



ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**DIAGNÓSTICO TÉCNICO Y EVALUACIÓN
ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS QUE SE PRODUCEN
EN EL ALIMENTADOR NO.4 A 13.8 KV. DE LA
SUBESTACIÓN SALCEDO PERTENECIENTE A LA
EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI.**

**PROYECTO PREVIO LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**

PAULO NICOLAY RAMÓN FONSECA

CARLOS EDUARDO SAAVEDRA ACOSTA

DIRECTOR: ING. MIGUEL LUCIO CASTRO

CO DIRECTOR: ING. VICENTE HALLO CARRASCO

LATACUNGA, AGOSTO, 2005

CERTIFICACION

Certificamos, que la presente tesis fue realizada por los señores Ramón Fonseca Paulo Nicolay y Saavedra Acosta Carlos Eduardo, bajo nuestra Dirección.

Ing. Miguel Lucio
DIRECTOR DE TESIS
TESIS

Ing. Vicente Hallo
CO-DIRECTOR DE

AGRADECIMIENTO

A DIOS por su bondad y misericordia

A los ingenieros Miguel Lucio y Vicente Hallo por sus invaluables sugerencias y su tiempo dedicado.

A la Escuela Politécnica del Ejército y a cada uno de sus maestros que de una u otra manera compartieron sus conocimientos

A la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi por el apoyo brindado, de manera especial a los ingenieros Fausto Orquera, Ramiro Vázquez y William Olalla, por sus valiosos aportes para la elaboración de este proyecto

Carlos

Nicolay

DEDICATORIA

A nuestros padres, por el amor y apoyo incondicional que nos brindaron durante toda la vida.

A nuestros amigos, por los gratos momentos que día a día hemos compartido, quienes fueron un soporte en los momentos críticos de la carrera

Carlos

Nicolay

INDICE

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

Pág.

1.1	Antecedentes.....	1
1.2	Objetivo	2
1.3	Alcance del estudio.....	2

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1	Alimentador primario	4
2.2	Circuito Secundario	4
2.3	Capacidad instalada nominal	4
2.4	Carga	4
2.5	Circuito radial	5
2.6	Curva de carga	5
2.7	Demanda	5
2.8	Demanda máxima	5
2.9	Demanda promedio	5
2.10	Factor de carga	5
2.11	Factor de demanda	6
2.12	Factor de utilización	6
2.13	Pérdidas de energía	6
2.14	Pérdidas de potencia	6
2.15	Pérdidas en el núcleo del transformador	7

2.16	Pérdidas por efecto Joule	7
2.17	Potencia nominal de un transformador	7
2.18	Regulación	7
2.19	Carga en los Conductores	8
2.20	Pérdidas técnicas	8
2.20.1	Clasificación de las perdidas técnicas	9
2.21	Estimación de pérdidas de potencia	10
2.22	Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío)	11
2.23	Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas	12
2.24	Estimación de pérdidas de energía	12
2.25	Factor de pérdidas	13
2.26	Pérdidas no técnicas	13
2.26.1	Clasificación de las pérdidas no técnicas	13

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

3.1	Sistema Eléctrico de ELEPCO S.A.	16
3.1.1	Área de concesión	16
3.1.2	Fuentes de suministro de energía eléctrica	18
3.1.2.1	Generación local	18
3.1.2.2	Nodos del S.N.I	19
3.2	Descripción del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	20
3.2.1	Generación	22
3.2.2	Transmisor	24

3.2.3	Distribuidor	26
3.2.4	Grande Consumidor.....	27
3.3	Sistema de subtransmisión de ELEPCO S.A.	28
3.4	Descripción del Sistema de distribución Primario de ELEPCO S.A....	28
3.4.1	Subestación Salcedo	29
3.4.2	Subestación San Rafael	29
3.4.3	Subestación El Calvario	30
3.4.4	Subestación La Cocha	30
3.4.5	Subestación Mulalo	30
3.4.6	Subestación Lasso	31
3.4.7	Subestación Sigchos	31
3.5	Evolución energética de ELEPCO S.A.	32
3.5.1	Balance energético	33

CAPÍTULO IV

MODELACIÓN DIGITAL

4.1	Descripción del programa computacional SPARD Distribución	35
4.2	Tecnología utilizada	36
4.2.1	Requerimientos de hardware y software	36
4.2.2	Configuración mínima	37
4.2.3	Configuración óptima	37
4.3	Requerimientos de software.....	37
4.4	Periféricos	38
4.5	Red	38
4.6	Flujo de carga balanceado primario	38

4.7	Flujo de carga desbalanceado primario.....	40
4.8	Descripción del GPS	40
4.9	Analizador de redes	42
4.9.1	Analizador portátil	43
4.9.2	Analizador fijo o de panel.....	43
4.9.3	Software para analizadores.....	43
4.10	Descripción del analizador AR5.....	44
4.10.1	Características técnicas	45

CAPÍTULO V

DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL ALIMENTADOR

5.1	Descripción	47
5.2	Trabajo de campo.....	48
5.3	Mediciones	49
5.3.1	Utilización del analizador de carga	50
5.4	Cálculo de las pérdidas técnicas en la red primaria.....	52
5.5	El Transformador equivalente	56
5.6	Cálculo de las pérdidas técnicas en transformadores	57
5.6.1	Cálculo de las pérdidas en vacío de los transformadores.....	57
5.6.2	Determinación del Factor de Utilización	60
5.6.3	Ajuste de la curva de los transformadores con la curva del alimentador	61
5.6.4	Cálculo de las pérdidas en el Cobre de los transformadores	63
5.7	Control de pérdidas técnicas	68
5.8	Metodología de control	68

5.8.1	Predicción de carga	70
5.8.2	Inventario de los componentes del alimentador	70
5.8.3	Revisión de normas	71
5.8.4	Mejora del factor de potencia	71
5.8.5	Mejora del balance de fases	71
5.8.6	Manejo de carga .. .	72
5.8.7	Manejo de carga de transformadores.....	73

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

6.1	Introducción	75
6.2	Selección económica de elementos	76
6.2.1	Evaluación económica de la reducción de pérdidas	76
6.2.2	Conductor económico	80
6.2.3	Transformador económico.....	83
6.2.4	Costos de inversión	86
6.3	Cálculo de costos de inversión.....	87
6.4	Cálculo de beneficios por reducción de pérdidas técnicas	88
6.4.1	Beneficios económicos	90
6.4.2	Beneficios sociales	95

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1	Conclusiones	96
7.2	Recomendaciones	98

INDICE DE ANEXOS

No. 3.1	Diagrama unifilar del S.N.I
No. 3.2	Diagrama unifilar de ELEPCO S.A.
No. 3.3	Sectores atendidos por la Subestación Salcedo
No. 3.4	Sectores atendidos por la Subestación San Rafael
No. 3.5	Sectores atendidos por la Subestación El Calvario
No. 3.6	Sectores atendidos por la Subestación La Cocha
No. 3.7	Sectores atendidos por la Subestación Mulaló
No. 3.8	Sectores atendidos por la Subestación Lasso
No. 4.1	Manual de procedimiento para el manejo del SPARD
No. 4.2	Coordenadas de referencia para el Spacyng Type
No. 5.1	Reportes de flujos de carga
No. 5.2	Diagrama de ubicación del proyecto
No. 5.3	Diagrama unifilar georeferenciado del alimentador
No. 5.4	Formulario e inventario de los componentes del alimentador
No. 5.5.	Pérdidas de transformadores a potencia nominal norma ICONTEC IV revisión
No. 5.6	Equipos instalados para la toma de mediciones
No. 5.7	Curva de carga de los transformadores
No. 5.8	Proyección de la demanda
No. 5.9	Perfiles de voltaje
No. 6.1	Presupuestos para la construcción de un Km. de línea
No. 6.2	Presupuestos para el montaje de transformadores
No. 6.3	Presupuesto para la construcción del tramo propuesto
No. 6.4	Presupuesto para el cambio de conductor No. 4 a No. 2
No. 6.5	Resolución CONELEC 229/03 sobre tasa de descuento

RESUMEN

En el presente trabajo se presenta el diagnóstico técnico, el control y la evaluación económica de las pérdidas técnicas que se producen en el alimentador primario No. 4 de la Subestación Salcedo.

Como primer paso se dan los fundamentos teóricos, luego se hace una breve descripción del MEM, para posteriormente continuar con una descripción de los principales componentes de ELEPCO S.A.

Se continúa con una descripción del programa computacional utilizado para la corrida de flujos de carga, conocido como SPARD Distribución.

Una vez determinado el comportamiento del alimentador se dan las diferentes alternativas de mejora.

Posteriormente se realiza la evaluación económica de dichas alternativas, para finalmente realizar las debidas conclusiones y recomendaciones

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 Antecedentes

La realidad operativa y comercial de las empresas eléctricas de distribución en nuestro país, no es muy prometedora para la mayoría de ellas, por no decir para todas.

De la energía utilizada por los subsistemas, un alto porcentaje está destinado a cubrir las pérdidas que se presentan, con realidades del 10 % al 40 % de la energía total disponible.

Conocer de manera cierta o aproximada los componentes que más inciden en las pérdidas energéticas de un sistema, así como también conocer el comportamiento de la red eléctrica, proporcionan bases sustentables para dirigir acertadamente los esfuerzos y recursos con el propósito de reducir las mismas.

Con el fin de reducir las pérdidas, tener una administración confiable de la red eléctrica y cumplir con los requerimientos del CONELEC; la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, ha emprendido la labor de optimizar su sistema eléctrico mediante herramientas computacionales, en las cuales se pretende sustentar el presente trabajo.

1.2 Objetivos

- Actualización de la red primaria de distribución de la salida "4" de la subestación Salcedo con la ayuda de un GPS.

- Obtener mediciones a la salida del alimentador en estudio con la ayuda de registradores digitales. Estas mediciones nos darán un conocimiento de los parámetros eléctricos del alimentador necesarios para la simulación digital.
- Determinar el comportamiento actual de una muestra de transformadores, lo que permitirá conocer datos fundamentales como la cargabilidad, funcionamiento y en base a los cuales se podrá operar de manera óptima.
- Aplicar los procedimientos necesarios para realizar la simulación digital del alimentador en estudio. Este trabajo servirá de punto de partida para la ELEPCO S.A. con lo que posteriormente podrá realizar estudios que abarquen todo el sistema eléctrico en su área de concesión.
- Realizar un diagnóstico sobre las pérdidas técnicas y los perfiles de voltajes que se presentan en el alimentador que se ha tomado para el estudio.
- Buscar alternativas para mejorar la operación del alimentador “4” de la Subestación Salcedo.

1.3 Alcance del estudio

El presente estudio se ha elaborado con la finalidad de alcanzar las siguientes metas:

- Actualización topológica del alimentador “4” en los tramos trifásicos y monofásicos, tipo de conductores, estructuras, distancias entre nodos eléctricos, capacidad instalada y tipo de configuración.
- La evaluación de las pérdidas y perfiles de voltaje que se lo realizará a nivel de medio voltaje sin considerar la red secundaria.

- Se procederá a realizar mediciones a la salida del alimentador durante un período de una semana, para determinar la operatividad del alimentador y obtener los datos necesarios para la simulación digital.
- Conocer el comportamiento del alimentador, realizando mediciones en una muestra de transformadores para determinar su estado y su funcionamiento.
- Para la determinación de la muestra se tomarán en cuenta las densidades, tipo de carga y capacidad instalada.
- Con la simulación digital y mediante flujos de carga, se evaluará las pérdidas de potencia y energía, así como también la cargabilidad en cada una de las fases.
- En base a los resultados que se obtengan se determinará la factibilidad de varias alternativas técnicas-económicas para optimizar la operación del alimentador escogido.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

A continuación se describen los conceptos técnicos¹ utilizados en el desarrollo del presente trabajo

2.1 Alimentador primario

Circuito con niveles de voltaje comprendidos entre 2.4 kV. y 44 kV. que transporta energía eléctrica desde una subestación de distribución, hasta el lado de medio voltaje de los transformadores de distribución.

2.2 Circuito secundario

Circuito con niveles de voltaje de 120, 127, 208, 220 y 240, 480 voltios, que transportan energía eléctrica desde el lado de bajo voltaje de los transformadores de distribución, hasta el punto de conexión del consumidor.

2.3 Capacidad instalada nominal

Corresponde a la suma de los valores de placa de la potencia de todas las unidades generadoras instaladas en el sistema .

2.4 Carga

Cantidad de potencia dada o recibida en un punto sobre un intervalo de

¹Referencia Bibliográfica [22, 24]

tiempo. Este puede aplicarse a un sistema, parte de un sistema, consumidor individual o grupo de consumidores.

2.5 Circuito radial

Circuito por el cual la corriente fluye en una sola dirección y tiene un punto único de alimentación.

2.6 Curva de carga

Es la representación gráfica de la variación de la carga (potencia) en un período de tiempo determinado (día, mes, año).

2.7 Demanda

Es la suma de la carga y las pérdidas de potencia correspondientes en un instante determinado, de un consumidor o conjunto de consumidores de un sistema.

2.8 Demanda máxima

Es la mayor demanda ocurrida durante un periodo específico de tiempo, incluye la potencia de la carga y las pérdidas.

2.9 Demanda promedio

Es una demanda constante en un periodo de tiempo determinado y está dado por:

$$Demanda\ promedio = \frac{Energia.total.en.el.periodo}{duracion.del.periodo} \quad (2.1)$$

2.10 Factor de carga

Es la relación entre la Demanda media y la Demanda máxima

$$F_c = \frac{Demanda.media}{Demanda.máxima} \quad (2.2)$$

2.11 Factor de demanda

Es la relación entre la demanda máxima en el sistema o parte del sistema y la carga total conectada a dicho sistema o parte del mismo. El factor de demanda da una indicación de la simultaneidad en el uso del equipo instalado.

Entre menor sea el factor de demanda, menor es la capacidad requerida del sistema para dar servicio a la carga conectada.

2.12 Factor de utilización

Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal instalada en un elemento del sistema (generadores, transformadores, líneas, etc.)

$$FU = \frac{\text{Demanda.Máxima}}{\text{Capacidad.no min al.instalada}} \quad (2.3)$$

2.13 Pérdidas de energía

Energía eléctrica disipada por causas inherentes al proceso de transporte o transformación, más la energía que por diversos factores no se contabiliza o se contabiliza erróneamente por las empresas encargadas del suministro.

Puede definirse también como la diferencia que resulta al hacer un balance entre energía demandada y la energía facturada.

2.14 Pérdidas de potencia

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

2.15 Pérdidas en el núcleo de transformadores

Potencia disipada en un transformador que se manifiesta en forma de calor, producido por histéresis y el flujo de corrientes parásitas. Este tipo de

pérdidas son permanentes y tienen lugar mientras el transformador esté conectado a la red.

2.16 Pérdidas por efecto joule

Disipación térmica de potencia producida por el paso de una corriente a través de un conductor. En transformadores, estas pérdidas también se conocen como pérdidas en el cobre y dependen del nivel de carga que tenga el transformador en su operación.

2.17 Potencia nominal de un transformador²

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

2.18 Regulación

Es la relación en porcentaje entre la caída de la tensión en un circuito y la tensión en el punto de suministro. Se expresa como:

$$\text{Regulación} = \frac{V_f - V_r}{V_r} \times 100 \quad (2.4)$$

Donde:

V_f : tensión en la fuente o punto de suministro

V_r : tensión en el punto receptor.

²Referencia Bibliográfica [60, 61]

2.19 Carga en los conductores⁹

Se define como el porcentaje de corriente que está circulando por el conductor con relación al límite térmico.

Según el Departamento de Operaciones de la EEQSA, se acepta un margen no mayor al 80 %, en condición de operación normal, mientras que, en condiciones de emergencia se permite un porcentaje del 100 %, pero dicha condición deberá durar el tiempo más corto posible

2.20 Pérdidas Técnicas⁹

Se conoce que dentro del proceso de entrega de energía eléctrica hasta los consumidores, las pérdidas se advierten en las etapas de generación, transmisión y distribución. Sabiendo que un alto porcentaje de éstas pérdidas se hallan en el área de distribución; de ahí la importancia de un estudio más detallado del sistema de distribución, puesto que cualquier mejora por pequeña que sea incide sobre un sector muy importante de la empresa y retribuye ganancias considerables.

La determinación de pérdidas tanto de potencia como de energía en un sistema de distribución resulta complejo debido a varias causas tales como:

- Falta parcial o total de información de los sistemas eléctricos
- Crecimiento no planificado de los sistemas
- Gran diversidad de elementos
- Falta de equipos para la captura de datos
- Gran cantidad de información que se debe manejar

⁹Referencia Bibliográfica[19, 20]

Por lo que existen distintas metodologías para la determinación de pérdidas,

las mismas que se diferencian unas de otras justamente en la calidad y cantidad de información manejada.

Debido al gran número de elementos que contribuyen a las pérdidas técnicas, es necesario reducir los tiempos y costos de estudio para evaluarlas, por lo que se recurre a las técnicas por muestreo.

Para la determinación de pérdidas, el presente trabajo plantea la utilización de un programa digital que permite analizar en detalle no solo la operación del sistema de distribución, sino también conocer cuales son las partes más conflictivas en cuanto a su estado de pérdidas dentro del sistema eléctrico.

2.20.1 Clasificación de las pérdidas técnicas

El conjunto de pérdidas eléctricas debido a fenómenos físicos se denominan pérdidas técnicas. Estas pérdidas se presentan como consecuencia de las condiciones propias de conducción y transformación de energía eléctrica.

Las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico de potencia se clasifican:

- Por función del componente
 - Pérdidas por transporte
 - ✓ En líneas de transmisión
 - ✓ En líneas de subtransmisión
 - ✓ En circuitos de distribución primaria
 - ✓ En circuitos de distribución secundaria
 - Pérdidas por transformación
 - ✓ En transmisión / subtransmisión
 - ✓ En subtransmisión / distribución
 - ✓ En transformadores de distribución
- Por las causas que las origina

- ✓ Pérdidas por efecto corona
 - ✓ Pérdidas por efecto Joule
 - ✓ Pérdidas por parásitas e histéresis
- Pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas en carga)

Son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto Joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente.

$$P_L = I^2 R \quad (2.5)$$

Donde:

P_L : Pérdidas en el elemento del sistema (W)

I : Corriente que circula por el elemento (A)

R : Resistencia del elemento (Ω)

En el presente trabajo de acuerdo a las clasificación mencionada, el estudio de pérdidas se lo realiza en base a pérdidas por transporte en líneas de distribución primaria, así como las pérdidas en transformadores de distribución.

2.21 Estimación de pérdidas de potencia⁴

La evaluación de las pérdidas de potencia, en uno o varios puntos de operación del sistema, se requiere para la estimación de las pérdidas de energía.

4/Referencia Bibliográfica[2]

Una de las formas que más se utilizan para determinar las pérdidas de potencia es mediante el uso del flujo de carga.

Como resultado del flujo de carga a demanda máxima se obtiene los valores de tensión (magnitud y ángulo) en todos los puntos de sistema, y con estos datos se estima el valor de las pérdidas de potencia de acuerdo con la siguiente ecuación

$$D_{RL-I} = \left(\frac{D_{pi} * \cos\varphi_{\max}}{D_{p\max} * \cos\varphi_i} \right)^2 D_{RL-MAX} \quad (2.6)$$

Donde:

D_{RL-MAX} : Pérdidas resistivas a demanda máxima (resultado de la corrida de flujos de carga)

D_{RL-I} : Perdidas resistivas en el intervalo i de demanda

$D_{p\max}$: Demanda máxima.

