573	GENERAL MALDONADO	R	m	12	112
Matriz	44	1410	4575	ANTONIA VELA	R	m	12	180
Matriz	44	1415	4576	GENERAL MALDONADO	R	b	12	42
Matriz	44	1420	4295	CINCO DE JUNIO ALMACEN 539	C	m	11	78
Matriz	44	1425	62550	ANTONIA VELA	R	b	12	139
Matriz	44	1430	62551	ANTONIA VELA	R	b	12	164
Matriz	44	1435	62552	ANTONIA VELA	R	t	12	139
Matriz	44	1440	4294	AVDA.C.DE JUNIO	C	m	11	0
Matriz	44	1445	63755	ANTONIA VELA	R	m	12	120
Matriz	44	1450	63756	ANTONIA VELA	R	m	12	339
Matriz	44	1455	63005	ANTONIA VELA	R	m	11	123
Matriz	44	1460	63040	AV CINCO DE JUNIO	R	m	11	81
Matriz	44	1465	63866	CALLE GUAYAQUIL	R	m	10	9
Matriz	44	1470	64085	ANTONIA VELA 70_94	R	b	12	127
Matriz	44	1475	64235	ANTONIA VELA 25-29	R	b	11	214
Matriz	44	1480	86383	AV AMAZONAS	C	m	12	23
Matriz	44	1485	53022	ANTONIA VELA	R	m	12	0
Matriz	44	1490	56011	GRAL MALDONADO Y A.VELA	R	m	12	147
Matriz	44	1495	86740	AV CINCO DE JUNIO 50_39	R	b	11	110
Matriz	44	1500	63304	GUAYAQUIL	R	m	10	0
Matriz	44	1505	4599	G.MALDOMADO	R	m	12	22
Matriz	44	1510	87869	ANTONIA VELA	R	m	12	113
Matriz	44	1515	88598	AV AMAZONAS	C	m	12	29
Matriz	44	1520	88599	AV AMAZONAS	C	m	12	59
Matriz	44	1525	88854	ANTONIA VELA	R	m	12	93
Matriz	44	1530	89173	ANTONIA VELA	R	m	12	102
Matriz	44	1535	89174	ANTONIA VELA	R	m	10	73
Matriz	44	1550	63857	AV CINCO DE JUNIO	C	m	11	0
Matriz	44	1560	88545	ANTONIA VELA	R	m	12	103
Matriz	44	1570	88778	AV AMAZONAS 213	R	m	12	23
Matriz	44	1575	89700	AV AMAZONAS	IA	m	12	12
Matriz	44	99989	90538	CALLE PINCESA PACHA	R	m	12	0
Fae	43	5	29856	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	m	11	61
Fae	43	10	58202	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	t	11	1552
Fae	43	15	3771	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	m	11	417
Fae	43	20	38923	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	m	11	66
Fae	43	25	3782	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	m	11	82
Fae	43	30	3772	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	m	11	291
Fae	43	35	3773	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	69
Fae	43	40	3774	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	141
Fae	43	45	3776	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	236
Fae	43	50	3777	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	0
Fae	43	55	3779	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	116
Fae	43	60	3778	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	20
Fae	43	65	3780	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	3

Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Fae	43	70	3781	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	180
Fae	43	75	34083	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	b	11	366
Fae	43	80	43996	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	93
Fae	43	85	43995	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	m	11	84
Fae	43	90	3783	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	32
Fae	43	95	60079	F Valencia entre A Vela y Amazonas	R	m	11	215
Fae	43	100	51345	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	m	11	168
Fae	43	105	3786	A Vela entre F Valencia y C Pino	C	m	11	0
Fae	43	110	51076	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	R	m	11	166
Fae	43	115	61192	A Vela entre F Valencia y C Pino	C	m	11	0
Fae	43	120	49644	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	C	m	11	24
Fae	43	125	3787	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	IA	b	11	363
Fae	43	130	3784	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	R	m	11	70
Fae	43	135	48677	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	R	m	11	58
Fae	43	140	59273	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	R	m	11	587
Fae	43	145	64853	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	R	m	11	1
Fae	43	150	3788	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	IA	m	11	264
Fae	43	155	56568	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	IA	m	11	134
Fae	43	160	3789	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	C	m	11	63
Fae	43	165	3792	A Vela entre F Valencia y C Pino	R	m	11	0
Fae	43	170	3791	A Vela entre F Valencia y C Pino	C	m	11	0
Fae	43	175	3790	A Vela entre F Valencia y C Pino	C	m	11	0
Fae	43	180	56156	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	R	m	11	75
Fae	43	185	56155	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	R	m	11	104
Fae	43	190	56154	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	R	m	11	14
Fae	43	205	3793	A Vela entre F Valencia y C Pino	R	m	11	0
Fae	43	210	62044	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	IA	b	11	117
Fae	43	220	3796	A Vela entre F Valencia y C Pino	C	m	11	0
Fae	43	225	3798	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	C	m	11	95
Fae	43	230	3799	A Vela entre F Valencia y C Pino	R	m	11	0
Fae	43	235	3816	A Vela entre F Valencia y C Pino	C	t	11	0
Fae	43	1985	56859	Amazonas, entre F Valencia y C Pino	C	m	11	0
Fae	43	1990	30492	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	R	m	11	410
Fae	43	1995	3761	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	R	m	11	85
Fae	43	2000	53755	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	120
Fae	43	2005	62540	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	R	m	11	349
Fae	43	2010	3762	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	R	m	11	30
Fae	43	2015	30491	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	133
Fae	43	2020	30493	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	427
Fae	43	2025	3763	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	R	b	11	159
Fae	43	2030	3764	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	b	11	263
Fae	43	2035	3765	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	222
Fae	43	2040	27981	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	423
Fae	43	2045	3767	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	157
Fae	43	2050	3768	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	306
Fae	43	2055	3770	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	228
Fae	43	2155	64141	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	m	11	84
Fae	43	2160	64142	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	m	11	5
Fae	43	2165	64143	F Valencia entre A Vela y Amazonas	C	m	11	0
Fae	43	2180	64826	A Vela entre F Valencia y Calixto Pino	R	m	11	148
Fae	44	195	3685	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	50
Fae	44	200	3683	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	R	b	11	458
Fae	44	205	3684	Amazonas, entre F Valencia y C Pino	C	m	11	0
Fae	44	210	3680	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	194
Fae	44	225	3681	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	42
Fae	44	230	3701	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	R	m	11	67
Fae	44	235	40269	F Valencia entre Amazonas y Clavijo	C	b	11	107
Fae	44	240	3697	F Valencia entre Amazonas y Clavijo	C	b	11	0
Fae	44	245	3699	F Valencia entre Amazonas y Clavijo	C	m	11	66
Fae	44	250	3698	Antonio Clavijo entre F Valencia y C Pin	R	b	11	0
Fae	44	255	57247	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	R	m	11	95
Fae	44	260	3694	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	R	t	11	401
Fae	44	265	57246	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	R	m	11	33
Fae	44	270	3700	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	IA	t	11	203
Fae	44	275	3690	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	R	t	11	1
Fae	44	280	3695	Antonio Clavijo entre F Valencia y C Pin	R	b	11	0

