

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ
INGENIERIA ELÉCTRICA

REPORTE DE RESIDENCIA PROFESIONAL

**ESTUDIOS EN CIRCUITOS DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEOS EN
FRACCIONAMIENTOS DE INTERÉS SOCIAL O POPULAR (FRACCIONAMIENTO
REAL DEL BOSQUE, TÍPICOS EN SIMILARES CONDICIONES AMBIENTALES)**

ASESOR INTERNO:

ING. CEIN TECO LÓPEZ

ASESOR EXTERNO:

ALFONSO LÓPEZ AGUILAR

ALUMNO(S):

ANDRÉS RÍOS MONTIEL

ANA KARINA LÓPEZ TELLO

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas; 09 de oct 2015.

Índice	Pág.
<u>1.</u>	
<u>Introducción</u>	iErr
or! Marcador no definido.	
1.1	
Antecedentes.....	iErro
r! Marcador no definido.	
1.2 Estado del Arte.....	4
1.3 Justificación.....	5
1.4 Objetivo.....	5
1.5 Metodología; Diagrama a Bloques.....	6
<u>2. Fundamento Teórico</u>	7
2.1 Generalidades de pérdidas.....	7
2.2 Clasificación de las pérdidas.....	7
2.3 Conductores eléctricos.....	11
2.4 Calculo de Resistencia y caída de Tensión en un conductor.....	14
2.5 Materiales aislantes para conductores eléctricos.....	18
2.6 Factor de potencia	21
<u>3. Desarrollo</u>	25
3.1 Selección del área de estudio.....	25
3.2 Alcance del proyecto.....	30
3.3 Desarrollo del Proyecto.....	30
3.4 Desarrollo del proyecto en baja tensión.....	31
<u>4. Propuestas para mejorar la red de baja tensión</u>	44
4.1 Recalibración.....	44
4.2 Implementación de un nuevo circuito por la Reducción de carga.....	49
<u>5. Resultados y conclusiones</u>	62
<u>BIBLIOGRAFIA Y APENDICE</u>	
<u>ANEXOS</u>	66

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Actualmente las líneas de distribución subterráneas en países del primer mundo dan servicio a una gran parte de los consumidores, la utilización de líneas de distribución subterráneas va en aumento (no solo a niveles de distribución sino también de baja hasta en niveles de alta tensión). En México el desarrollo de las líneas subterráneas también ha ido en aumento, debido a los importantes crecimientos de carga.

De haber mencionado lo anterior es necesario realizar un correcto análisis de ingeniería sobre el cual se basen todos los aspectos eléctricos. Este estudio consiste en varias etapas que se mencionan más adelante en el presente trabajo, pero hay que entender que la distribución eléctrica es importante debido, a que es fundamentalmente la última etapa de un sistema eléctrico o sea la iteración del sistema con el usuario.

La CFE (Comisión Federal de Electricidad) cuenta con un programa para determinar las pérdidas no técnicas y las pérdidas técnicas para las redes de distribución en media y baja tensión, como visitas a campo, toma de lecturas de los medidores de los usuarios, herramientas computacionales y programas para determinar los parámetros de pérdidas en el lugar de estudio.

Entre esos estudios se encontraba varios fraccionamientos deficientes en el campo eléctrico, entre las cuales se encuentra nuestro estudio, (El Fraccionamiento Real del Bosque), ubicado en el sur poniente de Tuxtla Gutiérrez que fue construido por la empresa Homex. Que independientemente de los problemas de agua e inconclusa construcción, los que más nos enfocaba era la red subterránea eléctrica.

La manera con que se calculan las pérdidas depende de la cantidad de información con que se cuente para el desarrollo del proyecto, para ello se instala un equipo especial en las líneas de baja tensión, llamado ION-8600, es un medidor de calidad de la energía que registra los parámetros diarios del comportamiento de la red para realizar un balance de energía y la determinación de las pérdidas reales y los estudios que requiere cada circuito en específico.

Es necesaria la realización de estos estudios para saber el consumo de la demanda máxima y cuanta pérdida de energía nos referimos. Con base a estos resultados mejorar la calidad del servicio y así se garantiza el suministro de energía eléctrica a todos los usuarios. Además de que las pérdidas no se eliminan en su totalidad, pero si una parte de ellas. Evolucionando a través de los años y mejorando en este aspecto.

La correcta planeación del sistema de distribución da una ventaja importante ya que, de esta se desprende una optimización del sistema eléctrico un máximo aprovechamiento del servicio, la elección correcta del equipo y la reducción importante así mismo dar una posible solución.

CFE (Comisión Federal de Electricidad) está promoviendo que las instalaciones eléctricas sean de tipo subterráneo en fraccionamientos, avenidas, espacios públicos, centros históricos, ya que estos ofrecen mayor seguridad, estética y calidad del servicio.

En la pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución que sirven para conducir y transformar la electricidad y pueden ser determinados por herramientas que dispone la empresa distribuidora sean hardware, software e instrumentos de medición.

1.2 Estado del arte

Montevideo, Uruguay, La empresa encargada del suministro eléctrico de la ciudad, presenta “Plan para el cambio de Tensión de 6 KV a 22 KV en la Zona Sur-Este” y “Plan de Cambio de Tensión de 6 KV a 15 KV en las ciudades Cabeceras” de los departamentos del interior del país. Con tal de garantizar un mejor servicio y eliminar la caída de tensión en esos sectores que son de suma importancia en la capital [1].

La empresa ETESA S.A. Encargada de la transmisión de energía eléctrica en Panamá, se encarga también de realizar los estudios de pérdidas en las líneas que administra. Utilizando software de última generación y simuladores para la cuantificación de las pérdidas en sus redes de distribución de media y baja tensión [2].

Universidad Politécnica Salesiana, presenta “Estudio para determinar las pérdidas de energía del alimentador 124 perteneciente al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogue”. Muestra un análisis de pérdidas de energía de las líneas de Media y Baja Tensión del alimentador 124 de la subestación Azogues, perteneciente a la Empresa Eléctrica Azogues C.A. [3].

Mr consultores, empresa especializada en la distribución de energía eléctrica en Argentina, realiza los estudios de pérdidas antes y después de la puesta en servicio de las líneas de alimentación de Media y Baja Tensión. También realiza estudios en sus transformadores para cuantificar las pérdidas de una manera más rápida y eficiente. Utiliza el método de cargas puntuales distribuyendo las cargas en zonas estratégicas de la red para su pronto estudio [4].

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones eléctricas (UTE) presenta “Beneficios por la reducción de pérdidas eléctricas en la red de distribución al adoptarse niveles de tensión superiores en la Media Tensión”. Tiene como objeto exponer los beneficios que se logran por la reducción de pérdidas, al migrar la red de media tensión de distribución, a niveles superiores de tensión. Los resultados se presentan en dos sub-planes que integran el Plan Director [5].

ENEE, Empresa Nacional de Energía Eléctrica es un organismo autónomo responsable de la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Honduras, Se en carga de los circuitos y verificación de subestaciones y el estudio de las mismas para ver si se requieren más subestaciones por circuito debido al crecimiento poblacional [6].

A.T.I. Asistencia técnica industrial Ltda Es una Empresa dedicada a la prestación de servicios de ingeniería civil, eléctrica y mecánica en los ramos de montaje, interventora y mantenimiento, para empresas públicas y privadas en Colombia, se encargó en el diseño, montaje, interventora y mantenimiento de redes eléctricas hasta 500 Kv en gestión de servicios públicos: Recuperación de perdidas, recuperación cartera y facturación [7].

1.3 Justificación

Este proyecto es importante porque con la ayuda de los estudios se conocerán las pérdidas de energía en transformadores típicos subterráneos en fraccionamientos de interés social, del mismo modo determinar las pérdidas económicas de la empresa y con los resultados satisfacer el servicio de energía eléctrica a sus clientes.

1.4 Objetivo

Realizar los estudios de transformadores típicos de baja tensión al interior en el Fraccionamiento Real del Bosque mediante una instalación del tipo subterránea. Conocer y aplicar las normas de referencia en la elaboración de un proyecto eléctrico en baja tensión con el propósito de satisfacer el servicio de energía eléctrica a los clientes.