D_{pi} : Demanda en el intervalo i.

$\cos\varphi_{\max}$: Factor de potencia en demanda máxima.

$\cos\varphi_i$: Factor de potencia en el intervalo i.

2.22 Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío)

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación del voltaje y no de la variación de la demanda. Se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas

Se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación. Adicionalmente se incluyen en esta clase las pérdidas en líneas por efecto corona.

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

2.23 Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas

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

$$\text{Pérdidas de energía} = \text{Energía suministrada} - \text{Energía facturada} \quad (2.7)$$

Esta metodología tiene asociadas dos fuentes de error:

- a) La diferencia entre la energía suministrada y la energía facturada incluye la energía utilizada por los clientes, pero ésta no es pagada; como puede ser: fraudes, lecturas erróneas, aparatos descalibrados, etc.
- b) Las lecturas de los aparatos de medición realizadas en los diversos puntos del sistema no se hacen simultáneamente, presentándose desfase de tiempo entre ellas de uno a dos meses, dependiendo de la periodicidad con que se efectúen.

2.24 Estimación de pérdidas de energía

El valor de las pérdidas de energía se calcula a partir de los valores estimados de las pérdidas de potencia. Si se conoce en cada momento el valor de la demanda en los diferentes puntos del sistema, se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas.

- Conocido los valores de las pérdidas de potencia en cada momento, se calcula el valor de las pérdidas totales de energía mediante la siguiente ecuación.

$$\text{Pér.Energía} = \text{Pér.Pot.} \times \Delta t \quad (2.8)$$

Donde:

Per. Energía: Pérdidas de energía en los intervalos de tiempo, de las mediciones realizadas en el alimentador.

Δt : Intervalo de tiempo (10 minutos)

2.25 Factor de pérdidas

Es la relación entre los kilovatios-hora de pérdidas durante un periodo y las horas del periodo por kilovatio pico de pérdidas y se aplica la siguiente ecuación:

$$F_{pér} = \frac{\sum D_{pi}^2 \Delta t}{D_{máx}^2 T} \quad (2.9)$$

Donde:

D_{pi} : Demanda en el intervalo i

D_{max} : Demanda Máxima

Δt : intervalo de tiempo

T : Periodo de estimación

2.26 Pérdidas no técnicas⁶

Las pérdidas no técnicas se calculan restando las pérdidas técnicas estimadas de las pérdidas totales de un sistema eléctrico.

2.26.1 Clasificación de las pérdidas no técnicas

Estas se pueden clasificar:

⁶Referencia Bibliográfica [26, 27]

a) Según la causa que las produce

- Conexiones clandestinas

Se entiende por conexión clandestina o contrabando a todas aquellas conexiones que se encuentra en conexión directa a la red, sin existir un contrato o acuerdo con la empresa proveedora del suministro de energía. Aquí se incluyen a los clientes que habiendo tenido un contrato son desconectados de la red y vuelven a conectarse sin autorización.

Por lo tanto todos estos clientes NO tienen medición de energía consumida lo que conlleva a la no facturación de la misma.

- Error en la contabilización de energía

Son todos aquellos errores de medición de los contadores, lectura y facturación de clientes, excluyendo los casos en donde se encuentran adulterados los medidores. En estas pérdidas se incluyen la no simultaneidad de la medición de los contadores.

- Error en consumos estimados

Corresponde a todos los clientes que por cualquier razón se factura únicamente una estimación del consumo. Aquí se encuentran los consumidores temporales a los cuales la empresa no instala sistemas de medición.

- Fraude o Hurto

Abarca a todos los casos en los cuales el cliente, siendo un suscriptor de la empresa distribuidora, altera de cualquier modo el equipo de medición o se conecta directamente a la red.

- Error en el autoconsumo de las empresas

Es la energía no contabilizada y consumida por la propia empresa. Aquí se incluye el consumo que generalmente no se registra en los equipos auxiliares de las subestaciones, alumbrado público, etc.

- También existe error por registro o medición deficiente del consumo, así como la facturación incorrecta de los clientes.

Las deficiencias en estos procesos administrativos llevan a pérdidas considerables que son el reflejo de la organización y control existente en los recursos y esfuerzos que las distribuidoras dedican al control de pérdidas.

- Pérdidas por actividades administrativas

Son aquellas asociadas a la falta de recaudación, recaudación atrasada o por cobro de tarifa diferente a la que corresponde a un cliente determinado

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

3.1 Sistema eléctrico de ELEPCO S.A.

En vista de que el estudio se realizará para un alimentador del sistema eléctrico de Cotopaxi, se procede a la descripción de la conformación del mismo en sus aspectos más importantes.

3.1.1 Área de concesión

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A., acorde con lo que determina su escritura pública de constitución, tiene por objeto la prestación del servicio público de electricidad en su área de servicio o concesión y por lo tanto está autorizada para proveer este servicio en la Provincia de Cotopaxi.

Las Instituciones que le antecedieron fueron los Servicios Eléctricos Municipales y luego el Sistema Eléctrico Latacunga. Pero durante la existencia de estas instituciones su infraestructura técnica era muy limitada y sus redes estaban alejadas de un gran cantón como es La Maná situado en el sector occidental de la Provincia, motivo por el cual la Empresa Eléctrica EMELGUR captó ese sector y electrificó a la ciudad de La Maná y varios de sus recintos adyacentes tales como Chipe-Hamburgo, El Toquillal, Tres Coronas, Manguila y San Pablo.

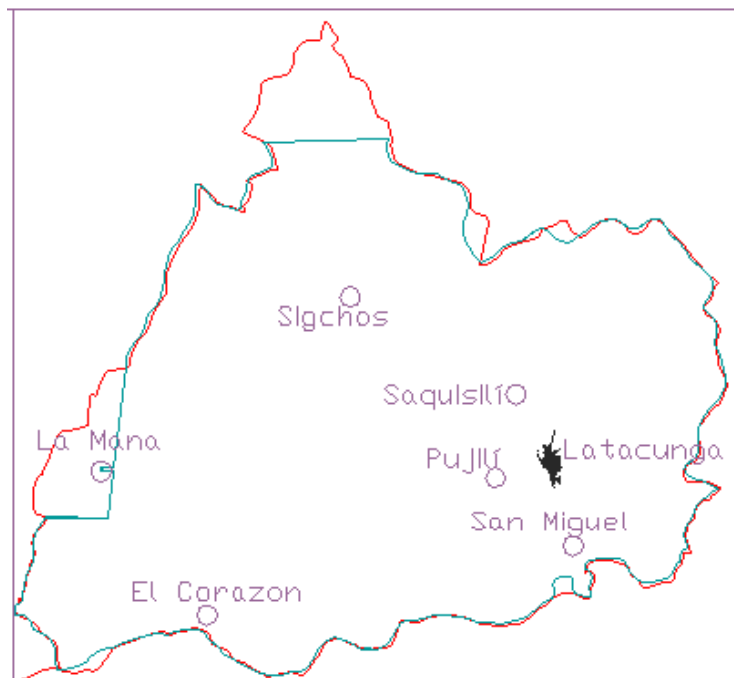
Por similares razones la Empresa Eléctrica Ambato dio servicio en el extremo sur de la Provincia en el sector de Cunchibamba y La Empresa Eléctrica Quito en el extremo norte a los sectores de San Bartolomé y CLIRSEN.

Las Parroquias de Palo Quemado y Las Pampas pertenecientes al Cantón Sigchos ubicadas en los confines Nor-Occidentales de Cotopaxi ante la imposibilidad de servirles desde ELEPCO S.A. fueron electrificadas por la Empresa Santo Domingo de los Colorados.

Desde el año de 1978 paralelamente a la remodelación de redes se inicia la expansión del sistema y es así que en forma planificada y paulatina fue extendiendo sus redes eléctricas y actualmente ha rodeado las redes de las empresas eléctricas adyacentes impidiendo su avance.

Con el fin de dar cumplimiento a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y en una reunión con todas las Empresas Eléctricas del País se fijaron los límites de áreas de concesión y en el mes de Octubre de 1998 en las oficinas del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, organismo rector del sector energético se firmó el acta de Límites de ELEPCO S.A., en la figura 3.1 se indica el área de concesión de la empresa.

Figura 3.1: Área de concesión de ELEPCO S.A.



3.1.2 Fuentes de suministro

El sistema eléctrico de ELEPCO S.A. cuenta con dos fuentes de suministro de energía: la generación local y los nodos del S.N.I. desde las subestación Ambato a 69 kV. y desde la subestación Mulaló a 138 kV. Estos nodos son los de mayor aporte de la energía consumida.

3.1.2.1 Generación local

Se conforma de cinco Centrales Hidroeléctricas: Illuchi 1 y 2 ubicadas en la Parroquia Juan Montalvo perteneciente al Cantón Latacunga, El Estado en la Parroquia el Tingo, Angamarca situado en el sector del Shuyo perteneciente a la Parroquia de su mismo nombre; estas dos Centrales pertenecen al Cantón Pujilí y Catazación ubicado en la Parroquia Moraspungo del Cantón Pangua.

La capacidad instalada disponible de las cinco centrales para la generación de energía eléctrica es de 15.2 MVA.

Las centrales que mayor aportan son las Illuchi 1 e Illuchi 2 con capacidades de 5,24 MVA y 6,5 MVA respectivamente. Estas se encuentran ubicadas en la Parroquia Juan Montalvo sector Pusuchisí a unos 9 Km. Desde la ciudad de Latacunga.

Las centrales con un menor aporte se encuentran en el sector occidental de la Provincia, siendo las mismas las siguientes: Central El Estado con 2.125 MVA en la Parroquia El Tingo perteneciente al Cantón Pujilí; Catazación con 1 MVA ubicada en la Parroquia Moraspungo del Cantón Pangua y la Central Angamarca ubicado en la Parroquia del mismo nombre perteneciente también al cantón Pujilí.

Se debe indicar que la Central Angamarca opera su sistema de manera aislada con respecto al sistema eléctrico de ELEPCO S.A.

En el siguiente cuadro se muestran las características de las centrales de generación de ELEPCO S.A.

Cuadro No. 1: Características de las centrales de generación de ELEPCO S.A.

CENTRAL	ILLUCHI 1	ILLUCHI 2	EL ESTADO	CATAZACON	ANGAMARC
GENERACION	HIDRAULICA	HIDRAULICA	HIDRAULICA	HIDRAULICA	HIDRAULICA
CAPACIDAD (kVA)	5244	6500	2125	1000	375
VOLTAJE (V)	2400	2400	4160	440	4160
FRECUENCIA (HZ)	60	60	60	60	60
F. de POTENCIA	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
No. GRUPO	4	4	2	2	2
Año ent. Servicio	1951	1979	1986	1991	1994
Observaciones	Inter. al sistema	Inter. al sistema	Inter. Al sistema	Inter. al sistema	Aislado sist.

3.1.2.2 Nodos del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I)

Figura 3.2: Diagrama esquemático del S.N.I



El sistema de ELEPCO S.A. se enlaza al S.N.I a través de dos nodos situados el uno en la subestación Mulaló y el otro en la subestación Ambato, como se observa en la figura 3.2; siendo el nodo de mayor importancia el primero por estar situado cerca al centro de carga y con flujo de potencia que significa el 62.7 % de la energía eléctrica disponible. Esta subestación está conectada a la línea de transmisión Pucará-Santa Rosa a un nivel de voltaje de 138 kV. y cuenta con un transformador 50/63 MVA, que reduce el voltaje de los 138 kV. a 69 kV., el mismo que dispone de regulación automática bajo carga.

Mientras tanto que el nodo dos normalmente abastece de energía únicamente al Cantón Salcedo y a la fábrica de cementos ROCACEM. La subestación Ambato se encuentra interconectada con la línea de transmisión Pisayambo – Totoras a 138 kV. del S.N.I. y cuenta con un transformador de 33/44 MVA, el mismo que reduce el voltaje de 138 kV. a 69 kV. Este no dispone de regulación automática bajo carga.

3.2 Descripción del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)⁷

Actualmente la ley que rige al sector eléctrico es la Ley de Régimen del Sector Eléctrico “LRSE”, la misma que fue publicada el 10 de Octubre de 1996 y que sustituyó a la Ley Básica de Electrificación promulgada por el ex INECEL, encargado de los proyectos de generación, el sistema nacional de transmisión, y distribución y demás obras inherentes al sector eléctrico hasta el 31 de Marzo de 1999, fecha en la cual cesa en sus funciones.

La LRSE estructura al sector eléctrico de la siguiente manera:

El Consejo Nacional de Electricidad CONELEC

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE

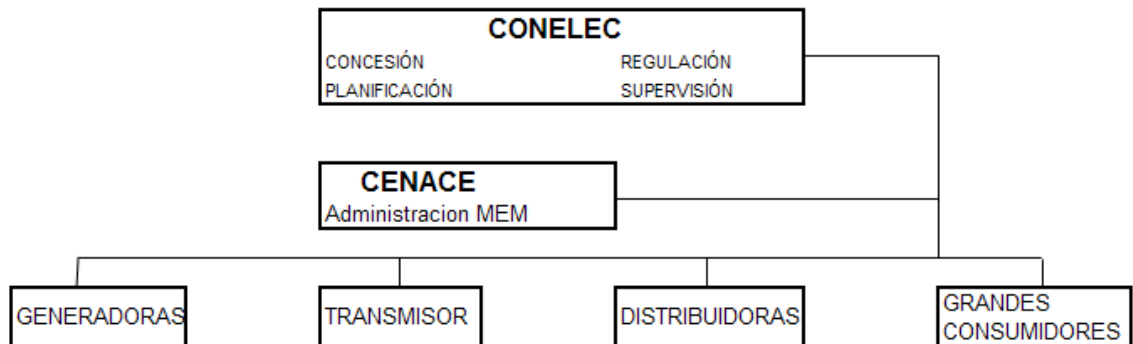
Las Empresas Eléctricas concesionarias de generación

La Empresa Eléctrica concesionaria de transmisión

⁷Referencia Bibliográfica [178, 179, 180, 181, 182]

Las Empresas Eléctricas concesionarias de Distribución y Comercialización

ESTRUCTURA DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO



Además de ello se encuentran:

Consejo de Modernización del sector eléctrico COMOSEL (delegado por el CONAM, Consejo Nacional de Modernización), que constituye un organismo temporal que define las unidades de negocio de generación, valorar como negocios en marchas las empresas eléctricas que tienen participación en el sector público y llevar a cabo los procesos para remover la participación del sector privado en la operación y propiedad de las mismas.

Por tanto de acuerdo a la LRSE (Art. 26) el COMOCEL resuelve que las propiedades de generación y transmisión cuyo propietario era el EX INECEL, sean transferidas al Fondo de Solidaridad, constituyéndose en seis empresas de generación y una de transmisión como sociedades anónimas que entran en operación desde el 1 de Abril de 1.999 en cuyo caso el Sector Privado podrá constituirse como accionista de hasta el 51 % de sus acciones.

Con esta nueva estructura se ha creado el Mercado Eléctrico Mayorista MEM, constituido por los siguientes agentes:

- Generadores
- Transmisor
- Distribuidor
- Grandes Consumidores

Y como se mencionó se encuentran:

CONELEC: Regulador

CENACE: Administrador

3.2.1 Generación

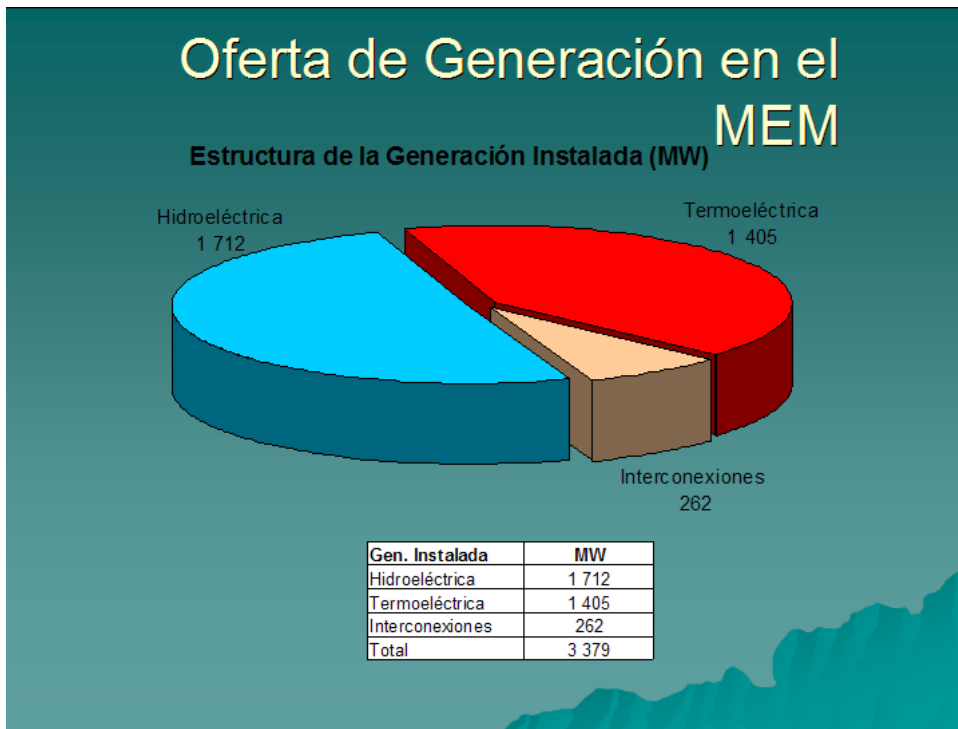
Los generadores constituyen uno de los agentes del MEM, que amparados en la LRSE, les permite realizar contratos de compra – venta de energía entre generadores y distribuidores; entre generadores y grandes consumidores.

Las empresas eléctricas de generación constituidas como sociedades anónimas son:

- HODROPAUTE S.A.
- HIDROAGOYAN S.A.
- HIDROPUCARA S.A.
- TERMOESMERALDAS S.A.
- TERMOPICHINCHA S.A.
- ELECTROGUAYAS S.A.

La oferta de generación en el MEM a Octubre del 2004 fue la siguiente:

Figura 3.3 Oferta de generación del MEM



Como se puede observar en la figura 3.3 la capacidad efectiva es de 3.379 MW, de los cuales un 50.66 % constituye la potencia de generación Hidroeléctrica efectiva del país.

El 90 % de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituido principalmente por las cuatro grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: Paute (1075 MW) que es la mayor de todas, seguida por Marcial Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pisayambo – Pucará (74 MW).

Las condiciones hidrológicas definen entonces la participación de los generadores hidroeléctricos; para ello se hace necesario un análisis estacional: lluvioso y estiaje. Dentro de cada estación existen además un análisis de escenarios lluvioso y medio seco, por lo tanto se deben analizar 6 escenarios en total.

Al Sistema Nacional Interconectado se incorporan 227 unidades de generación eléctrica de servicio público y existen 73 unidades de los sistemas no incorporados.

