UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

ÁREA DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y LOS RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

TÍTULO:

"ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL FACTOR DE CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE LA CIUDAD DE EL COCA"

Tesis de grado previo a optar por el título de Ingeniero Electromecánico

AUTOR:

ALEXANDER DE JESÚS LEIVA CHÉRREZ.

DIRECTOR:

Ing. DANIEL ENRIQUE MAHAUAD ORTEGA, Mg. Sc.

LOJA – ECUADOR

2014

I. CERTIFICACIÓN

Ing. Daniel Mahauad Ortega
Director de tesis

CERTIFICA

Haber dirigido, asesorado y corregido el presente trabajo de grado, en su proceso de investigación, bajo el tema "ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL FACTOR DE CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE LA CIUDAD DE EL COCA", realizado por el señor Alexander de Jesús Leiva Chérrez, la misma que cumple con la reglamentación y políticas de investigación, por lo que autorizo su presentación y posterior sustentación de defensa.

Ing. Daniel Mahauad Ortega
Director de tesis

II. AUTORÍA

Yo **Alexander de Jesús Leiva Chérrez**, declaro ser autor del presente trabajo de tesis y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos o acciones legales por el contenido de la misma.

Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi tesis en el Repositorio Institucional – Biblioteca Virtual.

Autor: Alexander de Jesús Leiva Chérrez
Firma: .....
Cédula: 070423579-5
Fecha: 10 de julio de 2014

III. CARTA DE AUTIRIZACIÓN DE TESIS POR PARTE DEL AUTOR, PARA LA CONSULTA, REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO.

Yo **Alexander de Jesús Leiva Chérrez**, declaro ser autor de la tesis titulada: **"ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL FACTOR DE CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE LA CIUDAD DE EL COCA"**, como requisito para optar al grado de: **Ingeniero Electromecánico**; autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con afines académicos, muestre al mundo la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Digital Institucional:

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el RDI, en las redes de información del país y del exterior, con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia de la tesis que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, diez días del mes de Julio del dos mil catorce.

Firma: .....

Autor: Alexander de Jesús Leiva Chérrez

Cédula: 070423579-5

Dirección: Santa Rosa – El Oro **Correo:** alex.22_1983@hotmail.com

Teléfono: 072945616 **Celular:** 0998102536

DATOS COMPLEMENTARIOS

Director de Tesis: Ing. Daniel Enrique Mahauad Ortega, Mg. Sc.

Tribunal de Grado: Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay. Mg. Sc.

Ing. Carlos Raúl Barreto Calle. Mg. Sc.

Ing. Jorge Enrique Carrión González. Mg. Sc.

IV. DEDICATORIA

Dedico el presente proyecto de titulación, a Dios por darme sabiduría y fortaleza. A mis Padres Nelson Leiva y Marlene Chérrez que han sido mi motivación diaria para perseverar y alcanzar las metas propuestas en mi vida. A mi abuelita Isabelina Espinoza, mi tía Adela Flora, a mis hermanos; Luis, Yenny, Patricia, sobrinos y amigos; quienes con su esfuerzo y su apoyo incondicional permitieron culminar con mis estudios superiores. Se lo dedico con todo el cariño y respeto a ustedes.

V. AGRADACIMIENTO

Es necesario dejar constancia mi agradecimiento a la ***Universidad Nacional de Loja***, al ***Área de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables***, a mis padres, hermanos y a todas las personas que hicieron posible la realización del presente trabajo, a cada uno de los docentes que supieron impartir sus conocimientos y experiencias, brindando apoyo día a día para nuestra formación como futuros profesionales. De manera especial:

- A Dios, por brindarme salud y sabiduría.
- A mi director de tesis, *Ing. Daniel Mahauad*, por su inagotable ímpetu en hacer posible la realización de este proyecto de tesis ingenieril.
- Al Gerente de la CNEL EP Sucumbios por haber permitido realizar este trabajo investigativo en la Institución.
- A todo el personal de la CNEL EP, en especial al área de generación liderada por el Ing. Gonzalo Peñafiel, quien me brindo todo el apoyo y apertura de las instalaciones de la Subestación para poder obtener la información necesaria.

a.- TÍTULO

Análisis Técnico Económico del Factor de Capacidad de los Transformadores de la Red de Distribución Primaria de la Ciudad de El Coca.

b.- RESUMEN

Este trabajo de investigación expone el análisis técnico económico del Factor de Capacidad de los Transformadores de los circuitos que conforman las redes de distribución primaria de la S/E el Coca, se presenta el análisis individual de cada capacidad de los transformadores monofásicos existentes en las redes de distribución, en el contenido teórico se exponen los criterios que se adoptaron para el análisis técnico económico del comportamiento de los transformadores durante las 24 horas de la curva de consumo seleccionada.

El planeamiento de las redes de distribución debe ser desarrollado de forma tal, que el crecimiento de las redes a lo largo y ancho sea de forma planificada y no en función del crecimiento desordenado de la población.

Para la obtención de los resultados presentados en esta investigación fue necesaria la utilización de un software de uso específico denominado EDIS (Estudios de distribución), este programa computacional presenta un escenario de trabajo que permite, simular el comportamiento de las redes de distribución.

b.1.- SUMMARY

We present the result of economic technical analysis Capacity Factor Transformers circuits that make up the primary distribution networks of the S/ E the Coca individually analyzed the capacity of existing single-phase transformers networks distribution, theoretical content when exposed criteria adopted for the author to analyze the behavior of transformers for 24 hours of selected consumption curve we used a specific use software called EDIS (Distribution studies), the selected program has a working scenario to analyze the behavior of the distribution circuits.

ÍNDICE

I. CERTIFICACIÓN……..….II
II. AUTORÍA……..….….III
III. CARTA DE AUTIRIZACIÓN……..……..…IV
IV. DEDICATORIA……...……V
V. AGRADACIMIENTO……..…….……..VI
a.- TÍTULO……...……VII
b.- RESUMEN……...……VII
b.1.- SUMMARY…….…..VII
c. INTRODUCCIÓN 1
d.- MARCO TEÓRICO 2
d.1 CAPÍTULO I: ESTADO DEL ARTE. 2
d.1.1 Fundamentos Teóricos. 3
d.1.1.1 Aspectos teóricos para el estudio de los circuitos de distribución. 3
d.1.1.2 Factores que caracterizan el comportamiento de las cargas eléctricas. 4
d.1.1.3 Factores que influyen en las pérdidas de energía eléctrica: 6
d.1.1.4 Circuitos de distribución radiales aéreos 6
d.1.1.5 Características de los circuitos radiales aéreos 6
d.1.1.6 Ventajas de los circuitos radiales aéreos 7
d.1.1.7 Desventajas de los circuitos radiales aéreos 7
d.1.1.8 Mejoras a los circuitos radiales aéreos 7
d.1.1.9 Mejoras técnicas 7
d.1.1.10 Mejoras organizativas 8
d.1.1.11 Método de Arvidson 9
d.1.1.12 Resumen de Métodos y Criterios para la Evaluación de la Red. 10
d.2 CAPÍTULO II: EL TRANSFORMADOR 11
d.2.1 Transformador de distribución 12
d.2.2 Transformador de Distribución Monofásico 13
d.2.3 Curva de carga en un transformador 13
d.2.3.1 Curva de carga tipo residencial 13
d.2.3.2 Curva de carga tipo comercial 14
d.2.3.3 Curva de carga tipo comercial 15
d.2.3.4 Curva de carga tipo industrial 16

d.2.3.5 Parámetros de la carga 16
d.2.3.6 Demanda máxima 16
d.2.3.7 Carga conectada 17
d.2.3.8 Capacidad instalada 17
d.2.3.9 Factor de demanda 17
d.2.3.10 Factor de utilización 18
d.2.3.11 Factor de capacidad (Fcap): 18
d.2.3.12 Factor de carga 19
d.2.3.13 Factor de pérdidas 20
d.2.3.14 Transformador subutilizado 27
d.2.3.15 Pérdidas de energía eléctrica 27
d.2.3.16 Empresas distribuidoras de energía eléctrica 29
d.2.3.17 Descripción del Software EDIS. 31
d.3 CAPÍTULO III: Análisis de la Subestación Coca 34
d.3.1 Curvas de Demanda de la Subestación El Coca 35
d.3.2 Método de Arvidson. 36
d.3.2.1 Validez del método para los cálculos de flujo de carga 37
d.3.3 Ejemplo de Flujos de Carga en Redes de Distribución Primarias. 37
d.3.3.1 Expresiones cálculo para las redes primarias, caída de voltaje y pérdidas de potencia 38
d.3.3.2 Simulaciones de flujos de carga de los circuitos de la S/E el Coca 41
d.3.3.3 Comportamiento de los transformadores existentes en los circuitos de la S/E El Coca en función del factor de capacidad 45
d.3.3.4 Análisis técnico económico de los transformadores existentes en los circuitos de la S/E El Coca en función del factor de capacidad. 47
e.- MATERIALES Y MÉTODOS 50
e.1 Materiales 50
e.2 Métodos 50
f.- RESULTADOS 51
g.- DISCUSIÓN 61
h.- CONCLUSIONES 62
i.- RECOMENDACIONES 63
j.- BIBLIOGRAFÍA 64
ANEXOS 65
ANEXO 1: FLUJOS DE CARGA SIMULADOS 65
ANEXO 2: CURVAS DE CONSUMO CNEL SUCUMBIOS 70

c. INTRODUCCIÓN

El 14 de junio de 1989, se crea la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., con el fin de suministrar el servicio público de energía eléctrica en su área de concesión, de conformidad con lo establecido en la Ley Básica de Electrificación y demás reglamentos vigentes en aquel entonces.

La Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., llamada ahora Corporación Nacional de Electricidad Sucumbios, dentro de su Área de concesión suministra el servicio de energía eléctrica a las provincias de Sucumbios y Orellana; para lo cual la Empresa dispone de tres centrales térmicas de generación: la central Celso Castellanos ubicada en Lago Agrio, Jivino en el sector denominado El Proyecto y Payamino en El Coca, y una mini central Hidráulica en Lumbaqui.

La Potencia instalada en generación es de 30775 kW, distribuida en los 14 grupos generadores termoeléctricos a diesel y dos grupos hidráulicos, y una potencia efectiva de 19600 kW.

Actualmente la Empresa esta interconectada al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) y se rige por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y el Contrato de Concesión expedido por el CONELEC para la administración y operación del sistema de potencia en las fases de Generación, Transmisión y Distribución que suministra el servicio de energía eléctrica a aproximadamente 125000 habitantes, en la Provincia de Sucumbios sirve a 6 cantones y 26 poblaciones y en la Provincia de Francisco de Orellana sirve a 4 cantones y 15 poblaciones. El número de abonados servidos es de 25105.

Actualmente la Corporación Nacional de Electricidad EP Sucumbios no cuenta con el debido estudio técnico económico del factor de carga de los transformadores que se encuentran instalados a largo y ancho del circuito de distribución primaria de la ciudad, razón por la cual no se puede determinar el nivel de carga con el que se encuentran operando estos transformadores instalados. La Corporación Nacional de Electricidad Sucumbios ha manifestado interés en evaluar el estado de operación de los transformadores instalados en el circuito.

d.- MARCO TEÓRICO

d.1 CAPÍTULO I: ESTADO DEL ARTE.

La dependencia cada vez mayor del consumo de energía eléctrica para las diferentes actividades humanas, ha traído como consecuencia que los usuarios exijan mayor calidad del servicio, por tal motivo las empresas suministradoras, en todo el mundo, buscan mejorar las redes con las que distribuyen la energía eléctrica, para mejorar su confiabilidad.

En la actualidad y desde algún tiempo las falencias en las redes de distribución se reflejan tanto en la duración como en la frecuencia de las interrupciones del servicio eléctrico, actividad que perjudica y por consiguiente causa molestia y daño a los usuarios. Un sistema de distribución confiable se fundamenta en lograr el menor número de abonados sin servicio eléctrico en caso de presentarse algún tipo de falla; además de un servicio técnico adecuado y oportuno que cumpla con las leyes y reglamentos establecidos.

Los sistemas eléctricos han cambiado sus estructuras como un intento de lograr sistemas de energía eléctrica más competitivos. La globalización de la industria y las nuevas tecnologías han aumentado la preocupación acerca de las deficiencias en la calidad del servicio eléctrico alrededor del mundo.

El término "Calidad del servicio potencia eléctrica" abarca la calidad del producto (electricidad) y la calidad del servicio. Para que el usuario pueda usar éste, es necesario que la energía eléctrica haya tenido un recorrido previo por cada una de las etapas de Generación, Transmisión, Subtransmisión y Distribución, *[Empresa Eléctrica Milagro C.A. 2000]*.

En cada país existen regulaciones que tienen la finalidad de asegurar un nivel satisfactorio en la prestación del servicio eléctrico. En Ecuador, el control de calidad del servicio eléctrico lo reglamenta el Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador (CONELEC) por medio de regulaciones que esta establece.

En la empresa eléctrica de la CNEL EP Sucumbios el diseño de los sistemas de distribución primarios está basado en la calidad del servicio, mediante el debido análisis

de la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio de energía eléctrica, y plantea un sistema de distribución primario capaz de dar mayor confiabilidad a los usuarios. Para lograr todo esto se ha tomado como referencia la regulación No. CONELEC 004/01 de calidad del servicio eléctrico de distribución, la misma que contiene los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que se deben someter las empresas distribuidoras del servicio de energía eléctrica.

d.1.1 Fundamentos Teóricos.

d.1.1.1 Aspectos teóricos para el estudio de los circuitos de distribución.

Las empresas dedicadas a la distribución y comercialización de la Energía Eléctrica, exigen cada vez más profesionalidad, ya que se ha acrecentado la carrera hacia épocas de mayor eficiencia, lográndose de esta forma menores gastos en la entrega de energía eléctrica a los consumidores, es decir, ahorros significativos.

Las reconfiguraciones de las redes eléctricas tienen un peso importante en la economía de un sistema y se reflejan de inmediato en la variación de los indicadores de calidad en el servicio que brindan las redes. Es por ello que el estudio y la selección de la arquitectura de las redes, requieren de un capítulo periódico en el trabajo de ingeniería en la distribución. La mejor reconfiguración de una red en explotación se logrará, modificando la topología actual de los circuitos que la componen, con el fin de obtener una reducción de las pérdidas y mejorar la calidad del servicio.

Las redes de distribución urbana tienen que cumplir indicadores técnicos y económicos que garanticen la calidad del servicio eléctrico brindado a los consumidores, algunos de estos indicadores son *[Llamo, H S 2009]:*

- Confiabilidad o continuidad del servicio: está dado por la cantidad de interrupciones por averías que ocurren en el circuito.
- Regulación de la tensión: está relacionado con el buen funcionamiento de los equipos servidos por la red.

- Flexibilidad del circuito: está relacionado con la capacidad del circuito para restablecer el servicio después de una avería, o con la posibilidad de asimilar un crecimiento de la carga.
- Costos de explotación: tienen que ver con las pérdidas de potencia y energía.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se dividen en cuatro subsistemas:

1)- La generación, en ella se realiza un proceso de conversión electromecánica de la energía cinética del motor primario, en energía eléctrica.
2)- La transmisión, que opera a las mayores tensiones (110-800 kV), maneja los mayores bloques de energía eléctrica y alimenta las grandes cargas, enlaza las subestaciones importantes y las estaciones generadoras del SEP, controlando la frecuencia, las tensiones y el flujo de potencia activa y reactiva entre ellas.
3)- La Subtransmisión, que opera a tensiones menores que la transmisión, no enlaza estaciones generadoras y puede considerarse como un primer paso en la distribución de la energía eléctrica. La subtransmisión alimenta a la distribución primaria y a cargas, que por su tamaño, justifican una alimentación expresa.
4)- La distribución primaria, que representa el nivel estructural más bajo de los SEP, alimenta a las redes de distribución secundaria y a consumidores medianos en lo que se justifica una alimentación expresa desde este nivel.

d.1.1.2 Factores que caracterizan el comportamiento de las cargas eléctricas.

- **Demanda Máxima** (DM): Es el valor promedio que durante un segundo, quince minutos, una hora, entrega la misma energía que la carga real, con todas sus variaciones durante un intervalo de tiempo *[Llamo, H S. 2009]*.

- **Factor de Demanda** (FD): Relaciona la demanda máxima de un sistema con la carga total conectada a dicho sistema. El factor de demanda indica el grado en que se encuentra operando simultáneamente la carga instalada, y es adimensional, ya que tanto la carga conectada como la demanda máxima, están expresadas en las mismas unidades. El Factor de Demanda depende de las características del consumidor.

- **Factor de capacidad** (Fcap): Este parámetro, da una idea de cómo se está aprovechando la capacidad instalada en el transformador. Se define como relación que existe entre la demanda máxima y la capacidad instalada.

- **Factor de carga** (FC): El grado de utilización de un sistema se mide por medio de su factor de carga (relación entre la carga promedio y la carga máxima), entendiendo por carga promedio aquella de magnitud constante, que en el transcurso de un tiempo dado, (por ejemplo 24 horas si se toma un día), lleva la misma energía que la curva de comportamiento diario.

- **Factor de Diversidad** (FDiv): La experiencia muestra que, las demandas máximas de los consumidores individuales del mismo tipo, no ocurren simultáneamente. Esta característica se tiene en cuenta mediante el Factor de Diversidad que se define como.

$$FDiv = \frac{\sum DM}{DM} \geq 1 \qquad \textbf{(1)}$$

Donde:
DM: Individuales.
DM: Del mundo de carga.

El factor de diversidad tiene una gran importancia económica, porque permite determinar el tamaño de los componentes que alimentan un grupo de cargas de forma más racional.

- **Factor de potencia de la subestación**: Se puede definir con condensadores o sin condensadores. El factor de potencia con condensadores es la relación entre la demanda leída en kW y la demanda leída en kVA, mientras que el factor de potencia sin condensadores es la relación entre la demanda leída en kW y los kVA totales, sin incluir el reactivo generado por los condensadores.
- **Nivel de tensión hasta el peor nodo:** Es muy importante conocer el nivel de tensión que existe en el peor nodo de un circuito, y tratar por todos los medios,

que éste valor se encuentre dentro de los límites permisibles para brindarles un buen servicio a los consumidores. El porcentaje de caída de tensión hasta el peor nodo [2], en un circuito de distribución primaria, no debe sobrepasar los valores establecidos por las empresas suministradoras.

- **Nivel de pérdidas:** El nivel de pérdidas en un circuito indica la eficiencia con que éste está operando. Si las pérdidas son muy elevadas, se hace necesaria la aplicación de mejoras para reducirlas, ya que con ello se produce un ahorro de energía que se traduce en ganancias para la empresa.

d.1.1.3 Factores que influyen en las pérdidas de energía eléctrica:

- Bajo factor de potencia.
- Mala ubicación de los bancos de condensadores.
- Niveles de tensión no adecuados para las longitudes del circuito y el volumen de cargas a servir.
- Deficiente selección de los transformadores que alimentan las cargas en los circuitos secundarios.
- Mala explotación de las redes de distribución, tanto secundaria como primaria.
- Alto desbalance de las cargas.
- Utilización de calibre de conductores no adecuados.

d.1.1.4 Circuitos de distribución radiales aéreos

Los sistemas de distribución tienen tres formas fundamentales de conexión de sus alimentadores y ramales:

- Radiales.
- En lazo, que puede ser por el primario o por el secundario.
- En malla o red (“network”), que puede ser por el primario con el secundario radial, o por el secundario con el primario radial.

d.1.1.5 Características de los circuitos radiales aéreos

- Presentan una sola trayectoria desde la subestación hasta las cargas.

- Sus trazados se realizan a lo largo de las calles de la ciudad, carreteras y caminos, en caso de ser circuitos de distribución rurales.
- De los alimentadores, llamados troncos principales, se van sirviendo los diferentes consumidores de un área determinada, mediante dos formas posibles:
  1. Mediante un servicio exclusivo a los consumidores "medianos" como hospitales, talleres, fábricas medianas, comercios grandes, etcétera.
  2. Mediante los transformadores de distribución secundaria a los consumidores residenciales, comercios pequeños, el alumbrado público, entre otros.

d.1.1.6 Ventajas de los circuitos radiales aéreos

- Bajo costo de la inversión inicial.
- Son fáciles de operar y de mantener.
- El personal que los opera y los mantiene puede ser de baja calificación.

d.1.1.7 Desventajas de los circuitos radiales aéreos

- Tienen una mala regulación de tensión.
- Su confiabilidad es baja.
- Una falla permanente puede dejar sin servicio a un gran número de consumidores.

d.1.1.8 Mejoras a los circuitos radiales aéreos

Las ventajas económicas y de operación de los circuitos radiales, han hecho que se tomen medidas para mejorar sus principales defectos.
Las principales mejoras a tomar son:

- Mejorar su confiabilidad frente a las fallas temporales.
- Mejorar su confiabilidad frente a las fallas permanentes.
- Mejorar la regulación de tensión.

d.1.1.9 Mejoras técnicas

Están encaminadas a la modernización y/o la reconstrucción de las redes que implican inversiones, por lo que tienen que ser justificadas económicamente.

Cuando se ejecute una mejora técnica, para que ésta se justifique técnicamente debe cumplir los siguientes requisitos:

a)- La caída de tensión hasta el peor nodo tiene que estar por debajo del 7 % normado por la CNEL Sucumbios.

b)- Las pérdidas de potencia activa deben ser menores que el 3,5 % establecido por la CNEL Sucumbios y del 3% recomendado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), para que una red de distribución sea eficiente en operación.

Para justificar y evaluar económicamente una inversión, se utilizará un criterio de evaluación económica. Entre los más utilizados están el del Valor Actual Neto (VAN), Taza Interna de Retorno (TIR) y Razón Beneficio Costo (RBC).

d.1.1.10 Mejoras organizativas

Desde el punto de vista económico son muy convenientes, porque no requieren de grandes inversiones; sin embargo, sus beneficios técnicos y económicos son apreciables. Las mejoras organizativas, son de amplia aplicación en diferentes entidades relacionadas con la distribución de energía eléctrica, ya que no requieren prácticamente de inversiones como otras mejoras, generan grandes beneficios técnicos y económicos, además de mejorar la calidad del servicio prestado, entre las que más se destacan tenemos:

- Balanceo de cargas.
- Reubicación de los transformadores de distribución según su cargabilidad.
- Reducción de la tensión de la subestación durante la mínima demanda
- Acomodo de cargas
- Reubicación de los condensadores instalados en el circuito
- Reconfiguración de los esquemas de los circuitos

d.1.1.11 Método de Arvidson

Para el estudio de un circuito de distribución primaria el método que más se utiliza, y en el que se basan todos los cálculos realizados en este trabajo, es el de Arvidson. Este método tiene en cuenta una serie de consideraciones:

- *El factor de potencia es uniforme para todo el circuito.*

Permite considerar que en todas las cargas existentes, el factor de potencia es el mismo, lo cual brinda la posibilidad de que los cálculos sean menos complejos, y que las caídas de voltaje de cada tramo se puedan sumar aritméticamente al considerarse el ángulo de la impedancia constante.

- *El factor de capacidad es uniforme en todos los transformadores.*

En realidad el factor de capacidad no es el mismo para todos los transformadores de distribución, puesto que la relación entre demanda máxima y las capacidades de cada uno de ellos es diferente.

Para conocer el factor de capacidad real sería necesario realizar mediciones en cada transformador, y las Empresas Eléctricas no cuentan con todos los instrumentos, el personal disponible, ni los recursos necesarios para realizar esta engorrosa tarea. Por esta razón es que el método de Arvidson es el más factible de aplicar. Con este solo hay que realizar mediciones a la salida de la subestación para determinar la curva de demanda del circuito.

Los errores que se presentan al aplicar esta consideración son apreciables en los nodos extremos, a los que generalmente llega poca potencia, pero en la medida que se aproxima a la subestación, los errores disminuyen por un proceso lógico de compensación y por esto no se sacrifican mucho los resultados.

- *Las cargas máximas y mínimas son coincidentes en todo el circuito.*

Se considera que las curvas de demanda de todos los consumidores tienen la misma forma, lo cual quiere decir que todas las cargas poseen sus valores máximo y mínimo al mismo tiempo, lo que hace más práctico y sencillo el método de trabajo. En realidad lo planteado anteriormente no se cumple en todos los casos, pues la mayoría de las cargas son diferentes entre sí, lo que equivaldría a aplicar dicho método para todas y cada una

de las cargas y luego, aplicando superposición, se llegaría al resultado final, teniendo en cuenta el factor de diversidad.

- *Las cargas están balanceadas en las tres fases.*

Al considerar las cargas balanceadas en las tres fases, los cálculos se hacen de forma más sencilla, pues los resultados obtenidos para una de ellas, se pueden hacer extensivas para las otras.

Esta suposición se justifica aún más si se tiene en cuenta que los departamentos técnicos de cada Empresa Eléctrica deben mantener un chequeo riguroso de las redes de distribución para controlar el balance de las cargas por fase y, en caso de existir desbalances apreciables, tomar las medidas necesarias para reducirlos.

Para el desarrollo de esta investigación se utilizara este método

d.1.1.12 Resumen de Métodos y Criterios para la Evaluación de la Red.

Se destacan tres aspectos en la literatura estudiada: El cambio de nivel de tensión en las subestaciones o regiones, la reconfiguración de redes y la redistribución zonal de transformadores. El primer aspecto requiere de inversiones considerables y generalmente se realiza en una región cuando el nivel de carga ha aumentado de forma que no es posible dar respuesta eficiente con los niveles de tensión actuales. Por la necesidad de uniformar las existencias y el trabajo con las redes, algunos autores plantean que la tendencia es a realizar cambios de niveles de tensión por regiones o al menos a subestaciones completas.

La reconfiguración de redes requiere de pequeñas inversiones; también se realiza para zonas completas que incluyen grupos de alimentadores vecinos. La topología de la red es decisiva en los complejos estudios de reconfiguración.

La redistribución de transformadores, permite contar con capacidades adecuadas a los niveles de carga de las redes y en lo fundamental produce importantes ahorros de capital a la empresa de servicio eléctrico.

Las dos últimas mejoras, por su complejidad técnica, son estudiadas actualmente utilizando inteligencia artificial; sobre todo algoritmos genéticos.

d.2 CAPÍTULO II: EL TRANSFORMADOR

El transformador es una máquina eléctrica estática la cual mediante inducción electromagnética transforma voltajes y corrientes eléctricas alternas o pulsantes entre dos o más devanados a la misma frecuencia y usualmente a valores diferentes de voltaje y corriente.

No se la considera una máquina eléctrica por que no tiene partes en movimiento sin embargo dada su importancia se la estudia como tal, el transformador por ser una máquina estática tiene ventajas sobre las máquinas rotativas debido a que no tiene pérdidas mecánicas, las únicas pérdidas del transformador son eléctricas y del hierro, por tal razón su rendimiento es alto.

En la figura 1 se puede apreciar el modelo de un transformador sencillo, en el cual están montadas las bobinas eslabonadas por un núcleo magnético común, el bobinado que se conecta al primario se denomina primario, mientras que el bobinado que se induce el voltaje y además alimenta la carga se denomina secundario *[STHEPHEN J. CHAPMAN]*.