1.5 Metodología; Diagrama a Bloques

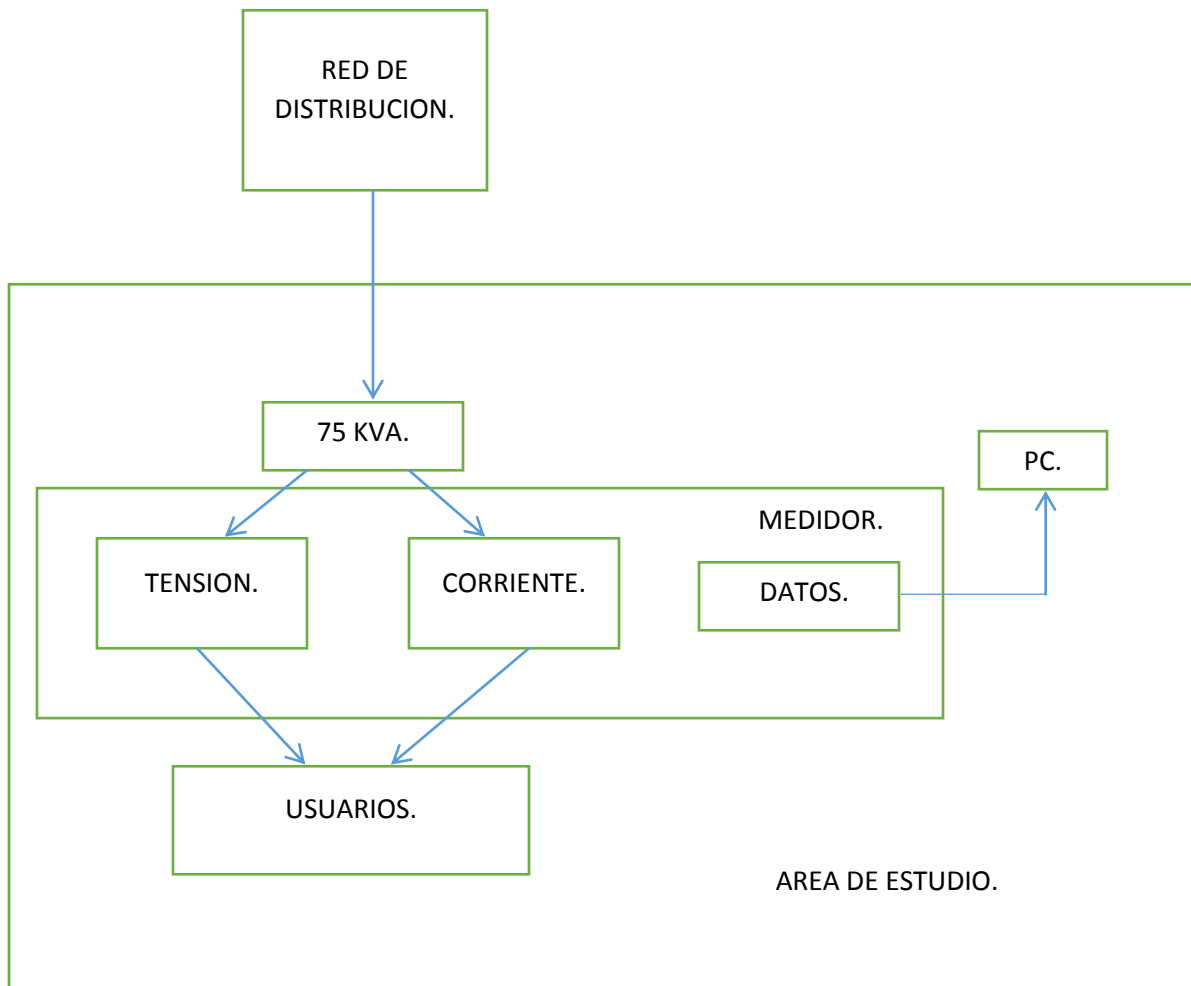


Fig. 1.1 Diagrama a bloques del hardware.

Área de estudio, se determinara el circuito que va ser estudiado, debido a que no todos los circuitos tienen las mismas características.

Equipo de medición. Se instala el equipo de medición ION 8600 se verificara que funcione y monitoree la red del circuito de manera correcta.

Datos de lecturas del equipo de medición. Obtendremos las condiciones en que se comparta la red, registrando datos de corriente, voltaje, factor de potencia, potencia reactiva, kilo watt/ hora, que suministra a la red del circuito en un día, el medidor toma lecturas cada 15 minutos hasta completar un día. Se dejara el

equipo conectado para seguir registrando los datos los siguientes días que se requieran. Para hacer una segunda medición de la red de estudio.

PC. Al haber obtenido el primer recorrido y levantamiento en campo, la información obtenida se concentra en tablas de Excel que se obtiene de la base de datos de C.F.E. Se descarga los reportes históricos del medidor en baja tensión, con esto determinaremos su factor de carga, demanda máxima coincidente, pérdidas de energía, de esta manera tendremos un consumo base en la red y a los usuarios nos referimos.

Segunda medición del equipo. Se descargara por segunda vez la información dada por el medidor de calidad en los días requeridos (1 semana). También se volverá obtener las lecturas de cada uno de los servicios anteriormente señaladas en baja tensión.

Procesamiento y comparación de lecturas. Con la información de la segunda medición, comparando lecturas con la primera se concentraran las pérdidas de acuerdo con los resultados de los comparativos. Actividad uno hacer la diferencia entre lectura 1 y lectura 2 del medidor de calidad de baja tensión, hacer lo mismo con las lecturas de los servicios una por una, ya obteniendo las lecturas se comparan para tener un estimado de consumo y de pérdidas en la red.

2. Fundamento teórico

2.1 Generalidades de pérdidas

En los distintos componentes de la red eléctrica se producen, en condiciones normales de funcionamiento pérdidas técnicas. La economía de la red eléctrica está ligada a su dimensionamiento y a su operación y en particular a las pérdidas que en ella se producen.

Las pérdidas a nivel nacional representan un serio problema que se refleja en deficiencias operativas de las empresas de distribución, las que ocasionan mayores costos internos que producen un serio impacto sobre las tarifas eléctricas y sobre la economía de las empresas

2.2 Clasificación de las pérdidas

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como perdidas no técnicas y pérdidas técnicas.

2.2.1 Pérdidas no técnicas

No toda la energía eléctrica que se produce, se vende y se factura. Por lo tanto todas las empresas suministradoras del servicio de electricidad registran pérdidas en la energía que generan y tienen disponible para su venta. Es decir, una proporción de la energía que se queda por ahí. Los aparatos de medición no lo

contabilizan como entregado a los usuarios y, por lo tanto, no puede ser objeto de cobro. Por lo tanto, las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, esta es utilizada por algún usuario que es suscriptor o no, de la empresa distribuidora la misma que solo recibe parte o ninguna retribución por la prestación del servicio.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios:

Consumo de usuarios no suscriptores o contrabando. Comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a una red sin haber suscrito un contrato o acuerdo con la empresa distribuidora de energía. En este grupo también se encuentran los usuarios que habiendo tenido un contrato con la empresa distribuidora son desconectados de la red, y se vuelven a conectar a esta sin autorización sin tener además medición de energía consumida.

Error en la contabilización de energía. Comprende todos los errores de medición de contadores de energía, lectura y facturación de suscriptores excluyendo de este grupo a los casos de adulteración de los equipos de medición.

Error en consumo estimado. (De suscriptores sin contador de energía). Comprende a todos aquellos suscriptores que por cualquier motivo son facturados por una estimación de su consumo.

Fraude o robo. Comprende todos los casos en los que el usuario, siendo un suscriptor de la empresa distribuidora de energía altera intencionalmente el equipo de medición o toma directamente la energía de la red.

Error en consumo propio de las empresas distribuidoras. Comprende la energía consumida y no contabilizada por la empresa encargada de la distribución. Incluye generalmente el consumo no medido de auxiliares de subestaciones, alumbrado público, etc.

2.2.2 Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que sirven para conducir y transformar la electricidad y puede ser determinados por métodos mesurables y analíticos con las herramientas que dispone la empresa distribuidora, sean estas hardware, software, instrumentos de medición.

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribución de energía y no pueden ser eliminados totalmente solo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red. Para lograr un plan adecuado de control y reducción de pérdidas técnicas, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

Diagnóstico del estado actual del sistema, proyección de la carga, revisión de los criterios de expansión, estudios de flujos de carga para optimizar la operación de líneas y redes, analizar la ubicación óptima de transformadores y usuarios, realizar estudios de reconfiguración de alimentadores primarios.

Se pueden realizar una clasificación de las pérdidas técnicas según la función del componente y según la causa que las origina.

Por la función del componente pérdidas por transporte: En líneas de subtransmisión, en circuitos de distribución primaria, en circuitos de distribución secundaria.

Perdías por transformación: En transmisión/ subtransmisión, en subtransmisión/ distribución, en transformadores de distribución.

Perdidas por efecto joule. Cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor isotérmico, hay una generación de calor. Este efecto ocurre debido a las transferencias de energía eléctrica a través del conductor por un proceso análogo al rozamiento. Este efecto se denomina efecto joule.

La ley de joule enuncia que, el calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente.

$$Q = I^2 \times R \times t \text{ (watt)}$$

Las pérdidas por efecto de joule se manifiestan principalmente, calentamiento de cables, calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución.

Incremento de las pérdidas por efecto Joule

La potencia que se pierde por calentamiento está dada por la expresión I^2R donde I es la corriente total y R es la resistencia eléctrica de los equipos (bobinados de generadores y transformadores, conductores de los circuitos de distribución, etc.). Las pérdidas por efecto Joule se manifestaran en:

Calentamiento de cables, calentamiento de embobinados de los transformadores de distribución y disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección.

Uno de los mayores problemas que causa el sobrecalentamiento es el deterioro irreversible del aislamiento de los conductores que, además de reducir la vida útil de los equipos, puede provocar cortos circuitos

Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de distribución.

El exceso de corriente debido a un bajo factor de potencia, ocasiona que los generadores, transformadores y líneas de distribución, trabajen con cierta sobrecarga y reduzcan su vida útil, debido a que estos equipos, se diseñan para un cierto valor de corriente y para no dañarlos, se deben operar sin que éste se rebase.

Aumento de la caída de tensión

Resultando en un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.); estas cargas sufren una reducción en su potencia de salida. Esta caída de voltaje afecta a:

Los embobinados de los transformadores de distribución, los cables de alimentación y a los sistemas de protección y control.

Incremento de la potencia aparente

Con lo que se reduce la capacidad de carga instalada en KVA en los transformadores de distribución.

Incremento en la facturación eléctrica

Ya que un bajo factor de potencia implica pérdidas que afectan al productor y distribuidor de energía eléctrica, por lo que se penaliza al usuario haciendo que pague más por su electricidad.

A la empresa distribuidora de energía:

Mayor inversión en los equipos de generación, ya que su capacidad en KVA debe ser mayor, para poder entregar esa energía reactiva adicional.

Mayores capacidades en líneas de transmisión y distribución así como en transformadores para el transporte y transformación de esta energía reactiva.

Elevadas caídas de tensión y baja regulación de voltaje, lo cual puede afectar la estabilidad de la red eléctrica. Una forma de que las empresas de electricidad a nivel nacional e internacional hagan reflexionar a las industrias sobre la conveniencia de generar o controlar su consumo de energía reactiva ha sido a través de un cargo por demanda, es decir cobrándole por capacidad suministrada en KVA. Factor donde se incluye el consumo de los KVAR que se entregan a la industria.

2.2.3 Pérdidas en la red de baja tensión

Al igual que los alimentadores, son pérdidas resistivas que dependen de la longitud, demanda y la sección del conductor. Las pérdidas son mayores, ya que la sección del conductor es menor. Debido a la gran cantidad de circuitos, se extrapolan los resultados calculados para muestras

2.3 Conductores eléctricos

Se puede definir como conductor eléctrico aquel componente de un sistema, capaz de permitir el paso continuo de una corriente eléctrica cuando es sometido a una diferencia de potencial entre dos puntos.

En general, toda forma de materia en estado sólido o líquido posee en algún grado propiedades de conductividad eléctrica, pero determinados materiales son relativamente buenos conductores y otros están casi totalmente desprovistos de esta propiedad.

