

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO PARA EL CONTROL Y REDUCCIÓN DE
PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN PRIMARIO DE
LA SUBESTACIÓN BARRIONUEVO PERTENECIENTE A LA
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.**

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

EDUARDO GABRIEL GUAYASAMÍN CALDERÓN

DIRECTOR: Ing. Mentor Poveda

Quito, junio 2007

DECLARACIÓN

Yo, Eduardo Gabriel Guayasamín Calderón, declaro que el trabajo aquí descrito es de mí autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Eduardo Gabriel Guayasamín Calderón

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Eduardo Gabriel Guayasamín Calderón, bajo mi supervisión.

Ing. Mentor Poveda
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme toda la capacidad y la protección en cada minuto de mi vida.

A la Escuela Politécnica Nacional y a sus profesores por las enseñanzas impartidas en las aulas.

Al Ingeniero Mentor Poveda, por su acertada dirección durante la elaboración del presente proyecto.

A la Empresa Eléctrica Quito S.A. y de manera especial a la Unidad de Control de Pérdidas Comerciales por la información proporcionada para la elaboración exitosa de este trabajo.

DEDICATORIA

A mis padres y hermanas por
el apoyo incondicional en mi
formación como persona y
como profesional.

Para Mary y mi hija por estar
junto a mí apoyándome en todo
momento

Gabriel G.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. EL BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	2
1.1.1. DESCRIPCIÓN	2
1.1.2. COMPONENTES	2
1.2. LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	3
1.2.1. LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA TÉCNICAS	4
1.2.2. LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO TÉCNICAS	5
1.3. LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN LA EEQ S.A.	6
1.3.1. EVOLUCIÓN ANUAL	9
1.3.2. PROMEDIO MÓVIL ANUAL POR MES DEL AÑO 2005	12
1.4. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN 03 BARRIONUEVO	13
1.4.1. JUSTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD DE MEJORAR EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS	13
1.4.2. PLANTEAMIENTO DE LA TESIS	17
1.4.3. JUSTIFICACIÓN DE LA SELECCIÓN DE LA S/E 03	17
1.4.4. ASPECTOS GENERALES	18
1.4.5. DATOS TÉCNICOS	19
1.5. FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA	23
1.6. HIPÓTESIS DE TRABAJO	24

CAPÍTULO 2

2. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN EL PRIMARIO 03C DE LA SUBESTACIÓN 03 BARRIONUEVO	25
2.1. DESCRIPCIÓN	26
2.2. ACTUALIZACIÓN DEL RECORRIDO DEL PRIMARIO	27
2.3. DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA	29
2.4. CÁLCULO DE CONSUMOS REGISTRADOS	30
2.5. CÁLCULO DE CONSUMOS EN ALUMBRADO PÚBLICO	31
2.6. CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	33
2.6.1. CÁLCULO DE PÉRDIDAS RESISTIVAS EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO	34
2.6.2. CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO Y RESISTIVAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	42
2.6.3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS RESISTIVAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	50
2.6.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS RESISTIVAS EN ACOMETIDAS Y MEDIDORES.	54
2.6.5. CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO	60
2.7. CÁLCULO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	61
2.8. RESUMEN	62

CAPÍTULO 3

3. PROYECTOS PARA REDUCIR PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN EL PRIMARIO 03C DE LA SUBESTACIÓN 03 BARRIONUEVO	63
3.1. INTRODUCCIÓN	64
3.2. POLÍTICAS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE LA EEQ S.A.	64
3.3. OBJETIVOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.	65
3.4. METAS	65
3.5. PROYECTOS PARA REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS	66
3.5.1. EJEMPLO DE INCREMENTO DEL NÚMERO DE FASES DE LA RED SECUNDARIA	69
3.5.2. EJEMPLO DE CAMBIO DEL CALIBRE DE CONDUCTORES EN CIRCUITOS SECUNDARIOS	71
3.5.3. REEMPLAZO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES.	73
3.6. PROYECTOS PARA REDUCIR PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	77
3.6.1. REGISTRO DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	79
3.6.2. REVISIÓN A CLIENTES DE LA MASIVA.	84
3.6.3. UTILIZACIÓN DE CABLES PREENSAMBLADOS.	88
3.6.4. INSTALACIÓN CAJAS ANTIHURTO.	90

CAPÍTULO 4

4. EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS A IMPLEMENTAR EN EL PRIMARIO 03C DE LA SUBESTACIÓN 03 BARRIONUEVO	93
4.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS	94
4.1.1. ACTUALIZACIÓN DEL BALANCE DE ENERGÍA	94
4.1.2. ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICAS CON LA APLICACIÓN DE PROYECTOS	96
4.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA	101
4.2.1. ESTUDIO COSTO-BENEFICIO.	101

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	107
BIBLIOGRAFÍA	110
ÍNDICE CUADROS	111
ÍNDICE GRÁFICOS	113
ÍNDICE ANEXOS	115

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto tiene como finalidad realizar el balance de energía en el primario 03C de la subestación Barrionuevo perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito S.A., con una metodología basada en mediciones en cada etapa del Sistema de Distribución que permitirá saber el comportamiento real de cada elemento a fin de mejorar los cálculos de pérdidas eléctricas.

Se proponen proyectos para la reducción de pérdidas eléctricas tanto técnicas como no técnicas y se analizará su costo – beneficio.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 EL BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1.1 DESCRIPCIÓN

El balance de energía eléctrica es la identificación y cuantificación de los consumos de cada área de la empresa. A partir del balance se analiza como se esta utilizando la energía y se proponen medidas de ahorro con el objetivo de incrementar la eficiencia del uso de la energía de la empresa.

En el balance de energía eléctrica se muestra el flujo del energético desde que se genera, transmite, y se distribuye; incluyendo las pérdidas y los consumos propios.

El balance de energía, es una herramienta fundamental para definir la política energética, dado que cumple en el sector energético, un papel análogo al de las matrices de Insumo – Producto en el sector económico.

Además, permite conocer detalladamente la estructura del sector energético, realizar la proyección energética, sus perspectivas a corto, mediano y largo plazo; y determinar el impacto en el medio ambiente, provocado por el uso de los energéticos.

