

## CAPÍTULO I

### 1. Estudio del sistema de distribución subterránea.

#### 1.1. *Introducción.*

Según la dirección electrónica:

<http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/960/6/T10723CAP2.pdf>

“El estudio más frecuente en un sistema eléctrico, ya sea este de transmisión o de distribución, constituye el cálculo de las condiciones de operación en régimen permanente. En estos cálculos interesa determinar las tensiones en las distintas barras de la red, flujos de potencia activa y reactiva en todas las líneas, desbalance de cargas, pérdidas en los transformadores, etc.”

Estudio de este tipo, son de gran importancia tanto en el sistema ya existente (buscando resolver problemas de operación, regulación de voltaje, balance de cargas, etc.) como en la planificación de nuevos sistemas (verificar el comportamiento de los elementos en las distintas alternativas, compensación shunt, derivaciones de los transformadores, etc.)

El Sistema Eléctrico de EEASA, tiene 11 subestaciones de distribución, de relación 69/13,8 KV, las mismas que se dan a conocer a continuación con sus respectivos alimentadores e interconexiones:

- a) S/E ORIENTE: Olímpica, Universidad, Totoras, Oriente-Loreto, Picaihua, Catiglata, Izamba.
- b) S/E MONTALVO: Quero-Cevallos, Sur y Tisaleo.
- c) S/E HUACHI: Atahualpa, Pasa, Miraflores y Santa Rosa.
- d) S/E ATOCHA: Ficoa, Quisapincha, Pilishurco, Hospital y Avenida Américas.
- e) S/E SAMANGA: Norte y Parque Industrial (P.I.A)
- f) S/E PÍLLARO: Píllaro.
- g) S/E LORETO: Subterráneo 1 y Nueva Loreto-Batán.
- h) S/E PELILEO: Huambaló, Pelileo y Patate.
- i) S/E BAÑOS: Río Verde, Baños y Pititic.
- j) S/E PUYO: Shell-Mera, Central, Circunvalación, Tarqui-Palora y Capricho
- k) S/E LORETO: Espejo, Bellavista, Ingahurco, Loreto-Oriente y Loreto- Península.

Para realizar los balances de cargas de los centros de transformación, en el Sistema de Distribución Subterránea de Media Tensión de la ciudad de Ambato, es necesario indicar que se alimentan de tres primarios:

Alimentador “Salida 2” que proviene de una red aérea, de la Subestación ATOCHA, y es la que distribuye a las siguientes cámaras de distribución:

**TABLA N° 1.1**

C/T SUBTERRÁNEAS DE LA S/E ATOCHA.

<b>CÁMARA</b>	<b>POTENCIA</b>
Edificio La Delicia	160-75-100 KVA
Obispo Iturralde y Araujo	250KVA
Francisco flor y Bolívar	250 KVA
Sindicato de choferes	300-315 KVA
Universidad Indoamerica	75KVA
Edificio Clantour	50 KVA
Castillo y Cuenca	200 KVA
Andinatel	160 KVA
Banco El Fomento	112.5 KVA
Parque Montalvo	300 KVA
Mera y Rocafuerte	200 KVA
Banco El Austro	50 KVA
Banco Guayaquil	75 KVA
Medalla Milagrosa	300 KVA
Dirección de Educación	300 KVA

FUENTE: CONTROL DE PÉRDIDAS EEASA.  
REALIZADO POR: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO.

Alimentador “Subterránea 1” que proviene de una red subterránea, de la Subestación LORETO, y es la que distribuye a las siguientes cámaras de distribución:

**TABLA N° 1.2**

C/T SUBTERRÁNEAS DE LA S/E LORETO “SUBTERRÁNEA 1”.

<b>CÁMARA</b>	<b>POTENCIA</b>
Hotel San Ignacio	250 KVA
Escuela Teresa Flor	200 KVA
Mercado Central	125 KVA
Comercial Jacho	50 KVA
Parqueadero “Municipio”	400-250 KVA
Maldonado y Primera Imprenta	250 KVA
Primera Imprenta y Allyón	250 KVA
5 de Junio y Primera Imprenta	250 KVA
Panadería La Exquisita	50 KVA
Comercial Jaro	-----
Mercado Modelo	250 KVA
Edificio Ponce	50 KVA
Mercado Modelo (EEASA)	250 KVA
Emperador	160 KVA
C.C. VAO	300 KVA
C.C. T. López	200-160 KVA
Edificio Galarza	37.5 KVA
Mercado Modelo-Cevallos y T. Sevilla	200 KVA
Banco del Pichincha	50 KVA
Sucre y Mariana Eguez “C. Mayorga”	30 KVA
Darquea y Maldonado	200 KVA
Darquea y 5 de Junio	30 KVA
Tomas Sevilla y Bolívar	250 KVA
Maldonado y Bolívar	250 KVA
Bolívar y Manuela Cañizares	250 KVA
Rocafuerte y Vargas Torres	28 KVA

FUENTE: CONTROL DE PÉRDIDAS EEASA.  
REALIZADO POR: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO.

Alimentador “12 de Noviembre” que proviene de una red subterránea, de la Subestación LORETO, y es la que distribuye a las siguientes cámaras de distribución:

**TABLA N° 1.3**

C/T SUBTERRÁNEAS DE LA S/E LORETO “12 DE NOV.”.

<b>CÁMARA</b>	<b>POTENCIA</b>
Edificio EEASA (S/E Compacta)	160 KVA
Edificio Concejo Provincial	160 KVA
Parque 12 de Noviembre(S/E Comp.)	160 KVA
Castillo y Olmedo (Gradas)	200 KVA
Plaza Urbina	250 KVA
Casa 07-86 Maldonado	100 KVA
Castillo y 12 de Noviembre	250 KVA
Olmedo y J.B. Vela	160 KVA
Edificio Torresco	50 KVA
Clínica Tungurahua	125-100 KVA
C.C. Salazar	3(25) KVA
Escuela La Providencia	25 KVA
Edificio Aso. Empleados	300-400 KVA
Transf. Iglesia Cevallos y Mera	160 KVA
Mushuc Runa	112.5 KVA
Escuela Luis A Martínez	300 KVA
Coop. El Sagrario	75 KVA
Castillo y Cevallos-Carmen Barona	400 KVA
Produbanco	75 KVA
Edificio Proveda	75 KVA
Pasaje A.M.A	3(25) KVA

El Heraldo	75 KVA
Mutualista Ambato	300 KVA
Edificio Carrasco	50 KVA
Banco Unifinsa	200 KVA
Edificio Maricarmen	225 KVA
Banco Ecuatoriano La Vivienda	50 KVA
Sucre y Martínez	50-25 KVA
C.C. Plaza Sucre	37.5 KVA
Luis A Martínez	37.5 KVA
Colegio Bolívar	75 KVA
S.R.I.	75 KVA
Banco Central	150 KVA
Parque Cevallos	400 KVA
OSCUS	50 KVA
Transf. Aéreo Olmedo y Montalvo	50 KVA

FUENTE: CONTROL DE PÉRDIDAS EEASA.  
REALIZADO POR: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO.

**Nota:** Se realizara el balance de cargas en cinco cámaras de transformación subterránea, de propiedad de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., y no de las particulares, que también existen en la red subterránea.

### ***1.2. Estructura de la red de distribución subterránea y aérea.***

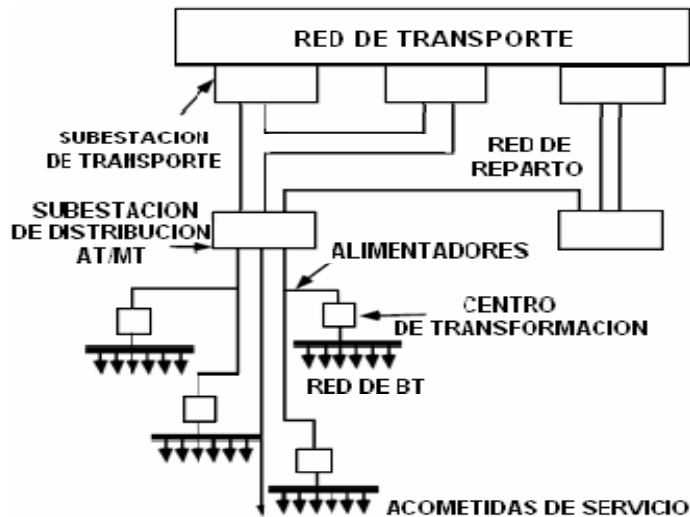
Según la dirección electrónica:

[http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028\\_CAPITULO\\_2.pdf](http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028_CAPITULO_2.pdf), da a conocer que:

“Los sistemas eléctricos de distribución generalmente están estructurados por la fuente principal de energía”.

GRÁFICO N° 1.1

ESTRUCTURA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.



FUENTE: SYSCOM.  
REALIZADO POR: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.

Ésta es llevada a través de líneas de subtransmisión, hasta la subestación, donde la tensión es disminuida para distribución en una determinada área.

### 1.3. Componentes de un sistema de distribución.

Según la dirección electrónica:

[http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/jccm/iberdrola/mt\\_2-11-02.htm](http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/jccm/iberdrola/mt_2-11-02.htm). Da a conocer las partes principales de los componentes de los sistemas de distribución.

#### 1.3.1. Partes principales de los componentes de los Sistemas de Distribución.

- a) *Sistema de Subtransmisión.*- Transfieren la energía de los respectivos centros de producción o generación.

- b) *Subestación de Distribución.*- Transforman la energía a un nivel de tensión más baja, adecuada para la distribución local, compuesta por la recepción de las líneas de transmisión o subtransmisión, transformador de reducción, salida de las líneas primarias, equipos de protección.
  
- c) *Sistema de Distribución Primaria.*- Conjunto de líneas y seccionamientos que alimentan un área bien definida, compuesta por troncales trifásicos, laterales de dos fases y monofásicos, que enlazan a los transformadores de distribución.
  
- d) *Transformadores de Distribución.*- Reducen la energía de un nivel de voltaje primario al voltaje de utilización, montados en postes, cámaras subterráneas, cerca de los centros de consumo.
  
- e) *Red de Distribución Secundarias.*- Conjunto de líneas que transportan la energía a lo largo de las calles a un nivel de voltaje de utilización que enlazan al transformador de distribución con las acometidas.
  
- f) *Acometida.*- Transportan la energía de las redes de distribución secundaria a los empalmes del contador de energía de cada abonado.
  
- g) *Red de Alumbrado Público.*- Incluye las exigencias relativas al alumbrado y a su instalación en vías expresas, arterias principales, vías colectoras, calles, locales, cruces, plazas, parques, etc., formado por luminarias, lámparas, y los accesorios para el montaje.
  
- h) *Contadores de Energía (MEDIDORES).*- Censa el consumo de energía en kilovatios hora para su respectiva facturación.



### ***1.3.2. Redes primarias subterráneas conectados al sistema de subtransmisión.***

Son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en postes cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas.

#### ***1.3.2.1. Componentes de una red primaria.***

Los componentes de una red primaria son:

- a) ***Troncal.***- Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibres gruesos 336, 556 y hasta 795 MCM, ACSR (calibre de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga.
  
- b) ***Ramal.***- Es la parte del alimentador primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en media tensión. Normalmente son de calibre menor al troncal.

#### ***1.3.2.2. Alimentadores primarios.***

Los alimentadores primarios normalmente se estructuran en forma radial, en un sistema de este tipo la forma geométrica del alimentador se asemeja a la de un árbol, donde por el grueso del tronco, el mayor flujo de la energía eléctrica se transmite por toda una troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales.

*a) Clasificación de los Alimentadores Primarios.*

Los alimentadores primarios se clasifican de acuerdo al número de fases y al número de hilos, estos se describen a continuación:

- *Trifásicos tres hilos.*- Requieren una menor inversión inicial ya que tienen un coeficiente de aterrizamiento mayor que un trifásico cuatro hilos, permiten que los equipos que se instalen en estos sistemas de distribución tengan niveles de aislamiento mayores con costos mayores. Una característica adicional de estos sistemas es que los transformadores de distribución conectados a estos alimentadores son de neutro flotante en el lado primario.

Por lo que se refiere a detección de fallas de fase a tierra en estos sistemas de distribución es más difícil detectar estas corrientes, en comparación con los sistemas trifásicos cuatro hilos ya que al ser mayor la impedancia de secuencia cero de los alimentadores, las corrientes de falla son menores. Estos alimentadores se utilizan en zonas urbanas.

- *Trifásicos cuatro hilos.*- Requieren una mayor inversión inicial, ya que se agrega el costo del cuarto hilo (neutro) al de los tres hilos de fase, sin embargo debido a que estos sistemas de distribución tienen un coeficiente de aterrizamiento menor de la unidad, los equipos que se conecten a estos alimentadores requieren de un menor nivel de aislamiento con menor costo de inversión. Se caracterizan por que a ellos se conectan transformadores con el neutro aterrizado a tierra en el devanado primario y

transformadores monofásicos cuya tensión primaria es la de fase neutro.

- *Monofásicos dos hilos.*- Se originan de sistemas de distribución trifásicos, de hecho son derivaciones de alimentadores trifásicos tres hilos que sirven para alimentar transformadores monofásicos que reciben la tensión entre fases en el devanado primario. Este sistema de distribución es usado en zonas rurales o en zonas de baja densidad.
- *Monofásicos un hilo.*- Los alimentadores primarios monofásicos de un hilo son derivaciones de sistemas trifásicos que permiten alimentar transformadores monofásicos usándose estos alimentadores en zonas rurales, debido a la economía que representa en costo.

### ***1.3.3. Subestación de distribución que alimenta a las cámaras subterráneas.***

Según la dirección electrónica:

<http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/960/6/T10723CAP2.pdf>

“La red subterránea de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. de Media Tensión, está alimentada por dos subestaciones que son: S/E Atocha y la S/E Loreto.

El sistema de distribución subterráneo del centro de la ciudad de Ambato se encuentra conformado por los alimentadores Avenida 12 de Noviembre, Subterráneo 1 y Salida 2 provenientes los primeros de la subestación Loreto, ubicada en el oeste de la ciudad, y el último, de la subestación

Atocha, ubicada al noreste de la ciudad, los alimentadores tienen un voltaje nominal de 13.8 KV”

**Ver Anexo 1.**

### ***1.3.3.1. Descripción de la Subestación Loreto***

La Subestación Loreto está alimentada con un voltaje de 69 KV que proviene de la subestación Ambato del Sistema Nacional Interconectado, con una longitud de 4 Km, capacidad de 500A y con un diámetro de conductor de 300 MCM.

El transformador de la subestación Loreto está conectada con una conexión Delta-Estrella ( $\Delta$ -Y), el nivel de voltaje de Media Tensión es de 13.8 KV las que se distribuyen a los alimentadores que son los siguientes:

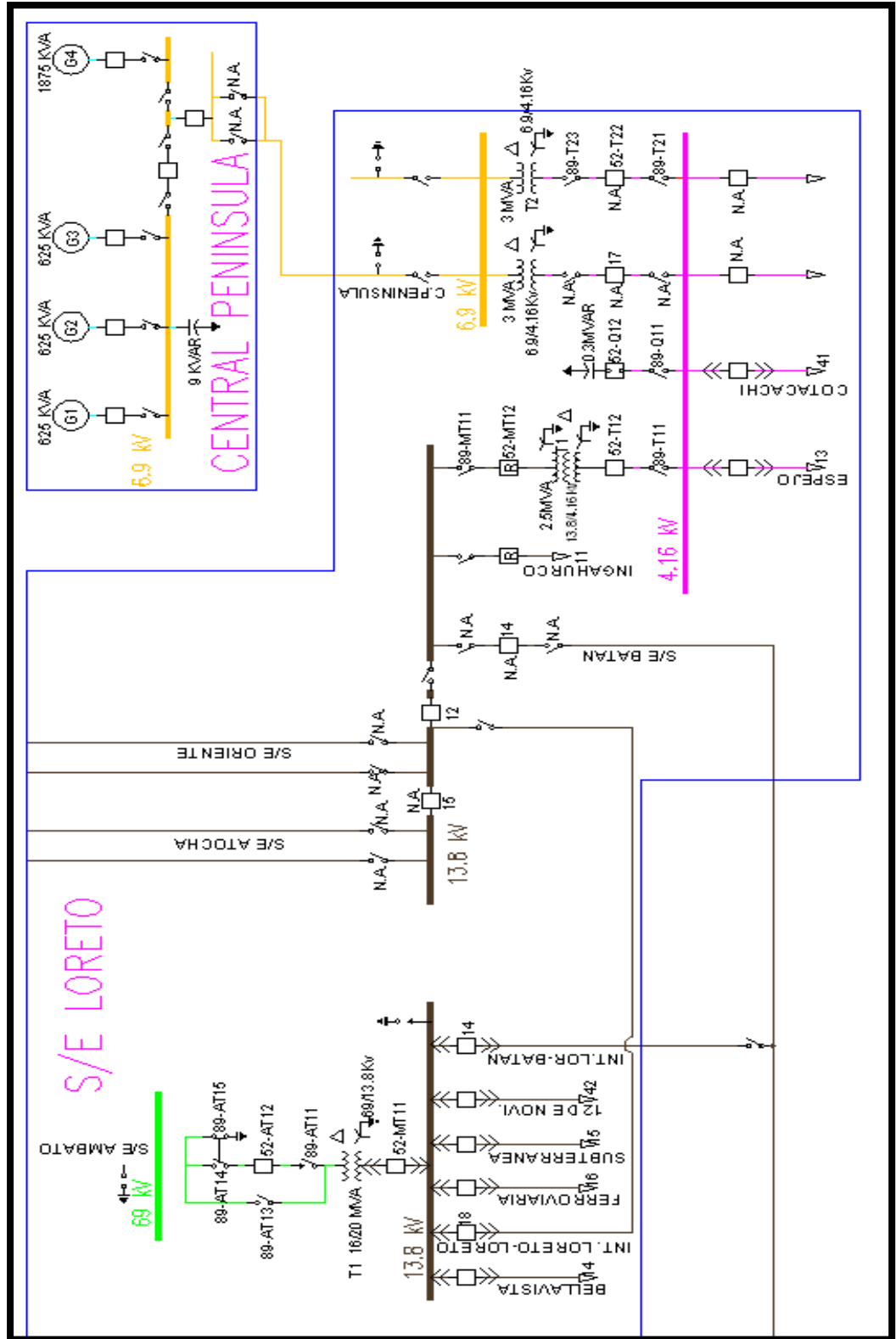
- Bellavista.
- Int. Loreto- Loreto.
- Ferroviaria.
- Subterráneo
- 12 de noviembre.
- Int. Loreto-batan.

La subestación Loreto se conecta con la S/E Península y a su vez con la generadora Hidroeléctrica Península, la que cuenta con cuatro generadoras que son:

- Generadora 1 (G1), con una potencia generada de 625 KVA
- Generadora 2 (G2), con una potencia generada de 625 KVA
- Generadora 3 (G3), con una potencia generada de 625 KVA
- Generadora 4 (G4), con una potencia generada de 1875 KVA

GRÁFICO N° 1.2

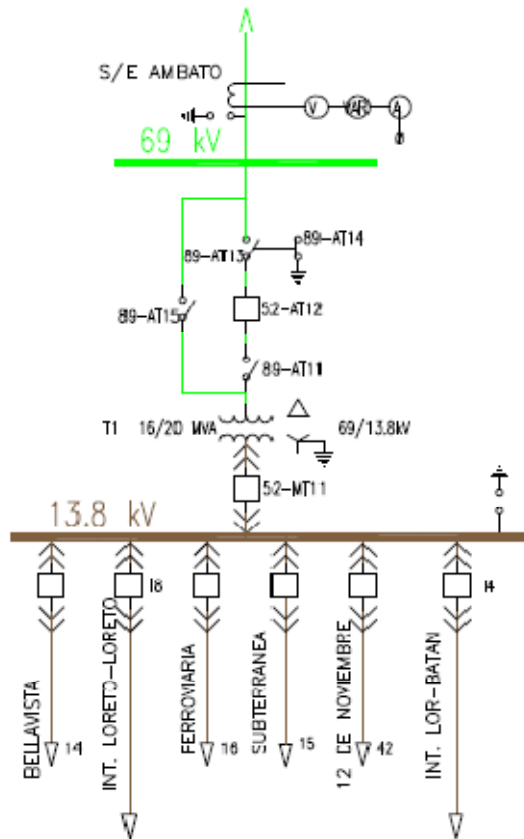
ESQUEMA ELÉCTRICO 1 SUBESTACIÓN EL LORETO.



FUENTE: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO.  
REALIZADO POR: DEPARTAMENTO DE

GRÁFICO N° 1.3

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN LORETO



FUENTE: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO.  
 REALIZADO POR: DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN.

**1.3.3.2. Descripción de las partes del diagrama unifilar de la subestación Loreto.**

**a) Descripción del alimentador Avenida 12 de Noviembre.**

El alimentador primario Avenida 12 de Noviembre, es tipo radial subterráneo, que puede mallarse con los alimentadores Subterráneo 1 y Salida 2, trabaja con un nivel de 13.8 KV. Y el nivel de voltaje a las salidas es de 231V, y tiene una carga instalada de 5637,5 kVA.

***b) Descripción de cámaras de transformación.***

El alimentador Avenida 12 de Noviembre, tiene cámaras de transformación ubicadas en el subsuelos de edificios, donde se dispone de centros de transformación en cámara subterránea, cámaras de transformación con transformadores trifásicos y cámaras de transformación con transformadores monofásicos, distribuidas en el área comprendida entre la Avenida 12 de Noviembre, calle Juan León Mera, Avenida Unidad Nacional y la calle Simón Bolívar del centro de la ciudad de Ambato.

***c) Descripción del alimentador Subterráneo 1.***

El alimentador subterráneo 1, es tipo radial subterráneo, que puede mallarse con los alimentadores Avenida 12 de Noviembre y Salida 2, trabaja con un nivel de 13.8 kV, y tiene una carga instalada de 4770,5 kVA.

***d) Descripción de cámaras de transformación.***

El alimentador Subterráneo 1, tiene cámaras de transformación ubicadas en el subsuelos de edificios, donde se dispone de centros de transformación en cámara subterránea, cámaras de transformación con transformadores trifásicos, cámaras de transformación con transformadores monofásicos y cámaras de transformación con banco de transformadores, distribuidas en el área comprendida entre las calles Espejo, Francisco Flor, Avenida Pedro Fermín Cevallos y la calle 13 de Abril del centro de la ciudad de Ambato.

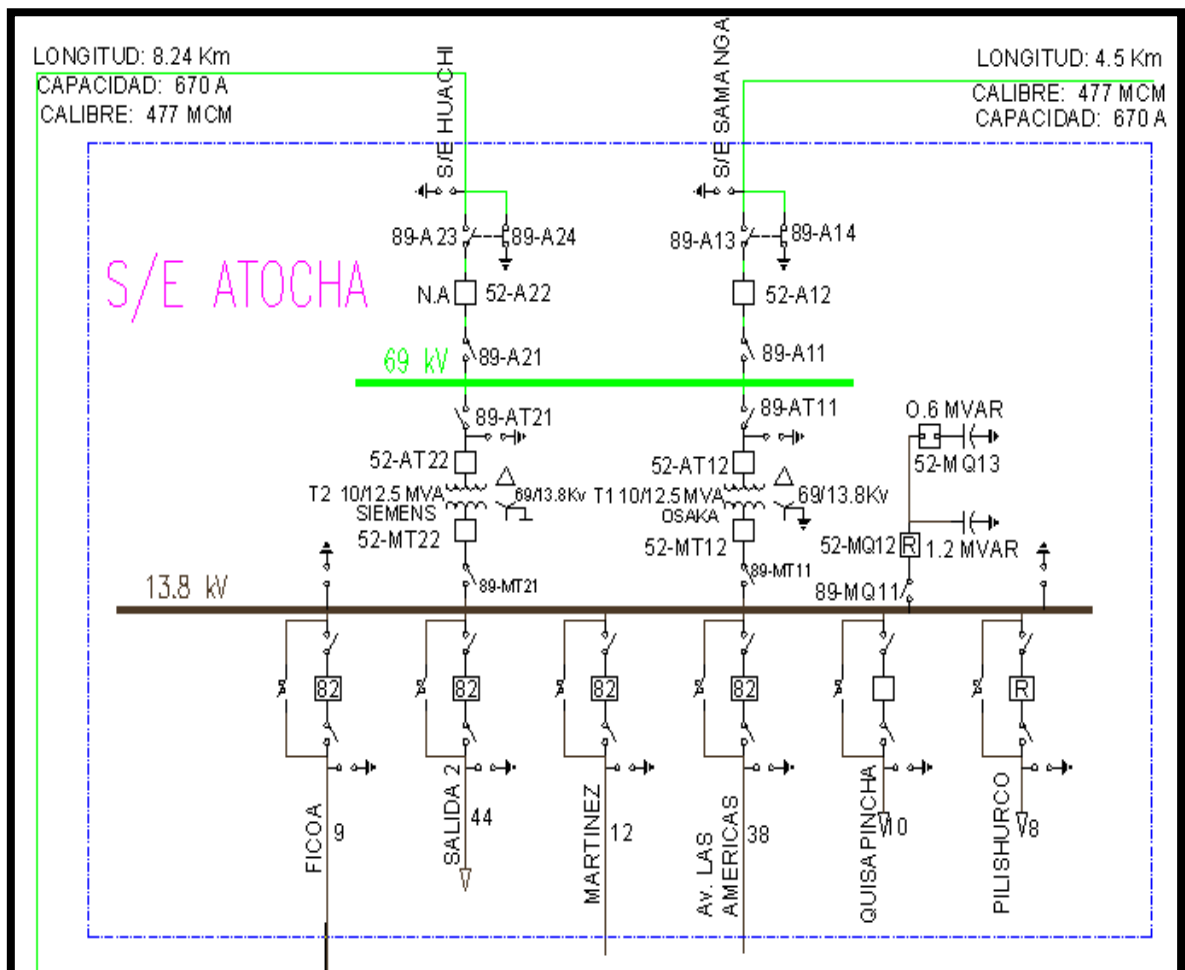
***1.3.3.3. Descripción de la Subestación Atocha.***

La Subestación Atocha está alimentada con un voltaje de 69 KV que proviene de las subestaciones Samanga y Huachi.

La S/E Samanga está separada con una longitud de 4.5 Km, de la Subestación Atocha, una capacidad de 670A y con un diámetro de conductor de 477 MCM.

**GRÁFICO N° 1.4**

**ESQUEMA ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN ATOCHA.**



FUENTE: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO.  
 REALIZADO POR: DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN.



La S/E Huachi está separada con una longitud de 8.24 Km, también de la Subestación Atocha, consigo lleva una capacidad de 670A y con un diámetro de conductor de 477 MCM.

Los transformadores de la subestación Atocha está conectada con una conexión Delta-Estrella ( $\Delta$ -Y), el nivel de voltaje de Media Tensión es de 13.8 KV las que se distribuyen a los alimentadores que son los siguientes:

- Ficoa.
- Salida 2.
- Martinez.
- Av. Las americas.
- Quishapincha.
- Pilishurco.

#### ***1.3.3.4. Descripción del esquema eléctrico de la subestación Atocha***

##### ***a) Descripción del alimentador Salida 2.***

El alimentador Salida 2, es tipo radial subterráneo, que pueden mallarse con los alimentadores Avenida 12 de Noviembre y Subterráneo 1, trabaja con un nivel de 13.8 kV, y tiene una carga instalada de 3272 kVA.

##### ***b) Descripción de cámaras de transformación.***

El alimentador Salida 2, tiene cámaras de transformación ubicadas en el subsuelos de edificios, donde se instalan centros de transformación en cámara subterránea, cámaras de

transformación con transformadores trifásicos y cámaras de transformación con banco de transformadores, distribuidas en el área comprendida entre la Avenida Unidad Nacional, calles Francisco Flor, Simón Bolívar y Lizardo Ruiz del centro de la ciudad de Ambato.

#### **1.3.4. Sistema de distribución subterránea.**

##### **1.3.4.1 Distribución subterránea.**

Según la dirección electrónica:

<http://www.megawatt.com.pe/articulos/conector/con13disub.htm>.

Expresa que: “En ninguna parte de la distribución de la energía eléctrica los problemas de instalación, conexión y de protección de los conductores y de equipo son tan complejos como en los sistemas subterráneos. Es por esta razón que hay diseños especiales para los dispositivos usados en sistemas de distribución subterránea”.