La disponibilidad de la generación termoeléctrica es variable por los periodos de vida útil de los equipos, adicionalmente la potencia efectiva es igualmente diversa. La composición de esta generación es la siguiente:

Casi la totalidad de los motores de combustión interna (MCI) tienen más de 20 años de instalación, razón por la cual sus rendimientos y factores de planta son bajos y deberán salir de servicio en forma progresiva durante los próximos cinco años, desplazadas en el mercado por la incorporación de unidades de generación más eficientes o por obsolescencia.

3.2.2 Transmisor

La empresa eléctrica de transmisión es TRANSELECTRIC S.A.

A Diciembre de 1999 el Sistema Nacional de Transmisión estaba conformado por: 1041 Km. de líneas a 230 kV., 1360 Km. para 138 kV.; y 2464 MVA de capacidad en transformadores de reducción, de los cuales unos 1595 MVA de capacidad de transformación en subestaciones, son de entrega para distribución.

Casi en totalidad, las líneas de 130 kV. y las de 138 kV., han sido construidas en torres de acero galvanizado y conductores ACSR.

La configuración predominante en las subestaciones de 230 kV., es la de doble barra y un disyuntor. En cambio, en 138 kV. predomina el esquema de barra principal y transferencia, con algunas excepciones, donde existe doble barra y un disyuntor. El equipamiento de las subestaciones del SNT es de tipo convencional, excepto el de la subestación Policentro y los patios de maniobra de las Centrales Paute, Agoyán y Trinitaria, que son de tipo compacto en SF6.

El Sistema de transmisión se encuentra operando en condiciones críticas debido principalmente a:

- Retraso en las actividades de mantenimiento que requiere el sistema
- Restricciones en el sistema que han obligado a soluciones emergentes las cuales están afectando la calidad del servicio.
- Retraso en la ejecución de las obras programadas; y,
- Limitaciones financieras de la empresa de transmisión. Transelectric la cual una vez constituida, ha iniciado su gestión desde Abril de 1999.

Esto ha ocasionado sobrecargas y fallas en los transformadores importantes del sistema, además de condiciones de inseguridad, disminución de los niveles de confiabilidad y pérdidas excesivas en algunos de los elementos.

En el periodo lluvioso, en las horas pico se registra voltajes bajos (menores o iguales al 95 % del nominal) en algunas subestaciones del sistema, puesto que la Central Hidroeléctrica Paute produce la mayor parte de potencia y energía y el hecho de transportarlas hasta los centros de consumo hace que el sistema de transmisión se encuentre más cargado. Esto viene de la mano con la calidad del suministro eléctrico que se ve limitado por las restricciones técnicas existentes.

Además de contar con los LTC (transformadores con cambio de taps bajo carga) para controlar los niveles de voltaje, se debe prever el control de los voltajes tanto en máxima como en mínima demanda de acuerdo a como se encuentren cargadas las líneas, el sistema dispone de bancos de condensadores de 102 MVAR en los terciarios de los transformadores (13.8 kV.) para subir los voltajes y 90 MVAR en bancos de reactores en derivación, instalados en los terciarios de los transformadores (13.8 kV.)

BANCOS PARA ELEVACIÓN		BANCOS PARA DERIVACIÓN	
SUBESTACIONES	CAPACIDAD (MVAR)	SUBESTACIONES	CAPACIDAD
Milagro	36	Paute	20
Machala	12	Pascuales	20
Policentro	12	Sto. Domingo	10
Babahoyo	6	Sta. Rosa	20
Pascuales	36	Totoras	10
		Riobamba	10

3.2.3 Distribuidor

En el país existen 20 empresas Distribuidoras de ellas 19 son sociedades anónimas cuyos accionistas mayoritarios son parte del sector público; y, CATEG, de propiedad privada que actualmente se encuentra en proceso de licitación para concesión de una nueva empresa.

La Empresa Eléctrica Sucumbíos S.A. maneja un sistema de distribución aislado (no incorporado al S.N.I). por otra parte, la Empresa Eléctrica Azogues C.A. opera un sistema de distribución enlazado al S.N.T por medio de las líneas y subestaciones de propiedad de la Empresa Regional Centro Sur.

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos atiende con el servicio eléctrico a la provincia insular del mismo nombre.

En ciertos sectores de las provincias orientales existen pequeños sistemas menores o no incorporados que están dentro del área de concesión de algunas empresas distribuidoras; por lo que, esos sistemas forman parte de las respectivas empresas.

Algunas Empresas Distribuidoras operan también sistemas no incorporados; por ejemplo: E.E. Guayas – Los Ríos en la Isla Puná, E.E. Sur en Zamora Chinchipe y E.E. Esmeraldas en la zona Norte.

Las empresas filiales de Petroecuador y las compañías petroleras que trabajan especialmente en el nor-oriente, disponen de sistemas de generación y distribución independientes. En especial la filial Petroproducción que cuenta con un importante sistema con líneas de subtransmisión a 34.5 kV., aislados para líneas en 69 kV. y de 13.8 kV. respectivamente.

3.2.4 Grande consumidor

Los requisitos para ser calificado como gran consumidor son:

- a.- Tener un sólo punto de medición, instalado en el lado primario del sistema de transformación. El sistema deberá cumplir con las normas y especificaciones que constan en la Regulación No. CONELEC 001/99 “Sistemas de Medición Comercial para los Agentes del MEM”.

El equipo de medición y comunicación podrá ser de propiedad del consumidor o del proveedor del servicio.

- b.- Registrar una demanda máxima igual o mayor a 1500 Kw., durante al menos 6 de los 12 meses anteriores a la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo de 8000 MWh en los mismos 12 meses.

La información relacionada con el sistema de medición, la demanda y el consumo deberá tener la debida certificación por parte de la empresa que le hubiere suministrado el servicio en el periodo señalado.

Dentro del contexto antes mencionado, el sistema de ELEPCO S.A. se constituye:

3.3 Sistema de subtransmisión de ELEPCO S.A.

El sistema de subtransmisión tiene varios niveles de voltaje que van desde los 13.8 kV. hasta los 69 kV., con distancias relativamente cortas. Estos valores se indican en el cuadro No. 2.

Cuadro No. 2 Características del sistema de subtransmisión ELEPCO S.A

TRAMO	VOLTAJE (kV.)	CONDUCTOR	TIPO	LONGITUD (Km.)
S/E Ambato - S/E Salcedo	69	300 MCM	ACSR	28
S/E Salcedo – Derv San Juan	69	300 MCM	ACSR	5.79
Derv. San Juan – S/E ROCACEM	69	300 MCM	ACSR	0.8
Der. San Juan – S/E SNI. Rafael	69	300 MCM	ACSR	1.21
S/E Sn Rafael – S/E El Calvario	13.8	3/0 AWG	ACSR	2
S/E Sn Rafael – S/E El Estado	13.8	3/0 AWG	ACSR	60
El Estado – Catazacón	13.8	3/0 AWG	ACSR	21.2
Illuchi 1 – S/E El Calvario	22	2 AWG	Cu	9
Illuchi 2 – S/E El Calvario	13.8	477 MCM	ACSR	7.65
S/E Sn. Rafael – Deriv Laygua	69	266.8 MCM	ACSR	9
Deriv. Laygua - S/E la Cocha	69	266.8 MCM	ACSR	6
Deriv. Laygua – S/E Mulaló	69	266.8 MCM	ACSR	9
S/E Mulaló – S/E Lasso	69	266.8 MCM	ACSR	6.5
S/E Lasso – S/E Sigchos	69	266.8 MCM	ACSR	33.6

En el anexo 3.1 se muestra el diagrama unifilar del S.N.I. y en el anexo 3.2 se encuentra el diagrama unifilar de ELEPCO S.A.

3.4 Descripción del sistema de distribución primario de ELEPCO S.A

El sistema de distribución primario cuenta en la actualidad con dos niveles de voltaje 6.3. kV. y 13.8 kV. siendo todos sus alimentadores de tipo radial.

En la actualidad el sistema de 6.3. kV. se tiene únicamente en la subestación El Calvario con su salida No. 1, el resto de alimentadores ya han sido

cambiados a 13.8 kV. actualmente se está construyendo un alimentador para cambiar completamente el sistema de 6.3 kV. a 13.8 kV., con lo que desaparecería definitivamente éste nivel de voltaje.

Otra de las características en la Subestación El Calvario es que la salida No. 3 de esta subestación alimenta al centro histórico de Latacunga con redes subterráneas a un nivel de voltaje de 13.8 kV.

A continuación se realiza una descripción de cada una de las siete subestaciones de ELEPCO S.A.

3.4.1 Subestación Salcedo

Esta subestación tiene una capacidad instalada de 5 MVA, la misma que está por ser cambiada a 10 MVA debido a que su transformador se encuentra sobrecargado. Tiene cuatro salidas con un nivel de voltaje de 13.8 kV.

Salida Norte Oriente de Salcedo (0301)

Salida Centro de Salcedo (0302)

Salida Sur (0303)

Salida Occidente de Salcedo (0304)

Los sectores atendidos por esta subestación se encuentran en el anexo 3.3

3.4.2 Subestación San Rafael

Esta subestación tiene una capacidad instalada de 10/13 MVA. Tiene tres salidas con un nivel de voltaje de 13.8 kV.

Alimentador # 0201 Brigada patria once de noviembre

Alimentador # 0202 Niagara-Pujilí Central El Estado

Interconexión con Central El Estado:

Los sectores atendidos por esta subestación se encuentran en el anexo 3.4

3.4.3 Subestación el Calvario

Esta subestación tiene una capacidad instalada de 3x1,75 MVA y 1x 4/5,2 MVA, tiene tres salidas con un nivel de voltaje de 13.8 kV. A excepción de la salida uno que tiene un nivel de voltaje de 6.3 kV.

Alimentador Avenida Sur y Centro Sur 6,3 kV.

Alimentador norte la estación 6,3 kV.

Alimentador #0101 Oriental 13,8 kV.

Alimentador # 0102 Industrial Sur 13,8 kV.

Alimentador Central Illuchi uno 2,4 kV.

Alimentador de Llegada a 22 KV

Alimentador # 0103 líneas subterráneas 13.8 kV.

Los sectores atendidos por esta subestación se encuentran en el anexo 3.5

3.4.4 Subestación La Cocha

Esta subestación tiene una capacidad instalada de 10/12.5 MVA, tiene cinco salidas con un nivel de voltaje de 13.8 kV. A excepción de la salida dos que se encuentra desconectada en la actualidad.

Alimentador # 0601 Yugsiloma Colatoa

Alimentador # 0602 Isimbo 2

Alimentador de Interconexión con la S/E El Calvario a 13.8 KV

Alimentador # 0604 BASE AÉREA COTOPAXI

Los sectores atendidos por esta subestación se encuentran en el anexo 3.6

3.4.5 Subestación Mulaló

Tiene una capacidad instalada de 10/12.5 MVA con cinco alimentadores de distribución a 13.8 kV. De los cuales el alimentador No. 3 no esta habilitado.

Alimentador # 0401 Industrial Lasso Mulalo
Alimentador # 0402 Tanicuchi
Alimentador # 0403 Saquisili Guaytacama
Alimentador # 0404 Oriente Subestación Joseguango Bajo
Alimentador # 0405 Fca. ACEROPAXI

Los sectores atendidos por esta subestación se encuentran en el anexo 3.7

3.4.6 Subestación Lasso

Esta subestación tiene dos transformadores de 10/12.5 MVA (T1) y 20 MVA (T2), de los cuales se derivan tres salidas a 13.8 kV. de cada uno.

Alimentador transformador 10/12 MVA. # 0502, 52I8-I2 San Agustín de Callo
Alimentador transformador. 10/12 MVA. # 0504 52I8-I4 Pastocalle Toacazo
Alimentador transformador 10/12 MVA. # 0505 52I8-I25 Textiles Río Blanco
Alimentador trans. 20 mva. # 0504* 52I8-I24 Norte- Centro Lasso
Alimentador transformador 20 MVA. # 0505 52L8-L25 ACOSA
Alimentador transformador 20 MVA. # 0506 FAMILIA SANCELA

Los sectores atendidos por esta subestación se encuentran en el anexo 3.8

3.4.7 Subestación Sigchos

La subestación Sigchos es la más reciente incorporada al Sistema Eléctrico Cotopaxi, con una capacidad instalada de 5 MVA.

Esta subestación posee un solo alimentador que abastece a todo el cantón Sigchos

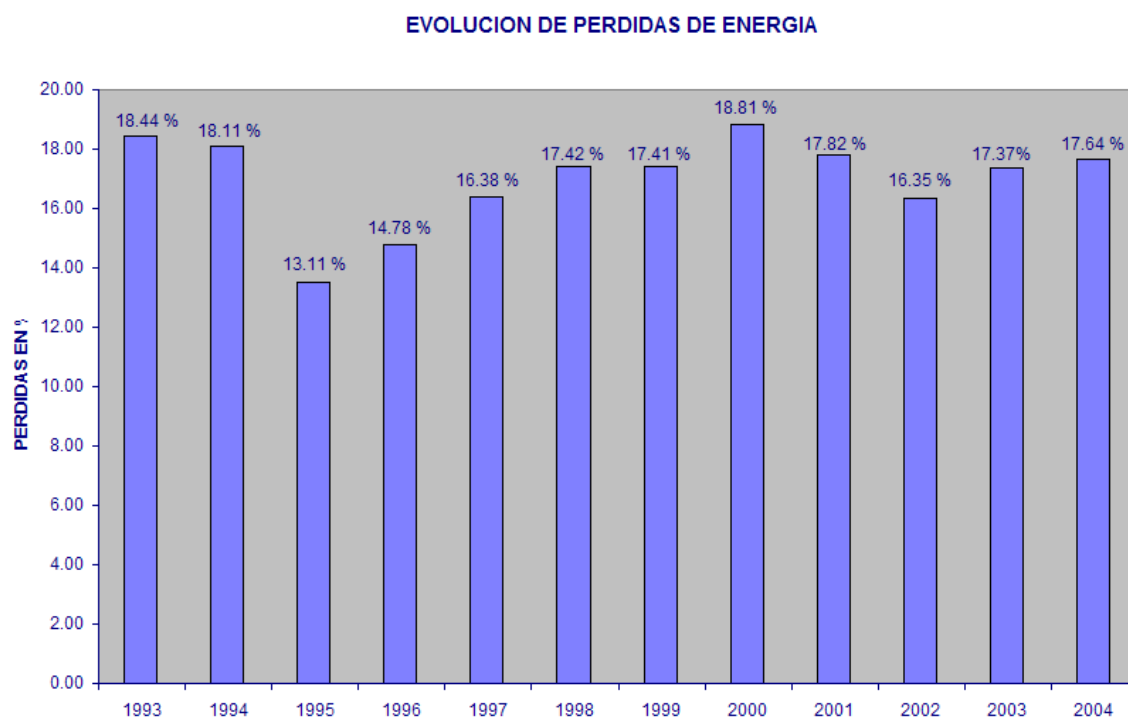
Cabe indicar que la incorporación de esta Subestación se dio por la necesidad de aliviar carga del alimentador No. 4 de la Subestación Lasso, que antes de la incorporación de la misma, abastecía a todo este sector con

la cual se tenía muchos problemas debido a la longitud del alimentador y la carga a la que abastecía.

3.5 Evolución energética de ELEPCO S.A.

Consultado los registros históricos de la evolución energética requerida por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, muestra que el porcentaje de pérdidas de energía ha sido siempre creciente con la salvedad de una reducción importante en 1995, año en el cual se aplicó una estrategia de reducción de pérdidas en la época; y una reducción muy ligera en 1999 (como se muestra en la figura 3.3), por la entrada en funcionamiento de la subestación Mulaló. En el año 2001 se tiene un reducción con referencia a los dos últimos años por el ingreso al sistema del la línea a 69 kV. de la fábrica ROCACEM, lo que no es un índice real por cuanto la energía se entrega en bloque prácticamente en el mismo nodo de distribución de ELEPCO S.A., con lo que se incrementa la potencia entregada manteniendo el mismo valor de pérdidas.

Figura 3.3. Evolución de pérdidas de energía de ELEPCO S.A



3.5.1 Balance energético

El propósito fundamental de realizar un balance energético es determinar en forma global y aproximada el porcentaje de pérdidas de energía eléctrica. Para ello se ha tomado los datos de la energía (E_s) que se ha suministrado al sistema de ELEPCO S.A. a través de sus puntos de enlace, tomados del centro de Control, y los datos de energía facturada (E_F) tomados de los registros de la Dirección Comercial, por diferencia de éstos dos parámetros se logra cuantificar las pérdidas totales del sistema (E_p)

$$E_p = E_s - E_F$$

Durante el año 2004 ELEPCO S.A. recibe de sus fuentes de suministro eléctrico (generación propia y S.N.I.) 210.947 MWh de ésta se registra 173.738 MWh y pierde 37.209 MWh.

Tabla 3.2: Balance de energía de ELEPCO S.A.

BALANCE DE ENERGIA	
Generación local	62.231 MWh
Nodos S.N.I.	148.716 MWh
Comercialización	158.892 MWh
Alumbrado Público	13.586 MWh
Autoconsumos	1.260 MWh
Energía Perdida	37.209 MWh
Energía Perdida 17.64 % respecto a la disponible	

La energía registrada es la suma de la energía facturada mas alumbrado público y mas el autoconsumo.

En función de la información obtenida de las Direcciones de Planificación y Comercial que consta en la tabla 3.1 se ha calculado la pérdida energética para el periodo del 2004 cuyos valores se indican en la tabla 3.2

Aquí tabla 3.1 de Excel

CAPÍTULO IV

MODELACIÓN DIGITAL

4.1. Descripción del programa computacional SPARD⁸

SPARD es un sistema AM/FM/GIS para la administración, planeamiento, operación y diseño de sistemas de distribución de energía eléctrica.

AM/FM (Automaped Mapping/Facilities Management), porque permite el manejo de todos los elementos de una red de distribución tanto primaria como secundaria y que pueden ser observados de forma gráfica.

GIS (Sistema de Información Geográfico), puesto que cada elemento manejado por SPARD puede ser georeferenciado, esto es, cada elemento tiene asociado una coordenada geográfica de tal manera que, pueden ser localizados en un punto del espacio.

Con lo anterior, SPARD puede construir una red topológica de conectividad en donde se guardan los diferentes parámetros eléctricos asociados a la topología, estos pueden ser analizados posteriormente a través de los diferentes programas de análisis tales como:

- Flujo de carga balanceado
- Flujo de carga primario desbalanceado
- Análisis de Corto Circuito
- Localización óptima de condensadores

⁸Referencia Bibliográfica [1,2... 16]

- Reconfiguración óptima primaria y secundaria
- Cálculo del conductor económico
- Análisis de confiabilidad
- Proyección de Demanda

SPARD, adicional a los anteriores, dispone de más de veinte programas con los cuales el ingeniero puede realizar análisis o cálculos, bien sea, de información real o de simulación de una topología cualquiera.

4.2 Tecnología utilizada

Por ser el SPARD un sistema que utiliza la mayor cantidad de recursos de cómputo debido al masivo uso de información y de requerimientos de alta velocidad de procesamiento, se han utilizado herramientas de desarrollo especiales para su implementación.

SPARD utiliza tecnología de 32 bits, esto es, permite direccionar hasta 4 Giga-Bytes de memoria RAM en forma lineal. Además permite crear un disco virtual, cuando no existe memoria RAM disponible. Esta misma tecnología es utilizada por programas tales como Windows o Autocad.