1.1.2 COMPONENTES

El modelo general del balance de energía, está dado por la siguiente expresión matemática:

$$ED = EF + E_{AP} + E_{Pe}$$

donde: ED = Energía disponible,

EF = Energía registrada,

E_{AP} = Energía consumida en alumbrado público

E_{Pe} = Energía de pérdidas totales

siendo, $E_{Pe} = E_{PT} + E_{PNT}$

E_{PT} = Energía pérdidas técnicas, y

E_{PNT} = Energía pérdidas no técnicas o comerciales.

Energía disponible.- Es igual a la suma de todas las energías generadas e ingresadas al sistema, en un período dado. Las mediciones en puntos frontera, se respaldan con mediciones instaladas en las subestaciones, tanto a la entrada como a la salida, permitiendo verificar la energía recibida y determinar en base a mediciones las pérdidas técnicas sectorizadas en alta tensión, por niveles de voltaje.

Energía registrada.- Es igual a la suma de las energías individuales facturadas a cada uno de los clientes registrados en un sistema de comercialización y toda la energía que se conoce su destino aún cuando no se facture, como los consumos propios en las instalaciones de la empresa.

Energía de alumbrado público.- Dentro de un sistema de distribución existe el servicio de alumbrado público, las características de este servicio dependen del sector y el sistema vial que existe en la zona. El consumo de alumbrado público se calcula haciendo un inventario de los equipos de iluminación así como de los elementos auxiliares, esta carga instalada se pasa a energía anual, considerando 12 horas de uso diario durante los 365 días del año.

En otros países que se encuentran en los extremos de los hemisferios, tales como Argentina y Canadá, el consumo diario de la iluminación depende de la estación en que se encuentren.

Energía de pérdidas técnicas- Es la calculada en conductores y transformadores por el paso de la energía eléctrica en estos elementos.

Energía de pérdidas no técnicas.- Llamadas también comerciales, es la diferencia matemática entre la energía disponible y la suma de las energías: registrada, alumbrado público y de pérdidas técnicas.

1.2 LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

No toda la energía eléctrica que se produce se vende y se factura, irremediamente todas las empresas distribuidoras de este servicio en el mundo registran pérdidas en la energía que generan y tienen disponible para

su venta. Los aparatos de medición no la contabilizan como entregada a los usuarios y por lo tanto no puede ser objeto de cobro.

A manera de explicación de este fenómeno generalizado se dice que la pérdida de energía en los sistemas eléctricos obedece a razones de orden técnico y "no técnico". En el primer caso, la electricidad se pierde en su recorrido por las líneas y redes eléctricas. Básicamente como consecuencia de la ley de Joule (pérdidas resistivas) y secundariamente como resultado del "efecto corona" y de las corrientes parásitas que se presentan a todo lo largo del proceso eléctrico, proceso que va desde la transmisión de la energía a través de grandes distancias, su transformación de voltajes para hacer posible, primero, dicha transmisión, y después para ponerla al alcance de los usuarios por medio de redes de distribución, tanto primaria como secundaria. Como es dable suponer, en todo este complejo proceso se va perdiendo energía, por razones de orden estrictamente técnico.

Por otro lado, las pérdidas "no técnicas" corresponden al robo o consumo ilícito, en sus diversas modalidades. Conforme a referentes internacionales, se tiene como aceptable que las empresas dedicadas a la generación y venta de electricidad registren pérdidas, tanto técnicas como no técnicas, de entre el 8 y el 12 por ciento de su generación total. Las empresas de distribución de áreas urbanas logran niveles menores, como el de la empresa japonesa Tokio Electric Power, que registra un nivel de pérdidas, que se ubica en el 5.5 por ciento. O bien, Chilectra de Chile, con el 6%. En contraste, contabilizan 30 o más por ciento de pérdidas ENEE de Honduras y Unión Fenosa de Nicaragua (precisamente 30 por ciento), EPE de Argentina 35 y EEMCA (Empresa Eléctrica de Milagro CA) de Ecuador 42.8 por ciento, información recopilada a diciembre de 2004.¹

1.2.1 LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA TÉCNICAS

El conjunto de pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denominan pérdidas técnicas. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas

¹ www.pan.org.mx (Artículo "La Energía que se pierde")

técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina.

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Por esta razón deben ser uno de los objetivos primordiales de cualquier programa de reducción de pérdidas. La estimación de las pérdidas de potencia requiere información adecuada y herramientas computacionales de análisis de redes eléctricas. A partir de las pérdidas de potencia se pueden estimar las pérdidas de energía. Esta información incluye la descripción de la red y las características de la carga. Para lograr un planeamiento adecuado y una reducción efectiva de pérdidas se deben tener en cuenta los siguientes aspectos: diagnosticar el estado actual del sistema, predecir la carga, revisar las normas y criterios de expansión, realizar estudios computarizados, mejorar el factor de potencia, mejorar el balance de las fases, manejar la carga de transformadores y usuarios.

1.2.2 LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía para una economía. En efecto, esta energía se utiliza por algún usuario, suscriptor o no, de la empresa encargada de la distribución de la energía eléctrica. Sin embargo, la empresa no recibe ninguna retribución por la prestación del servicio.

Es evidente que un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estrictamente periódica, procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales son un reflejo de la incapacidad administrativa de las empresas. También como consecuencia de lo anterior, estas empresas tienen una cartera morosa elevada.

1.3 LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN LA EEQ S.A.

Las nuevas regulaciones y exigencias del sector eléctrico propenden a mejorar los beneficios de las empresas de distribución de energía eléctrica y con ello garantizar la expansión y mejorar la calidad del servicio; acción que está estrechamente relacionado con la eficiencia de la empresa.

Las empresas del sector no son indiferentes a esta situación y han emprendido, en los últimos años, proyectos para la disminución de pérdidas de energía creando los departamentos de control y reducción; estos departamentos cuentan con estudios de evaluación de nivel de pérdidas y aplican diferentes medidas de detección y recuperación de ellas. No obstante, no llegaron a los niveles deseados, esta situación es una de las principales preocupaciones financieras de las administraciones.