Como ejemplo, los metales son los mejores conductores, mientras que otras sustancias tales como óxidos metálicos, sales, minerales y materiales fibrosas presentan una conductividad relativamente baja. Algunas otras sustancias tienen una conductividad tan baja que se clasifican como no conductores denominándose con mayor propiedad dieléctricos o aislamientos eléctricos.

Los conductores eléctricos se utilizan para permitir el paso de una corriente eléctrica entre dos puntos con diferente potencial eléctrico. Cuando se presenta este paso de corriente eléctrica se dice que se ha establecido un circuito; el cual se puede definir por medio de cuatro propiedades eléctricas fundamentales:

RESISTENCIA, INDUCTANCIA, CAPACITANCIA y RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Un conductor eléctrico es un elemento de un sistema constituido de un material de alta conductividad eléctrica que puede ser utilizado para el transporte de energía eléctrica.

En general y para nuestros fines un conductor eléctrico consta de un filamento o alambre, de una serie de alambres cableados y/o torcidos, de material conductor, que se utiliza desnudo, o bien cubierto con material aislante. En aplicaciones donde se requieren grandes tensiones mecánicas se utilizan bronce, acero y aleaciones especiales. En aplicaciones electrónicas ultra finas y en pequeñas cantidades, se utiliza el oro, la plata y platino como conductores.

2.3.1 Tipos de conductores

Conductor sencillo (simple): Conductor no cubierto con ningún metal adicional (pantalla metálica, blindaje, etc.)

Conductor cubierto: Conductor en el que cada polo está cubierto de una capa delgada de otro metal o aleación.

Conductor estañado: Conductor cubierto de plomo.

Conductor con revestido: Conductor en el cual cada alambre consiste en una parte interna de un metal y una cáscara externa metalúrgicamente enlazada, de otro metal.

Conductor sólido: Conductor que consiste de un solo alambre. Nota. Este conductor puede ser de sección circular o de cualquier otra forma.

Conductor trenzado (Cable): Conductor que consiste de un número individual de alambres o cables, los cuales generalmente tienen una forma helicoidal.

Conductor de cableado concéntrico circular (Cable concéntrico): Cable cuyos alambres se encuentran ensamblados juntos en forma helicoidal en una o más capas concéntricas. Pudiendo o no tener una dirección de cableado alternada por capa.

Cable sectorial: Conductor formado cuya sección transversal se aproxima a un sector de círculo.

Conductor compacto: Cable en cuyos intersticios los alambres componentes han sido compactados por compresión mecánica, trefilado o mediante una adecuada selección de forma y disposición de alambres.

Conductor segmental (milliken): Cable que consta de un ensamble de conductores formados trenzados, aislados unos de otros.

Conductor hueco: Conductor construido de tal manera que está provisto de un canal central. (Es un tubo).

Cable concéntrico: Elemento de un conductor de trenzado múltiple que consiste de un grupo de alambres ensamblados concéntricamente.

Neutro concéntrico (conductor): Conductor concéntrico usado como neutro.

Aislamiento (de un cable): Elemento que contiene dentro de su masa el campo eléctrico aplicado (tensión eléctrica).

Nivel de aislamiento: Conjunto de tensiones de aguante normalizadas que caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Aislamiento termoplástico: Aislamiento hecho de un plástico capaz de ser repetidamente suavizado mediante calor y endurecido por enfriamiento a través de un rango de temperatura característico del plástico y - en el estado suavizado-, capaz de ser repetidamente deformado mediante extrusión.

Aislamiento termofijo: Aislamiento hecho de material elastomérico el cual, cuando se cura mediante calor u otros medios, tales como radiación, catálisis, etc, se transforma en un producto sustancialmente insoluble e imposible de fundirse.

Pantalla sobre conductor: Pantalla extruida de un material semiconductor negro termofijo compatible con el conductor y el aislamiento y sirve para distribuir el campo eléctrico hacia el aislamiento.

Cable mono conductor: Cable de un solo conductor aislado.

Cable multiconductor: Cable con más de un conductor; alguno de los cuales pueden ser desnudos y con una cubierta protectora común.

Electrodo de tierra: Conductor o grupo de conductores en contacto íntimo con tierra y que provee una conexión eléctrica a ella.

Conductor de puesta a tierra: Conductor de baja impedancia que provee una conexión eléctrica entre un punto dado en un equipo (una instalación o sistema) y el electrodo de tierra.

Conductor desnudo de puesta a tierra: Conductor desnudo protegido, (si se requiere) contra corrosión, directamente en contacto con el suelo, a fin de asegurar la integridad de la conexión a tierra a lo largo de su recorrido.

Nota: Este conductor puede hacer las veces de un conductor y/o de un electrodo.

Conductor del electrodo de puesta a tierra: Conductor utilizado para conectar el(los) electrodo(s) de puesta a tierra al conductor de puesta a tierra del equipo, al conductor puesto a tierra o a ambos.

Calibre (AWG o KCM)	Material	Hilos	Área (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/1000 m)	Kg/1000 m 3 Conductores + 5%	Carga de ruptura (Kg)	Capacidad (Amperes)	Equivalente en conductividad
2	Cu	7	33,62	8,14	305	931	1312	230	-
1/0	Cu	7	53,48	9,36	485	1479	2155	310	-
3/0	Cu	7	85,01	11,8	771	2352	3341	420	-
250	Cu	19	126,7	15,24	1149	3505	5048	540	-
3/0	AAC	7	85,01	12,75	234,4	715	1377	330	Cu 1/0
266,8	AAC	19	135,2	16,31	372,8	1137	2784	440	Cu 3/0
336,4	AAC	19	170,5	18,29	470,1	1434	2730	510	Cu 4/0
477	AAC	19	241,7	21,77	666,4	2033	3773	640	300
1/0	ACSR	6/1	62,4	10,11	216	659	1940	240	Cu 2
3/0	ACSR	6/1	99,23	12,75	343	1046	3030	315	Cu 1/0
266,8	ACSR	26/7	157,22	16,28	545	1662	5100	455	Cu 3/0
336,4	ACSR	26/7	198,3	18,31	689	2101	6375	530	Cu 4/0
477	ACSR	26/7	281,1	21,8	977	2980	8820	660	300

Fig.2.1 Especificaciones de los conductores.

2.4 Cálculo de resistencia y caída de tensión en un conductor

La resistencia de un conductor comercial de cobre (un alambre de 1m de longitud y una sección transversal de 1mm^2), es usualmente de 0.017 a 0.018 ohms a una temperatura de 24°C . Para estos cálculos se tomará un valor promedio de 0.017 ohms por mm^2/m .

La resistencia eléctrica de cualquier conductor es:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad \text{ecuación 2.4}$$

$$R = 0.0175 \frac{L}{S} \quad \text{ecuación 2.4.1}$$

Dónde:

R= resistencia eléctrica en ohms.

ρ = resistividad del cobre: 0.017 5 ohms mm^2/m a 24°C y 0.017 241 ohms mm^2/m a 20°C .

S= sección del conductor en mm^2 .

De la Ley de ohm:

$$I = \frac{E}{R} \quad \text{ecuación 2.4.2}$$

Y la caída de tensión (e) en un conductor es:

$$e = RI \quad \text{ecuación 2.4.3}$$

Substituyendo R en la ecuación anterior es:

$$(e) = \frac{0.175 L x I x 2}{S} \dots \dots \dots (A)$$

También:

$$I = \frac{eS}{0.175 L x 2} \dots \dots \dots (B)$$

Y

$$S = \frac{0.175 L x 2I}{e} \dots \dots \dots (C)$$

Dónde:

L = longitud del circuito en metros (se multiplica por dos para incluir la longitud total del conductor).

La fórmula (A) da la caída de tensión para un calibre determinado y circulando una corriente específica.

La fórmula (B) indica la corriente que produce una caída de tensión en un conductor de calibre dado.

La fórmula (C) indica la sección transversal o calibre exacto para una cierta caída de tensión y una corriente específica.

Cálculo de conductores

La corriente alterna de línea en un conductor para los diferentes sistemas de distribución, se puede determinar partiendo de las siguientes fórmulas.

-Una fase (2 hilos)

$$I = \frac{W}{2 E_n \cos \phi} \qquad \text{ecuacion 2.4.4}$$

-Dos fases (3 hilos)

$$I = \frac{W}{2 E_n \cos \phi} \text{ (hilo exterior)} \quad \text{ecuacion 2.4.5}$$

-Dos fases (3 hilos)

$$I = \frac{W}{\sqrt{2} E_f \cos \phi} \text{ (hilo común)} \quad \text{ecuación 2.4.6}$$

-Tres fases (3 hilos)

$$I = \frac{W}{\sqrt{3} E_f \cos \phi} \quad \text{ecuación 2.4.7}$$

-Tres fases (4 hilos)

$$I = \frac{W}{3 E_n \cos \phi} = \frac{W}{\sqrt{3} E_f \cos \phi} \quad \text{ecuacion 2.4.8}$$

Para corriente directa

Dos hilos

$$I = \frac{W}{E_f} \quad \text{ecuación 2.4.9}$$

Tres hilos

$$I = \frac{W}{2 E_n} \quad \text{ecuación 2.4.10}$$

Dónde:

I = corriente en el conductor.

W = potencia en watts.

$\cos \varphi$ = factor de potencia.

E_f = tensión entre fases.

E_n = tensión entre fase y neutro.

Para corriente alterna

El cálculo de la sección transversal o calibre de un conductor para los diferentes sistemas de distribución en corriente alterna, se hace partiendo de las siguientes fórmulas:

Una fase (dos hilos)

$$S = \frac{4 L I}{E_n e\%} \quad \text{ecuación 2.4.11}$$

Dos fases (tres hilos)

$$S = \frac{2 L I}{E_n e\%} \quad \text{ecuación 2.4.12}$$

Tres fases (cuatro hilos)

$$S = \frac{2 \sqrt{3} L I}{E_f e\%} = \frac{2 L I}{E_n e\%} \quad \text{ecuación 2.4.13}$$

Dónde:

I = corriente en el conductor.

E_f = tensión entre fases.

E_n = tensión entre fase y neutro.
e% = caída de tensión expresada en porcentaje.
S = sección del conductor en (mm²).
L = longitud del circuito en metros.

2.5 Materiales aislantes para conductores eléctricos

Hule natural. Necesita formularse especialmente para lograr compuestos resistentes a la humedad, al calor, a los aceites y de resistencia mecánica alta. Actualmente no puede competir con los hules sintéticos (elastómeros), que se han desarrollado.