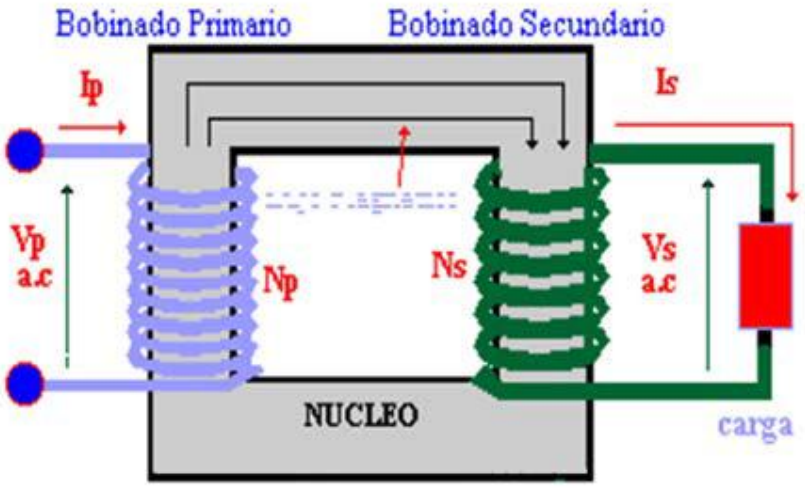

Figura 1. Modelo básico de un transformador
Fuente: Principios Fundamentales del Transformador, M. Lucero Espol.

En donde:

Vpa.c = Voltaje alterno primario del transformador

Vsa.c = Voltaje alterno secundario del transformador

Ip = Corriente primaria del transformador

Is = Corriente secundaria del transformador

Np = Bobinado primario del transformador

Ns = Bobinado secundario del transformador

Núcleo = Laminas rectangulares de acero laminado

Carga = Equipo o sistema al cual se le alimenta de energía eléctrica alterna.

d.2.1 Transformador de distribución

Es un transformador para transferir energía eléctrica desde un circuito primario de distribución a un circuito secundario de distribución o circuito de servicio al consumidor. Normalmente los transformadores de distribución van hasta 500 Kva y hasta 34500 V.

Los transformadores de distribución pueden ser monofásicos como trifásicos y de clase medio voltaje y bajo voltaje.

De acuerdo a la Norma Técnica Ecuatoriana (NTE) se establece las siguientes potencias nominales para los transformadores de distribución, lo cual se indican en la tabla 1.

Tabla 1. Capacidades nominales en los transformadores de distribución

TIPO	CAPACIDADES (KVA)
MONOFÁSICOS	3; 5; 10; 15; 25; 37.5; 50; 75; 100; 167; 250; 333
TRIFÁSICOS	15; 30; 45; 50; 60; 75; 100; 112.5; 125; 150; 160; 200;

Fuente: NTE INEN, Norma Técnica Ecuatoriana, 1998

La CNEL Sucumbíos utiliza transformadores de distribución monofásicos entre 5 KVA y 100 KVA monofásicos, en el circuito de distribución primaria de la ciudad de El Coca. El proyecto de tesis solo se enfocara al estudio de los transformadores de distribución monofásicos existentes en la red de media tensión.

d.2.2 Transformador de Distribución Monofásico

Son transformadores de distribución, que son conectados a una línea o fase y un neutro o tierra. Estos transformadores tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión como se puede apreciar en la figura 2.

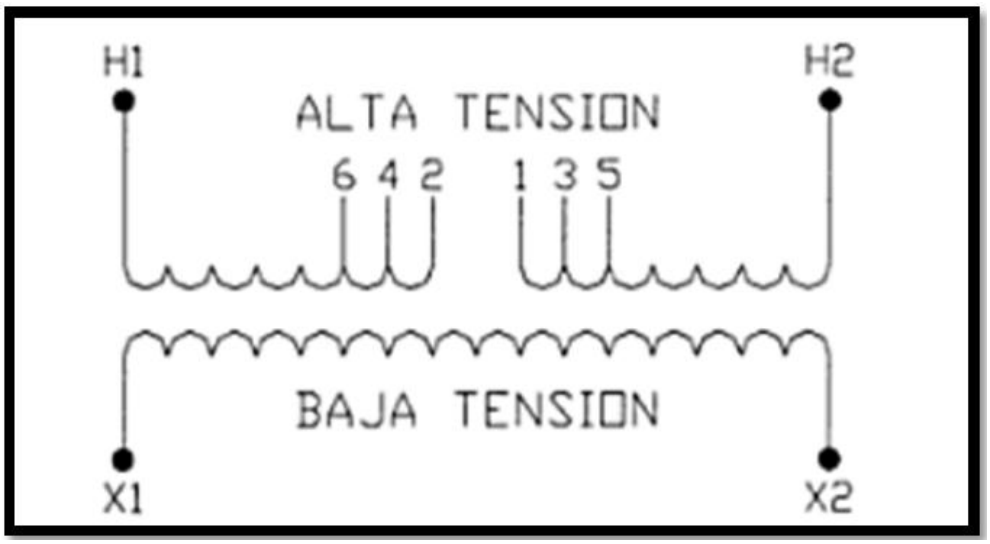

Figura 2. Esquema eléctrico de un transformador de distribución monofásico
Fuente: Pedro Avelino Pérez, Transformadores de Distribución, 2001.

d.2.3 Curva de carga en un transformador

Es la gráfica de la variación de la carga en un periodo de carga determinado. Esta curva nos permite obtener la energía consumida, que no es más que el área bajo la curva, existen curvas de carga tipo residencial, comercial e industrial.

d.2.3.1 Curva de carga tipo residencial

Es un perfil de carga del tipo residencial que tiene la particularidad de que su demanda máxima se presenta alrededor de las 19h00 a 22h30 aproximadamente, ya que como su

nombre propio lo dice los usuarios consumen mucho más cuando llegan a sus respectivas residencias en horas de la noche como se puede observar en la figura 3.

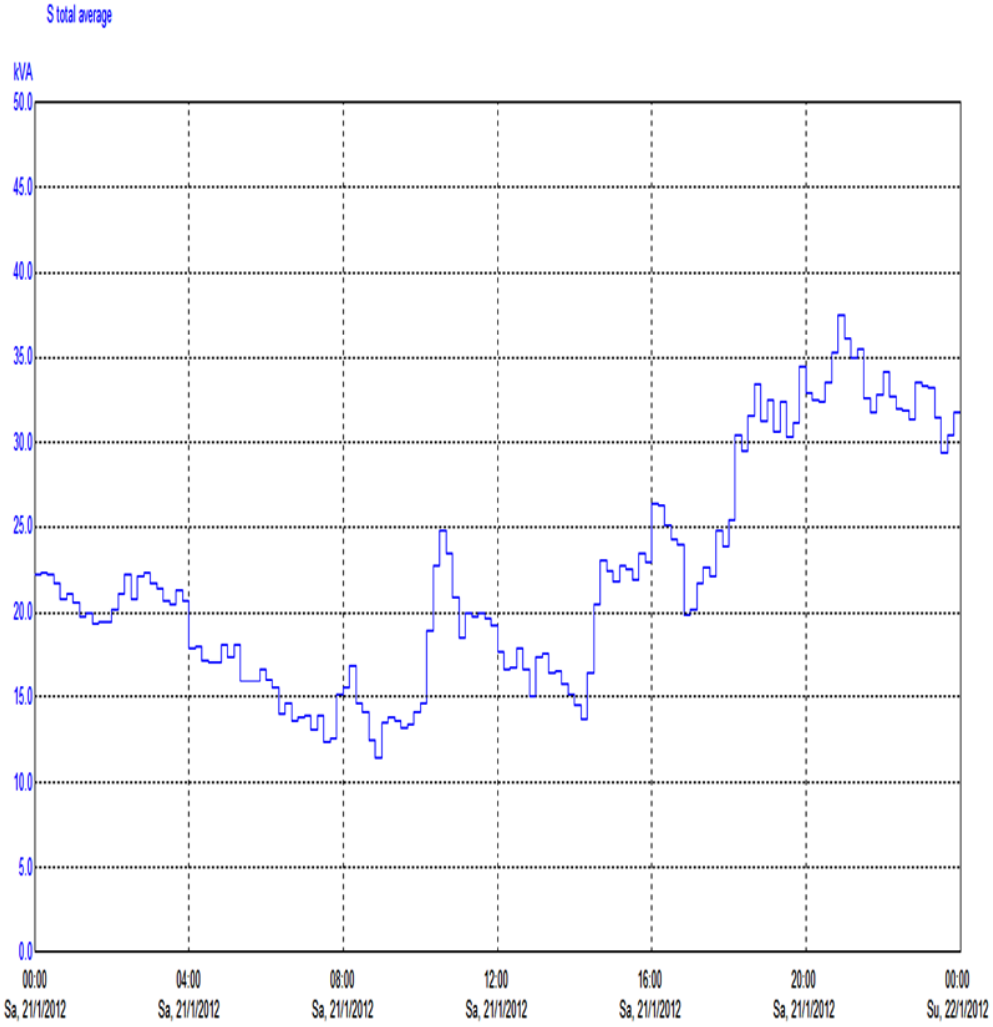

Figura 3. Curva de carga tipo residencial
Fuente: **Loor Zambrano Michael Byron, Valladares Mera Alex Ricardo, 2011-2012**

d.2.3.2 Curva de carga tipo comercial

Es un perfil de carga del tipo comercial que tiene la particularidad de que su demanda máxima se presenta alrededor de las 13h30 a 16h00 aproximadamente, horario en que se registra mayor consumo para cargas comerciales, observar en la figura 4.

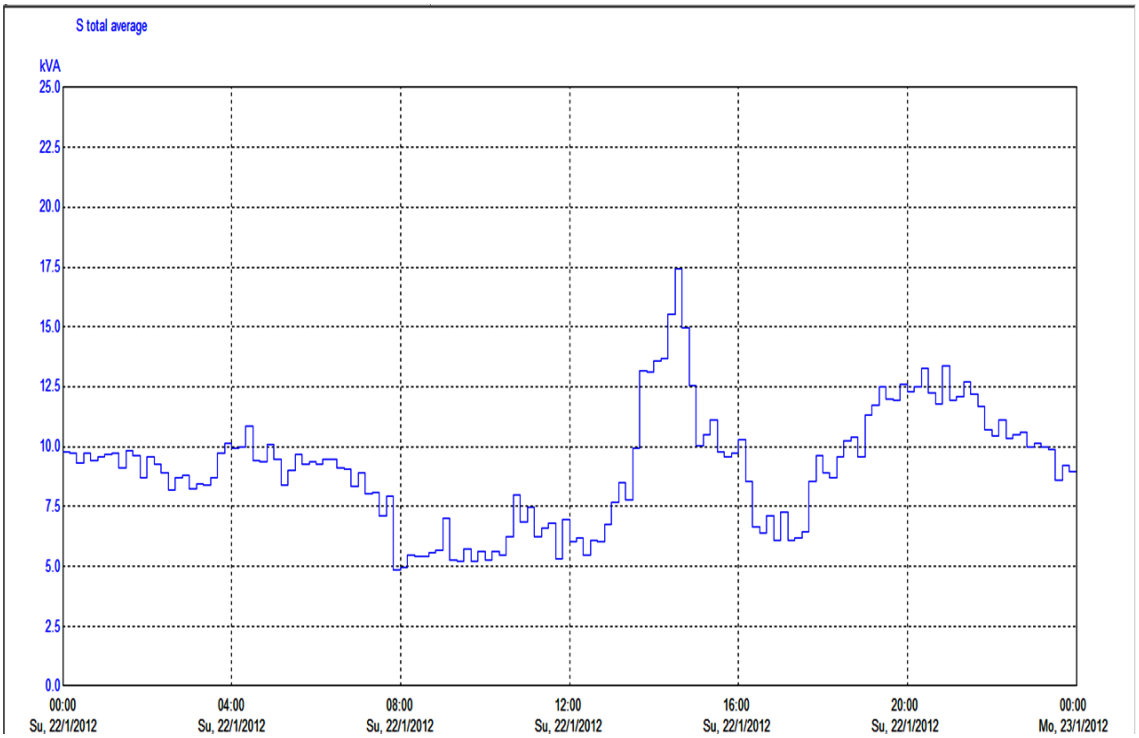

Figura 4. Curva de carga tipo comercial
Fuente: **Loor Zambrano Michael Byron, Valladares Mera Alex Ricardo, 2011-2012**

d.2.3.3 Curva de carga tipo comercial

Es un perfil de carga del tipo comercial que tiene la particularidad de que su demanda máxima se presenta alrededor de las 13h30 a 16h00 aproximadamente, horario en que se registra mayor consumo para cargas comerciales, observar en la figura 4.

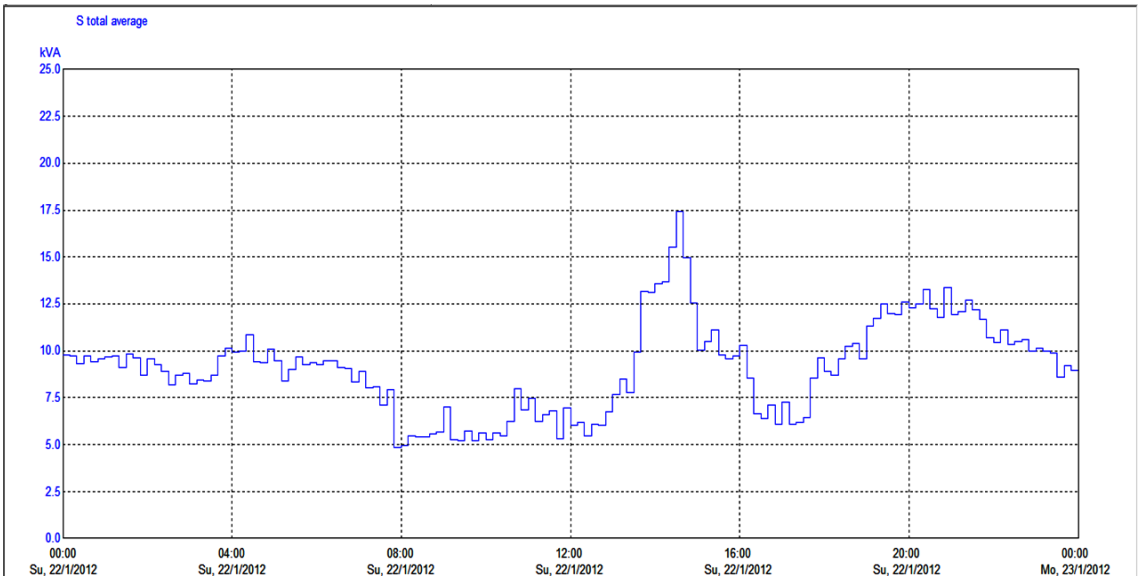

Figura 5. Curva de carga tipo comercial
Fuente: **Loor Zambrano Michael Byron, Valladares Mera Alex Ricardo, 2011-2012**

d.2.3.4 Curva de carga tipo industrial

Es un perfil de carga del tipo industrial que tiene la particularidad de que su demanda máxima se presenta alrededor de las 10h00 a 20h00 aproximadamente, horario en que se registra mayor consumo para cargas industriales, observar en la figura 5.

d.2.3.5 Parámetros de la carga

La carga eléctrica es un aparato o conjunto de aparatos conectados a un sistema eléctrico y que demanda una potencia eléctrica, el valor de la potencia demandada es el valor de la carga. *[Juan Antonio Yebra Morón, 2009]*.

d.2.3.6 Demanda máxima

Para caracterizar la carga se hace referencia a la Demanda Máxima, que es la mayor de todas las potencias demandadas que han ocurrido durante un periodo específico de tiempo. En un sistema eléctrico, se pueden tener variaciones súbitas de la demanda como la de arranque de un motor o puesta en servicio de un transformador pero se debe establecer un periodo mínimo de tiempo que se debe mantener este valor de potencia para que se considere como el máximo, normalmente los aparatos están calibrados para considerar como Demanda Máxima aquella que se mantiene durante un periodo de 15 minutos *[Juan Antonio Yebra Morón, 2009]*.

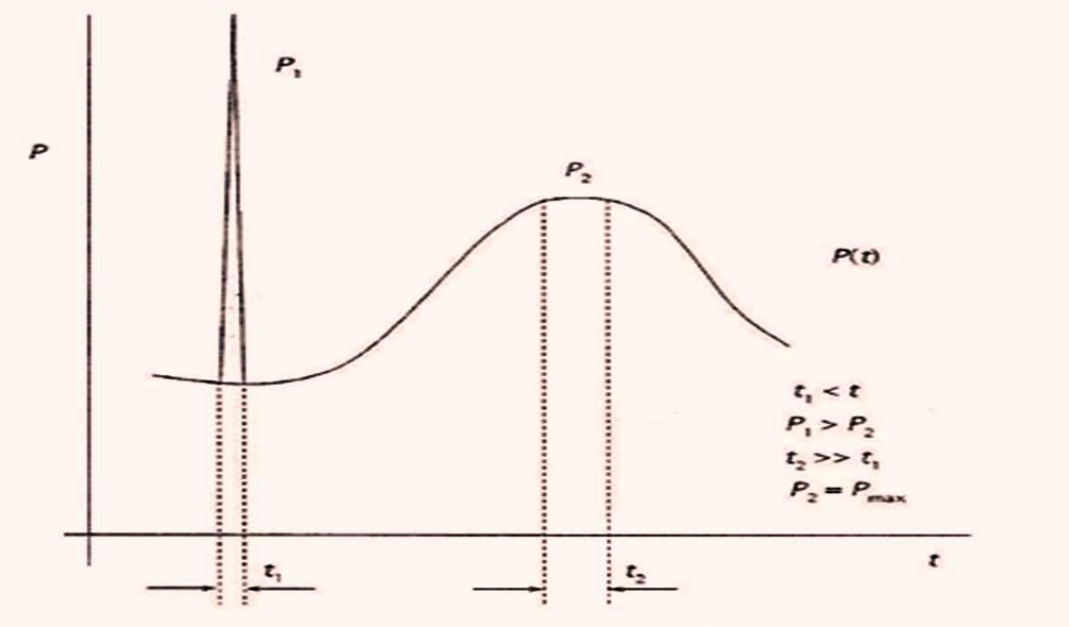

Figura 6. Representación gráfica de la entrada de una carga súbita
Fuente: Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

d.2.3.7 Carga conectada

Es la suma de las potencias nominales de los equipos que utilizan energía.

d.2.3.8 Capacidad instalada

Es la suma de todas las potencias nominales de los equipos que suministran energía, como generadores y transformadores.

d.2.3.9 Factor de demanda

Se define como la relación existente entre la demanda máxima y la carga conectada.

$$FD = \frac{DM}{CC} \leq 1 \qquad (2)$$

Donde:

FD (Factor de demanda.)
CC (Carga Conectada.)
DM (Demanda máxima.)

d.2.3.10 Factor de utilización

El factor de utilización se ha definido como la relación entre la demanda máxima y la capacidad instalada, éste factor representa o refleja la permanencia de la carga máxima en un periodo de tiempo comparada con la carga nominal.

$$Factor\ de\ Utilización = \frac{Demanda\ Máxima}{Capacidad\ Instalada} \qquad (3)$$

d.2.3.11 Factor de capacidad (Fcap):

Este parámetro, da una idea de cómo se está aprovechando la capacidad instalada en el transformador. Se define como relación que existe entre la demanda máxima y la capacidad instalada.

$$Fcap = \frac{DM}{CI} \qquad (4)$$

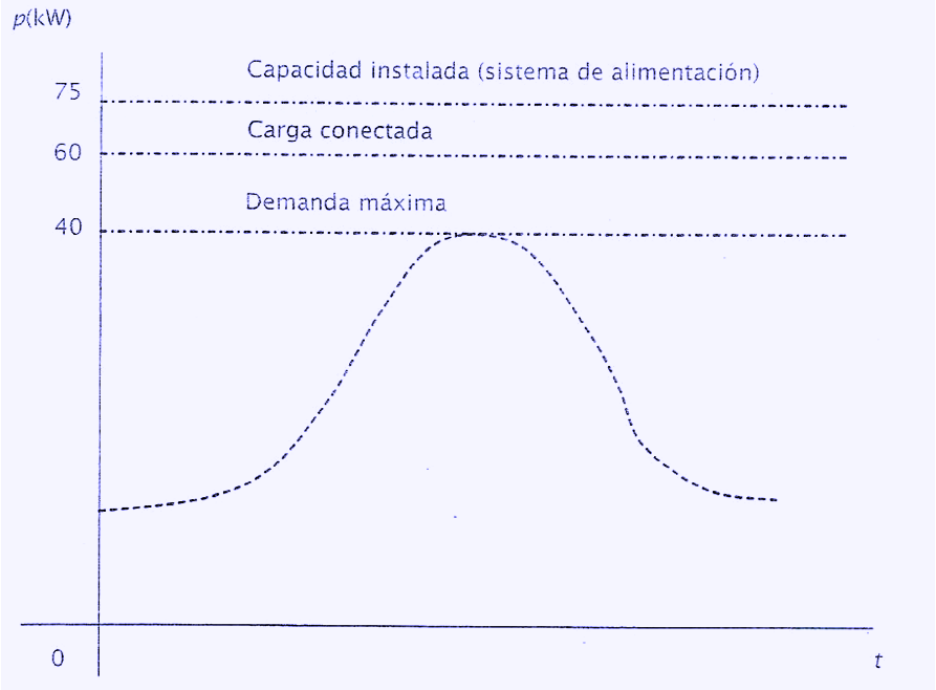

Figura 7. Demanda máxima de una carga variable, del valor de la carga conectada y de la capacidad instalada
Fuente: Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

d.2.3.12 Factor de carga

Dada una función p(t) como se muestra en la gráfica, que representa a la potencia instantánea demandada por una carga cualquier, el factor de carga está definido en un intervalo T, por la siguiente expresión:

$$FC = \frac{1}{Pmáx}\int_0^T \frac{p(t)}{T}dt \qquad (5)$$

En donde la expresión de la Integral, indica el valor promedio P(t) y la expresión fuera de la integral es el recíproco del valor máximo de la potencia Pmáx, de acuerdo a lo anterior, el Factor de Carga se puede definir como la relación de la demanda promedio y la demanda máxima.

$$FC = \frac{\sum_{i=1}^{24} D(i)}{24 * Dm} \qquad (6)$$

Donde:

DM: Demanda Máxima.

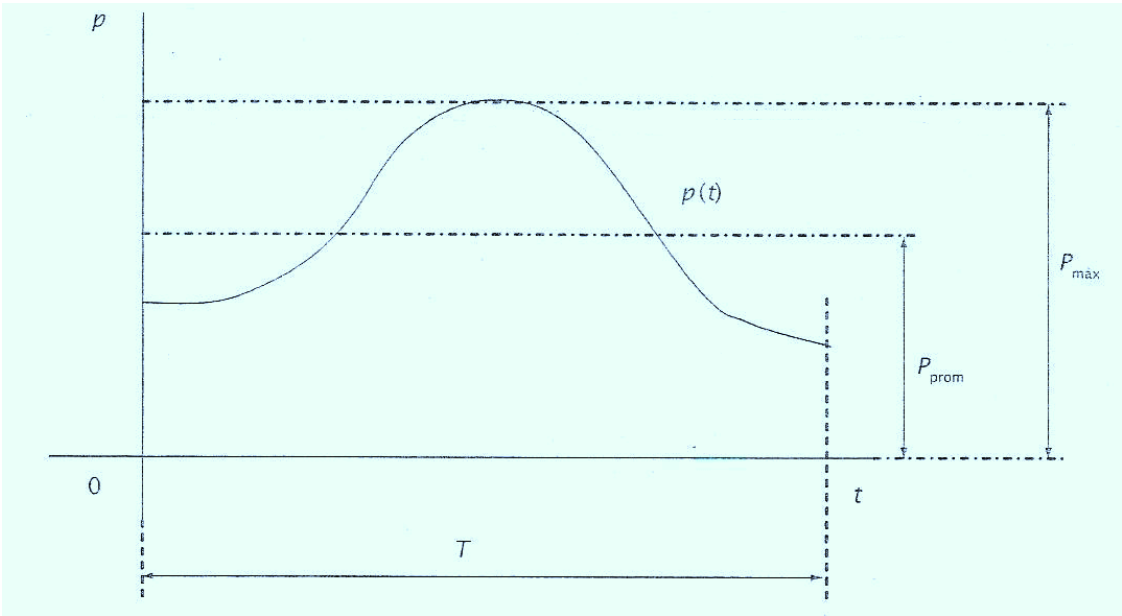

Figura 8. Representación gráfica de la potencia promedio y potencia máxima
Fuente: Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

El factor de carga es mayor que cero y menor o igual a uno, el factor de carga es igual a uno cuando se trata de una carga constante como el ejemplo de una carga de alumbrado público, que normalmente entra y sale a la vez, como se observa en la figura 8 que en la primera curva es casi igual a uno al ser las demandas A y B casi iguales, en cambio en la segunda gráfica el factor de carga se aproxima a 0.5.

Básicamente el factor de carga indica el grado con que se mantiene el valor dela potencia máxima.

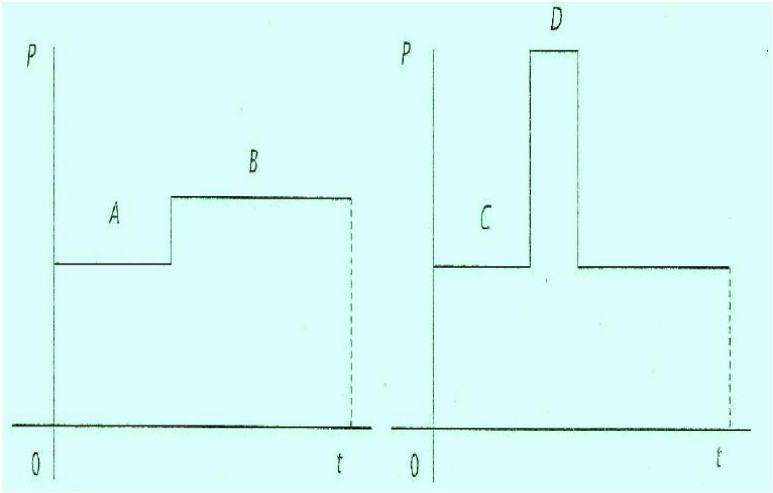

Figura 9. Ciclos de carga
Fuente: Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

d.2.3.13 Factor de pérdidas

Es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que producidas por las cargas reales sobre un periodo de tiempo especificado, dada la función de la gráfica, que representan las pérdidas instantáneas de potencia RI^2, el factor de pérdidas se define en un intervalo T, por la siguiente expresión:

$$\boldsymbol{Fper = \frac{1}{RI^2 max}\int_0^T \frac{RI^2}{T}\,dt} \qquad \textbf{(7)}$$

En donde la expresión dentro de la integral expresa el valor promedio de las pérdidas RI^2 y la expresión dentro de la integral indica el recíproco de las pérdidas durante la demanda máxima.

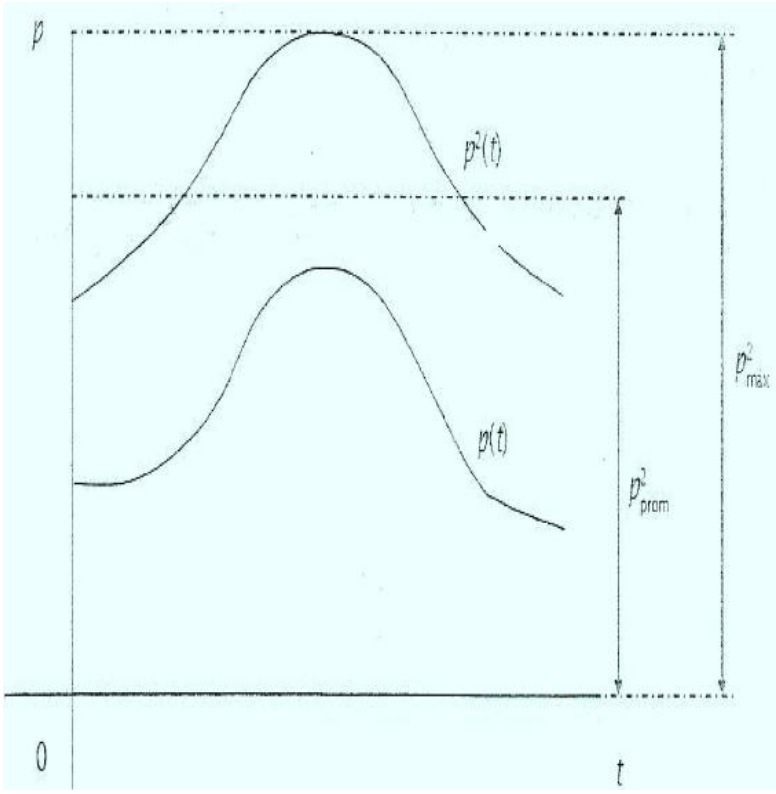

Figura 10. Ciclos de pérdidas de potencia
Fuente: Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

El Factor de pérdidas no se puede determinar directamente del factor de carga, porque el factor de pérdidas se determina a partir de las pérdidas en función del tiempo, que a su vez son proporcionales en función del tiempo al cuadrado de la carga. Sin embargo, los valores límites de la relación si pueden ser encontrados.