La búsqueda de la eficiencia y el uso económico de la energía surge en la medida en que se experimenta un alto crecimiento de demanda, importantes limitaciones de financiamiento, mayor conciencia de conservación ambiental, y redefinición de los sectores público y privado en el proceso de desarrollo. Las tarifas reguladas que se fijaron para los negocios de distribución y comercialización suponen que las empresas deben alcanzar mejoras que exigen incrementos en la productividad de las empresas y disminución de las pérdidas totales de manera gradual hasta llegar a la meta predefinida del 12 %.

En general, los niveles de pérdidas de energía en sistemas de distribución alcanzados indican que éstas continúan siendo un problema importante en Ecuador. Para el desarrollo del sector se requiere que las empresas emprendan esfuerzos importantes que permitan llegar a niveles óptimos y para esto es imprescindible que se desarrollen herramientas que permitan evaluar las pérdidas en todo momento, a fin de examinar la efectividad de las acciones emprendidas.

Los altos índices de pérdidas presentes en el país muestran la necesidad de emprender planes de reducción y control de pérdidas. La organización de estos planes es una tarea importante que involucra la coordinación de varias secciones de la empresa para lograr los objetivos deseados. Cuando se realiza

un plan de reducción y control de pérdidas se hace necesario e importante realizar un seguimiento ordenado y una evaluación habitual periódica de dicho plan; el cálculo de los niveles de pérdidas sectorizadas en cada subsistema, en cada componente, permite evaluar la ejecución del programa de reducción resaltando las acciones de mejores resultados y corregir aquellas que lo requieran.

La desagregación y localización de las pérdidas, permite una mayor orientación en la determinación de las causas que producen las pérdidas, el control de las medidas emprendidas y la presentación de la información de manera sectorizada y con criterios geográficos permite análisis espaciales. La utilidad de los resultados obtenidos en los análisis realizados no se limita solo al cálculo de las pérdidas, también alimenta de información útil para la planificación y operación eficiente de los sistemas.

En la ejecución de un plan de reducción y control de pérdidas se deben establecer los objetivos que expresen las metas a la que se desean llegar. Además se hace necesario que este sea un esfuerzo integral en donde se involucre a todo el personal que labore en la empresa; el plan no solo es función de un departamento, sino que todos se deben volcar hacia los objetivos dispuestos, para lograr llegar más fácilmente a los resultados deseados.

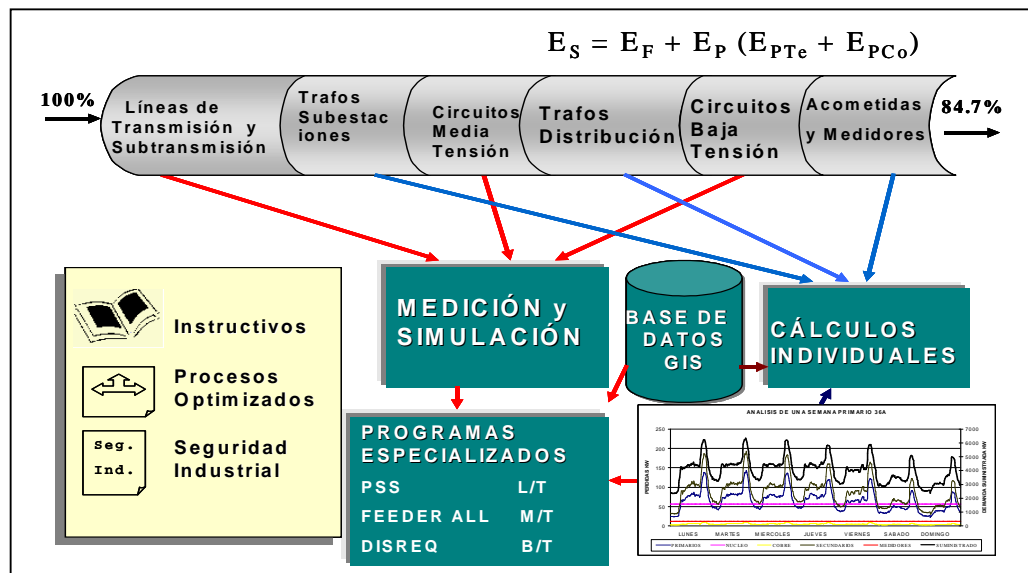
La realización de un programa de reducción y control de pérdidas requiere el desarrollo de herramientas que permitan estimar y ubicar estas, por nivel de voltaje y área geográfica, de modo que se puedan dirigir los esfuerzos hacia aquellas áreas y segmentos del sistema bajo estudio que presenten índices críticos y además evaluar la efectividad de las acciones emprendidas.

La EEQ S.A. controla y reduce las pérdidas eléctricas con el apoyo de dos áreas importantes: Proyecto de Reducción de Pérdidas Técnicas (PRPT) y la Unidad de Control de Pérdidas Comerciales (UCPC). Estas áreas llevan el control de las pérdidas técnicas y no técnicas, información que alimenta al índice sectorizado de pérdidas (ISP), documento que muestra mensualmente la evolución de las pérdidas totales en la empresa.

El índice sectorizado de pérdidas comprende básicamente el manejo de la información obtenida a través de los procesos de cálculo de energías disponible, facturada, consumo de alumbrado público y pérdidas técnicas.

En el Gráfico No 1.1 se resumen las actividades que se realizan para obtener el Índice Sectorizado de Pérdidas:

Gráfico No 1.1.- Esquema de cálculos realizados para obtener el Índice Sectorizado de Pérdidas



FUENTE: Índice Sectorizado de Pérdidas, EEQ S.A. 2005

Se realizan cálculos individuales para determinar las pérdidas en cada uno de los siguientes elementos:

- Transformadores de potencia
- Transformadores de distribución
- Acometidas y
- Medidores.

La simulación de flujos de carga se realiza mediante el uso de programas especializados, y se determina la carga de cada tramo de conductor de todos los circuitos de redes y la caída de voltaje en cada poste².