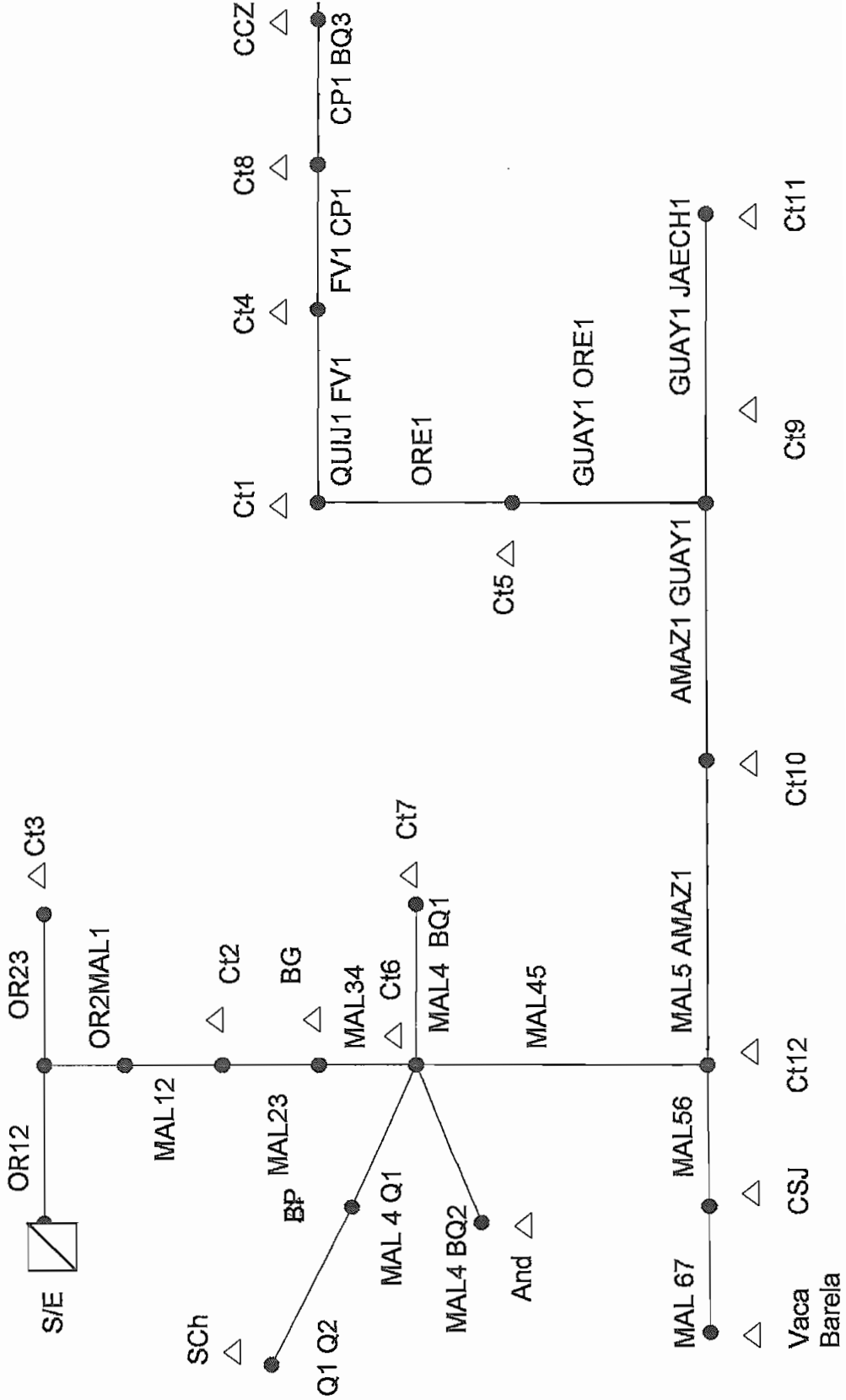
Sector	Ruta	Sec	Cuenta	Direccion	Tar	Tipo	Ct	Consumo kWh
Fae	44	285	3693	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	R	b	11	46
Fae	44	290	3692	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	C	m	11	183
Fae	44	295	3691	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	R	m	11	65
Fae	44	300	3689	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	C	m	11	674
Fae	44	305	33574	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	C	m	11	156
Fae	44	310	6253	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	C	m	11	220
Fae	44	315	27312	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	C	m	11	383
Fae	44	320	57655	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	R	b	11	130
Fae	44	325	61190	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	R	m	11	155
Fae	44	330	3679	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	C	m	11	32
Fae	44	335	53094	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	R	m	11	36
Fae	44	340	45776	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	C	m	11	240
Fae	44	1315	3558	Amazonas, entre Guayaquil 5 de Junio	R	m	11	103
Fae	44	1580	56566	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	R	m	11	53
Fae	44	1830	65301	F Valencia entre Amazonas y Clavijo	C	m	11	45
Fae	44	1890	49647	Amazonas, entre F Valencia y Calixto P	C	m	11	152
Fae	44	1990	64831	Antonio Clavijo entre F Valencia y Calixt	IA	t	11	45
Especial			64791	S de Orellana entre L Vivero y R Fita	CCDP	t	2	3719
Especial			31914	S de Orellana entre L Vivero y R Fita	CCDM	t	2	328
Especial			1539	S de Orellana entre L Vivero y R Fita	C	t	2	151
Especial			44950	Quito entre Guayaquil y P Salcedo	C	t	5	1622
Especial			56921	Quito entre Guayaquil y P Salcedo	C	t	5	1848
Especial			31912	Quito entre Guayaquil y P Salcedo	CCDS	t	5	576
Especial			48434	Quito entre Guayaquil y P Salcedo	C	t	5	2800
Especial			31915	Quito entre G Maldonado y H Paez	C	t	6	105
Especial			1538	Quito entre G Maldonado y H Paez	BP	t	6	1004