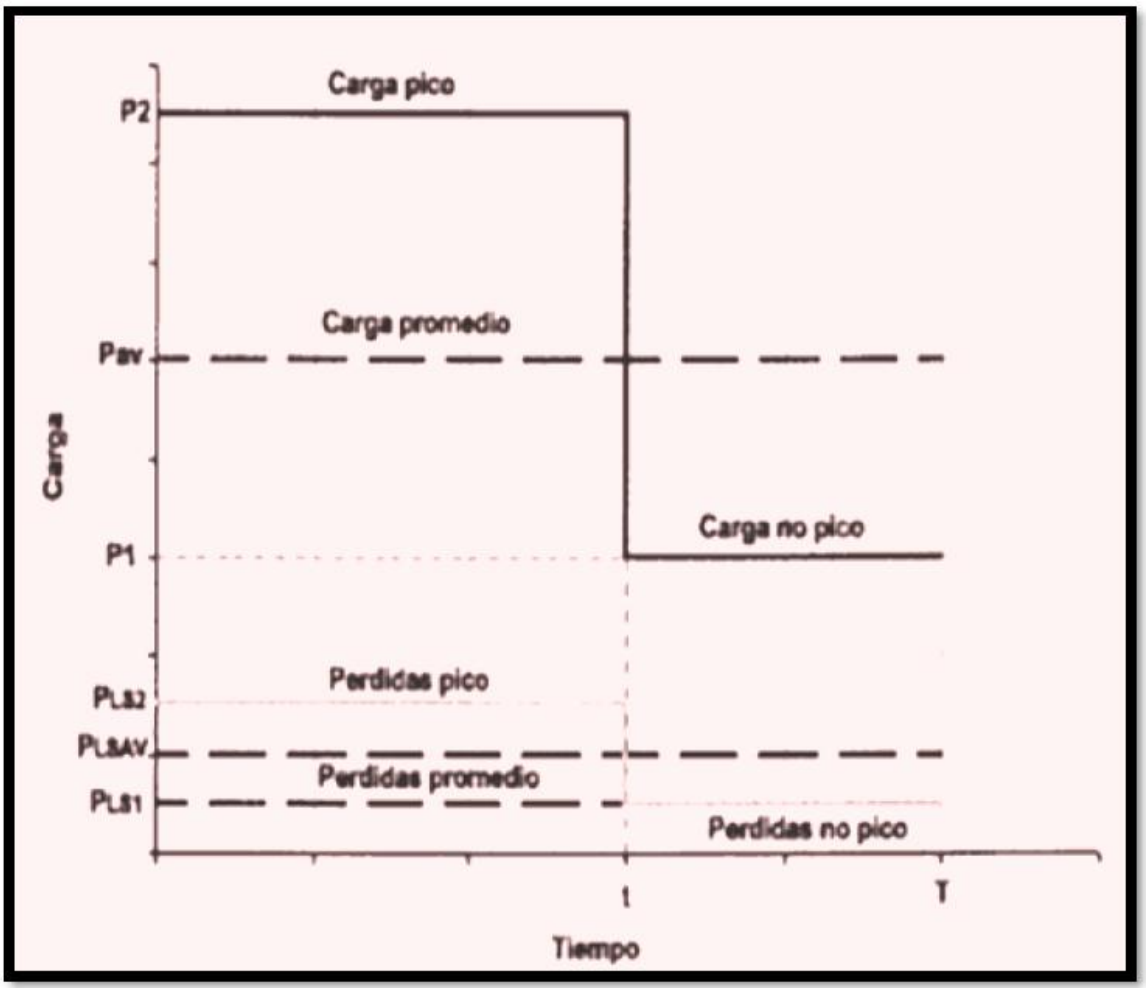

Figura 11. Curva de carga, factor de pérdidas
Fuente: Transmission and Distribution Electrical Engineering, Third Edition, Colin Bayliss-Brian Hardy, 2007

Asumiendo que se alimenta a una carga variable como se indica en la figura 11, en la cual se muestra una carga arbitraria o idealizada, sin embargo, ello no representa una curva de carga diaria, entonces:

$$\boldsymbol{FC} = \frac{[(\boldsymbol{P2 \cdot t + P1 \cdot (T - t)})]}{(\boldsymbol{P2 \cdot T})} \qquad \textbf{(8)}$$

Las perdidas Joule dependen del cuadrado de la corriente, esta depende de la carga, el factor de pérdidas (aceptando que depende del cuadrado de la carga) es:

$$\boldsymbol{Fper} = \frac{\left[\left(\boldsymbol{P2^2 \cdot t + P1^2 \cdot (T - t)}\right)\right]}{(\boldsymbol{P2^2 \cdot T})} \qquad \textbf{(9)}$$

Se puede plantear un caso extremo, que representa una carga que funciona a pleno P2 durante t, y luego la carga es cero P1 = 0

$$\boldsymbol{Fper = \frac{t}{T}} \qquad \textbf{(10)}$$

$$\boldsymbol{Pper = \frac{t}{T} = FC} \qquad \textbf{(11)}$$

El otro caso es una carga que funciona en un tiempo muy pequeño t = 0 con P2, situación que representa por ejemplo la sobrecorriente de arranque (de un motor), y luego funciona por todo el resto del tiempo T con la carga P1.

$$\boldsymbol{FC = \frac{P1}{P2}} \qquad \textbf{(12)}$$

$$\boldsymbol{Fper = \left(\frac{P1}{P2}\right)^2 = FC^2} \qquad \textbf{(13)}$$

Para un sistema de distribución Buller y Woodrow propusieron una formula empírica utilizable en aproximaciones estadísticas [*Electrical Word, 1928*].

$$\boldsymbol{Fper = c(FC) + (1 - c)(FC)^2} \qquad \textbf{(14)}$$

En donde:

Fper = Factor de pérdidas

FC = Factor de carga

c = es un coeficiente variable que depende de aproximaciones estadísticas

Para la figura 11 el factor de carga conforme se alimenta a una carga variable asúmase que las pérdidas no pico es PLS1 a alguna carga no pico P1 y que las pérdidas pico es PLS2 a la carga pico P2, según la figura 11, entonces:
El factor de carga es:

$$\boldsymbol{FC = \frac{Pav}{Pmax} = \frac{Pav}{P2}} \qquad \textbf{(15)}$$

De la figura 11:

$$\boldsymbol{Pav = \frac{(P2 \cdot t) + (P1 \cdot (T - t))}{T}} \qquad \textbf{(16)}$$

$$\boldsymbol{FC = \frac{(P2 \cdot t) + (P1 \cdot (T - t))}{P2 \cdot T} = \frac{t}{T} + \frac{P1}{P2} \cdot \frac{T - t}{T}} \qquad \textbf{(17)}$$

$$\boldsymbol{Fper = \frac{P_{LSav}}{P_{LSmax}} = \frac{P_{LSav}}{P_{LS2}}} \qquad \textbf{(18)}$$

Donde:

P_{LSav} = Pérdidas de potencia

P_{LSmax} = Pérdidas de potencia máxima

P_{LS2} = Pérdidas pico a la carga pico

De la figura 11:

$$P_{LSav} = \frac{(P_{LS2} \cdot t) + (P_{LS1} \cdot (T-t))}{T} \qquad \textbf{(19)}$$

$$P_{LSav} = \frac{(P_{LS2} \cdot t) + (P_{LS1} \cdot (T-t))}{P_{LS2}} \qquad \textbf{(20)}$$

Donde:

P_{LS1} = Pérdidas no pico a la carga no pico

t = Duración de la carga pico

T-t = Duración de la carga pico

Las pérdidas físicas son función de las cargas asociadas, por tanto, las cargas pico y no pico pueden expresarse respectivamente como:

$$P_{LS1} = k \cdot P_1^2 \qquad \textbf{(21)}$$

$$P_{LS2} = k \cdot P_2^2 \qquad \textbf{(22)}$$

Donde k es una constante, así sustituyendo el factor de pérdidas puede expresarse como;

$$Fper = \frac{(kP_2^2 \cdot t) + (kP_1^2 \cdot T - t)}{(k \cdot P_2^2) \cdot T} = \frac{t}{T} + \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2 \cdot \left(\frac{T-t}{T}\right) \qquad \textbf{(23)}$$

Usando las ecuaciones anteriores, el factor de carga puede relacionarse con el factor de pérdidas para los siguientes casos:

CASO 1: La carga no pico es cero P1 = 0, (ver figura 11) puesto que P1=0, entonces PLS1= 0, por lo tanto, la ecuación:

$$\boldsymbol{FC = \frac{P_2 \cdot t + P_1 \cdot (T-t)}{P_2 \cdot T} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right) \cdot \left(\frac{T-t}{T}\right)} \qquad \textbf{(24)}$$

Se convierte en $\boldsymbol{F}$**per** = $\frac{t}{T}$; y la ecuación

$$\boldsymbol{P_{LS1} = k \cdot P_1^2} \qquad \textbf{(25)}$$

Se convierte en Fper = $\frac{t}{T}$; lo que da; FC = Fper = $\frac{t}{T}$

Esto es, el factor de carga es igual al factor de pérdidas y ambas son iguales a la constante $\boldsymbol{\frac{t}{T}}$

CASO 2: La duración de carga pico es muy corta t tiende a cero (ver figura 11)
La ecuación:

$$\boldsymbol{FC = \frac{P_2 \cdot t + P_1 \cdot (T-t)}{P_2 \cdot T} = \frac{t}{T}\left(\frac{P_1}{P_2}\right) \cdot \left(\frac{T-t}{T}\right)} \qquad \textbf{(26)}$$

Se convierte en Fper = $\frac{P1}{P2}$, y la ecuación:

$$\boldsymbol{P_{LS1} = k \cdot P_1^2} \qquad \textbf{(27)}$$

Se convierte en;

$$\boldsymbol{Fper = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2} \qquad \textbf{(28)}$$

Por lo tanto; Fper es igual al FC^2

CASO 3: La carga es estable t tiende a T (ver figura 11)
Esto es, la diferencia entre la carga pico y la carga no pico es despreciable, por ejemplo, si la carga del consumidor es un planta petroquímica, este sería el caso.
Aquí la carga pico se sostiene en todo T y por lo tanto,

$$\boldsymbol{Fper \rightarrow FC} \qquad \textbf{(29)}$$

Esto es el valor del factor de pérdidas que se aproxima al valor del factor de carga, en general, el valor del factor de pérdidas está entre:

$$\boldsymbol{FC^2} < Fper < FC \qquad \textbf{(30)}$$

En la siguiente gráfica se demuestra gráficamente las tendencias del Factor de pérdidas con respecto al factor de carga según el tipo de carga.

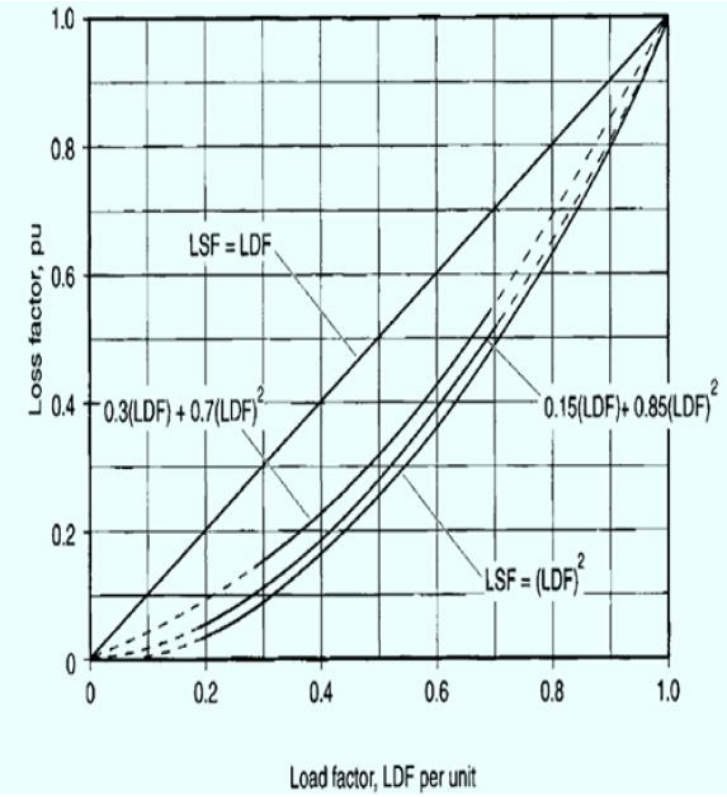

Figura 12. Curvas de factores de pérdidas (lsf) en función del factor de carga (ldf)
Fuente: Transmission and Distribution Electrical Engineering, Third Edition, Colin Bayliss-Brian Hardy, 2007

C= es un coeficiente variable que depende de aproximaciones estadísticas. Cuando C es aproximadamente igual a 0.3 para sistemas de transmisión C es aproximadamente igual a 0.15 para sistemas de distribución.

Por lo tanto se obtienen las siguientes expresiones para el factor de pérdidas con respecto al factor de carga;

$Fper = FC$, *para cargas lineales* **(31)**

$Fper = FC^2$, *para cargas pico muy corta* **(32)**

$Fper = 0.3\,FC + 0.7FC^2$, *para sistemas de transmisión* **(33)**

$Fper = 0.15FC + 0.85FC^2$, *para sistemas de distribución* **(34)**

d.2.3.14 Transformador subutilizado

Es un transformador en el cual su factor de uso presenta un porcentaje muy por debajo respecto a la capacidad nominal del transformador, normalmente se considera a un transformador subutilizado cuando su factor de uso es menor o igual al 60 % *[Ecuacier, Comisión de Integración Energética Regional Comité Ecuatoriano, 2009]*.

d.2.3.15 Pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas de energía eléctrica son comunes e inherentes a las compañías de electricidad, se tornan en un problema muchas veces grave cuando éstas rebasan ciertos límites lógicos, es práctica común clasificar las pérdidas de energía eléctrica en técnicas y no técnicas. En la tabla 2 se muestra la clasificación en que equipos y sistemas se dan las pérdidas de energía eléctrica técnicas y no técnicas.

Tabla 2 CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
TÉCNICAS	**NO TÉCNICAS**
TRANSFORMADORES	ADMINISTRATIVAS
LÍNEAS	ACCIDENTALES
FACTOR DE POTENCIA	FRAUDULENTAS
MOTORES	-
GENERADORES	-

Fuente: El Autor

En este proyecto de tesis solo nos vamos a centrar en las pérdidas técnicas de energía eléctrica que se dan en los transformadores de distribución monofásicos.

d.2.3.15.1 Pérdidas técnicas de energía

La diferencia de la energía que ingresa y la energía que se factura es igual a las pérdidas técnicas que se producen en el recorrido que realiza la energía eléctrica, esta hipótesis será verdadera, siempre y cuando se logre facturar toda la energía destinada al usuario final. *[http://perdidasenergiaelectrica.blogspot.com/2007_11_01_archive.html]*.

Las pérdidas técnicas de energía representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los consumidores.

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente; sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

Además, se incluyen las pérdidas en los núcleos de los transformadores y en las bobinas de voltaje de los medidores de energía, que no dependen de la magnitud de la corriente.

En el análisis de un sistema de distribución, las pérdidas técnicas se hallan vinculadas a los equipos y subsistemas:

- ✓ Sistemas de subtransmisión.
- ✓ Redes primarias
- ✓ Transformadores de distribución
- ✓ Redes secundarias
- ✓ Alumbrado público

En la tabla 3 se indican las pérdidas en (GWh) que tienen los transformadores de distribución en cada una de las empresas distribuidoras.

Tabla 3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

EMPRESA	Pérdidas en Transformadores (GWh)	Pérdidas en Transformadores (%)
1. Ambato	7.80	19.56
2. Azogues	0.91	18.80
3. Centro Sur	13.39	30.53
4. CNEL-Bolívar	1.59	15.45
5. CNEL-El Oro	10.11	7.85
6. CNEL–Esmeraldas	9.28	8.29
7. CNEL-Guayas-Los Ríos	27.54	8.33
8. CNEL–Los Ríos	6.97	8.42
9. CNEL–Manabí	31.36	6.80
10. CNEL–Milagro	9.23	7.65
11. CNEL–Santa Elena	8.94	12.79
12. CNEL–Santo Domingo	13.26	25.81
13. CNEL–Sucumbíos	5.32	11.30
14. Cotopaxi	3.99	13.35
15. Eléctrica de Guayaquil	120.70	14.54
16. Galápagos	0.40	16.81
17. Norte	7.04	14.67
18. Quito	53.74	21.21
19. Riobamba	4.98	13.22
20. Sur	7.01	24.44
TOTAL	343.56	

Fuente: CONELEC, Distribución de Energía; Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2010.

d.2.3.16 Empresas distribuidoras de energía eléctrica

Desde el año 2009 se han realizado cambios en la normativa jurídica y operativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano, sobre la base del Mandato Constituyente N°15, que introduce reformas a la estructura operativa del sistema de prestación del servicio de energía eléctrica, relacionadas con tarifas, ajustes contables y financiamiento.

A partir de marzo de 2009, la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) asumió los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa

distribuidora de electricidad, luego de suscribir un contrato de concesión con el CONELEC.

Esta decisión se ajusta a las disposiciones del Mandato Constituyente N° 15, de 23 de julio de 2008, que en su transitoria tercera, faculta la fusión de empresas del Sector y determina que el ente Regulador facilite los mecanismos para su consecución.

Cumpliendo con las disposiciones del Mandato N° 15 y con la Ley Orgánica de Empresas Públicas, la CNEL se integró con diez empresas distribuidoras que en la actualidad funcionan como Gerencias Regionales. (CONELEC; Distribución de Energía; Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2010, página 130).

Las empresas cuya denominación dejó de existir son: Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.; Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A. (EMELMANABI); Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.; Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A. (EMELGUR); Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.; Empresa Eléctrica Milagro C.A.; Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.; Empresa Eléctrica El Oro S.A.; Empresa Eléctrica Bolívar S.A.; y, Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A. Se mantienen con la denominación de Empresas Eléctricas las siguientes: Norte, Quito, Ambato, Cotopaxi, Riobamba, Azogues, Centro Sur, Sur y Galápagos.

La CNEL Sucumbios es la encargada de distribuir la energía en la ciudad del Coca, por lo que su gestión Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano administrativa y financiera es propia, actuando adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). Por otra parte, alrededor del 97% de la demanda de energía eléctrica de la empresa de distribución CNEL Sucumbíos fue atendida por el sistema nacional, a través de la línea de transmisión Totoras-Agoyán-Puyo-Tena-Coca, esta empresa posee además varios sistemas aislados en Puerto El Carmen, Nuevo Rocafuerte, Tiputini y otros, cuya demanda es abastecida por generación local; ésta realidad ha hecho que el CONELEC defina a éste como un sistema no incorporado.

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A., cuya área de concesión comprende la provincia insular de Galápagos, se considera como un sistema no incorporado.

En base al artículo 39 del capítulo VII, de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, el CONELEC ha realizado la concesión de servicios de distribución de energía eléctrica a 11 empresas eléctricas del país, las mismas que están obligadas a prestar estos servicios

durante el plazo establecido en los contratos de concesión, cumpliendo con normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional.

d.2.3.17 Descripción del Software EDIS.

d.2.3.17.1 Por qué se decide utilizar el Sistema "EDIS"

Al requerirse de un software que brinde las posibilidades de efectuar los estudios que se planificaron para el desarrollo de la investigación, para determinar el comportamiento de los transformadores de distribución, se optó por seleccionar el sistema de cálculo EDIS (Estudios de Distribución), este software presenta un escenario de trabajo de fácil acceso para el usuario, el cual puede realizar un análisis técnico-económico de la explotación de los circuitos de distribución primaria, según los requerimientos de estudio a efectuar.

Con el uso de este software se llegara a determinar la demanda que abastece cada transformador que conforma la Red de Distribución Primaria de la Ciudad de El Coca, en el desarrollo de esta investigación.

d.2.3.17.2 Flujo de Carga de la RED de Distribución.

El flujo de carga es un factor primordial en el desarrollo de cualquier investigación de redes eléctricas, por cuanto al simular un flujo de carga se llega a determinar el comportamiento de los elementos que conforman una red de eléctrica, en particular el comportamiento de los trasformadores de distribución, para ello es necesario contar con los siguiente requerimientos:

- Unifilar del circuito
- Datos generales del circuito
- Datos de los nodos del circuito
- Datos de catálogo de los elementos de las redes
- Tablas de conductores por calibres
- Tablas de datos de transformadores por capacidades
- Datos técnicos y económicos generales

d.2.3.17.3 Diagrama unifilar del circuito

El diagrama unifilar es esencial en los estudios de redes eléctricas porque atreves de el podemos recabar información que servirá para la simulación, se debe conocer:

1.- Nodo que envía energía a cada nodo i (Nodo Envío (i)). En las redes radiales cada nodo tiene un nodo de envío que garantiza la continuidad del circuito.

2.- Nodo que se estudia. (Nodo Recibo (i)). El nodo es el elemento base del circuito alrededor del que se mueven todos los demás (tramos de líneas, transformadores, condensadores, interruptores).

3.- Longitud del tramo a cada nodo (L (i)). Sirve para calcular los parámetros reactancia y resistencia del tramo.

4.- Calibre de los conductores de cada tramo (Calibre (i)). Sirve para buscar en las tablas las resistencias y reactancias del tramo en Ω/Km.

5.- Tipo de tramo (i). Existen 6 tipos de tramos de acuerdo a la cantidad de conductores y tipo de circuito: trifásico, monofásico entre líneas, monofásico al neutro, monofásico a tierra, bifásico con cargas predominante trifásicas y bifásico con carga predominante monofásica.

6.- Cantidad y capacidad de los transformadores instalados en el nodo i (en cada fase y total). Estos datos son necesarios para el balance por fase de la carga instalada y conocer las pérdidas de transformación del circuito.

7.- Capacidad de condensadores instalados en el nodo (Qc (i). Fijos y controlados; de estos últimos el tiempo de conexión.

d.2.3.17.4 Configuraciones del Circuito

La configuración del circuito se obtiene del diagrama unifilar con el nodo de envío a cada nodo i. Donde un nodo que recibe energía puede ser un nodo terminal o un nodo que envíe energía a varios nodos. La figura 13 representa un segmento de circuito que encierra 7 nodos [Carrión J. 2011].

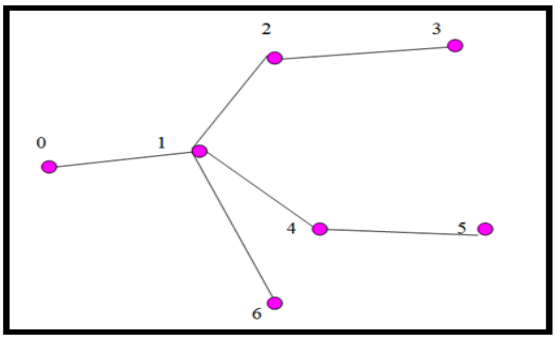

Figura 13 Segmento de un circuito de distribución.
Fuente: El autor

En la tabla 4 los datos de configuración son:

Tabla 4 Datos de configuración

Nodo Envió	0	1	2	1	4	1
Nodo recibo	1	2	3	4	5	6

Fuente: El autor

d.2.3.17.5 Flujo de Carga de la Red de Distribución

El flujo de carga en las redes eléctricas es básico para conocer el estado actual de los circuitos y evaluar mejoras que acerquen el comportamiento de las redes a las condiciones de diseño. En él se estudian las caídas de tensión y las pérdidas en cada tramo.

El sistema trabaja directamente con las potencias activa y reactiva de cada nodo. Para obtenerlas utiliza un criterio flexible. En los nodos que se tienen mediciones, se toman los valores medidos, en el resto se calculan utilizando el método de Arvidson.

El cálculo del flujo se realiza por iteración simple (porque hace una solo iteración adicional). El valor inicial (primer paso) de las potencias por las líneas y de las caídas de tensión se calcula por el método aproximado de la matriz topológica utilizando la tensión nominal y suponiendo que la potencia del envío y del recibo de cada tramo de líneas es la misma. Con los resultados obtenidos, regresa con la siguiente iteración desde la subestación hasta el último nodo del circuito teniendo en cuenta los valores de pérdidas y caídas de tensión calculados de forma aproximada en la iteración anterior. El sistema realiza dos iteraciones aunque se puede continuar el proceso hasta satisfacer condiciones dadas.

d.3 CAPITULO III: Análisis de la Subestación Coca

La Subestación el Coca se encuentra ubicada en la provincia de Orellana, ubicada en las coordenas X: 278953, Y: 9948158, como se puede apreciar en la figura 14, en ANEXOS se presenta el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico CNEL Sucumbios.

Figura 14 Segmento ¨provincia de Orellana, S/E El Coca.
Fuente: El autor

Según el Censo 2010, La provincia de Orellana tiene aproximadamente 136396 habitantes, la demanda de energía de esta provincia es abastecida desde la S/E el Coca.

Desde la S/E Francisco de Orellana que tiene una potencia instalada de 33,5 MVA se enlaza la Sub Estación Coca, para ello a la S/E Francisco de Orellana se llega con la línea Agoyán-Coca del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) a un nivel de tensión de 138 kV, con un conductor ACAR 300 mcm, desde la S/E Francisco de Orellana se reduce la tensión de 138 kV a 69 kV para subtransmitir hacia a la S/E Coca a 69 kV por medio de un conductor 266,8 ACSR a una distancia de 0,5 km. La S/E Coca tiene un enlace a través del alimentador Coca 4 con la central térmica Payamino que tiene una potencia de generación instalada de 5 MVA con dos generadores General Motors, en el anexo digital se presenta el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico CNEL Sucumbios, la característica principal de este sector es que existe una cantidad considerable de generación por termoeléctricas como se aprecia en el anexo digital.

Desde la S/E el Coca se alimentan los circuitos de distribución primarios que se presentan en la tabla 5, en el anexo digital se pueden apreciar en detalle los circuitos.

Tabla 5 SUBESTACIÓN COCA

S/E COCA	
CIRCUITO	TENSIÓN
Coca 1	13.8 kV
Coca 2	13.8 kV
Coca 3	13.8 kV
Pucuna	13.8 kV
Loreto 01	13.8 kV
Loreto 02	13.8 kV

Fuente: El autor

d.3.1 Curvas de Demanda de la Subestación El Coca

Para el desarrollo del proyecto de tesis, se facilitó por parte de la CNEL Sucumbios los históricos de consumo, medidos en la S/E Coca, del mes de febrero del presente año, teniendo un intervalo de 28 días, y 24 mediciones por cada día, datos que fueron registrados por los tableristas, por lo cual se apreciara algunas inconsistencia en algunos intervalos de tiempo.