² Referencia Bibliográfica [1]

1.3.1 EVOLUCIÓN ANUAL

Desde de 1992 a 1996 las pérdidas de la EEQ S.A. se habían incrementado paulatinamente en un 0.38% anual y debido a esto se contrata con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) un estudio, mediante un convenio, para definir un plan de reducción y control de las pérdidas eléctricas para poder reducirlas al nivel exigido por la normativa vigente.

El plan está concebido en una estructura integral de varios programas orientados a solucionar las diversas causas analizadas como incidentes en las pérdidas de la Empresa.

De acuerdo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, las empresas distribuidoras tenían la obligación de realizar los estudios técnicos correspondientes que permitieran determinar las pérdidas eléctricas por sector: Técnicas y No Técnicas (Comerciales) y por subsistema: en líneas de transmisión, subestaciones, redes de medida tensión y baja tensión, acometidas y medidores, con el fin de que, en el caso de tener un nivel de pérdidas alto, estas fueran reducidas progresivamente, hasta alcanzar un 2.0% de pérdidas eléctricas No Técnicas y según la regulación 003/99, este porcentaje debía verificarse para el año 2002 y sería el máximo que se reconocería como parte del valor agregado de distribución (VAD), en la determinación de las tarifas eléctricas para cada distribuidora.

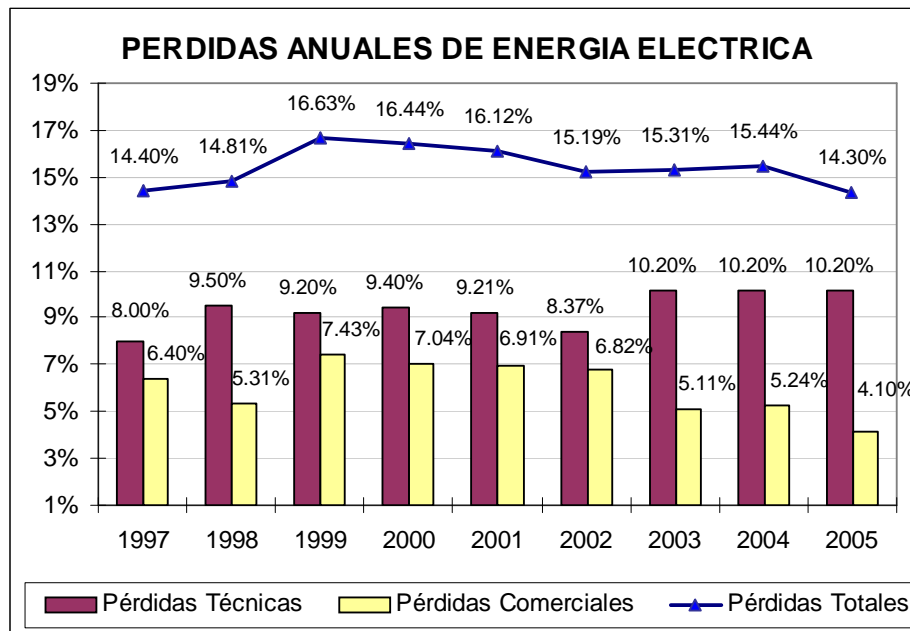
Con en el ánimo de seguir en la reducción de las pérdidas eléctricas y para dar cumplimiento a la regulación 003/99 de CONELEC, en el año 2002 se realizan contactos con la Cámara de Comercio e Industrias Franco-Ecuatoriana, para seleccionar un experto con perfil profesional del cuerpo de voluntarios séniors franceses de la Echanges et Consultations Techniques Internationaux (ECTI), para realizar una asesoría a la empresa, sobre el plan de reducción y control de pérdidas de energía eléctrica, habiendo dicha Cámara elegido para estas actividades al Ingeniero Guy Dupré la Tour.

Tanto el informe de la OLADE como el del Ing. Dupré fueron analizados y tenidos en cuenta como parte de los esfuerzos realizados en el campo de la

reducción de pérdidas que dieron la base de la metodología empleada para atacar esa problemática.

La evolución de las pérdidas anuales desglosadas en pérdidas técnicas y comerciales de la EEQ S.A. se presenta en el Gráfico No 1.2:

Gráfico No 1.2.- Curva de Pérdidas Totales anuales de la EEQ S.A. Periodo 1997-2005



FUENTE: Informes de Planificación EEQ S.A.

Las pérdidas de energía eléctrica en el año 2003 tuvieron un nivel del 15.31%, esto es de 32'892,264 dólares en el año; con un 10.20% de pérdidas técnicas y un 5.11% de pérdidas comerciales, 1% de pérdidas representa 2'148,441 dólares por año.

Como se puede observar las pérdidas totales mantienen un comportamiento uniforme a lo largo de todo el periodo considerado mostrando el 2005 el mismo nivel que tenían en 1997. Sin embargo, en su discriminación entre técnicas y comerciales muestran un comportamiento anómalo, en efecto la gráfica anterior puede dividirse en dos períodos uno desde 1997 hasta 2002 y el otro desde 2003 hasta 2005. En el primero de estos periodos el promedio de pérdidas técnicas es de 8.95% en tanto que el de las comerciales es de 6.65%, pero en el segundo periodo el promedio de pérdidas técnicas sube a 10.20% en tanto

que el de las comerciales baja 4.80%. Es natural que las pérdidas técnicas crezcan cuando crece el consumo, sin embargo este es un crecimiento de décimas de punto porcentual con escaso impacto en las pérdidas totales, en consecuencia habría elementos para cuestionar el actual nivel de las primeras ya que posiblemente esté más cerca de 8% que de 10.2%. Obviamente esta incertidumbre sobre el nivel de las pérdidas técnicas se traslada a las comerciales las que podrían estar entre 4.1% y 6.3%.

Cualquier intento de análisis de la efectividad de acciones constitutivas de un Plan de Control de las Pérdidas Comerciales, tiene que tener en cuenta el nivel del cual se parte. Esto es si el punto de partida es del orden del 6% se puede hacer un plan de reducción de pérdidas, si en cambio el nivel es entre el 2% al 3% se debe hacer un plan de mantenimiento del nivel.

El balance de pérdidas de la EEQ S.A. para los años 2002, 2003, 2004 y 2005 se establece en el cuadro No 1.1:

Cuadro No. 1.1.- Balance de energía años 2002, 2003, 2004 y 2005 EEQ S.A.