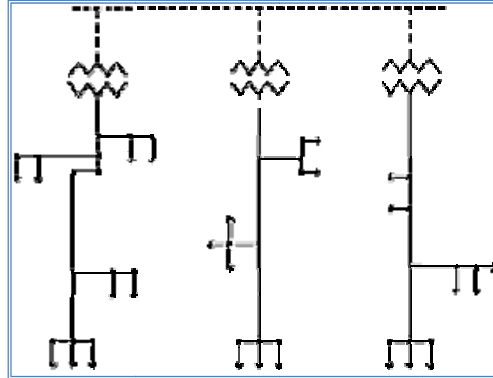
##### **a) Tipos de sistemas de distribución subterránea.**

Generalmente existen dos tipos de sistemas de distribución los cuales se detallan a continuación:

- *El sistema radial.*- Es análogo a una rueda con rayos emanando desde el centro. La potencia principal se envía a un punto central, y desde allí se divide en circuitos con ramificaciones en serie para suministrar servicios a clientes individuales.

### GRÁFICO N° 1.5

#### RED RADIAL

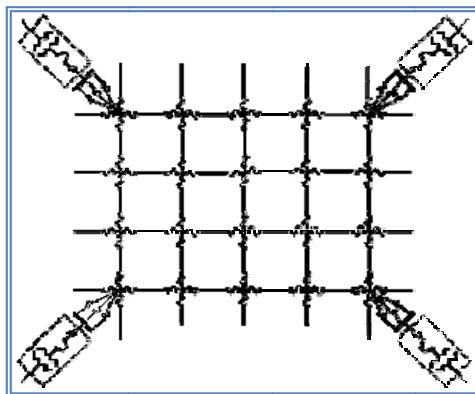


FUENTE: EEASA.  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES

- *El sistema tipo red.*- Se parece a una rejilla en paralelo y, dada su facilidad de lectura se ha convertido en el estándar para los sistemas de distribución subterráneos donde existe una densidad elevada de carga.

### GRÁFICO N° 1.6

#### RED SECUNDARIA



FUENTE: EEASA.  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES

Con el tiempo, se han mejorado los métodos para reducir el costo de la instalación y del mantenimiento para cada uno de estos sistemas subterráneos.

***b) Ventajas del sistema de Distribución Subterránea.***

- *Confiabilidad.*- Las redes subterráneas sirven típicamente a áreas de alta densidad de carga. Como resultado, una falla sin controlar en un área podría afectar el servicio a varios clientes. La necesidad de confiabilidad se vuelve obvia en esta situación.
- *Instalación.*- Trabajando en redes subterráneas significará trabajar en espacios confinados, tales como bocas de acceso y bóvedas de transformadores. Los dispositivos creados para ser usados en redes de distribución deben ser simples de instalar con requerimientos mínimos de espacio
- *Economía.*- Minimizando las complicaciones de la instalación y maximizando su confiabilidad, los dispositivos usados para sistemas subterráneos se vuelven económicos.
- *Versatilidad.*- Siempre recuerde que como otros circuitos de distribución, las redes de distribución cambian y se expanden continuamente. Los dispositivos usados en las redes de distribución deben permitir una fácil adaptación a la red para necesidades actuales y futuras.

- *Seguridad.*- La seguridad debe ser una consideración en todos los objetivos de diseño. La seguridad en el diseño incluye el suministro de tolerancias de diseño, hacer la instalación fácil y libre de errores y permitiendo su operación bajo condiciones no ideales.

### ***1.3.5. Cámaras de transformación subterránea.***

Según la dirección electrónica:

<http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1099/6/10921CAP1.pdf>

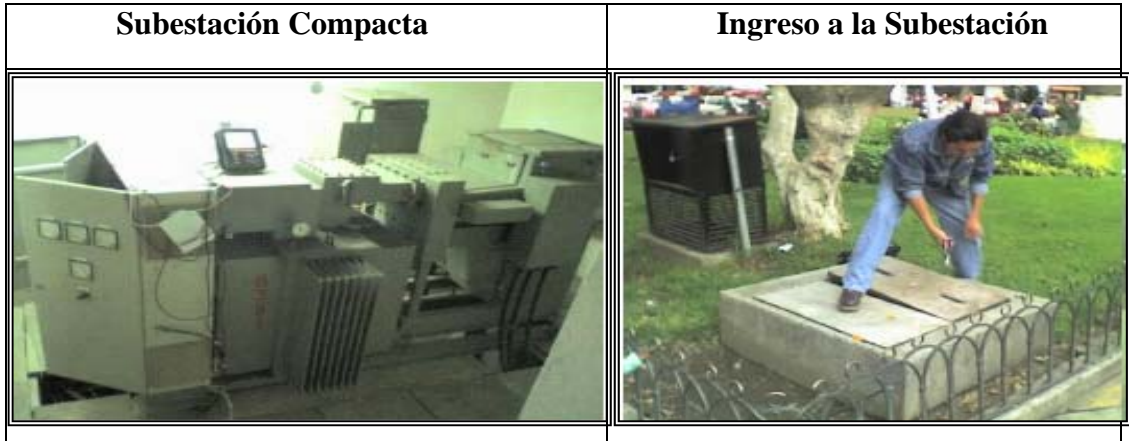
“Las Cámaras Subterráneas se construyen bajo el nivel de la acera o de la calzada, los muros perimetrales y la loza de cubierta son de hormigón armado, sobre el piso pavimentado esta la base de la unidad compacta que es de acero estructural. El nivel del suelo está a -3.20 metros, en el piso se encuentran las canaletas donde se alojan los cables de media y baja tensión”.

Tienen diferentes ductos: ingreso de personal, entrada y salida de los cables, ventilación para el ingreso y salida de aire, pozo de succión para recoger las aguas lluvias y que son evacuadas por una bomba tipo sumidero.

La Empresa Eléctrica Ambato S.A., tienen las normas de seguridad dentro y fuera de éstas cámaras, considerando que sus componentes o elementos eléctricos están completamente aislados, la cámara cuenta con todos los implementos necesarios por ello se puede ingresar a ella con mínimos elementos de seguridad, esta cuenta con iluminación necesaria, infraestructura, señalización, ventilación y sobre todo con los equipos eléctricos-electrónicos de última tecnología.

GRÁFICO N° 1.7

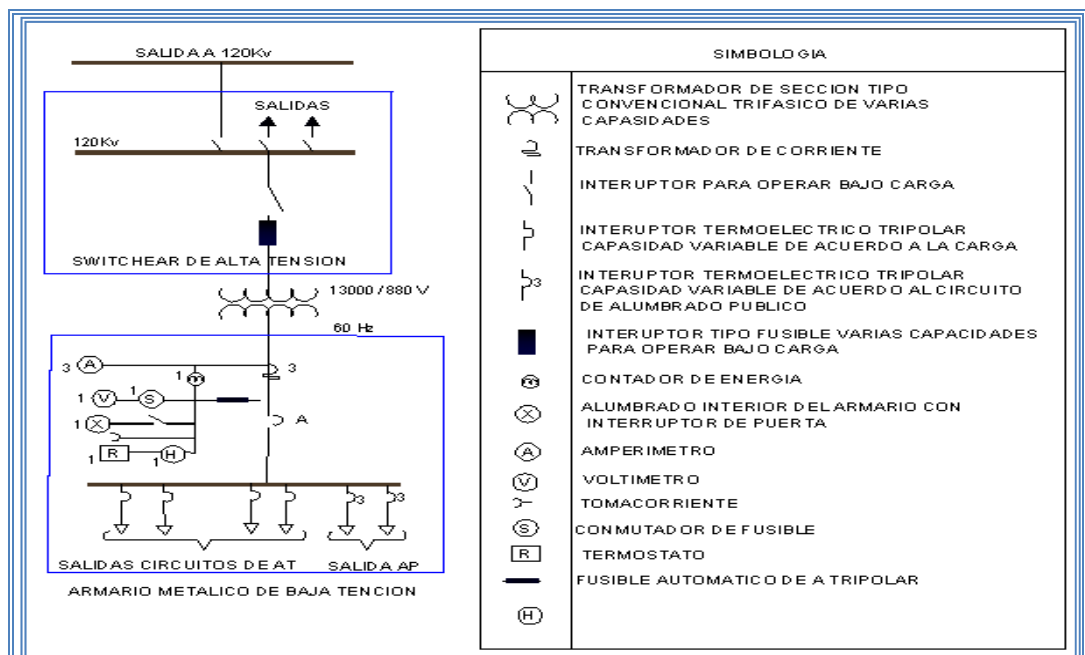
ESQUEMA DE UNA SUBESTACIÓN COMPACTA Y EL INGRESO A LA MISMA.



FUENTE: GRUPO DE INVESTIGADORES.  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES.

GRÁFICO N° 1.8

PARTES DE UNA SUBESTACIÓN COMPACTA.



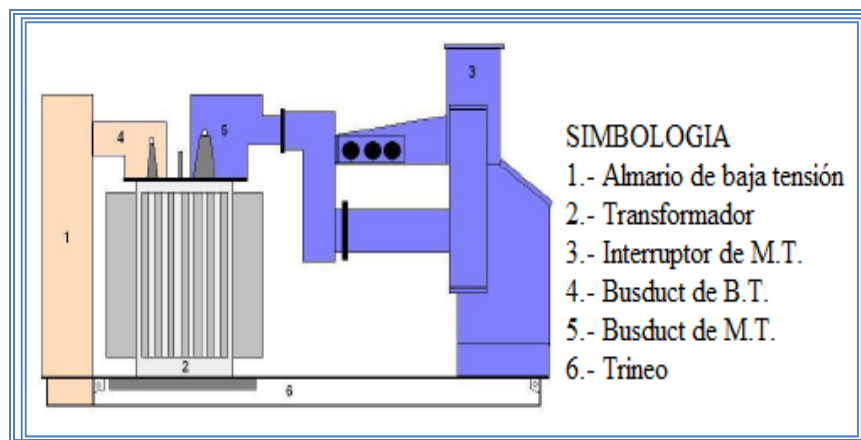
FUENTE: [HTTP://BIEEC.EPN.EDU.EC:8180/DSPACE/BITSTREAM/123456789/1099/6/10921CAP1.PDF](http://BIEEC.EPN.EDU.EC:8180/DSPACE/BITSTREAM/123456789/1099/6/10921CAP1.PDF)  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES.

**1.3.5.1 Elementos de las cámaras de transformación subterránea.**

Los elementos de las cámaras de transformación subterránea son los que a continuación se detallan:

**GRÁFICO N° 1.9**

**PARTES DE UNA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN**



FUENTE: [HTTP://BIEEC.EPN.EDU.EC:8180/DSPACE/BITSTREAM/123456789/1099/6/10921CAP1.PDF](http://BIEEC.EPN.EDU.EC:8180/DSPACE/BITSTREAM/123456789/1099/6/10921CAP1.PDF)

REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES.

**a) Interruptores FRMU-TM**

El interruptor de media tensión consiste de una unidad principal (Ring Main Unit) en aceite (tipo FRMU), desde uno hasta cinco switches en aceite (tipo EOS).

Se han considerado varios factores en el diseño, sobre todo en el equipo de seccionamiento y protección contra sobrecorrientes, ya que es difícil realizar muchas funciones de mantenimiento y operación mientras la red está energizada.

***Equipos de protección para el interruptor de media tensión***

Fabricación:	W. Lucy & Co. Ltd. – England
Cantidad:	1 por cada unidad
Nivel de falla:	500 MVA a 13.8 kV
Máximo voltaje de servicio:	15.5 kV

Corriente normal de servicio: 630 A, depende del tipo de interruptor los cuales son: EFS, FRMU-TM, FRMUTM+EOS, FRMUTM+DEOS, FRMUTM+DEOS+EOS.

***Operación del Interruptor***

Los timbres del interruptor son operados por el mecanismo en el frente de la unidad, el fusible del interruptor es activado por un mecanismo en el lado derecho.

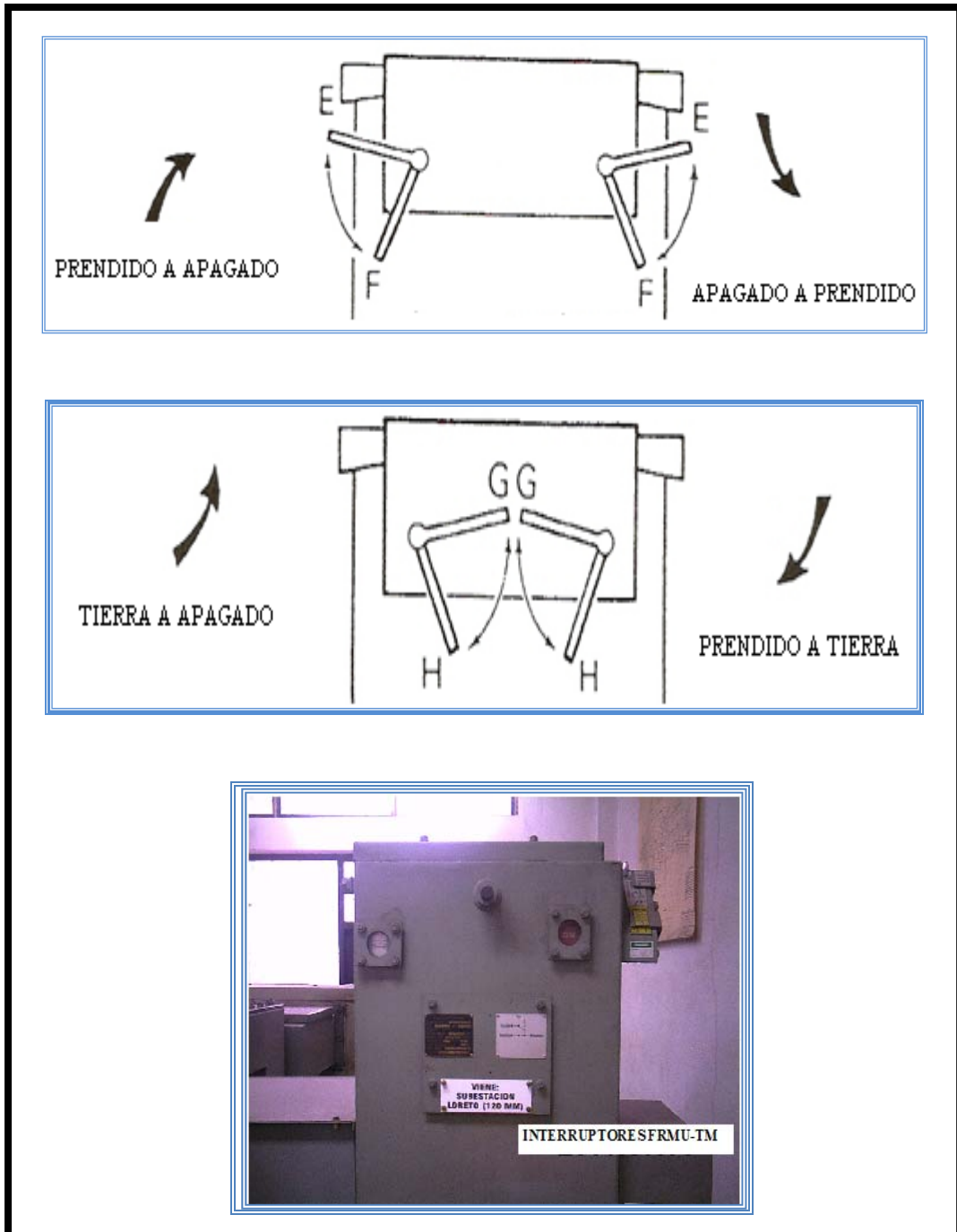
Un mango existente en la derecha es usado para todas las operaciones, la simbología en el mango es la que indica la aplicación, todos los interruptores operan bajo aceite la cual esta controlando los mecanismos proveyendo una acción, la velocidad de operación es de acuerdo al operador. Este tipo de interruptor tienen tres tipos de posiciones: Prendido, Apagado y Tierra.

La posición de prendido en el interruptor es cuando el centro de transformación esta en funcionamiento, la posición de apagado es cuando esta cámara esta fuera de servicio y la de tierra es para poder realizar cualquiera de estas dos posiciones.



GRÁFICO N° 1.10

OPERACIONALIZACIÓN DEL INTERRUPTOR FRMU-TM.



FUENTE: GRUPO DE INVESTIGADORES.  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES.

**b) Medidores de estado sólido S4**

Según la dirección electrónica:

<http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1099/6/10921CAP1.pdf>

“El medidor de estado sólido S4 provee una solución única para casi todas las aplicaciones de medición. El S4 combina tecnología que ha sido exitosa a través del tiempo en el RXS3 con innovaciones, incluyendo rangos amplios de voltaje dinámico, consolidación de formas, diagnósticos de línea con el GyrBox, y reconocimiento automático del tipo de servicio ServiceScan”. Aun con las innovaciones incorporadas, el S4 sigue siendo altamente compatible con los productos RXS3, minimizando los ajustes necesarios en los sistemas existentes de lectura y programación para su uso con el S4.

Todos los programas del DG1100 para los medidores tipo DX, RD, o RX de Landis & Gyr se pueden convertir automáticamente en programas S4 al usar la función de traducción automática de programas incluida en el paquete de software DG1100.

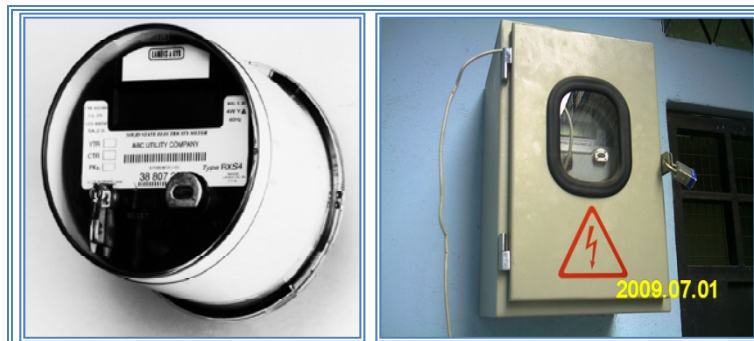
El S4 provee mucha más confiabilidad y precisión en la información para la facturación, ha sido diseñado como la base fundamental para un sistema de medición completo. Cada S4 posee compatibilidad con una variedad de tarjetas de comunicación incluyendo un módem interno, una tarjeta RS232, o una tarjeta de relés de entrada/salida. Cualquiera de estos puede ser incluido con el medidor desde la fábrica o bien, instalado una vez que el medidor está en servicio.

Todos los medidores de energía activa AXS4 se pueden actualizar a medidores de energía reactiva RXS4 y todos los medidores AXL se pueden convertir a medidores AX usando los paquetes de actualización de firmware. No es necesaria ninguna circuitería adicional para actualizar estos medidores.

Al combinar el S4 con el paquete de software de Análisis de Información DG1150 se obtiene un sistema completo para monitoreo de voltaje, corriente, y carga en tiempo real; señales de alarmas definidas por el usuario, capacidad gráfica de análisis de carga y diagramas de vectores.

### GRÁFICO N° 1.11

#### MEDIDOR S4



FUENTE: GRUPO DE INVESTIGADORES.  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES.

#### c) *Transformador PAUWELS*

Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas.

En si el transformador de distribución es la liga entre los alimentadores primarios y los alimentadores secundarios.

La capacidad del transformador se selecciona en función de la magnitud de la carga, debiéndose tener especial cuidado en considerar los factores que influyen en ella, tales como el factor de demanda y el factor de coincidencia.

Este tipo de transformador se diferencia con los demás por gran seguridad que ofrece, para que el personal de operación y mantenimiento trabaje sin peligros de electrocución. El principio de funcionamiento de este elemento es el mismo al de los otros transformadores existentes en el mercado.

### GRÁFICO N° 1.12

#### TRANSFORMADOR PAUWELS



FUENTE: GRUPO DE INVESTIGADORES.  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES.

**TABLA N° 1.4**

**CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR PAUWELS**

PAUWELS TRAF0 BELGIUM		<b>0000</b>	HORA DE REGISTROS:	<b>00:00</b>	
POTENCIAS:	400,300,250,225,200 ,160	KVA	DATOS REGISTRADOS:		
TAPS:	MV	BV	INTENSIDAD:		
1	14490		L1:	820	A
2	14145		L2:	780	A
3	13800	231	L3:	740	A
4	13455		VOLTAJE:		
5	13110		L1 - L2:	210	V
INTENSIDAD (A):	PRIMARIO	SECUNDARIO	L2 - L3:	210	V
	16.73	999.7	L3 - L1:	211	V
TENSIÓN DE C. C. EN %:	4.72		TEMP. TRAF0:	35	° C
TIPO DE REFRIGERACIÓN:	ONAN		NIVEL DE ACEITE:	LLENO	
TIPO DE CONEXIÓN:	Dyn5			TRANSPAREN TE	
AÑO DE FABRICACIÓN:	1995		TAP ACTUAL:	1	
FRECUENCIA:	60	HZ			
PESO TOTAL:	1290	KG			

FUENTE: GRUPO DE INVESTIGADORES.  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES.

***Instalación de los Transformadores***

- Deben estar visibles los aparatos de control. Estarán accesibles las válvulas, los aparatos de regulación y de protección.
- En lo concerniente al emplazamiento y normas de seguridad, nos remitimos a las reglamentaciones locales.
- Se evitará el estancamiento del aire caliente sobre el transformador. Debe preverse una ventilación de alrededor de 4 metros cúbicos/minuto y por KW de pérdidas del transformador.

*d) Armario de Baja Tensión*

Los tableros son equipos que concentran dispositivos de protección y de maniobra o comando, desde los cuales se puede proteger y operar toda la instalación o parte de ella. La cantidad de tableros que sea necesario se determina con la finalidad de salvaguardar la seguridad, y tratando de obtener la mejor funcionalidad en la operación de la plataforma.

**GRÁFICO N° 1.13**

ARMARIO DE BAJA TENSIÓN.



*Descripción de Materiales del armario de baja tensión*

- Almarío
- Ventilación
- Disyuntor General
- Disyuntores de Salidas 1-2-3-4
- Transformadores de corrientes 1-2-3

- Amperímetros 96x96mm 1-2-3
- Contador de Electricidad
- Fusible Automático 10 A tripolar
- Conmutador de Multímetro
- Voltímetro 96x96mm
- Fusible Automático 10 A bipolar
- Termostato
- Caldeo
- Interruptor de puerta
- Alumbrado
- Enchufe bipolar + tierra
- Isoladores 1-2
- Terminales

Vista frontal, interior y lateral del Armario.

**Ver Anexo 2**

*e) Tablero térmico de distribución de baja tensión*

**GRÁFICO N° 1.14**

**TABLERO TERMICO DE DISTRIBUCIÓN**



FUENTE: GRUPO DE INVESTIGADORES.  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES.

### ***1.3.6. Red de distribución secundaria subterránea.***

La red subterránea es un conjunto de componentes y subsistemas convenientemente configurados para abastecer la demanda, cada componente debe satisfacer las exigencias para las cuales fue diseñado, la red de baja tensión, no es la excepción, su diseño está proyectado para abastecer la demanda en al menos 20 años, se asume que a futuro no se realice ningún cambio de reconfiguración en los cables.

Existen transformadores que no tienen instalados medidores centralizados, en estos se debe instalar un analizador de energía en la red de baja tensión, es preferible obtener esta información, que extrapolar los resultados.

Para obtener un mejor balance en la red secundaria de cada salida del centro de transformación sería necesario colocar instrumentos de medida tales como Amperímetros en cada una de las fases, logrando así obtener las corrientes de cada fase.

El origen de la alimentación de la red de baja tensión son los terminales secundarios de los transformadores de gran capacidad, no existe inconveniente para conseguir la información necesaria para el cálculo de pérdidas, el índice de pérdidas tiene un alto grado de veracidad.

### ***1.4. Características de los sistemas de distribución.***

Las redes de distribución al igual que las redes de transmisión tienen la misión de transportar energía, estas presentan características muy particulares que las diferencian de las de transmisión. Entre estas se distinguen:



- Topologías radiales.
- Relación R/X alta (líneas cortas).
- Múltiples derivaciones (monofásicas, bifásicas, etc.).
- Cargas de distinta naturaleza.
- Líneas sin transposición.
- Longitudes grandes de recorrido.

La distribución se la hace a nivel de media tensión (M.T.) y en baja tensión (B.T.) según los requerimientos particulares de cada cliente que son:

- Los clientes industriales se alimentan en M.T.
- Los clientes residenciales o comerciales se alimentan en B.T.

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, es un circuito por el cual existe el flujo de potencia que nace en el nodo principal en una sola dirección, este nodo principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red. En la subestación se reduce la tensión del nivel de media (MT) al de SI. Comúnmente se utiliza para el control de tensión en el lado de M.T. una transformación con cambiador de derivación o en su defecto un banco de condensadores. El cambiador automático de derivación en transformadores de poder A.T. /M.T. de sistemas de distribución permite efectuar el cambio de derivación con carga conectada (Cambiador de Derivación Bajo Carga, CDBC).

### ***1.5. Red de reparto.***

Según la dirección electrónica:

[http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028\\_CAPITULO\\_2.pdf](http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028_CAPITULO_2.pdf)

“La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas”.

La primera está constituida por la red de reparto, que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas en los 13,8. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 127V a 2 kV y con una característica muy radial. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (127/230 V<sup>1</sup>).

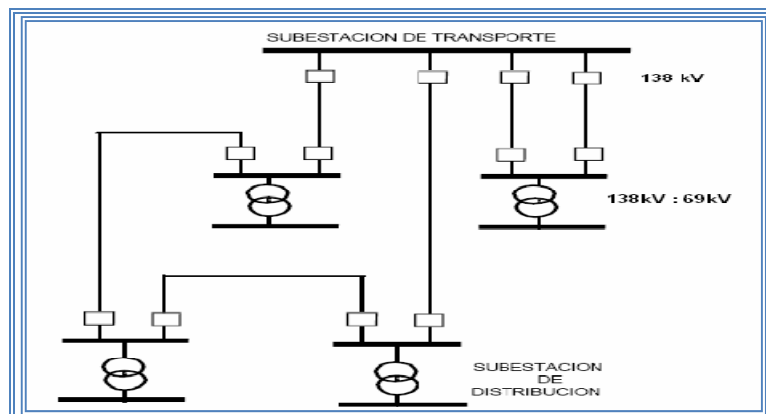
Las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto. Cuando existe una avería, un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red.

La localización de averías se hace por el método de "prueba y error", dividiendo la red que tiene la avería en dos mitades y energizando una de ellas; a medida que se acota la zona con avería, se devuelve el suministro al resto de la red. Esto ocasiona que en el transcurso de localización se pueden producir varias interrupciones a un mismo usuario de la red.

La distribución de energía eléctrica se suele distinguir entre la red de reparto y la red de distribución propiamente dicha. La red de reparto cubre una región y suele tener una estructura poco mallada o en lazo.

### GRÁFICO N° 1.15

#### RED DE REPARTO.



FUENTE: GRUPO DE INVESTIGADORES.  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES.

Las redes de reparto conectan la red de transporte a las subestaciones de distribución A.T. /M.T.

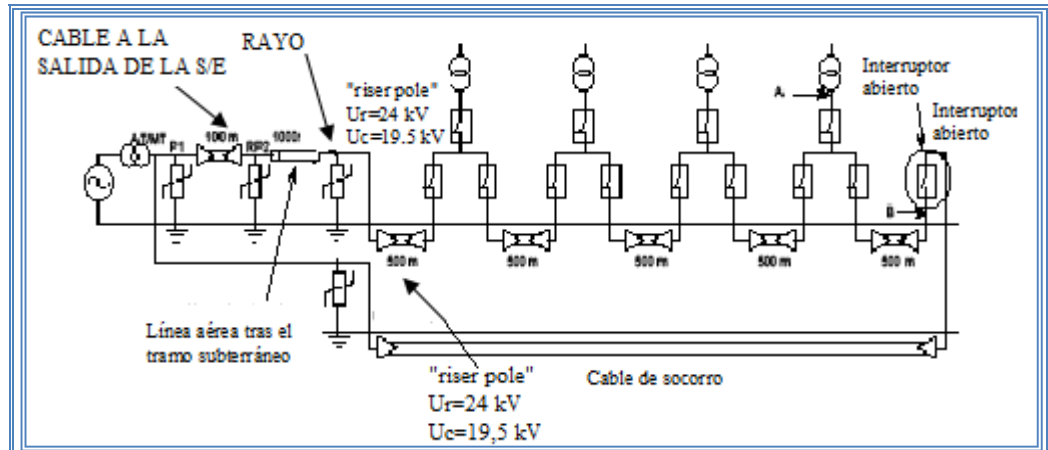
### 1.6. Modelo de líneas y cables.