De las demandas proporcionadas se seleccionó la de mayor demanda, que es la que se presenta en la tabla 6. Esta información servirá para el análisis del factor de capacidad de los transformadores que conforman los circuitos de distribución primaria de la S/E el Coca. En el anexo 2 se presenta el archivo físico proporcionado.

La tabla 6 será cargada al programa EDIS, para el análisis y simulación de un flujo de carga en mínima y máxima demanda, que permitirá evaluar los transformadores de distribución instalados en las redes primarias que conforman la S/E Coca.

Tabla 6 Curva de demanda máxima febrero 2013

Hora	P (kW)	Q (kvar)	S(kVA)	FP
0	8352	3200	8944	0,93
1	6616	2900	7224	0,92
2	6604	2900	7213	0,92
3	6094	2900	6749	0,90
4	6094	2900	6749	0,90
5	6144	2900	6794	0,90
6	6272	2900	6910	0,91
7	6023	2800	6642	0,91
8	7190	2870	7742	0,93
9	8640	3450	9303	0,93
10	9520	3800	10250	0,93
11	9900	3960	10663	0,93
12	10290	4110	11080	0,93
13	10190	4070	10973	0,93
14	10940	4376	11783	0,93
15	11235	4494	12100	0,93
16	10953	4381	11797	0,93
17	10790	4316	11621	0,93
18	10165	4066	10948	0,93
19	11657	4662	12555	0,93
20	11992	4796	12915	0,93
21	11383	4553	12260	0,93
22	10693	4277	11517	0,93
23	9653	3200	10170	0,95

Fuente: El autor

d.3.2 Método de Arvidson.

Este método se utiliza desde 1928 con éxito. En esencia se considera una distribución uniforme de la demanda por nodos de acuerdo a la capacidad instalada, un factor de potencia en los nodos igual al de la subestación y un factor de carga uniforme. En resumen se tienen las siguientes consideraciones:

- El factor de potencia es uniforme en todo el circuito.
- El factor de capacidad es uniforme para todos los transformadores del alimentador analizado e igual al medido en la subestación.
- El factor de diversidad es unitario para todas las cargas del circuito en la máxima y en la mínima demanda.

- Las cargas están perfectamente balanceadas en todo el circuito.
- El crecimiento vegetativo es uniforme para todo el circuito.

d.3.2.1 Validez del método para los cálculos de flujo de carga

Los estudios de flujo de potencia se realizan con fines técnicos para conocer el estado de las redes de distribución. La demanda varía a lo largo del año; sin embargo, en los estudios se utiliza una curva de demanda única, se evalúan las pérdidas y caídas de voltaje en los horarios considerados los más importantes (Máxima y Mínima Demanda) y los resultados obtenidos siempre tienen un grado de incertidumbre más o menos aceptable tratando de ser lo más exacto posible. Cuando se aplica el método de Arvidson se cometen errores en la consideración de los factores de carga y de potencia así como en la estimación de la demanda de los nodos; sin embargo en los cálculos de flujo se trabaja con la de potencia por las ramas. En las cercanías a la subestación circula la mayor potencia al igual que en el tronco principal y es aquí donde las pérdidas son más significativas; aquí los errores son muy pequeños y en unos tramos son por exceso y otros son por defecto con la tendencia a la compensación. En los ramales pequeños los errores pueden ser mayores en por ciento pero la circulación de potencia es menor y también tienden a compensarse.

d.3.3 Ejemplo de Flujos de Carga en Redes de Distribución Primarias.

Una de las herramientas más usadas para efectuar estudios de planeación de los sistemas eléctricos de distribución y poder planear los mismos, es la solución de flujos de carga.

Las exigencias en el consumo creciente de energía eléctrica sobre los sistemas eléctricos requieren actualizar y presentar nuevas técnicas de análisis de los sistemas eléctricos de distribución.

La formulación que a continuación se presentan es la metodología de cálculo que el software (EDIS) seleccionado para desarrollar esta investigación, cuenta en su algoritmo de cálculo automatizado, el sistema de cálculo empleado contempla el análisis de seis tramos diferentes que pueden presentarse en un circuito de distribución primario, y que se describirán en el ejemplo de cálculo que se presenta.

d.3.3.1 Expresiones cálculo para las redes primarias, caída de voltaje y pérdidas de potencia

d.3.3.1.1 Caídas de voltaje y pérdidas en alimentadores primarios

Las caídas de voltaje y las pérdidas que se producen en la red de alimentación primaria se calculan utilizando expresiones generales, que son las consideraciones que utiliza el software con el que se realizó esta investigación teniendo:

$$\Delta P = 1 \cdot K_{pq(i)} \cdot \left(R_{(i)} \cdot L_{(i)} \cdot 0.001\right)/UL^2) \cdot (P_i^2 + Q_i^2) \quad \textbf{(35)}$$

$$\Delta Q = K_{pq(i)} \cdot \left(X_{(i)} \cdot L_{(i)} \cdot 0.001\right)/UL^2) \cdot \left(P_{(i)}^2 + (Q_{(i)} - Qc_{(i)}^2\right) \quad \textbf{(36)}$$

$$\Delta U_r = K_{u(i)} \cdot \left(L_{(i)} \cdot 0.001\right)/UL) \cdot \left(P_{(i)} \cdot r_{(i)} + Q_{(i)} \cdot x_{(i)}\right) \quad \textbf{(37)}$$

$$\Delta U_x = K_{u(i)} \cdot \left(L_{(i)} \cdot 0.001\right)/UL) \cdot \left(P_{(i)} \cdot x_{(i)} - Q_{(i)} \cdot r_{(i)}\right) \quad \textbf{(38)}$$

Donde:

r(i), x(i): son las resistencia y reactancia de los conductores en Ω/km

L(i): Longitud del tramo al nodo i en km

UL: Voltaje de línea del circuito en kV

ΔPQ: Pérdidas de potencia (kW-Kvar)

P: Potencia Activa kW

Q: Potencia reactiva kvar

K_{pq}; K_u: Constante de cálculo para cada tramo del circuito

Estas expresiones suponen que el neutro tiene el mismo calibre que las fases; caso contrario hay que hacer los cálculos para fases y neutro o por los parámetros de fase. Tampoco se tienen en cuenta en ellas la resistencia de puesta a tierra (RPT) ni las correcciones de Carson. Con estas limitaciones las constantes del tramo Kpq(i) y Ku(i) toman un valor predefinido de acuerdo a cada tipo de tramo:

d.3.3.1.2 Valor de las constantes para cada tipo de tramo

Se estudian seis tipos de ramales diferentes que presentan las redes de distribución primaría como son.

1. Ramales trifásicos

Suponiendo el circuito balanceado y calibres iguales se tiene:

$S_{3\emptyset} = 3 \cdot U_n \cdot I$ **(39)**

$I = \frac{S_{3\emptyset}}{(3 \cdot U_n)}$ (En módulo) **(40)**

Las pérdidas serian:

$\Delta P = 3 \cdot r \cdot L \cdot 0.001 \cdot I^2$ **(41)**

$\Delta P = \left(\frac{R \cdot L \cdot 0.001}{UL^2}\right) \cdot S_{3\emptyset}^2$ **(42)**

$\Delta Q = \left(\frac{x \cdot L \cdot 0.001}{UL^2}\right) \cdot S_{3\emptyset}^2$ **(43)**

$I = \frac{(P - jQ)}{(\sqrt{3} \cdot UL\ )}$ **(44)**

Las caídas de voltaje, partiendo de $I = \frac{(P - jQ)}{(\sqrt{3} \cdot UL\ )}$; entonces

$IA - IB = \frac{(P - jQ)}{(UL\ )}$ **(45)**

$\Delta U = (R + jX) \cdot \mathrm{L} \cdot (IA - IB)$ **(46)**

$\Delta U_r = \frac{\left((P \cdot R + Q \cdot X) + j(P \cdot X - Q \cdot R)\right) \cdot L}{(UL)}$ **(47)**

De las ecuaciones se tiene las contantes:

$$\boxed{Kpq = 1;\ Ku = 1\ Para\ ramales\ trifásicos}$$

Donde:

Kpq: Constante potencia activa y reactiva

Ku: Constante de tensión nominal

2. Ramales monofásicos con tensión de línea

$\Delta P = 2 \cdot R \cdot I^2 \cdot 0.001$ **(48)**

$\Delta P = \frac{2 \cdot R \cdot 0.001 \cdot S^2}{UL^2}$ **(49)**

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (R + jX) \cdot (P - jQ) \qquad \textbf{(50)}$$

Por lo que se puede admitir las constantes:

$Kpq = 2; Ku = \sqrt{3}$ Para ramales Monofásico Línea

3. Ramales monofásicos con voltaje al neutro

En estos ramales se tiene:

$$\Delta P = 2 \cdot R \cdot I^2 \cdot 0.001$$

$$\Delta P = \frac{6 \cdot R \cdot 0.001 \cdot S^2}{UL^2} \qquad \textbf{(51)}$$

$$\Delta U = 2 \cdot (R + jX) \cdot (P - jQ) \cdot \frac{\sqrt{3}}{UL} \qquad \textbf{(52)}$$

Por lo que se puede admitir las constantes:

$Kpq = 6; Ku = 2 \cdot \sqrt{3}$ Para ramales monofásicos al neutro

4. Circuitos monofásicos con retorno por tierra

$$\Delta P = R \cdot I^2 \cdot 0.001 \qquad \textbf{(53)}$$

$$\Delta P = \frac{3 \cdot R \cdot 0.001 \cdot S^2}{UL^2} \qquad \textbf{(54)}$$

$$\Delta U = (R + jX) \cdot (P - jQ) \cdot \frac{\sqrt{3}}{UL} \qquad \textbf{(55)}$$

Por lo que se puede admitir las constantes:

$Kpq = 3; Ku = \sqrt{3}$ Para ramales monofásicos un hilo

5. Circuitos de dos fases y neutro con carga monofásica predominante (Estrella Abierta).

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot 0.001 \qquad \textbf{(56)}$$

$$\Delta P = \frac{9}{4} \cdot R \cdot 0.001 \cdot \frac{(S^2)}{UL^2} \qquad \textbf{(57)}$$

$$\Delta U = Z \cdot (2 \cdot Ia + Ib) \qquad \textbf{(58)}$$

$$\Delta U = (R + jX) \cdot (P - jQ) \cdot (\frac{3}{2 \cdot UL}) \qquad \textbf{(59)}$$

Por lo que se puede admitir:

$Kpq = \frac{9}{4};\ Ku = \frac{3}{2}$ Para ramales bifásicos estrella abierta

6. Circuitos de dos fases y neutro con carga trifásica predominante (Delta Abierta).

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot 0.001$$

$$\Delta P = R \cdot 0.001 \cdot \left(\frac{S^2}{UL^2}\right) \qquad \textbf{(60)}$$

$$\Delta U = Z \cdot (Ia - Ib) \qquad \textbf{(61)}$$

$$\Delta U = \frac{(R + jX) \cdot (P - jQ)}{UL} \qquad \textbf{(62)}$$

Por lo que se puede admitir las constantes:

$Kpq = 1; Ku = 1$ Para ramales bifásicos delta abierta

En resumen se tiene las constantes de los tipos de tramos que presenta un circuito de distribución:

Tabla 7 constantes de los tipos de tramos

Tipo circuito	Kpq	Ku
Trifásico	1	1
Monofásico Línea	2	Sqrt(3)
Monofásico neutro	6	3
Monofásico tierra	3	Sqrt(3)
Dos Fases Neutro	9/4	3/2
Dos Fases Neutro (3f)	1	1

d.3.3.2 Simulaciones de flujos de carga de los circuitos de la S/E el Coca

Con los diagramas unifilares que se presentan en los archivos digitales de anexos, mismos que fueron proporcionados por parte de CNEL Sucumbios, se procedió a efectuar la tabulación y selección de la base de datos que se cargó al sistema de cálculo EDIS, el programa que se utilizó para efectuar las simulaciones tiene desarrollado un

algoritmo donde realiza los cálculos que se presentaron en acápites anteriores de forma automatizada.

Para efectuar las simulaciones fue necesario cargar en la base de datos al programa, la curva de demanda máxima que se presenta en la tabla 11, fue la que se cargó al sistema de cálculo para efectuar las simulaciones correspondientes. En las figuras 15 y 16 se presenta la interface de usuario que presenta el sistema de cálculo seleccionado para el desarrollo de esta investigación.

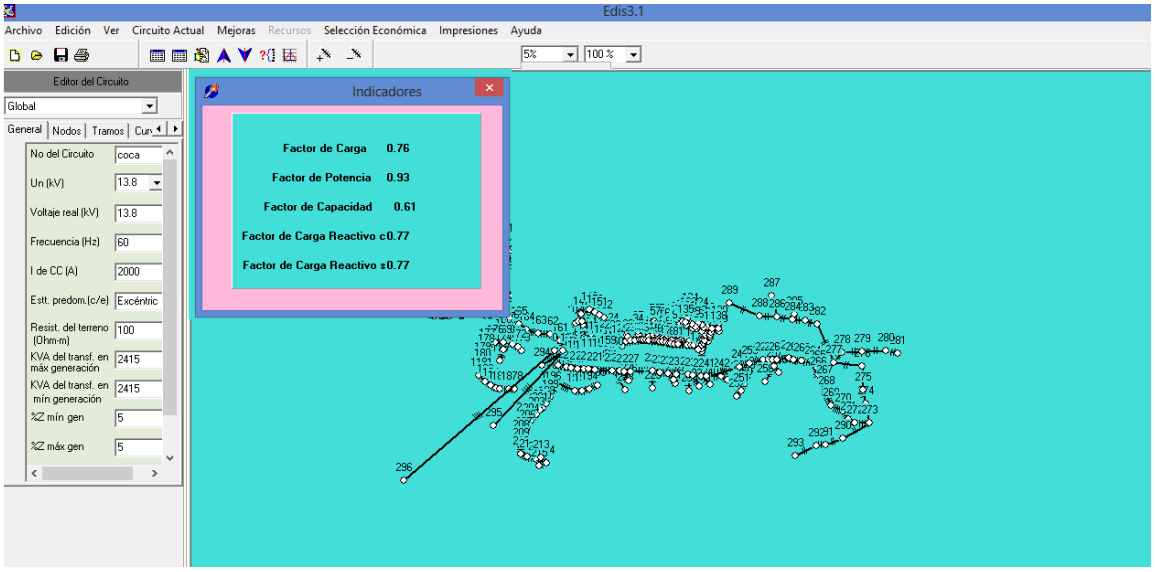

Figura 15 Interfaz de usuario EDIS
Fuente: El autor

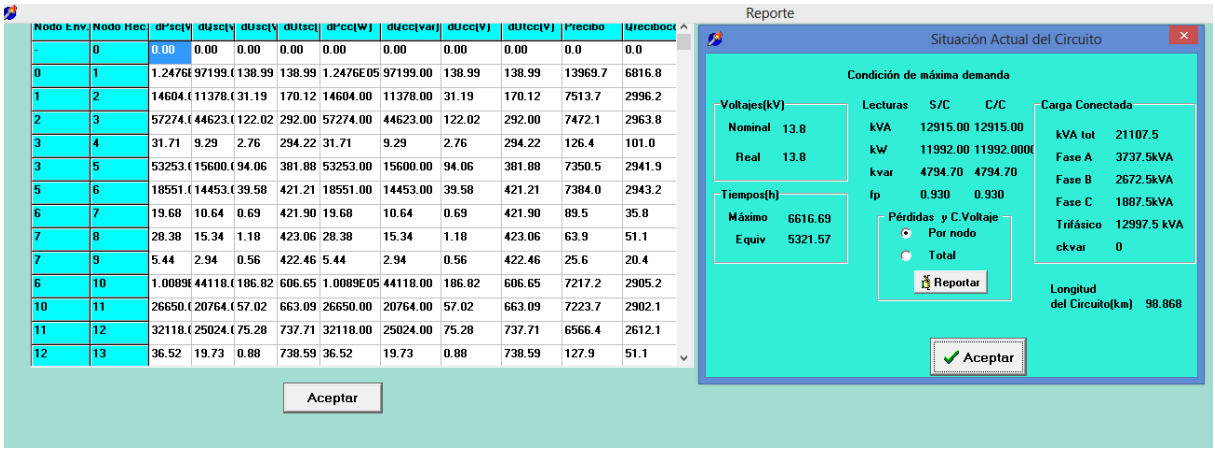

Figura 16 Interfaz de usuario flujo de carga EDIS
Fuente: El autor

Con la tabulación de la base de datos, misma que se cargó al sistema de cálculo, fue posible llegar a determinar de forma automatizada el número de transformadores de distribución primaría que conforman los circuitos de distribución de la ciudad el Coca, en la tabla 8 y 9 se presenta los resultados.

Tabla 8 Capacidad de los Transformadores monofásicos de los circuitos primarios de la S/E Coca

CAPACIDAD (kVA)	CANTIDAD	Característica
5	21	Monofásico
10	29	Monofásico
15	91	Monofásico
25	152	Monofásico
37,5	79	Monofásico
50	53	Monofásico
75	10	Monofásico
100	3	Monofásico
TOTAL	438	

Fuente: El Autor

Tabla 9 Capacidad de los Transformadores trifásicos de los circuitos primarios de la S/E Coca

CAPACIDAD (kVA)	CANTIDAD	Característica
50	12	Trifásico
45	11	Trifásico
30	19	Trifásico
100	15	Trifásico
75	2	Trifásico
200	4	Trifásico
150	4	Trifásico
125	3	Trifásico
160	1	Trifásico
95	2	Trifásico
60	2	Trifásico
250	2	Trifásico
175	1	Trifásico
400	1	Trifásico
TOTAL	79	

Fuente: El Autor

Para desarrollar el análisis técnico económico del factor de capacidad de los transformadores de la red de distribución primaria de la ciudad de el Coca (circuitos que conforman la S/E el Coca), fue necesario realizar dos corridas de flujos de carga, para determinar la potencia de envío y de recibo en cada tramo del circuito, en anexos se muestran los resultados de los flujos de carga simulados en mínima y máxima demanda.

Con la simulación de un flujo de carga en mínima y máxima demanda, efectuada a los circuitos de distribución, fue posible llegar a determinar el factor de capacidad que presentan los transformadores en cada hora de la curva de demanda, en la tabla 10 se presenta la variación del factor de carga en cada hora del día, en función de la curva de demanda seleccionada para la simulación.

Tabla 10 Variación del factor de carga en cada hora del día

CAP INT: 18857,5 KVA		
Hora	**kVA**	**Fcap**
1	7224	0,38
2	7213	0,38
3	6749	0,36
4	6749	0,36
5	6794	0,36
6	6910	0,37
7	6642	0,35
8	7742	0,41
9	9303	0,49
10	10250	0,54
11	10663	0,57
12	11080	0,59
13	10973	0,58
14	11783	0,62
15	12100	0,64
16	11797	0,63
17	11621	0,62
18	10948	0,58
19	12555	0,67
20	12915	0,68
21	12260	0,65
22	11517	0,61
23	10170	0,54
24	8944	0,47

Fuente: El Autor

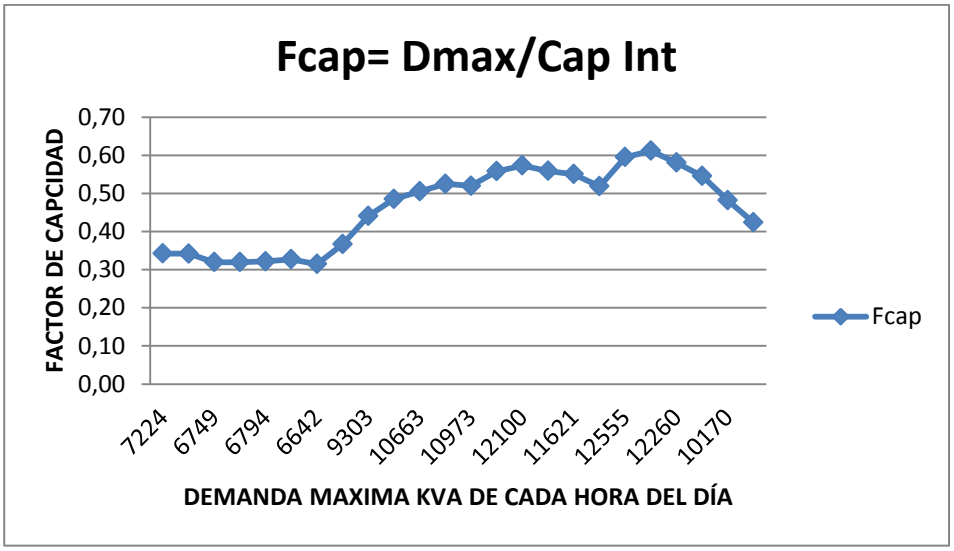

Figura 17 Cuadro estadístico de la variación del factor de carga en cada hora del día

Fuente: El Autor

d.3.3.3 Comportamiento de los transformadores existentes en los circuitos de la S/E El Coca en función del factor de capacidad.

Con las simulaciones efectuadas se llegó a determinar el comportamiento de los transformadores instalados, en función del factor de capacidad que presenta la curva de consumo seleccionada para la simulación, la variación del factor de capacidad se presentó en la tabla 10, se analiza el comportamiento durante las 24 horas, en la siguiente tabla se presentan los valores seleccionados para la simulación, se hizo uso de algunas de las expresiones de cálculo presentadas en acápites anteriores.

Tabla 11 Curva de consumo seleccionada para el análisis del factor de capacidad de los transformadores

Hora	P (kW)	Q (kvar)	S(kVA)	FACP	FP
0	8352	3200	8944	0,47	0,93
1	6616	2900	7224	0,38	0,92
2	6604	2900	7213	0,38	0,92
3	6094	2900	6749	0,36	0,9
4	6094	2900	6749	0,36	0,9
5	6144	2900	6794	0,36	0,9
6	6272	2900	6910	0,37	0,91
7	6023	2800	6642	0,35	0,91
8	7190	2870	7742	0,41	0,93
9	8640	3450	9303	0,49	0,93

10	9520	3800	10250	0,54	0,93
11	9900	3960	10663	0,57	0,93
12	10290	4110	11080	0,59	0,93
13	10190	4070	10973	0,58	0,93
14	10940	4376	11783	0,62	0,93
15	11235	4494	12100	0,64	0,93
16	10953	4381	11797	0,63	0,93
17	10790	4316	11621	0,62	0,93
18	10165	4066	10948	0,58	0,93
19	11657	4662	12555	0,67	0,93
20	11992	4796	12915	0,68	0,93
21	11383	4553	12260	0,65	0,93
22	10693	4277	11517	0,61	0,93
23	9653	3200	10170	0,54	0,95

Fuente: El Autor

Los datos que se presentan en la tabla 11 se utilizaron para analizar con la ayuda del software de simulación EDIS, el comportamiento de cada uno de los transformadores que conforman los circuitos de la S/E El Coca de forma automatizada, durante las 24 horas de la curva de demanda seleccionada. La interface de simulación que presenta el software EDIS para analizar el factor de capacidad se presenta en la figura 18.

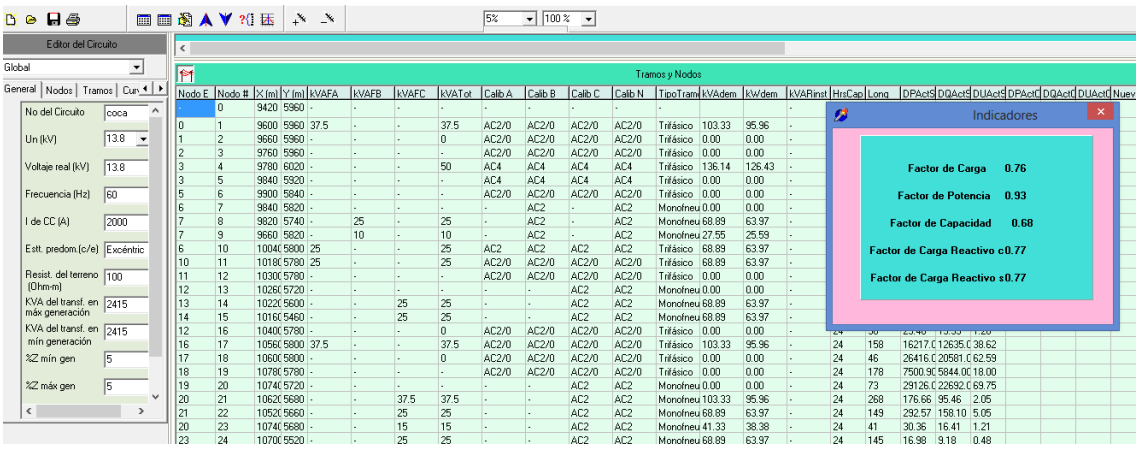

Figura 18 Interface de simulación del software EDIS para determinar el factor de capacidad

Fuente: El Autor

Una vez efectuadas las simulaciones correspondientes y con los datos que se presentó en la tabla 11, se llegó a determinar el comportamiento de los transformadores durante las 24 horas, resultados que se presentaran en las tablas de los acápites siguientes para cada capacidad de transformación.

d.3.3.4 Análisis técnico económico de los transformadores existentes en los circuitos de la S/E El Coca en función del factor de capacidad.

Para determinar el comportamiento técnico y económico de los trasformadores y determinar las pérdidas de transformación, se realizó una revisión de literatura incluyendo catálogos de fabricantes [Catálogo de Ecuatran 2007. Transformadores de Distribución] para obtener los datos necesarios para ejecutar esta investigación llegando a determinarse que: En los transformadores como en cualquier otro dispositivo eléctrico, se producen pérdidas de potencia, [Enciclopedia CEAC de Electricidad. Transformadores, Convertidores. Ediciones CEAC S.A. España 1997.], una parte de éstas pérdidas se producen ya en vacío y se conservan inalteradas en carga, por lo que se conocen con el nombre de pérdidas en vacío. Otra parte de las pérdidas solamente aparecen cuando el transformador está en carga y dependen, esencialmente, de la carga, éstas se denominan pérdidas debidas a la carga.

Las pérdidas en vacío son las que se producen en el circuito magnético a causa de la histéresis, por lo tanto son esencialmente pérdidas en el hierro.

Las pérdidas debidas a la carga se producen en los circuitos eléctricos primario y secundario de un transformador, se denominan también pérdidas en el cobre. Se deben por el efecto Joule del paso de las corrientes primaria y secundaria por los respectivos arrollamientos, son proporcionales a la corriente de carga.

Durante el funcionamiento en carga de un transformador aparecen simultáneamente las pérdidas en vacío y las pérdidas debidas a la carga, de forma que las pérdidas totales equivalentes son las pérdidas producidas en el cobre más las pérdidas producidas en el hierro.

De ellas, las pérdidas en hierro son las pérdidas fijas e independientes de la carga, y las pérdidas en el cobre son pérdidas variables y dependientes de la carga. Las pérdidas en

el hierro de un transformador tienen gran importancia durante la explotación ya que, por no depender de la carga, provocan un consumo de energía incluso cuando el transformador no consume, es decir en los periodos de paro, en esta investigación se utilizó los datos que se presentan en la tabla 12.