DESCRIPCIÓN	2002	2003	2004	2005
Energía disponible distribuidor MWh	2571 000	2661 453	2790 559	2943 775
Energía disponible distribuidor (%)	100	100	100	100
Energía facturada SIDECOM y grandes consumidores (%)	78.40	78.59	79.06	81.38
Energía por alumbrado público (%)	6.41	6.10	5.50	4.32
Total de pérdidas (%)	15.19	15.31	15.44	14.30

FUENTE: Informe anual - Índice Sectorizado de Pérdidas, EEQ S.A. 2005

Al analizar el Cuadro No 1.1 se observa que las pérdidas incrementaron en los años 2003 y 2004 con respecto al 2002 pero que el 2005 se redujeron en 1.14%, el crecimiento de la demanda es de alrededor del 5% anual.

Siendo las pérdidas comerciales el resultado de la diferencia entre la energía suministrada y los otros componentes, previo a la desagregación de las pérdidas comerciales se debe estimar el valor global de las mismas, una forma de hacerlo es partir del índice de pérdidas totales y restar las pérdidas técnicas.

Como ejemplo se tienen los valores estimados por la EEQ S.A. para los años 2002, 2003, 2004 y 2005 presentados en el Cuadro No 1.2.

Cuadro No 1.2.- Desagregación de pérdidas técnicas y comerciales 2002 - 2005, EEQ S.A.

Energía (%)	2002	2003	2004	2005
Pérdidas totales	15.19	15.31	15.44	14.30
Técnicas	8.37	10.20	10.20	10.20
Comerciales	6.82	5.11	5.24	4.10
Alumbrado público	6.41	6.10	5.50	4.32
Energía facturada	78.40	78.59	79.06	81.38

FUENTE: Índice Sectorizado de Pérdidas, EEQ S.A. 2005

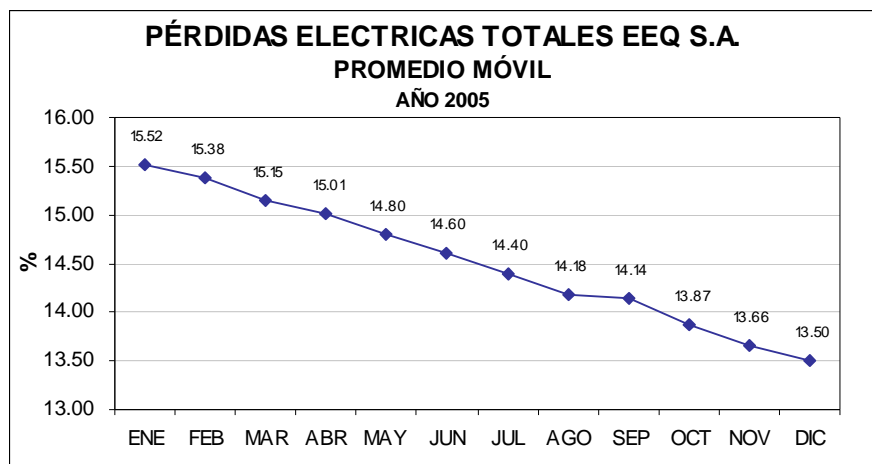
1.3.2 PROMEDIO MÓVIL ANUAL POR MES DEL AÑO 2005

El promedio móvil es calculado como la suma de un número predeterminado de valores por un cierto número de períodos de tiempo, dividido por el número de períodos de tiempo. El resultado es el valor promedio en dicho período de tiempo. Los promedios móviles emplean la misma ponderación para los valores. Es calculado usando la siguiente fórmula:

Promedio Móvil = SUMA (n valores) / n, donde n es el número de períodos.

La curva del promedio móvil anual de las pérdidas totales en el 2005 de la EEQ S.A. se presenta en el Gráfico No 1.3:

Gráfico No 1.3.- Curva del promedio móvil anual por mes en el año 2005 EEQ S.A.



FUENTE: Índice de Pérdidas, EEQ S.A. 2005

La reducción de las pérdidas en el 2005 en la EEQ S.A. fue del 2.02%, con una inversión aproximada de tres millones de dólares asignados a la UCPC.

1.4 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN 03 BARRIONUEVO

1.4.1 JUSTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD DE MEJORAR EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

La EEQ S.A. elabora el Índice Sectorizado de Pérdidas (ISP) en periodos mensuales, con la finalidad de valorar y desagregar las pérdidas técnicas que se producen en el proceso de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los clientes. Esta desagregación de pérdidas técnicas por etapa funcional del Sistema de Distribución y por primario permite identificar los sectores con mayores índices de pérdidas, para enfocar en estos sectores acciones tendientes a la reducción de pérdidas³.

Las principales fuentes de información que utiliza la empresa en la elaboración del ISP son la base de datos de Sidecom y del GIS y la exactitud en los cálculos dependen de la actualización de datos que tengan.

A continuación se detalla para cada uno de los diferentes subsistemas las *restricciones que introducen imprecisiones en los datos*:

Cálculo de energía entregada.-

- Algunos primarios no tienen T/P y T/C instalados, por lo que no tienen mediciones.
- Algunos de los transformadores de potencial y de corriente instalados en las S/E son para protección, no para medición.
- No se considera los autogeneradores.

Cálculo de consumos registrados.-

- La relación de consumos de los clientes en cada primario tiene errores.

³ Referencia Bibliográfica [2]

- Cerca de 60,000 clientes nuevos no están considerados en el GIS, aproximadamente el 10% del total de abonados.
- No se actualiza la reconfiguración de primarios en el GIS, hace falta una verificación en el campo.

Cálculo de consumos en alumbrado público.-

- El consumo estimado en el balance de energía del sistema global, es un porcentaje constante de la energía entregada, hace falta un inventario actualizado de los equipos de alumbrado público en cada primario.