#### 1.6.1. Modelo de una línea de distribución mixta aérea y subterránea.

La línea es subterránea a la salida de la subestación AT/MT durante aproximadamente 100 m. A continuación, la línea tiene un tramo aéreo de aproximadamente 1 km de longitud. Después, la línea continúa como subterránea en toda su longitud alimentando un grupo de transformadores MT/BT. En los dos entronques aéreo-subterráneos se encuentran dispuestos juegos de pararrayos para proteger los cables y transformadores.

GRÁFICO N° 1.16

ESQUEMA ELÉCTRICO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.



FUENTE: DISEÑO Y ACOMETIDAS.  
REALIZADO POR: EEASA.

Estas líneas suelen tener un tramo de cable (normalmente en vacío) desde el último transformador hasta un centro de reflexión para que en caso de producirse una falta permanente en un tramo de la línea, el tramo restante pueda ser alimentado a través del cable de socorro (el interruptor situado en el punto B, está normalmente abierto y se cierra en caso de defecto en la línea).

Se ha considerado un modelo simplificado de la línea de distribución aérea-subterránea dado que el objetivo de este trabajo no es la determinación exacta de las sobretensiones en los arrollamientos de MT de los transformadores MT/BT y el cable.

Se ha contemplado un circuito monofásico equivalente a la secuencia directa. Los tramos aéreo y subterráneo de la línea de distribución han sido representados por líneas de parámetros distribuidos no dependientes de la frecuencia. Los transformadores se han representado como una capacidad

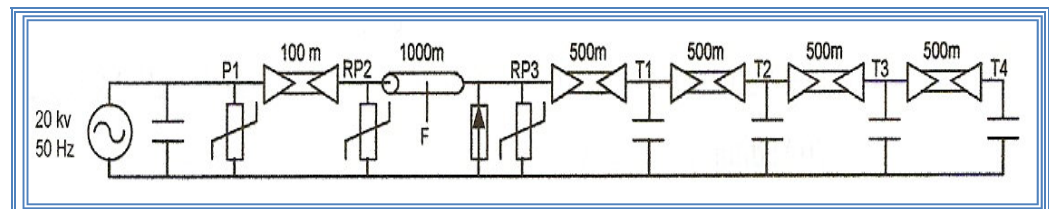
a tierra correspondiente a la capacidad de los arrollamientos de MT a tierra, ya que sólo son de interés las tensiones en los citados arrollamientos.

La inductancia de los devanados del transformador se desprecia pues presenta una impedancia muy grande debido a que la onda de corriente del rayo tiene un frente de onda muy escarpado.

Por el contrario, la impedancia de la capacidad fase-cuba es pequeña. El rayo se representa por medio de una fuente de corriente que produce un impulso negativo de 10 kA y 8/20  $\mu$ s.

**GRÁFICO N° 1.17**

MODELO DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN AÉREA-SUBTERRÁNEA.



FUENTE: DISEÑO Y ACOMETIDAS.  
REALIZADO POR: EEASA.

La Esquema Eléctrico 5 presenta el circuito utilizado en la simulación. El condensador que aparece a la izquierda es la capacidad fase-cuba (2 nF) del transformador AT/MT. P1 es el pararrayos que protege la salida de línea.

A continuación vienen 100 m de cable que pasan a aéreo en RP2, donde se encuentra el pararrayos del entronque aéreo-subterráneo. Tras 1000 m de línea aérea (donde puede caer un rayo) se llega al entronque RP3 donde

comienza la línea subterránea, esta está protegida únicamente por el juego de pararrayos en RP3 y está formada por cuatro tramos de 500 m de cable, que alimentan a los transformadores T1, T2, T3 y T4 que se han modelado por una capacidad fase-cuba de 2 nF.

Como el interés de este estudio se centra en la tensión fase-cuba que se transfiere al transformador, se ha supuesto una puesta a tierra perfecta de las armaduras de los cables en los entronques aéreo subterráneo y de las cubas de los transformadores. También se considera que las armaduras tienen la misma tensión a lo largo de toda la longitud del cable. Por tanto la línea inferior del esquema eléctrico es un nudo de tensión de referencia y representa la tensión de la armadura del cable.

#### ***1.6.2. Cables utilizados en el sistema de distribución subterráneo de la ciudad de Ambato.***

Los cables están alojados en ductos de PVC, ubicados en canalizaciones bajo el suelo, garantizando el transporte y la distribución de energía sin poner en peligro a los clientes.

##### **a) *Características los cables utilizados***

- *Fabricación:*

**Tipo:** monopolar de cobre.

**Voltaje nominal:** 15 kV.

**Aislamiento:** polietileno reticulado tipo XLPE para 100% de aislamiento, pantalla semiconductor, recubrimiento del aislamiento del mismo material, pantalla electrostática de cobre y chaqueta exterior de PVC de alta resistencia.

- *Operación:*

**Nivel de voltaje de operación:** 13.8 kV.

**Nivel de aislamiento:** apto para un sistema con tensión de servicio de 13.8 kV y neutro sólidamente conectado a tierra.

**Tipo de instalación:** cable instalado en ductos.

**Temperatura del conductor:** 90 grados centígrados.

- *Especiales:*

Dieléctricas (resistencia al campo electrostático).

Mecánicas (resistencia a los esfuerzos mecánicos de tracción).

Químicas (resistencia a la corrosión).

**TABLA N° 1.5**

**DISTRIBUCIÓN DE CABLES UTILIZADOS EN EL CIRCUITO PRIMARIO**

<b>Circuito Primario</b>	<b>Fases: Cable XPLE</b>	<b>Neutro: Conduc. desnudo (AWG)</b>
Ruta principal, parte de la subestación y alimenta a los transformadores de la EEASA.	3 x 120 mm <sup>2</sup>	2/0 , 3/0
Ruta secundaria, alimentación de transformadores de la EEASA.	3 x 70 mm <sup>2</sup>	1/0
Ruta alimentación, para los transformadores particulares.	3 x 50 mm <sup>2</sup>	2,4
Ruta conexión, entre los transformadores particulares.	3 x 2 AWG	2

FUENTE: GRUPO DE INVESTIGADORES.  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES.

El neutro común o corrido, lleva una parte de las corrientes de cargas desbalanceadas o residuales, tanto para el sistema primario como el secundario.

### ***1.7. Modelo de subestaciones de distribución subterránea.***

Las subestaciones son elementos del sistema eléctrico de potencia que nos permiten dos tareas principales:

- Una es la maniobra o interconexión con otras partes del sistema (seccionamiento).
- Otra es la transformación y con la finalidad de reducir el voltaje para la utilización en la distribución primaria o para interconexión de subestaciones a un nivel más bajo de voltaje.

#### ***1.7.1. Clasificación del sistema eléctrico Ambato***

De acuerdo a lo mencionado la mayor parte de las subestaciones tienen un papel importante en la configuración del sistema eléctrico de Ambato. Así se las ha clasificado como:

- a) **Súper subestaciones.-** A aquellas que abastecen de electricidad a Ambato, ya sea del sistema Interconectado Nacional o del Sistema de Centrales a nivel Local.
- b) **De seccionamiento.-** A aquellas que seccionan y que dan paso al flujo de energía a niveles altos de voltaje.
- c) **De distribución.-** A aquellas que transforman y distribuyen la energía a voltajes bajos.



La información sobre ubicación y caracterización es completa (con todos los datos disponibles de la EEASA) excepto en los campos de importancia y vulnerabilidad. En estos campos se consideró solamente a las subestaciones más importante. La razón fundamental es que las subestaciones secundarias son patios de maniobra o subestaciones móviles, de repuesto o que no se encuentran operando en su totalidad en la generación normal de energía eléctrica, por lo que no tienen un papel importante y predominante dentro del Sistema. En cambio las subestaciones más importantes o básicas presentan un rol muy importante en la configuración del sistema y son aquellas grandes subestaciones que abastecen, seccionan y distribuyen la energía. Dentro de estas últimas se encuentran todas las que presentan áreas de distribución de servicio.

### ***1.7.2. Elementos constitutivos de una subestación.***

Según la dirección electrónica:

<http://www.ingenieria.org.ar/archivos/epec/ET1013.PDF> “Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios”.

#### ***1.7.2.1. Elementos Principales***

- Transformador.
- Interruptor de potencia.
- Restaurador.
- Cuchillas fusibles.
- Cuchillas desconectoras y cuchillas de prueba.
- Apartarrayos.
- Tableros duplex de control.
- Condensadores.
- Transformadores de instrumento.

### ***1.7.2.2. Elementos Secundarios***

- Cables de potencia.
- Cables de control.
- Alumbrado.
- Estructura.
- Herrajes.
- Equipo contra incendio.
- Equipo de filtrado de aceite.
- Sistema de tierras.
- Carrier.
- Intercomunicación.
- Trincheras, conducto, drenajes.
- Cercas.

## ***1.8. Transformador***

### ***1.8.1. Definición.***

Un transformador es un dispositivo que, transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante lo hace bajo el principio de inducción electromagnética, tiene circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente, lo hace con un cambio de voltaje, aunque esto no es necesario.

### ***1.8.2. Elementos que constituyen un transformador***

- Núcleo de circuito magnético.
- Devanados.

- Aislamiento.
- Aislantes.
- Tanque o recipiente.
- Boquillas.
- Ganchos de sujeción.
- Válvula de carga de aceite.
- Válvula de drenaje.
- Tanque conservador.
- Tubos radiadores.
- Base para rolar.
- Placa de tierra.
- Placa de características.
- Termómetro.
- Manómetro.
- Cambiador de derivaciones o taps.

### ***1.8.3. Clasificación de transformadores.***

Los transformadores se pueden clasificar por:

#### ***1.8.3.1. La forma de su núcleo.***

- Tipo columnas.
- Tipo acorazado.
- Tipo envolvente.
- Tipo radial.

#### ***1.8.3.2. Por el número de fases.***

- Monofásico.

- Trifásico.

*1.8.3.3. Por el número de devanados.*

- Dos devanados.
- Tres devanados.

*1.8.3.4. Por el medio refrigerante.*

- Aire.
- Aceite.
- Líquido inerte.

*1.8.3.5. Por el tipo de enfriamiento.*

a) *Enfriamiento O A.*

Sumergido en aceite con enfriamiento propio. Por lo general en transformadores de más de 50 kva se usan tubos radiadores o tanques corrugados para disminuir las pérdidas; En capacidades mayores de 3000kva se usan radiadores del tipo desmontable.

Este tipo de transformador con voltajes de 46kv o menores puede tener como medio de enfriamiento líquido inerte aislante en vez de aceite. El transformador OA es el tipo básico y sirve como norma para capacidad y precio de otros.

b) *Enfriamiento O W.*

Sumergido en aceite y enfriado con agua. En este tipo de transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador. El aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

c) *Enfriamiento O A /F A*

Sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado. Este básicamente un transformador OA con adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor.

d) *Enfriamiento F O A.*

Sumergido en aceite, enfriado con aceite forzado y con enfriador de aire forzado. Este tipo de transformadores se usa únicamente donde se desea que operen al mismo tiempo las bombas de aceite y los ventiladores; tales condiciones absorben cualquier carga a pico a plena capacidad.

e) *Enfriamiento O A /F A /F O A.*

Sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite forzado. Este transformador es básicamente un OA, con adición de ventiladores y bombas para la circulación de aceite

*f) Enfriamiento AA.*

Tipo seco, con enfriamiento propio, no contiene aceite ni otros líquidos para enfriamiento; son usados en voltajes nominales menores de 15 Kv en pequeñas capacidades.

*g) Enfriamiento AFA.*

Tipo seco, enfriado por aire forzado. Estos transformadores tienen una capacidad simple basada en la circulación de aire forzado por ventiladores o sopladores.

**1.8.3.6. Por la regulación.**

- Regulación fija.
- Regulación variable con carga.
- Regulación variable sin carga.

**1.8.4. Control de temperatura del transformador**

El transformador se lo controla por los siguientes casos:

*a) Temperatura del transformador.*

La temperatura de un transformador se lee por medio de termómetros de mercurio y, en algunos casos, por medio de termopares colocados en los devanados que alimentan a milivóltmetros calibrados en °C.

*Métodos para controlar la temperatura*

Los más modernos son:

- *El método de IMAGEN TERMICA con relevador T.R.O*

Se basa en que cualquier sobrecarga o corto circuito dentro del transformador se manifiesta como una variación de corriente. El dispositivo está constituido por una resistencia de calefacción o caldeo; alrededor se encuentra una bobina cuya función es recibir la corriente de falla en los devanados, que se detecta por medio de un transformador de corriente.

La corriente que circula por la bobina, al variar, crea una cierta temperatura en la resistencia, y esto se indica en un milivóltmetro graduado en °C.

El milivóltmetro se conecta por medio de un puntero o un relevador T.R.O. que consiste de 3 micro-switch: el primero opera a una temperatura de terminada y acciona una alarma, el segundo lo hace a una temperatura límite y acciona a la bobina de disparo del interruptor, quedando e transformador fuera de servicio.

- *Protección por relevador Bochholz*

Nos sirve para controlar la temperatura del transformador. Se usa en los transformadores que usan tanque conservador; su principio de operación se basa en que toda falla interna del transformador va acompañada de una producción de gases.

El relevador Buchholz se conecta en el tubo que va del transformador al tanque conservador, de manera que los gases producidos en aquel hagan que el aceite del tubo suba de nivel, al variar el nivel se mueven y los flotadores que tienen en su interior el relevador. Los flotadores, al moverse, accionan un circuito de alarma, y si la falla es mayor accionan el disparo.

**b) *Presión del transformador***

La presión en los transformadores se controla normalmente por medio de manómetros que pueden tener accionamiento automático.

**c) *Nivel de aceite o líquido***

El nivel de aceite se controla mediante indicadores de nivel que así mismo pueden tener accionamiento automático.

**d) *Rigidez del aceite (Dieléctrica)***

La rigidez dieléctrica del aceite se controla tomando muestras periódicamente del aceite del transformador por medio de la válvula de muestra que se encuentra colocada por lo general en la parte inferior del transformador.

**1.8.5. *Conexión de un transformador a la red eléctrica.***

Para la conexión de un transformador a la red eléctrica se debe tomar en cuenta las siguientes indicaciones:



- a) Se debe tener cuidado que todas las conexiones tengan una superficie de contacto suficientemente grande, robusta y limpia. Las conexiones pueden ser: salidas por cable, conectores concéntricos o pletinas en cobre o aluminio.
- b) Al conectar los bordes de alta y baja voltaje del transformador se debe vigilar que la tuerca inferior de la varilla pasante, permanezca en su sitio.
- c) Debe evitarse las curvas de radio pequeño en las conexiones de alto voltaje.
- d) El transformador se conectara al conductor de tierra de alto voltaje.
- e) Para el funcionamiento en paralelo, los transformadores deben cumplir las condiciones siguientes.
  - Pertenecer al mismo grupo vectorial. Dentro del mismo grupo, el acoplamiento puede ser diferente.
  - Tener la misma tensión o voltaje de cortocircuito (se permite una tolerancia de +/- 10%).
  - Tener los mismos voltajes nominales.
  - Para el funcionamiento en paralelo continuado, es importante que la relación de las potencias nominales de los diferentes transformadores.

#### ***1.8.6. Funcionamiento del transformador***

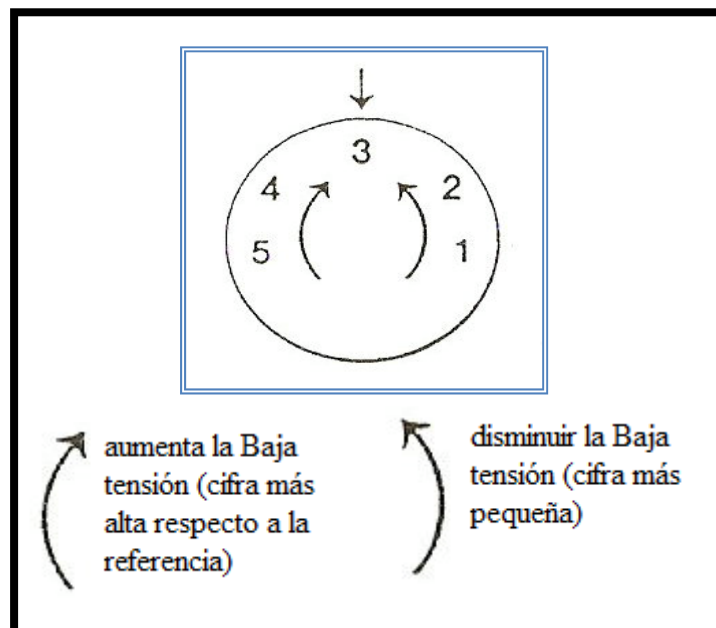
Para el buen funcionamiento del transformador hay que tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Control de la instalación y el funcionamiento de los diferentes accesorios.
- Las escalas de los aparatos de medida y el color del silicagel en el secador, serán visibles sin entrar en la celda del transformador.
  - Control de hermeticidad del tapón del vaciado, del grifo del toma de muestras de líquidos y de las válvulas filtro-prensa, tener cuidado con las fugas.
  - Observar el color del silicagel. Debe ser azul, si es de color rosa, el silicagel está saturado de humedad. Debe ser regenerado, por secado, a una temperatura de 120 a 150 °C. el color volverá a ser azul.
  - Los pasatapas estarán limpios, en caso contrario limpiarlos.
- b) Se comprobara el nivel de líquidos. En caso contrario se añadirá aceite de la misma calidad. El usuario nunca debe añadir líquido a un transformador hermético, debe avisar a P.T.S.
- c) El conexionado eléctrico del transformador y los aparatos de regulación y protección, deben ser controlados rigurosamente.
- d) Se comprobaran los sistemas de ensayo de los aparatos de control y protección.
- e) Se conecta, entonces, el transformador en vacío, con el conmutador de regulación de voltaje en las posición correspondiente a voltaje nominal, durante algunas horas, el transformador permanece sin carga. Durante éste periodo, la temperatura y el nivel de líquido serán controlados regularmente.

- f) Después de éste tiempo, puede cargarse el transformador. Se recomienda una carga progresiva, acompañada de controles temporales.
- g) Ajuste de B.T., en caso de diferencia entre el voltaje nominal y la real, ya sea en vacío o con carga, si se desea restablecerla en su valor nominal, se procederá como sigue:
- Desconectar el transformador del lado de alta y baja tensión.
  - Desenclavar el conmutador, elevando el botón de maniobra.
  - Maniobrar el botón hacia la posición conveniente.
  - Soltar el botón de maniobra. Un resorte le hace descender y el conmutador queda, de nuevo enclavado.

### GRÁFICO N° 1.18

#### AJUSTE DE BAJA TENSIÓN



FUENTE: GRUPO DE INVESTIGADORES  
REALIZADO POR: GRUPO DE INVESTIGADORES

### **1.8.7. Mantenimiento del transformador**

a) Todos los tipos de transformadores de distribución en baño de aceite.

- Examen externo (una vez al mes).
- Control de las instalaciones auxiliares y de los accesorios (una vez cada seis meses).
- Ensayos directos (una vez cada cinco años).
- Revisión completa (una vez cada quince años).

b) Transformadores de tipo Hermético.

Los transformadores de tipo hermético, casi no necesitan mantenimiento. Al mejor defecto: temperatura exagerada, presión demasiado alta, nivel de líquidos demasiado bajo, se debe avisar a P.T.S.

c) Transformadores de tipo no Hermético.

- Control de secador del aire (una vez al mes).
- Revisión parcial (una vez al año).
- Sustitución de pasatapas de Alta Tensión.

### **1.9. Normas ISO 9001-2000.**

La Empresa Eléctrica Ambato ha adoptado un Sistema de Gestión de la Calidad (SGC), la que debe ser una decisión estratégica de la organización. El diseño y la implementación del sistema de gestión de la calidad de una organización están influenciados por diferentes necesidades, objetivos

particulares, los productos suministrados, los procesos empleados y el tamaño y estructura de la organización. Ya que la empresa ha pasado exitosamente la Primera Auditoría Interna de Calidad.

El SGC permite probar la capacidad organizativa y operativa de EEASA, frente a sus clientes, los aspectos legales y los reglamentarios fijados por ella.

El propósito del SGC es aprovechar efectivamente sus recursos, mediante el control y evaluación de sus procesos, para mejorar la prestación del servicio y generar mayor satisfacción en el cliente.

La base del SGC-EEASA, son las Normas ISO 9001-2000, sistema de gestión de calidad, requisitos:

- Normas ISO 9001-2000,
- Sistema de gestión de calidad,
- Fundamentos y
- Vocabulario.

***1.9.1. Principios básicos del SGC-EEASA:***

- a) Enfoque al Cliente,
- b) Liderazgo,
- c) Participación del Personal,
- d) Enfoque en Procesos,
- e) Enfoque Sistémico para la Gestión,
- f) Mejora continua,
- g) Enfoque basado en hechos para la toma de decisión; y,
- h) Relaciones mutuamente beneficiosas con el Proveedor.

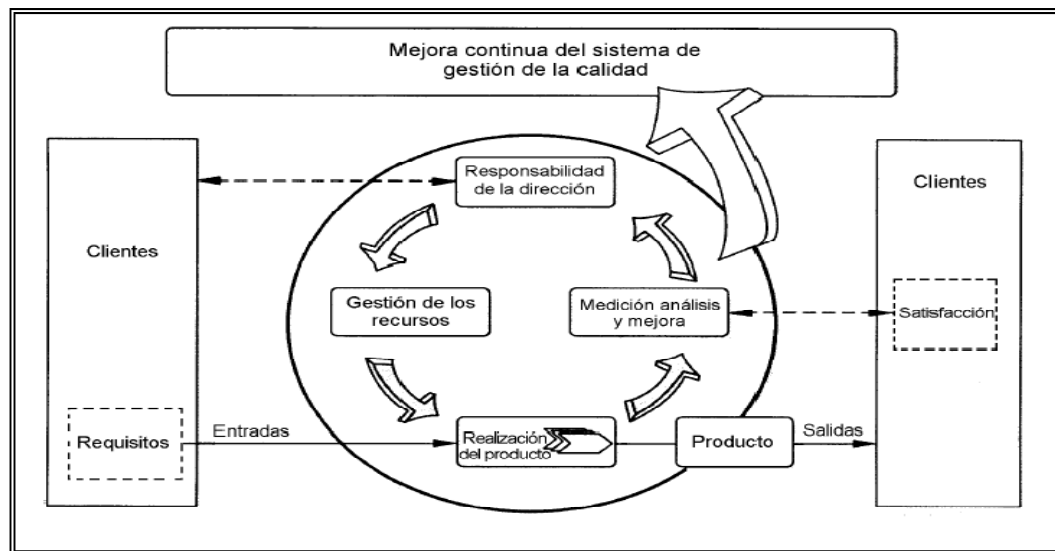
1.9.2. Cláusulas de las Normas ISO 9001-2000.

- a) Objetivo y Campo de aplicación,
- b) Referencias Normativas,
- c) Términos y Definiciones,
- d) Sistema de Gestión de Calidad,
- e) Responsabilidad de la Dirección,
- f) Gestión de los Recursos,
- g) Realización del Producto; y,
- h) Medición, Análisis y Mejora.

El Sistema de Gestión de Calidad (SGC), se inicia con la cláusula e).

GRÁFICO N° 1.19

MODELO DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD BASADO EN PROCESOS.



- ▶ Actividades que aportan valor
- - -▶ Flujo de información

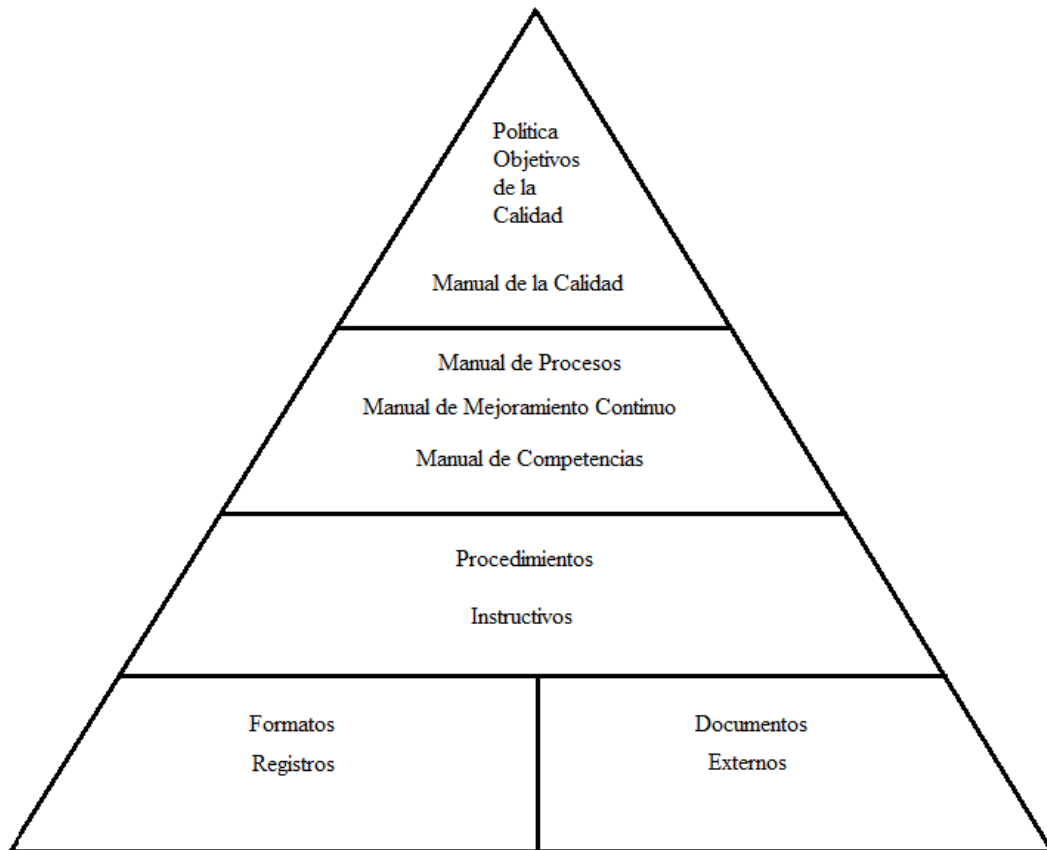
FUENTE: NORMAS ISO EEASA.

REALIZADO POR: EEASA.

**1.10. Estructura documental del SGC-EEASA.**

**GRÁFICO N° 1.20**

ESTRUCTURA DOCUMENTAL DEL SGC-EEASA.



FUENTE: SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD.  
REALIZADO POR: EEASA.

La política de la empresa es una declaración de compromiso, asumida por los colaboradores de la EEASA, encaminada a mejorar continuamente los procesos y la satisfacción del cliente.

***1.10.1. Objetivos, para asegurar el cumplimiento de la Política de Calidad.***

- a) *Calidad del producto*
  - Nivel de voltaje.
  - Perturbaciones.
  - Factor de Potencia
  
- b) *Calidad De Servicio Técnico*
  - Frecuencia de Interrupciones.
  - Duración de Interrupción.
  
- c) *Calidad De Servicio Comercial*
  - Atención a Solicitudes.
  - Atención a Reclamos.
  - Errores de Mediciones y Facturación.
  
- d) *Fortalecer las competencias del personal*
  
- e) *Disminuir el ciclo comercial (1.5 días cada año)*
  
- f) *Reducir pérdidas de energía (0.3% anualmente)*

Los responsables de cada proceso, deben monitorear los objetivos, en las Matrices de Interacción, el Comité de Calidad revisa periódicamente el SGC y determina pautas para la Mejora Continua.

Al Comité de Calidad se integran:

- Presidente Ejecutivo,



- Directores Departamentales,
- Secretario General del Comité de la Empresa,
- Representantes de la Dirección y,
- Administrador del SGC.

*Adicionalmente, participan en el comité:*

- Coordinadores de Macroprocesos,
- Responsables de Procesos,
- Auditores Internos de Calidad y,
- Equipo de Apoyo ISO que voluntariamente se han integrado.

El Manual de Calidad es el principal documento que sustenta el SGC-EEASA, ya que especifica su funcionamiento y determina el alcance, también incluye el Mapa e Interacción de Procesos, la adaptación y ajuste al Estándar Internacional ISO 9001-2000.

Este manual contiene requisitos del SGC (Requisitos Generales y de la Documentación).