Tabla 12 Pérdidas de Potencia de trasformadores monofásicos

Valores límites para las pérdidas por transformación según la norma INEN 2114 y 2115		
CAP (KVA)	**PO(fe) kW**	**PK(cu) kW**
3	0,021	0,07
5	0,031	0,091
10	0,052	0,142
15	0,068	0,192
25	0,098	0,289
37,5	0,13	0,403
50	0,16	0,512
75	0,214	0,713
100	0,263	0,897
167	0,379	1,36

Fuente: Jhonny David Villacis Toasa, Escuela Politécnica Nacional 2011, Tesis de Grado

Para el análisis técnico y económico de los trasformadores se adoptó el siguiente criterio:

- Factor de potencia promedio de la curva de demanda.
- Un porcentaje de pérdidas referencial considerando la sumatoria de las pérdidas en el hierro y en el cobre, haciendo referencia las consideraciones de la tabla 12.
- Las pérdidas en el hierro son aproximadamente fijas y dependen de la capacidad del equipo. Su costo:

$$K_{DFE}(k) = P_{vaciot} \cdot \left(8760 \cdot C_{gh} + K_{SEP}\right)(USD/a) \qquad (63)$$

Donde:

P_{vacio}: Demanda de Potencia en vacío en kW.

8760: Horas al año (h/a), el equipo trabaja todo el año.

C_{gh}: Costo promedio de las centrales del SEP para generar y transportar hasta la distribución cada kWh; (USD/kWh).

K_{SEP}: Costo fijo del sistema eléctrico de potencia por cada kilo watt instalado (USD/kW/a). Incluyen generación, reserva, transmisión, distribución).

- Costo de las pérdidas en el Cobre**,** La energía consumida en el cobre depende de la curva de carga de los usuarios y su nivel de demanda. Se utilizan las expresiones:

$$K_{cu} = P_{cct}(k) \cdot \left(C_{gh} \cdot T_e + K_{SEP}\right) \left({}^{S}/_{S_n}\right)^2 \quad (64)$$

Donde:

P_{cct} *(k):* Potencia demandada en cortocircuito a corriente nominal y tensión reducida (kW).

T_e: Tiempo equivalente dado por la curva de carga costo variable del transformador.

S: Demanda en kVA.

Sn: Capacidad de transformación en kVA.

e.- MATERIALES Y MÉTODOS

e.1 Materiales

- Base de datos proporcionados por la CNEL Sucumbios.
- De escritorio.
- Catálogos técnicos.
- Libros.
- Internet.

e.2 Métodos

- Método Inductivo.
- Método Deductivo.
- Método Experimental.

f.- RESULTADOS

Al simular los seis circuitos de distribución que conforman la S/E el Coca, en el Software EDIS, fue posible llegar a determinar los parámetros de operación y funcionamiento, para ello fue necesario procesar la información proporcionada, todo parte de simular un flujo de carga, los resultados obtenidos se presentan en la tabla 13.

Tabla 13 Parámetros generales del Circuito

Carga Total Instalada	21107,5 kVA
Voltaje Nominal	13,8 kV
Voltaje Real	13,8kV
Tiempo Máximo	6616,69 h
Tiempo Equivalente	5321,57 h
Frecuencia de operación	60 Hz
Longitud Total	59,877 km

Fuente: El Autor

Luego de simular el comportamiento del flujo de carga se llegó a determinar los siguientes indicadores de funcionamiento con los que fue posible simular el comportamiento de cada transformador instalado durante las 24 horas, de acuerdo a los valores obtenidos en la tabla 14 y a los flujos de carga simulados, los resultados se presentan desde la tabla 15 a la tabla 22.

Tabla 14 Indicadores de la simulación

Factor de Carga	0,76
Factor de Potencia	0,93
factor de capacidad	0,68

Fuente: El Autor

Tabla 15 Análisis del transformador de 5 kVA en función de su factor de capacidad

POT. TRANSFORMADOR KVA					5
Hora	**P (kW)**	**Q (kvar)**	**S(kVA)**	**FP**	**FCAP**
0	2,21	0,87	2,37	0,93	0,47
1	1,76	0,75	1,92	0,92	0,38
2	1,76	0,75	1,91	0,92	0,38
3	1,61	0,78	1,79	0,9	0,36
4	1,61	0,78	1,79	0,9	0,36
5	1,62	0,79	1,80	0,9	0,36
6	1,67	0,76	1,83	0,91	0,37
7	1,60	0,73	1,76	0,91	0,35
8	1,91	0,75	2,05	0,93	0,41
9	2,29	0,91	2,47	0,93	0,49
10	2,53	1,00	2,72	0,93	0,54
11	2,63	1,04	2,83	0,93	0,57
12	2,73	1,08	2,94	0,93	0,59
13	2,71	1,07	2,91	0,93	0,58
14	2,91	1,15	3,12	0,93	0,62
15	2,98	1,18	3,21	0,93	0,64
16	2,91	1,15	3,13	0,93	0,63
17	2,87	1,13	3,08	0,93	0,62
18	2,70	1,07	2,90	0,93	0,58
19	3,10	1,22	3,33	0,93	0,67
20	3,18	1,26	3,42	0,93	0,68
21	3,02	1,19	3,25	0,93	0,65
22	2,84	1,12	3,05	0,93	0,61
23	2,56	0,84	2,70	0,95	0,54

Fuente: El Autor

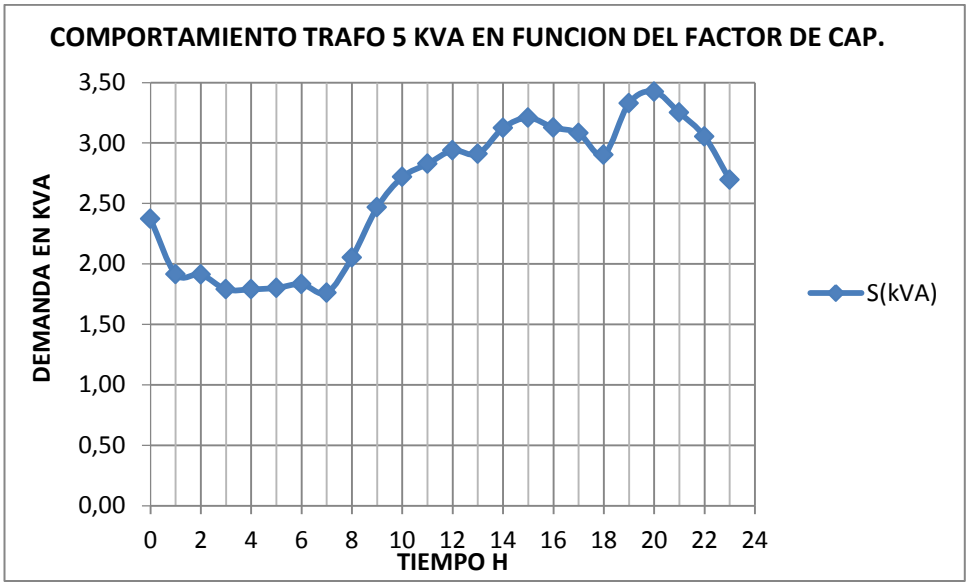

Figura 19 Curva característica del comportamiento del transformador de 5 kVA en función del factor de capacidad

Fuente: El Autor

Tabla 16 Análisis del transformador de 10 kVA en función de su factor de capacidad

POT. TRANSFORMADOR KVA					10
Hora	**P (kW)**	**Q (kvar)**	**S(kVA)**	**FP**	**FCAP**
0	4,41	1,74	4,74	0,93	0,47
1	3,52	1,50	3,83	0,92	0,38
2	3,52	1,50	3,82	0,92	0,38
3	3,22	1,56	3,58	0,90	0,36
4	3,22	1,56	3,58	0,90	0,36
5	3,24	1,57	3,60	0,90	0,36
6	3,33	1,52	3,66	0,91	0,37
7	3,21	1,46	3,52	0,91	0,35
8	3,82	1,51	4,11	0,93	0,41
9	4,59	1,81	4,93	0,93	0,49
10	5,06	2,00	5,44	0,93	0,54
11	5,26	2,08	5,65	0,93	0,57
12	5,46	2,16	5,88	0,93	0,59
13	5,41	2,14	5,82	0,93	0,58
14	5,81	2,30	6,25	0,93	0,62
15	5,97	2,36	6,42	0,93	0,64
16	5,82	2,30	6,26	0,93	0,63
17	5,73	2,27	6,16	0,93	0,62
18	5,40	2,13	5,81	0,93	0,58
19	6,19	2,45	6,66	0,93	0,67
20	6,37	2,52	6,85	0,93	0,68
21	6,05	2,39	6,50	0,93	0,65
22	5,68	2,24	6,11	0,93	0,61
23	5,12	1,68	5,39	0,95	0,54

Fuente: El autor

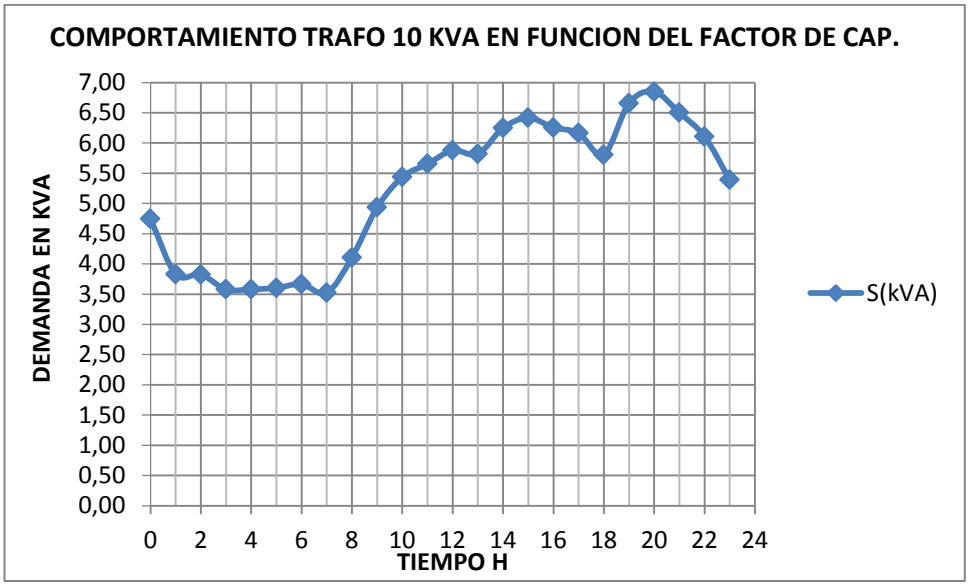

Figura 20 Curva característica del comportamiento del transformador de 10 kVA en función del factor de capacidad

Fuente: El autor

Tabla 17 Análisis del transformador de 15 kVA en función de su factor de capacidad

POT. TRANSFORMADOR KVA					15
Hora	**P (kW)**	**Q (kvar)**	**S(kVA)**	**FP**	**FCAP**
0	6,62	2,61	7,11	0,93	0,47
1	5,29	2,25	5,75	0,92	0,38
2	5,28	2,25	5,74	0,92	0,38
3	4,83	2,34	5,37	0,90	0,36
4	4,83	2,34	5,37	0,90	0,36
5	4,86	2,36	5,40	0,90	0,36
6	5,00	2,28	5,50	0,91	0,37
7	4,81	2,19	5,28	0,91	0,35
8	5,73	2,26	6,16	0,93	0,41
9	6,88	2,72	7,40	0,93	0,49
10	7,58	3,00	8,15	0,93	0,54
11	7,89	3,12	8,48	0,93	0,57
12	8,20	3,24	8,81	0,93	0,59
13	8,12	3,21	8,73	0,93	0,58
14	8,72	3,44	9,37	0,93	0,62
15	8,95	3,54	9,63	0,93	0,64
16	8,73	3,45	9,38	0,93	0,63
17	8,60	3,40	9,24	0,93	0,62
18	8,10	3,20	8,71	0,93	0,58
19	9,29	3,67	9,99	0,93	0,67
20	9,55	3,78	10,27	0,93	0,68
21	9,07	3,58	9,75	0,93	0,65
22	8,52	3,37	9,16	0,93	0,61
23	7,68	2,53	8,09	0,95	0,54

Fuente: El Autor

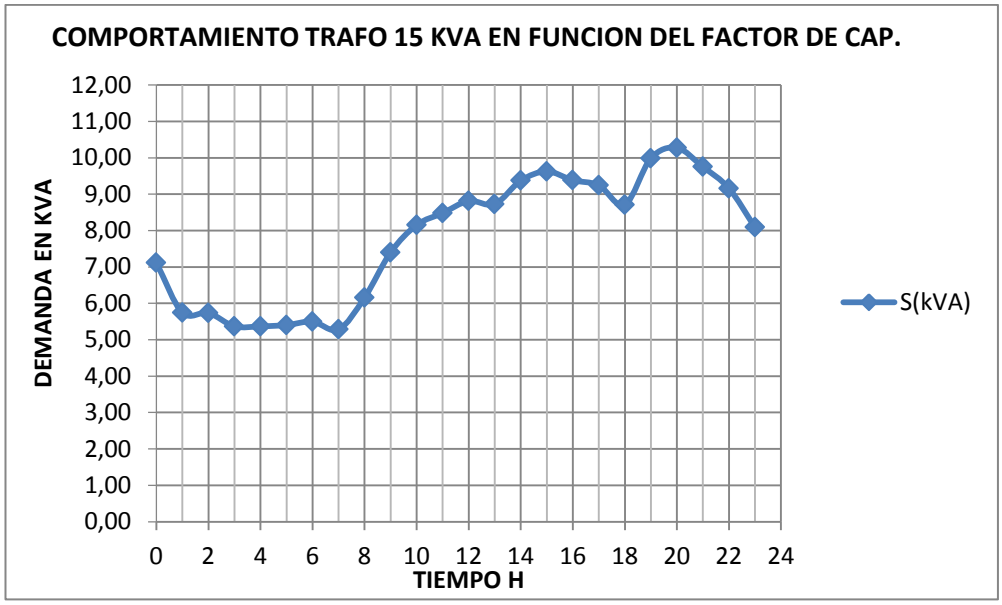

Figura 21 Curva característica del comportamiento del transformador de 15 kVA en función del factor de capacidad

Fuente: El Autor

Tabla 18 Análisis del transformador de 25 kVA en función de su factor de capacidad

POT. TRANSFORMADOR KVA					25
Hora	**P (kW)**	**Q (kvar)**	**S(kVA)**	**FP**	**FCAP**
0	11,03	4,36	11,86	0,93	0,47
1	8,81	3,75	9,58	0,92	0,38
2	8,80	3,75	9,56	0,92	0,38
3	8,05	3,90	8,95	0,90	0,36
4	8,05	3,90	8,95	0,90	0,36
5	8,11	3,93	9,01	0,90	0,36
6	8,34	3,80	9,16	0,91	0,37
7	8,01	3,65	8,81	0,91	0,35
8	9,54	3,77	10,26	0,93	0,41
9	11,47	4,53	12,33	0,93	0,49
10	12,64	4,99	13,59	0,93	0,54
11	13,15	5,20	14,14	0,93	0,57
12	13,66	5,40	14,69	0,93	0,59
13	13,53	5,35	14,55	0,93	0,58
14	14,53	5,74	15,62	0,93	0,62
15	14,92	5,90	16,04	0,93	0,64
16	14,54	5,75	15,64	0,93	0,63
17	14,33	5,66	15,41	0,93	0,62
18	13,50	5,33	14,51	0,93	0,58
19	15,48	6,12	16,64	0,93	0,67
20	15,92	6,29	17,12	0,93	0,68
21	15,12	5,97	16,25	0,93	0,65
22	14,20	5,61	15,27	0,93	0,61
23	12,81	4,21	13,48	0,95	0,54

Fuente: El Autor

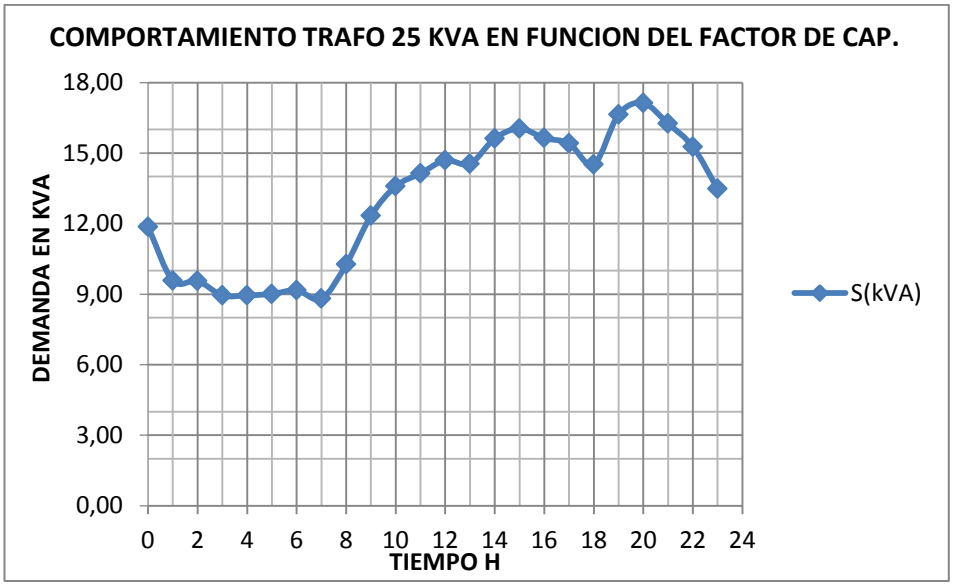

Figura 22 Curva característica del comportamiento del transformador de 25 kVA en función del factor de capacidad

Fuente: El Autor

Tabla 19 Análisis del transformador de 37,5 kVA en función de su factor de capacidad

POT. TRANSFORMADOR KVA					37,5
Hora	**P (kW)**	**Q (kvar)**	**S(kVA)**	**FP**	**FCAP**
0	16,54	6,54	17,79	0,93	0,47
1	13,22	5,63	14,36	0,92	0,38
2	13,20	5,62	14,34	0,92	0,38
3	12,08	5,85	13,42	0,90	0,36
4	12,08	5,85	13,42	0,90	0,36
5	12,16	5,89	13,51	0,90	0,36
6	12,50	5,70	13,74	0,91	0,37
7	12,02	5,48	13,21	0,91	0,35
8	14,32	5,66	15,40	0,93	0,41
9	17,21	6,80	18,50	0,93	0,49
10	18,96	7,49	20,38	0,93	0,54
11	19,72	7,79	21,20	0,93	0,57
12	20,49	8,10	22,03	0,93	0,59
13	20,29	8,02	21,82	0,93	0,58
14	21,79	8,61	23,43	0,93	0,62
15	22,38	8,84	24,06	0,93	0,64
16	21,82	8,62	23,46	0,93	0,63
17	21,49	8,49	23,11	0,93	0,62
18	20,25	8,00	21,77	0,93	0,58
19	23,22	9,18	24,97	0,93	0,67
20	23,89	9,44	25,68	0,93	0,68
21	22,67	8,96	24,38	0,93	0,65
22	21,30	8,42	22,90	0,93	0,61
23	19,21	6,31	20,22	0,95	0,54

Fuente: El Autor

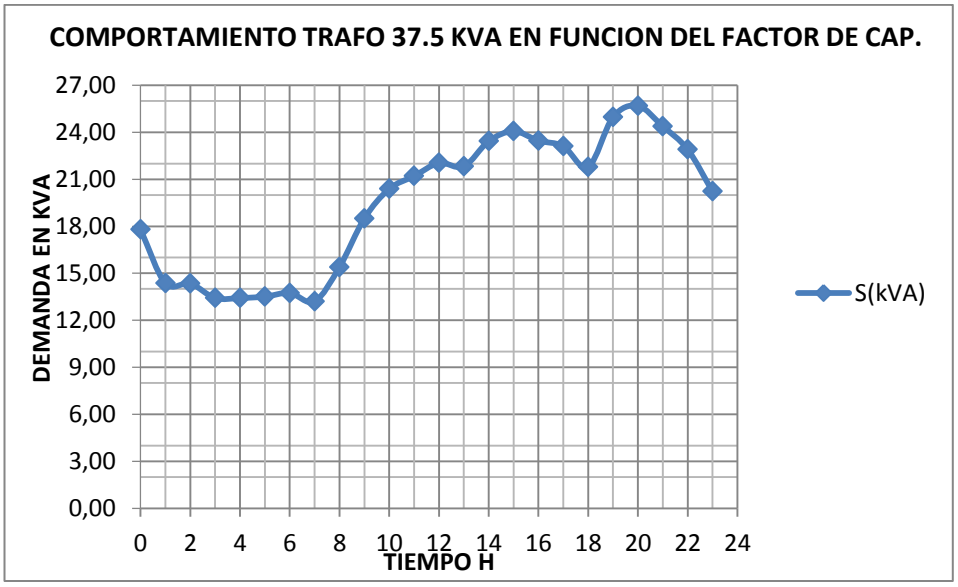

Figura 23 Curva característica del comportamiento del transformador de 37.5 kVA en función del factor de capacidad

Fuente: El Autor

Tabla 20 Análisis del transformador de 50 kVA en función de su factor de capacidad

POT. TRANSFORMADOR KVA					50
Hora	**P (kW)**	**Q (kvar)**	**S(kVA)**	**FP**	**FCAP**
0	22,05	8,72	23,71	0,93	0,47
1	17,62	7,51	19,15	0,92	0,38
2	17,59	7,50	19,12	0,92	0,38
3	16,10	7,80	17,89	0,90	0,36
4	16,10	7,80	17,89	0,90	0,36
5	16,21	7,85	18,01	0,90	0,36
6	16,67	7,60	18,32	0,91	0,37
7	16,03	7,30	17,61	0,91	0,35
8	19,09	7,54	20,53	0,93	0,41
9	22,94	9,07	24,67	0,93	0,49
10	25,28	9,99	27,18	0,93	0,54
11	26,29	10,39	28,27	0,93	0,57
12	27,32	10,80	29,38	0,93	0,59
13	27,06	10,69	29,09	0,93	0,58
14	29,05	11,48	31,24	0,93	0,62
15	29,84	11,79	32,08	0,93	0,64
16	29,09	11,50	31,28	0,93	0,63
17	28,66	11,33	30,81	0,93	0,62
18	27,00	10,67	29,03	0,93	0,58
19	30,96	12,24	33,29	0,93	0,67
20	31,85	12,59	34,24	0,93	0,68
21	30,23	11,95	32,51	0,93	0,65
22	28,40	11,22	30,54	0,93	0,61
23	25,62	8,42	26,96	0,95	0,54

Fuente: El Autor

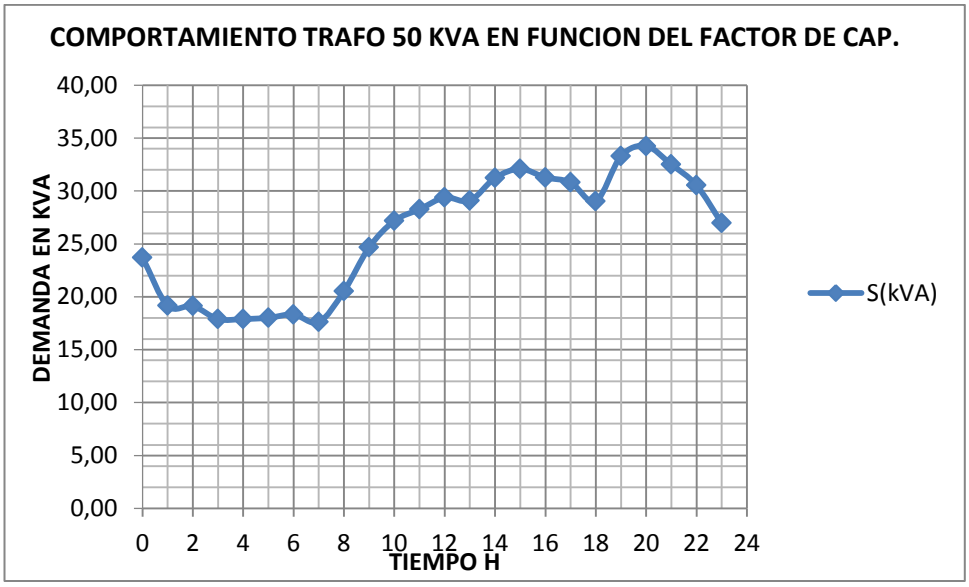

Figura 24 Curva característica del comportamiento del transformador de 50 kVA en función del factor de capacidad

Fuente: El Autor

Tabla 21 Análisis del transformador de 75 kVA en función de su factor de capacidad

POT. TRANSFORMADOR KVA					75
Hora	**P (kW)**	**Q (kvar)**	**S(kVA)**	**FP**	**FCAP**
0	33,08	13,07	35,57	0,93	0,47
1	26,43	11,26	28,73	0,92	0,38
2	26,39	11,24	28,69	0,92	0,38
3	24,16	11,70	26,84	0,90	0,36
4	24,16	11,70	26,84	0,90	0,36
5	24,32	11,78	27,02	0,90	0,36
6	25,01	11,39	27,48	0,91	0,37
7	24,04	10,95	26,42	0,91	0,35
8	28,63	11,32	30,79	0,93	0,41
9	34,41	13,60	37,00	0,93	0,49
10	37,91	14,98	40,77	0,93	0,54
11	39,44	15,59	42,41	0,93	0,57
12	40,98	16,20	44,07	0,93	0,59
13	40,59	16,04	43,64	0,93	0,58
14	43,58	17,22	46,86	0,93	0,62
15	44,76	17,69	48,13	0,93	0,64
16	43,63	17,25	46,92	0,93	0,63
17	42,98	16,99	46,22	0,93	0,62
18	40,49	16,00	43,54	0,93	0,58
19	46,44	18,35	49,93	0,93	0,67
20	47,77	18,88	51,37	0,93	0,68
21	45,35	17,92	48,76	0,93	0,65
22	42,60	16,84	45,80	0,93	0,61
23	38,42	12,63	40,45	0,95	0,54

Fuente: El Autor

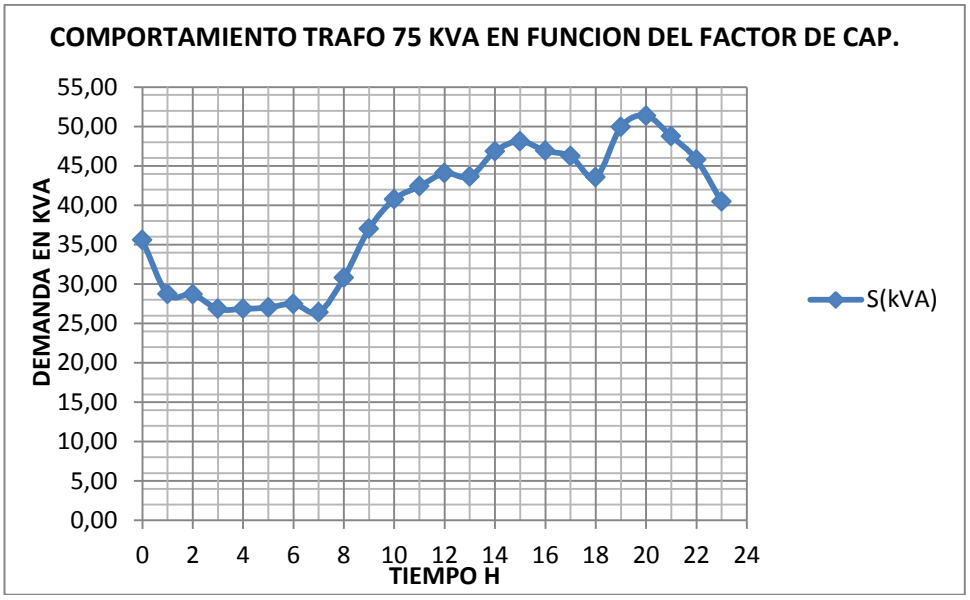

Figura 25 Curva característica del comportamiento del transformador de 75 kVA en función del factor de capacidad

Fuente: El Autor

Tabla 22 Análisis del transformador de 100 kVA en función de su factor de capacidad

POT. TRANSFORMADOR KVA					100
Hora	**P (kW)**	**Q (kvar)**	**S(kVA)**	**FP**	**FCAP**
0	44,11	17,43	47,43	0,93	0,47
1	35,24	15,01	38,31	0,92	0,38
2	35,19	14,99	38,25	0,92	0,38
3	32,21	15,60	35,79	0,90	0,36
4	32,21	15,60	35,79	0,90	0,36
5	32,43	15,70	36,03	0,90	0,36
6	33,35	15,19	36,64	0,91	0,37
7	32,05	14,60	35,22	0,91	0,35
8	38,18	15,09	41,05	0,93	0,41
9	45,88	18,13	49,33	0,93	0,49
10	50,55	19,98	54,36	0,93	0,54
11	52,59	20,78	56,54	0,93	0,57
12	54,65	21,60	58,76	0,93	0,59
13	54,11	21,39	58,19	0,93	0,58
14	58,11	22,97	62,48	0,93	0,62
15	59,68	23,59	64,17	0,93	0,64
16	58,18	22,99	62,56	0,93	0,63
17	57,31	22,65	61,63	0,93	0,62
18	53,99	21,34	58,06	0,93	0,58
19	61,92	24,47	66,58	0,93	0,67
20	63,70	25,17	68,49	0,93	0,68
21	60,46	23,90	65,01	0,93	0,65
22	56,80	22,45	61,07	0,93	0,61
23	51,23	16,84	53,93	0,95	0,54

Fuente: El Autor

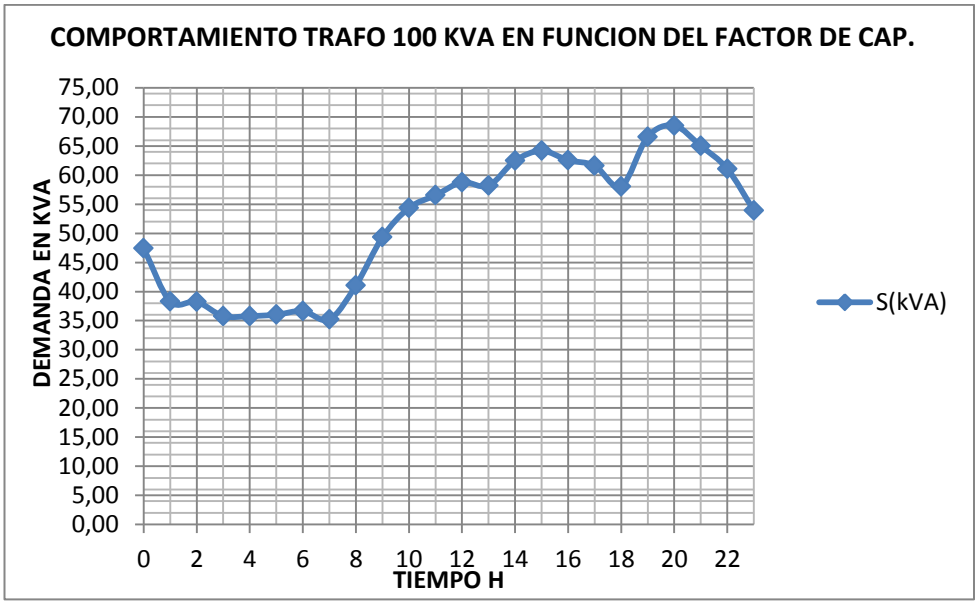

Figura 26 Curva característica del comportamiento del transformador de 100 kVA en función del factor de capacidad
Fuente: El Autor

Una vez que se determinó las pérdidas, en la diferentes capacidades instaladas que se presentan en la tabla 14, se determinó los costos económicos que presentan los transformadores (pérdidas por transformación) instalados en la actualidad en los circuitos de la S/E El Coca, para estos cálculos se tomó como referencia el factor de capacidad en máxima demanda, este valor es de 0, 68.