ANEXO 8

**LEVANTAMIENTO DE LA RED PRIMARIA Y REDES
SECUNDARIAS**

ANEXO 8.1.- LEVANTAMIENTO DE LA RED PRIMARIA DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: Redes Subterráneas S/E: Calvario VOLTAJE: 13.8 Kv Hoja: 1/3



ANEXO 8.1.- LEVANTAMIENTO DE LA RED PRIMARIA DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: Redes Subterráneas S/E: Calvario Voltaje: 13.8 kV Hoja: 2 / 3

SECCION	LONGITUD m	CONDUCTOR			ESTRUCTURA	TRANSFORMADOR	
		CALIBRE	FASES	TIPO		DENOMINACION	CAPACIDAD kVA
OR12	200	1/0	ABC	ACSR	CP		
OR23	246	1/0	ABC	ACSR	CP	Ct3	200
OR2MAL1	30	1/0	ABC	ACSR	CP		
MAL12	180	2/0	ABC	XLPE	SUBT	Ct2	200
MAL23	100	2/0	ABC	XLPE	SUBT	BG	45
MAL34	170	2/0	ABC	XLPE	SUBT	Ct6	160
MAL4 BQ1	160	1/0	ABC	XLPE	SUBT	Ct7	160
MAL4 BQ2	60	1/0	ABC	XLPE	SUBT	And	50
MAL4 Q1	150	1/0	ABC	XLPE	SUBT	BP	75
Q1 Q2	100	1/0	ABC	XLPE	SUBT	Sch	50
MAL45	270	2/0	ABC	XLPE	SUBT	Ct12	200
MAL56	10	1/0	ABC	XLPE	SUBT	CSJ	75
MAL67	80	1/0	ABC	XLPE	SUBT	Vaca Barela	75
MAL5 AMAZ1	270	2/0	ABC	XLPE	SUBT	Ct10	200