- Responsabilidades de la Dirección.
- Gestión de Recursos.
- Realización del Servicio.
- Medición, Análisis y Mejora.

Con los requisitos mencionados se asegura el cumplimiento de las cláusulas 4, 5, 6, 7 y 8 de la Norma ISO 9001-2000. Los PROCESOS se detallan en el manual de procesos que define e identifica los procesos de Dirección, Operativos y de Soporte del SGC-EEASA, señalando además la secuencia e interacción que existe entre aquellos.

### 1.11. Estructura de los Macroprocesos

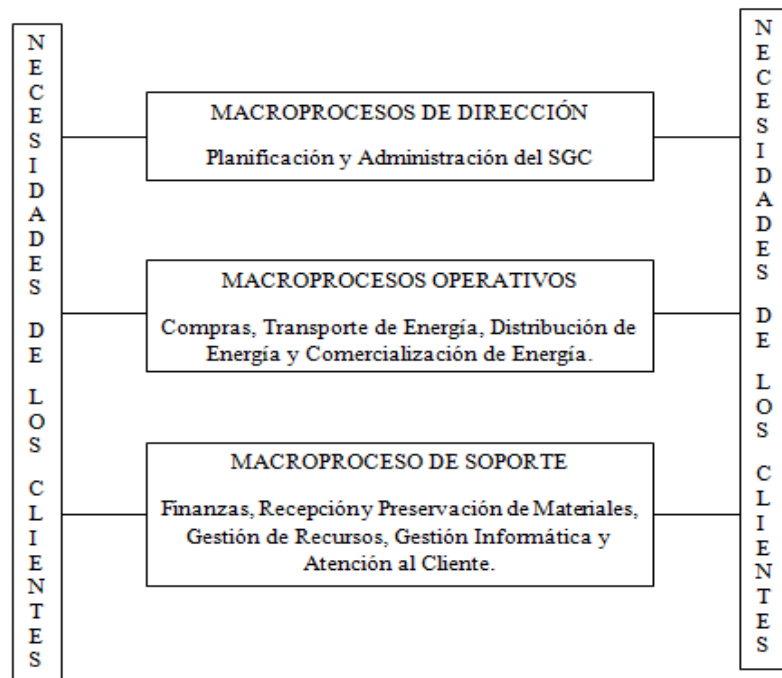
Su estructura se sustenta en:

- Dos macroprocesos de Dirección
- Cuatro macroprocesos Operativos
- Cinco macroprocesos de soporte

Como se puede observar en el siguiente gráfico.

**GRÁFICO N° 1.21**

ESTRUCTURA DE LOS MACROPROCESOS.



FUENTE: ESTRUCTURA DE LA EEASA.  
REALIZADO POR: EEASA.

El presente tema de Tesis está enfocado en los Macroprocesos Operativos, en la que el Departamento de Operación y Mantenimiento (D.O.M.), realizan trabajos en toda el área en las Redes de Media y Bajo Voltaje.

## CAPITULO II

### 2. ESTADO ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES SECUNDARIOS DE CADA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN.

#### 2.1. *Cargabilidad y desbalance de las cámaras subterráneas.*

Para los cálculos de cargabilidad y desbalance de las cámaras se utilizaron las siguientes ecuaciones que se indican a continuación:

- Factor de carga  $F_C = \frac{D_P[KW]}{D_{Máx} [KW]}$
- Capacidad instalada [KW]  $C_i = fp * C_i [KVA]$
- Factor de capacidad de cámara  $F_{CC} = \frac{D_P[KW]}{C_i[KW]}$
- Capacidad de reserva cámara  $C_{RC} = C_i[KW] - D_{Máx}[KW]$
- Energía diaria producida  $E_{DP} = D_P[KW] * T[h]$
- Energía corresponde a la capacidad instalada x día  $E_{Ci} = C_i[KW] * T[h]$
- Factor de uso de la cámara de transformador  $F_{UC} = 1$
- Energía máxima a producirse  $E_{Máxp} = \frac{E_{DP}[KW]}{F_{UC}}$

Donde:

$D_p$	=	Demanda producida	[KW]
$D_{Máx}$	=	Capacidad instalada	[KW]
$fp$	=	Factor de potencia	
$C_i$	=	Capacidad instalada	[KVA]
$T$	=	Tiempo	[ h ]

Para conocer el desbalance en las cámaras y poder seleccionarlas se las obtuvo mediante el porcentaje de la inestabilidad de las corrientes, las cuales si es mayor que 10% están desequilibradas y si es menor están equilibradas.

Para la aplicación del cálculo de cargabilidad y desbalance en las cámaras subterráneas.

**Ver Anexo 3**

## ***2.2. Levantamiento de los diagramas unifilares de los alimentadores secundarios de cada cámara de transformación subterránea.***

En este trabajo se presenta los diagramas unifilares de las cámaras de transformación.

**Ver Anexo 4**

### ***2.3. Diagnostico técnico mediante termografía de las cinco cámaras.***

#### ***2.3.1. Introducción***

En el presente informe se presentan las imágenes termográficas y visibles juntamente con la relevancia y la urgencia de cada una de las acciones. Esto se toma en cuenta para realizar el presente trabajo ya que ayudara a reducir los puntos calientes existentes en las cámaras, esto se lograra reduciendo las corrientes.

El sistema de valoración que se ha usado es el comparativo entre un punto en condiciones normales y un punto crítico o caliente, por eso se ha considerado la siguiente nomenclatura:

**$T_{PC}$  = Temperatura de Punto Crítico o Caliente. (°C)**

**$T_{CN}$**

**= Temperatura equivalente en Condiciones Normales de trabajo. (°C)**

Según las directrices típicas para aplicaciones eléctricas para instalaciones de distribución subterránea, se plantean las siguientes conclusiones, aunque no definitivas:

**$2\text{ °C} < T_{PC} - T_{CN} \leq 4\text{ °C} \rightarrow$  RELEVANCIA LEVE**

**$5\text{ °C} < T_{PC} - T_{CN} \leq 10\text{ °C} \rightarrow$  RELEVANCIA GRAVE**

**$T_{PC} - T_{CN} > 11\text{ °C} \rightarrow$  RELEVANCIA MUY CRÍTICA**

Después de valorar todos los aspectos nombrados se llega a una conclusión de las acciones que se tiene que llevar a cabo y que se enumera de menor a mayor urgencia:

LEVE	Realizar seguimiento:	Realizar un seguimiento para ver la evolución del punto caliente o crítico usando la metodología y el personal más adecuado.
GRAVE	Lo antes posible:	Actuar lo antes posible teniendo en cuenta la dinámica de cada empresa y sus turnos de trabajo, se aprovechará el paro más inmediato para corregir el problema.
MUY CRÍTICA	Muy urgente:	Interrupción inmediata para corregir el problema.

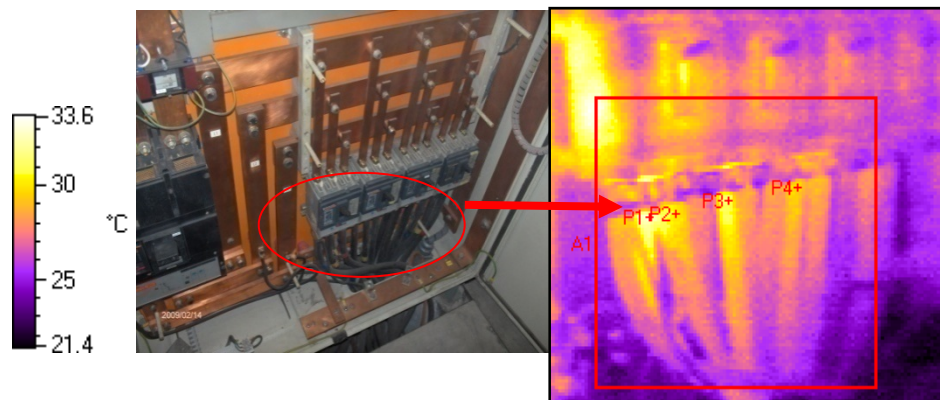
1. Identificación: CT 6382.

Ubicación: Castillo y Av. 12 de Noviembre; Ref. Estacionamiento.

Información: EEASA – Cámara de Transformación Subterránea 13.8 KV.

Lunes, 23 de febrero de 2009; 10:32:38.

Gabinete # 01:



Datos:

Label	Emissivity	Background	Average	Std Dev	Max	Min
A1	0.85	14.98	26.88	1.71	33.6	22.2
P1	0.85	14.98	32.98	.	.	.
P2	0.85	14.98	29.89	.	.	.
P3	0.85	14.98	31.07	.	.	.
P4	0.85	14.98	29.38	.	.	.

*Observacion:*

Gabinete # 01, la diferencia de temperatura en el área A1 no supera el valor de relevancia leve, puntos (P1 hasta P4), pero presenta un incremento ligeramente elevado debido a la corriente que maneja.

*Conclusión:*

Leve y no requiere medidas correctivas, pero es conveniente realizar un seguimiento sobre la corriente que circula por dichos conductores.

*Acciones:*

Revisión y reajuste de interruptores, conectores y barras secundarias (salida circuitos). Adicionalmente se podría plantear transferir carga a circuitos adyacentes.

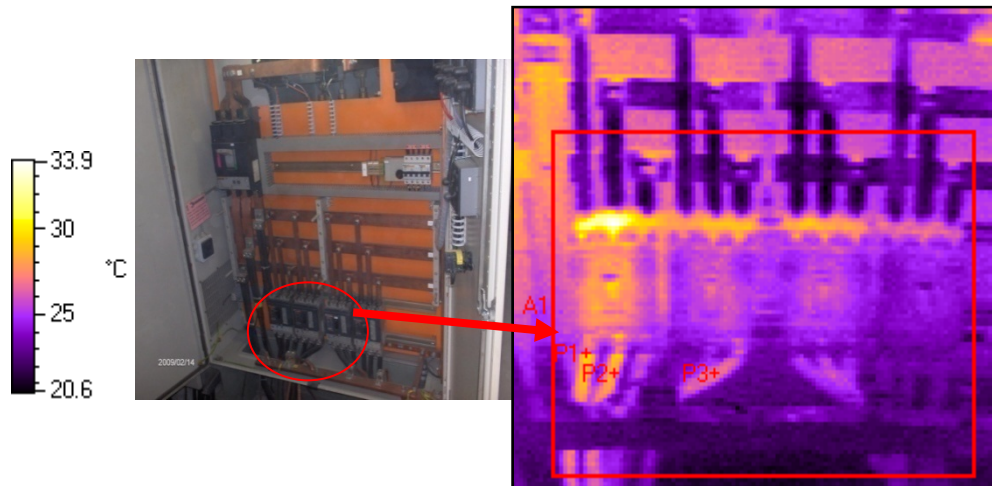
2. Identificación: CT 7122.

Ubicación: Mariano Castillo y Av. José Joaquín de Olmedo; Ref. Gradas.

Información: EEASA – Cámara de Transformación Subterránea  
13.8 KV.

Martes, 24 de febrero de 2009; 11:26:27.

Gabinete # 01:



*Datos:*

Label	Emissivity	Background	Average	Std Dev	Max	Min
A1	0.85	14.98	24.36	1.86	<b>33.9</b>	20.6
P1	0.85	14.98	28.93	.	.	.
P2	0.85	14.98	27.76	.	.	.
P3	0.85	14.98	26.65	.	.	.

*Observaciones:*

Gabinete # 01, la diferencia de temperatura en el área A1 no supera el rango de relevancia leve, puntos (P1 hasta P3), pero presenta incremento ligeramente elevado debido a la corriente que maneja.



*Conclusiones:*

Leve y no requiere medidas correctivas inmediatas, pero es conveniente realizar un seguimiento sobre la corriente que circula por dichos conductores.

*Acciones:*

Revisión y reajuste de interruptores, conectores y barras secundarias (salida circuitos). Adicionalmente se podría plantear transferir carga a circuitos adyacentes.

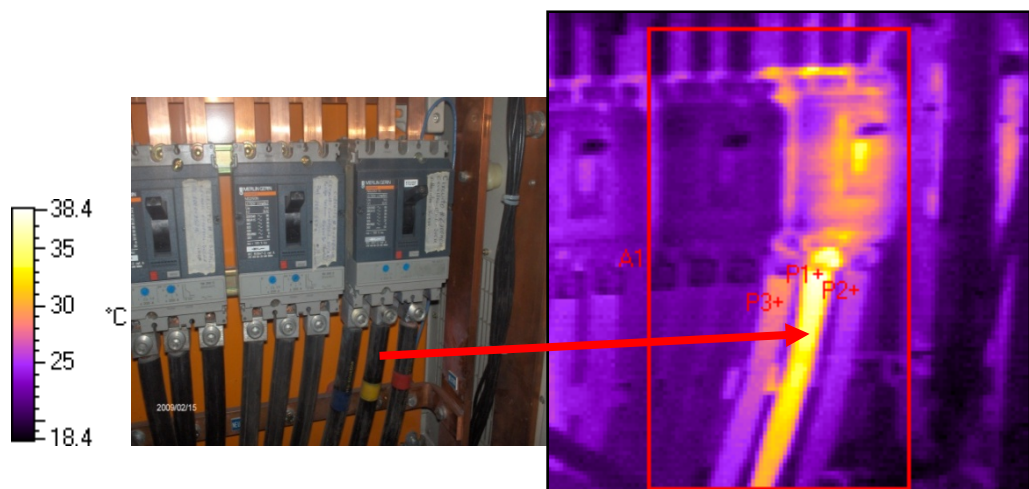
3. Identificación: CT 6627.

Ubicación: Av. Pedro Fermín Cevallos y José E. Rodo; L. A. Martínez.

Información: EEASA – Cámara de Transformación Subterránea 13.8 KV.

Miércoles, 25 de febrero de 2009; 10:03:28.

Gabinete # 01:



*Datos:*

Label	Emissivity	Background	Average	Std Dev	Max	Min
A1	0.85	14.98	24.08	3.30	<b>38.4</b>	18.5
P1	0.85	14.98	<b>38.37</b>	.	.	.
P2	0.85	14.98	26.13	.	.	.
P3	0.85	14.98	28.35	.	.	.

*Observaciones:*

Gabinete # 01, la diferencia de temperatura en el área A1 supera el rango de relevancia muy crítica, puntos (P1 hasta P3), presenta un incremento elevado debido a la corriente que maneja por desbalance.

*Conclusiones:*

Muy crítica y requiere medidas correctivas inmediatas, pero es conveniente realizar un seguimiento sobre la corriente que circula por dichos conductores, pues se considera una temperatura de referencia de 26 °C.

*Acciones:*

Revisión y reajuste inmediato de interruptores, conectores y barras secundarias (salida circuitos). Adicionalmente se podría plantear transferir carga a circuitos adyacentes, con la finalidad de balancear la carga tanto en este interruptor como en el Gabinete # 02, ya que presenta una diferencia de temperatura de 2 °C.

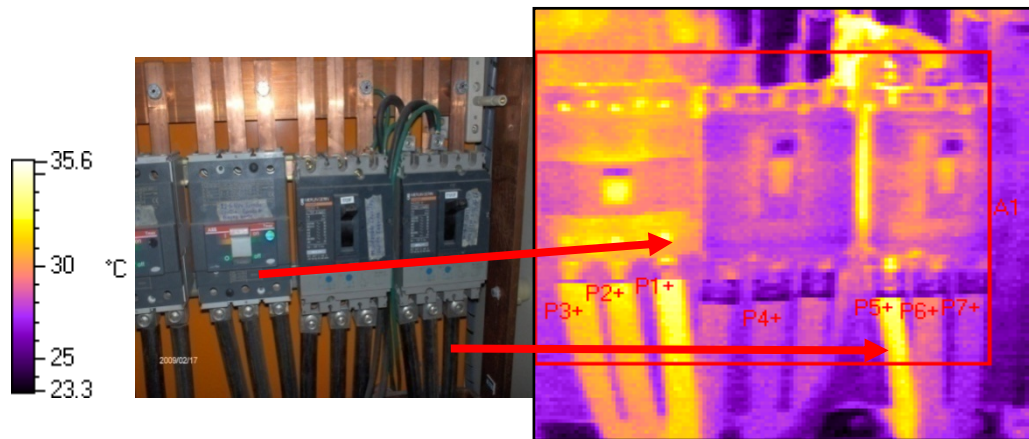
4. Identificación: CT 8066.

Ubicación: Pedro Vicente Maldonado y Av. 12 de Noviembre.

Información: EEASA – Cámara de Transformación Subterránea  
13.8 KV.

Jueves, 26 de febrero de 2009; 13:32:33.

Gabinete # 01:



*Datos:*

Label	Emissivity	Background	Average	Std Dev	Max	Min
A1	0.85	14.98	29.00	1.66	<b>35.3</b>	24.0
P1	0.85	14.98	<b>34.15</b>	.	.	.
P2	0.85	14.98	31.95	.	.	.
P3	0.85	14.98	31.51	.	.	.
P4	0.85	14.98	27.98	.	.	.
P5	0.85	14.98	<b>33.05</b>	.	.	.
P6	0.85	14.98	29.01	.	.	.
P7	0.85	14.98	27.98	.	.	.

*Observaciones:*

Gabinete # 01, la diferencia de temperatura en el área A1 se encuentra en el rango de relevancia grave, puntos (P1 hasta P7), presenta incremento elevado en 5.15 °C, debido a la corriente que se maneja por desbalance.

*Conclusiones:*

Grave, requiere medidas correctivas, es conveniente realizar un seguimiento sobre la corriente que circula por dichos conductores, pues se considera una temperatura de referencia de 29 °C.

*Acciones:*

Revisión y reajuste de interruptores, conectores y barras secundarias (salida circuitos). Adicionalmente se podría plantear transferir carga a circuitos adyacentes, con la finalidad de balancear la carga tanto en estos interruptores como en el principal.

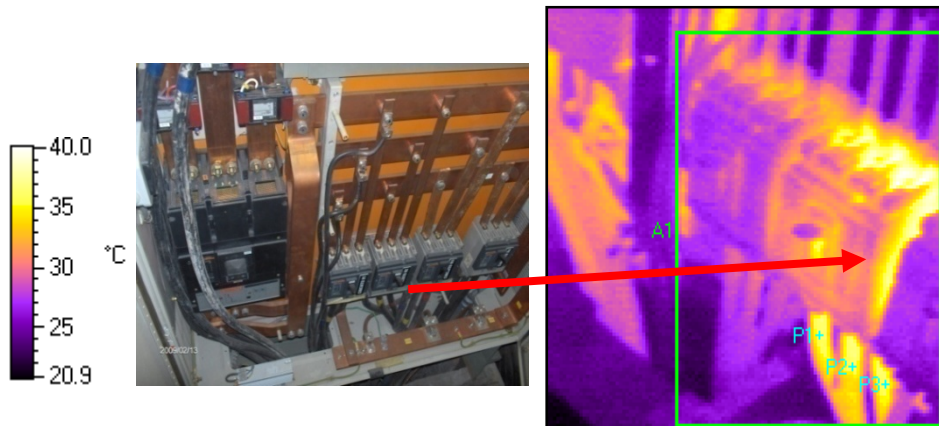
5. Identificación: CT 6381.

Ubicación: Antonio José de Sucre y Joaquín Lalama; Parque Cevallos.

Información: EEASA – Cámara de Transformación Subterránea 13.8 KV.

Viernes, 27 de febrero de 2009; 11:31:25.

Gabinete # 01:



*Datos:*

Label	Emissivity	Background	Average	Std Dev	Max	Min
A1	0.85	14.98	28.82	3.22	<b>40.0</b>	22.2
P1	0.85	14.98	<b>35.85</b>	.	.	.
P2	0.85	14.98	<b>36.27</b>	.	.	.
P3	0.85	14.98	<b>36.13</b>	.	.	.

*Observaciones:*

La diferencia de temperatura en el área A1 supera el valor de relevancia grave, puntos (P1, P2 y P3) con un incremento de 7.45 °C; considerando una temperatura de referencia de 28.82 °C en barras.

*Conclusiones:*

Grave y requiere medidas correctivas tan pronto como sea posible, antes de lo mencionado es conveniente realizar un seguimiento sobre la corriente que circula por dichos conductores.

*Acciones:*

Revisión y reajuste de interruptor secundario (salida circuito # 2).

También se propone aprovechar una inspección y comprobar estado de conectores de tipo talón empleados en alimentación de gabinete # 2.

**2.4. Obtención de los datos de los usuarios conectados a cada alimentador, consumo, número de medidor, etc.**

Los datos que se obtuvo de cada una de las cámaras de transformación subterránea fueron el número de medidor, número de cuenta, dirección, fecha facturada y energía facturada de cada uno de los usuarios de cada centro de transformación.

Esta información se lo adquirió en el Departamento de Planificación, con los programas computacionales: Sistema de Información de Distribución (SID) y el Sistema de Supervisión y control de los diferentes Dispositivos de Seccionamiento y Maniobra, para la distribución (SCADA).

**FIGURA N° 2.1**

**REPORTES DE ABONADOS**

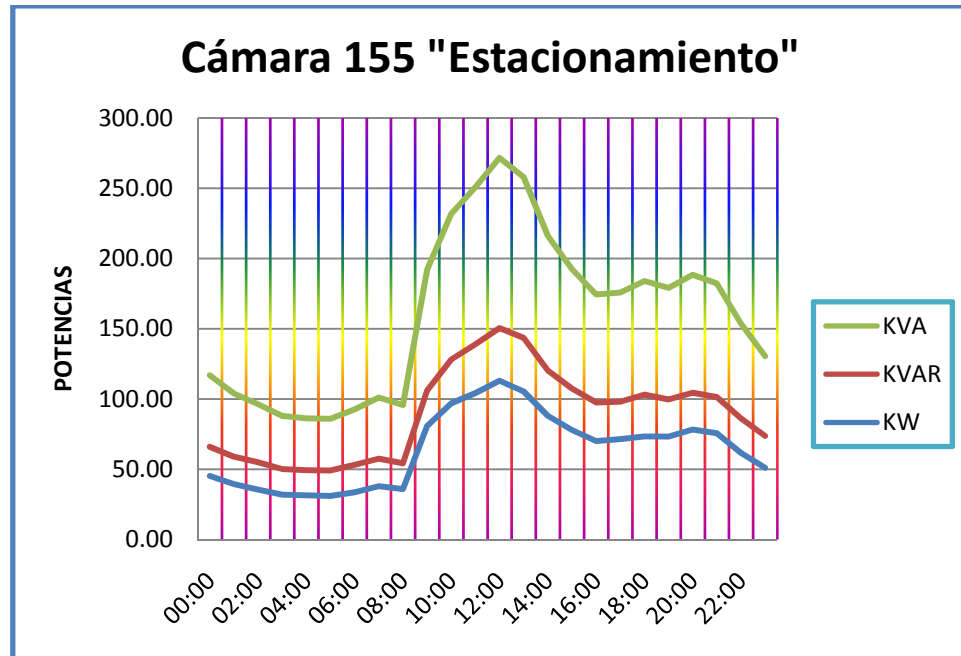
EMPRESA ELECTRICA AMBATO R.C.N.					
REPORTES DE ABONADOS POR CAMARA					
CASTILLO -12 DE NOVIEMBRE (15S)					
Items	FECHA	#CUENTA	#MEDIDOR	DIRECCION	ENERGIA F.
1	2009-03	4481	110921	CASTILLO 07-63	162
2	2009-03	4482	110908	CASTILLO 07-63	120
3	2009-03	4478	110888	CASTILLO 07-79 12 DE NOVIEMBRE	350
4	2009-03	4477	110862	CASTILLO 07-79 12 DE NOVIEMBRE	9
5	2009-03	4475	163646	CASTILLO 07-81 12 DE NOVIEMBRE	276
6	2009-03	4476	155673	CASTILLO 07-81 12 DE NOVIEMBRE	780
7	2009-03	4473	110878	CASTILLO 07-91	33
8	2009-03	4472	735589	CASTILLO 07-91 12 DE NOVIEMBRE	677
9	2009-03	62470	142600	CASTILLO 07-91 12 NOVIEMBRE	1058
10	2009-03	125321	132992	12 DE NOVIEMBRE-CASTILLO ESQ.	450
11	2009-03	377	163642	12 DE NOVIEMBRE 17-56 CASTILLO	59
12	2009-03	378	163643	12 DE NOVIEMBRE 17-56 CASTILLO	77
13	2009-03	379	163644	12 DE NOVIEMBRE 17-56 CASTILLO	55
14	2009-03	381	163682	12 DE NOVIEMBRE 17-50 CASTILLO	218
15	2009-03	382	163684	12 DE NOVIEMBRE 17-50 CASTILLO	226
16	2009-03	384	163683	12 DE NOVIEMBRE 17-50 CASTILLO	56
17	2009-03	383	163686	12 DE NOVIEMBRE 17-50 CASTILLO	8

## 2.5. Curvas de cargas en las cámaras de transformación seleccionadas.

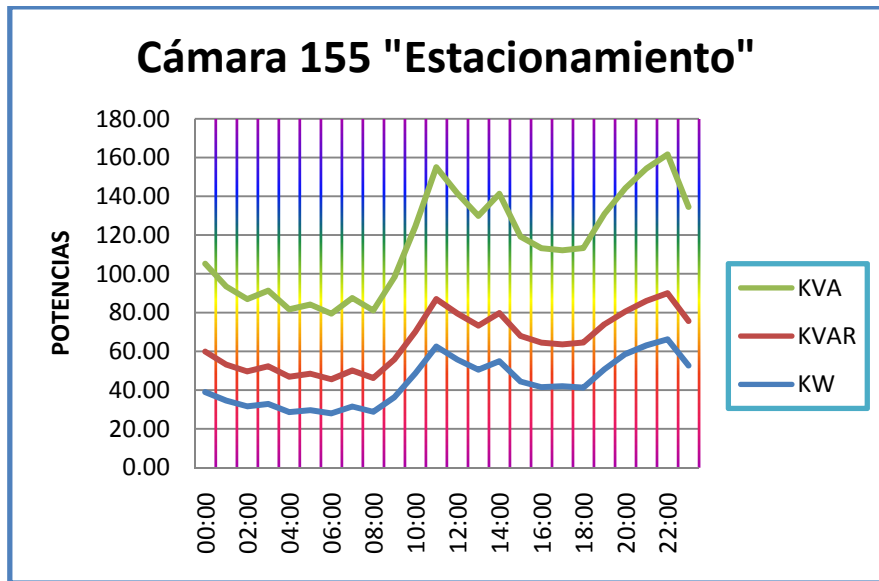
Estas curvas de potencia activa, reactiva y aparente se obtuvieron de los días festivos que son el sábado y el domingo, también de un día típico que es el jueves. Esta adquisición de datos se adquirió para la administración técnica de las cámaras de transformación subterránea de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., con el SOFTWARE LANDIS+GYR de los medidores de cada centro de transformación.

### 2.5.1. Cámara Castillo y 12 de Noviembre (#155).

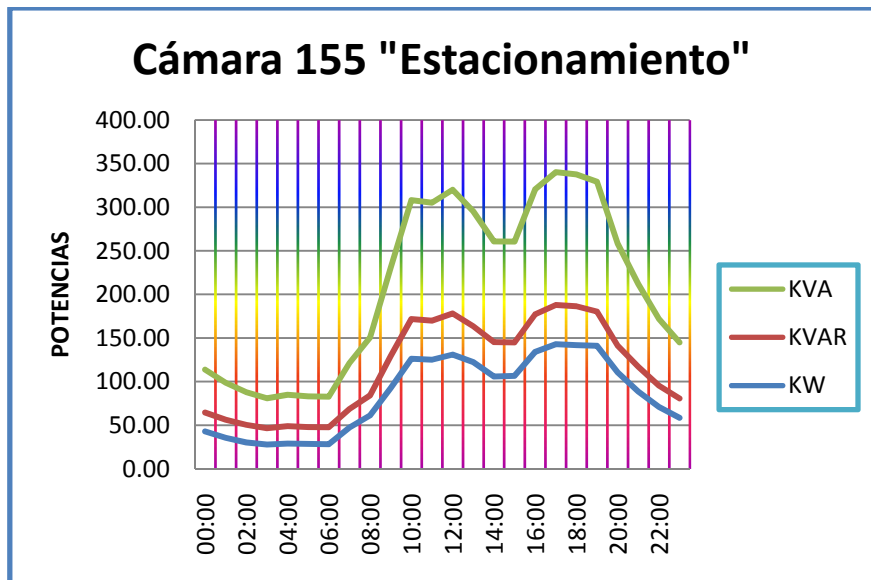
Sábado 14 de Marzo.