Pérdidas en conductores primarios.-

- De los 150 primarios de la EEQ S.A. no existen dos iguales, por la variedad de parámetros que intervienen:
 - Voltaje (6.3, 13.2, 22.8 kV)
 - Longitudes diferentes
 - Calibres de conductores (300 tipos de conductores y calibres)
 - Diferentes factores de utilización de transformadores de distribución
 - Demanda (variable de acuerdo al mes del año)
- Como no se hacen modelaciones completas, el “Índice Sectorizado de Pérdidas” no refleja las diferencias entre primarios.
- Utilización de factores de carga y pérdidas sin considerar las condiciones propias de cada carga (diferentes condiciones de carga).
- El tipo de usuarios servidos no se diferencia (la curva de demanda es distinta para cada primario).
- Se corren flujos de carga balanceados, no se corren flujos de carga desbalanceados por no disponer de la distribución de los transformadores en las fases de los primarios.

Pérdidas en transformadores de distribución.-

- Los 23,880 transformadores de distribución, con más de 20 marcas diferentes, algunos instalados por la empresa hace más de 30 años tienen características diferentes.
- Los datos de pérdidas que se utiliza son iguales para cada marca y año de fabricación de un transformador, lo cual no ajusta a la realidad,
- Para los cálculos se utilizan factores de carga y pérdidas de los primarios, deberían utilizarse los factores de cada uno de los transformadores, calculados en base al tipo de usuario y sus consumos.

Pérdidas en conductores secundarios.-

- Existen más de 350 diferentes tipos de circuitos.

Pérdidas en acometidas.-

- Existen 230,000 acometidas, con diferente longitud y 129 tipos de acometidas con diferentes secciones de conductor.

Pérdidas en medidores.-

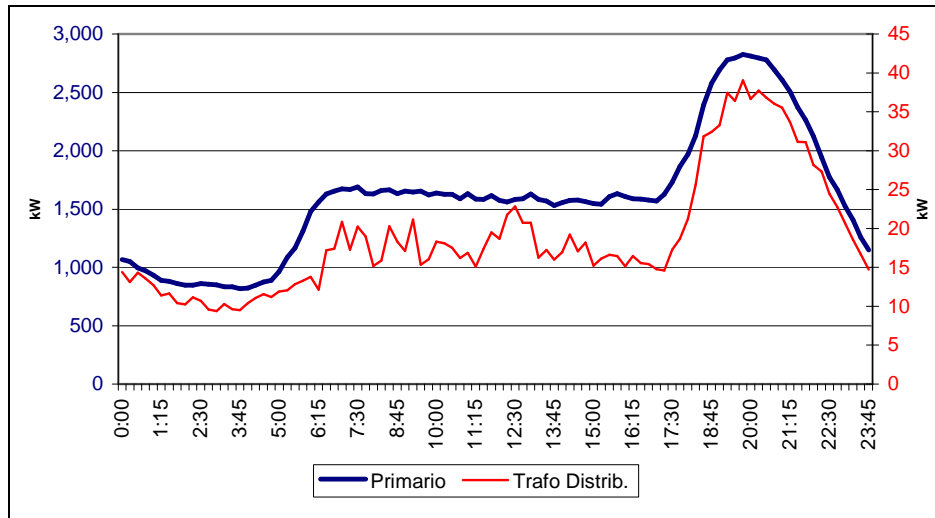
- Existen 20 marcas de medidores, alguno de ellos con más de 20 años de instalación.
- Se asume que todos los medidores tienen un mismo nivel de pérdidas y no consideran las pérdidas en las bobinas de corriente de los medidores, ni tampoco los diferencian por el número de fases.

Con base en las debilidades del cálculo de pérdidas eléctricas en la EEQ S.A. se hace necesaria una metodología que permita analizar los elementos del sistema de distribución en forma individual y conociendo el comportamiento de la carga en cada etapa que permita en realidad sectorizar las pérdidas.

La curva de carga del primario abarca toda la información de consumos, el gráfico No 1.4 muestra la diferencia que existe entre la curva de carga diaria

del primario 03C y la de un transformador de distribución conectado a este primario.

Gráfico No 1.4.- Curvas de carga diaria del primario 03C y del transformador de distribución No 34560 conectado a este primario (30 de agosto de 2005)



Tal como se muestra en el Gráfico 1.4 las tendencias de las curvas son residenciales, sin embargo los valores de los factores de carga y pérdidas del primario y del transformador de distribución son diferentes, como se demuestra en el cuadro No 1.3.

Cuadro No 1.3.- Factores de carga, pérdidas y uso en el primario 03C y el transformador de distribución 34560, calculados con la curva de carga de agosto de 2005.

	Primario (factores utilizados por la EEQ S.A. para el cálculo de pérdidas en transformadores de distribución, circuitos secundarios y acometidas)	Transformador de distribución (factores calculados con la curva de carga del transformador)
Factor de carga	0.535	0.412
Factor de pérdidas	0.355	0.220
Factor de uso	0.740	0.613

El factor de pérdidas del transformador considera las pérdidas resistivas e incluye las pérdidas en el núcleo.

Nótese que el factor de pérdidas utilizado para las estimaciones que se realizan en la EEQ S.A. son únicos para todos los primarios, es decir no toman en

cuenta las diferencias que resultan del análisis específico para cada alimentador y menos de los transformadores de distribución.

1.4.2 PLANTEAMIENTO DE LA TESIS

Las empresas eléctricas realizan balances de energía para determinar el nivel de pérdidas comerciales, este procedimiento es el resultado de restar los consumos registrados y pérdidas técnicas calculadas de la energía total disponible, un error en estos procedimientos y cálculos va a afectar directamente al valor de pérdidas comerciales.

La EEQ S.A. muestra en el Gráfico No 1.2 una variación significativa de las pérdidas técnicas a partir del año 2003, pues desde el año 1997 hasta el 2002 constan con un promedio de 8.9% y desde el año 2003 en adelante se incrementan al 10.2% sin haber ocurrido ningún acontecimiento que justifique técnicamente este cambio.

Con las consideraciones anteriores, este proyecto se justifica plenamente debido a que el primario objeto de estudio presenta un alto nivel de pérdidas totales, producto de la exagerada estimación de pérdidas técnicas por la utilización de factores fijos y un bajo control de pérdidas comerciales en el sector, motivo por el cual se ha considerado la necesidad de proponer una metodología basada en mediciones que permitirá saber el comportamiento real de cada elemento del sistema de distribución a fin de mejorar los cálculos de pérdidas.