ANEXO 8.1.- LEVANTAMIENTO DE LA RED PRIMARIA DE DISTRIBUCION

ALIMENTADOR: Redes Subterráneas

S/E: Calvario

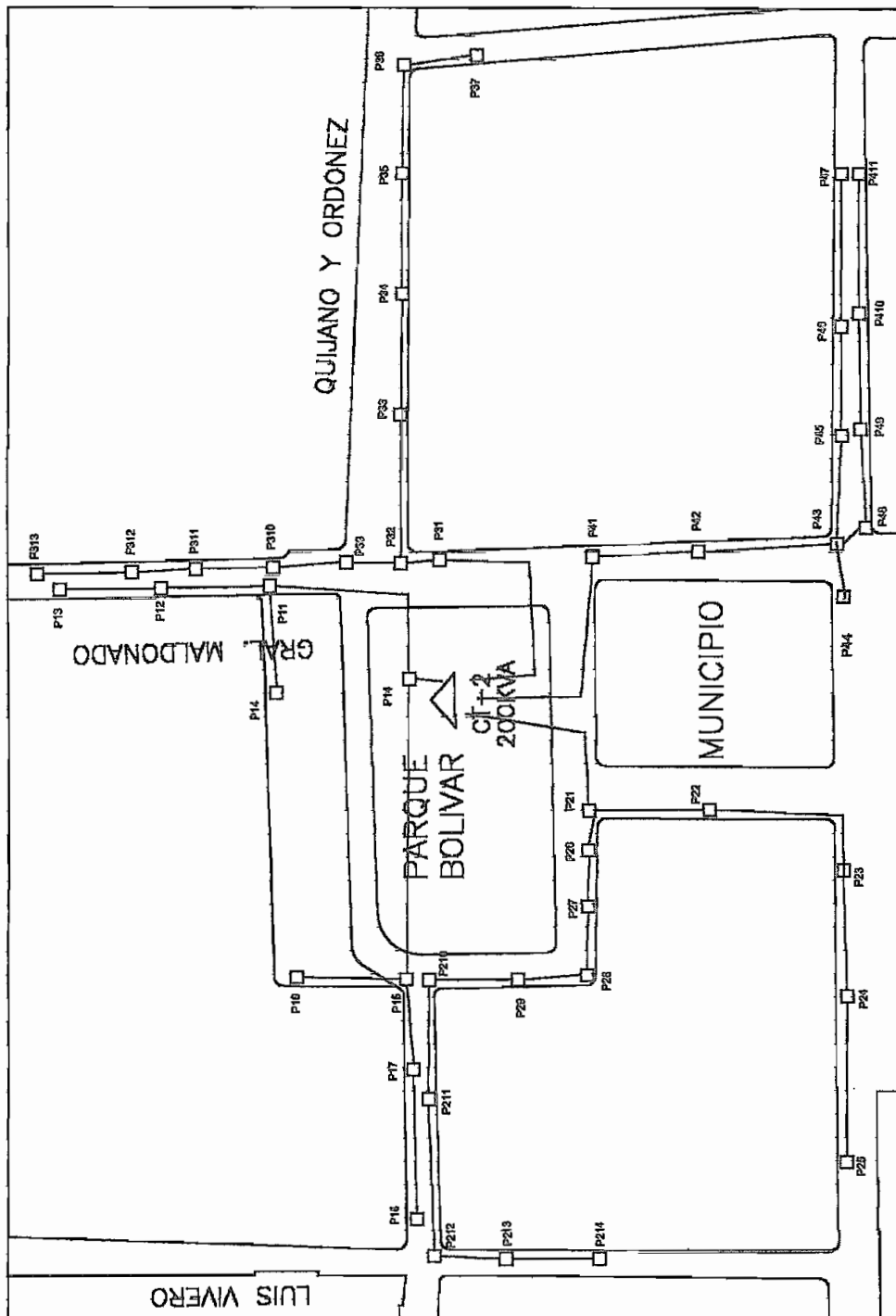
Voltaje: 13.8 kV

Hoja: 3 / 3

SECCION	LONGITUD m	CONDUCTOR			ESTRUCTURA	TRANSFORMADOR	
		CALIBRE	FASES	TIPO		DENOMINACION	CAPACIDAD kVA
ORE1 QUIJ1	216	2/0	ABC	XLPE	SUBT	Ct1	200
QUIJ1 FV1	200	1/0	ABC	XLPE	SUBT	Ct4	200
FV1 CP1	320	1/0	ABC	XLPE	SUBT	Ct8	160
CP1 BQ3	100	1/0	ABC	XLPE	SUBT	CCZ	50
AMAZ1 GUAY1	220	1/0	ABC	XLPE	SUBT	Ct9	250
GUAY1 JAECHI	320	1/0	ABC	XLPE	SUBT	Ct11	400

ANEXO 8.2.- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIAS

TRANSFORMADOR: CT2 DIRECCIÓN: G. Maldonado y Ordoñez HOJA: 1/3



ANEXO 8.2.- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIA

TRANSFORMADOR: CT2

Dirección: G. Maldonado y Quijano y Ordóñez

Hoja:2 / 3

Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria
Inicio	fin			
CIRCUITO 1				
P0	P10	20	2/0	
P10	P11	15	2/0	
P11	P12	12	2/0	
P12	P13	12	2/0	
P13	P14	20	2/0	
P14	P15	42	2/0	
P15	P16	14	2/0	
P16	P17	15	2/0	
P17	P18	12	2/0	
CIRCUITO 2				
P0	P21	25	3/0	
P21	P22	15	3/0	
P22	P23	30	3/0	70 W
P23	P24	10	3/0	70 W
P24	P25	12	3/0	100 W
P25	P26	10	3/0	
P26	P27	8	3/0	
P27	P28	8	3/0	70 W
P28	P29	10	3/0	
P29	P210	7	3/0	70 W
P210	P211	15	3/0	
P211	P212	29	3/0	70 W

Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria
inicio	fin			
CIRCUITO 2				
P212	P213	14	3/0	
P213	P214	7	3/0	70 W
CIRCUITO 3				
P0	P31	16	2/0	
P31	P32	14	2/0	
P32	P33	12	2/0	
P33	P34	17	2/0	
P34	P35	13	2/0	
P35	P36	12	2/0	
P36	P37	10	2/0	
P37	P38	12	2/0	
P38	P39	9	2/0	
P39	P310	15	2/0	70 W
P310	P311	8	2/0	
P311	P312	14	2/0	70 W
P312	P313	9	2/0	70 W
CIRCUITO 4				
P0	P41	25		70 W
P41	P42	11		
P42	P43	6		70 W
P43	P44	9		
P44	P45	18		

ANEXO 8.2.- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIA

TRANSFORMADOR: CT2

Dirección: G. Maldonado y Quijano y Ordonez

Hoja: 3 / 3

Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria
Inicio	fin			
CIRCUITO 4				
P45	P46	16		
P46	P47	12		
P43	P48	9		
P48	P49	18		
P49	P410	16		70 W
P410	P411	12		70 W

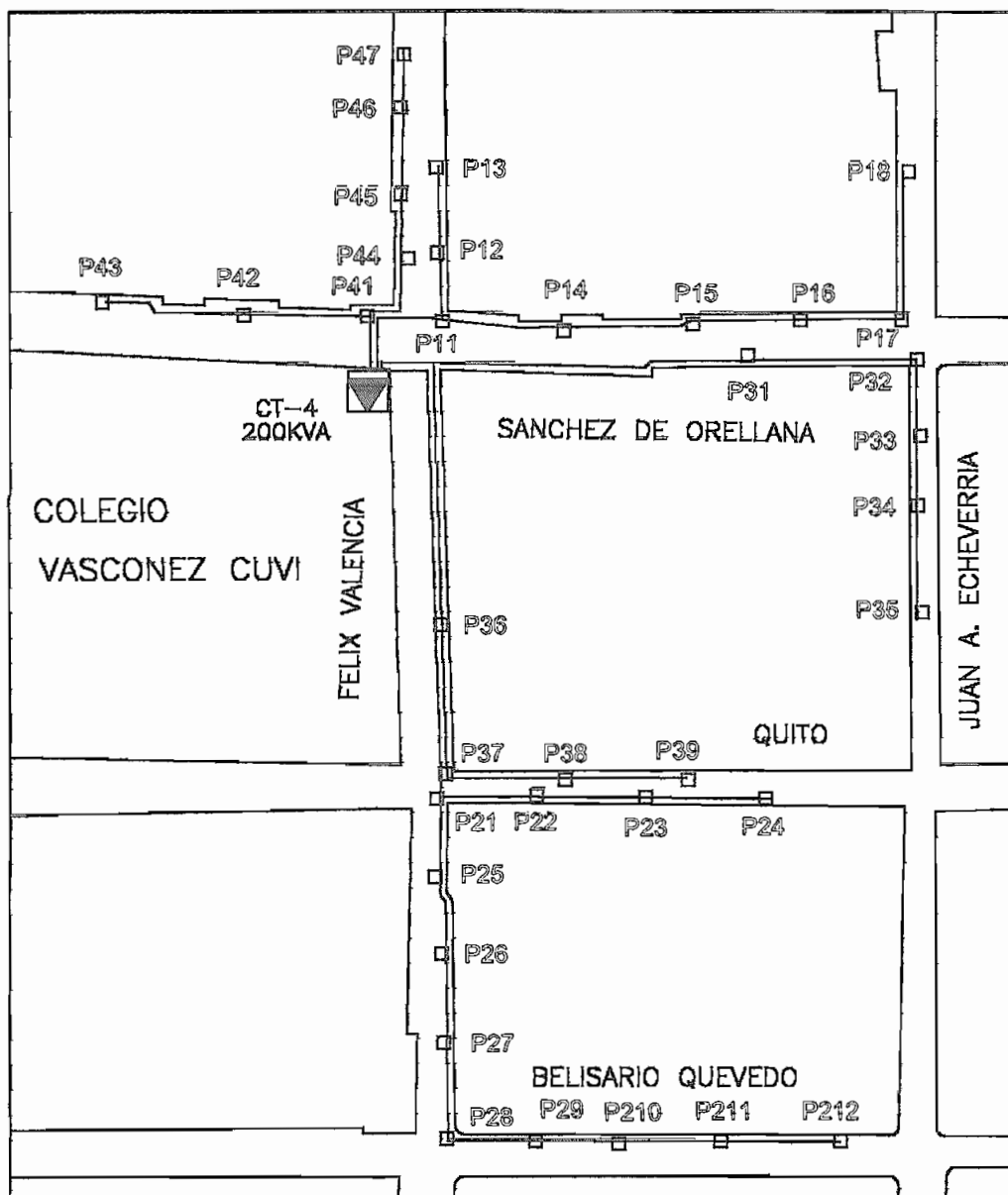
Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria
inicio	fin			