Domingo 22 de Marzo.



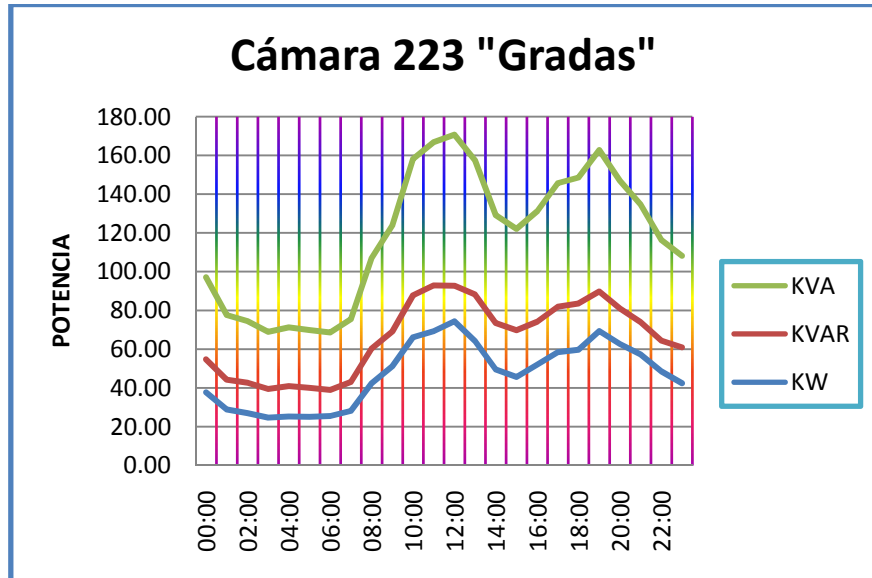
Jueves 26 de Marzo.



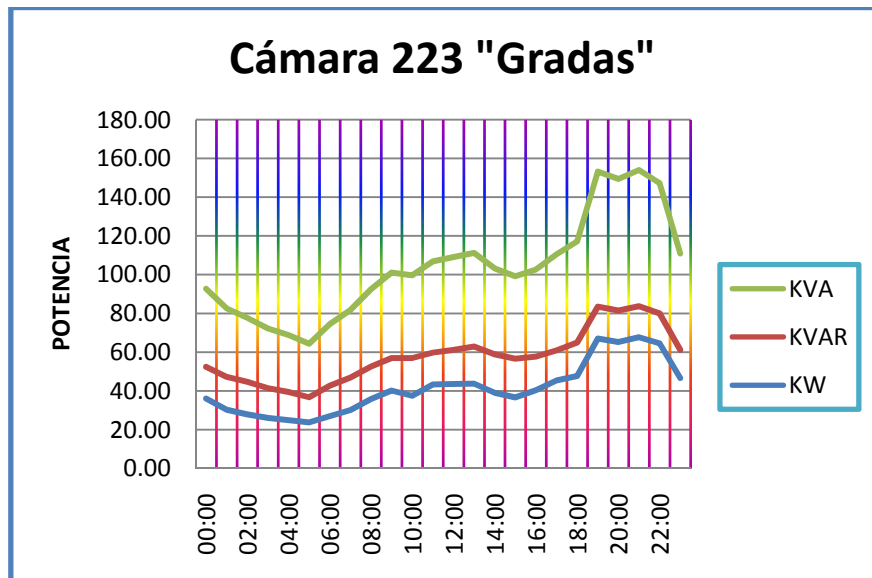


2.5.2. Cámara Castillo y Olmedo (# 223).

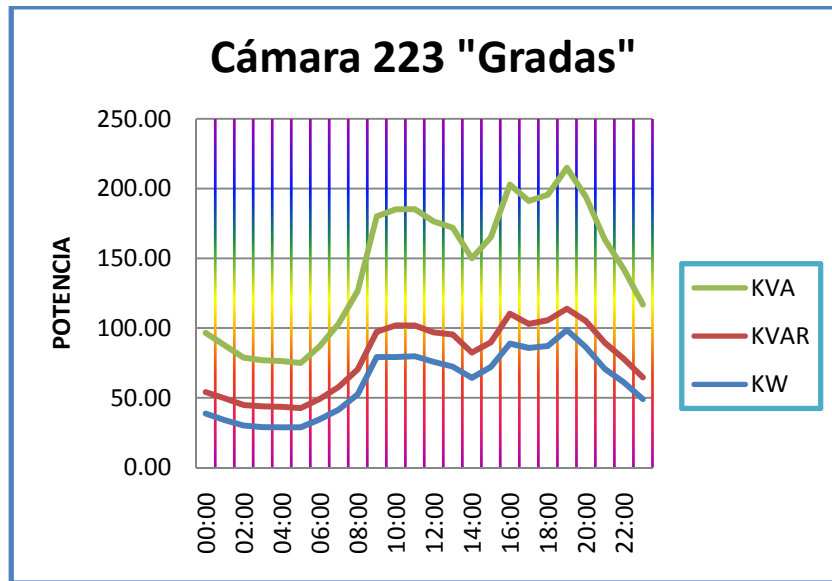
Sábado 14 de Marzo.



Domingo 22 de Marzo.

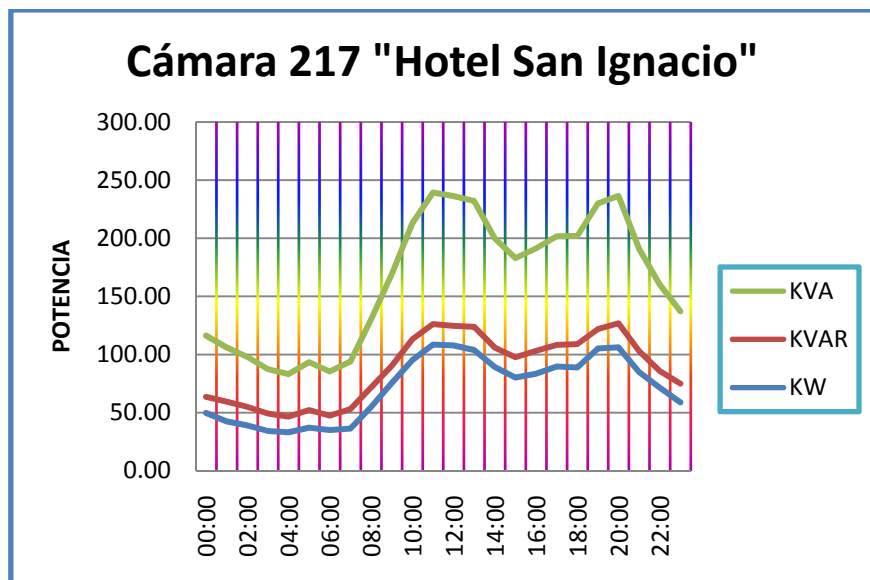


Jueves 26 de Marzo.

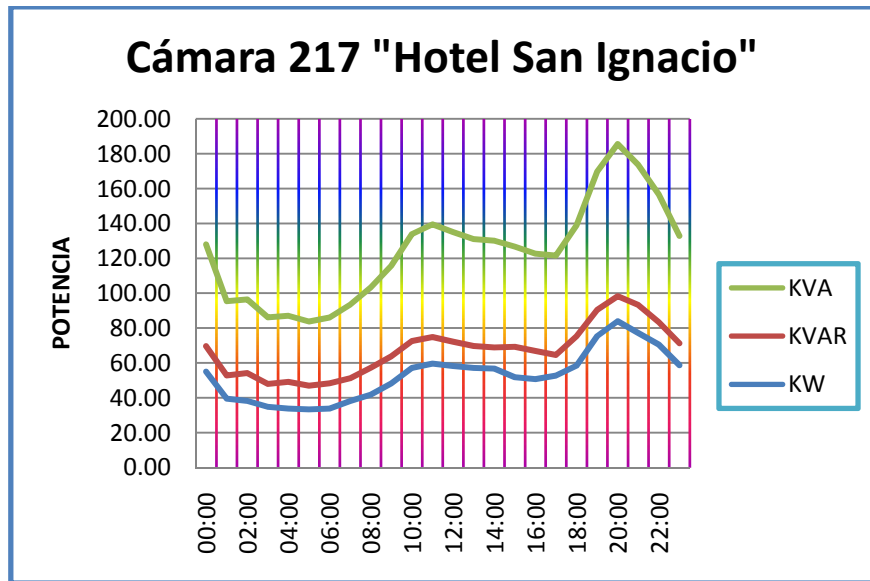


2.5.3. *Maldonado y 12 de Noviembre (# 217).*

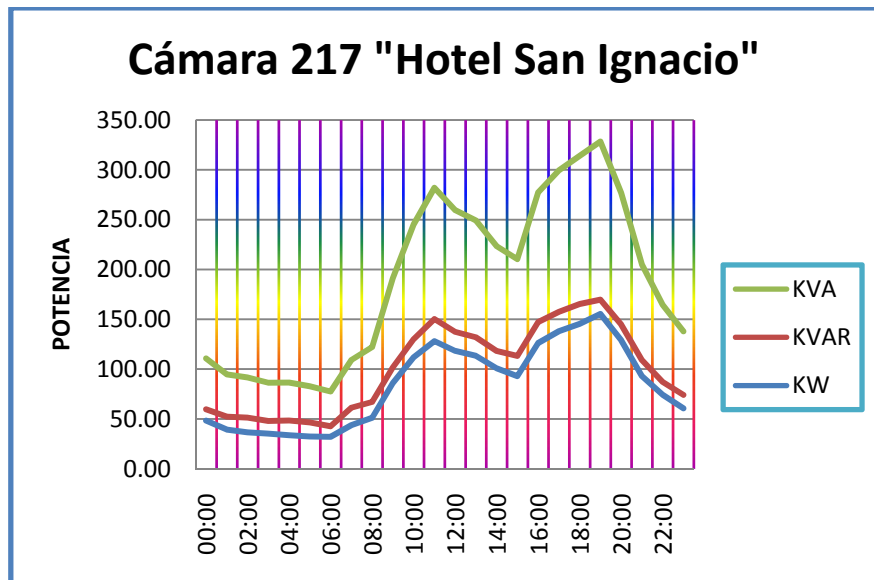
Sábado 14 de Marzo.



Domingo 22 de Marzo.

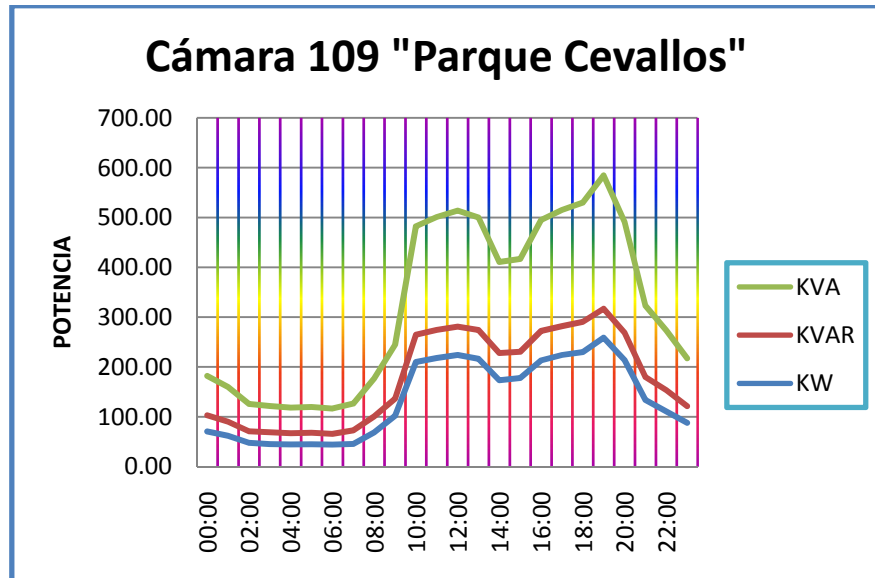


Jueves 26 de Marzo.

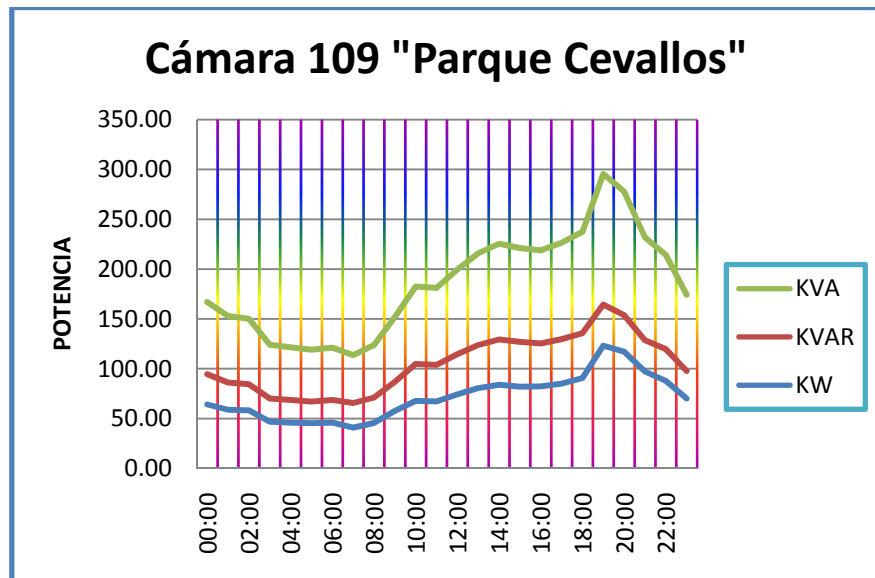


2.5.4. Sucre y Lalama (# 109).

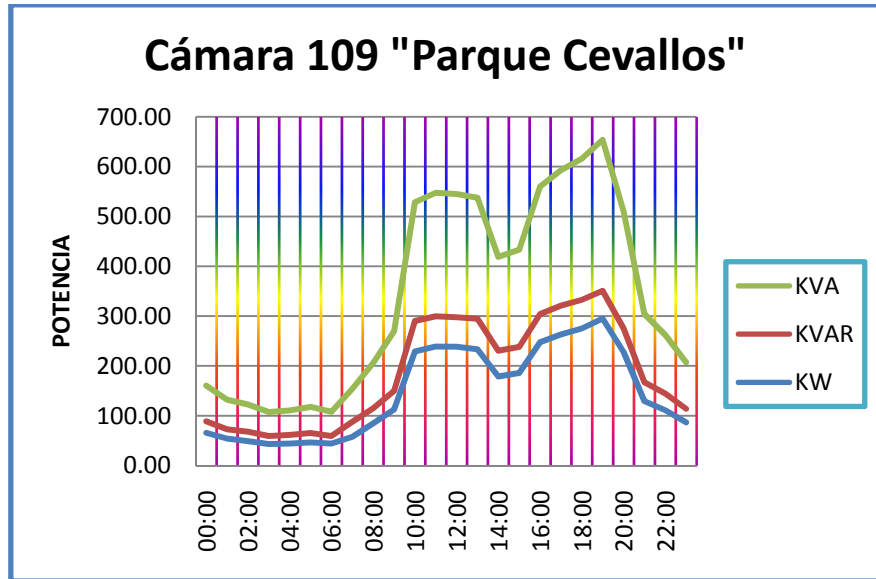
Sábado 14 de Marzo.



Domingo 22 de Marzo.

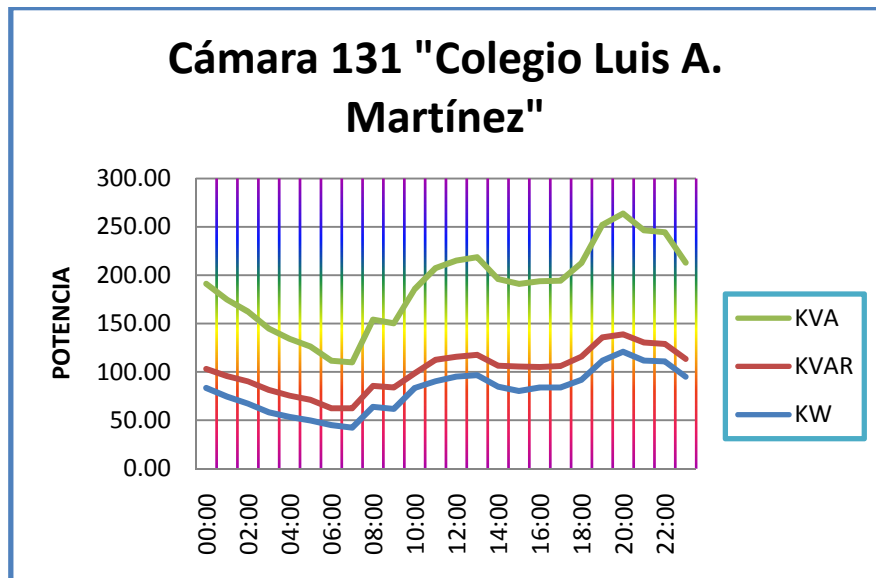


Jueves 26 de Marzo.

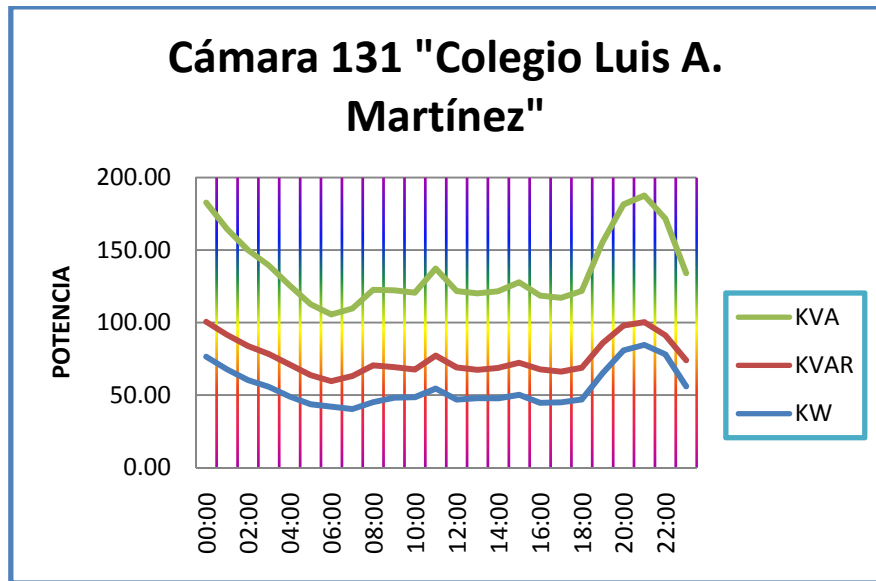


2.5.5. *Cevallos y Guayaquil (#131).*

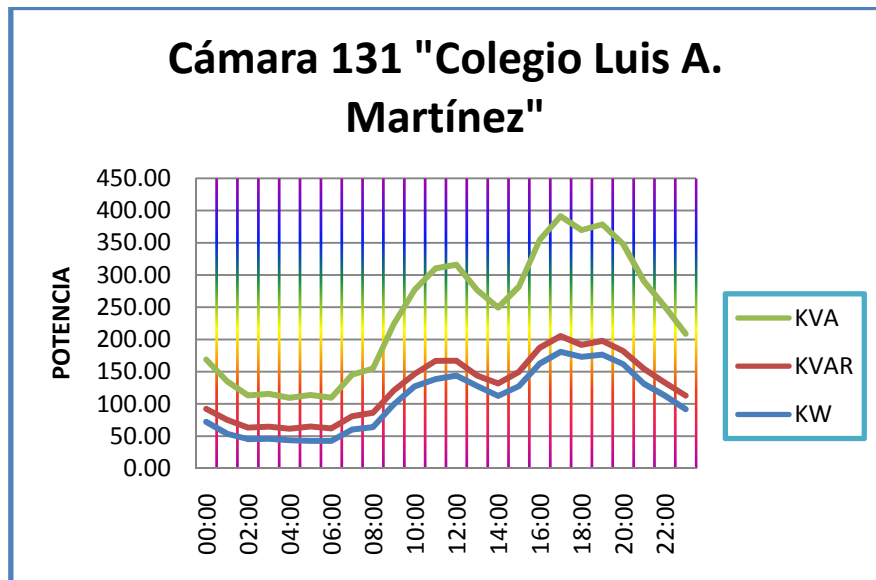
Sábado 14 de Marzo.



Domingo 22 de Marzo.



Jueves 26 de Marzo.



2.6. Levantamiento de l diagramas unifilares de cada cámara con respecto (R/X).

2.6.1. Cálculo de la Resistencia y Reactancia inductiva del cable subterráneo para el programa CYMDIST.

CÁLCULO DE LA REACTANCIA INDUCTIVA Y LA ADMITANCIA DE LOS CABLES SUBTERRÁNEOS.

$XL=2*3.1416*f*La$

Calibre del cond.	Diámetro mm		Radio Hilo mm	Dist. ent.mm	RMG mm	Dist eq Mfm	Dist RMG	Diam. cond mm	Ln	La (H/m)	Xa (Ω/Km)	Ya uS/Km
	# Hilos	Hilo										
2 AWG	7	2.47	1.24	100	2.69	125.99	3.847	11.73	1.47	2.946E-07	0.1111	9.00
1/0 AWG	19	1.89	0.95	100	3.58	125.99	3.561	15.03	1.43	2.869E-07	0.1082	9.25
2/0 AWG	19	2.13	1.07	100	4.04	125.99	3.441	16.18	1.39	2.777E-07	0.1047	9.55
3/0 AWG	19	2.39	1.20	100	4.53	125.99	3.326	17.53	1.35	2.707E-07	0.1021	9.80
4/0 AWG	19	2.68	1.34	100	5.08	125.99	3.211	18.98	1.32	2.637E-07	0.0994	10.06
250 MCM	37	2.08	1.04	100	5.58	125.99	3.116	21.73	1.36	2.718E-07	0.1025	9.76
300 MCM	37	2.28	1.14	100	6.12	125.99	3.025	23.13	1.33	2.659E-07	0.1002	9.98

Calibre	Ro (Ω/Km)	Rx(25°C)	Rx(50°C)	Rx(Ω/Km)	R prog.	Xa prog.	Y	
							prog.	prog.
2	0.52	0.5301	0.5808	0.5689	1.1377	0.2221	4.5021	
1/0	0.33	0.3364	0.3686	0.3610	0.7220	0.2163	4.6231	
2/0	0.26	0.2651	0.2904	0.2844	0.5689	0.2094	4.7759	
3/0	0.21	0.2141	0.2346	0.2297	0.4595	0.2041	4.8990	
4/0	0.17	0.1733	0.1899	0.1860	0.3720	0.1988	5.0297	
250	0.14	0.1427	0.1564	0.1532	0.3063	0.2049	4.8798	

**2.6.2. Cálculo de la Resistencia y Reactancia inductiva de los Alimentadores Secundarios de cada Cámara de Transformación.**

**CUADRO N° 2.1**

CÁLCULO DE LAS R-XL DE CADA ALIMENTADOR DE LAS C/T.

Cálculo de las R-XL de cada Alimentador de las C/T.						
			R-XL del Conductor		R-XL del Alimentador	
<b>Cámara 155</b>	Distancia (m)	Conductor	R( $\Omega$ /km)	XL( $\Omega$ /km)	R( $\Omega$ )	XL( $\Omega$ )
Alimentador 1	152.87	250 MCM	0.1532	0.1025	0.0234	0.0157
Alimentador 2	198.08	300 MCM	0.1313	0.1002	0.0260	0.0199
Alimentador 3	212.22	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0395	0.0211
Alimentador 4	152.57	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0284	0.0152
			R-XL del Conductor		R-XL del Alimentador	
<b>Cámara 223</b>	Distancia (m)	Conductor	R( $\Omega$ /km)	XL( $\Omega$ /km)	R( $\Omega$ )	XL( $\Omega$ )
Alimentador 1	202.80	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0377	0.0076
	73.35	2/0 AWG	0.2844	0.1047	0.0209	0.0015
Alimentador 2	199.08	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0370	0.0074
Alimentador 3	173.23	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0322	0.0056
Alimentador 4	163.21	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0304	0.0050
	104.77	250 MCM	0.1532	0.1025	0.0160	0.0017
			R-XL del Conductor		R-XL del Alimentador	
<b>Cámara 217</b>	Distancia (m)	Conductor	R( $\Omega$ /km)	XL( $\Omega$ /km)	R( $\Omega$ )	XL( $\Omega$ )
Alimentador 1	291.83	250 MCM	0.1532	0.1025	0.0447	0.0299
Alimentador 2	211.58	250 MCM	0.1532	0.1025	0.0324	0.0217
Alimentador 3	234.4	250 MCM	0.1532	0.1025	0.0359	0.0240
Alimentador 4	252.16	250 MCM	0.1532	0.1025	0.0386	0.0258
			R-XL del Conductor		R-XL del Alimentador	



<b>Cámara 109</b>	Distancia (m)	Conductor	R( $\Omega$ /km)	XL( $\Omega$ /km)	R( $\Omega$ )	XL( $\Omega$ )
Alimentador 1	221.29	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0412	0.0220
Alimentador 2	153.99	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0286	0.0153
Alimentador 3	188.05	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0350	0.0187
Alimentador 4	171.82	3/0 AWG	0.2297	0.1021	0.0395	0.0175
Alimentador 5	185.22	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0344	0.0184
			R-XL del Conductor		R-XL del Alimentador	
<b>Cámara 131</b>	Distancia (m)	Conductor	R( $\Omega$ /km)	XL( $\Omega$ /km)	R( $\Omega$ )	XL( $\Omega$ )
Alimentador 1	183.16	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0341	0.0182
Alimentador 2	153.99	4/0 AWG	0.1860	0.0994	0.0286	0.0153
Alimentador 3	204.78	300 MCM	0.1313	0.1002	0.0269	0.0205
Alimentador 4	229.62	300 MCM	0.1313	0.1002	0.0301	0.0230
Alimentador 5	66.43	250 MCM	0.1532	0.0994	0.0102	0.0066
	91.11	3/0 AWG	0.2297	0.1021	0.0209	0.0093
	102.92	2 AWG	0.5689	0.1111	0.0585	0.0114
Alimentador 6	155.69	300 MCM	0.1313	0.1002	0.0204	0.0156
	37.69	2/0 AWG	0.2844	0.1047	0.0107	0.0039

Los diagramas unifilares respecto a R/X, correspondiente a las cámaras de transformación descritas en el cuadro anterior se detallan gráficamente.


**Ver Anexo 5**

### **2.7. Programa de simulación.**

Para modelación de los alimentadores secundarios de las cámaras de transformación, se utilizó un algoritmo muy amigable de información de redes de distribución eléctrica, llamado “CYMDIST 4.5”, cuyas características principales se muestran a continuación:

**CUADRO N° 2.2**

**CARACTERÍSTICAS Y CAPACIDADES GENERALES DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL CYMDIST.**

CARACTERISTICAS Y CAPACIDADES	
	
NOMBRE:	CYMDIST
VERSIÓN:	4.5es
PROCEDENCIA:	CANADÁ
E-mail	info@cyme.com; www.cyme.com
<ul style="list-style-type: none"> <li>*Análisis de flujos de carga y de caída de tensión.</li> <li>*Cálculo de cortocircuito.</li> <li>*Dimensionamiento y Ubicación Óptima de Capacitores.</li> <li>*Balance, distribución y evaluación de cargas.</li> <li>*Análisis de Armónicas</li> </ul>	

**2.7.1. Descripción del programa CYMDIST.**

CYMDIST simula redes de distribución de energía eléctrica, facilitando así etapas de planificación diseño y operación. Permite calcular caídas de tensión, flujos de carga y corrientes de cortocircuito en sistemas radiales en régimen equilibrado y desequilibrado.

CYMDIST se emplea en este estudio para modelar el sistema de distribución primaria y redes de distribución secundaria; que determinen el valor de pérdidas resistivas en red a demanda máxima para su respectiva evaluación.

La interfaz gráfica CYMView permite importar y exportar información geográfica en formato DXF de Autocad, que facilita el ingreso del diagrama unifilar de la red y definir los parámetros de sus componentes.

Toda la información empleada por este programa, así como sus resultados se guardan en bases de datos, lo cual permite su procesamiento posterior. También importa / exporta información de redes en formato ACCESS u otro administrador de base de datos, ORACLE, SQL –SERVER, etc.