Al aplicar las expresiones de cálculo mencionadas en acápites anteriores se obtuvieron los siguientes resultados de la tabla 23.

Tabla 23 Costo USD/a de Pérdidas por transformación

CAP TRAF KVA	CONSTANTES								Costo Pérdidas
	Fcap = 0,68	PK Cu	Po Fe	Cgh	Te	K_{SEP}	Kpcu	Kfe	
	Pdemax kW	kW	kW	USD/kW	h/a	USD/kW/a	USD/a	USD/a	USD/a
5	3,18	0,091	0,031	0,04098	5321,57	303	21,93	20,52	42,45
10	6,37	0,142	0,052	0,04098	5321,57	303	34,21	34,42	68,64
15	9,55	0,192	0,068	0,04098	5321,57	303	46,26	45,01	91,28
25	15,92	0,289	0,098	0,04098	5321,57	303	69,63	64,87	134,51
37,5	23,89	0,403	0,13	0,04098	5321,57	303	97,10	86,06	183,16
50	31,85	0,512	0,16	0,04098	5321,57	303	123,36	105,92	229,28
75	47,77	0,713	0,214	0,04098	5321,57	303	171,79	141,66	313,46
100	63,70	0,897	0,263	0,04098	5321,57	303	216,13	174,10	390,23

Fuente: El Autor

g.- DISCUSIÓN

Los sistemas eléctricos de distribución deben tener una adecuada planificación, para que sean económicamente explotables en el tiempo, los cuales deben tener una planificación a corto, mediano y largo plazo, siempre evitando la instalación innecesaria de transformadores, líneas, entre otros equipos, que operen muy por debajo de sus condiciones de diseño, lo cual generara pérdidas técnicas considerables, en el presente análisis se evaluaron los seis circuitos de distribución primaria de la S/E El Coca.

En esta investigación solo se analizaron trasformadores monofásicos, debido a que el comportamiento de un transformador trifásico es diferente, casi siempre los transformadores trifásicos instalados sirven cargas industriales y comerciales, al contrario de los monofásicos que casi siempre sirven cargas residenciales, pero se consideró la instalación de los trasformadores trifásicos en las simulaciones efectuadas para la asignación de cargas, el software EDIS se basa en el método de Arvidson para la asignación de carga a cada nodo del circuito, parte de una sola medición en la subestación y establece cinco suposiciones: tomar el factor de potencia uniforme para todo el circuito, el factor de capacidad es uniforme para todos los transformadores del alimentador analizado, el factor de diversidad es unitario para todas las cargas del circuito, las cargas están perfectamente balanceadas y el crecimiento vegetativo es uniforme.

h.- CONCLUSIONES

- Con el procesamiento de la base de datos de los históricos de consumo se determinó los valores de consumo máximos para simular el comportamiento de los circuitos de distribución pertenecientes a la S/E El Coca.

- Con el uso del software EDIS fue posible realizar las simulaciones de flujos de carga en mínima y en máxima demanda, para determinar el comportamiento de los trasformadores instalados a largo y ancho de los circuitos de distribución primaria que conforman la S/E El Coca.

- Con la preparación de la base de datos fue posible llegar a determinar el comportamiento de cada uno de los transformadores monofásicos, que componen los circuitos de la S/E El Coca, durante las 24 horas.

- Del análisis efectuado se determinó el factor de carga de las 24 horas de cada transformador, que conforma los circuitos de distribución de la ciudad de El Coca, teniendo como promedio un factor de capacidad de 0.52.

- Con los resultados obtenidos de los flujos de carga de mínima y máxima demanda se determinó que los trasformadores de distribución (del sector residencial) no están sobrecargados, el factor de capacidad máximo es del 68% y el factor de capacidad mínimo es del 35%.

i.- RECOMENDACIONES

- Implementar en la CNEL Sucumbios, un sistema SCADA (Sistema de Control y Adquisición de Datos) para el monitoreo del consumo de energía en la S/E El Coca, en la actualidad se lo hace de forma manual, lo que genera que los datos recolectados tiendan algunas veces al error.

- Desarrollar una metodología adecuada para la selección de transformadores destinados al sector residencial y así disminuir las pérdidas técnicas.

- Levantar la información de las redes de distribución primaria, para ingresarla a un sistema de información georeferenciado, como se lo está haciendo a nivel nacional, en la actualidad no existe este sistema de datos.

j.- BIBLIOGRAFÍA

[1] Diseño del Sistema de Distribución Primario de la Subestación Sur de La Empresa Eléctrica Milagro C.A. 2000.

[2] Llamo, H S.: "Sistemas Eléctricos II", CIPEL. ISPJAE. 2009.

[3] Carvajal, Raúl N. Pérez: Los algoritmos genéticos como herramienta de planificación de redes. CIPEL. ISPJAE. 2010.

[4] Carvajal Raúl N. Pérez, Balanceo de Circuitos de Distribución Primaria CIPEL. ISPJAE 2002.

[5] Carvajal R. Redistribución de Transformadores, notas de clases. Maestría Ingeniería Eléctrica, Venezuela 2010.

[6] GÖNEN, Turan. 1986. Transformadores de distribución, universidad de california, ISBN 0471859931.

[7] CARVAJAL, Raúl. Evaluación Económica del Cambio de Calibre de los Conductores. CIPEL.ISPAJAE energética vol. XXV, No1 2004.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTARIA.

[8] ARROYO, J. (2009). *ANÁLISIS Y DISEÑO DE REDES DE BAJA TENSIÓN A PARTIR DE LA MEDICIÓN Y LA CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.* Costa Rica: Universidad de Costa Rica.

[9] CONTRERAS, D. (1989). *Mejoramiento de la Regulación y Control de Voltaje en el Sistema de Distribución de la EMPRESA ELÉCTRICA LOS RIOS C.A.* Guayaquil: ESPOL.

[10] HERRERA, A. (2007). *ESTUDIO DEL FACTOR DE CARGA PARA EL DISEÑO ELÉCTRICO DE EDIFICIOS DE OFICINAS Y LOCALES COMERCIALES DEL SECTOR COMERCIAL EN LA CIUDAD DE QUITO.* Quito: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

[11] MURILLO, P. (2005). *Estudio sobre el Servicio de Energía Eléctrica en el Ecuador y su impacto en los consumidores.* Quito: Tribuna Ecuatoriana de Consumidores y Usuarios.

[12] VILLACÍS, J. (2011). *Propuesta de guía para la selección de transformadores de distribución con énfasis en su nivel carga.* Quito 2011.

ANEXOS

ANEXO 1: FLUJOS DE CARGA SIMULADOS

Tramos y Nodos

Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram	kVAdem	kWdem	kVARinst	HrsCap	Long
-	0	9420	5960	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	24	-
0	1	9600	5960	37.5	-	-	37.5	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	103.33	95.96	-	24	165
1	2	9660	5960	-	-	-	0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	71
2	3	9760	5960	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	277
3	4	9780	6020	-	-	-	50	AC4	AC4	AC4	AC4	Trifásico	136.14	126.43	-	24	130
3	5	9840	5920	-	-	-	-	AC4	AC4	AC4	AC4	Trifásico	0.00	0.00	-	24	90
5	6	9900	5840	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	90
6	7	9840	5820	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	75
7	8	9820	5740	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	150
7	9	9660	5820	-	10	-	10	-	AC2	-	AC2	Monofneu	27.55	25.59	-	24	180
6	10	10040	5800	25	-	-	25	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	68.89	63.97	-	24	264
10	11	10180	5780	25	-	-	25	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	68.89	63.97	-	24	130
11	12	10300	5780	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	188
12	13	10260	5720	-	-	-	-	-	-	AC2	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	65
13	14	10220	5600	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	141
14	15	10160	5460	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	149
12	16	10400	5780	-	-	-	0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	98
16	17	10560	5800	37.5	-	-	37.5	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	103.33	95.96	-	24	158
17	18	10600	5800	-	-	-	0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	46
18	19	10780	5780	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	178
19	20	10740	5720	-	-	-	-	-	-	AC2	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	73
20	21	10620	5680	-	-	37.5	37.5	-	-	AC2	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	268
21	22	10520	5660	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	149
20	23	10740	5680	-	-	15	15	-	-	AC2	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	41
23	24	10700	5520	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	145
19	25	10900	5760	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	201
25	26	10900	5860	-	-	37.5	37.5	-	-	AC2	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	201
25	27	10980	5760	37.5	-	-	37.5	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	103.33	95.96	-	24	80
27	28	11080	5740	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	89
28	29	11020	5660	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	95
29	30	11000	5620	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	173
28	31	11180	5740	25	-	-	25	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	68.89	63.97	-	24	180
31	32	11280	5720	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	179

Tramos y Nodos																	
Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram	kVAdem	kWdem	kVARinst	HrsCap	Long
32	33	11260	5620	-	37.5	-	37.5	-	AC2	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	124
33	34	11240	5540	-	37.5	-	37.5	-	AC2	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	166
34	35	11240	5480	-	37.5	-	37.5	-	AC2	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	213
32	36	11320	5720	37.5	-	-	37.5	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	103.33	95.96	-	24	17
36	37	11360	5720	-	-	-	0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	142
37	38	11420	5720	15	-	-	15	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	41.33	38.38	-	24	3
38	39	11480	5740	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	71
39	40	11480	5660	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	87
40	41	11480	5600	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	280
39	42	11600	5740	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	278
42	43	11580	5620	-	-	-	0	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	113
42	44	11640	5740	25	50	-	75	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	206.66	191.92	-	24	42
44	45	11680	5740	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	55
45	46	11680	5640	-	-	37.5	37.5	-	-	AC2	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	127
46	47	11660	5580	-	-	37.5	37.5	-	-	AC2	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	185
47	48	11660	5500	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	203
48	49	11640	5400	-	-	-	-	-	-	AC2	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	97
49	50	11740	5400	-	-	-	-	-	-	AC2	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	150
50	51	11760	5480	-	-	15	15	-	-	AC2	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	150
50	52	11720	5340	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	92
50	53	11840	5380	-	-	-	-	-	-	AC2	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	97
53	54	11820	5300	-	-	15	15	-	-	AC2	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	150
53	55	11840	5480	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	191
53	56	11900	5380	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	192
49	57	11620	5360	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	10
57	58	11600	5300	-	-	50	50	-	-	AC2	AC2	Monofneu	137.77	127.95	-	24	67
45	59	11720	5760	25	-	-	25	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	68.89	63.97	-	24	27
59	60	11780	5760	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	146
60	61	11800	5680	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	172
61	62	11820	5580	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	94
60	63	11860	5780	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	92
63	64	11880	5700	-	37.5	-	37.5	-	AC2	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	77
64	65	11900	5640	-	37.5	-	37.5	-	AC2	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	140

Tramos y Nodos																	
Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram	kVAdem	kWdem	kVARinst	HrsCap	Long
65	66	11960	5600	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	162
66	67	11900	5560	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	77
67	68	11920	5480	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	172
68	69	11940	5400	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	170
69	70	11980	5360	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	119
66	71	12040	5620	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	91
71	72	12040	5660	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	19
71	73	12040	5560	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	119
73	74	12060	5460	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	107
74	75	12080	5340	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	146
75	76	12100	5260	-	25	-	25	-	AC4	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	153
63	77	11920	5800	25	-	-	25	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	68.89	63.97	-	24	65
77	78	11960	5800	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	41
78	79	11980	5740	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	150
78	80	12040	5820	25	-	-	25	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	68.89	63.97	-	24	223
80	81	12120	5820	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	117
81	82	12120	5760	25	-	-	25	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	68.89	63.97	-	24	59
82	83	12160	5660	-	-	-	0	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	95
83	84	12240	5600	-	-	-	-	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	92
84	85	12260	5580	-	15	-	15	-	AC2	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	29
85	86	12300	5700	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	151
86	87	12260	5720	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	195
86	88	12320	5700	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	19
88	89	12380	5700	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	148
84	90	12200	5560	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	88
90	91	12200	5520	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	19
91	92	12200	5460	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	146
90	93	12160	5580	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	34
93	94	12120	5620	-	15	-	15	-	AC2	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	17
93	95	12140	5560	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	170
95	96	12100	5460	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	148
96	97	12140	5380	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	161
81	98	12320	5840	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	298

Tramos y Nodos

Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram	kVAdem	kWdem	kVARinst	HrsCap	Long
82	83	1216	5660	-	-	-	0	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	95
83	84	1224	5600	-	-	-	-	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	92
84	85	1226	5580	-	15	-	15	-	AC2	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	29
85	86	1230	5700	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	151
86	87	1226	5720	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	195
86	88	1232	5700	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	19
88	89	1238	5700	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	148
84	90	1220	5560	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	88
90	91	1220	5520	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	19
91	92	1220	5460	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	146
90	93	1216	5580	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	34
93	94	1212	5620	-	15	-	15	-	AC2	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	17
93	95	1214	5560	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	170
95	96	1210	5460	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	148
96	97	1214	5380	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	161
81	98	1232	5840	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	298
98	99	1236	5760	-	-	-	0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	192
98	100	1240	5840	-	-	-	0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	75
100	101	1246	5840	37.5	-	25	62.5	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	172.22	159.93	-	24	58
101	102	1258	5840	37.5	-	-	37.5	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	103.33	95.96	-	24	544
102	103	1264	5840	-	-	-	-	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	74
103	104	1264	5920	-	50	-	50	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	137.77	127.95	-	24	36
104	105	1264	5980	25	-	-	25	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	68.89	63.97	-	24	150
103	106	1256	5940	-	-	-	0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	117
103	107	1268	5800	-	-	-	-	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	52
107	108	1270	5740	-	-	-	-	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	13
108	109	1266	5720	-	-	-	0	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	45
108	110	1278	5760	37.5	-	-	37.5	AC2	-	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	73
108	111	1282	5660	-	-	-	-	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	217
111	112	1272	5620	10	-	-	10	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	27.55	25.59	-	24	106
111	113	1282	5620	37.5	-	-	37.5	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	103.33	95.96	-	24	40
113	114	1284	5560	50	-	-	50	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	137.77	127.95	-	24	65
114	115	1286	5480	-	-	-	-	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	77

Tramos y Nodos

Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram	kVAdem	kWdem	kVARinst	HrsCap	Long
115	116	1276	5420	-	-	-	-	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	105
116	117	1276	5340	50	-	-	50	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	137.77	127.95	-	24	17
117	118	1274	5280	-	-	-	0	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	150
116	119	1268	5460	-	-	-	-	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	77
119	120	1262	5460	-	-	37.5	37.5	-	-	AC2	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	112
119	121	1264	5540	-	50	-	50	-	AC2	-	AC2	Monofneu	137.77	127.95	-	24	143
119	122	1264	5380	37.5	-	-	37.5	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	103.33	95.96	-	24	81
122	123	1256	5340	-	-	-	-	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	0.00	0.00	-	24	92
123	124	1260	5160	-	37.5	-	37.5	-	AC2	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	185
123	125	1252	5320	37.5	-	-	37.5	AC2	AC2	AC2	AC2	Trifásico	103.33	95.96	-	24	21
123	126	1250	5420	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	139
126	127	1252	5480	-	37.5	-	37.5	-	AC2	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	12
126	128	1244	5480	-	50	-	50	-	AC2	-	AC2	Monofneu	137.77	127.95	-	24	19
126	129	1242	5360	-	15	-	15	-	AC2	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	98
129	130	1234	5300	-	37.5	-	37.5	-	AC2	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	183
130	131	1232	5240	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	32
131	132	1226	5200	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	78
131	133	1234	5160	-	50	-	50	-	AC2	-	AC2	Monofneu	137.77	127.95	-	24	9
133	134	1238	5060	-	50	-	50	-	AC2	-	AC2	Monofneu	137.77	127.95	-	24	244
131	135	1228	5320	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	139
135	136	1222	5300	-	37.5	-	37.5	-	AC2	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	28
135	137	1230	5380	-	50	-	50	-	AC2	-	AC2	Monofneu	137.77	127.95	-	24	73
115	138	1300	5480	-	-	-	-	-	-	AC2	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	145
138	139	1302	5340	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	127
138	140	1302	5540	-	-	25	25	-	-	AC2	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	59
11	141	1010	5700	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	53
141	142	1006	5680	-	37.5	-	37.5	-	AC4	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	55
141	143	1004	5380	-	37.5	-	37.5	-	AC2	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	338
143	144	1002	5300	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	35
144	145	9940	5300	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	25
145	146	9880	5340	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	2
144	147	1000	5140	-	-	-	-	-	AC2	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	222
147	148	9980	5120	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	40

Tramos y Nodos

Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram	kVAdem	kWdem	kVARinst	HrsCap	Long
147	149	10180	5040	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	191
149	150	10300	5100	-	25	-	25	-	AC2	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	137
150	151	10400	5160	-	15	-	15	-	AC2	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	122
151	152	10500	5220	-	15	-	15	-	AC2	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	118
1	153	9780	6140	25	-	-	25	AC2/0	AC2/0	AC2/0	AC2/0	Trifásico	68.89	63.97	-	24	289
153	154	9880	6120	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	150
154	155	10040	6120	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	162
155	156	10180	6080	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	142
156	157	10320	6080	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	123
157	158	10420	6080	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	116
158	159	10580	6020	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	167
159	160	10740	6040	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	159
1	161	9540	5740	-	-	-	-	AC4/0	AC4/0	AC4/0	AC4/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	247
161	162	9320	5600	25	-	-	25	AC4/0	AC4/0	AC4/0	AC4/0	Trifásico	68.89	63.97	-	24	420
162	163	9060	5580	25	-	-	25	AC4/0	AC4/0	AC4/0	AC4/0	Trifásico	68.89	63.97	-	24	259
163	164	8800	5500	-	15	-	15	AC4/0	AC4/0	AC4/0	AC4/0	Trifásico	41.33	38.38	-	24	1106
164	165	8640	5360	-	-	15	15	AC4/0	AC4/0	AC4/0	AC4/0	Trifásico	41.33	38.38	-	24	162
165	166	8460	5460	15	-	-	15	AC4/0	AC4/0	AC4/0	AC4/0	Trifásico	41.33	38.38	-	24	195
166	167	8360	5500	25	25	-	50	AC4/0	AC4/0	AC4/0	AC4/0	Trifásico	137.77	127.95	-	24	113
167	168	8300	5640	50	-	-	50	AC4/0	AC4/0	AC4/0	AC4/0	Trifásico	137.77	127.95	-	24	16
168	169	8300	5780	25	37.5	15	77.5	AC4/0	AC4/0	AC4/0	AC4/0	Trifásico	213.55	198.32	-	24	64
169	170	8360	5780	-	-	-	-	AC2	-	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	67
170	171	8500	5820	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	143
171	172	8620	5880	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	239
172	173	8700	5960	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	150
170	174	8300	5940	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	163
174	175	8220	6180	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	245
169	176	8120	5780	50	-	-	50	AC2	-	-	AC2	Monofneu	137.77	127.95	-	24	521
176	177	7940	5860	50	-	-	50	AC2	-	-	AC2	Monofneu	137.77	127.95	-	24	202
177	178	7920	5980	37.5	-	-	37.5	AC2	-	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	124
178	179	7840	6160	10	-	-	10	AC2	-	-	AC2	Monofneu	27.55	25.59	-	24	202
179	180	7840	6300	50	-	-	50	AC2	-	-	AC2	Monofneu	137.77	127.95	-	24	150
180	181	7880	6500	37.5	-	-	37.5	AC2	-	-	AC2	Monofneu	103.33	95.96	-	24	187

Tramos y Nodos

Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram	kVAdem	kWdem	kVARinst	HrsCap	Long
181	182	7760	6500	50	-	-	50	AC2	-	-	AC2	Monofneu	137.77	127.95	-	24	115
181	183	7900	6640	100	-	-	100	AC2	-	-	AC2	Monofneu	275.55	255.89	-	24	16
183	184	8020	6720	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	68.89	63.97	-	24	26
184	185	8140	6780	100	-	-	100	AC2	-	-	AC2	Monofneu	275.55	255.89	-	24	33
185	186	8220	6800	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	41.33	38.38	-	24	86
186	187	8420	6800	75	-	-	75	AC2	-	-	AC2	Monofneu	206.66	191.92	-	24	209
187	188	8540	6800	100	-	-	100	AC2	-	-	AC2	Monofneu	275.55	255.89	-	24	113
1	189	9500	6280	10	25	-	35	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-7.98	-7.41	-	24	347
189	190	9440	6520	37.5	37.5	37.5	112.5	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-25.65	-23.82	-	24	330
190	191	9420	6640	37.5	-	-	37.5	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-8.55	-7.94	-	24	114
191	192	9860	6840	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	1303
192	193	10020	6840	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	43
193	194	10180	6800	-	25	-	25	-	AC1/0	-	AC1/0	Monofneu	-5.70	-5.29	-	24	168
194	195	10360	6720	-	15	-	15	-	AC1/0	-	AC1/0	Monofneu	-3.42	-3.18	-	24	194
191	196	9380	6800	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	85
196	197	9300	6780	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	-5.70	-5.29	-	24	84
196	198	9320	6980	-	-	-	-	CU6	CU6	CU6	CU6	Trifásico	0.00	0.00	-	24	41
198	199	9240	7120	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	65
199	200	9160	7220	50	-	-	50	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-11.40	-10.59	-	24	28
200	201	9100	7260	5	-	-	5	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-1.14	-1.06	-	24	80
201	202	9000	7200	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	-3.42	-3.18	-	24	104
201	203	9020	7360	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	122
203	204	8900	7500	25	25	25	75	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-17.10	-15.88	-	24	42
204	205	8760	7480	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	5
204	206	8820	7640	50	-	-	50	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-11.40	-10.59	-	24	38
206	207	8740	7800	10	-	-	10	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-2.28	-2.12	-	24	42
207	208	8680	7860	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	CU1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	91
208	209	8680	8040	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	110
209	210	8680	8220	-	-	15	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-3.42	-3.18	-	24	102
210	211	8820	8280	37.5	37.5	37.5	112.5	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-25.65	-23.82	-	24	66
211	212	9020	8340	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	62
212	213	9120	8300	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	95
213	214	9240	8420	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	-3.42	-3.18	-	24	38

Tramos y Nodos																	
Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram	kVAdem	kWdem	kVARinst	HrsCap	Long
213	215	9080	8480	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	106
189	216	9680	6320	15	-	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	34.67	32.20	-	24	100
216	217	9780	6340	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	86
217	218	9920	6360	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	32
218	219	10060	6360	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	140
219	220	10160	6360	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	98
220	221	10300	6380	15	-	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	34.67	32.20	-	24	129
221	222	10680	6400	50	-	-	50	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	115.57	107.33	-	24	379
222	223	10960	6820	10	-	-	10	AC2	-	-	AC2	Monofneu	23.11	21.47	-	24	1064
222	224	10840	6400	50	-	-	50	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	115.57	107.33	-	24	95
224	225	10940	6420	-	15	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	34.67	32.20	-	24	102
225	226	11040	6620	37.5	37.5	37.5	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	150
225	227	11080	6420	-	10	-	10	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-20.47	-19.01	-	24	88
227	228	11560	6400	37.5	-	-	37.5	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-76.77	-71.29	-	24	478
228	229	11560	6780	37.5	-	-	37.5	AC2	-	-	AC2	Monofneu	-76.77	-71.29	-	24	370
228	230	11720	6440	5	-	-	5	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-10.24	-9.51	-	24	73
230	231	11900	6460	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	163
231	232	12020	6600	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	-51.18	-47.53	-	24	150
232	233	12060	6680	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	-30.71	-28.52	-	24	93
231	234	12080	6480	15	-	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-30.71	-28.52	-	24	119
234	235	12340	6480	15	-	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	-30.71	-28.52	-	24	258
235	236	12360	6840	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	-30.71	-28.52	-	24	350
235	237	12440	6500	25	-	-	25	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	50.09	46.52	-	24	100
237	238	12580	6740	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	50.09	46.52	-	24	280
237	239	12620	6520	15	-	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	30.05	27.91	-	24	178
239	240	12820	6700	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	50.09	46.52	-	24	150
239	241	12740	6520	25	-	-	25	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	50.09	46.52	-	24	117
241	242	13060	6520	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	50.09	46.52	-	24	150
242	243	13200	6600	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	50.09	46.52	-	24	164
241	244	13460	6320	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	371
244	245	13500	6400	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	30.05	27.91	-	24	93
245	246	13600	6480	-	-	-	-	AC2	-	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	24
246	247	13680	6420	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	30.05	27.91	-	24	103

Tramos y Nodos																	
Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram	kVAdem	kWdem	kVARinst	HrsCap	Long
246	248	13500	6560	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	30.05	27.91	-	24	129
246	249	13620	6560	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	30.05	27.91	-	24	84
249	250	13560	6700	10	-	-	10	AC2	-	-	AC2	Monofneu	20.04	18.61	-	24	28
250	251	13500	6840	10	-	-	10	AC2	-	-	AC2	Monofneu	20.04	18.61	-	24	59
251	252	13400	6960	10	-	-	10	AC2	-	-	AC2	Monofneu	20.04	18.61	-	24	167
244	253	13680	6240	-	-	37.5	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	33
253	254	13980	6160	15	-	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	30.05	27.91	-	24	325
254	255	14100	6160	-	15	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	30.05	27.91	-	24	106
255	256	14180	6160	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	96
256	257	14220	6300	-	-	-	-	AC2	-	-	AC2	Monofneu	0.00	0.00	-	24	44
257	258	14020	6640	15	-	-	15	AC2	-	-	AC2	Monofneu	30.05	27.91	-	24	386
257	259	14320	6440	25	-	-	25	AC2	-	-	AC2	Monofneu	50.09	46.52	-	24	163
256	260	14280	6160	37.5	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	94
260	261	14540	6120	-	25	-	25	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	50.09	46.52	-	24	508
261	262	14640	6160	-	-	25	25	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	50.09	46.52	-	24	111
262	263	14820	6180	25	-	-	25	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	50.09	46.52	-	24	175
263	264	15060	6240	-	15	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	30.05	27.91	-	24	490
264	265	15160	6340	-	10	-	10	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	20.04	18.61	-	24	160
265	266	15180	6480	15	-	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	30.05	27.91	-	24	138
266	267	15320	6660	10	-	-	10	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	20.04	18.61	-	24	543
267	268	15360	6900	15	-	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	30.05	27.91	-	24	705
268	269	15460	7160	-	-	-	-	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	0.00	0.00	-	24	278
269	270	15720	7280	-	-	10	10	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	20.04	18.61	-	24	279
270	271	15840	7460	-	15	-	15	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	30.05	27.91	-	24	557
271	272	15980	7540	-	-	15	15	CU6	CU6	CU6	CU6	Trifásico	30.05	27.91	-	24	650
272	273	16300	7540	-	25	-	25	AC1/0	AC1/0	AC1/0	AC1/0	Trifásico	50.09	46.52	-	24	308
273	274	16220	7120	-	-	15	15	-	-	AC2	AC2	Monofneu	30.05	27.91	-	24	1240
274	275	16160	6820	-	-	15	15	-	-	AC2	AC2	Monofneu	30.05	27.91	-	24	1002
275	276	16140	6300	-	-	15	15	-	-	AC2	AC2	Monofneu	30.05	27.91	-	24	1316
276	277	15520	6220	-	-	15	15	-	-	AC2	AC2	Monofneu	30.05	27.91	-	24	656
277	278	15700	6000	-	-	15	15	-	-	AC2	AC2	Monofneu	-7.34	-6.82	-	24	992
278	279	16140	5980	-	-	15	15	-	-	AC2	AC2	Monofneu	-7.34	-6.82	-	24	874
279	280	16660	5960	-	-	15	15	-	-	AC2	AC2	Monofneu	-7.34	-6.82	-	24	509

ANEXO 2: CURVAS DE CONSUMO CNEL EL COCA

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: ...01 - 02.....DE 2013.