Hule SBR o GRS. Fue el primer material que reemplazo al hule natural, se le conoce como hule estireno-butadieno, hule BUNA-S, hule SBR o GES. Aunque su resistencia mecánica es inferior al hule natural, puede formularse para lograr un compuesto de buenas cualidades eléctricas para cables de baja tensión, es más resistente al calor y humedad que el hule natural.

Aun se emplea como un aislamiento para tensiones hasta de 2000 volts. Su uso se limita a aplicaciones de baja tensión porque hay otros aislamientos plásticos y elastoméricos que le llevan toda la ventaja para tensiones alta. Se emplea para temperaturas de operación hasta de 90°C.

Hule butilo. Este material es un polímero del isobutileno-isopreno. Aunque este material fue desarrollando en 1940, tomó algunos años vencer algunos problemas técnicos de proceso para poder emplearlo como aislamiento de conductores eléctricos. Sin embargo, en 1947 se empezó a lograr una enorme producción de cables con este aislamiento para tensiones hasta de 35 000 volts.

Una vez que las dificultades de formulación y preparación de compuestos de hule butilo fueron vencidas, se logró tener un excelente aislamiento para alta tensión este aislamiento puede trabajar a temperaturas de operación continua hasta de 90°C. Es inherentemente resistente al ozono y a la humedad. Muy resistente al calor, de buena resistividad y rigidez dieléctrica, de buenas propiedades mecánicas y excelente resistencia a la deformación térmica.

Policloropreno, neopreno. Alrededor de los años treinta se desarrolló para la industria de cables un nuevo material que parecía ser muy especial para aquella época. Con el paso del tiempo se convirtió en un caballito de batalla para aplicaciones como cubiertas de cables. Este material es el neopreno, y aunque tiene actualmente algunas limitaciones, aun se usa extensamente.

El neopreno, químicamente, es un polímero del cloropreno, que solo tiene aplicación como aislamiento eléctrico en conductores de baja tensión, 600 volts, ya que su contenido de cloro hace sus cualidades aislantes no sean muy elevadas. Su principal o mayor uso es, como se indicó antes, en la fabricación de cubiertas exteriores de cables aislados.

Puede prepararse compuestos de el con muy buena resistencia mecánica a la tensión y al rasgado. Por su estructura química es resistente al aceite, a los materiales químicos, al calor, la humedad y la flama. Es altamente resistente al ozono y al ataque de la intemperie.

Polietileno clorosulfonado, (CP) (HYPALON), (CSPE). Este material es de aplicación más reciente que el neopreno, en la industria manufacturera de conductores eléctricos. Esta especificado por la norma NMX-J-061 como aislante de los cables de tipo RHH y RHW. Puede emplearse como un compuesto aislamiento cubierta integral para muchos tipos de cables, especialmente del tipo automotriz.

Posee buenas cualidades eléctricas para usarse como un aislante eléctrico de baja tensión. Posee una gran resistencia al calor y a la humedad y puede prepararse formulaciones especiales para muy bajas temperaturas. Su constante dieléctrica, su factor de potencia y sus otras características eléctricas no permiten aplicarlo como un aislante para altas tensiones.

Polietileno clorado, (CPE). Este polímero existe tanto en compuestos termoplásticos, como en termo fijos (elastomericos). Al igual que el neopreno y que el hypalon, por sus propiedades dieléctricas inherentes, el CPE se emplea únicamente como un aislamiento en productos de baja tensión, 600 volts y encuentra su principal aplicación en el área de la fabricación de cubiertas exteriores para alambres y cables. Hay CPE para 90 y para 105°C uno de sus recientes usos se encuentra como asilamiento de los cordones térmicos portátiles para plancha, tipo HPN.

Policloruro de vinilo (PVC) o (PVC-RAD). Los compuestos aislantes de este material tienen como base el polímero de cloruro de vinilo. Las primeras formulaciones de policloruro de vinilo para la fabricación de compuestos termoplásticos aislantes, se empezaron a desarrollar a partir de 1930.

Aunque en un principio esos compuestos solo se emplearon para conductores cuyas temperaturas de operación fueron de 60°C, posteriormente se mejoraron y actualmente existen compuestos que pueden emplearse en cables con temperaturas en el conductor de 90 y 105°C y para tensiones de 600 volts.

Debido a que los compuestos de PVC contienen cloro en sus moléculas, son inherentemente no propagadores de flama, sobre todo en los casos en los que se preparan formulaciones especiales para lograr no solo esta cualidad, si no para hacerlos resistentes a la no propagación, si no para hacerlos resistentes no propagación de incendio, baja tensión de baja emisión de humos y bajo contenido de gas acido.

El PVC se emplea en la fabricación de alambres y cables de los tipos T, TW, THW, THHN, THHW, THHW-LS, y además por sus magníficas propiedades de

resistencia mecánica, no propagación de la flama no de incendio y de resistencia a los aceites, es ampliamente usado como cubierta exterior de cables con aislamiento de polietileno, polietileno vulcanizado o etileno propileno usados para alta tensión.

Polietileno (PE). Es un material termoplástico constituido por cadenas lineales o ramificadas de monometros de etileno. Fue originalmente desarrollado en 1937 y abundantemente fabricado en los estados unidos a partir de 1940.

Eléctricamente, el polietileno posee el mejor conjunto de cualidades que se pueden esperar en un aislante sólido, alta rigidez dieléctrica, alta resistividad volumétrica. Sus propiedades mecánicas son buenas, sin embargo sus limitaciones principales son su pobre resistencia a la flama, su termo plasticidad, su deterioro por la acción de los rayos ultravioleta y su poca resistencia a la ionización.

El polietileno convencional esta normalizado como aislamiento para conductores para 600 o 1000 volts, cuya temperatura de operación en el conductor no exceda de 75°C.

Polietileno de cadena cruzada (XLPE o XLP). El polietileno de cadena cruzada, polietileno reticulado o simplemente XLPE, se produce por la combinación de un polietileno termoplástico y un peróxido orgánico adecuado bajo ciertas condiciones de presión y temperatura.

El aislamiento resultante es de color natural o café claro dependiendo del tipo de antioxidante que se emplee en la preparación. La resina de polietileno reticulada se puede emplear pura o mezclada con negro de humo o cargas minerales que le mejoran sus propiedades físicas, pero disminuyen sus cualidades eléctricas, por lo que esta combinación solo se emplea como aislamiento para cables hasta 5000 volts, sin cubierta exterior.

Después de la extrusión, el cable aislado con polietileno vulcanizable pasa a través de una línea de vulcanización con gas o vapor a alta presión y temperatura con lo que el material se convierte de termoplástico en termofijo, es decir el aislamiento ya no se funde o escurre a altas temperaturas.

Los aislamientos de polietileno reticulado para altas tensiones tienen buenas cualidades mecánicas, poseen buena resistencia a la compresión y deformación térmicas y tienen una excelente resistencia al envejecimiento por altas y bajas temperaturas.

Sus cualidades eléctricas como rigidez dieléctrica, factor de potencia, constantes dieléctricas y de aislamiento, así como su estabilidad eléctrica en agua son sobresalientes. Es altamente resistente al ozono, a la humedad y productos químicos.

El polietileno vulcanizado es un aislamiento para temperaturas de 90°C en operación normal, 130°C en condiciones de cortocircuito y se ha llegado a emplear en cables de energía para tensiones de, 69, 115, 230, y 525 KV.

Etileno propileno (EPR o EP). El aislamiento de etileno propileno comúnmente conocido como EPR, es un material elastomérico obtenido a partir del etileno y del propileno. Un aislamiento típico de EPR para alta tensión es un compuesto que se prepara mezclando la resina de etileno propileno con varios ingredientes más, como por ejemplo cargas minerales, antioxidantes, plastificantes, agentes de vulcanización.

Al igual que en el XLPE el cable aislado con el compuesto de EPR, se somete a un proceso de vulcanización obteniéndose un material termofijo, los aislamientos de EPR debidamente formulados y procesados poseen muy buenas cualidades eléctricas y físicas; sobresaliente resistencia térmica y al ozono así como una excelente estabilidad eléctrica en agua.

Los cables aislados con etileno propileno poseen una muy buena flexibilidad que permite un adecuado manejo durante la instalación. Los rangos térmicos de trabajo son los mismos que se mencionan para el XLPE.

2.6 Factor de potencia

La corriente requerida por los motores de inducción, lámparas fluorescentes, transformadores y otras cargas inductivas, puede considerarse constituida por la magnetizante y por la corriente de trabajo. La corriente de trabajo es aquella que es convertida por el equipo en trabajo útil. Por ejemplo hacer girar un torno, efectuar soldaduras o bombear agua. La unidad de medida de la potencia producida es el kilowatt (KW).

La corriente magnetizante es la necesaria para producir el flujo para la operación de los dispositivos de inducción. Sin corriente magnetizante, la energía no puede fluir a través del núcleo del transformador o a través del entrehierro de los motores de inducción. La unidad de medición de esta potencia magnetizante es el kilo volts reactivos (KVAR).

La potencia total denominada potencia aparente (KVA), será la suma geométrica de ambas potencias, esto es

$$KVA = ((KW)^2 + (KVAR)^2)^{\frac{1}{2}} \quad \text{ecuación 2.5}$$

El factor de potencia es un indicador de la eficiencia con que se está utilizando la energía eléctrica, para producir un trabajo útil. Es el porcentaje de la potencia entregada por la empresa eléctrica que se convierte en trabajo en el equipo

conectado. En otras palabras, el factor de potencia se define como la relación entre la potencia activa (KW) usada en un sistema y la potencia aparente (KVA) que se obtiene de la compañía eléctrica. El rango de los valores posibles del factor (fp) varía entre 0 y 1, y se expresa como la razón entre la potencia aparente.

$$\text{factor de potencia} = \frac{KW}{KVA} \qquad \text{ecuación 2.5.1}$$

Un bajo factor de potencia significa pérdidas de energía, lo que afecta la eficiencia en la operación del sistema eléctrico. Se penaliza con un rango adicional en la factura eléctrica a las empresas que tengan un factor de potencia inferior a 0.9 o 0.95 según su potencia demandada.