Además, SPARD puede correr en un sistema de Red tal como Novell, permitiendo que varios usuarios accedan la misma base de datos, tomando SPARD el control de los accesos concurrentes.

4.2.1 Requerimientos de hardware y software

Los requerimientos de hardware dependen en gran medida de la cantidad de datos a manejar y de la velocidad de procesamiento que el usuario desee. SPARD utiliza todos los recursos de máquina disponible.

Para una configuración media, esto es para ciudades con aproximadamente 15 circuitos primarios, puede requerirse la siguiente configuración:

4.2.2 Configuración Mínima

- Computador con procesador 486 DX2 de 66 MHZ o superior
- 16 MBytes de memoria RAM
- 512 MBytes en disco fijo (depende de la información a manejar)
- Monitor a color SVGA de 14 pulgadas.
- Dos puertos seriales
- Un puerto paralelo
- Mouse
- Tape backup

4.2.3 Configuración Óptima

- Computador con procesador Pentium de 66 MHZ o superior
- 32 MBytes de memoria RAM
- 1 GByte en Disco Fijo. (Depende de la información a manejar)
- 2 MB vides RAM, Monitor a color SVGA de 17 pulgadas o más
- Dos puertos seriales
- Un puerto paralelo
- Mouse
- Tape backup.

Mientras mejor máquina se tenga, mejor es el desempeño de SPARD.

4.3 Requerimientos de Software.

SPARD no necesita de ningún software adicional al sistema operativo de disco D.O.S. Versión o superior.

SPARD cuenta con todas las herramientas necesarias para su funcionamiento.

Para trabajar en RED es necesario contar con un software para funcionamiento y administración de la RED.

SPARD también puede ser cargado desde Windows 3.1 o Windows 95.

4.4 Periféricos

Siendo SPARD un sistema geográfico, es factible que se necesite obtener planos de área de la ciudad, por lo tanto es importante tener un plotter con un área A0 ó A1, una mesa digitalizadora de pliego de alta resolución y una impresora estándar para la obtención de reportes.

4.5 Red

Si se va a trabajar en RED es necesario tener el hardware requerido para la configuración deseada. Los requerimientos de hardware dependen del tamaño de la RED a instalar.

4.6 Flujo de carga balanceado primario

El flujo de carga balanceado primario se puede correr una vez que se ha configurado la red.

La opción de Flujo de Carga Radial Primario permite seleccionar el tipo de flujo a correr, estos son: FLUJO DE CARGA RADIAL PRIMARIO adecuado para circuitos en los que no existen anillos o FLUJO DE CARGA MALLADO, sí el circuito está mallado.

Inicialmente el flujo pregunta por el modo de ejecución (toda la ciudad, una subestación, un circuito, un archivo configurado). El modo de ejecución escogido debe haberse configurado previamente.

Una vez seleccionado el modo de ejecución el flujo preguntará por la opción de asignación de carga. La asignación de carga para los nodos primarios es seleccionada según:

- a) Proporcional a los kVA de los transformadores (Proportional to kVA of Transformers).

La asignación de carga se hace con base a la capacidad instalada nominal de cada transformador (opción utilizada para planificación).

El factor de demanda es aplicado únicamente a la carga del transformador, los otros valores de potencia se toman como constantes.

- b) Lectura del alimentador proporcional a los kVA de los transformadores.

En nuestro estudio se toma esta opción por cuanto se tienen las lecturas del alimentador mediante un analizador instalado a la salida del mismo y también el censo de los transformadores existentes, así como el factor de potencia a demanda máxima. Datos necesario para la corrida de flujos mediante esta opción

- c) Lectura del alimentador proporcional a los kWh de los transformadores.

Esta asignación de carga tiene en cuenta las lecturas de energía leída en la subestación y la lectura de los usuarios conectados a cada transformador. Los valores de potencia y energía se calculan de la siguiente manera.

Para correr esta opción se necesita el último consumo de todos los usuarios del alimentador.

- d) Proporcional al T.L.M de los transformadores

Esta selección corre con una aplicación particular del SPARD.

El manual de procedimientos para la modelación de la red primaria de Distribución se encuentra en el anexo 4.1 y en el anexo 4.2 están las coordenadas de referencia para Spacyng Type

4.7 Flujo de carga desbalanceado primario

El flujo de carga desbalanceado primario utiliza un análisis por fase.

Para poder correr el flujo de carga desbalanceado se debe haber corrido previamente el programa configurador primario. Debe tenerse presente que el sistema primario esté conectado tanto en nodos, tramos, como en transformadores.

Los flujos de carga desbalanceados son de uso reciente en sistemas de distribución. Realmente lo que la mayor parte de los programas realiza es un análisis por fase en el cual se desprecian los acoples magnéticos entre las fases y simplemente se efectúa un análisis de caída de tensión por fase.

La forma de correr el programa es idéntica a la del flujo balanceado primario.

En el presente trabajo se corre flujos tanto en balanceado primario carga radial así como flujo de carga desbalanceado primario con la segunda opción la cual es la lectura del alimentador proporcional a los kVA de los transformadores.

Se indica que se toma las mayores pérdidas que se producen en el sistema y estos valores se dan cuando se corre los flujos en modo desbalanceado o por fase.

4.8 Descripción del GPS¹⁴

El sistema de posicionamiento global figura 4.1 (GPS: Global Positioning System) es una red de satélites que continuamente están transmitiendo

¹⁴/Referencia Bibliográfica [4,5]

información codificada, la cual hace posible la identificación precisa de cualquier ubicación o lugar sobre la tierra midiendo las distancias desde los satélites.

Fig. 4.1 GPS



El GPS se refiere a un grupo de satélites pertenecientes al departamento de defensa de los Estados Unidos que continuamente están rondando la tierra.

Estos satélites transmiten señales de radio de muy baja potencia permitiendo a cualquier persona que tenga un navegador GPS, determinar su ubicación en el planeta.

La computadora del GPS indica:

- Velocidad actual (hasta 160 Km/h)
- Velocidad promedio
- Velocidad máxima alcanzada
- Distancia recorrida
- Tiempo de viaje (en horas)
- Elevación sobre el nivel del mar
- Posición actual (latitud, longitud)
- Dirección exacta a donde se está moviendo

- La ionosfera y la troposfera causan demoras en la señal de GPS que se traducen en errores de posicionamiento. Algunos de estos errores se pueden corregir mediante modelación y correcciones matemáticas.

Características Técnicas

- Antena de alto rendimiento
- Pantalla Anti-glare ¼ VGA display
- Se puede conectar una antena externa para mejor rendimiento
- Procesador del CPU. 206 MHz StrongARM 1110
- Capacidad de la memoria principal 32 MB en RAM
- Memoria interna no volátil tipo USB de 128 MB
- Posee batería interna para uso durante todo el día
- Esta provisto de un puerto USB para conexión con la PC

En síntesis el GPS permite

- Conocer en tiempo real la ubicación y desplazamiento de móviles así como su localización cuando se encuentra detenido o estacionado.
- Almacenar históricamente dicha información y obtener reportes con antecedentes consolidados de toda la actividad desarrollada por cada móvil en una fecha o periodo de tiempo específico

4.9 Analizador de redes¹⁵

Se conoce con el nombre de analizadores de redes a determinados instrumentos especialmente destinados a medir parámetros de la red eléctrica.

En general, se trata de instrumentos digitales basados en un sistema microprocesador que toman muestras de las ondas de tensión y de corriente y calculan los valores eficaces de tensiones y corrientes con un determinado

¹⁵/Referencia Bibliográfica [5,6,41]

tiempo promediado TMP. Es frecuente que el TMP sea de un segundo, aunque en algunos instrumentos menos potentes, es mas largo.

Básicamente podemos distinguir dos tipos de analizadores de red.

4.9.1 Analizadores Portátiles

Estos suelen medir la tensión de red directamente y suelen emplear pinzas de corriente practicables para capturar la corriente. Acostumbran a tener una cantidad de memoria importante para guardar datos, de forma que pueden emplearse como registradores de tensión y corriente. El análisis de los datos registrados se suele llevar a cabo mediante una conexión a ordenador y un software.

4.9.2 Analizadores Fijos o de Panel

Estos suelen medir a través de transformadores de tensión y de corriente fijos. No suelen disponer de memoria, aunque existen periféricos capaces de asumir esta función.

La precisión de los analizadores de red esta muy condicionada a emplear transformadores y pinzas amperimétricas de una precisión elevada. Debe tenerse en cuenta, sobre todo para aparatos portátiles que miden con dichas pinzas, que el error de anulo suele ser importante y por tanto las medidas de potencia y factor de potencia pueden estar sujetas a errores importantes en determinadas zonas de la escala.

4.9.3 Software para analizadores portátiles.

Los analizadores de red permiten, como se ha dicho, capturar y registrar gran cantidad de datos. El tratamiento de dichos datos se suele hacer en tiempo diferido, transfiriendo los datos del analizador a un fichero de ordenador y posteriormente procesando dichos datos. Esto permite obtener registros gráficos donde se puede tener una visión general de la evolución

de cualquier magnitud eléctrica y permite también obtener tablas numéricas que muestran los valores en un determinado instante o intervalo de tiempo.

4.10 Descripción del Analizador AR5

El departamento de transformadores de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, cuenta con analizadores de carga AR5, los mismos que los utiliza para realizar estudios en sus sistemas de distribución y en los transformadores instalados en su área de concesión.

Basándonos en la existencia y disponibilidad aunque no en un número adecuado se solicitó y se utilizó estos equipos en el presente estudio.

Este instrumento Figura 4.2(a) y 4.2(b), ha sido construido con dispositivos que incorporan las más recientes tecnologías y ofrecen las prestaciones más avanzadas del mercado en la medida y registro de parámetros eléctricos en redes industriales.

Figura 4.2(a): Diagrama esquemático de un analizador AR5

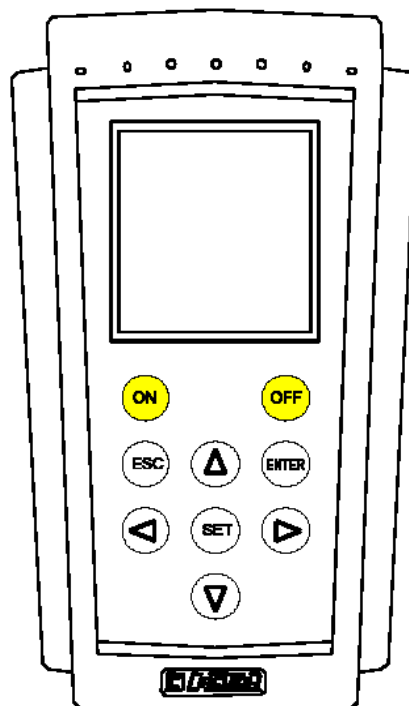


Figura 4.2(b): Analizador AR5 con sus accesorios



Se aconseja medir siempre en la parte alta de la escala para obtener mejor precisión.

4.10.1 Características técnicas

a) Generales

- Tensión de alimentación: A través alimentador externo 230 V c.a. (+ 10 % : - 15 %)
- Frecuencia : 50...60 Hz.
- Consumo : 8 VA.
- Temperatura de trabajo : 0 / 50 °C.
- Circuito de medida : TRIFÁSICO, ARON.
- Seguridad : Categoría II- 600 V, según EN 61010.

b) Medida de tensión:

- Rango de medida : 20 a 500 V c.a. (fase-neutro).
20 a 866 V c.a. (entre fases).
- Cambio de escala : automático.

- Otras tensiones : A través de transformadores de tensión.
 - Frecuencia : 45 a 65 Hz.
- c) Medida de intensidad:
- Rango de medida : según pinza.
 - Relaciones de transformación de tensión e intensidad : programable
 - Unidades de medida : Cambio de escala automático.
 - Reloj interno con batería recargable: Fecha y hora.
 - Display : LCD; 160 x 160 pixels.
 - Salida RS-232 : salida serie.
 - Memoria interna : de 256 kb o 1 Mb según modelo.
- d) Clase de precisión:
- Corriente : 0,5 % de la lectura +/- 2 dígitos.
 - Tensión : 0,5 % de la lectura +/- 2 dígitos.
 - Potencia activa : 1,0 % de la lectura +/- 2 dígitos.
 - Potencia reactiva : 1,0 % de la lectura +/- 2 dígitos.
- e) Precisiones dadas con las siguientes condiciones de medida:
- Exclusión de los errores aportados por los transformadores de tensión y de intensidad externos.
 - Rango de temperaturas : 5 a 45 °C.
 - Factor de potencia : 0,5 a 1.
 - Margen de medida : entre 5 % y 100 %.

CAPÍTULO V

DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL ALIMENTADOR

5.1 Descripción

El alimentador No. 4 de la subestación Salcedo parte de barras de la subestación con conductor de aluminio tipo ACSR, calibre No. 4 en todo el alimentador trifásico, mientras que las derivaciones monofásicas están construidas con conductor No. 2 para las fases y calibre No. 4 para el neutro

Este alimentador abastece de energía eléctrica a transmisores de radio Aventura, Plantaciones Monterrey, Plantel Avícola Velasteguí., teniendo predominio el servicio eléctrico para el área rural en sectores que pertenecen a los Cantones de Salcedo y Pujilí. El uso de la energía de este alimentador está básicamente destinado al residencial con escasas plantaciones florícolas y de tomate

La salida No. 4 en estudio tiene una longitud de 19.5 kilómetros de línea trifásica y 57.08 kilómetros de línea monofásica, teniendo una relación de tres veces más línea monofásica que trifásica.

Es un alimentador cuya característica principal es que la carga es predominantemente monofásica y su mayor concentración se encuentra justamente en las derivaciones monofásicas, mientras que el alimentador trifásico permanece casi sin carga.

Las caídas de tensión en este alimentador no se encuentran por encima de las recomendadas pues a la salida de la subestación se tiene un voltaje de 13.8 kV. mientras que en el punto mas alejado se tiene un voltaje de 13.25 kV. Por lo que no fue necesario la corrida de flujos con capacitores.

Las pérdidas de potencia que se están produciendo actualmente por el efecto Joule es de 23.6 kW. de acuerdo a los flujos de carga corridos cuyos valores se encuentran tabulados en el anexo 5.1

Una vez que en los capítulos anteriores se ha descrito la metodología, en este capítulo se presenta la aplicación de la misma y los resultados obtenidos de la evaluación de la pérdidas técnicas en el alimentador No. 4 de la subestación Salcedo, así como la evaluación de pérdidas en los transformadores.

5.2 Trabajos de campo

Antes de realizar el levantamiento y la actualización del alimentador se efectuó recorridos por los sectores donde abastece el alimentador con el objetivo de identificar las zonas con mayor densidad de carga.

El procedimiento empleado para el levantamiento de la red primaria (por cuanto no existían datos sobre este alimentador) y de los transformadores de distribución se lo realizó de la siguiente manera:

- Ubicar la Subestación, la misma que tiene un código específico (capacidad instalada, número de alimentadores, nivel de voltaje, zonas abastecidas).
- Identificar la salida del alimentador en estudio
- Identificar las fases del alimentador A, B, C tomadas de izquierda a derecha con vista a la carga.

- Identificar el calibre del conductor del alimentador troncal y de sus respectivas derivaciones y subderivaciones.
- Obtener la distancia entre nodos eléctricos con la ayuda de un navegador satelital (GPS).
- Identificación del tipo de estructura empleada en los diferentes nodos del alimentador.
- Identificar potencia y tipo de los transformadores existentes en dicho alimentador.

La ubicación del alimentador No. 4 se muestra en el anexo No. 5.2 (diagrama de ubicación del proyecto) y el diagrama unifilar se presenta en el anexo 5.3.

Para la recopilación de la información tanto de las distancias entre nodos eléctricos, así como datos de calibres de conductores, tipos de estructura, capacidad de cada transformador, tipo, y código de los mismos se utilizó un formulario diseñado para dicho efecto. En dicho formulario se encuentran todos los datos obtenidos del recorrido de campo, detallados en el anexo 5.4

5.3 Mediciones

Las diferentes mediciones realizadas tanto a la salida del alimentador así como en los transformadores de distribución se realizaron durante el periodo comprendido entre los meses de Marzo y Mayo del año 2005.

Para la ejecución de este trabajo fue necesario contar con los siguientes equipos y materiales

- Camioneta 4x4
- GPS marca Trimble
- Cuatro analizadores digitales AR5

5.3.1 Utilización del analizador de carga AR5

Los analizadores digitales se instalaron a la salida del alimentador en estudio, así como en el lado secundario de los transformadores escogidos por su ubicación (dependiendo de la densidad de carga). A estos equipos se los programó para que recopilen la información durante 7 días en periodos de tiempo de 10 minutos acorde a lo que establece la norma sobre el estudio de calidad de servicio editada por el CONELEC.

Con los datos obtenidos se determinó los parámetros necesarios como son: factor de carga, factor de pérdidas, demanda máxima, demanda mínima, y el factor de potencia.

Todos los valores obtenidos de la instalación del analizador a la salida del alimentador, se detallan en la tabla 5.1 y en la figura 5.1 se muestra la curva de carga diaria; en la que se puede ver claramente el desbalance de fases, encontrándose la fase A, con mas carga que las otras dos fases.