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	270	282	3000	6616	2.9	13.98	-o-	56.9	55.6	-o-
02	266	270	290	6.604	2.9	13.98	-o-	54.6	53.4	o-
03	254	260	286	6.094	2.9	14.0	-o-	53.0	51.4	o-
04	255	260	286	0	2.9	14.0	-o-	53.0	51.4	o-
05	255	261	288	6144	2.9	14.0	-o-	53.0	51.4	o-
06	258	260	280	6272	2.9	14.0	-o-	49.8	48.3	-o-
07	260	260	280	6.023	2,8	14.0	-o-	49.8	48.3	-o-
08	310	300	360	7,19	2,87	13,9	-	49	48	-
09	395	390	420	8,64	3,45	13,7	-	49	49	-
10	420	410	460	9,52	3,8	13,6	-	52	52	-
11	455	425	560	9,9	3,96	13,6	-	56	56	-
12	510	520	570	10,29	4,11	13,6	-	61	61	-
13	460	435	580	10,19	4,07	13,6	-	64	65	-
14	570	555	595	10.940	4.376	13,5	-	66	66	—
15	482	474	549	11.235	4.494	13.5	—	67	66.9	—
16	468	461	538	10.953	4.381	13.5	—	67.9	67.9	—
17	462	453	533	10.790	4.316	13.5	—	67,9	68,0	—
18	437	430	487	10.165	4.066	13.6	—	68,1	67.7	—
19	478	497	546	11.657	4.662	13,6	—	68,2	67.5	—
20	495	522	552	11.992	4.796	13.7	—	68.2	67,4	—
21	450	500	489	11.383	4.553	13.7	—	67.3	66,1	—
22	423	457	491	10.693	4.277	13,8	—	65,6	64.3	—
23	400	400	410	9.653	3.200	13.9	-o-	64,3	62.9	-o-
24	360	380	400	8352	3,200	13.95	-o-	62.9	61.4	-o-

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: ...02 - 02.....DE 2013.

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	300	310	350	7.279	3100	14	-o-	59.1	58.3	-o-
02	280	300	340	7.278	3100	14	-o-	52.5	53.3	-o-
03	260	250	300	0	3100	14	-o-	52.4	52.2	-o-
04	266	250	300	0	3100	14	-o-	52.2	52.3	-o-
05	260	275	290	0	2.900	14	-o-	53.0	51.4	-o-
06	270	280	300	0	3.000	14	-o-	51.0	50.4	-o-
07	260	262	282	0	3.000	14	-o-	51.5	50.0	-o-
08	249	269	264	5.977	2.390	14.0	—	50.7	49.4	-o-
09	287	298	302	6.784	2713	13.9	—	50.1	49.4	-o-
10	379	370	418	8.751	3.500	13.7	—	50.7	50.6	-o-
11	412	397	445	9.379	3.751	13.7	—	53.8	54.6	-o-
12	424	417	464	9.795	3.918	13.6	—	57.3	58.0	-o-
13	420	411	456	9.716	3886	13,6	—	60.2	60.7	-o-
14	419	416	475	9.917	3.966	13,6	—	61.3	61.5	-o-
15	418	415	465	9.758	3.903	13.6	-o-	62.7	63.1	-o-
16	410	400	495	9,18	3,67	13,9	-	62	61	-
17	399	400	460	8,93	3,57	13,7	-	59	60	-
18	400	410	450	8,8	3,52	13,8	-	57	56	-
19	490	530	565	10,26	4,1	13,6	-	55	54	-
20	405	399	500	9,54	3,81	13,7	-	56	55	-
21	400	398	505	9,24	3,69	13,8	-	57	56	-
22	380	379	410	8,89	3,55	13,9	-	57	56	-
23	320	310	395	7.818	3,000	13.95		57.0	55.8	-o-
24	300	285	350	0	3,000	14.0		55,8	54.4	-o-

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: .....03 - 02.....DE 2013.

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	259	260	300	6.460	2.906	14	-o-	53.6	52.2	-o-
02	268	260	300	6.459	2.900	14	-o-	53	52.1	-o-
03	260	255	290	6.456	2900	14	-o-	53	50.1	-o-
04	260	255	280	6.453	2900	14	-o-	52	50.1	-o-
05	252	248	273	5.989	2800	14	-o-	50.1	18.8	-o-
06	240	220	258	6042	2.906	14	-o-	48.9	47.3	-o-
07	240	220	256	5.396	2.900	14	-o-	48.9	472	-o-
08	265	241	295	5.985	2.394	13.9	-o-	48.8	47.4	-o-
09	293	266	316	6.576	2.630	13.9	-o-	48.9	48.3	-o-
10	302	288	321	6.855	2.742	13.9	-o-	50.2	50.1	-o-
11	3 9	366	379	8.273	3.309	13.8	-o-	51.5	51.7	-o-
12	379	382	411	8.866	3.546	13.7	-o-	53.9	54.8	-o-
13	380	388	506	8820	3528	13.7	-o-	57.9	58.4	-o-
14	386	392	420	8.957	3582	13.6	-o-	60.7	61.5	-o-
15	400	405	425	8,97	3,5	13,7	-	61	62	-
16	398	399	420	8,85	3,54	13,7	-	60	62	-
17	399	398	400	8,85	3,5	13,7	-	60	60	-
18	397	398	410	8,8	3,52	13,7	-	61	60	-
19	490	515	560	10,5	4,2	13,7	-	61	60	-
20	495	585	580	10,69	4,27	13,6		62	61	
21	440	575	530	10,38	4,15	13,7	-	63	62	-
22	410	495	500	9,75	3,9	13,8	-o-	63	62	-
23	390	400	400	8.768	3,200	13.8	-o-	62.9	61.7	-o-
24	310	350	380	7.731	3.200	13.9	-o-	61.1	59.8	-o-

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: .....04 - 02.....DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	285	302	320	6.854	3000	14	-o-	58,3	56.8	-o-
02	280	300	320	6.841	3000	14	-o-	53,9	52,5	-o-
03	280	298	310	6.839	2900	14	-o-	53.8	52.5	-o-
04	270	295	300	6.744	2900	14	-o-	53,8	52,5	-o-
05	270	290	300	6.570	2900	14	-o-	53,8	52.5	-o-
06	270	285	300	6.614	3000	14	-o-	52.1	50.7	-o-
07	270	288	300	6.575	3.000	13,95	-o-	51.2	49.8	-o-
08	299	330	350	7,06	2,8	13,9	-	45	43	
09	360	380	395	8	3,2	13,8	-	44	43	-
10	390	398	410	8,6	3,4	13,7	-	45	55	-
11	400	399	420	8,84	3,53	13,6	-	52	52	-
12	401	400	440	7,05	2,82	13,6	-	56	56	-
13	505	410	500	9,58	13,49	13,6	-	59	59	-
14	450	460	580	10,04	4,16	13,6	-	61	62	-
15	455	450	509	10.512	4.204	13,8	—	62.2	62.6	—
16	433	434	491	10.213	4.085	13,6	—	62.7	62.2	—
17	430	430	479	10.121	4.048	13.6	—	62.3	61,3	—
18	400	406	456	9.721	3.888	13,7	—	57,6	55,6	—
19	415	438	472	10.288	4.115	13,8	—	55.2	53.9	—
20	404	436	463	10.091	4.036	13.7	—	56.4	55.2	—
21	388	413	439	9.649	3.859	13,8	—	57,8	56,6	—
22	357	385	408	8.949	3.579	13,9	—	58.0	56.9	—
23	310	350	390	7.810	3.006	13.9	-o-	57.3	55.9	-o-
24	280	290	310	6.877	2.900	13,95	-o-	55.9	54.3	-o-

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: .....05.....02.....DE 2013.

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	250	262	272	6,100	2800	14	-o-	52.8	51.3	-o-
02	230	240	260	5.637	2.800	14	-o-	48.6	48.1	-o-
03	230	240	260	5.637	2.800	14	-o-	48.6	48.1	-o-
04	230	242	262	5.637	2 800	14	-o-	48.7	48.1	-o-
05	234	240	260	5.642	2800	14	-o-	48.7	48.1	-o-
06	245	252	272	6.004	2800	14	-o-	49.1	48.9	-o-
07	235	248	260	5.642	2800	14	-o-	49.3	49.2	-o-
08	283	289	340	6,83	2,73	13,9	-	49	49	-
09	345	350	395	7,69	3,07	13,9	-	49	49	-
10	350	342	390	7,73	3,09	13,9	-	48	47	-
11	380	370	399	8,15	3,26	13,8	-	48	46	-
12	375	380	399	8,22	3,28	13,8	-	50	50	-
13	345	365	398	7,87	3,14	13,9	-	53	53	-
14	385	370	399	8,19	3,27	13,8	-	55	55	-
15	375	373	415	8.124	3.249	13,7	—	57.6	58.0	—
16	374	381	416	8.870	3.548	13,7	—	59,5	59,8	—
17	380	372	426	8.890	3556	13,7	—	61,0	61,5	—
18	362	365	402	8615	3.446	13.9	—	62.1	61,2	—
19	411	430	451	9.991	3.996	13,7	—	61.2	60,0	—
20	392	431	461	9.881	3.952	13.8	—	61,0	59.5	—
21	378	415	440	9.588	3.835	13,8	—	61,0	59.5	—
22	347	379	405	8.889	3.555	13,9	—	60,0	58.4	—
23	310	320	390	7.797	3006	13,95	-o-	58,2	56.7	-o-
24	275	290	303	6.880	2806	14.	-o-	55.8	54.2	

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: .....06.....-.....02.....DE 2013.

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	248	260	280	5.973	2800	14	-o-	52.9	51.4	-o-
02	240	260	280	5.973	2800	14	-o-	48.7	47.9	-o-
03	240	255	278	5.979	2800	14	-o-	48.7	47.9	-o-
04	240	255	278	5978	2800	14	-o-	48.6	478	-o-
05	244	256	280	5976	2800	14	-o-	48.6	47.6	-o-
06	248	260	272	6002	2800	14	-o-	47.3	46.7	-o-
07	248	256	270	5927	2.800	14	-o-	46.9	46.5	-o-
08	288	288	322	6.893	2.759	13.9	—	46.9	46.1	-o-
09	337	330	362	7.711	3.089	13.8	—	46.7	46.2	-o-
10	352	345	391	8.183	3.273	13.6	—	49.5	49.2	-o-
11	380	375	432	8.905	3.562	13.6	—	52.6	52.6	-o-
12	396	402	457	9.394	3.757	13.6	—	56.1	56.2	-o-
13	390	391	450	9.312	3.724	13.6	—	59.7	59.8	-o-
14	403	410	479	9.699	3.879	13.6	—	62.1	62.4	-o-
15	410	410	590	9961	3.900	13.6	-o-	62.2	625	-o-
16	410	415	590	9969	3.800	13.6	-o-	64.6	63.9	-o-
17	410	415	590	9.816	3.800	13.6	-o-	64.6	63.9	-o-
18	400	400	500	9.290	3400	13.7	-o-	64.1	62.6	-o-
19	500	500	600	10.615	3.400	13.7	-o-	62.9	61.4	-o-
20	410	500	600	10.589	3.200	13.7	-o-	62.9	61.5	-o-
21	400	410	400	10.281	3.200	13.9	-o-	62.9	61.6	-o-
22	400	400	400	8.828	3.100	13.95	-o-	62.8	61.2	-o-
23	310	315	390	7.712	280	13.9	X	60.5	58.8	X
24	300	306	370	7529	280	13.9	X	60.2	58.4	X

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 07 – 02 DE 2013.

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	248	250	298	6.203	280	14.0	X	54.3	52.4	X
02	244	236	284	6.181	280	14.0	X	54.2	52.6	X
03	234	242	280	5.913	268	14.0	X	50.1	48.4	X
04	258	241	280	5.851	269	14.0	X	50.2	48.5	X
05	239	240	276	5.789	268	14.0	X	49.9	48.2	X
06	248	249	290	5.998	269	14.0	X	49.1	47.7	X
07	239	238	249	5.804	280	14.0	X	48.4	47.4	X
08	278	270	320	6.530	3000	13.9	-o-	48.4	47.8	-o-
09	350	340	400	7.757	3400	13.7	-o-	49.0	48.6	-o-
10	400	398	410	8.863	3.600	13.6	-o-	52.0	51.9	-o-
11	403	400	520	9.556	3.800	13.6	-o-	56.2	56.5	-o-
12	410	405	590	10.222	4.0	13.6	-o-	60.7	61.4	-o-
13	410	405	595	10.363	3.8	13.6	-o-	63.9	64.2	-o-
14	500	405	600	10.589	3.9	13.6	-o-	65.3	65.4	-o-
15	443	433	540	10.627	4.250	13.5	—	66.0	66.0	-o-
16	443	431	540	10.551	4.220	13.5	—	66.6	66.6	-o-
17	439	432	533	10.453	4.181	13.5	-o-	66.7	66.7	-o-
18	414	409	501	9.993	3997	13.6	-o-	66.9	66.8	-o-
19	—	—	—	—	—	—	-o-			-o-
20	283	277	395	8.919	3.567	13.8	-o-	64.2	63.1	-o-
21	278	275	396	8.759	3.503	13.8	-o-	60.5	59.3	-o-
22	393	379	495	9.747	3.898	13.7	-o-	57.9	56.4	-o-
23	340	360	410	8.371	289	13.8	X	58.0	56.5	X
24	330	350	400	7.620	284	13.9	X	58.1	56.4	X

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 08 – 02 DE 2013.

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	255	248	290	7.040	260	13.9	X	50.8	49.6	X
02	251	248	290	6.580	260	13.9	X	50.4	49.1	X
03	251	248	290	5.884	260	13.9	X	50.4	49.0	X
04	251	248	290	5.973	260	13.9	X	50.7	49.0	X
05	240	238	289	5.896	260	13.9	X	50.2	48.6	X
06	254	256	302	6.354	263	13.9	X	48.9	47.9	X
07	258	252	300	6.076	268	13.9	X	48.3	47.4	X
08	315	300	390	6,98	2,79	13,8	–	47	47	–
09	397	390	430	8,53	3,41	13,6	–	48	48	–
10	410	400	510	9,5	3,8	13,6	–	51	51	–
11	472	460	595	10,15	4,06	13,6	–	56	56	–
12	490	455	596	10,42	4,16	13,5	–	59	59	–
13	460	430	585	9,97	3,98	13,6	–	60	60	–
14	480	420	495	10,08	4,03	13,6	–	58	57	–
15	500	420	600	10.572	4000	13.6		60.3	60.3	– – –
16	510	540	600	10.712	4000	13.6		62.0	62.7	– – –
17	500	410	595	10.380	3.900	13.6		63.3	62.7	– – –
18	400	400	510	9.604	3.800	13.7		62.7	61.6	
19	410	500	600	10.721	3.500	13.6		62.2	60.7	– – –
20	420	500	600	10.916	3.400	13.7		62.2	61.0	– – –
21	410	490	600	10.563	3.300	13.7		63.4	62.2	– – –
22	400	403	595	10.071	3.300	13.8		63.3	62.0	– – –
23	310	315	400	8.221	302	13.9		61.3	59.8	X
24	310	316	390	7.616	302	13.9		61.3	59.8	X

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 09 - 02 DE 2013.

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	280	282	310	6.971	302	14.0	X	58.0	56.5	X
02	264	262	310	6.565	289	13.9	X	55.5	54.0	X
03	263	262	300	6.555	281	14.0	X	55.3	54.0	X
04	248	249	300	6.111	280	14.0	X	52.5	50.9	X
05	243	240	290	5.948	280	14.0	X	42.9	41.5	X
06	242	240	290	6.038	280	14.0	X	41.9	40.5	X
07	233	231	280	5.771	280	14.1	X	40.9	39.6	X
08	256	251	307	6.195	2.958	13.9	X	40.5	39.1	X
09	284	278	332	6.847	2.738	13.9	X	40.5	39.1	X
10	310	280	370	7.15	3.2	13.9	60.1	41.5	40.7	—
11	320	313	388	7.688	3.075	13.9	—	44.5	44.3	—
12	322	316	394	7.836	3.134	13.9	—	47.5	46.9	—
13	329	324	404	7.924	3.169	13.9	—	49.2	49.2	—
14	333	342	406	7.942	3.176	13.8	—	50.4	50.4	—
15	350	320	402	8.047	3.600	13.7	-o-	52.1	52.1	-o-
16	380	330	340	8259	3.600	13.8	-o-	53.3	53.5	-o-
17	360	340	400	8.192	3.600	13.7	-o-	54.3	53.6	-o-
18	350	320	400	7.989	3.500	13.8	-o-	54.7	53.7	-o-
19	400	400	595	9.795	3.400	13.8	-o-	55.1	53.9	-o-
20	400	403	595	10.005	3.300	13.7	-o-	57.0	55.7	
21	400	400	510	9.648	3.100	13.8	-o-	57.9	56.8	
22	390	395	490	9.052	3.100	13.9	-o-	58.1	56.0	
23	310	302	390	7.765	301	13.9	X	57.2	55.6	X
24	291	290	380	7.491	300	13.9	X	56.5	54.9	X

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 10 — 02 DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	251	241	286	7008	28.1	14.0	X	50.3	48.3	X
02	243	236	282	6.480	28.1	14.0	X	50.4	48.3	X
03	241	238	282	5.982	281	14.0	X	50.2	48.4	X
04	241	238	282	5.849	281	14.0	X	50.2	48.4	X
05	241	237	282	5901	280	14.0	X	50.0	48.3	X
06	242	239	267	5.913	282	14.0	X	49.3	47.4	X
07	224	219	262	5.223	283	14.0	X	49.0	47.2	X
08	243	234	295	5.786	2314	14.0	X	48.9	47.2	+
09	275	269	329	6351	2540	14.0	X	48.5	48.2	X
10	295	288	354	7.055	2822	14.0	X	48.5	48.2	—
11	320	321	382	7749	3.099	13.9	X	50.3	50.3	—
12	331	320	388	7.842	3.136	13.9	—	51.5	51.7	—
13	314	304	371	7.424	2.969	13.9	—	51.8	51.5	—
14	317	308	376	7505	3002	13.9	—	52.0	51.4	—
15	300	300	390	7.239	3.500	13.95	- -	52.1	51.2	- -
16	295	290	520	7.192	3,500	13.98	- -	52.1	51.2	- -
17	290	290	460	7,014	3.400	13.98	- -	52.1	51.6	- -
18	290	290	510	6.109	3,300	13.98	- -	52.0	51.0	- -
19	360	395	410	8.809	3,100	13.8	- -	52.1	50.8	- -
20	390	400	500	9.131	3.000	13.7	- -	52.5	51.3	- -
21	360	395	410	8864	3.000	13.8	- -	53.6	52.4	- -
22	320	350	402	8280	3.000	13.9	- -	54.0	52.7	- -
23	280	281	360	7.069	300	14.0	X	53.2	52.0	X
24	258	260	310	6489	300	14.0	X	52.4	50.8	X

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: ..11 — 02.....DE 2013.

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	250	253	310	6.405	300	14.0	X	51.8	50.2	X
02	240	242	310	6.126	300	14.0	X	51.7	50.1	X
03	250	232	280	5.810	280	14.0	X	48.3	50.4	X
04	230	232	280	5.666	280	14.0	X	48.3	46.5	X
05	230	232	280	5.668	280	14.0	X	48.3	46.5	X
06	238	238	282	5.780	269	14.0	X	47.7	46.1	X
07	223	220	261	5.220	281	14.0	X	47.4	45.8	X
08	261	255	313	6.222	2488	14.0	X	47,0	46,0	X
09	311	301	374	7.412	2.964	13.9	—	47,5	47,0	—
10	388	343	411	8.245	3.298	13.8	—	49.9	50,1	—
11	330	331	412	8.001	3.200	13.7	—	52.6	52.8	—
12	338	334	416	8.109	3243	13.7	—	54.7	55.3	—
13	326	330	414	8.016	3.206	13,7	—	55.8	56.3	—
14	322	322	399	7.790	3.116	13.7	—	56.1	55.0	—
15	350	350	400	8184	3.600	13.7	—	55,9	54.9	—
16	390	390	403	8506	3.700	13.7	—	55.8	56.6	—
17	390	360	400	8242	3.700	13.8	—	56.5	56.5	—
18	390	360	400	8381	3.500	13.8	—	56.9	55.5	—
19	402	402	500	9.700	3.300	13.8	—	55.4	53,9	—
20	402	402	500	9.750	3.200	13.7	—	56.3	55.1	—
21	400	400	420	9.288	3.000	13.7	—	57.2	55.7	—
22	400	395	403	8974	3000	13.9	—	57.1	55,7	—
23	302	290	360	0	300	13.9	X	55.6	54.1	X
24	301	290	357	0	300	13.9		55.6	54.2	X

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 12 — 02 DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	240	261	300	7.550	287	14.0	X	53.4	51.4	X
02	260	260	280	7.256	286	14.0	X	53.4	51.8	X
03	250	251	260	6.580	284	14.0	X	41.3	39.8	X
04	220	220	260	6.602	28.3	14.0	X	41.4	39.9	X
05	230	251	256	6.386	273	14.0	X	39.4	38.4	X
06	240	230	257	6.414	262	14.0	X	39.5	38.0	X
07	224	212	259	5.102	264	14.0	X	39.4	37.8	X
08	243	232	269	5.658	2.263	14.0	— o —	39.2	38.2	— o —
09	274	249	297	6.172	2.468	13.9	— o —	40.2	40.0	— o —
10	299	285	326	6.802	2.720	13.9	— o —	42.9	42.8	— o —
11	319	307	339	7.236	2.894	13.8	— o —	44.7	44.7	— o —
12	330	315	344	7.456	2.982	13.8	— o —	47.4	47.5	— o —
13	343	320	364	7.742	3096	13.7	— o —	49.9	50.1	— o —
14	357	305	372	7.765	3.106	13.7	— o —	51.4	51.8	— o —
15	380	305	400	7.849	3.600	137	— o —	52.7	53.2	— o —
16	380	310	400	8.828	3.600	13.7	— o —	53.4	53.4	— o —
17	350	290	400	7.810	3.500	13.7	— o —	54.6	54.3	— o —
18	350	290	400	7.720	3.400	13.9	— o —	55.1	54.3	— o —
19	402	390	590	9.520	3.200	13.9	— o —	55.5	54.4	— o —
20	410	395	598	9.965	3.200	13.8	— o —	57.1	55.7	— o —
21	400	380	595	9.593	3.000	13.8	— o —	57.9	56.7	— o —
22	400	320	490	9.140	3.000	13.9	— o —	58.1	56.8	— o —
23	310	241	360	7.491	300	14.0	X	57.2	55.6	X
24	306	240	360	7.100	300	14.0	X	54.2	55.6	X

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 13 - 02 DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	246	237	315	6.495	287	14.1	X	54.6	53.1	X
02	264	221	315	6.058	283	14.1	X	54.7	53.2	X
03	268	220	292	5.014	282	14.1	X	51.2	49.6	X
04	268	290	293	5.895	281	14.1	X	51.2	49.6	X
05	247	225	300	5.889	280	14.1	X	48.2	46.4	X
06	247	223	300	5.890	280	14.1	X	48.2	46.4	X
07	251	203	249	5.375	280	14.1	X	47.8	46.2	X
08	284	254	356	6.804	2.721	13,9	-o-	46.5	44.8	-o-
09	329	296	401	7.786	3.114	13,9	-o-	47.1	46.6	-o-
10	345	307	413	8.060	3.224	13.9	-o-	48.5	48.2	-o-
11	384	327	429	8.607	3.442	13.8	-o-	49.8	49.5	-o-
12	399	346	455	9.026	3.610	13.8	-o-	51.6	51.4	-o-
13	403	339	468	9.221	3.688	13.8	-o-	53.5	53.2	-o-
14	414	352	489	9.488	3.795	13,7	-o-	54.3	54.2	-o-
15	415	395	595	9.867	3.800	13.7	-o-	56.7	56.7	-o-
16	410	398	595	9.215	3.800	13.7	-o-	59.1	59.8	-o-
17	410	395	595	9.644	3.800	13.6	-o-	59.2	59.6	-o-
18	400	325	500	8.933	3.500	13.9	-o-	59.5	59.1	-o-
19	410	400	600	10.197	3.200	13.7	-o-	59.7	59.0	-o-
20	410	400	600	10.134	3.000	13.7	-o-	60.2	59.1	-o-
21	403	390	598	9.794	3.000	13.7	-o-	60.2	59.1	-o-
22	400	350	500	9185	3.000	13.9	-o-	60.2	58.8	-o-
23	301	260	380	7.289	281	13.9	X	57.2	55.6	X
24	300	252	370	6.940	280	13.9	X	57.1	55.5	X

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 14 — 02 DE 2013.