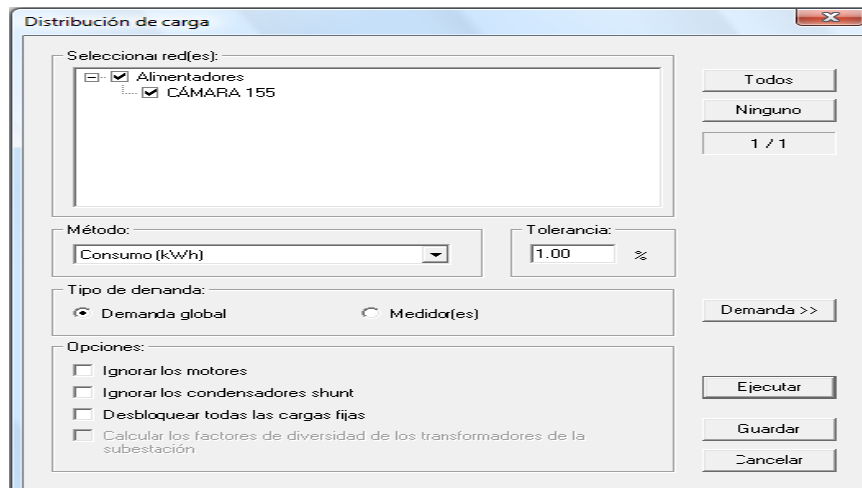
La modelación consiste en ingresar el alimentador en forma de tramos, donde se puede agregar o quitar las cargas y equipos a los que se conectan en el extremo de la fuente o en el extremo de la carga. A continuación se indican los pasos para distribución de la carga.

### 2.7.1. Distribución de carga.

El programa CYMDIST permite realizar la distribución de carga, considerando la demanda máxima medida.

**FIGURA N° 2.2**

### DISTRIBUCIÓN DE CARGA.

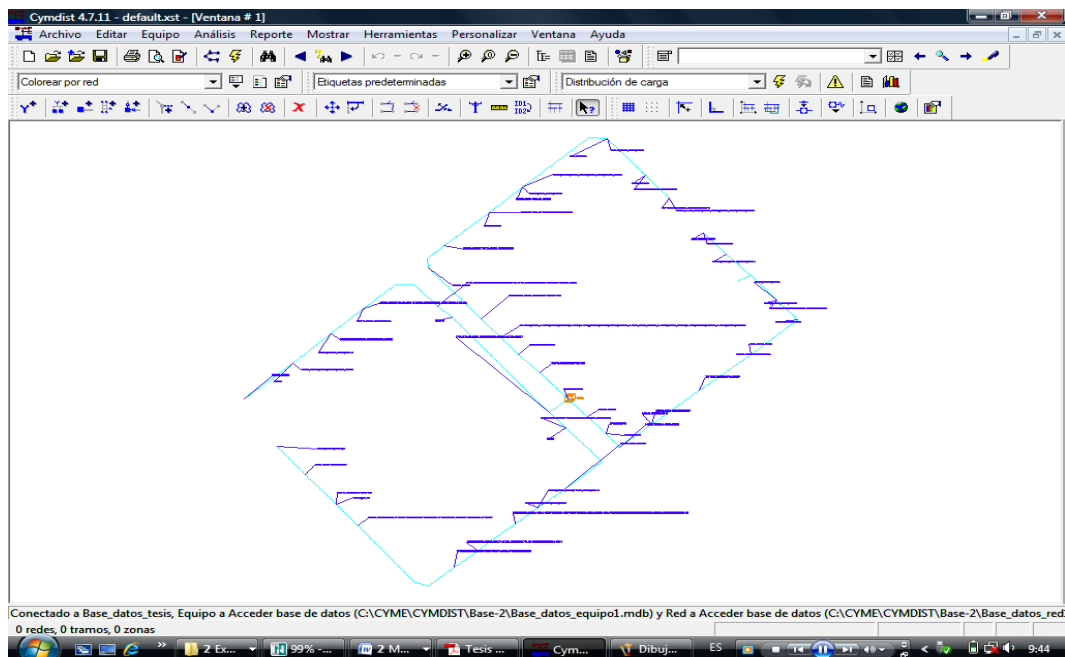


CYMDIST asignara una porción de la demanda medida a cada fase de cada tramo según el KVA (conectado o real), los KWH consumidos o el número de abonados. Note que CYMDIST toma en cuenta, susceptancias de línea y pérdidas durante el cálculo.

El siguiente gráfico muestra la pantalla principal del programa CYMDIST, en el cual se ha implementado el alimentador en estudio.

**FIGURA N° 2.3**

**PROGRAMA CYMDIST.**



### **2.7.3 *Análisis de pérdidas de potencia.***

El flujo efectuado en el estudio tomó en cuenta; el voltaje, en modulo y ángulo, de cada tramo; la potencia total transmitida desde la subestación al alimentador y las pérdidas de sistema.

**1.3.2.3. Distribución de carga.**

La distribución asigna un porcentaje de demanda a cada carga, incluyendo la repartición en las líneas.

La distribución de carga se realiza para saber la demanda en cada tramo del alimentador. Los resultados de la distribución de carga contienen: la potencia total instalada y asignada a cada una de las fases y secciones ingresadas del alimentador simulado.

**CUADRO N° 2.3**

DISTRIBUCIÓN DE CARGA EN LOS ALIMENTADORES SECUNDARIOS DE LA CÁMARA CASTILLO Y 12 DE NOVIEMBRE “ESTACIONAMIENTO”.

Valores	Registrados			
Magnitud	Carga Instalada	Demanda Máxima	Corriente	Factor de Potencia
Fases	[KVA]	[KW]	[A]	%
A	10.2	9.9	80.2	0.97
B	20.4	19.8	160.6	0.97
C	16.1	15.6	120.6	0.97
TOTAL	47	45		

FUENTE: CYMDIST - 4.7 REV 13.

REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO.

Valores registrados para la modelación.

Los valores de carga asignados a cada una de las cinco cámaras de transformación subterráneas.

**Ver Anexo 6**

### **2.7.3.2. Modelación de secundarios.**

La modelación de los circuitos secundarios, se realiza en el programa de modelación CYMDIST, empleando la información del grupo tipificado de muestras de los secundarios del alimentador.

## **2.8. Método para el cálculo de pérdidas en las redes secundarias.**

Se realizan los registros del perfil de demanda en potencia activa y reactiva, suministrada desde los bornes de bajo voltaje del transformador de distribución, considerando para el total en el alimentador, como base de registro se considero un mes, el perfil de registro está representada con 672 datos, pertenecientes a los vectores columna: fecha, hora, demanda de potencia activa, demanda de potencia reactiva.

$$\mathbf{registro} = [d \quad t \quad D_P \quad D_Q \quad D_{SL} ]$$

Mediante el CYMDIST se procede a modelar la red secundaria teniendo como base la información de:

- Topología de la red.
- Cargas instaladas.
- Longitudes.
- Número de calibre del conductor.
- Configuración (trifásico)

### **2.8.1. Distribución de carga.**

CYMDIST emplea para la distribución de carga el método de los KWH consumidos.

El que consiste en asignar una porción de la demanda medida a cada fase de cada sección según los KWH registrados. Los KWH consumidos en cada nodo corresponden a la energía registrada en los clientes que se encuentran en dicho nodo.

### **2.8.2. Pérdidas de Potencia en Redes Secundarias.**

Con los resultados obtenidos del programa CYMDIST se procede a calcular la demanda de pérdidas resistivas en la red secundaria, para completar la carga diaria con base en la corrida de flujos de la red secundaria en condiciones de demanda máxima, la asignación de demanda por cliente está distribuida en función de la energía registrada para cada cliente.

Obtenido el valor de pérdidas resistivas a demanda máxima se procede a calcular el porcentaje de pérdidas con respecto a la demanda registrada, el porcentaje de pérdidas ayuda a encontrar el factor de relación que es empleado para extrapolar en las ramificaciones de los circuitos secundarios de características similares.

### **2.8.3. Pérdidas de Energía en Redes Secundarias.**

Las pérdidas de energía en redes secundarias se determinan de los elementos  $D_{SLi}$  correspondientes al período de una semana, que representa la curva de las pérdidas resistivas y que se obtienen con la expresión.

$$D_{SL-i} = \left[ \frac{D_{Pi} \times \cos \varphi_{max}}{D_{Pmax} \times \cos \varphi_i} \right]^2 \times D_{SL-max}$$

**Donde:**

$D_{SLi}$	=	Pérdidas resistivas de potencia en el instante i [kW]
$D_{SL-max}$	=	Pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima [kW]
$\cos \varphi_{max}$	=	Factor de potencia en demanda máxima.
$\cos \varphi_i$	=	Factor de potencia en el intervalo i
$D_{Pmax}$	=	Demanda máxima [kW]
$D_{Pi}$	=	Demanda en el instante i [kW]

Para obtener la energía total se multiplica el sumatorio de los elementos  $D_{SLi}$  correspondientes al período de una semana, por el intervalo de demanda utilizado de 15 minutos.

La energía de pérdidas resistivas de la red es extrapolada para todo el período de análisis (1 mes).

$$E_{P.Red\ Secundaria} = \sum_{t=1}^n D_{RLi} \times [\text{Intervalo de demanda}]$$

## ***2.9. Aplicación de la metodología en las cinco cámaras de transformación.***

### ***2.9.1. Flujos de potencia en B/T, aplicada a las cinco cámaras en estado inicial.***

Para obtener estos valores de pérdidas de potencia y energía se aplicó el método y el programa anteriormente explicado.

**Ver Anexo 7**



## CUADRO N° 2.4

## PÉRDIDAS INICIALES DE POTENCIA Y ENERGÍA.

Pérdidas de Potencia y Energía en las Cinco Cámaras		
Cámara	Pérdidas	
	Potencia. [KW]	Energía. [KWH]
Castillo y 12 de Noviembre	2.9	809.75
Castillo y Olmedo	1.96	481.63
Maldonado y 12 de Noviembre	6.56	1350.86
Sucre y Lalama	14.13	2750.72
Colegio Luis A. Martínez	7.91	1854.48

FUENTE: CYMDIST – 4.7 REV 13.

REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO.

### 2.9.2. *Cálculo de las pérdidas resistivas en los transformadores de distribución subterránea.*

En el cálculo de las pérdidas resistivas de los transformadores de distribución, se considera el perfil de carga registrada en los bornes del transformador en el lado de baja tensión. A partir de los valores de pérdida resistiva, según el fabricante, estos tienen que ajustarse de acuerdo a la demanda máxima de la carga de cada transformador.

### 2.9.3. *Procedimiento.*

Mediante el registro de las curvas de demanda y de energía se logran las bases suficientes para el análisis con respecto a las pérdidas resistivas en energía en los transformadores de distribución.

Las pérdidas resistivas en potencia en el transformador, se determinan considerando que son proporcionales a la corriente al cuadrado mediante la ecuación:

$$P_{LRT} = \left[ \frac{P_i}{P_{Nominal}} \right]^2 \times P_{RCU}$$

Donde:

$P_{LRT}$  = Pérdidas Resistivas a Demanda Máxima. [KW]

$P_{nominal}$  = Potencia nominal del transformador. [KW]

$P_i$  = Demanda asignada en KVA, con la carga i.

$P_{RCU}$  = Pérdidas resistivas a potencia nominal de cada transformador.  
[KW]

**2.9.4. Aplicación de la metodología en los transformadores subterránea.**

**CUADRO N° 2.5**

**PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES.**

Pérdidas de Potencia y Energía en los Transformadores		
Cámara Transformador	Pérdidas	
	Pot. [KW]	Eng.[KWH]
Castillo y 12 de Noviembre	2.96	311.97
Castillo y Olmedo	2.5	178.66
Maldonado y 12 de Noviembre	2.96	281.74
Sucre y Lalama	4.23	517.82
Colegio Luis A. Martínez	3.4	333.55

FUENTE: LANDYS+GYR.

REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO.

## ***2.10. Metodología para el balance de cargas en las cámaras de transformación.***

### ***2.10.1. Procedimiento para el balance de las fases en las cámaras de transformación según las NORMAS ISO 9001-2000.***

Para el balance de las fases en las cámaras de transformación hay que tomar en cuenta los siguientes ítems que se detallan a continuación:

#### ***1) Objetivo.***

Realizar el Balance de carga en el Sistema Eléctrico de Distribución Subterráneo, cámaras de transformación (redes secundarias), asegurando el suministro continuo de la energía eléctrica, en forma confiable para el personal, los equipos eléctricos y los usuarios.

#### ***2) Referencias.***

- Norma ISO 9001:2000 Sistema de Gestión de la Calidad-Requisitos.
- Regulación CONELEC 004/01 Calidad del Servicio Técnico.
- Instructivo de Maniobras de Redes de Distribución.

#### ***3) Alcance.***

Este procedimiento contempla las acciones a ejecutarse en la operación y mantenimiento del sistema de distribución subterránea de las cámaras de transformación de bajo voltaje,

desde el tablero de bajo voltaje hasta los Terminales de Línea. Incluye el Centro de Control, Centros de Transformación y Conductores, necesarios para mantener la continuidad del servicio en el centro de la ciudad de la Provincia de Tungurahua.

**4) Definiciones.**

- **Bajo Voltaje:** Instalaciones y equipos del sistema de la EEASA que operan a voltajes inferiores a los 600 voltios.
- **Operación:** Conjunto de actividades realizadas por el personal técnico de la Empresa, siguiendo procedimientos establecidos para asegurar el suministro continuo de la energía eléctrica.
- **Mantenimiento:** Todas las acciones necesarias para que un ítem sea conservado o restaurado de modo que permanezca de acuerdo con una condición especificada.
- **Mantenimiento Menor:** Reemplazo de elementos averiados con mayor frecuencia como: aisladores, seccionadores, inclusive transformadores. Tienen un costo menor de reposición.
- **CECON:** Centro de Control Remoto, para Subestaciones de Distribución.
- **SCADA:** Sistema de Supervisión y Control de los diferentes dispositivos de seccionamiento y maniobra, para la Distribución.

- **SID:** Sistema de Información de Distribución
- **Maniobra:** Acción de abrir y/o cerrar elementos de seccionamiento en el sistema de distribución.
- **Ficha de Maniobras:** Documento que contiene la secuencia de maniobras para aislar la zona de trabajo, o transferir carga.
- **Suspensión del Servicio:** Acción de interrumpir el fluido normal de la corriente eléctrica relacionada con acciones forzadas o programadas.
- **Hoja de Suspensión:** Documento que contiene información relacionada con una suspensión programada de servicio.

## 5) Consideraciones generales.

### 5.1. Para operar.

#### a) Justificaciones para la suspensión del servicio.

Las suspensiones programadas se identifican por medio de: índices de calidad del servicio técnico y del producto especificadas por la Regulación 004/01 del CONELEC, actividades de termografía, informes sobre inspecciones a las redes, cables subterráneos y se ejecutan para realizar mejoramiento y/o mantenimiento de las Redes y cables del Sistema de Distribución Subterránea.

**b) Aseguramiento de recursos.**

Etapa que asegura la provisión de recursos materiales y humanos para la operación del Sistema de Distribución Subterráneo. Con los materiales, herramientas y el equipo necesarios para realizar este trabajo.

Es necesario también garantizar la participación del personal interno o externo involucrado en las maniobras que deben realizarse fuera de la jornada normal de labor, para superar las emergencias.

**c) Analizar factibilidad de realizar la maniobra.**

Para reconocer los parámetros eléctricos que se encuentran fuera de los límites permitidos por los catálogos de los equipos, es necesario simular el estado topológico actual en base al SID y mediante información en tiempo real proporcionada por el SCADA. Se ajustan los tiempos en función de la disponibilidad del personal, los materiales, herramientas y equipos, minimizando el efecto sobre los usuarios.

**d) Disponibilidad del sistema SCADA.**

La Empresa por los medios a su alcance buscará mantener disponible el sistema SCADA. En caso de indisponibilidad, es obligación del Recurso Humano, ponerse a disposición de la EEASA, para operar el sistema en estado de emergencia.

**e) Ejecución de las maniobras del sistema de distribución subterránea.**

En esta etapa las Jefaturas imparten las instrucciones necesarias para realizar las maniobras del sistema dentro de rangos de seguridad permisibles, el uso adecuado de herramientas y equipos y la observancia de las disposiciones contenidas en el Instructivo de Maniobras y guiado en el diagrama de flujos.

Eventualmente de acuerdo a las condiciones imperantes las Jefaturas, pueden dar otro tipo de disposiciones para ejecutar las maniobras.

**f) Normalización del servicio.**

Posterior a la finalización de los trabajos, se deberán realizar acciones coordinadas para la normalización del servicio, tales como:

- Confirmación de que el personal se hay retirado del sitio de trabajo.
- Coordinación con el CECON y Oficina de Reparaciones.
- Restablecimiento del Servicio.
- Comprobación en sitios.

6) **Actividades.**

<b>OPERACIÓN</b>		
<b>N°</b>	<b>RESPONSABLE</b>	<b>ACTIVIDADES</b>
	Responsables de Tesis	INICIO
1	Responsables de Tesis	Realizar una inspección conjunta con un personal designado por el DOM a conocer cada cámara de transformación subterránea.
2	Responsables de Tesis	Toma de lecturas en los medidores eléctricos de cada cámara, se utilizo un lente óptico, una computadora y el software del medidor.
3	Responsables de Tesis	Obtención de datos de los medidores, por medio del programa LANDYS+GYR.
4	Responsables de Tesis	Al realizar un diagnostico de las curvas de carga se determinaron las cinco cámaras desbalanceadas.
5	Jefe de Sección	Solicitar autorización para poder realizar el balance de cargas.
6	Responsables de Tesis	Receptar información de la energía facturada mensual de cada usuario, mediante el programa SID.
7	Responsables de Tesis	Toma de lecturas de corrientes iniciales de cada circuito de baja tensión, utilizando un amperímetro de pinzas.
8	Responsables de Tesis	Flujo de potencia de baja tensión inicial, con las corrientes obtenidas de cada alimentador secundario.
9	Responsables de Tesis	Evaluación de pérdidas de potencia iniciales.



10	Responsables de Tesis	Mediante el método de pérdidas en redes secundarias, se realizo el cálculo de pérdidas de energía.
11	Responsables de Tesis	Conociendo las pérdidas iniciales se realizo la reubicación proyectada de los usuarios, en las tres fases de cada alimentador.
12	Responsables de Tesis	Con los nuevos datos obtenidos, se ejecuto el flujo de potencia proyectada.
13	Responsables de Tesis	Evaluación de pérdidas de potencia proyectadas.
14	Responsables de Tesis	Cálculo de pérdidas de energía, mediante el método.
15	Responsables de Tesis	Reubicación proyectada de los usuarios.
16	Responsables de Tesis	Mediante un diagnostico de las corrientes iniciales obtenidas se designaron a los alimentadores para su rotación de fases.
17	Secretaria	Recepta SOLICITUD de suspensión de servicio, de acuerdo a información completa y datos correctos.
18	Jefe de Sección	El director del DOM asigna un responsable para ejecución de la suspensión, de acuerdo a la zona, simulando la solicitud.
19	Responsables de Tesis	Rotación de las tres fases en sentido horario o anti horario para no alterar la secuencia, en los alimentadores asignados.
20	Responsables de Tesis	La rotación de fases se realizo con la colaboración del personal de la EEASA, en el horario de 01:00 a 04:45 AM, para evitar reclamos de los usuarios.
21	Responsables de	

	Tesis	Nueva toma de lecturas de corrientes después de la rotación de fases, en las cuatro cámaras de transformación.
22	Responsables de Tesis	Flujo de potencia en baja tensión, después del balance de fases.
23	Responsables de Tesis	Nueva evaluación de las pérdidas de potencia y energía.
24	Responsables de Tesis	Evaluación de pérdidas resistivas en los transformadores (inicial-final), de las cinco cámaras de transformación.
25	Responsables de Tesis	Nueva toma de lecturas en los medidores de las cinco cámaras de transformación.
		Fin.

***2.11. Flujos de Potencia en Baja Tensión Equilibrando la Energía de cada fase de los alimentadores secundarios de las cinco Cámaras de Transformación.***

Para este nuevo cálculo se consideró el mismo método expuesta anteriormente, también se tomo en cuenta la futura proyección del cambio de usuario a otras fases, para el balanceamiento de las energías de cada alimentador secundarios de las cinco cámara de transformación subterránea.

Los datos obtenidos del flujo de potencia.

**Ver Anexo 8**

**CUADRO N° 2.6**

**PÉRDIDAS PROYECTADAS DE POTENCIA Y ENERGÍA.**

Pérdidas de Potencia y Energía en las Cinco Cámaras		
Cámara	Pérdidas	
	Potencia. [KW]	Energía. [KWH]
Castillo y 12 de Noviembre	2.64	737.15
Castillo y Olmedo	1.82	447.23
Maldonado y 12 de Noviembre	6.25	1287.02
Sucre y Lalama	14.02	2729.31
Colegio Luis A. Martínez	7.46	1749.05

FUENTE: CYMDIST – 4.7 REV 13.  
REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO.

Para la proyección del cambio de fases de los usuarios es necesario conocer la energía facturada del mes, de cada uno de ellos con el propósito de equilibrar la carga en las tres fases del circuito, de cada alimentador de las cinco cámaras de transformación.

**CUADRO N° 2.7**

**CÁLCULO DE CORRIENTES.**

Cálculo de Corrientes en cada Fase de los Alimentadores						
Cámara “Castillo y 12 de Noviembre” # 155.						
Alimentador	Energía (KWH)/fase			Corrientes Calculadas		
	A	B	C	A	B	C
1	3873	5349	4275	102.47	141.52	113.11
2	6409	5557	6740	125.4	108.73	131.87
3	4890	3121	3979	113.38	72.36	92.26
4	2441	3450	3002	56	79.14	68.86

Cámara "Castillo y Olmedo" # 223						
	Energía (KWH)/fase			Corrientes Calculadas		
	Fases			Fases		
Alimentador	A	B	C	A	B	C
1	2061	3236	3594	44.04	69.15	76.8
2	3903	3141	1429	83.83	67.1	30.53
3	2313	1253	2005	49.41	26.76	42.83
4	4987	5381	6015	106.54	114.96	128.5
Cámara "Montalvo y 12 de Noviembre" # 217						
	Energía (KWH)/fase			Corrientes Calculadas		
	Fases			Fases		
Alimentador	A	B	C	A	B	C
1	4660	4994	5795	123.07	131.89	153.04
2	1975	6301	5318	84.9	140.6	133.2
3	5490	6593	5638	144.9	174	148.8
4	2033	3504	3096	53.7	92.5	81.7
Cámara "Parque Cevallos" # 109						
	Energía (KWH)/fase			Corrientes Calculadas		
	Fases			Fases		
Alimentador	A	B	C	A	B	C
1	2987	3084	3296	78.45	80.99	86.56
2	7625	11134	7138	200.22	292.36	187.43
3	3255	3284	3934	85.47	86.23	103.30
4	2139	2350	4536	56.17	61.71	119.12
5	14053	11689	14703	369.00	306.93	386.07
Cámara "Colegio Luis A. Martínez" # 131						
	Energía (KWH)/fase			Corrientes Calculadas		
	Fases			Fases		
Alimentador	A	B	C	A	B	C
1	2987	3084	3296	78.45	80.99	86.56
2	7625	11134	7138	200.22	292.36	187.43
3	3255	3284	3934	85.47	86.23	103.30
4	2139	2350	4536	56.17	61.71	119.12
5	14053	11689	14703	369.00	306.93	386.07

FUENTE: SID - PERSONAL.  
REALIZADO POR: OMARMONTAGUANO.

Ya obtenidos los datos de los flujos de potencia en baja tensión proyectada, se da a conocer a los usuarios que deben cambiar de fase de para lograr el equilibrio de carga cada alimentador de las cinco cámaras de transformación.

**Ver Anexo 9**

**2.12. Datos de corrientes actuales en las fases de cada alimentador balanceado.**

Para los flujos de potencia después del balance o rotación de fases, expuesto anteriormente en el cronograma de actividades en los circuitos que se los puedo hacer, es necesario tomar nuevamente datos de corrientes en la cabecera o salidas de los alimentadores secundarios de cada cámara.

**Ver Anexo 10**

**CUADRO N° 2.8**

**CORRIENTES DESPUÉS DEL BALANCE DE FASES.**

CORRIENTES BALANCEADAS				
Cámara	Corrientes (A)			
Transformación Subterránea	Alimentador	A	B	C
Castillo y 12 de Noviembre	1	101.8	66	63.9
Castillo y 12 de Noviembre	4	55.6	75.5	50.1
Castillo y Olmedo	2	54	43.5	60.5
Maldonado y 12 de Noviembre	4	51.4	40	66
Sucre y Lalama	4	53.7	57.2	45.5
Colegio Luis A. Martínez	-----	-----	-----	-----

FUENTE: PERSONAL.  
REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO.

**Nota:** No se realizo el balance de fases en la cámara del Colegio Luis A. Martínez por el motivo de que el cable subterráneo es muy rígido para ejecutar esta labor, tomando en cuenta también que su estructura del tablero de bajo voltaje se encuentra en condiciones mal dimensionadas.

**2.13. Nuevo diagnóstico de las pérdidas posteriores al Balance de Fases.**

**CUADRO N° 2.9**

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DESPUÉS DEL BALANCE DE FASES EN LAS CUATRO CÁMARAS.

Pérdidas de Potencia y Energía en las Cuatro Cámaras		
Cámara	Pérdidas	
	Potencia. [KW]	Energía. [KWH]
Castillo y 12 de Noviembre	2.35	656.17
Castillo y Olmedo	1.32	324.37
Maldonado y 12 de Noviembre	6.08	1252.02
Sucre y Lalama	13.67	2661.17

FUENTE: CYMDIST – 4.7 REV 13.  
REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO.

**2.13.1. Cálculo de las pérdidas resistivas en los transformadores de distribución subterránea después del Balance de Fases.**

**CUADRO N° 2.10**

NUEVAS PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES.

Pérdidas de Potencia y Energía en los Transformadores		
Cámara de Transformación	Pérdidas	
	Pot. [KW]	Eng.[KWH]
Castillo y 12 de Noviembre	2.96	279.32
Castillo y Olmedo	2.5	170.25
Maldonado y 12 de Noviembre	2.96	274.62
Sucre y Lalama	4.23	511.69

FUENTE: LANDYS+GYR  
REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO.

**CUADRO N° 2.11**

PORCENTAJE DE DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN  
LOS TRANSFORMADORES.

Pérdidas de Potencia y Energía en los Transformadores		
Cámara	Pérdidas	
Transformador	Eng.[KWH]	%
Castillo y 12 de Noviembre	32.66	0.05
Castillo y Olmedo	8.42	0.006
Maldonado y 12 de Noviembre	7.12	0.02
Sucre y Lalama	6.13	0.01

FUENTE: PERSONAL.  
REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO.

*2.13.2. Porcentajes de disminución de pérdidas (Transformador, Proyectadas y Balanceadas).*

**CUADRO N° 2.12**

PORCENTAJE DE DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN  
LAS C/T.

	Porcentajes de Disminución de Pérdidas								
	KWH				%				TOTAL
CÁMARAS	Inic.	Proy.	Balanc.	Trafo.	P.Inic.	Proy.	Balanc.	Trafo.	%
Castillo y 12 de Nov.	809.75	72.60	153.58	32.66	1.39	0.12	0.26	0.05	0.44
Castillo y Olmedo	481.63	34.40	157.26	8.42	1.18	0.08	0.39	0.006	0.49
Mald. Y 12 de Nov.	1350.86	63.84	98.84	7.12	2.37	0.19	0.17	0.02	0.30
Sucre y Lalama	2750.35	21.05	89.55	6.13	2.79	0.09	0.1	0.01	0.12

FUENTE: PERSONAL.  
REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO.

**2.13.2.1. Descripción del cuadro de porcentajes de disminución de pérdidas.**

- **Iniciales.-** Son las pérdidas iniciales existentes en la cabecera de la red secundaria, antes de realizar cualquier operativo.
- **Proyectada.-** Reubicación de los usuarios en las fases de los diferentes alimentadores, de cada cámara para el balanceo de la red secundaria.
- **Balance.-** Luego de realizar los cambios adecuados expuestos en las páginas 96 – 97 y 98; se procede al cálculo de las pérdidas.
- **Transformador.-** Antes y después de realizar algún operativo.

**2.13.3. Disminución económica en las pérdidas (Iniciales, Proyectadas y Balanceadas)**

**2.13.3.1. Análisis beneficio para la EEASA.**

El análisis costo beneficio se define a la razón del valor equivalente de los beneficios con respecto al valor equivalente de los costos. La medida del valor equivalente aplicado puede ser valor presente o valor anual, para lo cual se tiene que realizar un análisis minucioso tanto de costos como beneficios del proyecto.