1.4.3 JUSTIFICACIÓN DE LA SELECCIÓN DE LA S/E 03

La EEQ S.A. cuenta con 34 subestaciones; el Anexo 1 presenta el diagrama unifilar de estas y la representación de las líneas de transmisión y subtransmisión.

Las subestaciones se caracterizan por estar integradas por transformadores de potencia, con capacidades superiores a 5 MVA y que llegan hasta 33 MVA, trabajan en niveles de voltaje de 138 kV y 46 kV en el nivel primario para

reducir en el nivel secundario a 6.3 kV, 13.8 kV y 22.8 kV, siendo estos últimos los niveles de voltaje de los primarios de distribución⁴.

Las razones principales para haber seleccionado la subestación 03 Barrionuevo para el presente estudio se presentan a continuación:

- Existen equipos de medición instalados en forma permanente en todas las salidas de los primarios de la subestación.
- El promedio de pérdidas eléctricas totales entre sus seis primarios es 22.7% (sin contar aquel que sirve al trolebús).
- No se realizaron transferencias de carga en sus primarios durante el último año, que sirve para el análisis. Al existir transferencias existirían errores en el cálculo de la energía disponible por primario debido a que en la mayoría de los casos estas no son reportadas en el sistema y en otros casos el tiempo de conexión es corto.
- El área de concesión de la subestación abarca zonas urbanas y suburbanas lo que permite analizar proyectos para la reducción de pérdidas aplicables en las dos zonas.
- La subestación cuenta con 42,543 abonados lo que representa el 6.7% del total de la empresa a diciembre de 2005.

1.4.4 ASPECTOS GENERALES

La subestación 03 Barrionuevo es una de las 34 subestaciones de la EEQ S.A., se encuentra situada la calle Pedro Capiro y L. Buis en el barrio Barrionuevo, sector Marcopamba al sur de la ciudad de Quito.

Esta subestación forma parte del anillo de 46 kV formada por la EEQ S.A., que suministra energía eléctrica a la ciudad de Quito, se encuentra conectada con las subestaciones: al sur 21 Eplicachima y al norte 07 San Roque.

⁴ Referencia Bibliográfica [1]

Sus alimentadores dan servicio a los barrios de: El Pintado, La Magdalena, Chilibulo, La León, La Santiago, Santa Anita, Barrionuevo y llegando su terciario hasta la población de Lloa. Además uno de sus primarios da servicio al Sistema Integrado del Trolebús.

El número total de clientes que tiene la subestación es de 42543 con un consumo de 8965 MWh/mes en diciembre 2005, siendo los clientes residenciales los más representativos⁵.

1.4.5 DATOS TÉCNICOS

La subestación se alimenta con un doble circuito de 46 kV, los cuales llegan de las dos subestaciones aledañas: Epicachima y San Roque.

El listado del equipo eléctrico con que esta construida la subestación se muestra a continuación en el cuadro No 1.4.

Cuadro No. 1.4.- Lista de equipos eléctricos instalados en la subestación 03 Barrionuevo de la EEQ S.A.

COMPONENTE	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN COMPLEMENTARIA
TRANSFORMADOR FUERZA	2	- Potencia: 15/20 MVA - Relación: 46/23/6.3 kV - Marca: Yorkshire - Peso Total: 53831 kg.
ILUMINACIÓN EXTERIOR	1	-2 luminarias de vapor de sodio de 400 W y su correspondiente brazo. -2 Brazos metálicos, equipados con 2 luminarias de vapor de sodio de 400 W, instalados en la estructura de barras de la S/E.
PUESTA A TIERRA	1	-La malla de puesta a tierra se encuentra en todo el terreno de la subestación constando la mayor parte en el patio de maniobras de 46 kV y 23 kV. -Superficie patio de maniobras: 461 m ² . -Conductor de cobre desnudo calibre: 4/0 AWG -Longitud estimada de malla de tierra 683 m -Varilla de puesta a tierra (Copper Weld) -Longitud de la varilla: 1,8 m -Cantidad de varillas: 20
TRANSF.SERV.AUX.	1	- Marca: SIEMENS - Potencia: 75 kVA - 6.3 kV/210-121 V con seccionadores fusibles y accesorios.
SECCIONADOR-RECEP.LINEA	3	- Marca: Yorkshire - Tipo: Seccionador de línea - Voltaje de operación: 46 kV

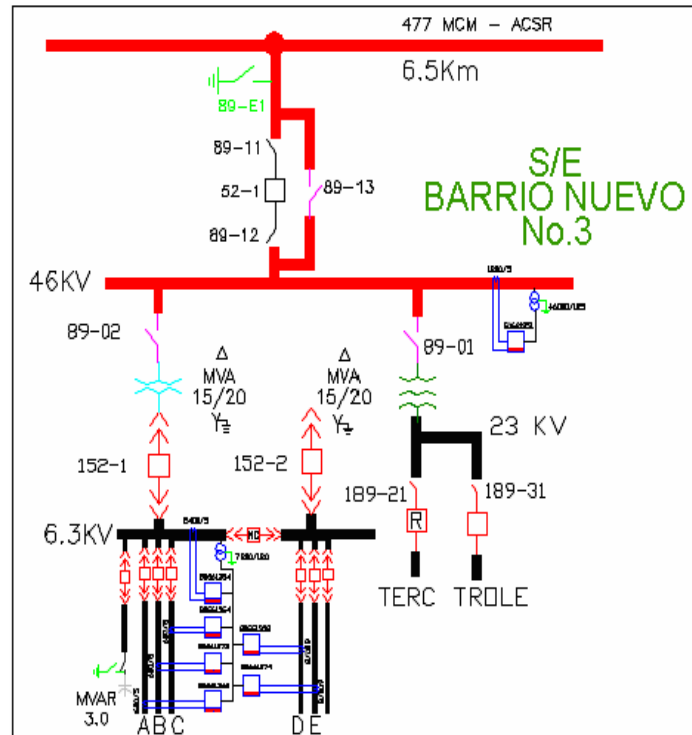
⁵ Referencia Bibliográfica [3]