Cuando se tiene un bajo factor de potencia, se tiene costos adicionales que repercuten negativamente en la facturación del cliente. Por lo que debe solucionarse el problema mediante la instalación de bancos de capacitores eléctricos. Corregir el bajo factor de potencia en una instalación es un buen negocio. No solo porque se evitarán las multas en las facturas eléctricas, sino porque los equipos operaran más eficientemente, reduciendo los costos por consumo de energía.

El método más práctico para mejorar (corregir) el factor de potencia, es instalando capacitores o condensadores, en donde la corriente del condensador se encargará de suministrar la corriente magnetizante requerida por la carga, como se observa en la figura.

El efecto de los condensadores es opuesto al de las cargas inductivas, debido a esto la cantidad neta de potencia reactiva se reduce y por consecuencia se aumenta el factor de potencia. Esto permite conectar equipo_ eléctrico adicional en el mismo circuito y reduce los costos por consumo de energía como consecuencia de mantener un bajo factor de potencia.

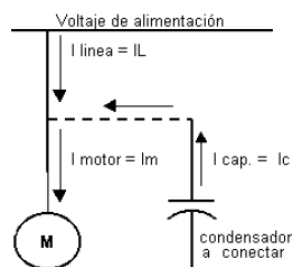


Fig. 2.5 Instalación de bancos de capacitores cerca de la carga.

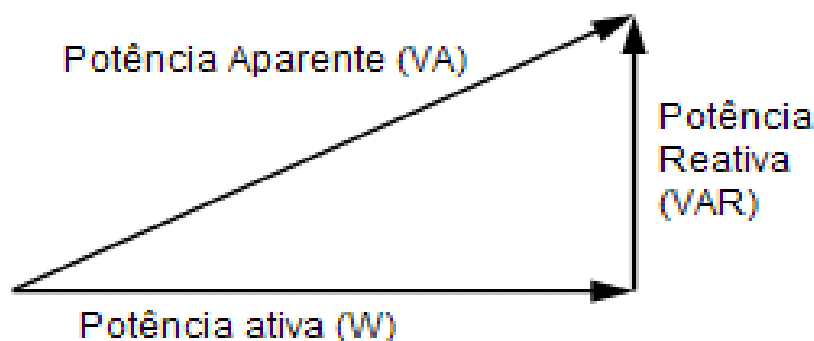


Fig. 2.5.1 *Triangulo de potencia.*

2.5.1 Cargas que provocan un bajo factor de potencia.

Las cargas inductivas como motores, balastos, transformadores, etc., son el origen del bajo factor de potencia. Ya que en este tipo de equipos el consumo de corriente se desfasa con relación al voltaje. En muchas instalaciones eléctricas de la industria, hay grandes consumos de corriente. Este consumo se agrava más cuando se trabaja con muchos motores (carga inductiva), que causan que exista un gran consumo de corriente reactiva. Normalmente es penalizada por las empresas que distribuyen energía, cuando esta situación se presenta, se dice que tenemos bajo factor de potencia.

En caso que el factor de potencia es inferior a 1.0, conlleva a que los equipos consuman energía reactiva. Por tanto se incrementa la corriente eléctrica que circula en las instalaciones del consumidor. También se incrementa la corriente que circula por la red en la medida que el factor de potencia disminuya; con lo cual empeora el rendimiento y funcionamiento de los equipos.

Para una potencia constante (KW), la cantidad de corriente de la red se incrementará en la medida que el factor de potencia disminuya. Por ejemplo, con un factor de potencia igual a 0.5, la cantidad de corriente para la carga será dos veces la corriente útil. En cambio para un factor de potencia igual a 0.9 la cantidad de corriente será 10% más alta que la corriente útil.

La potencia reactiva, la cual no produce un trabajo físico directo en los equipos, es necesaria para producir el flujo electromagnético que pone en funcionamiento a los equipos. Elementos tales como: motores, transformadores, lámparas fluorescentes, equipos de refrigeración y otros similares. Cuando la cantidad de estos equipos es apreciable, los requerimientos de potencia reactiva también se hacen significativos, lo cual produce una disminución exagerada del factor de potencia.

2.5.2 Corrección del factor de potencia

A menudo es posible ajustar el factor de potencia de un sistema a un valor muy próximo a la unidad. Esta práctica es conocida como **corrección del factor de potencia** y se realiza mediante la conexión a través de conmutadores, en general automáticos, de bancos de condensadores o de inductores. Por ejemplo, el efecto inductivo de las cargas de motores puede ser corregido localmente mediante la conexión de condensadores.

En determinadas ocasiones pueden instalarse motores síncronos con los que se puede inyectar potencia capacitiva o reactiva con tan solo variar la corriente de excitación del motor. Las pérdidas de energía en las líneas de transporte de energía eléctrica aumentan con el incremento de la corriente. Cuando una carga tiene un factor de potencia menor que 1, se requiere más corriente para conseguir la misma cantidad de energía útil.

Por tanto, las compañías suministradoras de electricidad necesitan hacer ciertas maniobras para conseguir una mayor eficiencia de su red. Requieren que los usuarios, especialmente aquellos que utilizan grandes potencias, mantengan los factores de potencia de sus respectivas cargas dentro de límites especificados. De lo contrario se atenderán a pagos adicionales por una mayor demanda de corriente.

El consumo de KW y KVAR (KVA) en una industria se mantienen inalterables antes y después de la compensación reactiva (instalación de los condensadores). La diferencia radica en que al principio los KVAR que esa planta estaba requiriendo, debían ser producidos, transportados y entregados por la empresa de distribución de energía eléctrica, lo cual le produce consecuencias negativas.

Pero esta potencia reactiva puede ser generada y entregada de forma económica, por cada una de las industrias que lo requieran. A través de los bancos de capacitores y/o motores síncronos, evitando a la empresa de distribución de energía eléctrica, el generarla, transportarla y distribuirla por sus redes. Mejorar el factor de potencia resulta práctico y económico, por medio de la instalación de condensadores eléctricos estáticos, o utilizando motores síncronos disponibles en la industria (algo menos económico si no se dispone de ellos).

La corrección del factor de potencia debe ser realizada de una forma cuidadosa con objeto de mantenerlo lo más alto posible, pero sin llegar nunca a la unidad. Ya que en este caso se produce el fenómeno de la resonancia que puede dar lugar a la aparición de tensiones o corrientes peligrosas para la red. Es por ello que en los casos de grandes variaciones en la composición de la carga es preferible que la corrección se realice por medios automáticos.

3. Desarrollo

3.1 Selección del área de estudio

Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una empresa mexicana que más haya de proporcionar el servicio de energía eléctrica contribuye a la calidad de vida de los mexicanos, al desarrollo y progreso de nuestro país, sus áreas de trabajo son: Generación, Transmisión y Distribución.



Fig. 3.1 16 Divisiones de Distribución existentes en el País.

Nuestra división está compuesta por 10 zonas de Distribución atendiendo a 2,498,477 de usuarios; integrada por 2,947 trabajadores, siendo su ámbito de acción los estados de Oaxaca, Chiapas y Tabasco.



Fig. 3.1.2 Zona Distribución dentro de Chiapas.

La zona Tuxtla comprende las áreas de distribución tal y como se muestran en la figura anterior. El área Urbana comprende lo que es el municipio de Tuxtla Gutiérrez y alrededores. Cuenta con cinco subestaciones; Tuxtla 1 (TXU), Tuxtla 2 (TXD), Tuxtla Norte (TXN), Tuxtla Sur (TXS) y Real del Bosque (RDB). Para nuestro estudio de trabajo se tomara el circuito RDB04025 que se encuentra la subestación Real del Bosque.

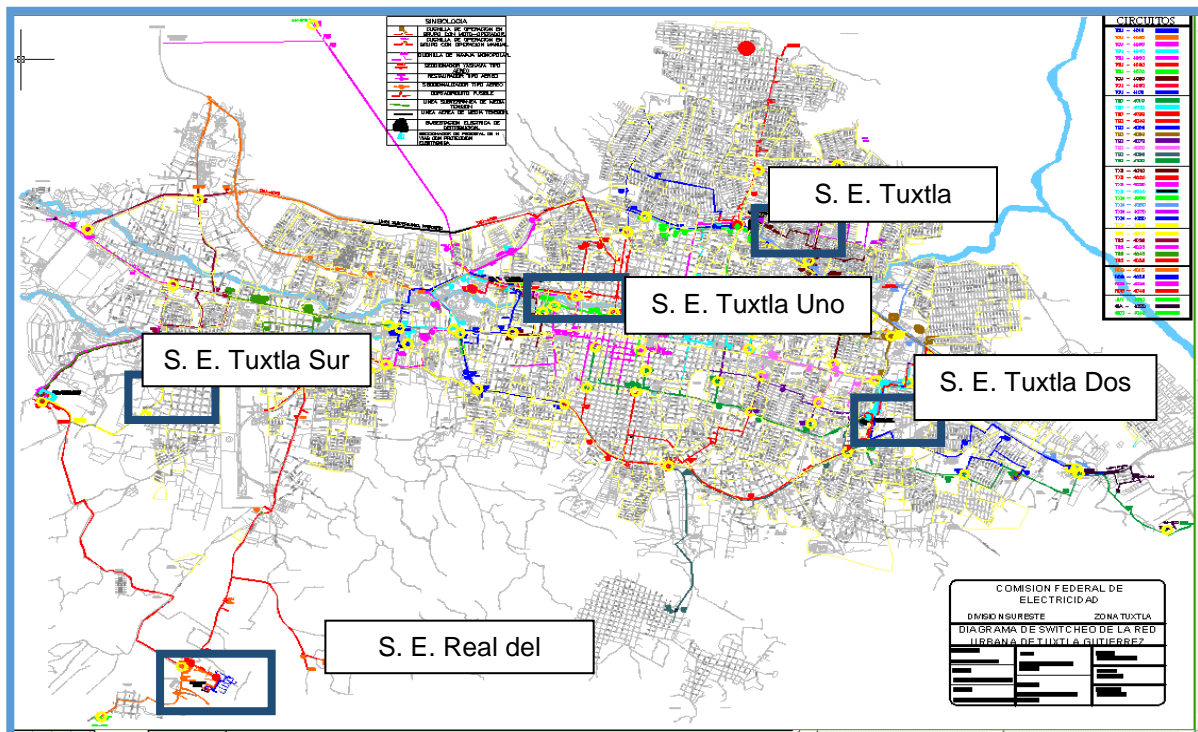


Fig. 3.1.3 Diagrama de Switcheo Tuxtla Gutiérrez; fuente: sistema DeproRED CFE.