Para tal análisis se determina el beneficio económico que tendría la empresa con la reducción de las pérdidas, los cuales se ilustraron mediante las alternativas planteadas, como son la reubicación de los usuarios a las fases propuestas, el cambio de fases en los circuitos en los que se pueden realizar.



Para el análisis de beneficio costo de debe considerar el beneficio de ahorro en energía y en potencia.

- Con el cargo mensual y anual que se cobra por potencia. (cargo por transmitir potencia \$4.79 USD).
- Con el cargo mensual y anual que se cobra por energía. (cargo por transmitir energía \$0.07 USD).
- El costo que la empresa se ahorra cada año en potencia es de 543,76 dólares y en energía es de 3903,60 dólares, total de 4447,36 dólares.

**CUADRO N° 2.13**

ANÁLISIS ECONÓMICO.												
				INICIAL		PROYECTADO		BALANCEADO		TRAFO.		
Energía (KWH)				\$ (Dólares)		\$ (Dólares)		\$ (Dólares)		\$ (Dólares)		
Inic.	Proy.	Balanc.	Trafo.	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	
809,75	72,60	153,58	32,66	56,68	680,19	5,08	60,98	10,75	129,01	2,29	27,43	
481,63	34,70	157,26	8,42	33,71	404,57	2,41	28,90	11,01	132,1	0,59	7,07	
1350,86	63,84	98,84	7,12	94,56	1134,72	4,47	53,63	6,92	83,03	0,5	5,98	
2729,31	21,01	89,55	6,13	191,05	2292,62	1,47	17,65	6,27	75,22	0,43	5,15	
<b>SUBTOTAL</b>				<b>376,01</b>	<b>4512,1</b>	<b>13,43</b>	<b>161,15</b>	<b>34,95</b>	<b>419,35</b>	<b>3,8</b>	<b>45,64</b>	
											<b>TOTAL</b>	<b>3903,60</b>
ANÁLISIS ECONÓMICO												
Potencia (KW)				\$ (Dólares)		\$ (Dólares)		\$ (Dólares)		\$ (Dólares)		
Inic.	Proy.	Balanc.	Trafo.	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	
2,9	0,29	0,55	2,96	12,65	166,69	1,39	16,67	2,63	31,61	14,18	170,14	
1,96	0,5	0,64	2,5	8,72	112,66	2,4	28,74	3,07	36,79	11,98	143,7	
6,56	0,17	0,48	2,96	29,94	377,07	0,81	9,77	2,3	27,59	14,18	170,14	
14,13	0,35	0,46	4,23	67,16	812,19	1,68	20,12	2,2	26,44	20,26	243,14	
<b>SUBTOTAL</b>				<b>122,38</b>	<b>1468,61</b>	<b>6,27</b>	<b>75,3</b>	<b>10,2</b>	<b>122,43</b>	<b>60,59</b>	<b>727,12</b>	
											<b>TOTAL</b>	<b>543,76</b>

FUENTE: PERSONAL.  
REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO.

**2.14. Análisis de los resultados de las encuestas realizados a los usuarios.**

**2.14.1. Análisis por pregunta, (Normas ISO 9001-2000).**

**Anexo 10.**

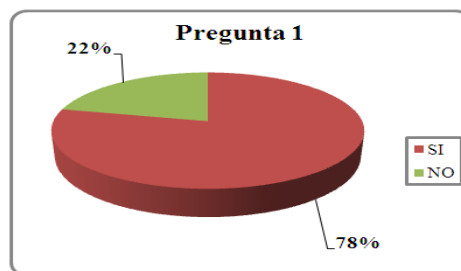
**PREGUNTA N° 1:** ¿Le gustaría que el servicio eléctrico en su comunidad mejore?

**TABLA N° 2.1**

<b>Pregunta 1</b>		
<b>Opciones</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>%f</b>
SI	62	78
NO	17	22
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>100</b>

FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO N° 2.1**



FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**INTERPRETACIÓN:**

Al analizar los datos tabulados de esta pregunta podemos conocer que la mayoría de usuarios están de acuerdo que la energía eléctrica en toda su comunidad mejore. Se puede concluir que se hace indispensable mejorar el servicio eléctrico que se da a los usuarios.

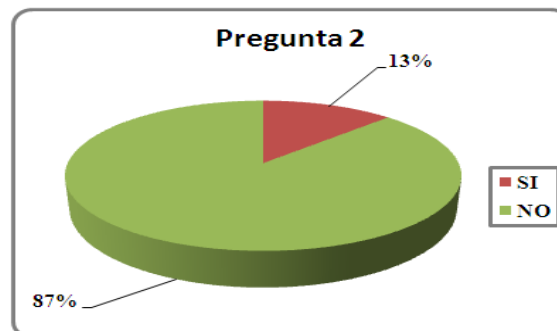
**PREGUNTA N° 2:** ¿Conoce usted los parámetros técnicos y las facilidades que la EEASA debe garantizar?

**TABLA N° 2.2**

<b>Pregunta 2</b>		
<b>Opciones</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>%f</b>
SI	10	13
NO	69	87
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>100</b>

FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO N° 2.2**



FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**INTERPRETACIÓN:**

Según los datos mostrados en la tabla y gráfico en la pregunta dos se conoce que el 87% de los usuarios no tienen conocimiento sobre los parámetros técnicos y las facilidades que la empresa garantiza, por lo cual se concluye que existe un desconocimiento muy grande de la existencia de los parámetros técnicos y las facilidades que la EEASA garantiza; se debe brindar al usuario una información sobre esto.

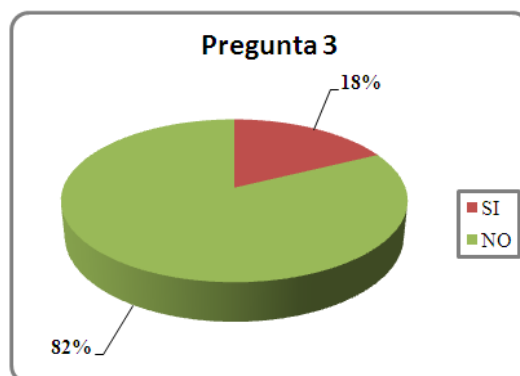
**PREGUNTA N° 3:** ¿Ha observado usted si los trabajadores de la EEASA realizan mantenimiento del sistema eléctrico de distribución de esta zona?

**TABLA N° 2.3**

<b>Pregunta 3</b>		
<b>Opciones</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>%f</b>
SI	14	18
NO	65	82
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>100</b>

FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO N° 2.3**



FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**INTERPRETACIÓN:**

Estos datos permiten conocer que un gran porcentaje de los trabajos no realizan mantenimiento del sistema eléctrico de distribución.

Se llegó a la conclusión que debería aumentar el presupuesto para que haya más trabajadores para que realicen el mantenimiento eléctrico de todo el sistema eléctrico de la ciudad de Ambato.

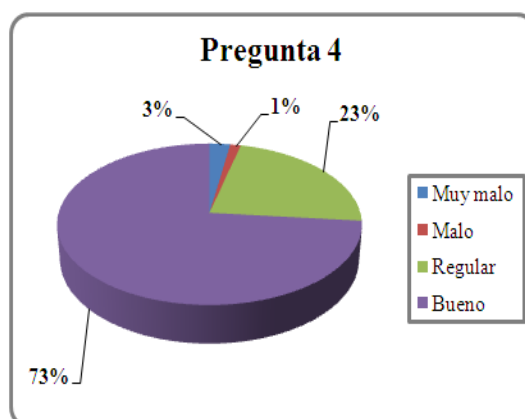
**PREGUNTA N° 4:** ¿Cómo califica el servicio eléctrico que actualmente le proporciona la EEASA?

**TABLA N° 2.4**

<b>Pregunta 4</b>		
<b>Opciones</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>%f</b>
Muy malo	2	3
Malo	1	1
Regular	18	23
Bueno	58	73
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>100</b>

FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO N° 2.4**



FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**INTERPRETACIÓN:**

Con los datos recolectados tenemos que el mayor porcentaje de personas consideran que el servicio eléctrico EEASA., es bueno.

Se logró a concluir que los usuarios están de acuerdo con el servicio eléctrico que proporciona la EEASA.

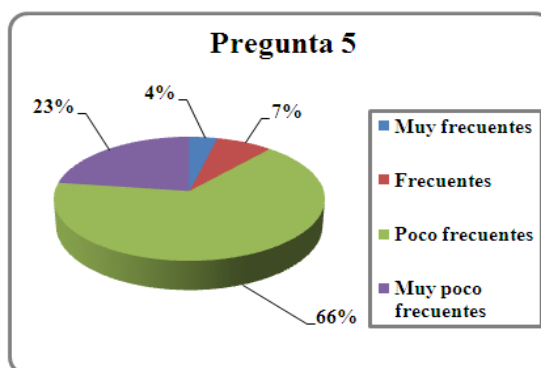
**PREGUNTA N° 5:** ¿Considera que los cortes imprevistos en el servicio de energía eléctrica son?

**TABLA N° 2.5**

<b>Pregunta 5</b>		
<b>Opciones</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>%f</b>
Muy frecuentes	3	4
Frecuentes	6	7
Poco frecuentes	52	66
Muy poco frecuentes	18	23
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>100</b>

FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO N° 2.5**



FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**INTERPRETACIÓN:**

Según los datos recolectados se interpreta que un gran porcentaje de los encuestados, manifiestan que los cortes de energía han sido poco frecuentes y que no tienen ninguna queja con la EEASA. De acuerdo a los resultados se concluye que la EEASA brinda un buen servicio a los usuarios.

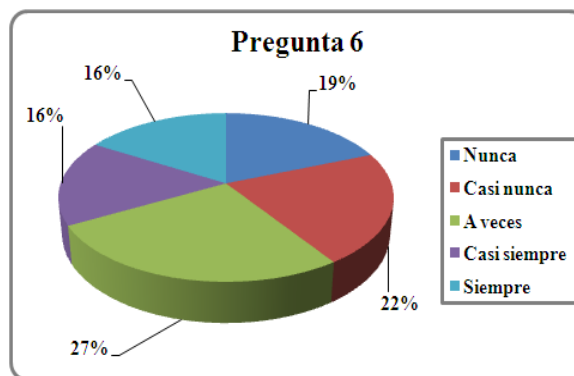
**PREGUNTA N° 6:** ¿Cuando se producen cortes del servicio, programados por la EEASA para dar mantenimiento a su Sistema de Distribución; usted tiene previo conocimiento de esto?

**TABLA N° 2.6**

Pregunta 6		
Opciones	Frecuencia	%f
Nunca	15	19
Casi nunca	17	22
A veces	21	27
Casi siempre	13	16
Siempre	13	16
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>100</b>

FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO N° 2.6**



FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**INTERPRETACIÓN:**

De acuerdo a las encuestadas realizadas se conoce que los cortes si son informados pero mediante la prensa. Con la información se puede concluir que la EEASA hace lo posible para que los usuarios estén pendientes para que sepan las zonas que van estar sin servicio eléctrico.

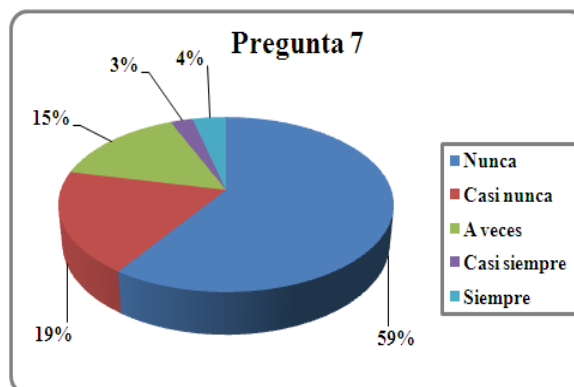
**PREGUNTA N° 7:** ¿Recibe de parte de la EEASA orientación para el uso eficiente de la energía?

**TABLA N° 2.7**

<b>Pregunta 7</b>		
<b>Opciones</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>%f</b>
Nunca	47	59
Casi nunca	15	19
A veces	12	15
Casi siempre	2	3
Siempre	3	4
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>100</b>

FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO N° 2.7**



FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**INTERPRETACIÓN:**

Según los datos obtenidos se da a conocer que la EEASA nunca ha dado a conocer a los usuarios sobre la orientación del uso eficiente de la energía. Con los resultados obtenidos se puede concluir que la EEASA., debería dar información para el uso eficiente de la energía mediante: (folletos, guías, etc.)



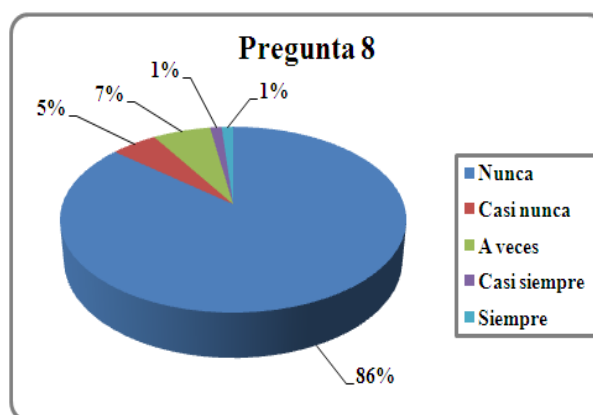
**PREGUNTA N° 8:** ¿Recibe de parte de la EEASA orientación sobre los riesgos y peligros en el uso de la energía eléctrica?

**TABLA N° 2.8**

Pregunta 8		
Opciones	Frecuencia	%f
Nunca	68	86
Casi nunca	4	5
A veces	5	7
Casi siempre	1	1
Siempre	1	1
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>100</b>

FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO N° 2.8**



FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**INTERPRETACIÓN:**

Según los datos tabulados, se conoce que la mayor parte de los usuarios encuestados no reciben orientación sobre los peligros en el uso de la energía eléctrica. Se concluye que EEASA., debe realizar una conferencia sobre los riesgos y peligros en el uso de la energía eléctrica para así evitar las muertes por: (electrocución, altas corrientes, etc.)

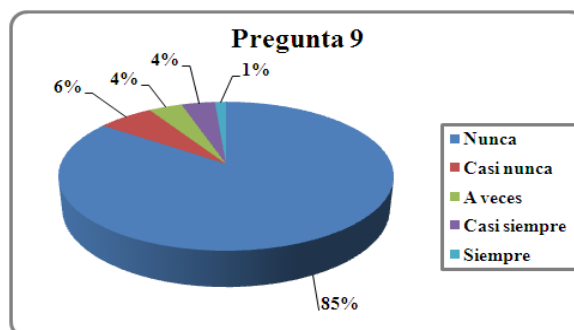
**PREGUNTA N° 9:** ¿Recibe de parte de la EEASA información sobre sus derechos y obligaciones como consumidor?

**TABLA N° 2.9**

Pregunta 9		
Opciones	Frecuencia	%f
Nunca	67	85
Casi nunca	5	6
A veces	3	4
Casi siempre	3	4
Siempre	1	1
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>100</b>

FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO N° 2.9**



FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**INTERPRETACIÓN:**

Según lo tabulado de acuerdo a la encuesta realizada, se puede mostrar que los usuarios no saben sobre sus derechos y obligaciones como consumidores. Por lo constatado en los datos se concluye que la EEASA., debe dar información a los usuarios para que sepan sus derechos y obligaciones como consumidores.

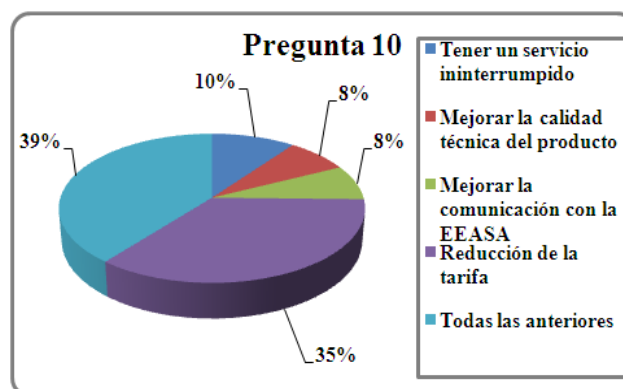
**PREGUNTA N° 10:** ¿Para usted que es más importante?

**TABLA N° 2.10**

<b>Pregunta 10</b>		
<b>Opciones</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>%f</b>
Tener un servicio ininterrumpido	8	10
Mejorar la calidad técnica del producto	6	8
Mejorar la comunicación con la EEASA	6	8
Reducción de la tarifa	28	35
Todas las anteriores	31	39
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>100</b>

FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO N° 2.10**



FUENTE: TÉCNICA DE ENCUESTA, USUARIO COMERCIAL.  
REALIZADO POR: MARCIA TOCTAGUANO.

### **INTERPRETACIÓN:**

De acuerdo a los datos recolectados se puede concluir que los usuarios están de acuerdo con todos los parámetros de esta pregunta ya que todo es muy indispensable para mejorar los inconvenientes que se pueden surgir. Según la respuesta obtenida por parte de los encuestados se concluye que una parte de los mismos creen que si se debe mejorar la comunicación con la EEASA.

## CAPITULO III

### 3. REDISEÑO OPERATIVO DE LAS CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN SUBTERRÁNEA.

#### 3.1. *Esquema de cada cámara con los datos obtenidos puntuales en demanda mínima, media y máxima.*

Esta información se obtuvo de las lecturas obtenidas de los medidores ubicados en las cinco cámaras de transformación subterráneas, con la ayuda del Software Landis+Gyr, ya que nos proporciona información 45 días antes de las mediciones realizadas el 14 de abril del 2009.

#### CUADRO N° 3.1

DEMANDAS MÍNIMA, MEDIA Y MÁXIMA.

	C/T Castillo y 12 de Noviembre		
<b>Demanda</b>	<b>P (KW)</b>	<b>Q (KVAR)</b>	<b>FP</b>
Máxima	144.38	46.46	0.94
Media	67.01	27.46	0.91
Mínima	26.3	16.61	0.83

	<b>C/T Castillo y Olmedo</b>		
<b>Demanda</b>	<b>P (KW)</b>	<b>Q (KVAR)</b>	<b>FP</b>
Máxima	105.7	18.22	0.98
Media	55.58	19.66	0.93
Mínima	23.11	11.88	0.87

	<b>C/T Montalvo y 12 de Noviembre</b>		
<b>Demanda</b>	<b>P (KW)</b>	<b>Q (KVAR)</b>	<b>FP</b>
Máxima	164.45	18.72	0.98
Media	70.85	16.32	0.95
Mínima	29.38	12.19	0.89

	<b>C/T Parque Cevallos</b>		
<b>Demanda</b>	<b>P (KW)</b>	<b>Q (KVAR)</b>	<b>FP</b>
Máxima	307.68	61.08	0.97
Media	97.92	27.36	0.95
Mínima	34.8	21.48	0.85

	<b>C/T Colegio Luis A. Martínez</b>		
<b>Demanda</b>	<b>P (KW)</b>	<b>Q (KVAR)</b>	<b>FP</b>
Máxima	190.18	23.71	0.98
Media	85.25	18.53	0.96
Mínima	36.86	19.01	0.88

FUENTE: SOFTWARE LANDYS+GYR.  
REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO – MARCIA TOCTAGUANO.

**3.2. Análisis de transferencia de carga en bajo voltaje.**

La transferencia de carga lo realizamos en el capítulo 2, como transferencia de carga proyectada, esto se logra equilibrando el número de usuarios y su demanda máxima en las tres fases en cada alimentador de cada una de las cámaras subterráneas y los resultados son los siguientes:

**CUADRO N° 3.2**

TRANSFERENCIA DE CARGA.

Cámara Castillo y 12 de Noviembre (155)							
Alimentadores	Energía Suministrada KWH			# Usuarios x Fase			Pérdidas de Energía KWH
	A	B	C	A	B	C	
1	3873	5349	4275	19	20	20	223.38
2	6409	5557	6740	32	33	32	215.00
3	4890	3121	3979	32	31	30	201.04
4	2441	3450	3002	19	19	18	97.73
TOTAL							737.15

Cámara Castillo y Olmedo (223)							
Alimentadores	Energía Suministrada KWH			# Usuarios x Fase			Pérdidas de Energía KWH
	A	B	C	A	B	C	
1	2061	3236	3594	22	21	21	135.15
2	3903	3141	1429	17	17	17	103.21
3	2313	1253	2005	18	18	18	39.32
4	4987	5381	6015	32	31	31	169.55
TOTAL							447.23

Cámara Maldonado y 12 de Noviembre (217)							
Alimentadores	Energía Suministrada KWH			# Usuarios x Fase			Pérdidas de Energía KWH
	A	B	C	A	B	C	
1	4660	4994	5795	34	34	34	259.46
2	1975	6301	5318	14	15	15	407.73
3	5490	6593	5638	30	30	19	479.75
4	2033	3504	3096	25	25	25	140.08
TOTAL							1287.02

Cámara Sucre y Lalama (109)							
Alimentadores	Energía Suministrada KWH			# Usuarios x Fase			Pérdidas de Energía KWH
	A	B	C	A	B	C	
1	2987	3084	3296	19	18	18	140.16
2	13105	2278	10514	13	12	12	774.79
3	3255	3284	3934	28	28	27	212.19
4	2139	2350	4536	14	13	13	161.58
5	22474	11689	6282	34	34	33	1440.57
TOTAL							2729.29

Cámara Colegio Luis A. Martínez (131)							
Alimentadores	Energía Suministrada KWH			# Usuarios x Fase			Pérdidas de Energía KWH
	A	B	C	A	B	C	
1	5167	3508	5361	21	21	20	114.88
2	1489	1150	1510	15	14	14	37.51
3	2680	2356	1798	13	12	12	75.02
4	4102	3646	6246	24	24	24	335.25
5	1719	1833	1695	21	21	21	63.30
6	9013	6269	9087	23	23	19	1123.00
TOTAL							1748.96

FUENTE: CYMDIST-SID.  
 REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO – MARCIA TOCTAGUANO.

Este trabajo deberá el agente distribuidor considerar dentro de su programación operativo, ubicando los recursos necesarios y minimizando el tiempo de suspensiones.

Incluye la ejecución desarrollando los requerimientos para un futuro y la empresa lo tome en cuenta dentro de sus planes operativos.

### 3.3. *Proyección de la demanda por cámara.*

Para la proyección de la energía y la potencia en las cinco cámaras de transformación subterránea, hemos tomado en cuenta que se lo realice para quince años, y con un incremento de energía del 11.08 por ciento para cada año y también de la potencia con el 4 por ciento para cada año.

Este cálculo nos ayuda para conocer el incremento de la demanda y sobre todo para realizar correcciones para el futuro y no sobrecargar las cámaras subterráneas para evitar el colapso de la misma. Además para proveer los recursos necesarios en infraestructura en la red subterránea.

#### CUADRO N° 3.3

##### PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.

<b>PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA Y POTENCIA.</b>				
<b>Cámara</b>	<b>AÑOS</b>	<b>% x (Año)</b>	<b>kWh</b>	<b>KW</b>
Castillo y 12 de Nov.	15	11.68	280342.45	261.24
Castillo y Olmedo	15	11.68	203246.86	184.25
Maldonado y 12 de Nov.	15	11.68	298170.32	308.27
Sucre y Lalama	15	11.68	512883.29	551.3
Colegio Luis A. Martínez	15	11.68	370653.91	342.50

FUENTE: LANDIS+GYR.

REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO – MARCIA TOCTAGUANO.



### ***3.4. Requerimiento de equipamiento para mejorar la operatividad y confiabilidad de la red subterránea.***

La Empresa Eléctrica Ambato S.A. cumpla con su propósito de operatividad y confiabilidad en las redes secundaria, deben requerir equipos para la detección de fallas esto ayudara a saber donde es la falla y se podrá dar en forma oportuna y eficiente el mantenimiento correctivo lo más pronto posible, ya que para la detección se tiene muchas dificultades y no se puede dar el suministro eléctrico a los usuarios, por este motivo planteamos los siguientes mecanismos:

Es necesario un detector de fallas debe contarse con un método ordenado que nos permita detectar el punto de falla o por lo menos nos aproxime a ella de forma que podamos comenzar con las reparaciones en forma inmediata y sin afectar un gran espacio durante las mismas. También se deberán instalar relés que incluyan la información de la distancia del punto de falla.

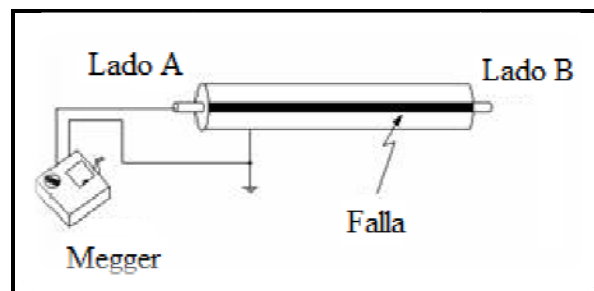
#### ***3.4.1. Pasos a seguir para tener una aproximación al punto de falla en un cable subterráneo:***

- a) **Testear.-** Antes que nada, lo primero que debe hacerse es desenergizar y aislar la sección del cable fallado. Aunque la principal falla que se presenta en los cables subterráneos es la de un conductor a tierra, las fallas de conductor a conductor también pueden presentarse. Puede recogerse valiosa información caracterizando la falla con un probador de aislación o un megger que generalmente tienen rangos de microamperios y/o megaohmios.

Para ello debe realizarse una serie de mediciones con el megger entre el conductor fallado y tierra como se indica a continuación:

**FIGURA N° 3.1**

CONTINUIDAD DEL CABLE.

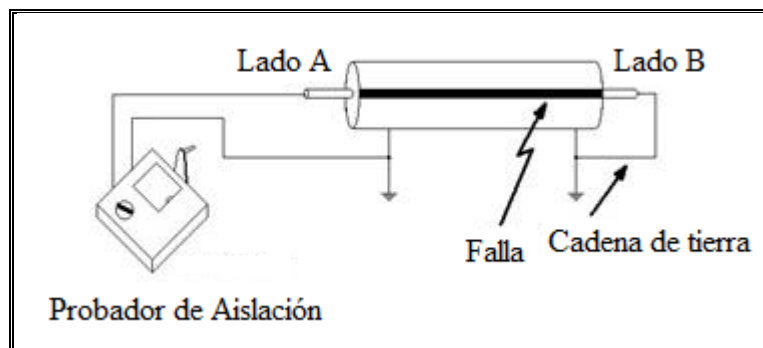


- En el lado A, conecte el megger entre el conductor fallado y tierra como se muestra en la figura 10. Anota el valor de resistencia de aislación de fase o de corriente de fuga.
- Haga lo mismo con los conductores restantes, es decir conecte el megger entre los conductores de fase y tierra uno a la vez y anote las lecturas.
- Compruebe la continuidad del lado A, para esto puede hacerse un corto entre el conductor de fase y el neutro del lado B como se muestra en la figura 11. Si en esta operación se obtiene una lectura de 10 ohmios o más cuando el cable tiene un neutro concéntrico, testeé el conducto y el neutro en forma independiente, utilizando para esto un cable como camino de regreso. Con esto podremos determinar si es el conductor de fase o el neutro el que está fallado. Si se obtiene una lectura de infinito, es probable que el conductor

de fase o el neutro estén completamente abiertos, esto puede ser el resultado de una excavación o una falla que ha deteriorado y abierto el conductor de fase. Repita todas las pruebas desde el lado B y registre las lecturas.

**FIGURA N° 3.2**

CONTINUIDAD DEL CABLE.



- b) **Analizando la Información Obtenida.**- Con los datos obtenidos, debe verificar lo siguiente:

Si la resistencia de aislación del conductor fallado es menor de 50 ohmios o de más de 1 megaohmio, será relativamente sencillo localizar la falla. Solo si existe agua o aceite en la cavidad fallada o si existen fallas múltiples, podrían presentarse dificultades en la localización de la falla.

Si el megger o el probador de aislación indican valores de resistencia de aislación de menos de 10 ohmios, puede ser que no sea posible crear una descarga en arco (que se conoce con el nombre de flashover) en el lugar de la falla cuando utilizamos los métodos de impulso

consecutivos. A menudo este tipo de falla se llama falla cerrada (bolted) o de metal a metal.

De todas formas es siempre conveniente, siempre que sea posible hacer la medición en ambos lados del cable.

Por ejemplo, si se tiene una medición de 8 ohmios en el lado A y de 250 ohmios en el lado B, es probable que el conductor este fallado y abierto y que la parte conectada al lado A este fallada pero no la parte conectada al lado B.