Anexo 8.2.- Consumo para la cámara de transformación Ct2

Pozo	Consumo kWh
P11	665
P12	266
P13	145
P15	697
P16	604
P17	517
P18	353
P21	548
P210	10030
P211	358
P212	142
P213	268
P214	274
P22	8017
P23	332
P24	1067
P25	851
P26	375
P27	863
P28	559
P29	777
P31	138
P310	235
P311	214
P312	245
P313	450
P32	398
P33	230
P34	1007
P35	747
P36	357
P37	359
P39	182
P41	1032
P410	221
P411	861
P42	623
P43	370
P44	577
P45	216
P46	166
P48	152
P49	963
TOTAL	37451

ANEXO 8.2.- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIAS

TRANSFORMADOR: CT4 DIRECCION: F Valencia y S de Orellana HOJA: 1/3



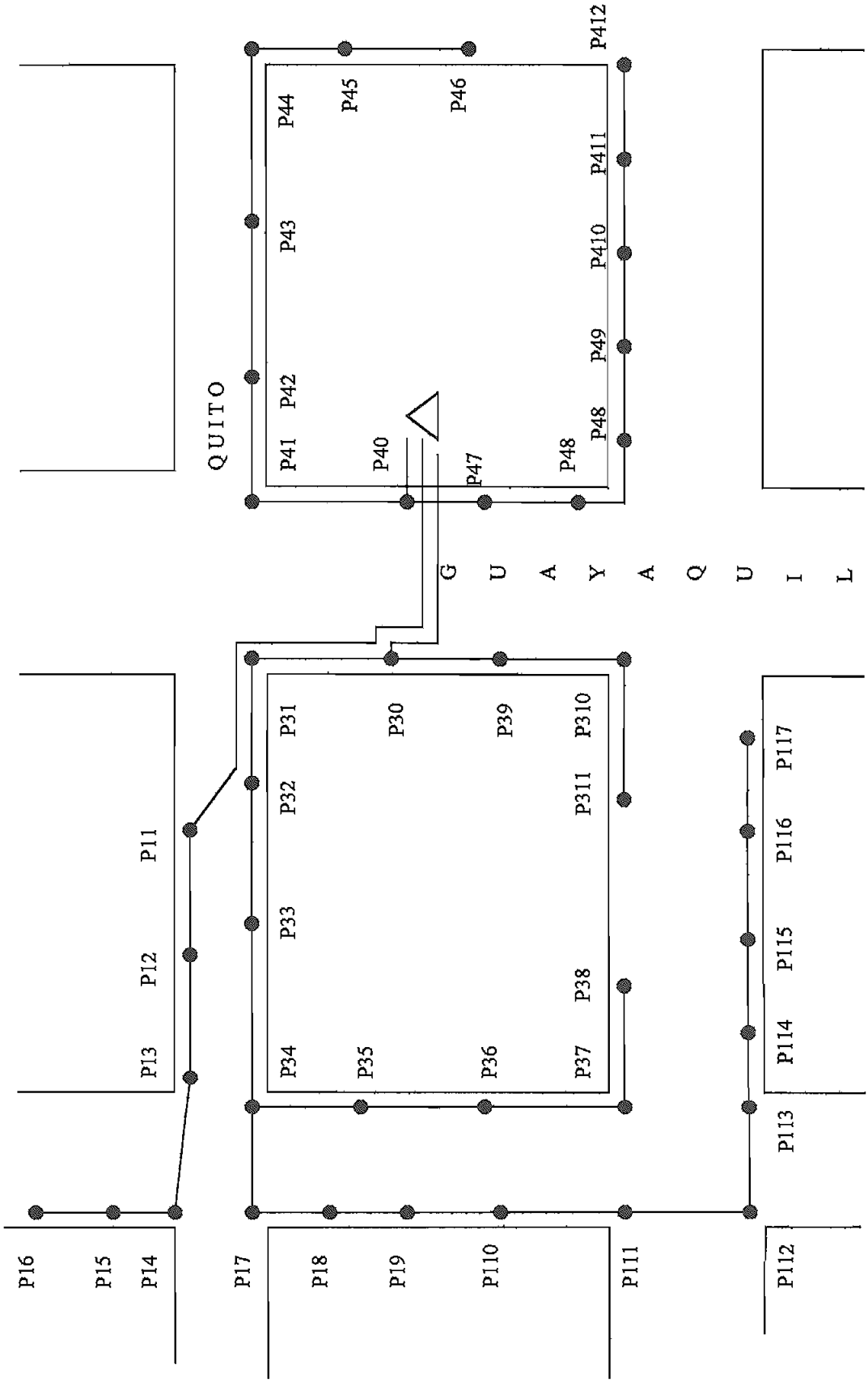
ANEXO 8.3.- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIA

Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria Inicio	Dirección: F Valencia y S de Orellana		Hoja: 2 / 2	
					Sección inicio	fin	Longitud m	Calibre
CIRCUITO 1								
P0	P11	20	3/0		P30	30	2/0	
P11	P12	40	3/0		P31	86	2/0	70 W
P12	P13	20	3/0		P32	22	2/0	70 W
P11	P14	30	3/0		P33	16	2/0	70 W
P14	P15	20	3/0	70 W	P34	20	2/0	2 x 70 W
P15	P16	22	3/0		P35	20	2/0	
P16	P17	34	3/0	70 W	P36	25	2/0	
P17	P18	20	3/0	70 W	P37	36	2/0	70 W
CIRCUITO 2								
P0	P21	130	4/0	70 W	P38	24	2/0	
P21	P22	50	4/0		P39	24	2/0	
P22	P23	24	4/0	70 W	CIRCUITO 4			
P23	P24	28	4/0	70 W	P41	20		
P21	P25	26	4/0	70 W	P42	40		
P25	P26	24	4/0	70 W	P43	34		
P26	P27	16	4/0	70 W	P44	32		
P27	P28	16	4/0	70 W	P45	24		
P28	P29	24	4/0		P46	30		2 x 70 W
P29	P210	26	4/0	70 W	P47	30		70 W
P210	P211	24	4/0	2 x 70 w				
P211	P212	26	4/0					

Anexo 8.3 .- Consumo para la cámara de transformación Ct4

Pozo	Consumo kWh
P41	830
P42	684
P43	1778
P44	1254
P45	775
P46	1125
P47	742
P11	1392
P12	1371
P15	2357
P16	479
P17	1103
P18	1278
P31	173
P32	323
P34	787
P36	1171
P37	628
P38	936
P21	705
P25	1360
P26	771
P28	597
P29	1118
P210	711
P211	1562
P212	571
P22	817
P13	1264
P14	1530
P35	1199
P33	281
P39	1189
P27	1002
P23	924
P24	837
TOTAL	35624

**ANEXO 8.4.- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIAS
TRANSFORMADOR: CT9 DIRECCION: GUAYAQUIL Y QUITO HOJA 1/3**



ANEXO 8.4- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIA

TRANSFORMADOR: CT9

Dirección: Guayaquil y B Quevedo

Hoja:2 / 3

Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria Inicio	Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria
Inicio	Fin				inicio	fin			
CIRCUITO 1									
P0	P10	28	250		P0	P30	30	250	
P10	P11	10	250		P30	P31	30	250	
P11	P12	24	250	100 W	P31	P32	50	250	
P12	P13	26	250	100 W	P32	P33	34	250	100 W
P13	P14	34	250		P33	P34	30	250	100 W
P14	P15	25	250	100 W	P34	P35	30	250	100 W
P15	P16	30	250	2 x 70 W	P35	P36	30	250	
P16				2 x 70 W	P36	P37	37	250	
P10	P17	100	250		P37	P38	40	250	
P17	P18	20	250		P38			250	70 W
P18	P19	25	250		P30	P39	26	250	70 W
P19	P110	18	250		P39	P310	24	250	70 W
P110	P111	20	250	70 W	P310	P311	60	250	70 W
P111	P112	10	250	70 W					
P112	P113	15	250	70 W					
P113	P114	30	250	70 W					
P114	P115	28	250	70 W					
P115	P116	24	250	70 W					
P116	P117	24	25	70 W					

ANEXO 8.4- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIA

TRANSFORMADOR: CT9 Dirección: Guayaquil y B Quevedo Hoja: 3 / 3

Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria	
Inicio	Fin			Inicio	
CIRCUITO 4					
PO	P40	20	250		
P40	P41	25	250	70 W	
P41	P42	50	250	2 x 70 W	
P42	P43	44	250		
P43	P44	30	250	70 W	
P44	P45	45	250	70 W	
P45	P46	28	250		
P46	P47	28	250		
P47	P48	28	250	70 W	
P48	P49	30	250	70 W	
P49	P410	24	250	70 W	
P410	P411	20	250		
P411	P412	30	250		

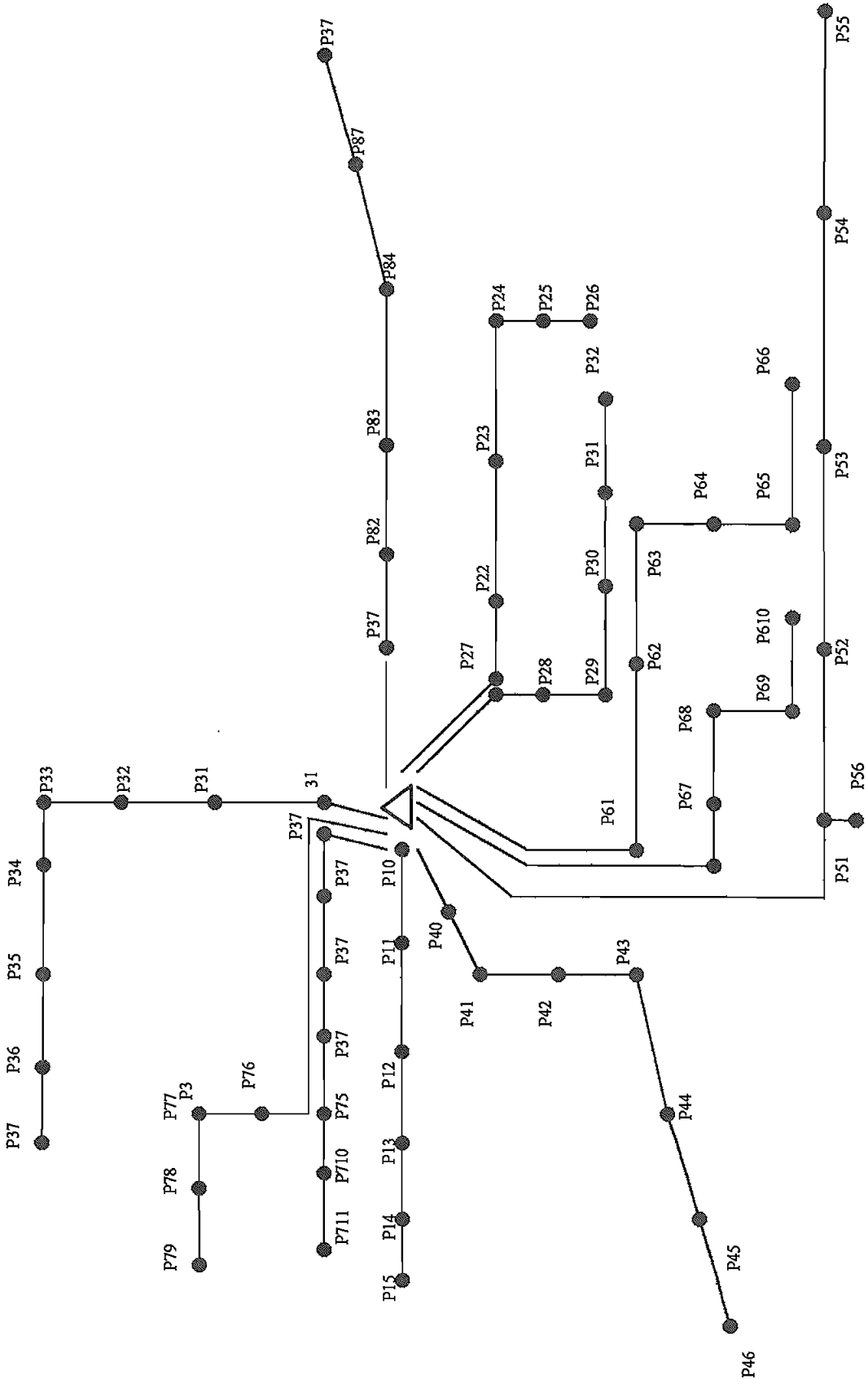
Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria inicio
inicio	fin			