Tabla 5.1: Valores obtenidos con el analizador AR5 a la salida del alimentador 4

VOLTAJE (kV.)		CORRIENTE (A)		DEMANDA (kW)		REACTIVOS (KVA)		FACTOR DE POTENCIA	
V/L1	*8.09	I/L1	*27.63	Pot./L1	*222.20	Q/L1	*224.44	Fp./L1	*0.99
	-8.09		-7.35		-56.54		-59.52		_0.95
V/L2	*7.96	I/L2	*19.024	Pot./L2	*150.04	Q/L2	*151.56	Fp./L2	*0.99
	-8.02		-2.92		-22.00		-23.41		-0.94
V/L3	*7.96	I/L3	*15.55	Pot./L3	*122.67	Q/L3	*123.91	Fp./L3	*0.99
	-7.97		-3.14		-24.02		-25.02		-0.96
V/3 Φ	*13.8	I/3 Φ	*20.77	Pot./3 Φ	*494.91	Q/3 Φ	*499.91	Fp./3 Φ	*0.99
	-13.91		-4.47		-102.57		-107.95		0.95

(*) Valores a demanda máxima

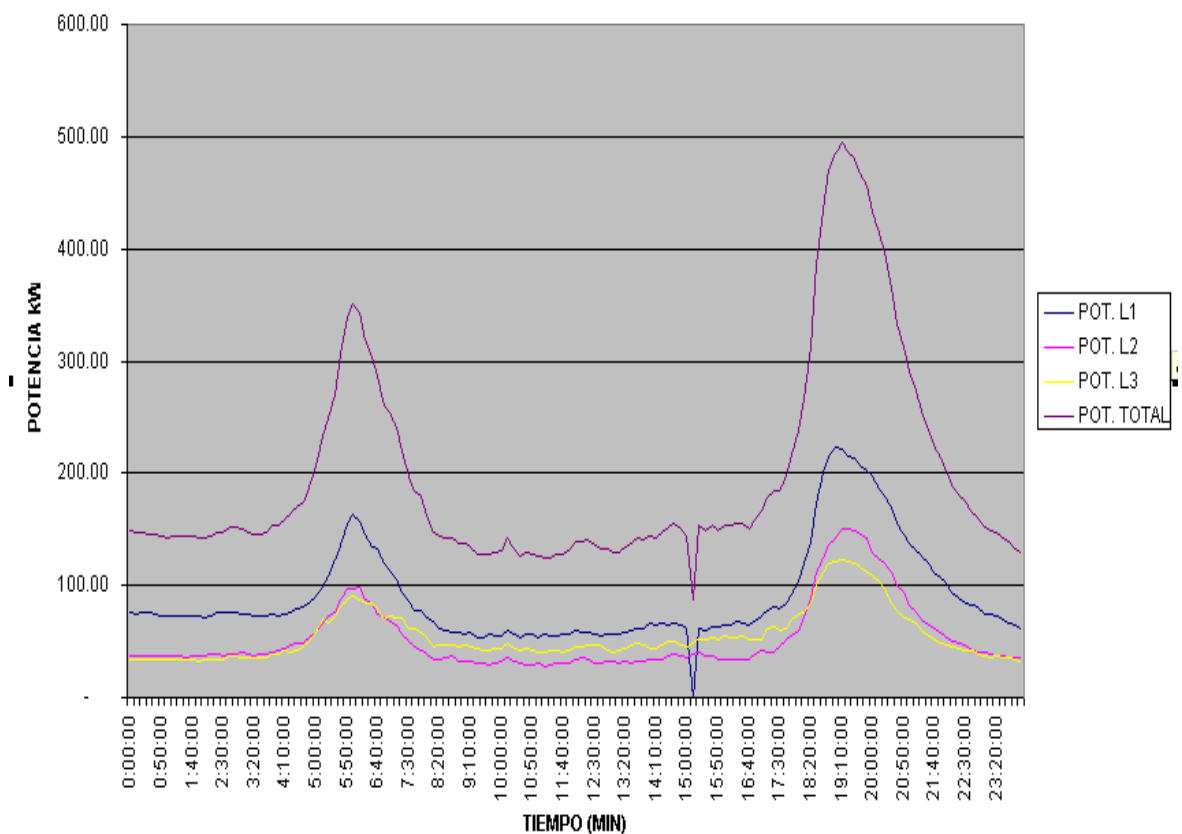
(-) Valores a demanda mínima

Donde:

V/L1,2,3	:	Voltajes línea neutro
V/3 Φ	:	Voltaje trifásico
pot./L1, 2,3	:	Potencia monofásica
pot./3 Φ	:	Potencia trifásica
I/L1,2,3	:	Corriente por fase
I/3 Φ	:	Corriente promedio de las tres fases
Q/L1,2,3:		Potencia reactiva por fase
Q/3 Φ	:	Potencia reactiva trifásica
Fp/L1,2,3	:	Factor de potencia por fase
Fp/3 Φ	:	Factor de potencia promedio

Figura 5.1: Curva de carga diaria del alimentador No.4

CURVAS DE CARGA POR FASE Y TOTAL



El mismo analizador arroja los valores de demanda máxima que se utilizan para la simulación digital (readings), como resultado de ésta simulación se obtiene las pérdidas de potencia a demanda máxima y que se describe más adelante. En el anexo 5.5 se observan los equipos instalados para la toma de mediciones.

5.4 Cálculo de las pérdidas técnicas en la red primaria (13.8 kV.)

Los datos de pérdidas de potencia obtenidas de los resultados de la corrida de flujos se indican en la tabla 5.2. Estas pérdidas (en demanda máxima) deben ser ajustadas a la curva de carga del alimentador y de esta manera determinar con mayor precisión las pérdidas reales del alimentador. Las pérdidas de potencia en porcentaje se obtienen dividiendo el valor de las pérdidas para la demanda máxima del alimentador.

Los resultados de pérdidas se obtuvieron de las corridas de flujos en demanda máxima, mediante simulación digital con el programa SPARD mp Distribución. Los resultados de la simulación en demanda máxima se indican en el anexo 5.1.

Tabla 5.2: Pérdidas de potencia a demanda máxima obtenidos de flujos

DEMANDA (Kw.)		PERDIDAS DE POTENCIA (Kw.)	Pérdidas (%)
Máxima	494.91	23.60	4.76

Para el cálculo de la energía perdida debido a las pérdidas físicas en la red de medio voltaje detallado en la tabla 5.2 se emplea el siguiente procedimiento:

- Como resultado de la corrida de flujos en el SPARD se obtienen las pérdidas de potencia en demanda máxima que se indica en la tabla 5.2

- Con la información de las mediciones realizadas a la salida del alimentador se obtiene la potencia instantánea D_{pi} , durante el intervalo de tiempo (10 minutos). Tabla 5.3
- Los datos ($Cos\phi_{max}$, $Cos\phi_i$, D_{pi} , D_{pMax}) se toman del registro proporcionado al instalar el analizador de carga en el alimentador, cuyos valores se encuentran tabulados en la tabla 5.3.
- Con el valor de las pérdidas de potencia a demanda máxima (D_{RL-MAX}), encontrados con las corridas de flujos y aplicando la ecuación (2.6), se determinan las pérdidas de potencia instantáneas durante el intervalo de medición (D_{RL-I}); dichos resultados se muestran en la tabla 5.3

Tabla 5.3: Datos obtenidos del analizador de carga y de la corrida de flujos

Fecha	Tiempo	$Cos\phi_{max}$	$Cos\phi_i$	D_{pi} (kW)	D_{pMax} (Kw.)	D_{RL-MAX} (kW)	D_{RL-I} (kW)
28/04/2005	16:00:00	0.99	0.93	162.74	494.91	23.60	2.89
28/04/2005	16:10:00	0.99	0.94	197.28	494.91	23.60	4.16
28/04/2005	16:20:00	0.99	0.94	207.91	494.91	23.60	4.62
28/04/2005	16:30:00	0.99	0.95	213.09	494.91	23.60	4.75
28/04/2005	16:40:00	0.99	0.96	231.41	494.91	23.60	5.49
28/04/2005	16:50:00	0.99	0.97	227.10	494.91	23.60	5.18
28/04/2005	17:00:00	0.99	0.98	214.51	494.91	23.60	4.52
28/04/2005	17:10:00	0.99	0.99	213.07	494.91	23.60	4.37
28/04/2005	17:20:00	0.99	0.99	225.38	494.91	23.60	4.89
28/04/2005	17:30:00	0.99	0.99	227.84	494.91	23.60	5.00
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
05/05/2005	15:20:00	0.99	0.95	116.66	494.91	23.60	1.42
05/05/2005	15:30:00	0.99	0.95	116.97	494.91	23.60	1.43
05/05/2005	15:40:00	0.99	0.95	117.76	494.91	23.60	1.48
05/05/2005	15:50:00	0.99	0.94	118.66	494.91	23.60	1.47

- De los resultados obtenidos al aplicar la ecuación (2.6). se calcula la energía perdida del alimentador aplicando la ecuación (2.7)

- Las pérdidas de energía debido al efecto Joule en cada uno de los intervalos se suman, lo que al final se tiene las pérdidas totales de energía, los resultados se indican en la tabla 5.4
- Para obtener en porcentaje el nivel de pérdidas de energía se divide la energía perdida para el total de energía entregada por el alimentador, cuyos valores se presentan en la tabla 5.4. la energía entregada por el alimentador se obtiene de las mediciones realizadas durante el periodo de tiempo.

Tabla 5.4: datos de energía entregada y perdida del alimentador

Fecha	Tiempo	Energ. Entregada kW-h	Pérd. Energía kW-h
28/04/2005	16:00:00	26.04	0.46
28/04/2005	16:10:00	31.57	0.67
28/04/2005	16:20:00	33.27	0.74
28/04/2005	16:30:00	34.09	0.76
28/04/2005	16:40:00	37.03	0.88
28/04/2005	16:50:00	36.34	0.83
28/04/2005	17:00:00	34.32	0.72
28/04/2005	17:10:00	34.09	0.70
28/04/2005	17:20:00	36.06	0.78
28/04/2005	17:30:00	36.45	0.80
-	-	-	
-	-	-	
-	-	-	
05/05/2005	15:30:00	18.71	0.23
05/05/2005	15:40:00	18.84	0.24
05/05/2005	15:50:00	18.99	0.24
TOTAL SEMANAL		32,445.61	778.24
TOTAL ANUAL		1'687,171.57	40,468.41
Pérdidas totales de energía			2.39 %

Como estas pérdidas son resistivas y dependen básicamente de la carga, se determinan los niveles de éstas para el estado más crítico de funcionamiento de la red (esto es a demanda máxima).

El funcionamiento real consiste en establecer las pérdidas para cada instante tal como varía el estado de carga, por tal motivo el cálculo se ha desarrollado integrando la curva de carga semanal y este resultado multiplicado por 52 (semanas del año). Se realiza esta consideración estimando que su comportamiento es similar durante todo el año, por cuanto de los datos históricos encontrados a partir del año 2002 hasta la presente fecha, la demanda de dicho alimentador se comporta de una manera similar durante cada mes.

Una manera de verificar el cálculo realizado en los pasos anteriores es calcular el porcentaje de pérdidas de energía empleando la ecuación (5.1), donde intervienen los factores de pérdidas y de carga propios del alimentador.

$$E_{pér}(\%) = P.pér(\%) \times \frac{F_{pér}}{F_{carga}} \quad (5.1)$$

Donde:

- $E_{pér}(\%)$: Porcentaje de pérdidas de energía
- $P.pér(\%)$: Porcentaje de pérdidas a demanda máxima
- $F_{pér}$: Factor de Pérdidas
- $F.carga$: Factor de carga

El factor de carga y el factor de pérdidas se calcula mediante las ecuaciones (2.2) y (2.9) respectivamente

$$F. carga = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{201,21kW}{494,91kW} = 0.406$$

$$F_{p\acute{e}r} = \frac{\sum D_{pi}^2 \Delta t}{D_{m\acute{a}x}^2 T} = \frac{7'829.919,97}{(94.91)^2 * 167.8} = 0.2$$

Aplicando la ecuaci3n 5.1 se tiene

$$E_{p\acute{e}r}(\%) = 4.76 \% * \frac{0.2}{0.406}$$

$$E_{p\acute{e}r}(\%) = 2.34 \%$$

Para el c\`alculo de los factores de carga y p\`erdidas mediante las ecuaciones (2.2) y (2.9) respectivamente se utiliza los datos de las mediciones tabuladas en la tabla 5.3 y el porcentaje de p\`erdidas de potencia se obtiene de la corrida de flujos a demanda m\`axima.

5.5 El Transformador equivalente⁵

Determinar un transformador equivalente, ayuda a determinar un procedimiento menos elaborado para estimar las p\`erdidas en los transformadores de distribuci3n y que sea el m\`as cercano a la realidad, el procedimiento es el siguiente:

- De los datos encontrados en el alimentador, se tiene el n\`umero total de transformadores instalados con sus respectivas potencias nominales.
- Sumando las potencias individuales de los transformadores se obtienen los kVA totales, los mismos que al dividir para el n\`umero total de transformadores, se obtiene la potencia del transformador equivalente.
- El resultado se le aproxima al transformador m\`as cercano de potencia estandarizada del cual se tienen los datos.
- Los resultados se muestran en la tabla (5.5)

⁵/Referencia Bibliogr\`afica [77]

Tabla 5.5: El transformador equivalente

TRANSFORMADOR EQUIVALENTE			
No. Trafos	Pot. Total Instalada	Transformador Equivalente	Transformador Estandarizado
144	1493 kVA.	10.36 kVA.	10 kVA.

5.6 Cálculo de las pérdidas técnicas en transformadores de distribución²

En los transformadores existen básicamente dos tipos de pérdidas, las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre.

Las pérdidas en el núcleo son producidas por la circulación de corrientes parásitas y las corrientes de magnetización

Las pérdidas en el cobre son producto de la circulación de corriente por los devanados y está en función del cuadrado de esta corriente. Estas pérdidas vienen dado por $I^2 R$

5.6.1 Cálculo de las pérdidas en vacío de los transformadores de Distribución

Las pérdidas en vacío solo dependen del nivel de voltaje y no de la demanda, estas se consideran constantes y son iguales a:

$$P_{OT} = N \times P_o \quad (5.2)$$

Donde:

P_{OT} : Pérdidas en vacío totales del transformador (kW)

P_o : Pérdidas en vacío nominales del transformador (kW)

N : Número de transformadores de la misma capacidad

²/Referencia Bibliográfica [18,19]

El procedimiento para el cálculo de estas pérdidas es como sigue:

- Tomar los valores de pérdidas obtenidos de la base de datos de la fábrica de transformadores ECUATRAN, los cuales se muestran en la tabla (5.6). Los valores de pérdidas son las correspondientes a la Norma INEN 2114, vigentes en el año 1990; se toman estos valores por cuanto el alimentador en estudio fue construido en el año 1998, fecha en que entró a funcionar la subestación Salcedo.

En la actualidad las pérdidas en los transformadores se ajustan a la norma Colombiana ICONTEC IV revisión. Los datos de pérdidas en los transformadores de acuerdo a como han ido disminuyendo se muestran en el anexo 5.5

Tabla 5.6: Datos de placa de los transformadores de distribución

PERDIDAS EN VACIO Y EN EL COBRE DE TRANSFORMADORES					
POTENCIA NOMINAL SEGÚN NORMA INEN 2114 (1990)					
Transformador kVA.	Pérd. En vacío W	Pérd. En vacío %	Pérd. En Cu W	Pérd. en Cu %	Pérd. Tot %
5	40	0.8	115	2.3	3.10
10	70	0.7	165	1.65	2.35
15	95	0.63	240	1.60	2.23
25	140	0.56	360	1.44	2.00
37.5	190	0.50	500	1.33	1.83
50	225	0.45	635	1.27	1.72
75	290	0.38	880	1.17	1.55
30 3F	180	0.60	630	2.1	2.70
50 3F	245	0.49	910	1.82	2.31
75 3F	350	0.47	1330	1.77	2.24
100 3F	443	0.44	1710	1.71	2.15
112.5 3F	490	0.43	1900	1.68	2.03
150 3F	610	0.41	2390	1.59	2.00

- Con los valores de la potencia perdida y con el número de transformadores se tiene las pérdidas en vacío de todos los transformadores.
- Con la potencia perdida en vacío del grupo de transformadores, se multiplica por el periodo de estudio, con lo que se determina la energía por pérdidas en los transformadores.
- Dichos resultados se muestran en la tabla (5.7)

Tabla 5.7: Pérdidas en vacío del total de transformadores

PÉRDIDAS TOTALES EN VACÍO DE LOS TRANSFORMADORES (Durante el periodo de medición)				
Potencia kVA.	No. Trafos.	Pérd. vacío kW.	Pérd. tota. Vacío kW	Energía de pérdidas kW-h
5	46	0.04	1.84	305.13
10	68	0.07	4.71	789.37
15	24	0.09	2.25	358.20
25	1	0.14	0.14	23.22
37.5	1	0.19	0.19	31.51
50 1f	1	0.22	0.22	36.48
30 3f	2	0.17	0.35	56.38
50 3f	1	0.24	0.24	39.80
150 3f	1	0.61	0.61	101.16
TOTAL	145		10.50	1741.25

El porcentaje de pérdidas de energía en vacío del grupo de transformadores se encuentra dividiendo la energía de pérdidas en vacío del grupo de transformadores (kWh) para la energía entregada por el alimentador, estos resultados se muestran en la tabla (5.8)

Tabla 5.8: Pérdidas de energía en vacío de los transformadores en porcentaje

% DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL HIERRO DE LOS TRANSFORMADORES		
Energía perdida en Transformadores (KWh)		Energía entregada por el alimentador (kWh)
TOTAL SEMANAL	1,741.25	32,445.61
TOTAL ANUAL	90,545.0	1'687.171,57
Pérdidas totales de energía = 5.36 %		

5.6.2 Determinación del Factor de utilización de los transformadores

El factor de utilización es importante para determinar de una manera precisa las pérdidas en el cobre que están aportando el grupo de transformadores, el cual se determina de la siguiente manera.

- Obtener la lista de transformadores que están instalados en el alimentador; esto se consigue de los datos obtenidos con el trabajo de campo realizado, y se muestra en la tabla (5.9).

Tabla 5.9: Transformadores instalados a lo largo del alimentador

TRANSFORMADORES			
MONOFÁSICOS		TRIFÁSICOS	
CAPACIDAD kVA.	No. TRAFOS	CAPACIDAD kVA.	No. TRAFOS
5	46	30	2
10	68	50	1
15	24	150	1
25	1		
37.5	1		
50	1		
TOTAL	141	TOTAL	4
Total: 141 Transformadores monofásicos y 4 transformadores trifásicos			
Capacidad instalada: 1643 kVA.			

- Obtener la capacidad instalada de los transformadores en el alimentador mediante la suma de sus potencias nominales.
- El factor de utilización de los transformadores se determina aplicando la ecuación (2.3). Los resultados se muestran en la tabla (5.10)

Tabla 5.10: Factor de utilización de los transformadores

Factor de utilización de los transformadores		
Pot. Instalada kVA	Demanda Máxima kW/fp (fp=0.99)	Factor de utilización De los transformadores
1493(1643-150)	499.91	0.334

No se toma en cuenta los 1643 kVA. instalados por cuanto el transformador de 150 kVA se encuentra sin carga.

5.6.3 Ajuste de la curva de carga para transformadores con la curva de carga el alimentador¹⁵

La metodología escogida obliga a realizar mediciones de la carga sobre cada uno de los transformadores de la muestra, durante un período de siete días consecutivos, con tiempos de integración de 10 o 15 minutos; este mismo criterio es utilizado para la toma de carga sobre el alimentador. Esta metodología considera además, que para tener buenos resultados, se debe dar la simultaneidad de las mediciones, aspecto que exige una gran cantidad de instrumentos de medida.

La limitación en el número de equipos que se requieren para realizar las mediciones de la carga, es una realidad que se debe enfrentar siempre en este tipo de metodologías. Sin embargo, es posible superarla mediante la aplicación de un artificio que minimice la acción de las mediciones en tiempos diferentes; pasando por alto la condición de simultaneidad de las mediciones. En este estudio, se aplica como artificio el ajuste de las curvas de carga obtenidas en tiempos diferentes, con la curva de carga total correspondiente al alimentador en estudio. Para esto se procede a:

- Determinar una curva de carga media durante los siete días de la medición, que representará al grupo de transformadores de igual capacidad (kVA) censados.

¹⁵Procedimiento proporcionado por el Ing. Willians Olalla D. Planificación de ELEPCO S.A.