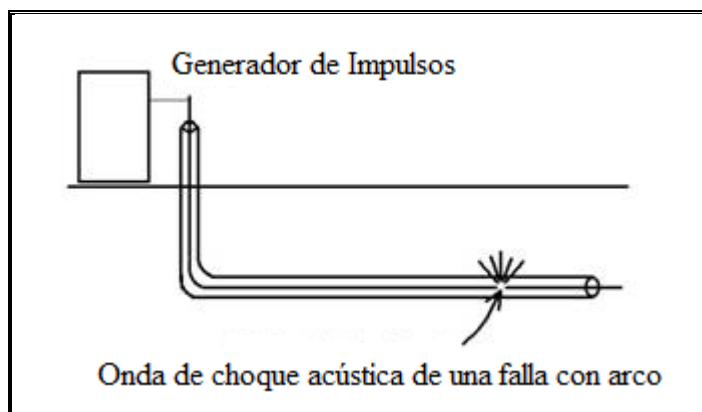
- c) **Prelocalizar la Falla.**- La selección de una técnica de localización se basa por lo menos en parte, en la naturaleza de la falla, y algunas de las técnicas empleadas para este cometido son:

Seleccionar / Dividir.- Se emplea para todas las fallas, no se emplean instrumentos de localización y solo se debe subdividir el sector fallado y realizar las pruebas en cada segmento dividido.

- Reflectómetro Convencional TDR.- Este método se emplea en fallas que miden menos de 200 ohmios y en todas en la que el cable está abierto.
- Reflectómetro de Alta Energía.- Se emplea en la localización de todas las fallas, reflexión de arco, reflexión de arco diferencial, reflexión de impulso y decaimiento.
- Detección de Impulso Electromagnético.- Se emplea en la detección de todas las fallas en cortocircuito y en algunas fallas abiertas.

**FIGURA N° 3.3**

DETECCIÓN DE IMPULSO ELECTROMAGNÉTICO.



- d) Puntualizar.-** Ubicar con exactitud la localización de la falla, se denomina puntualización, llamada también ubicación exacta de la falla, esta es necesaria antes de efectuar la excavación.

Después de Prelocalizar la falla, debemos conectar un generador de impulso a un extremo del cable fallado, luego, solo debemos escuchar en la zona fallada un ruido que delata la posición de la falla.

Como ven el método es sencillo, si se tienen los instrumentos adecuados, al final, solo es cuestión de tener un buen oído, pues al utilizar un generador de impulso, la descarga instantánea de energía produce luz, calor y sonido, prácticamente se produce un relámpago pequeño controlado, o lo que es lo mismo, una falla pequeña controlada. Pues bien la pequeña explosión que se produce, genera un frente de ondas sonoras que viajan saliendo de la tierra. Este evento sísmico audible es lo que en la jerga electricista se denomina el thump de la falla y es precisamente la que revela la localización exacta de la misma.

Sin embargo, en esta tarea pueden presentarse algunas dificultades que podrían impedirnos puntualizar la falla, trataremos de describir algunos de ellos.

Cuando el ruido no es lo suficientemente intenso como para ser escuchado, tal vez tengamos que utilizar un detector de impulso acústico para puntualizar con exactitud la falla. A veces la tierra es demasiado densa, o el sonido viaja alejándose hacia debajo de la falla y no puede ser escuchado.

En cables secundarios enterrados, los equipos de testeo de gradiente de tensión son efectivos para la ubicación exacta de la falla, pero esta depende de la falla existente entre el conductor y tierra.

Servicio de confiabilidad.

Reduzca los costos de mantenimiento.

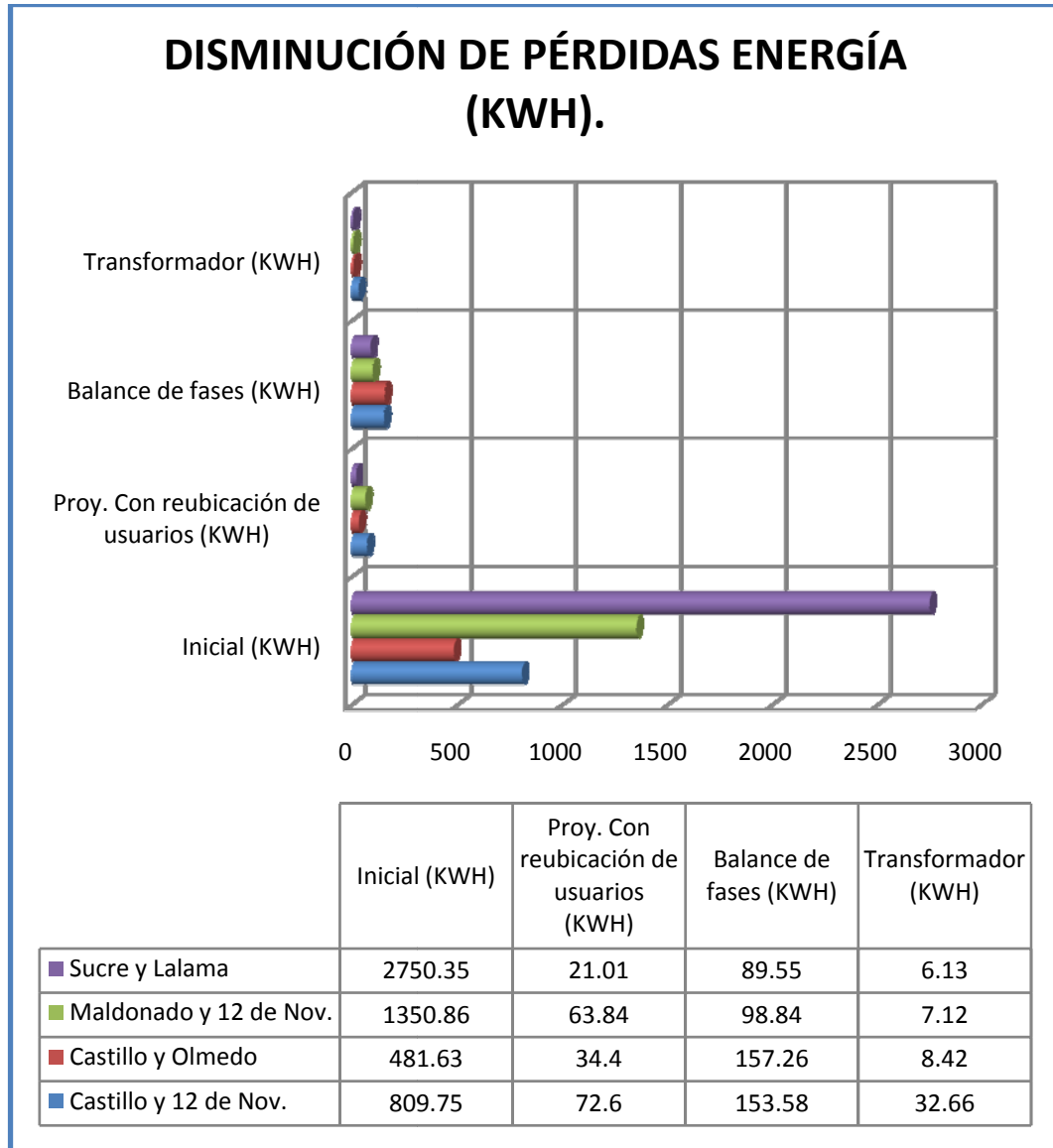
Mejore la disponibilidad y la eficiencia en el mantenimiento.

### ***3.5. Diagnostico de disminución de pérdidas de energía y potencia de las cuatro cámaras de transformación subterránea.***

A continuación se hace una comparación de los resultados obtenidos en la reducción de las pérdidas de potencia y energía con la metodología propuesta, realizadas en cada cámara de transformación subterránea ubicadas en el centro de la ciudad.

GRÁFICO N° 3.1

DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN CADA C/T.

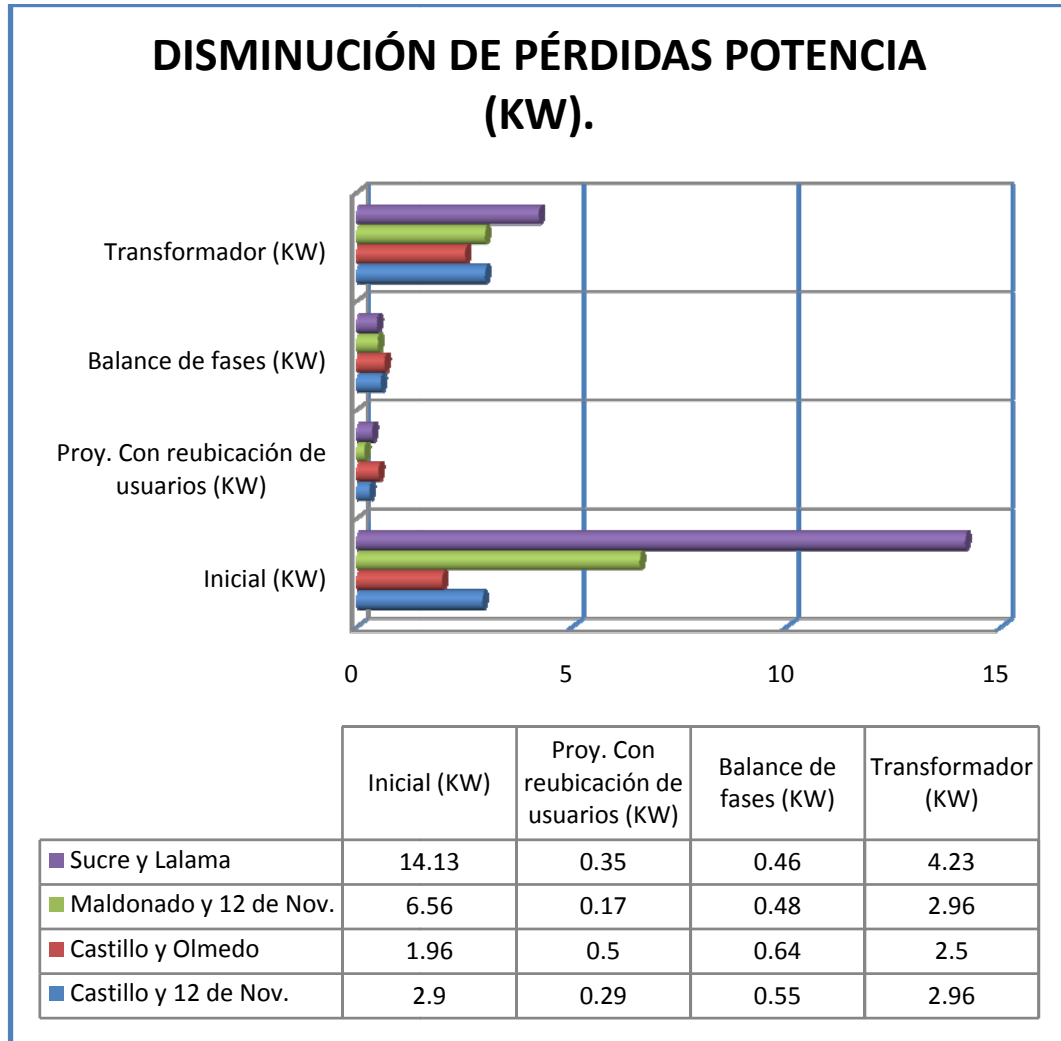


FUENTE: PERSONAL.

REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO – MARCIA TOCTAGUANO.

GRÁFICO N° 3.2

DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN CADA C/T.



FUENTE: PERSONAL.

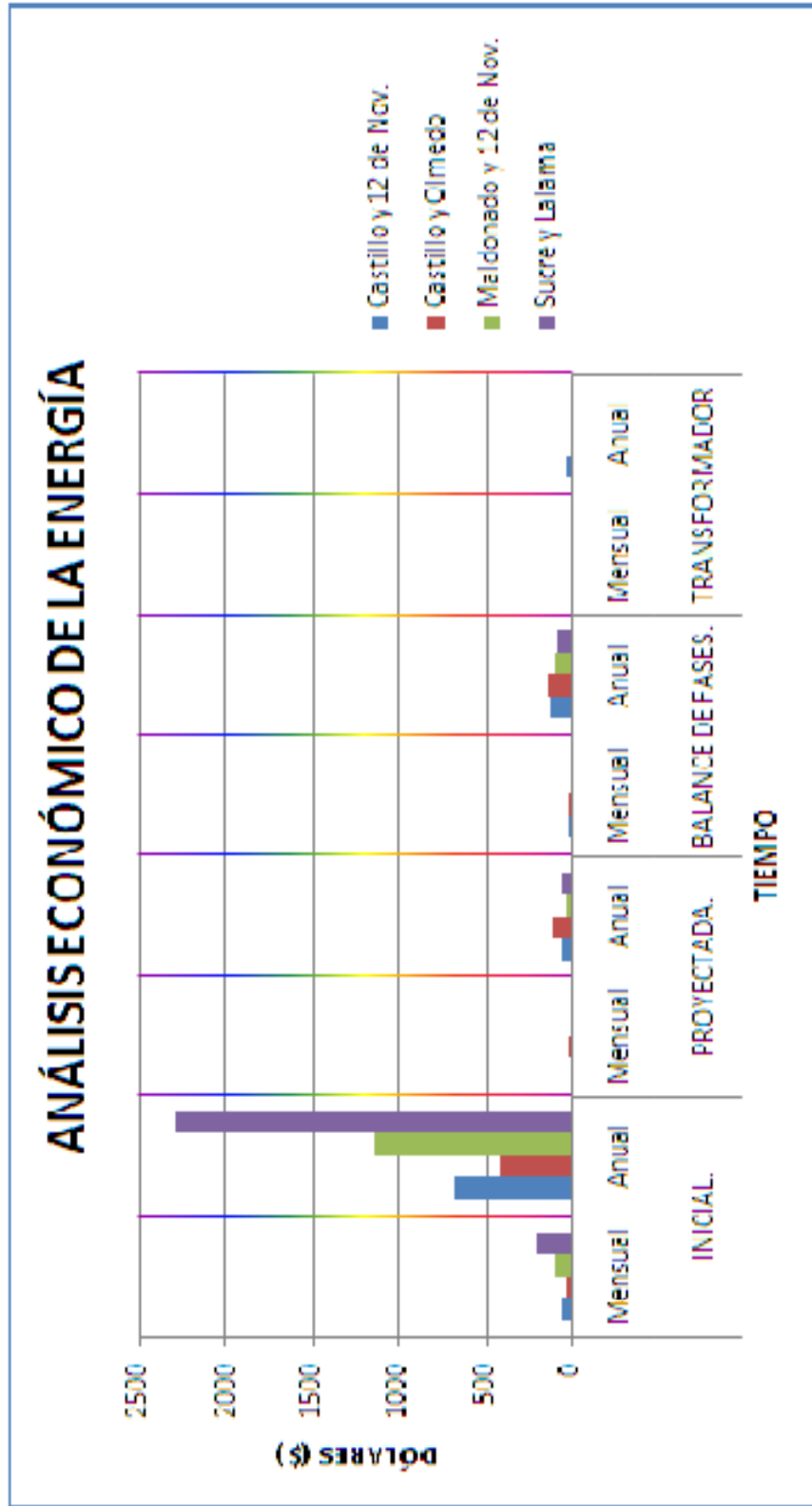
REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO – MARCIA TOCTAGUANO.

**3.6. *Diagnostico económico que la EEASA recauda cada año por realizar este trabajo.***

La rentabilidad de este proyecto hacia la Empresa Eléctrica Ambato S.A., es solo de beneficio ya que no existieron inversiones para la realización de esta labor y se observa en la siguiente gráfica.



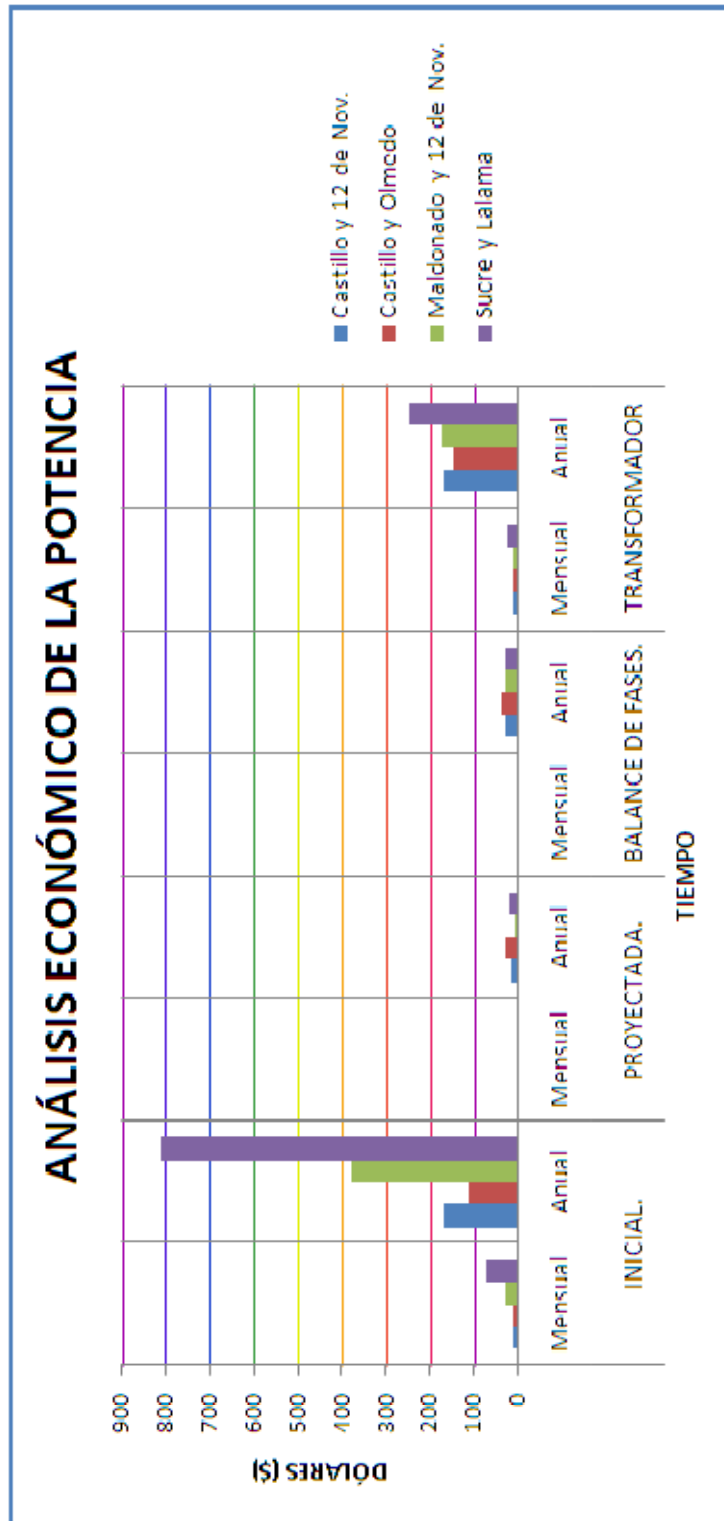
**GRÁFICO N° 3.3**  
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ENERGÍA EN CADA C/T.



FUENTE: PERSONAL.  
REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO – MARCIA TOCTAGUANO.

GRÁFICO N° 3.4

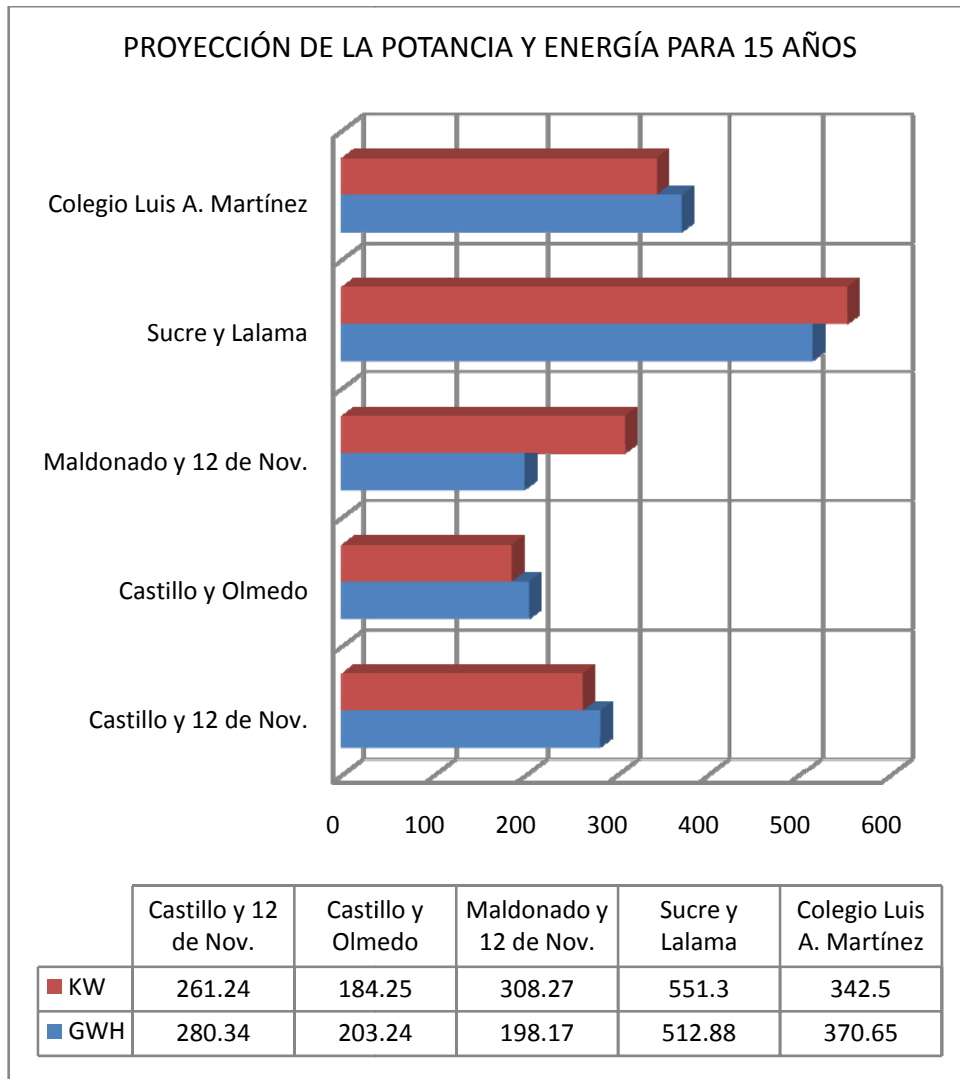
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA POTENCIA EN CADA C/T.



FUENTE: PERSONAL.  
 REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO – MARCIA TOCTAGUANO.

**GRÁFICO 3.5**

PROYECCIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA A 15 AÑOS.



FUENTE: PERSONAL.

REALIZADO POR: OMAR MONTAGUANO – MARCIA TOCTAGUANO.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

- Las pérdidas de energía que se ha logrado reducir es de 4647.18 KWH al mes, realizadas en las cuatro cámaras de transformación subterráneas mediante la metodología propuesta, en comparación de sus pérdidas totales.
- Las pérdidas de potencia que se ha logrado reducir es de 9.46 KW al mes, realizadas en las cuatro cámaras de transformación subterráneas mediante la metodología propuesta, en comparación de sus pérdidas totales.
- El valor económico que se recupera anualmente de 3903.60 dólares en energía y 543.76 dólares en potencia, con un total de 4447.36 dólares americanos.
- Con la rotación de fases se ha evitado la presencia de interrupciones del servicio por desconexión del breaker totalizador de las cámaras incluidos en el estudio.
- El porcentaje de pérdidas propuesto a bajar fue de entre el 0.5 al 1.5%, sin embargo el valor que se logro es de 0.12 al 0.49% en energía.
- Se determino la reubicación proyectada de los usuarios de cada uno de los alimentadores de las cinco cámaras de transformación, también las fases a las que se pueden incluir a los futuros usuarios.
- El beneficio de las disminuciones de pérdidas ayudo a mejorar el servicio eléctrico a los usuarios, de tal manera que no existan cortes innecesarios.

### ***RECOMENDACIONES***

- Las empresas eléctricas deben ejecutar permanentes planes para la evaluación, reducción y control de las pérdidas técnicas y no técnicas, para lo cual debe cumplir con metas a corto, mediano y largo plazo.
- La Empresa Eléctrica Ambato S.A. debe adquirir equipamiento de detección de fallas para las redes subterráneas.
- Complementar las acciones externas de control con un activo programa de medidas internas que garanticen un control y seguimiento permanente de la operación comercial (lectura, factura) a fin de disminuir las pérdidas en base a una administración técnica.
- Se debería concretar posibles transferencias de cargas en los circuitos secundarios a fin de aliviar la carga en otros circuitos sobrecargados.
- Recomendar la instalación de medidores a los usuarios ubicando la señalización con sus respectivas fases, con este podremos saber el balance de fases de cada circuito.
- Se necesitan mecanismos que incentiven a la distribuidora a mantener un nivel reducido de pérdidas, lo que ayudara a lograr una mayor eficiencia en el sistema.
- Realizar un continuo seguimiento de los cambios implantados en las redes subterráneas, solo así se podrá disponer de la información necesaria para la administración técnica de las redes subterráneas.

- Actualizar la base de datos de clientes conectados a las redes subterráneas, ya que cualquier usuario puede solicitar el servicio a la empresa en cualquier momento, y si no disponemos de una señalización adecuada, se puede desbalancear las fases.
- Poner énfasis en el uso adecuado de herramientas, materiales y equipos de seguridad utilizados en la empresa como también capacitar al personal para la labor a ejecutar.
- La Empresa Eléctrica Ambato S.A., deben asignar e instruir un cuerpo de ingenieros para el propósito de reducir las pérdidas técnicas ya que al momento no existe personal que se encargue de realizar un seguimiento continuo a las redes secundarias y primarias subterráneas, las mismas que pueden presentar problemas en los próximos años en caso de no realizar una administración técnica adecuada.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

### *Bibliografía Citada:*

- <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/960/6/T10723CAP2.pdf>.
- [http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028\\_CAPITULO\\_2.pdf](http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028_CAPITULO_2.pdf).
- [http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/jccm/iberdrola/mt\\_2-11-02.htm](http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/jccm/iberdrola/mt_2-11-02.htm).
- <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/960/6/T10723CAP2.pdf>
- <http://www.megawatt.com.pe/articulos/conector/con13disub.htm>.
- <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1099/6/10921CAP1.pdf>.
- <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1099/6/10921CAP1.pdf>
- [http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D\\_Tesis\\_PDF/D-32414.pdf](http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D_Tesis_PDF/D-32414.pdf).
- [http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/jccm/iberdrola/mt\\_2-11-02.htm](http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/jccm/iberdrola/mt_2-11-02.htm).
- [http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028\\_CAPITULO\\_2.pdf](http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1165/6/T11028_CAPITULO_2.pdf).
- <http://www.ingenieria.org.ar/archivos/epec/ET1013.PDF>.

### *Bibliografía Consultada:*

- Poveda Mentor, Ingeniería de Distribución Eléctrica Planificación Diseño y Operación, Facultad de Ingeniería Eléctrica, EPN, Quito, Abril 2004.

- Riofrio Carlos, Apuntes de Distribución Eléctrica, Facultad de Ingeniería Eléctrica, EPN, Quito, 205.
- CYME INTERNATIONAL INC, Guía del Usuario y Manual de Referencia CYMDIST 2006.
- SYSCOM, Base de datos de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. utilizada para facturación, con el manejo de información referente a consumos, demandas, y potencias de los abonados registrados.
- SID, Sistema Informativo de Distribución, implementado por la Empresa Eléctrica Ambato, dispone de una información integral relacionada con la topología de todas las redes de distribución.

***Bibliografía Virtual:***

- [http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/jccm/iberdrola/mt\\_2-11-02.htm](http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/jccm/iberdrola/mt_2-11-02.htm).
- <http://www.megawatt.com.pe/articulos/conector/con13disub.htm>.
- <http://html.rincondelvago.com/sistema-electrico-de-potencia.html>.
- <http://www.textoscientificos.com/fisica/transmision-energia>.
- <http://www.eeasa.com.ec/estructura/obligaciones2.php>.
- <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/983/4/T10749CAP2.pdf>.
- <http://www.ingenieria.org.ar/archivos/epec/ET1013.PDF>.
- <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3060/1/5577.pdf>.
- [http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D\\_Tesis\\_PDF/D-32414.pdf](http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D_Tesis_PDF/D-32414.pdf).
- <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1099/6/10921CAP1.pdf>.



# ANEXOS