Consumo para la cámara de transformación Ct9

Pozo	Consumo kWh
P11	850
P12	612
P13	3
P15	1344
P16	874
P17	162
P32	455
P33	1001
P34	986
P18	632
P19	715
P110	1292
P112	336
P114	1576
P115	382
P116	1669
P117	541
P118	241
P31	847
P41	768
P42	768
P43	890
P44	374
P45	483
P46	535
P40	1452
P47	495
P48	367
P49	221
P410	352
P411	452
P412	553
P30	494
P39	544
P310	569
P311	399
P35	1113
P36	1724
P37	2147
P111	605
P38	834

**ANEXO 8.5.- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIAS
DIRECCIÓN: GUAYAQUIL Y QUITO**

TRANSFORMADOR: CT11



ANEXO 8.5- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIA

TRANSFORMADOR: CT11

Dirección: Av. Amazonas y Av. 5 de Junio

Hoja:2 / 3

Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria Inicio
Inicio	Fin			
CIRCUITO 1				
P0	P10	10	4/0	
P11	P12	50	4/0	2 x100 W
P12	P13	30	4/0	2 x 100 W
P13	P14	30	4/0	
P14	P15	34	4/0	
CIRCUITO 2				
P0	P21	34	4/0	
P21	P22	20	4/0	100 W
P22	P23	30	4/0	100 W
P23	P24	30	4/0	
P24	P25	20	4/0	
P25	P26	20	4/0	
P0	P27	30	4/0	
P27	P28	24	4/0	
P28	P29	20	4/0	
P29	P30	30	4/0	
P30	P31	28	4/0	
P31	P32	20	4/0	
CIRCUITO 3				
P0	P31	20	4/0	
P32	P33	20	4/0	70 W
P33	P34	30	4/0	2 X 70 W
P34	P35	20	4/0	

Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria Inicio
inicio	fin			
CIRCUITO 3				
P35	P36	24	4/0	
P36	P37	30	4/0	2 x 100 W
CIRCUITO 4				
P0	P41	120	250	
P41	P42	20	250	
P42	P43	20	250	
P43	P44	30	250	
P44	P45	40	250	
P45	P46	36	250	
CIRCUITO 5				
P0	P51	170	250	
P51	P52	60	250	70 W
P52	P53	40	250	70 W
P53	P54	30	250	70 W
P54	P55	20	250	70 W
P55	P56	30	250	70 W
CIRCUITO 6				
P0	P61	110	250	
P61	P62	30	250	
P62	P63	30	250	
P63	P64	40	250	
P64	P65	20	250	

ANEXO 8.5- LEVANTAMIENTO DE REDES SECUNDARIA

TRANSFORMADOR: CT11

Dirección: Av. Amazonas y Av. 5 de Junio

Hoja:2 / 3

Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria Inicio
Inicio	Fin			
CIRCUITO 6				
P65	P66	36	250	
P61	P67	40	250	
P67	P68	20	250	
P68	P69	24	250	100 W
P69	P610	54	250	2 x 100 W
CIRCUITO 7				
P70	P71	24	250	
P71	P72	20	250	2 x 100 W
P72	P73	28	250	100 W
P73	P74	30	250	
P74	P75	24	250	2 x 100 W
P75	P76	20	250	
P76	P77	30	250	
P77	P78	30	250	100 W
P78	P79	40	250	2 x 100 W
P79				100 W
P75	P710	48	250	
P710	P711	36	250	100 W
CIRCUITO 8				
P0	P81	16	250	
P81	P82	36	250	100 W
P82	P83	30	250	100 W

Sección		Longitud m	Calibre	Luminaria Inicio
Inicio	Fin			
CIRCUITO 8				
P83	P84	40		
P84	P85	30		
P85	P86	30		

Anexo 8.5.- Consumo para la cámara de transformación Ct11

Pozo	Consumo kWh
P12	410
P13	1114
P14	1699
P15	499
P21	1427
P210	1330
P211	1395
P212	823
P22	698
P23	1658
P24	2471
P25	2274
P26	1069
P27	1215
P28	1181
P29	497
P31	1498
P32	2076
P33	904
P34	1750
P35	1745
P36	1541
P37	2336
P41	1978
P42	1026
P43	319
P44	1148
P45	1540
P46	193
P51	174
P52	102
P53	361
P54	356
SUBTOTAL	38807

Pozo	Consumo kWh
P55	515
P56	1132
P61	1395
P610	488
P62	1490
P63	374
P64	281
P65	649
P66	877
P67	668
P68	1117
P69	232
P71	35
P710	194
P711	511
P75	311
P76	313
P77	684
P78	1681
P79	638
P81	1448
P82	1184
P83	2066
P84	643
P85	2361
P86	1692
SUBTOTAL	22979

TOTAL 61786

INSTRUCTIVO PARA SANCIONES DE INFRACCIONES AL SERVICIO ELECTRICO

CAPITULO I

1.1 GENERALIDADES

1.1.1 AMBITO DE APLICACIÓN:

Este instructivo tiene por objeto normar las sanciones de las infracciones al servicio eléctrico de tipo residencial, comercial e industrial desde el sistema de distribución.