En la figura anterior se puede notar el diagrama de Switchero de todo Tuxtla Urbano con la ubicación marcada de cada una de las cinco subestaciones. Para los fines de estudio en este trabajo se toma en cuenta el circuito RDB04025 Subestación Real del Bosque.



Fig. 3.1.4 Mapa geográfico de Tuxtla Gutiérrez (Google Maps).



Fig. 3.1.5 Vista satelital Fraccionamiento Real del Bosque (Google Maps).

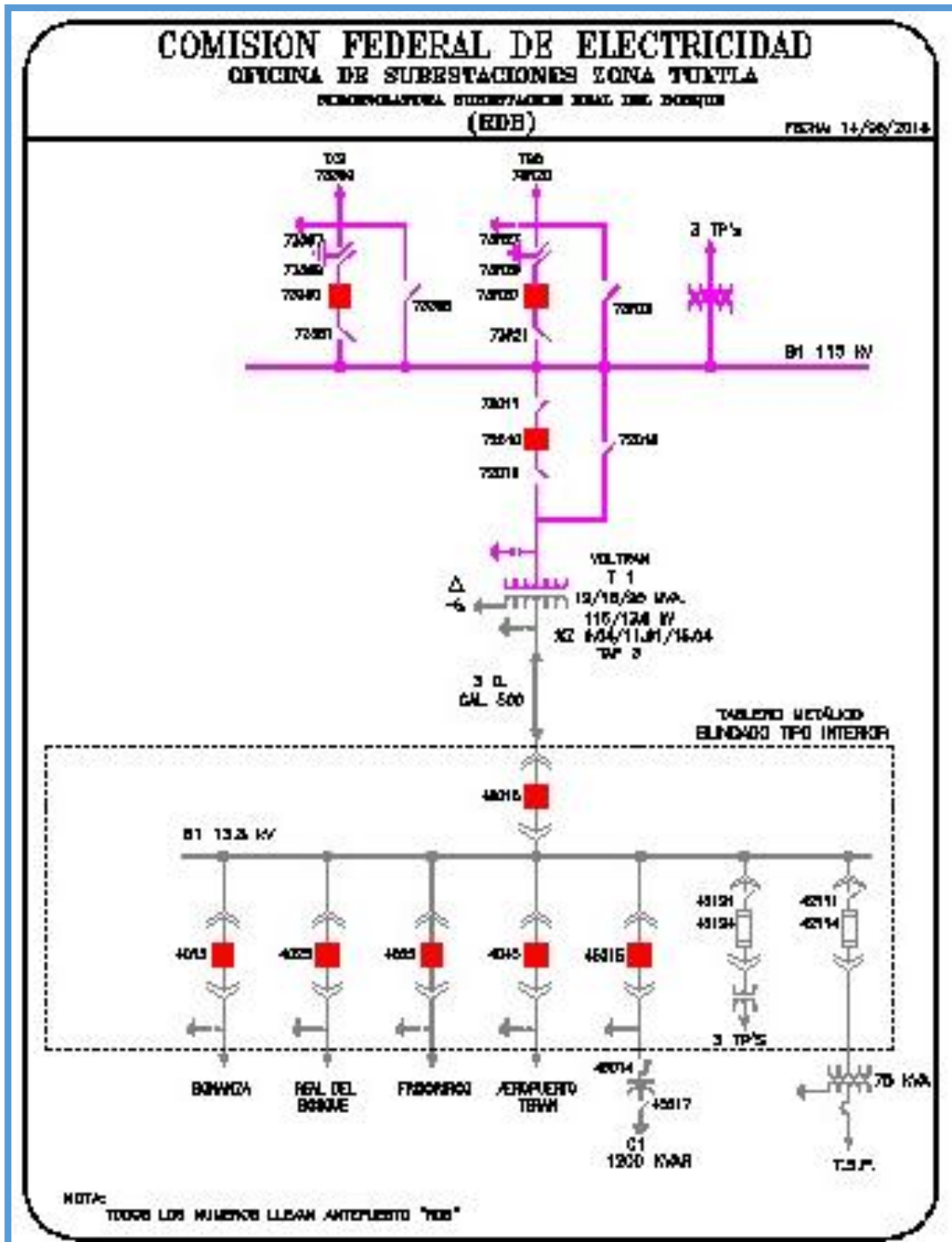


Fig. 3.1.6 Diagrama unifilar de la S. E. Real del Bosque.

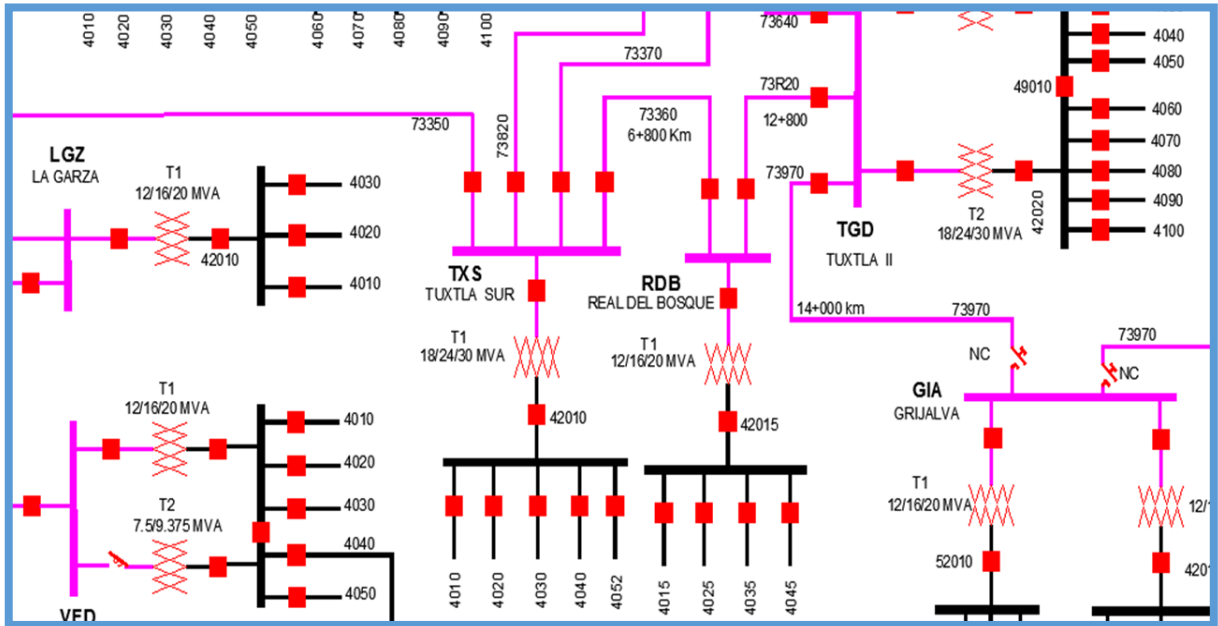


Fig. 3.1.7 Diagrama de Potencia Zona Tuxtla.

La Subestación cuenta con 4 circuitos en media tensión (13.8 KV); el RDB4015, el RDB4025, el RDB4035 y el RDB 4045. Los tres primeros en uso y el último en reserva.

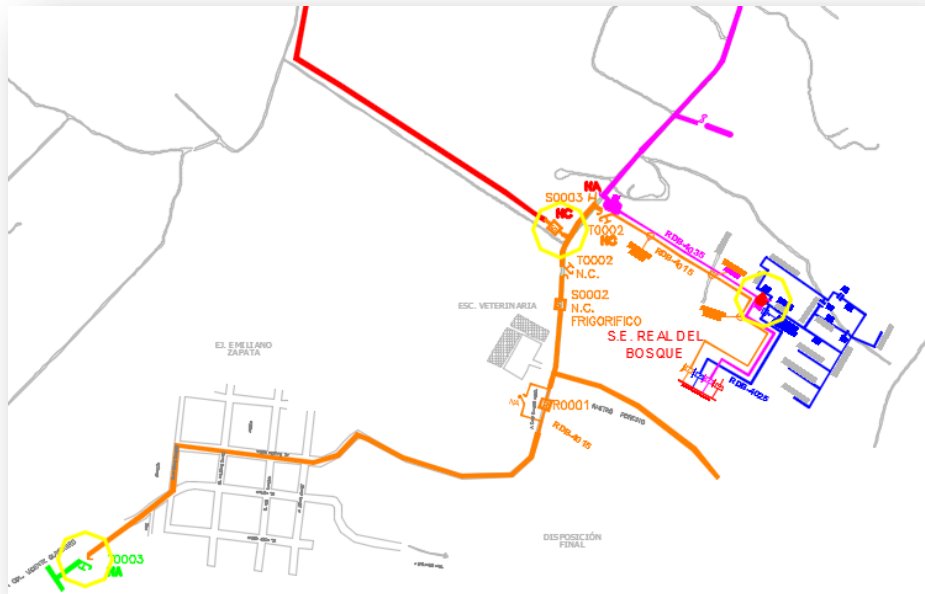


Fig. 3.1.8 Diagrama de Switchero, S. E. Real del Bosque.

3.2 Alcance del proyecto

Como se mencionó anteriormente y con fines requeridos de estudio, se escogió el circuito RDB04025, ya que dentro de la subestación que abarca RDB es alimentando mayormente parte del fraccionamiento.



Fig. 3.2 Línea de Baja Tensión (BT) existente en el fraccionamiento.

Se puede notar en la imagen anterior el circuito de BT existente en el fraccionamiento RDB. Parte desde la subestación y alimenta al fraccionamiento entero, comprendiendo el suministro de energía a alrededor de 7000 usuarios. El circuito alimenta también al fraccionamiento vecino que es Residencial Bonanza.

3.3 Desarrollo del proyecto

El estudio de pérdidas se realizó debidamente con los equipos de medición que es el ION 8600. Obteniendo las condiciones en que se comparta la red, registrando datos de corriente, voltaje, factor de potencia, potencia reactiva, kilo watt/ hora, que suministra a la red del circuito en un día, el medidor toma lecturas cada 15 minutos hasta completar un día.