COMPONENTE	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN COMPLEMENTARIA
		<ul style="list-style-type: none"> - Corriente nominal: 600 A - Sistema de operación: Manual - Fases: Trifásico - Corriente cortocircuito: 72 kA
PARARRAYOS-RECEP.LINEA	5	<ul style="list-style-type: none"> - Marca: Sorrester - Voltaje de operación: 46 kV - Voltaje diseño: 39 kV - Corriente descarga nominal: 10 kA - Peso: 55 kg
DISYUNTOR-RECEP.LINEA	1	<ul style="list-style-type: none"> - Marca: Meiden - Voltaje de operación: 46 kV - Corriente nominal: 1250 A - Clase: SF6 - Máximo voltaje de operación: 72,5 kV - Capacidad de interrupción: 25 kA, 3 seg. - Peso total: 4000 kg
SECCIONADOR-INTERCONEC.LINEA	1	<ul style="list-style-type: none"> - Este componente corresponde a un seccionador tripolar que se encuentra previo a los terminales del transformador Pauwels en el lado de 46 kV. - Voltaje de operación: 46 kV - Operación: manual - Corriente nominal: 600 A - Fases: 3 - Capacidad de interrupción: 19 kA
RECONNECTADOR AUTOMÁTICO	1	<ul style="list-style-type: none"> - Ubicación física: En patio de maniobras de 23 kV. Sirve al alimentador al Trole (instalaciones en construcción) - Tipo: PMR - Clase: Gran Volumen de aceite - Voltaje de operación: 23 kV
SECCIONADOR-SALIDA ALIM.	1	<ul style="list-style-type: none"> - Marca: Manufacturas Electricas - Mesa Gatica - Tipo: Seccionador tripolar de línea - Voltaje de operación: 23 kV - Ubicación física: Patio de 23 kV, instalado en estructura soporte para salida al Trole. - Sistema de operación: manual - Corriente: 600 A. - Fases: Trifásico
DISYUNTOR-SALIDA ALIM.	1	<ul style="list-style-type: none"> - Marca: Magrini Galileo Grupo Schneider - Voltaje de operación: 23 kV - Corriente nominal: 630 A - Clase: SF6 - Máximo voltaje de operación: 36 kV - Tiempo de interrupción: 3 seg.
TRANSF.CORRIENTE-SALIDA ALIM.	1	<ul style="list-style-type: none"> - Marca: ARTECHE - Relación: #3 de relación 50/100/5A y #3 de relación 25/50/5A. - Carga máxima: 15 VA - Clase de precisión: 0.6B-1/C200
TRANSF.POTENCIAL-SALIDA ALIM.	1	<ul style="list-style-type: none"> - Marca: SAVOISIENNE - Ubicación: Patio de 23 kV, en la estructura de salida al Trole.

FUENTE: Proyecto de Inventarios y Avalúos EEQ S.A.

En el gráfico No 1.5 se muestra el diagrama unifilar de la subestación 03 Barrionuevo con sus primarios.

Gráfico No 1.5.- Diagrama unifilar de la subestación 03 Barrionuevo de la EEQ S.A.



FUENTE: Base de datos del GIS EEQ S.A.

A continuación en el cuadro No 1.5 se presentan los datos técnicos de los primarios de la Subestación 03 Barrionuevo de la EEQ S.A., no se toma en cuenta el primario 03M que utiliza el Sistema de Trolebús.

Cuadro No 1.5.- Datos Técnicos de los primarios de la S/E 03 Barrionuevo

PRIMARIO	03A	03B	03C	03D	03E	03T
Nivel de voltaje (kV)	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	22.8
Capacidad instalada (kVA)	8 692	6 435	4 192	6 252	5 500	14 207
Longitud total circuitos primarios (km)	17.3	9.4	14.6	16.6	9.3	-
Máxima demanda registrada (kW)	4 739	2 883	3 100	3 451	3 109	12 455
Factor de potencia (Dmax)	0.947	0.970	0.991	0.959	0.936	0.938
Factor de carga	0.597	0.635	0.586	0.56	0.571	0.548

FUENTE: Índice Sectorizado de Pérdidas diciembre 2005

La longitud de los primarios 03A y 03D es muy extensa y con el nivel de voltaje a que están servidos se tienen problemas de caídas de voltaje.

La distribución de clientes para la subestación 03 Barrionuevo se presenta en el cuadro No 1.6.

Cuadro No 1.6.- Distribución de clientes y consumos de la S/E 03 Barrionuevo por primario

	PRIMARIO	03A	03B	03C	03D	03E	03M	03T
CLIENTES	RESIDENCIAL	6 926	3 424	4 893	5 307	4 114	-	12 545
	COMERCIAL	1 087	357	288	505	841	-	1 523
	INDUSTRIAL	114	50	99	117	92	-	246
	OTROS	42	26	17	30	33	1	95
	TOTALES	8 169	3 857	5 297	5 959	5 080	1	14 409

FUENTE: Índice Sectorizado de Pérdidas diciembre 2005

Como se puede observar en el Cuadro No 1.6, el 87% de los clientes que alimenta la subestación son residenciales y el 10.5% son comerciales.

Balance de Energía de la Subestación 03 Barrionuevo

Las componentes que conforman el balance de energía en la subestación 03 Barrionuevo, se muestran en el cuadro No 1.7, el balance se lo hace por primario.

Cuadro No 1.7.- Balance de Energía de la S/E 03 Barrionuevo por primario

	PRIMARIO	03A	03B	03C	03D	03E	03T
ENERGÍA (%)	DISPONIBLE	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	FACTURADA	75.4	75.4	62.5	76.7	79.3	65.6
	ALUMBRADO PUBLICO	7.4	4.1	3.8	4.8	4.4	4.3
	PÉRDIDAS	17.2	20.6	33.6	18.4	16.4	30.1
	PERD. TÉCNICAS	7.4	6.4	6.2	5.4	6.1	6.4
	PERD. COMERCIALES	9.8	14.2	27.4	13.0	10.3	23.7

FUENTE: Índice Sectorizado de Pérdidas diciembre 2005