- Efectuar un balance de potencia para cada intervalo de la curva, en el cual se ajustan las curvas de carga de los grupos de transformadores, que se obtuvieron en el paso anterior, con la correspondiente al alimentador; mediante la siguiente expresión:

Balance de potencia

$$P_{Ai} = P_{Ti} + P_{PLi} \quad (5.3)$$

donde:

P_{Ai} , i-ésima potencia de la curva de carga del alimentador

P_{Ti} , i-ésima potencia total de demanda de los transformadores

$$P_{Ti} = \sum N_k * Pit'_k \quad (5.4)$$

P_{PLi} , i-ésima potencia de pérdidas en las líneas de medio voltaje del alimentador

Pit'_k , i-ésima potencia ajustada para el grupo de transformadores con capacidad k

entonces,

$$P_{Ai} - P_{PLi} = P_{Ti} \quad (5.5)$$

La relación porcentual Ri_k (%) del requerimiento de potencia del grupo de transformadores k , respecto a la potencia total de demanda de los transformadores es,

$$R'_{ki} (\%) = \frac{N_k * Pit'_k}{P_{Ti}} * 100 \quad (5.6)$$

$$R'_{ki} (\%) = \frac{N_k * Pit'_k}{P_{Ai} - P_{PLi}} * 100 \quad (5.7)$$

Utilizando las demandas medias (P_{itk}) correspondientes a cada grupo de transformadores, la demanda total de cada grupo (P_{iGk}) está dado por:

$$P_{iGk} = N_k * P_{itk}, \quad (5.8)$$

donde,

Pit_k : i-ésima potencia de la curva de carga media del grupo de transformadores de capacidad k

N_k : número de transformadores instalados de capacidad k

y la demanda total de todos los transformadores del alimentador está dada

por: $\sum_{k=5}^n N_k * Pit_k$. La relación porcentual entre estas expresiones resulta

ser:

$$R_{ik}(\%) = \frac{N_k * Pit_k}{\sum_{k=5}^n N_k * Pit_k} * 100 \quad (5.9)$$

Considerando que las expresiones (5.7) y (5.9) son iguales, entonces

$$\frac{Pit'_k}{P_{Ai} - P_{PLi}} = \frac{Pit_k}{\sum_{k=5}^n N_k * Pit_k}$$

Por lo que desarrollando los términos se tiene la fórmula que permite la corrección de las curvas de los transformadores en función de la curva del alimentador.

$$Pit'_k = \frac{Pit_k * (P_{Ai} - P_{PLi})}{\sum_{k=5}^n N_k * Pit_k} \quad (5.10)$$

Una vez corregidas las curvas de demanda de los transformadores y ajustadas a la curva del alimentador se continúa con el procedimiento para determinar las pérdidas en el cobre, que se describe a continuación.

5.6.4 Cálculo de las pérdidas en el cobre de los transformadores de distribución.

Para el cálculo de las pérdidas tanto en el cobre como en vacío (hierro) se considera un periodo exacto para cada uno de los transformadores, con el fin de obtener el valor de pérdidas más cercanas a la realidad. Este

procedimiento se indica más adelante. El periodo de instalación fue de 165.83 horas

La definición del tamaño de la muestra se realizó arbitrariamente ya que no se disponía de información suficiente para la selección. El número de transformadores seleccionados para las mediciones fue de once clasificados por potencia nominal.

Se tomó en cuenta para la selección, tipo de carga, capacidad instalada y rango de usuarios por potencia.

En la tabla 5.11 se indica los transformadores seleccionados en los cuales se realizaron las mediciones

Tabla 5.11: Transformadores seleccionados para la muestra de mediciones

Código Del Transformador	Capacidad del transformador kVA.		Lugar de instalación
	Monofásico	Trifásico	
T4007	37.5		QUILAJALO
T4013	10		SALACHE BARBAPAMBA
T4018	10		SALACHE SN. JOSE
T4031	10		COLLANAS
T4039	5		SN PEDRO JACHAGUANGO
T4056	15		ALPAMALAG DE VERDEZOTO
T4098	10		SN JOSE DE BARBA
T4117	15		YANAHURCO
T4126	15		YACUBAMBA
TS/N		30	SUBESTACIÓN
T6126		50	AVICOLA VELASTEGUI

En el anexo 5.7 se indica las curvas de carga de los transformadores en los cuales se instalaron los equipos.

Los valores obtenidos de las mediciones en los transformadores son utilizados para determinar el factor de carga y factor de pérdidas; los mismos

que son utilizados para determinar las pérdidas tanto en el cobre como en el hierro de dichos transformadores, estos valores se detallan en la tabla 5.12

Tabla 5.12: Factor de Carga y Factor de pérdidas calculados

CAPACIDAD kVA		D.Máx kW	D.Med kW	ENERGIA ENTREGA KWh	Periodo Horas	F.Carga %	F. Pérd. %
1Φ	3Φ						
5		3.486	1.512	250.81	165.83	0.434	0.222
10		2.687	0.964	159.91	165.83	0.359	0.159
15		5.327	1.761	291.96	165.83	0.331	0.142
25		2.687	0.964	159.91	165.83	0.359	0.159
37,5		10.42	2.03	336.57	165.83	0,19	0.07
50		2.687	0.964	159.91	165.83	0.359	0.159
	30	26.18	6.42	1063.92	165.83	0.25	0.11
	50	59.72	5.45	903.90	165.83	0.09	0.03

- Las pérdidas en el cobre que se disponen en tablas para transformadores son a potencia nominal, para poder determinar las pérdidas producidas en los transformadores se tiene que realizar la conversión de éstas pérdidas a la demanda instantánea utilizando la curva de carga de los transformadores tomados como muestra (curva media) ajustadas y la curva del alimentador
- Como las pérdidas en el cobre están relacionadas con el cuadrado de la corriente (demanda) se tiene que las pérdidas en el cobre de un transformador son:

$$P_{CUT} = P_{CU_n} * FU^2 * N \quad (5.11)$$

Donde:

N : Número de transformadores del alimentador

P_{CU_n} : Pérdidas en el cobre a carga nominal del transformador (kW)

FU : Factor de utilización del transformador equivalente

- Para tener el valor de pérdidas más cercano a la realidad, se utiliza el transformador equivalente cuando la potencia nominal no corresponde a ninguno en los cuales se realizaron las mediciones. Tabla (5.5)
- Los datos obtenidos de las mediciones y calculados de los transformadores se indican en la tabla (5.12)
- La potencia pérdida del grupo de transformadores, se multiplica por el periodo de estudio y por el factor de pérdidas de cada grupo. De esta manera se determina la energía de pérdidas de los transformadores. Los resultados encontrados se muestran en la tabla (5.13).

Tabla 5.13: Pérdidas de potencia y energía en el cobre de los transformadores

PÉRDIDAS EN EL COBRE DE LOS TRANSFORMADORES DURANTE EL PERIODO DE MEDICION DE 7 DIAS						
Potencia kVA.	No. Trafos	Pér. En Cu Nominal (W)	FU	Pér. Tot. Cu kW	Factor Pérdidas	Energía de pérdidas kW-h
5	46	115	0.334	0.59	0.222	21.76
10	68	165	0.334	1.25	0.159	33.00
15	24	240	0.334	0.64	0.142	15.13
25	1	360	0.334	0.04	0.159	1.06
37.5	1	500	0.334	0.06	0.07	0.69
50 1f	1	635	0.334	0.07	0.159	1.87
30 3f	2	630	0.334	0.14	0.11	2.45
50 3f	1	910	0.334	0.10	0.03	0.54
150 3f	1	2390	0.334			0
TOTALES				2.89		76.50

El porcentaje de pérdidas de energía en el cobre del grupo de transformadores se encontró dividiendo la energía de pérdidas en el cobre del total de transformadores (kWh) para la energía entregada por el alimentador, estos valores se tabulan en la tabla (5.14), los valores del transformador de 150 kVA, son cero por cuanto el mismo se encuentra energizado pero no tiene ninguna carga actualmente.

Tabla 5.14: Pérdidas de energía en porcentaje semanal y anual

% DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL Cu DE LOS TRANSFORMADORES		
	Energía Perdida Transformadores KWh	Energía entregada Por el alimentador kWh
TOTAL SEMANAL	76.50	32.445.61
TOTAL ANUAL	3,977.86	1'687.171,57
Pérdidas totales de energía = 0.235 %		

En la tabla (5.15) se indica el total de energía perdida en los transformadores de distribución instalados, con relación a la energía total entregada por el alimentador.

Tabla 5.15: Energía total perdida en los transformadores

ENERGÍA PERDIDA EN EL COBRE Kw.-h anual	ENERGÍA PERDIDA EN VACÍO kW-h anual	ENERGÍA TOTAL DEL ALIMENTADOR kW-h anual	ENERGÍA TOTAL PERDIDA kW-h anual
3,977.86	90.545,0	1'687,171.57	94,522.86
% Energía perdida en transformadores: 5.60 % total de energía del alimentador			

Si se cambiara los transformadores existentes (pérdidas altas) por transformadores de última tecnología (pérdidas menores) las pérdidas de energía que se tendrían con estos cambios se detallan en la tabla 5.16, donde se puede ver que se lograría un ahorro total en porcentaje de 1.45 %

Tabla 5.16: Energía total perdida en los transformadores si se cambiara a transformadores de última tecnología (según normas ICONTEC IV revisión)

ENERGÍA PERDIDA EN EL COBRE Kw.-h anual	ENERGÍA PERDIDA EN VACÍO kW-h anual	ENERGÍA TOTAL DEL ALIMENTADOR kW-h anual	ENERGÍA TOTAL PERDIDA kW-h anual
3,258.27	66.830,83	1'687,171.57	70.089.11
% Energía perdida en transformadores: 4.15 % total de energía del alimentador			

Sin embargo de lo indicado, debido al costo (\$ 173,876.37 según presupuesto constante en anexo 6.2), que representa el cambio del total de dichos transformadores no es recomendable esta sugerencia.

5.7 Control de pérdidas técnicas

La mejor estrategia para el control de pérdidas eléctricas es realizar un planeamiento adecuado, tanto en la operación así como en la expansión del sistema eléctrico.

Las pérdidas eléctricas, así como su control, tienen asociados costos; por lo tanto la decisión de tomar una u otra medida para lograr una reducción del nivel de pérdidas del sistema debe efectuarse en base a una adecuada evaluación económica y financiera.

5.8 Metodología de control aplicado al alimentador en estudio

El control de pérdidas se debe realizar en todos los niveles del sistema, es decir en la generación, en la transmisión, y en la distribución.

Para lograr que se realice adecuadamente un plan de reducción de pérdidas, se debe acompañar con un adecuado planeamiento del sistema. A continuación se describen las principales características que se debe considerar en la planeación de los subsistemas de distribución.

El objetivo del planeamiento en los subsistemas de distribución es asegurar que el crecimiento de la demanda de electricidad se satisfaga de manera óptima por medio de la adición de elementos al sistema, que sea técnica y económicamente razonable.

Esta adición de elementos se debe realizar teniendo en cuenta condiciones de tiempo y espacio.

El planeamiento en los subsistemas de distribución comienza en el mismo nivel de los consumidores. Por ésta razón el tipo de demanda, el factor de carga, y las características de carga, de los consumidores señalan los requerimientos de los subsistemas de distribución.

Existe un gran número de factores de índole técnica, económica, social, ambiental y de nivel de pérdidas que deben considerarse en el planeamiento. El factor de mayor incidencia es el crecimiento de la demanda. De aquí que sea esencial, para un adecuado planeamiento, la predicción aceptable de la carga, la cual se ve influenciada por factores geográficos, económicos, poblacionales, políticos gubernamentales, etc.

El problema de planeamiento en los subsistemas de distribución conduce a tomar decisiones sobre aspectos relacionados con los siguientes variables:

- Niveles de tensión en los diferentes circuitos de distribución primaria y secundaria
- Localización, capacidad y área de servicio de las subestaciones
- Configuraciones, longitudes y rutas de los alimentadores primarios y secundarios
- Materiales y calibres de los conductores utilizados
- Clase, capacidad y ubicación de los transformadores de distribución
- Clase, tamaño, y ubicación de otros elementos del sistema que cumplen un propósito específico como son: reguladores de tensión y condensadores.
- Niveles de cargabilidad de los diferentes elementos del sistema.

Para lograr un buen planeamiento y una adecuada reducción de pérdidas en el alimentador, se deben tener en cuenta consideraciones relacionadas con:

5.8.1 Predicción de carga¹⁶

Es de suma importancia para realizar un estudio de planeación y de pérdidas. Si no se conoce adecuadamente la carga que va a tener un transformador, alimentador o subestación, lo mas probable es que se realice una ubicación y selección del tamaño en forma inadecuada.

Aplicando la predicción de carga a nuestro alimentador pese a que en la actualidad la demanda de potencia es baja (29.32 Amperios) con un factor de crecimiento anual calculado que se indica para cada año en el anexo 5.8 En la tabla 5.16 se indica las demandas máximas proyectadas para cada año tomados desde el 2005, hasta el año 2010. para estos valores de demanda se corren flujos de carga y también se tienen las pérdidas de potencia esperadas para cada uno de estos años.

Tabla 5.16: Proyección de la demanda y calculo de las pérdidas en alimentador No. 4

Año	Factor de Crecimiento (%)	Demanda Actual (kW)	Demanda Proyectada (kW)	Pérdidas Potencia Actual (kW)	Pérdidas Potencia Proy. (kW)	%
2004	0	494.91		23.6		
2005	18.9		588.45		33.36	41
2006	8.0		635.52		39.09	17
2007	7.6		683.82		45.07	15
2008	7.2		733.06		51.79	15
2009	6.9		783.64		60.3	16
2010	6.6		835.36		68.06	12.8

Por lo que se justifica plenamente el cambio del calibre del conductor

5.8.2 Inventario de los componentes del alimentador

Es prioritario y fundamental el realizar un inventario detallado de todos los componentes de un sistema para realizar un adecuado estudio de planeación y de pérdidas.

¹⁶Referencia Bibliográfica [Datos proporcionados por la Dirección de Planificación de ELEPCO S.A.]

Los resultados se pueden presentar en forma de diagrama unifilar y mapa geográfico, donde se muestre: Calibre de conductores, longitudes de tramos, ubicación de transformadores, y elementos del sistema. Los datos de nuestro trabajo está reflejado en el anexo 5.4

5.8.3 Revisión de normas

Con el fin de estandarizar la construcción de redes tanto por la empresa suministradora del servicio así como por lo profesionales en el libre ejercicio profesional; se debe realizar una revisión de las normas técnicas sobre construcción de redes, así como exigir que dentro de la empresa eléctrica exista normas técnicas actualizadas con procedimientos aceptados para una buena planeación y reducción de pérdidas.

En las normas se debe establecer rangos sobre cargabilidad máxima de líneas, pérdidas máximas permitidas en transformadores, porcentaje máximo de desbalance entre fases, etc.

5.8.4 Mejora del factor de potencia

Una de las mejores formas de reducir las pérdidas en un sistema eléctrico es mejorar el factor de potencia utilizando capacitores.

Sin embargo de acuerdo a los flujos de carga corridos en nuestro alimentador, no justifica la instalación de capacitores por cuanto el factor de potencia a demanda máxima es de 0.99

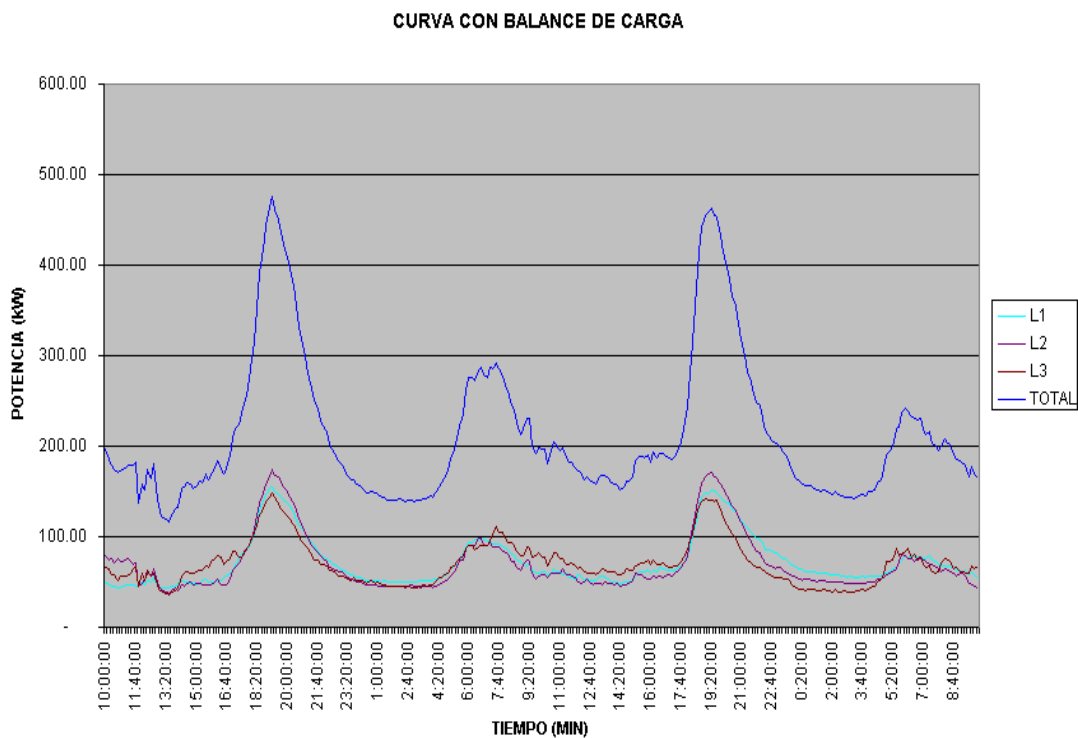
5.8.5 Mejora del balance de fases

Al no existir un estudio sobre balance de fases el sistema trabaja en forma desbalanceada lo que ocasiona mayores pérdidas en las redes, por lo que se debe redistribuir equitativamente las cargas con el fin de reducirlas.

En nuestro alimentador se procedió a realizar el balance de fases cambiando una derivación monofásica en la sección comprendida desde P72 a P108, que incluyen diez transformadores de 5 kVA., nueve transformadores de 10 kVA. y nueve transformadores de 15 kVA; dando un total de 275 kVA, logrando con esto tener una carga balanceada con los siguientes datos: fase A con 514 kVA instalados, fase B con 492 kVA instalados, y fase C con 637 kVA instalados, que corresponde al 31 %, 30 % y 39 % respectivamente.

Anteriormente se encontraba con la siguiente distribución en las fases: fase A 789 kVA, fase B con 492 kVA, y la fase C con 362 kVA. Existiendo un desbalance considerable como se ve en la figura 5.1 y en la figura 5.2 se muestran la curva de carga del alimentador por fases y total una vez realizado el balance de las mismas.

Figura 5.2: Curva de carga con el balance de fases



5.8.6 Manejo de carga

Si se tiene un factor de carga diario muy bajo significa que el valor de la demanda máxima es muy grande. Esto implica un sobredimensionamiento

de los equipos para soportar dicha demanda. Por otro lado las pérdidas aumentan casi proporcionalmente con el cuadrado de la carga. Si mediante políticas de manejo de carga se puede reducir la demanda máxima se logrará un beneficio.

En el alimentador No. 4 se debería establecer de igual manera políticas de consumo de tal manera que se logre aplanar la curva y no tener los picos de demanda a la hora crítica por cuanto el factor de carga del alimentador es de 0.406, ya que su demanda media es de 201.18 kW y su demanda máxima es de 494.91 kW.

Una de las maneras de mejorar la curva de carga es cobrando por ejemplo una tarifa inferior cuando utilizan calentadores en horas de demanda baja. Sin embargo se tiene un problema y es que no se cuenta con aparatos de medición que registren estos horarios.