Instalamos el equipo de medición en un transformador de tipo pedestal con 3 con TC'S en baja tensión, abajo del gabinete del transformador. Véase en la **fig.3.2.1**

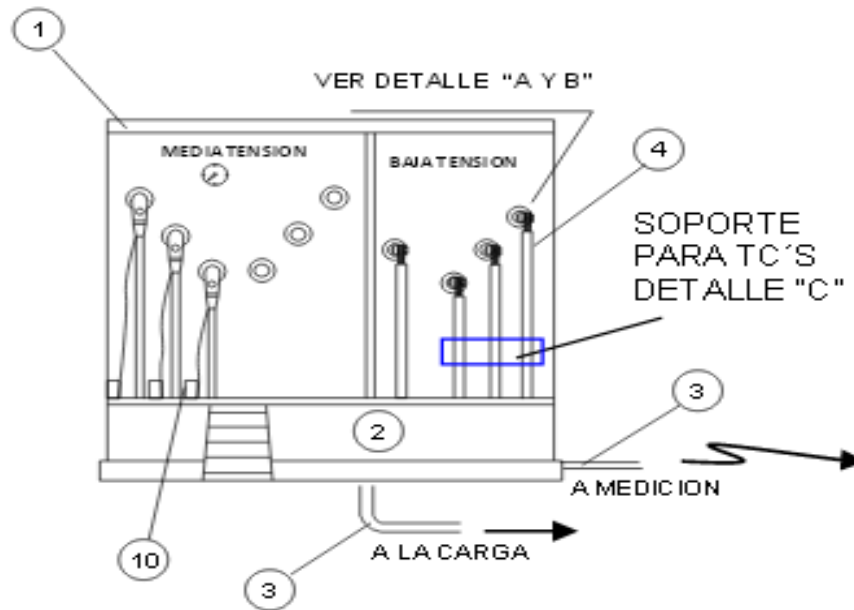


Fig.3.2.1 *Instalación de TC'S*

Se optó por hacer el estudio en el circuito RDB04025, ya que demanda mayor consumo de electricidad que los circuitos vecinos de acuerdo con los planos de diseño del fraccionamiento, los cuales fueron proporcionados por CFE. Sin tomar en cuenta la media tensión, puesto que aquí las pérdidas son mínimas y no tiene caso hacer ese análisis.

Dentro de nuestro estudio en el circuito RDB04025, optamos por hacer comparaciones junto con otro transformador de 50 KVA ubicado en fraccionamiento Bosques de la Trinidad con la misma cantidad de usuarios, esto con el fin de saber si realmente el transformador que se está utilizando es el ideal para este tipo de circuito.

3.4 Desarrollo del proyecto en baja tensión

Se realizó un muestreo, tomando en cuenta 2 transformadores monofásicos de diferente capacidad (75 y 50 KVA). Puesto que todos están en condiciones operativas similares. Se toma en cuenta que la zona es de interés bajo, teniendo una carga máxima coincidente de 1.2 KVA por lote. Cabe decir que actualmente toda la red, está proyectada con calibre 3/0.

Transformador 1 (75 KVA)

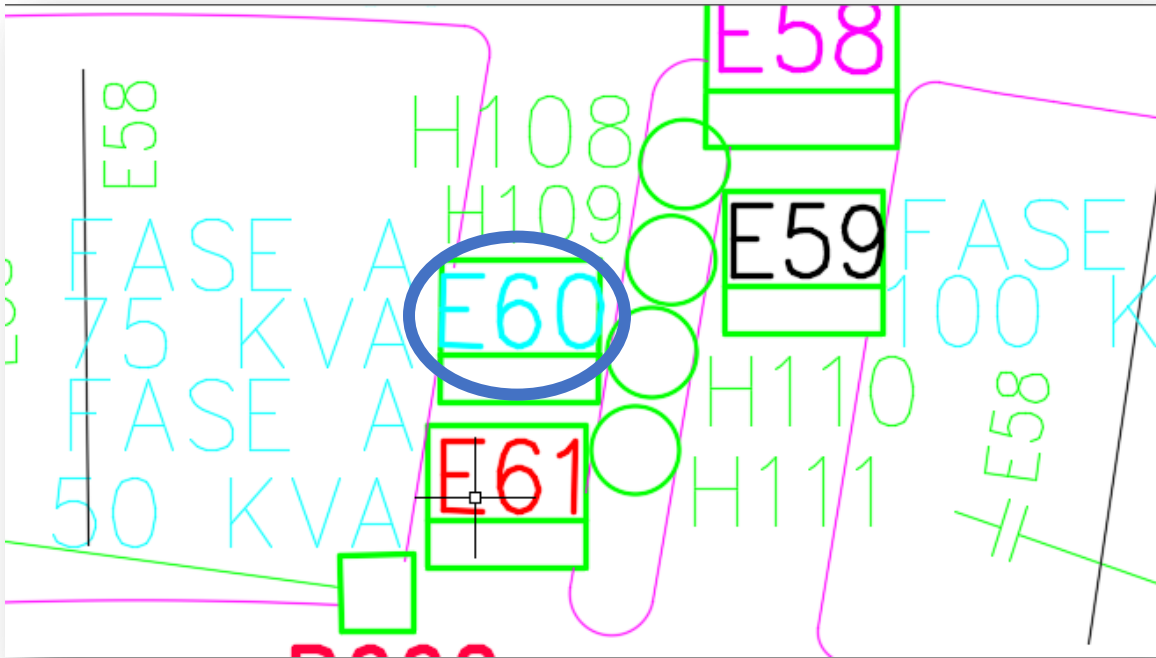


Fig.3.4 Ubicación del transformador 1

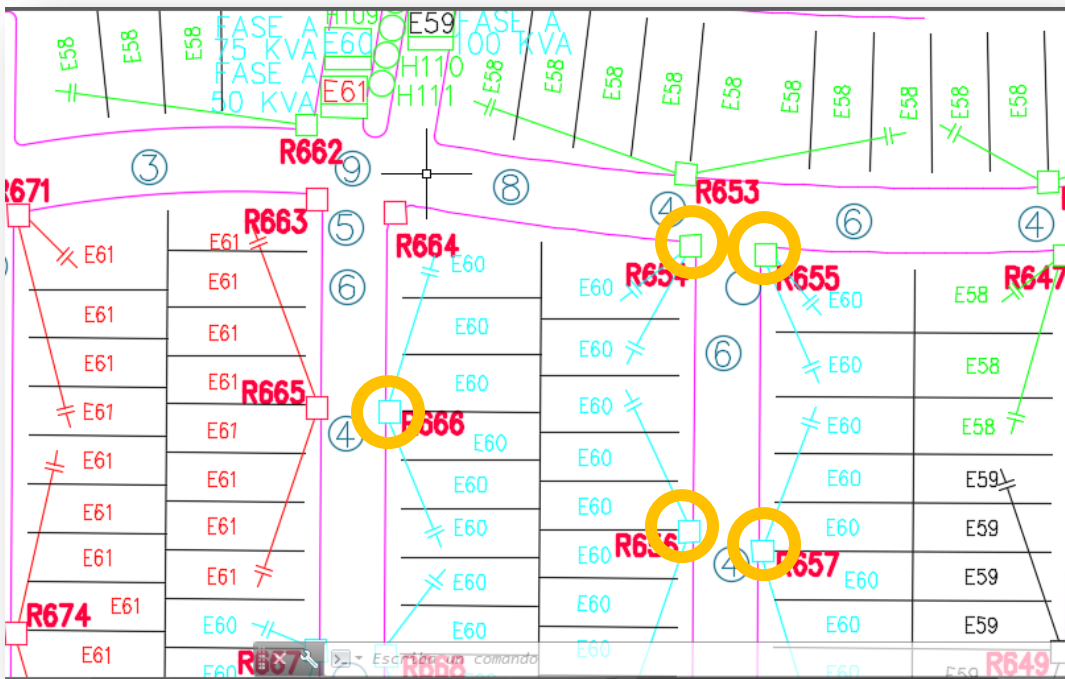


Fig. 3.4.1 Ubicación de registros de baja tensión.

La capacidad del transformador es de 75 KVA, alimenta dos circuitos y a un total de 50 usuarios. Teniendo la ubicación de cada registro, se determina la demanda total en el transformador de acuerdo a las acometidas que se deban alimentar. Con esta información se realiza el diagrama esquemático del circuito de baja tensión para alimentar dicha carga.

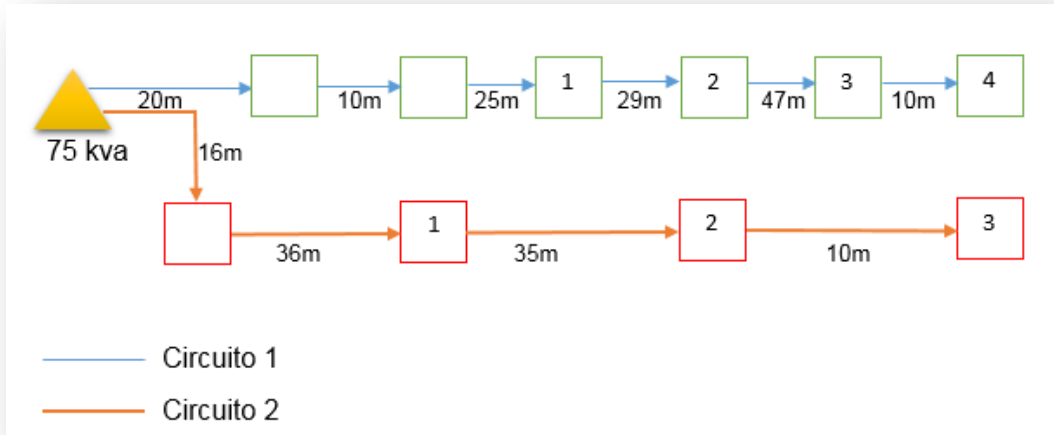


Fig. 3.4.2 Diagrama esquemático del transformador 1.

Teniendo las distancias y la carga del transformador instalado, se procede a realizar los cálculos correspondientes.

Transformador de 75 KVA.

Circuito 1.

Calculo de corriente.

$$I = \frac{KVA}{KV}.$$

Ecuacion 3.4 Ecuacion para determinar la corriente.

Dónde:

I: Corriente por fase en amperes.

KVA: Potencia aparente en Kilo-volt-ampere.