1.1.2 DEFINICION DE TERMINOS:

- **Acometida.**- es la línea de alimentación con sus accesorios que sirve para llevar la energía desde la red de distribución hasta el medidor de energía.
- **Carga fluctuante.**- sumatoria de potencias de los equipos instalados instalados.
- **Conexión directa.**- es la línea de alimentación que sirve para llevar la energía desde la red de distribución hasta las instalaciones del consumidor, sin medición.

- **Empresa.-** Entidad privada encargada de la distribución y comercialización de la energía eléctrica en la zona de concesión de Cotopaxi.
- **Energía no facturada.-** es la energía eléctrica consumida que no ha sido registrada por el medidor.
- **Infracción.-** son acciones u omisiones sancionados por éste instrumento.
- **Interruptor térmico.-** elemento de protección eléctrico, ubicado entre el medidor y las instalaciones internas del domicilio.
- **Medidor.-** instrumento de medición encargado de registrar la energía consumida .
- **Red eléctrica o red de distribución .-** los elementos y partes encargados de conducir la energía eléctrica hasta los consumidores finales.
- **Sanción.-** son todas aquellas imposiciones económicas u de otro orden por infracciones cometidas.
- **Sellos de seguridad.-** elemento útil para impedir el acceso a las partes internas del sistema de medición.
- **Sistema de medición.-** conjunto de equipos y accesorios que cuantifican la energía consumida.

1.1.3 CONTROL Y EJECUCION:

El control y ejecución de la aplicación de éste instrumento le corresponderá a la Dirección Comercial a través de la Jefatura de Control de Energía.

CAPITULO II

2.1 DE LAS INFRACCIONES:

Se consideran infracciones las siguientes:

2.1.1 Ruptura de los sellos de seguridad del medidor

2.1.2 Alteración de las instalaciones eléctricas de acometida y medidor

2.1.3 Cambio de sitio del medidor sin autorización de ELEPCO S.A.

2.1.4 Conexión directa desde la red eléctrica sin autorización de la Empresa.

2.1.5 Afectación directa o indirecta al normal funcionamiento del medidor .

2.1.6 Uso de cargas fluctuantes que dañe o deteriore el medidor y la acometida.

2.1.7 Uso del servicio en una tarifa diferente a la contratada.

2.1.8 Impedir al personal de la Empresa el acceso al medidor.

2.1.9 Uso de potencia facturable superior a la contratada sin autorización escrita de la Empresa.

2.1.10 reincidencia.

2.2 DE LAS SANCIONES:

Los usuarios que se beneficiaren ilícitamente del servicio de la electricidad serán sancionados:

- a) Por la infracción 2.1.1 cancelará el costo de los sellos y derechos por contrastación.
- b) Por las infracciones 2.1.2 - 2.1.5 suspensión temporal del servicio, cancelación del valor total de la energía no facturada, una multa equivalente al 20% del costo de la energía no facturada, derechos por reconexión, contrastación y daños ocasionados en las instalaciones de la Empresa.
- c) Por la infracción 2.1.3 cancelará una multa equivalente al 20% del valor total de la planilla más alta de los últimos doce meses, anteriores a la detección de la infracción, y el costo de la reubicación del medidor al sitio designado por la Empresa.
- d) Por la infracción 2.1.4 suspensión inmediata del servicio, confiscación de los materiales de acometida utilizados, cancelación total del costo de la energía no facturada durante el tiempo de la infracción acorde a la ley del Régimen del Sector Eléctrico, multa equivalente al 20% de la energía no

facturada y derechos por daños ocasionados en las instalaciones de la Empresa.

e) Por la infracción 2.1.6 suspensión temporal del servicio, multa equivalente al 50% del valor total de la planilla más alta de los últimos doce meses anteriores a la detección de la infracción, y pago del medidor y/o materiales averiados, si fuera el caso.

f) Por la infracción 2.1.7 reliquidación de la diferencia de valores de acuerdo al o los pliegos tarifarios que correspondieron aplicar durante el tiempo de la infracción, multa del 20% de la energía no facturada, si el caso lo amerita.

g) Por la infracción 2.1.8 suspensión del servicio durante 24 horas.

h) Por la infracción 2.1.9 cobro de la potencia excedente sobre la contratada, multiplicada por el valor establecido en el Pliego Tarifario para cada kw acorde a la Ley del Sector Eléctrico, y una multa equivalente al 20% del cobro de la potencia excedente.

i) Por la infracción 2.1.10 cobro del doble de la multa prevista, en caso de que la falta se cometiere por tercera ocasión el cobro de la garantía del contrato; y,

j) Las sanciones precedentes se aplicarán sin perjuicio de iniciar las acciones legales correspondientes cuando los hechos cometidos pudieren constituir infracción punible y pesquizable de oficio.

2.3 DISPOSICIONES GENERALES

PRIMERA.- Todas las obligaciones impuestas a los consumidores proveniente del presente instructivo, serán canceladas en forma inmediata por éste, caso contrario serán facturados en la planilla del mes siguiente.

SEGUNDA.- El presente instructivo entrará en vigencia a partir del dos de enero del año dos mil uno hasta que sea aprobado el Reglamento de Infracciones y Sanciones por el Directorio e instancias respectivas.

TERCERA.- La Dirección Comercial es la única facultada para establecer la metodología de cálculo de la energía no facturada como resultado de la aplicación del pliego tarifario vigente.

CUARTA.- Quedan derogados cualquier disposición que se oponga al presente instructivo.

NORMAS Y DISPOSICIONES VIGENTES UTILIZADAS.-

- Manual de comercialización de la EEASA
- Proyecto de reglamento para aplicación de multas y sanciones cuando existe rotura de sellos de seguridad del sistema de medición.
- Reglamento nacional para la instalación de acometidas del servicio eléctrico.

Dado en la ciudad de Latacunga a los dos días del mes de enero del año dos mil uno.