5.8.7 Manejo de carga de transformadores

Utilizando esta herramienta que relaciona al consumidor y su consumo con las características de los transformadores se tiene:

- Reducción de pérdidas en los devanados de los transformadores
- Una forma metódica de estimar el comportamiento de los transformadores y su posible cambio o reubicación.
- Datos mas confiables para realizar una mejor predicción de la demanda
- Utilización económica de la capacidad de los transformadores y de los conductores de los cuales pueden trabajar en condiciones por debajo de sus límites térmicos.

- Uso de niveles mayores de tensión en los subsistemas de distribución con lo cual se aumenta la capacidad de transporte, se disminuyen las pérdidas y se mejora la regulación de voltaje.

En la tabla 5.17 se resume los niveles de pérdidas obtenidas como resultado de la aplicación de diferentes alternativas que conducen a mejorar la operación del alimentador en estudio.

Tabla 5.17: Pérdidas totales con la aplicación de las diferentes alternativas

DEMANDA	ESTADO	PERD. POT.		PERD. ENERG	
		KW	%	KWh/Año	%
MAXIMA	Actual	23.60	4.76	40,468.41	2.39
	Actual + balanceo	21.17	4.27	36,301.54	2.15
	Actual + balanceo + const. Tramo	10.80	2.18	18,519.44	1.09
	Cambio a conductor 2 + balance de fases	12.42	2.5	21,297.36	1.26
	Cambio a conductor 2 + balance de fases + construcción de tramo	9.37	1.89	16,067.33	0.95
	Cambio a conductor 1/0 + balance de fases	8.46	1.7	14,506.90	0.86

Las diferentes alternativas realizadas para mejorar la operación del alimentador en cuanto a la reducción de pérdidas técnicas y mejorar la regulación de voltaje se evalúan económicamente en el capítulo 6 para de esta manera escoger la alternativa técnica y económicamente factible; y en el anexo 5.9 se muestran los perfiles de voltaje

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

6.1 Introducción

En este capítulo se plantea una metodología general para la evaluación económica y financiera para proyectos de reducción de pérdidas eléctricas.

Mientras la evaluación financiera procura estimar el rendimiento de un proyecto en términos de recursos monetarios, para la empresa a la luz de su entorno financiero, la evaluación económica se interesa en identificar los costos y beneficios que representa un flujo neto, y así medir el rendimiento en términos de recursos reales

Cabe destacar que existen diferentes métodos para la evaluación económica de proyectos. Unos buscan definir la contribución del proyecto a la economía en términos del valor agregado, del aporte de divisas y reducción de importaciones. Dentro de este esquema se inscribe el método de los efectos. Otros con una visión menos macroeconómica, hacen el análisis en función de la relación beneficio/costo, tratando de reflejar tanto los costos, como los beneficios, en términos de precios económicos.

Si bien existen diferencias conceptuales y teóricas de fondo entre los dos métodos, se decidió presentar la metodología del análisis beneficio/costo, con base en los siguientes argumentos:

- a) Es la metodología más conocida a nivel latinoamericano

- b) Es la recomendada por los organismos internacionales de crédito, los cuales financian, en alta proporción, los proyectos del sector eléctrico

La anterior decisión no toma partido necesariamente, acerca de los paradigmas teóricos en los cuales se basa uno u otro método, ni descalifica el método de los efectos, cuyas virtudes han sido probadas en planes de desarrollo en países de África y Europa.

Dentro del análisis beneficio/costo, se han utilizado los costos marginales para definir el costo económico, puesto que este tipo de costo es coherente con el cuerpo teórico del método.

Como cualquier método el presentado aquí requiere de cierta información básica, para su utilización. Sin embargo, se ha querido partir de la existencia de datos, lo mas generales posible, con el fin de no restringir innecesariamente el uso de la metodología expuesta. El objetivo ha sido el de presentar los métodos generales para la valoración del impacto económico de los proyectos de reducción de pérdidas, sin pretender una gran precisión.

La evaluación financiera permite determinar la conveniencia para la empresa, desde el punto de vista estrictamente financiero, de realizar o no el proyecto. Por ello, en la evaluación financiera de valoración de costos y beneficios se hace utilizando los precios de mercado establecidos para cada proyecto en particular.

6.2 Selección económica de los elementos¹⁰

6.2.1 Evaluación económica de la reducción de pérdidas

Estas pérdidas son inherentes a la prestación del servicio de energía eléctrica. Este beneficio consiste en la reducción de pérdidas físicas, tanto de energía como de potencia.

¹⁰/Referencia Bibliográfica [secc: 246, 247, 248, 249, 250]

Económicamente, se valora el número de kWh ahorrados a la tarifa de compra de energía a la empresa mayorista. Igualmente se valoran los Kw. pico ahorrados a la tarifa de compra de potencia. Adicional a estos beneficios, se presenta un beneficio económico a largo plazo, el cual es atribuible a una disminución en el nivel de utilización de los equipos, permitiendo que su vida útil se extienda y se incremente el tiempo de reposición de los mismos.

Socialmente la disminución de pérdidas técnicas se valora al costo incremental promedio de largo plazo de la energía, el cual refleja el costo que para la sociedad significa generar un kWh adicional. También se libera una disponibilidad de potencia en horas pico, lo cual implica una reducción de los costos de generación de potencia.

Para la valoración social se considera el costo incremental de generación, transmisión y distribución de energía y potencia, o sea, el valor que muestra cuanto cuesta en conjunto para la sociedad la atención de una unidad de consumo adicional. Será por lo tanto pertinente tomar el costo incremental de generación, el de generación mas transmisión o el de generación, transmisión y distribución según sea el caso.

Los costos incrementales de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica indican el costo, desde el punto de vista del país, de atender una demanda adicional unitaria en cualquiera de los niveles antes enumerados

Para la reducción de pérdidas es necesario realizar algunas inversiones en el sistema tales como:

- equilibrio de fases
- cambio de conductores
- cambio de transformadores
- reubicación de cargas

- reconfiguración del sistema

El incremento en el beneficio neto que se obtiene por estas inversiones está dada por la reducción de los costos asociados a las pérdidas menos los costos de inversión necesarios en el sistema para reducir el nivel de pérdidas.

La disminución gradual de las pérdidas se logra, al principio, aplicando inversiones de menor costo. Los costos van en aumento y abra por lo tanto un punto en el cual cualquier reducción adicional del nivel de pérdidas no es aceptable económicamente ya que el beneficio se ve anulado por el costo asociado.

Los diferentes proyectos que se propongan para reducir el nivel de pérdidas, se pueden evaluar de acuerdo con los costos y beneficios asociados con cada uno de ellos. El objetivo es mejorar, por ejemplo, el valor presente de los beneficios menos los costos como medida de rentabilidad de un proyecto.

Los costos y beneficios de los diferentes proyectos se comparan con los costos y beneficios que el sistema tendría si no se hiciese ningún proyecto.

La metodología empleada utiliza una serie de indicadores básicos como posteriores criterios de decisión, estos son:

- a) Valor presente neto del proyecto (VPN)

Es el valor actualizado de los beneficios y costos a una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto

- b) Relación beneficio-costos (B/C)

Es el cociente del valor actualizado de los beneficios, descontado el costo de operación y mantenimiento, y del valor actualizado de los costos de

inversión. Se debe utilizar la misma tasa de descuento que para el cálculo del valor presente neto del proyecto.

c) Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa de interés a la cual se igualan los costos de inversión y los beneficios del proyecto, descontado los costos de operación y mantenimiento, es decir la tasa a la cual el valor presente neto del proyecto se iguala a cero.

Los indicadores mostrados anteriormente tienen estrecha relación entre sí y deberán cumplir las siguientes condiciones:

$VPN > 0$

$B / C > 1$ Entre mayor sea la relación mayor prioridad tiene el proyecto

$TIR >$ tasa de descuento

Estos criterios se aplican mas adelante a los datos obtenidos de nuestro alimentador.

Con el fin de evitar los efectos de la inflación, tanto los beneficios como los costos se deben cuantificar a precios constantes de un año.

Los siguientes pasos muestran una forma sencilla y rápida de evaluación.

- a) Calcular los ahorros de debido a la disminución del valor de la demanda máxima por efecto de reducción de las pérdidas
- b) Calcular los ahorros correspondientes a la disminución de pérdidas de energía

- c) Calcular los ahorros o beneficios que se obtienen por ejemplo, por balanceo de fases, por cambio de conductores.
- d) Evaluar los costos asociados para reducir las pérdidas.
- e) Obtener la relación beneficio/costo y beneficio neto (ahorros-costos)
- f) Seleccionar la mejor alternativa de acuerdo con los resultados del paso 4

Los diferentes pasos mencionados anteriormente se pueden aplicar para evaluar todo el sistema, parte de él, o alguno de sus elementos.

6.2.2 Conductor económico

En los sistemas de energía se requiere transportar una corriente eléctrica I a una distancia L utilizando un conductor de sección S y de resistencia R .

El problema de selección del conductor económico se enuncia de la siguiente manera:

Encontrar el conductor cuyos valores de corriente, costos por unidad de longitud y resistencia, resulten óptimos para el circuito dado.

En la práctica se tienen los siguientes factores que afectan la selección del conductor:

- Solo se cuenta con un número discreto de calibre de conductores
- Los costos de los conductores no son estrictamente proporcionales a su volumen. Una forma sencilla de evaluar los costos del conductor se obtienen utilizando la tabla 6.1, la cual se la debe llenar de acuerdo con las características de cada conductor en particular y los costos asociados.

Tabla 6.1: Cálculo del conductor económico para una corriente máxima de 29.32 Amperios

Conductor	4	2	1/0	2/0	3/0
Capacidad térmica del conductor	95	130	175	235	240
% de carga	30.86	22.55	16.75	12.48	12.22
peso por Km. (Kg.)	85.61	135,79	216,34	272.15	344.02
peso relativo del conductor	1	1.59	2.53	3.18	4.0
Resistencia Ω/km	1.659	1,050342	0,696084	0,5562	0,4493
Pérdidas Kw./Km.	1.426	0.903	0.598	0.478	0.386
Pérdidas a \$ 168.76/kW-año \$ 0.115/kW-h					
Valor pérdidas de demanda 1 Km.(\$)	240.63	152.34	100.96	80.67	65.17
Pérdidas de energía kWh					
Se considera factor de pérdidas F Pér.= 0,2	287.35	181.92	120.57	96.34	77.82
Valor total (\$)	527.97	334.27	221.53	177.01	150.36
Costo incremental (\$)	193.70	112.74	44.52	34.02	
Costo de línea total p.u.	1	1.06	1.41	1.78	1.90
Costo estimativo Km. de línea (\$)	3,390.73	3,600.44	4,768.96	6,023.80	6,434.30
Costo incremental (\$)		209.71	1,168.51	1,254.85	410.5
Relación Beneficio/Costo		0.92	0.10	0.04	0.08

Los presupuestos de las diferentes alternativas se muestran en el anexo 6.1

Se desea encontrar el conductor económico para una corriente máxima de 29.32 Amperios (corriente a demanda máxima registrada por el analizador AR5).

- a) Para encontrar este objetivo se considera los posibles calibres de conductores: 4, 2, 1/0, 2/0, 3/0.

El conductor No. 2 presenta una capacidad térmica de 130 Amperios para una temperatura de 75 °C, es 4.43 veces el valor de la corriente máxima, mientras que el último conductor presenta una capacidad térmica de 300 Amperios, que es 8.18 veces el valor de la corriente analizada.

- b) Las pérdidas se calculan como $I^2 R$, multiplicando por el número de fases (para el caso de ramales monofásicos se considera una fase).
- c) Se calculan los costos debidos a la pérdidas tanto por demanda como por energía durante un año, tomando como costos:

C_D : Costos de demanda = \$ 168.72/kW – año

C_E : Costos de energía = \$ 0.115/kWh

$(C_D$ y $C_E)$ ¹³ son valores promedio tomados Tesis Calculo del VAD

El cálculo es como sigue:

Costo de demanda total: C_D x pérdidas de potencia a demanda máxima en un Km. [\$/año]

Costo de energía total: 8760 x C_E x factor de pérdidas x pérdidas de potencia demanda máxima [\$/año].

El factor de pérdidas es de **0.2** según cálculos realizados en el apartado 5.4

El costo total asociado con las pérdidas se obtiene sumando los dos costos anteriores.

El incremento en los costos (para este caso beneficios) asociados a las pérdidas se encuentran como la diferencia entre los costos de utilizar un conductor respecto a la utilización del siguiente

- d) El costo de la línea incluye el costo del conductor, accesorios, mano de obra, dirección técnica, gastos financieros, equipo y transporte.

¹³/Referencia Bibliográfica [55, 68]

Se tomo el costo base por unidad de longitud de 3.390,73 \$/Km. para conductor No. 4. Tomando como referencia los costos actuales utilizados en ELEPCO S.A. para este tipo de trabajos. Los presupuestos para la construcción de un kilómetro de línea con diferentes calibres de conductores se encuentran en el anexo 6.1

- e) Una vez estimados los costos y beneficios se puede calcular la relación beneficio/costo, la cual se define como la relación entre el incremento en el ahorro debido a la disminución en las pérdidas que se obtiene al utilizar un conductor, dividido por el incremento en los costos al utilizar el nuevo conductor. Por ejemplo la relación B/C cuando se utiliza el conductor No. 2 se tiene $193.7/209.71 = 0.92$. En este caso la máxima relación beneficio/costo se obtiene al pasar del uso del conductor No. 4 al uso del conductor 2. Sin embargo no es aconsejable por conductor económico, realizar el cambio por cuanto la relación Beneficio/Costo B/C es menor que uno

6.2.3 Transformador económico

A diferencia del costo de los conductores, en el costo de los transformadores existen economías de escala significativas; es decir, que entre mayor se la potencia del transformador, menor costo tendrá por unidad de potencia.

Para la evaluación económica del transformador, de manera similar a la evaluación económica de los conductores se puede utilizar la tabla 6.2, la cual se hace para cada potencia de referencia.

- a) Se tomo como referencia una demanda máxima de 10 kW. Se selecciona transformadores de 5, 10, 15, 25, y 37.5 kVA respectivamente. El transformador de 10 kVA soportaría 20 kW bajo ciertas condiciones de carga.

Se tomó ésta potencia como referencia por cuanto el mayor número de transformadores instalados en el alimentador son de ésta potencia (68

transformadores de 10 kVA), además por que de acuerdo a los cálculos el transformador equivalente da como resultado 10 kVA.

- b) Los costos debidos a demanda máxima se consideraron iguales a $C_D = \$ 168.72/\text{kW-año}$ y para efectos de energía $C_E = \$ 0.115/\text{kWh}$.

Para cada transformador se conoce la información sobre las pérdidas en vacío y con carga para condiciones normales.

En base a los datos anteriores se calculan las pérdidas en el cobre para cada transformador como sigue:

$$P_L^R = P_L^n \left(\frac{P^R}{P^n} \right)^2 \quad (6.1)$$

Donde:

P_L^R : Pérdidas en el cobre (W) del transformador a la demanda de referencia (10 kW)

P_L^v : Pérdidas en vacío (W) del transformador a tensión nominal.

P_L^n : Pérdidas en el cobre (W) del transformador en condiciones nominales.

P^n : Potencia nominal del transformador en kVA

F_p : Factor de pérdidas = 0.2

Calculo de pérdidas de energía anuales debido a las pérdidas en vacío y a las pérdidas presentes en carga de la siguiente manera:

$$L = (P_L^v + P_L^R F_p) \times 8760 \quad (6.2)$$

Los costos totales debido a las pérdidas compuestas por los componentes de demanda y la componente de energía se calcula mediante.

$$C_T = C_D \times P_L + C_E \times L \quad (6.3)$$

- c) Disminución de costos de las pérdidas al pasar del uso de un transformador a otro.

- d) Costo de involucrar el transformador en el sistema, el cual incluye el costo del transformador, mano de obra, mantenimiento y operación.
- e) Costo total anual, el cual incluye el costo debido a las pérdidas producidas en los transformadores.

Los presupuestos para el montaje de los transformadores de las diferentes capacidades se muestran en el Anexo 6.2

La mejor alternativa para considerar es la que dé los menores costos, en este caso el transformador de 15 kVA, ya que presenta un menor valor de pérdidas.

Esta alternativa se podrá utilizar solo si se estudia la red en bajo voltaje, ya que se puede requerir la reubicación de los centros de carga a nuevos nodos eléctricos.

Tabla 6.2: Evaluación económica del transformador

Potencia (kVA)	5	10	15	25	37.5
Potencia de referencia $P^R = 10 \text{ kW}$					
C_D : Costo por demanda máxima \$ 168.72/kW/año					
C_E : Costo por energía : \$ 0.115/kW-h					
Pérdidas vacío(kW) P_L^v	0.04	0.07	0.095	0.14	0.19
Pérdidas carga nominal (kW) P_L^n	0.115	0.165	0.24	0.36	0.5
Pérdidas a una carga P_L^R	0.46	0.165	0.107	0.058	0.036
$P_L^R = P_L^n \left(\frac{10}{P^n} \right)^2$	0.5	0.235	0.202	0.198	0.226
Pérdidas de potencia: $P_L^v + P_L^R$ (kW)	1,156.32	902.28	1,019.08	1,327.32	1,726.69
L = pérdidas energía (kWh) ($F_p = 0.2$) $8760 \times (P_L^v + F_p \times P_L^R)$	217.34	143.41	151.22	185.98	236.63
costos = $C_D (P_L^v + P_L^R) + C_E \times L$		73.93	-7.81	-34.76	-50.65
Variación de costos (año)					
Costos transformador (\$/año)	1,183.62	1,290.59	1,377.75	1,589.87	1,749.78
Incremento del costo del sistema		106.97	87.16	212.12	159.91
Relación beneficio/costo		0.69	0.09	0.16	0.32
Costo neto del transformador Y energía (\$/año)	1,400.96	1,434.00	1,528.97	1,775.85	1,986.40

6.2.4 Costos de inversión

Los costos de inversión son característicos para cada tipo de proyecto sea que se trate de instalaciones nuevas o de proyectos de remodelación o mantenimiento. Para este estudio los costos se desglosan de acuerdo al procedimiento que se aplica en ELEPCO S.A. y es el siguiente:

- Materiales
- Mano de obra
- Gastos Técnicos y administrativos
- Transporte, etc.

Una vez conocida la metodología de evaluación económica se procede aplicar la misma a los datos obtenidos en el capítulo 5

El diagnóstico se lo obtuvo en el capítulo anterior, luego de realizar el estudio y la evaluación de pérdidas técnicas en la salida 4 correspondiente a la Subestación Salcedo, las mismas que se obtuvieron mediante la modelación digital del alimentador, análisis de carga en los transformadores de distribución. A continuación se presenta en las tablas 6.3 y 6.4 el resumen de pérdidas actuales tanto de potencia como de energía del alimentador en mención.

Tabla 6.3: Pérdidas actuales de potencia y energía del alimentador

	Pérdidas de potencia Kw.	Porcentaje %	Pérdidas de energía kWh-año	Porcentaje %
Demanda máx. (494.91)	23.60	4.76	40,468.41	2.39

Tabla 6.4: Pérdidas actuales de potencia y energía en los transformadores

	Pérdidas de potencia Kw. En periodo	Pérdidas de energía kWh-año	Porcentaje %
En vacío	10.50	90,545.0	5.39
En Cobre	3.16	3,788.13	0.22

Una vez que se ha determinado las pérdidas de potencia y energía se presentan algunas sugerencias que se deben tener en cuenta cuando se realice un programa para el control y la reducción de pérdidas.