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	249	219	293	6.380	280	14.1	X	49.4	48.3	X
02	249	214	292	6.043	280	14.1	X	49.8	48.8	X
03	249	218	292	5.843	280	14.1	X	49.5	48.2	X
04	249	218	292	5.831	280	14.1	X	49.8	48.2	X
05	250	220	296	5.903	264	14.0	X	49.3	47.8	X
06	253	220	300	6.063	280	14.0	X	48.3	46.4	X
07	261	220	300	5.974	282	14.0	X	48.2	46.6	X
08	290	250	350	6.726	3200	14.0	-·-	47.8	46.4	-·-
09	350	300	400	7.897	3.400	13.9	-·-	48.0	47.3	-·-
10	400	325	420	8.667	3.600	13.7	-·-	49.5	49.7	-·-
11	405	390	590	9.624	3.800	13.7	-·-	53.3	53.5	-·-
12	500	400	600	10.146	3.800	13.6	-·-	57.6	58.5	-·-
13	410	395	600	9.948	3.600	13.6	-·-	61.2	61.5	-·-
14	410	400	600	10.060	3.700	13.6	-·-	62.4	62.4	-·-
15	480	410	500	10.744	3.89	13.6	X	64.1	65.2	X
16	490	401	600	10.550	382	13.6	X	66.0	66.6	X
17	490	400	600	10.058	378	13.6	X	67.8	66.4	X
18	410	370	490	9.849	360	13.6	X	67.0	66.5	X
19	490	410	600	11.110	342	13.7	X	66.9	65.6	X
20	491	411	600	11.123	342	13.7	X	66.9	656	X
21	430	400	600	10.724	320	13.8	X	66.7	65.3	X
22	410	390	490	9.854	320	13.9	X	65.5	63.8	X
23	390	330	460	8,6	3,44	13,9	—	63	61	—
24	335	280	395	8,4	3,06	14	—	59	58	—

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 15- Febrero - DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	290	230	360	6,73	2,69	13,9		57	55	-
02	270	238	350	6,2	2,48	14		54	52	-
03	262	230	340	6,06	2,42	14		51	53	-
04	262	230	315	6,19	2,47	14		51	49	-
05	263	232	300	6,04	2,41	14		48	50	
06	269	230	320	6,27	2,5	14		50	48	
07	260	220	300	5,96	2,3	14		49	48	-o-
08	310	262	390	6.928	3400	14.0	-o-	49.1	47.8	-o-
09	390	305	402	8.154	3.600	13.9	-o-	49.2	48.6	-o-
10	402	370	510	8.944	3.800	13.8	-o-	51.0	50.9	-o-
11	400	350	520	8.965	3.800	13.8	-o-	53.1	52.4	-o-
12	400	330	315	8791	3.600	13.8	-o-	53.5	51.9	-o-
13	400	320	410	8660	3.500	13.9	-o-	55.1	54.8	-o-
14	402	360	510	9.175	3.600	13.7	-o-	57.1	58.9	-o-
15	410	400	490	10.082	380	13.6	X	59.6	68.3	X
16	460	400	600	10.350	384	13.6	X	62.6	64.1	X
17	456	400	490	10.279	382	13.7	X	64.5	65.4	X
18	410	380	480	9.598	348	13.8	X	65.7	65.3	X
19	460	402	600	10.679	326	13.8	X	65.9	65.0	X
20	460	402	600	10.479	326	13.8	X	65.8	65.0	X
21	402	390	480	9.814	3010	13.9	X	65.9	64.7	X
22	400	380	490	9.353	302	13.9	X	65.9	64.5	X
23	380	295	410	8,12	3,24	13,9	-	63	62	-
24	282	245	370	6,76	2,7	13,9	-	59	58	-

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 16-Febrero- DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	269	234	360	6,29	2,51	14	–	56	55	–
02	255	223	310	5,94	2,37	14	–	53	52	–
03	250	220	300	5,87	2,34	14	–	51	50	
04	253	217	300	5,84	2,33	14	–	50	48	–
05	250	227	296	6,09	2,43	14	–	49	47	–
06	253	220	300	6,02	2,4	14	–	48	46	–
07	234	208	270	5,36	2,14	14	–	47	46	–
08	270	230	310	6.053	3.000	13.8	-·-	47.5	46.4	-·-
09	300	260	370	6.863	3.006	13.6	-·-	47.5	46.7	-·-
10	325	272	398	7.582	3.600	14.0	-·-	47.8	47.3	-·-
11	350	290	400	8.804	3.600	13.9	-·-	48.2	47.8	-·-
12	360	290	400	7.790	3.600	13.98	-·-	48.5	48.2	-·-
13	315	270	398	7.381	3.400	14.0	-·-	47.7	46.2	-·-
14	310	260	395	7190	3.400	14.0	-·-	46.8	45.2	-·-
15	300	254	380	6.894	324	14.0	X	43.9	42.3	X
16	300	254	382	6.901	324	14.0	X	43.7	42.5	X
17	300	262	384	6.945	320	14.0	X	44.1	43.5	X
18	302	260	386	6.958	302	14.0	X	44.5	44.1	X
19	380	310	410	8.571	300	13.9	X	46.1	45.3	X
20	380	310	410	8.575	300	13.9	X	48.0	47.3	X
21	370	301	410	8.372	292	14.0	X	49.4	48.9	X
22	360	300	400	8.104	285	14.0	X	50.1	48.7	X
23	359	349	380	6,75	2,7	14	–	50	48	–
24	300	220	305	6,01	2,4	14	–	48	48	–

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 17- Febrero DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	237	219	384	5,44	2,17	14	-	47	46	-
02	232	205	275	5,45	2,18	14	-	47	45	-
03	225	200	185	5,3	2,12	14	-	46	45	
04	223	199	162	5,18	2,07	14	-	46	45	
05	232	202	279	5,43	2,17	14	-	45	45	
06	242	208	283	5,63	2,2	14	-	45	45	
07	230	193	169	5,23	2,09	14	-	45	45	-
08	240	202	275	5.471	2.900	14	-"-	45,7	44,7	-"-
09	270	230	302	6.135	3.100	14	-"-	45,7	44,9	
10	282	250	320	6.472	3.200	14	-"-	46.6	46.4	
11	300	258	350	6.836	3.300	14	-"-	47.6	47.4	
12	290	255	360	6.211	3100	14	-"-	48,3	48,2	
13	300	255	360	6.844	3300	14	-"-	49,1	49.0	
14	300	260	370	6.924	3100	14	-"-	50,2	50.1	
15	310	280	390	6367	319	13.9	X	50.4	50.8	X
16	320	289	410	7.675	340	13.9	X	53.1	53.6	X
17	321	280	400	7.557	329	13.9	X	54.5	54.0	X
18	340	280	400	7.669	329	13.9	X	55.0	54.1	X
19	402	390	480	9.620	320	13.9	X	56.0	54.9	X
20	403	391	480	9.645	320	13.9	X	57.6	56.4	X
21	400	360	470	9.374	300	13.9	X	58.9	57.2	X
22	190	133	200	0	0	14	-	53	45	-
23	169	130	215	6,7	2,68	13,9	-	50	49	-
24	169	179	230	5,03	2,01	13,9	-	50	49	-

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 18 – Febrero DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	210	159	232	4,34	1,73	13,9	–	44	43	–
02	199	153	223	4,15	1,66	13,9	–	43	41	–
03	192	150	141	3,98	1,59	13,8	–	43	42	–
04	193	149	192	4	1,6	13,8	–	43	43	–
05	192	105	220	4,08	1,63	13,8	–	43	43	–
06	110	165	233	4,39	1,75	13,8	–	43	43	–
07	209	167	230	4,34	1,73	13,9	–	43	43	–
08	250	195	274	5.070	2800	13.9	–	43,6	43,2	–
09	270	220	305	5.828	3000	13.9	–	44,6	44.3	–
10	300	240	320	6.349	3100	13.6	–	45,4	45,2	–
11	300	240	350	6.496	3.100	13.6	–	47.2	47.0	–
12	315	242	390	6.835	3.300	13.6	–	48.3	48.2	–
13	320	248	395	6.931	3.100	13.5	–	50.3	50.4	–
14	350	270	400	7.391	3.400	13.5	–	51.6	52.0	–
15	410	290	290	8.040	369	13.6	X	54.1	54.6	X
16	390	281	410	8.059	361	13.6	X	54.4	55.5	X
17	395	291	402	8.452	361	13.6	X	55.8	57.3	X
18	400	360	410	8.916	348	13.6	X	57.3	57.4	X
19	470	400	600	10.536	319	13.5	X	59.9	59.1	X
20	460	400	400	10.883	320	13.5	X	62.2	61.5	X
21	400	380	490	9.574	302	13.6	X	54.2	53.0	X
22	390	370	486	9384	295	13.6	X	53.1	51.1	X
23	294	258	389	7,65	3,06	13,8	–	52	51	–
24	250	220	302	5,27	2,1	13,9	–	52	51	–

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 19 Febrero DE 201.3

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS			C
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	294	215	290	5,72	2,28	13,8	-	50	49	-
02	281	210	283	5,5	2,2	13,9	-	50	49	-
03	230	204	280	5,45	2,18	13,9	-	49	48	-
04	229	201	279	5,110	2,04	13,9	-	48	47	
05	270	200	229	5,36	2,14	13,9	-	43	45	
06	249	215	300	5,89	2,35	13,9	-	45	43	-
07	248	209	300	5,88	2,35	14	-	45	44	-
08	372	230	320	6.387	3.000	13.9	-·-	43.7	42.1	-·-
09	300	258	380	6.896	3.100	13.9	-·-	43.2	41.4	-·-
10	310	263	390	7.230	3.300	13.8	-·-	43.5	43.0	-·-
11	320	280	400	7.705	3.300	13.7	-·-	45.8	45.3	-·-
12	350	285	406	7.817	3.400	13.7	-·-	47.3	46.8	-·-
13	325	280	400	7.614	3.400	13.7	-·-	49.2	48.6	-·-
14	360	282	400	7.741	3.400	13.7	-·-	50.3	49.7	-·-
15	360	300	402	7854	360	13.6	X	49.0	47.4	X
16	380	301	402	8.064	348	13.6	X	51.1	58.4	X
17	384	304	403	8.211	348	13.6	X	52.0	52.8	X
18	378	300	410	8.106	340	13.6	X	53.5	52.6	X
19	401	390	490	9548	300	13.5	X	54.2	53.1	X
20	402	392	491	9.542	300	13.5	X	558	546	X
21	400	340	480	9.216	284	13.6	X	57.1	55.4	X
22	390	310	410	9.085	300	13.4	X	57.1	55.4	X
23	310	368	400	7,41	0	13,8	-	57	55	-
24	250	220	300	5,94	0	13,9		54	53	

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 20 Febrero DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS		C	
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	246	205	279	5,77	2,3	13,8	–	51	49	–
02	235	203	279	5,44	2,17	13,8	–	51	49	–
03	235	206	278	5,37	2,14	13,8	–	50	48	–
04	230	210	280	5,38	2,15	13,8		49	47	
05	232	209	275	5610	2,17	13,8		49	47	–
06	255	273	300	6,09	2,43	13,8	–	49	47	–
07	260	217	300	6,01	2,4	13,8	–	48	47	–
08	282	238	325	6.400	3.000	13.6	--	48.1	46.4	--
09	320	280	390	7.344	3.200	13.6	--	48.1	47.3	--
10	320	280	395	7.265	3.200	13.55	--	45.9	44.2	--
11	320	180	395	7.296	3.200	13.6	--	43.7	44.2	--
12	325	190	406	7.394	3.200	13.6	--	44.3	43.7	--
13	315	270	390	7.310	3.200	13.6		45.8	45.1	--
14				6.798	0					
15	360	278	400	7.472	324	13.6	X	45.4	44.2	X
16	350	290	400	7.620	328	13.6	X	46.2	45.1	X
17	360	280	400	7514	321	13.6	X	48.9	48.5	X
18	340	278	401	7.652	320	13.6	X	58.1	49.9	X
19	402	380	490	9.489	309	13.5	X	51.4	50.4	X
20	403	380	490	9502	309	13.5	X	54.0	52.9	X
21	400	384	490	9234	381	13.5	X	55.8	54.4	X
22	380	302	410	8.504	281	13.6	X	56.3	54.9	X
23	279	239	390	0	0	13,7	–	55	53	–
24	243	212	290	0	0	13,8		53	52	–

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 21 Febrero DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	236	210	282	5,58	2,23	13,8		52	51	
02	225	200	280	5,39	2,15	13,9		51	50	
03	229	199	270	5,28	2,11	13,9		50	48	
04	220	199	220	5,34	2,13	13,8	-	49	48	
05	228	200	270	4,34	1,73	13,9	-	49	47	
06	180	174	225	4,06	0	13,9	-	46	45	
07	172	173	221	0	0	13,9	-o-	46	45	
08	300	250	380	6560	3100	13.6	-o-	45,3	43,9	
09	303	260	390	6905	3100	13.6	-o-	45.3	44.4	
10	315	278	395	7.255	3.200	13.6	-o-	46.3	45.8	
11	350	290	400	7.478	3.200	13.6	-o-	46.6	46.2	
12	315	280	398	7.468	3.200	13.6	-o-	45.0	46.2	
13	345	280	398	7.566	3.200	13.6	-o-	47.6	47.2	
14	350	290	400	7.578	3.400	13.6	-o-	47.7	44.4	
15	390	310	460	8.574	342	13.5	X	58.7	58.2	X
16	390	320	410	8.507	347	13.5	X	51.5	50.4	X
17	390	310	402	8.243	342	13.5	X	52.2	51.2	X
18	380	301	403	8.144	327	13.5	X	52.8	51.6	X
19	410	390	490	9.653	310	13.5	X	53.1	51.9	X
20	416	393	491	9.693	318	13.5	X	54.7	53.6	X
21	400	390	490	9.461	300	13.6	X	55.8	54.4	X
22	390	315	410	8.786	300	13.7	X	56.0	54.6	X
23	300	260	380	7,6	3,04	13,8	-	54	53	-
24	270	238	320	6,3	2,52	13,8	-	53	52	-

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 22 - Febrero - DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	240	235	271	5,63	2,25	13,8	-	50	49	
02	235	220	265	5,51	2,2	13,9	-	49	48	
03	232	211	272	5,37	2,14	13,9	-	49	47	
04	231	209	273	5,44	2,17	13,9	-	47	46	
05	220	179	249	5,32	2,12	13,9	-	46	45	-
06	282	280	270	5,38	2,15	13,9	-	46	44	-
07	249	218	289	5,71	2,28	13,8	-	46	44	-
08	380	240	360	6.451	300	13,7	X	45.3	44.0	X
09	310	273	390	7.261	320	13.6	X	44.3	43.6	X
10	360	290	400	7.846	316	13.6	X	46.1	46.3	X
11	390	310	403	8.099	311	13.5	X	49.2	49.0	X
12	391	313	404	8.114	341	13.5	X	49.0	47.5	X
13	360	289	400	7.716	326	13.6	X	49.5	48.8	X
14	370	298	400	7.999	340	13.5	X	58.3	49.3	X
15	370	295	410	5.475	2.19	13.6		47,4	45.7	
16	345	295	400	7.572	3.023	13.6		47.1	45.2	
17	350	295	400	7.479	2.99	13.6		47.8	46.3	
18	360	310	405	8.978	3.54	13.6		48.6	47.2	
19	400	370	450	9.164	3.65	13.5		49.8	48.3	
20	390	360	460	9231	3.692	13.5		51.4	50.0	
21	370	330	420	8701	3.480	13.6		52.1	50.9	
22	340	300	410	8.098	3.239	13.6		52.2	50.5	
23				6.983	2.793	13.6		52,1	50.5	—
24				5.926	2370	13.8		50,7	49.0	—

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: Eco. Orellana, 23-02/ DE 2013..

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS		C	
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	125	124	159	5.833	2,333	13,8	—	50,1	48,3	—
02	119	121	151	5.480	2.192	13,9	—	48.5	46,9	—
03	115	117	146	5.228	2091	13,8	—	47,3	45,7	—
04	116	118	146	5,172	2068	13,8	—	46,7	44,9	—
05	121	121	148	5.280	2.112	13,8	—	45,8	44,2	—
06	127	122	152	5.604	2.241	13,8	—	44.6	43.5	—
07	118	113	146	5,301	2.120	13,9	—	44.5	43,5	—
08	242	221	240	5.506	261	13,5	X	44,5	43.2	X
09	251	223	290	5.759	281	13,4	X	44,2	42.3	X
10	256	228	291	5.864	280	13,6	X	42.2	40.4	X
11	268	234	310	6155	281	13.6	X	42.1	41.4	X
12	310	263	390	7.042	308	13.6	X	41.5	40.4	X
13	312	263	390	7.043	309	13.6	X	42.9	422.	X
14	312	263	390	6.848	308	13.6	X	43.4	42.6	X
15	300	259	380	6,84	2,73	13,7	—	44	43	—
16	300	260	389	6,8	2,72	13,7	—	44	43	—
17	300	259	380	6,83	2,73	13,7	—	45	44	—
18	301	358	390	6,94	2,77	13,8	—	46	45	—
19	395	370	440	8,76	3,5	13,6	—	46	45	—
20	387	365	450	9,24	3,69	13,6	—	48	47	—
21	380	300	410	8,18	3,27	13,6	—	49	48	—
22	330	288	400	7,6	3	13,7	—	50	48	—
23	290	250	340	7.003	2,80	13,7		50	48	
24	262	230	315	6.199	2.47	13,7		49	47	

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: 24-02 DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS		C	
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	242	212	288	5.749	2.29	13.8		48	46	
02	236	208	272	5.537	2.21	13.8		48	46	
03	226	204	264	5.284	2.113	13.8		47	46	
04	224	200	258	5.208	2.08	13.8		47	45	
05	226	206	264	5270	2.108	13.8		47	45	
06	230	206	268	5.306	2.122	13.8		46	55	
07	212	190	248	4.816	1.926	13.8		46	45	
08	268	198	269	5227	2.62	13.8	X	46.3	45.8	X
09	261	249	300	5.842	2.83	13.4	X	46.2	45.3	X
10	310	269	390	7.023	3.30	13.6	X	46.4	46.5	X
11	320	278	390	7.236	3.23	13.6	X	48.3	48.4	X
12	325	281	400	7.455	3.29	13.5	X	58.2	51.8	X
13	326	282	400	7.456	3.29	13.5	X	54.7	54.4	X
14	380	302	402	7.988	3.40	13.5	X	54.6	54.9	X
15	390	310	420	9,17	3,6	13,5	-	55	55	-
16	380	320	415	9,07	3,62	13,5	-	55	55	-
17	390	325	410	8,92	3,28	13,5	-	54	55	-
18	385	305	415	7,96	3,18	13,5	-	54	54	-
19	420	399	550	9,89	3,95	13,5	-	55	54	-
20	460	400	580	10,0	4	13,5	-	56	55	-
21	400	390	520	9,4	3,76	13,5	-	57	56	-
22	390	370	500	6,54	2,61	13,5	-	58	56	-
23	322	288	388	7.720	3.088	13,6	—	57,0	55,5	—
24	290	253	346	6.841	2.736	13,7	—	55.7	54.0	—

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: Fco. Orellana, 25-02/ DE 2013

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	259	229	314	6.119	2.447	13,8	—	53,5	52,0	—
02	250	222	300	5.822	2.328	13,8	—	52,2	50,5	—
03	244	221	300	5.670	2.268	13,9	—	50,5	48,8	
04	249	222	308	5.840	2.336	13,9	—	48,9	47,5	—
05	252	225	311	6008	2403	13,8	—	47,8	46,1	—
06	268	236	324	6.374	2.549	13,8	—	47,9	46,1	—
07	267	232	315	6.268	2.507	13,7	—	47,9	46,2	—
08	215	243	380	7.101	319	13,6	X	47,1	46,4	X
09	390	310	402	8.121	340	13,5	X	48,4	47,1	X
10	400	380	410	8.645	346	13,5	X	58,3	58,8	X
11	402	390	490	9306	361	13,5	X	53,1	52,9	X
12	410	390	490	9.895	364	13,4	X	56,1	56,2	X
13	415	390	490	10.014	367	13,5	X	68,5	68,9	X
14	480	390	490	10.13	368	13,4	58,3	61,5	61,8	X
15	500	410	585	10,16	4,06	13,4	-	61	61	-
16	490	400	590	10,1	4,04	13,4	-	63	62	-
17	495	400	595	10,08	4	13,4	-	62	62	-
18	450	390	594	9,67	3,86	13,5	-	61	62	-
19	596	450	599	10,95	4,38	13,4	58	62	60	-
20	592	460	600	10,96	4,3	13,3	58	62	60	-
21	530	410	600	10,38	4,15	13,5	59	62	60	-
22	430	398	595	9,55	3,8	13,5	-	61	60	-
23	349	304	418	8.236	3.294	13,6	—	59,1	57,4	—
24	294	262	363	7.087	2834	13,6	—	56,3	54,4	—

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. 9H 10 - 2

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: Fco. Orellana, 26-02 DE 2013..

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	275	245	333	6.487	2.594	13,7	-o-	53.6	52.1	-o-
02	263	235	321	6.251	2.500	13,7	-o-	52.0	50,3	-o-
03	255	230	312	6.071	2.428	13,8	-o-	51,3	49,6	-o-
04	263	233	320	6.170	2.468	13,8	-o-	50,8	49,0	-o-
05	272	242	333	6380	2.558	13,7	-o-	50,2	48.5	-o-
06	286	254	348	6.807	2.722	13.6	-o-	49.3	47.8	-o-
07	281	243	334	6.587	2634	13,7	-o-	49.2	47,5	-o-
08	380	302	402	7.892	340	13.6	X	49.2	48.1	X
09	390	320	403	8.372	341	13.6	X	49.5	49.0	X
10	408	390	495	9.147	362	13.5	X	52.2	52.8	X
11	470	400	490	9.974	369	13.4	X	558	56.8	X
12	490	407	490	10.448	381	13.4	X	58.8	58.9	X
13	370	178	380	7536	300	13.5	X	60.1	59.1	X
14	390	301	410	8.262	328	13.5	X	53.1	51.1	X
15	400	380	510	8,83	3,53	13,5	-	51	49	-
16	400	370	480	8,63	3,45	13,5	-	47	49	-
17	399	360	470	8,69	3,47	13,5	-	49	48	-
18	397	340	460	8,58	3,4	13,5	-	48	46	-
19	420	395	560	9,69	3,78	13,5	-	48	46	-
20	415	393	580	9,59	3,83	13,5	-	51	50	-
21	389	330	470	8,58	3,43	13,6	-	53	52	-
22	370	299	410	8,09	3,23	13,6	-	52	52	-
23	293	261	365	7.131	2.852	13,6	-o-	52.0	51.1	-o-
24	249	223	309	5.945	2378	13.8	-o-	51.0	50.1	-o-

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

1481
986

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: Fco. Orellana, 27-02 DE 2013..

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS		C	
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	241	216	301	5.760	2304	13,8	—o—	50,6	49,3	—o—
02	234	209	294	5.520	2.208	13,9	—o—	49,7	48,5	—o—
03	227	201	287	5.270	2.108	13,9	—o—	48,9	47,8	—o—
04	219	192	278	5.320	2.128	13,9	—o—	47,8	46,9	—o—
05	227	203	282	5.451	2.180	13,8	—o—	46,7	45,2	—o—
06	253	224	315	6.118	2.447	13,8	—o—	44.0	42,5	—o—
07	250	221	311	6.035	2.414	13,9	—o—	44,5	43,1	—o—
08	290	255	380	6.678	300	13.8	X	43.9	42.2	X
09	310	281	390	7.367	320	13.6	X	43.9	42.2	X
10	360	283	400	7.605	320	13.5	X	45.4	45.9	X
11	370	301	401	7.775	340	13.5	X	47.0	46.3	X
12	380	310	410	8.082	329	13.5	X	46.7	46.1	X
13	390	302	402	8.128	321	13.5	X	49,4	49,3	X
14	400	360	420	8.837	341	13.5	X	58.9	58.5	X
15	310	385	560	9,00	3,6	13,5	—	52	52	—
16	410	390	570	9,4	3,76	13,4	—	54	54	—
17	410	385	560	9,05	3,62	13,5	—	55	56	—
18	400	370	550	8,97	3,58	13,5	—	56	55	—
19	490	400	595	10,16	4,06	13,4	—	57	55	—
20	480	400	598	10,3	4,12	13,5	—	58	57	
21	410	390	560	9,78	3,91	13,5	—	59	57	—
22	400	380	530	8,98	3,59	13,5		59	57	
23	316	285	386	7.645	3.058	13.7	—o—	57.6	55.6	—o—
24	277	249	334	6.600	2640	13.9	—o—	52,0	50,1	—o—

CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

DATOS TABLERO TRANSFORMADOR CROMPTON 12.5 MVA

SUBESTACION: **P A Y A M I N O** FECHA: Fco. Orellana, 28-02 DE 2013..

HORA	AMPERAJE			POTENCIA		13.8	TEMPERATURAS C			
	A	B	C	KW	KVAR	KV	BT	AT	Aceite 1	Aceite 2
01	258	234	316	6.094	2.437	13.8	—o—	45,7	43,6	—o—
02	244	219	300	5.811	2.324	13.9	—o—	45.0	43.0	—o—
03	240	213	292	5.650	2.260	13,9	—o—	44.4	42.3	—o—
04	234	210	291	5.500	2.200	13,9	—o—	43,9	41,8	—o—
05	248	224	305	5.900	2.360	13,9	—o—	43,3	41,2	—o—
06	264	237	324	6.367	2.546	13,9	—o—	42.5	40.7	—o—
07	259	227	309	6.107	2.442	13,9	—o—	43,1	42.5	—o—
08	309	261	340	6.948	391	13.9	X	45.0	44.5	X
09	321	248	390	7.393	321	13.7	X	46.0	45.6	X
10	390	307	402	8.083	348	13.6	X	47.7	47.4	X
11	390	340	410	8.479	360	13.5	X	58.5	49.6	X
12	400	370	460	9.024	361	13.5	X	52.5	52.4	X
13	400	370	461	9.029	361	13.5	X	52.5	52.4	X
14	402	390	490	9.306	360	13.4	X	56.5	56.6	X
15	510	399	590	9,84	3,93	13,4	—	58	58	—
16	515	400	595	10,0	4	13,4	—	58	59	—
17	495	399	597	10,04	4	13,4	—	58	59	—
18	430	390	590	9,5	3,8	13,5	—	59	59	—
19	490	410	595	10,54	4,2	13,4	—	59	60	—
20	520	409	597	10,54	4,21	13,5	—	60	59	—
21	495	400	590	10,13	4,05	13,5	—	60	59	—
22	425	390	540	9,5	3,8	13,6	—	61	59	—
23	324	283	395	7.826	3.130	13,6	—	59,8	58,0	—
24	283	251	344	6.747	2.698	13,7	—o—	58,0	56,3	—