- Las inversiones realizadas no deben ser superiores a los ingresos que se obtengan por su recuperación.
- Es necesario realizar estudios de planificación de los sistemas de distribución para conocer el funcionamiento del sistema eléctrico y el nivel de pérdidas técnicas

Como consecuencia de la reducción de las pérdidas técnicas, se obtendría una disminución de la demanda de generación y compra de energía, por consiguiente se reduce el monto de inversión para incrementar el parque generador.

6.3 Cálculo de costos de inversión

Los costos asociados al cambio de conductor se detalla en la tabla 6.5. en esta tabla se indican los costos de la inversión a realizar en los cambios sugeridos en la salida No. 4 de la subestación Salcedo. Estas se han calculado con los valores de precios unitarios materiales y mano de obra para redes de media tensión que actualmente tiene la empresa eléctrica y que ha sido proporcionado por el departamento de construcciones de ELEPCO S.A.

Para determinar los costos de los cambios en cada circuito se realizaron presupuestos de la forma más aproximada posible. En el Anexo 6:1 se indican los presupuestos para la construcción de un kilómetro de línea monofásica con conductor calibre No. 2 ACSR, y el presupuesto para el cambio de calibre de conductor de No. 4 a Calibre No. 2 en el anexo 6.4

Tabla 6.5: Costos de inversión

Inversión \$/Km. 3.581,20	Modificaciones	Secciones	long.(Km)	Inversión
Salida # 4 S/E Salcedo	Camb. Cond. # 4 a 2	Todo tramo trifásico	19.5	\$ 23.441,10
	Construcc. De tramo	P45 -P98	1.479	\$2,586.10
TOTAL			20.98	\$26,027,20

Para la evaluación económica se tomó un tasa de descuento del 6 % (hasta el 2001 el 11.5 % hasta el 2003 el 7.5 %), el periodo de vida útil para redes primarias es de 35 años. Estos valores se toman de acuerdo a la resolución No. 229/03 del CONELEC sobre la tasa de descuento para redes de distribución y tiempo de vida útil de equipos registrada en el anexo 6.4

Una vez conocido el costo de la inversión, se continua con la cuantificación del valor presente de la inversión: VPNC

$$VPNC = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} \quad (6.4)$$

Donde:

I_t : Costo de inversión en el año t

i : Tasa de descuento (6 %)

n : vida útil del proyecto 35 años para redes

$$VPCN = \frac{26,027.20}{(1+0.06)^{35}}$$

$$VPNC = \$ 3,386.27$$

6.4 Calculo de beneficios por reducción de perdidas técnicas

la reducción de pérdidas técnicas se determinan por la diferencia entre las Pérdidas técnicas que se causan sin y con los cambios sugeridos. La estimación de la reducción de estas pérdidas se hace para cada año de la vida útil del proyecto.

Una vez corridos los flujos de carga en las diferentes alternativas:

- Actual
- Balanceado
- Conductor económico

Teniendo los flujos de carga, perfiles de voltaje respectivos y la evaluación económica tanto de conductores, y transformadores; se pudo determinar que la mejor opción para la reducción de pérdidas técnicas es el balanceo de carga y el cambio a conductor económico en el alimentador trifásico y la construcción del tramo monofásico

En la tabla 6.6 (a) y 6.6 (b), se muestra los ahorros de potencia y energía de las diferentes alternativas.

Tabla 6.6(a): Ahorro de potencia

DEMANDA	ESTADO	Pérd. pot.		Ahorro de Potencia	
		Kw.	%	kW	%
MÁXIMA	Actual	23.60	4.769		
	Actual + balance de fases	21.17	4.278	2.43	0.49
	Actual + balance de fases + tramo	10.8	2.182	12.8	2.59
	Balance de fases + Cambio conductor	12.42	2.510	11.18	2.26
	Balance de fases + Cambio conductor + tramo	9.37	1.89	14.23	2.88
	Cambio a 1/0 + Balance de fases + tramo	8.46	1.709	15.14	3.06

Tabla 6.6 (b): Ahorro de energía

DEMANDA	ESTADO	Pérd. Energía		Ahorro de Energía	
		kWh-año	%	kWh-año	%
MÁXIMA	Actual	40,468.41	2.39		
	Actual + balance de fases	36,301.54	2.15	4,166.87	0.247
	Actual + balance de fases + tramo	18,519.44	1.09	21,948.97	1.301
	Balance de fases + Cambio conductor	21,297.36	1.26	19,171.05	1.136
	Balance de fases + Cambio conductor + tramo	10,067.33	0.95	24,401.08	1.446
	Cambio a 1/0 + Balance de fases + tramo	14,506.90	0.86	25,961.51	1.539

Una vez conocidos los ahorros de potencia y energía, se continua con la cuantificación de éstos ahorros en dólares y se determina su valor presente neto conociendo el ahorro anual.

6.4.1 Beneficios económicos

Económicamente, se valora el número de kWh ahorrados a la tarifa de compra de energía a la empresa mayorista, de igual manera se valoran los kW pico ahorrados a la tarifa de compra de potencia. Adicionalmente a estos beneficios, se presenta un beneficio económico a largo plazo, el cual es atribuible a una disminución en el nivel de utilización de los equipos, permitiendo que su vida útil se extienda y se incremente el tiempo de reposición de los mismos.

Se consideran los costos de acuerdo al estudio del VAD, para ELEPCO S.A. en el año 2004 y parte del 2005, se tienen los siguientes valores:

Tarifa de energía promedio	:	0.115 \$/kWh
Tarifa de potencia	:	168.74 \$/kW-año

- Costo promedio de potencia para medio voltaje¹³

Para el cálculo del costo de potencia y energía en media tensión, se debe determinar los costos unitarios de potencia y energía a los que se debe realizar dichas ventas, para lo cual se debe tomar en cuenta la disponibilidad propia de energía y potencia, los ingresos por peajes en líneas y los costos acumulados hasta esta etapa.

$$\text{Costo de Potencia} = \frac{\text{Costo.Potencia}(\$) - \text{IngresosPeaje Pr imarios}(\$)}{\text{disponibilidad.Pr opiaPotencia}(kW - \text{año})}$$

$$\text{Costo unitario de potencia} = \frac{6.385 \times 10^6 - 4.68 \times 10^5}{3.507 \times 10^4}$$

$$\text{Costo unitario de potencia} = 168.72 \text{ $/kW-año}$$

- Costo promedio de energía Tarifa Media¹³

es el valor que abarca todos los costos que demanda el suministro de energía eléctrica excepto los costos de comercialización, y que se recupera a través de las ventas de energía

$$\text{VADUnitario} = \frac{\text{VADTotal}}{\text{Venta.total.energía}}$$

$$\text{VAD Unitario} = \frac{9.615 \times 10^6 (\$)}{183500007 (\$)}$$

$$\text{VAD Unitario} = 0.052$$

PRG.- Precio referencial de generación

13/Referencia Bibliográfica [55]

$$PRG = PRGe + PRGp$$

$$PRG = 0.055 \text{ \$/kWh}$$

$$\text{Costo de transmisión} = 0.00763 \text{ \$/kWh}$$

$$\text{Tarifa Media} = PRG + \text{Costo de transmisión} + \text{VAD Unitario}$$

$$\text{Tarifa Media} = 0.052 + 0.055 + 0.00763 \text{ [\$]}$$

$$\text{Tarifa Media} = 0.115 \text{ \$/kWh}$$

En la tabla 6.7 (a) (b), se indican los ahorros obtenidos por reducción de pérdidas de potencia y energía cuantificadas en dólares /año

Tabla 6.7 (a): Dólares ahorrados por reducción de potencia

ESTADO	AHORRO	
	kW	\\$
Actual + balance de fases	2.43	409.99
Actual + balance de fases + tramo	12.80	2,159.62
Balance de fases + Cambio conductor	11.18	1,886.29
Balance de fases + Cambio conductor + tramo	14.23	2,400.89
Cambio a 1/0 + Balance de fases + tramo	15.14	2,554.42

Tabla 6.7(b): Dólares ahorrados por reducción de energía

ESTADO	Ahorro de Energía	
	kWh-año	\\$
Actual + balance de fases	4,166.87	479.19
Actual + balance de fases + tramo	21,948.97	2,524.13
Balance de fases + Cambio conductor	19,171.05	2,204.671
Balance de fases + Cambio conductor + tramo	24,401.08	2,806.12
Cambio a 1/0 + Balance de fases + tramo	25,961.51	2,985.57

La suma de los beneficios por reducción de pérdidas de potencia y de energía dan como resultado el beneficio total.

De las tablas anteriores se ha tomado la opción cambio de conductores, ya que esta es la de mayor beneficio por ahorro de potencia y energía y además en la evaluación del conductor óptimo la relación beneficio/costo es igual a 0.92

El beneficio total es de 5,207.01 \$/año, este beneficio neto se lo lleva a valor presente para poder cuantificarlo: VPNB

$$VPNB = \sum_{t=0}^n B_t \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n * i}$$

$$VPNB = \sum 5,207.01 * \frac{(1+0.06)^{35} - 1}{(1+0.06)^{35} * 0.06}$$

$$VPNB = \$ 75,492.51$$

Con lo que el valor presente del proyecto es:

$$VPN = VPNB - VPNC$$

$$VPN = 75,492.51 - 3,386.27$$

$$VPN = 72,106.24$$

Y la relación beneficio/costo:

$$B/C = VPNB/VPNC$$

$$B/C = 75,492.51/3,386.27$$

$$B/C = 22.29$$

Esta relación Beneficio-Costo es igual a 22.29, significa que por cada dólar invertido se obtienen 22.29 dólares de beneficio para la empresa eléctrica.

Esta relación alta es el resultado del costo del kilovatio hora y el costo por demanda máxima (kW), que son altos, por lo que todo esfuerzo encaminado a reducir las pérdidas se verá reflejado en los beneficios alcanzados.

Otro de los indicadores que se había indicado anteriormente para la evaluación económica de los proyectos es el cálculo del TIR, el mismo que aplicado los datos de nuestro estudio se muestra en la tabla No. 6.8

Tabla 6.8: Cálculo del TIR

INVERSION INICIAL		\$26,027.20
TASA		6.00%
AÑOS	FLUJOS ANUALES DE EFECTIVO	Valor actual de los F.de E.
INVERSION INICIAL	-26,027	
1	5,207.01	4,912.27
2	5,207.01	4,634.22
3	5,207.01	4,371.91
4	5,207.01	4,124.44
5	5,207.01	3,890.98
6	5,207.01	3,670.74
7	5,207.01	3,462.96
8	5,207.01	3,266.94
9	5,207.01	3,082.02
10	5,207.01	2,907.57
11	5,207.01	2,742.99
12	5,207.01	2,587.72
13	5,207.01	2,441.25
14	5,207.01	2,303.07
15	5,207.01	2,172.70
16	5,207.01	2,049.72
17	5,207.01	1,933.70
18	5,207.01	1,824.24
19	5,207.01	1,720.98
20	5,207.01	1,623.57
21	5,207.01	1,531.67
22	5,207.01	1,444.97
23	5,207.01	1,363.18
24	5,207.01	1,286.02
25	5,207.01	1,213.23
26	5,207.01	1,144.55
27	5,207.01	1,079.77
28	5,207.01	1,018.65
29	5,207.01	960.99
30	5,207.01	906.59
31	5,207.01	855.28
32	5,207.01	806.86
33	5,207.01	761.19
34	5,207.01	718.11
35	5,207.01	677.46
SUMATORIA FLUJOS EFECTIVO		\$75,492.51
	INVERSION INICIAL	-26,027.20
	V.A.N.	\$49,465.31
	V.A.	\$75,492.51
	T.I.R.	19.9719%

Tabla 6.9: Cálculo del periodo de recuperación de la inversión

PERIODOS DE RECUPERACION DE LA INVERSION					
Flujos de Inversión F/i	Flujos Actualizados	Flujos Acumulados Actualizados	SALDO	AÑOS	
26,027.20	0.00	0	26,027.20		0
5,207.01	4,912.27	4,912.27	21,114.93		1
5,207.01	4,634.22	9,546.49	16,480.71		2
5,207.01	4,371.91	13,918.40	12,108.80		3
5,207.01	4,124.44	18,042.84	7,984.36		4
5,207.01	3,890.98	21,933.82	4,093.38		5
5,207.01	3,670.74	25,604.56	422.64		6
5,207.01	3,462.96	29,067.52	-3,040.32		7

De acuerdo a la tabla 6.9 podemos ver que la inversión que se pretende realizar es recuperable en 6 años

Esto nos indica que la solución planteada en el trabajo es rentable. Aunque en el análisis del conductor económico la relación beneficio/costo nos da una relación menor a uno (0.92).

6.4.2 Beneficios sociales

Socialmente, la disminución de pérdidas técnicas se valora al costo incremental promedio de largo plazo de la energía, el cual refleja el costo que para la sociedad significa generar un kWh. adicional. También se libera una disponibilidad de potencia en horas pico, la cual implica una reducción de los costos de generación de potencia.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

- Las pérdidas que se dan en la Empresa Eléctrica son el resultado de las falencias existentes en sus procesos tanto operativos como comerciales. Estas debilidades, comprometen grandes inversiones encaminadas a mejorar el sistema eléctrico y/o corregir las irregularidades en los controles de medición y facturación.
- En el presente trabajo se determinó que el nivel de pérdidas técnicas de energía en el alimentador es de 40,468.41 KWh correspondiente al 2.39% de la energía total entregada, mientras que en lo que se refiere a los transformadores del alimentador, se determinó que la energía perdida tiene un valor de 94,522.86 kWh correspondiente al 5.60 % de la energía total entregada.
- El factor de utilización de los transformadores encontrado es de 33.4 % el cual refleja que la utilización de los mismos es baja convirtiendo al sistema en ineficiente. Ya que según el departamento de operaciones de la E.E.Q, debe ser del 80 %, dependiendo de la longitud del alimentador.
- De lo anterior se desprende que el mayor número de pérdidas se dan en el núcleo de los transformadores 90,545.0 kWh, frente a los 3,788.13 kWh perdidos en el cobre)

- Las pérdidas en vacío de los transformadores son insensibles a la variación de carga
- Las pérdidas se incrementan al haber desbalance de carga.
- El alimentador en estudio por ser netamente residencial rural no ha sufrido un incremento considerable en sus líneas de media tensión, no así la redes secundarias por lo que se deberá poner más énfasis en los análisis de los circuitos secundarios.
- El presente trabajo es el primer paso para que en la Empresa Eléctrica se realicen estos estudios en los demás alimentadores a fin de mantener un sistema optimizado.
- El proyecto realizado posee información georeferenciada del sistema de distribución, y es la fuente de la cual se planifican realizar otros proyectos de importancia.
- Una herramienta computacional poderosa que permite el manejo de una gran cantidad de elementos es el SPARD mp.
- De los resultados que se obtienen del SPARD se pueden sacar diferentes aprovechamientos para las áreas de Planificación, Comercialización, Facturación, e inventarios y avalúos.
- Para que un proyecto sea viable es necesario un análisis costo beneficio económico que garantice la rentabilidad y autosustentabilidad del proyecto a precios constantes del año de evaluación y descontando a una tasa del 6 % real.
- Los costos elevados encontrados para la demanda máxima así como los costos por kilovatio – hora reales, hacen que cualquier proyecto de

reducción de pérdidas en el sistema eléctrico sea plenamente rentable.

- La tasa interna de retorno (19.97 %), nos indica que la inversión planteada es recuperable en un periodo de 6 años. Si consideramos que la vida útil de la red es de 35 años entonces nuestro proyecto está plenamente justificado.

7.2 Recomendaciones

- De acuerdo a la experiencia de profesionales en el campo eléctrico, el balance entre fases recomendado es del 5 al 10 % de desbalance
- Las Empresas Eléctricas deben propender a tener bases de datos georeferenciadas y actualizadas con aplicaciones eléctricas y de comunicación, que permitan interacción con todos los departamentos, y una planificación adecuada del sistema eléctrico.
- Se recomienda emprender nuevos proyectos que beneficiarán a la empresa en réditos económicos y sociales; así se sugiere emprender estudios a nivel de secundarios a fin de evaluar su estado actual para posteriormente tomar medidas correctivas.
- Realizar los cambios sugeridos por cuanto con una inversión pequeña se obtiene grandes beneficios económicos para la empresa.
- Se debe dar la importancia que requieren la utilización de software para los estudios de distribución, en el caso de ELEPCO S.A. se recomienda aprovechar las bondades que brinda el SPARD.
- De esta manera al momento de ingresar un nuevo proyecto para estudios de factibilidad del mismo, se observe el comportamiento que tendría la red, y así poder dar posibles opciones de servicio

- Finalmente, es importante la continuidad en los estudios del sistema de distribución, pues se trata de un sistema muy dinámico y cambiante, por la cantidad de elementos que posee y su crecimiento constante.

- Es importante que la ESPE-L adquiriera un paquete computacional que permita a los estudiantes realizar el análisis de redes en tiempo real o simulado.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Westinghouse, Electric Utility Engineering Reference Book, Distribution System, USA 1959.
- 2.- Robledo Vélez Rodrigo, “ Teoría y práctica de transformadores” primera edición Abril 1990
- 3.- DONALD G. FINK “Manual de Ingeniería Eléctrica” décimo tercera edición volumen III 1995.
- 4.- Poveda Méntor; IEEE, “Transmission and Distribution Conference” Abril 1999
- 5.- Reina Molina Freddy Mauricio; “Comportamiento del primario 4 de la Subestación Lasso de ELEPCO S.A.” Tesis E.P.N 2003
- 6.- Revista energética INTERCONEXIONES; “Las pérdidas NO técnicas, el cáncer de las Empresas de distribución eléctrica” Julio 2004
- 7.- “Eficiencia Energética Electricidad” Programa de ahorro de energía Ministerio de Energía y Minas, 2000
- 8.- “Energy Computer Graphics, Manual del usuario del sistema SPARD mp distribución, Colombia 2002.
- 9.- HERRERA MARIA Y LILIANA MENENDEZ; Reconfiguración del área de servicio de la Subestación Pomasqui de la Empresa Eléctrica Quito”, Tesis E.P.N 1999

- 10.- Organización Latinoamericana de Energía OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas", Volumen I y II, Quito Ecuador 1993.
- 11.- ELEPCO S.A. "Estudio de Pérdidas Técnicas", Latacunga, Julio 2002
- 12.- BRIONES ANTONIO; "Reconfiguración de circuitos primarios de Distribución (13.8 kV.) del área de servicio urbano de la ciudad de Riobamba", Tesis E.P.N. 2003
- 13.- BONILLA GANCINO CÉSAR CARLOS; "Cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) para una Empresa de Distribución", Tesis E.P.N. 2005
- 14.- GeoExplorer CE series versión 1.00 Julio 2002
- 15.- CIRCUTOR Power Vision 1.3a Manual del usuario Barcelona España 2002

SITIOS WEB VISITADOS

www.conelec.gov.ec

www.cenace.org.ec

www.energyco.com

energyco@openway.com.co