KV: Tensión entre fases en Volts.

Por lo tanto se toma dos veces la tensión

$$I = \frac{KVA}{2KV}$$

Se toma en cuenta la carga demandada no así la instalada:

KVA: Numero de lotes por la carga máxima coincidente.

$$IT = \frac{38.4}{0.240} = 160AMP.$$

Corriente total demandada del transformador.

$$I = \frac{KVA}{2KV}$$

$$IR1 = \frac{7.2}{0.240} = 30AMP$$

$$IR1 = 30AMP.$$

Corriente demandada del registro 1.

Caída de tensión.

$$V = (I)(Z)(L).$$

Ecuación 3.4.1 para determinar la caída de tensión.

Dónde:

V: Caída de tensión (V).

Z: Impedancia del conductor.

I: Corriente en ese punto (A).

L: Distancia en Km.

$$VR1 = (I)(Z)(L).$$

$$VR1 = (160A)(0.4452)(0.055).$$

$$VR1 = 3.91 VOLTS.$$

Registro 2.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{13.2}{0.236} = 55.93 A.$$

$$IR2 = 55.93A.$$

Caída de tensión.

$$VR2 = (I)(Z)(L).$$

$$VR2 = (130A)(0.4452)(0.029). \\ VR2 = 1.67 \text{ VOLTS.}$$

Registro 3.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{8.4}{0.238} = 35.29 \text{ A.}$$

$$IR3 = 35.29A.$$

$$VR3 = (I)(Z)(L).$$

$$VR3 = (74.07A)(0.4452)(0.047). \\ VR3 = 1.54 \text{ VOLTS.}$$

Registro 4.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{9.6}{0.236} = 0.0406 \text{ A.}$$

$$IR4 = 0.0406A.$$

$$VR4 = (I)(Z)(L).$$

$$VR4 = (38.78A)(0.4452)(0.010). \\ VR4 = 0.1726 \text{ VOLTS.}$$

$$VT = VR1 + VR2 + VR3 + VR4$$

Ecuación 3.4.2 para el total de caídas de tensión.

$$VT = (3.91V) + (1.67V) + (1.54V) + (0.1726V)$$

$$VT = 7.29 \text{ VOLTS.}$$

$$\%Caidatension = \frac{Vcaida}{Vfuente} (100) = \frac{7.29}{120} (100) = 6.075\%$$

Ecuación 3.4.3 porcentaje para caída de tensión.

El resultado anterior no está dentro del rango admisible propuesto por la norma subterránea 2008 CFE en sistemas monofásicos que corresponde al 3%. Ahora, se procede a calcular las pérdidas por tramo, así como la suma total de éstas en todo el circuito.

Cálculos de pérdidas eléctricas.

$$P = \frac{I^2(R)(L)}{1000}$$

Ecuación 3.4.4 para determinar las pérdidas eléctricas.

Dónde:

P= Perdidas en el tramo (KW).

I= Corriente que pasa por el tramo (A).

R= Resistencia del conductor seleccionado (Ω).

L= Distancia en Km.

$$P1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(160)^2(0.435)(0.055)}{1000} = \frac{612.48}{1000} = 0.61248 \times 2 = 1.22kw.$$

$$P2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(130)^2(0.435)(0.029)}{1000} = \frac{213.19}{1000} = 0.21319 \times 2 = 0.4263kw.$$

$$P3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(74.07)^2(0.435)(0.047)}{1000} = \frac{112.16}{1000} = 0.11216 \times 2 = 0.2243kw.$$

$$P4 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(38.78)^2(0.435)(0.010)}{1000} = \frac{6.5419}{1000} = 6.5419 \times 10^{-3} \times 2 = 0.013083kw.$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = (1.22) + (0.4263) + (0.2243) + (0.013083).$$

$$P_T = 1.88 \text{ kW.}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P} = \frac{1.88}{0.9} = 2.088 \text{ kva.}$$

Ecuación 3.4.5 conversión de kW a KVA.

El resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\%Perdidas = \frac{kva}{kvaT} (100).$$

Ecuación 3.4.6 para calcular el porcentaje de pérdidas.

$$\%Perdidas = \frac{2.088kva}{38.4kva} (100) = 5.43\%$$

El resultado obtenido no queda comprendido dentro del rango del 3% de pérdidas totales del circuito, como se establece la norma de construcción de redes subterráneas de C.F.E.

Transformador 1.

Circuito 2.

$$IT = \frac{KVA}{KV} = \frac{21.6}{0.240} = 90AMP.$$

Registro 1.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{4.8}{0.240} = 20 A.$$

$$IR1 = 20A.$$

$$VR1 = (I)(Z)(L).$$

$$VR1 = (90A)(0.4452)(0.052).$$

$$VR1 = 2.08 VOLTS.$$

Registro 2.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{8.4}{0.238} = 35.29 A.$$

$$IR2 = 35.29A.$$

$$VR2 = (I)(Z)(L).$$

$$VR2 = (70A)(0.4452)(0.035).$$

$$VR2 = 1.09 \text{ VOLTS.}$$

Registro 3.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{8.4}{0.239} = 35.14 \text{ A.}$$

$$IR3 = 35.14 \text{ A.}$$

$$VR3 = (I)(Z)(L).$$

$$VR3 = (34.71A)(0.4452)(0.010).$$

$$VR3 = 0.1545 \text{ VOLTS.}$$

$$VT = VR1 + VR2 + VR3$$

$$VT = (2.08) + (1.09) + (0.1545) = 3.32 \text{ VOLTS.}$$

$$VT = 3.32 \text{ VOLTS.}$$

$$\%Caidatension = \frac{Vcaida}{Vfuente} (100) = \frac{3.32}{120} (100) = 2.76\%$$

El resultado obtenido está dentro del rango admisible establecido por la norma subterránea 2008 C.F.E. en sistemas monofásicos que corresponde al 3 %.

Cálculos de pérdidas eléctricas.

$$P = \frac{I^2(R)(L)}{1000}$$

Ecuación 3.4.4 para determinar las pérdidas eléctricas.

Dónde:

P= Perdidas en el tramo (KW).

I= Corriente que pasa por el tramo (A).

R= Resistencia del conductor seleccionado (Ω).

L= Distancia en Km.

$$P1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(90)^2(0.209)(0.052)}{1000} = \frac{88.0308}{1000} = 0.08803 \times 2 = 0.1760 \text{ kw.}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(70)^2(0.209)(0.035)}{1000} = \frac{35.8435}{1000} = 0.03584 \times 2 = 0.071687kw.$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(34.71)^2(0.209)(0.010)}{1000} = \frac{2.52799}{1000} = 0.00252799 \times 2 = 0.00505598kw.$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 = (0.1760) + (0.071687) + (0.00505598) =$$

$$P_T = 0.252743kw.$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P} = \frac{0.252743}{0.9} = 0.280826kva.$$

Ecuación 3.4.5 de conversión de kW a KVA.

El resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\%Perdidas = \frac{kva}{kvaT} (100).$$

Ecuación 3.4.6 para calcular el porcentaje de pérdidas.

$$\%Perdidas = \frac{0.280826kva}{21.6kva} (100) = 1.29\%$$

CUADRO DE CARGAS.									
NO. DE ESTACION	NO. DE CIRCUITO	NO. DE SERVICIOS	KVA POR SERVICIO	KVA	FASE	TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	% DE UTILIZACION	CORRIENTE MAXIMA (A)
					A				
E60	C1	35	1.2	38.4	38.4	60 KVA	75 KVA	60 KVA	160
	C2	15		21.6	21.6				90

Transformador 2 (50 KVA)

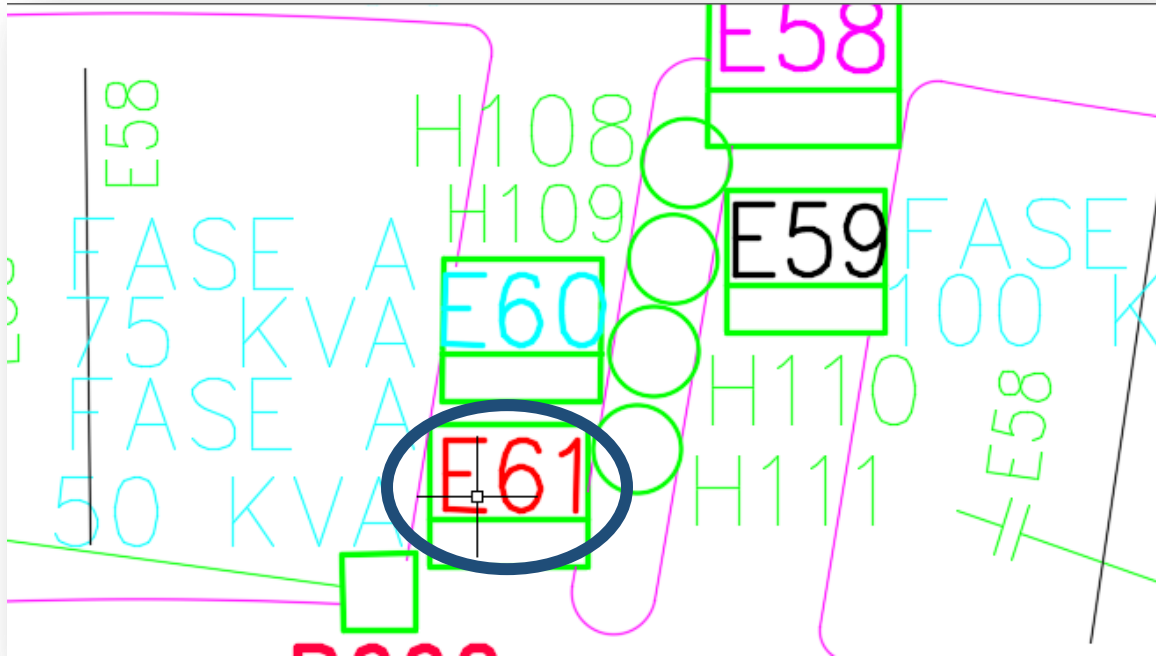


Fig. 3.4.3 Ubicación del transformador 2.

Se identifica la ubicación de los registros de baja tensión, teniendo en cuenta que la distancia máxima permitida de tiro de la acometida según la especificación CFE DCMBT100 es de 35 metros en ambas direcciones. Véase en la figura 3.17.

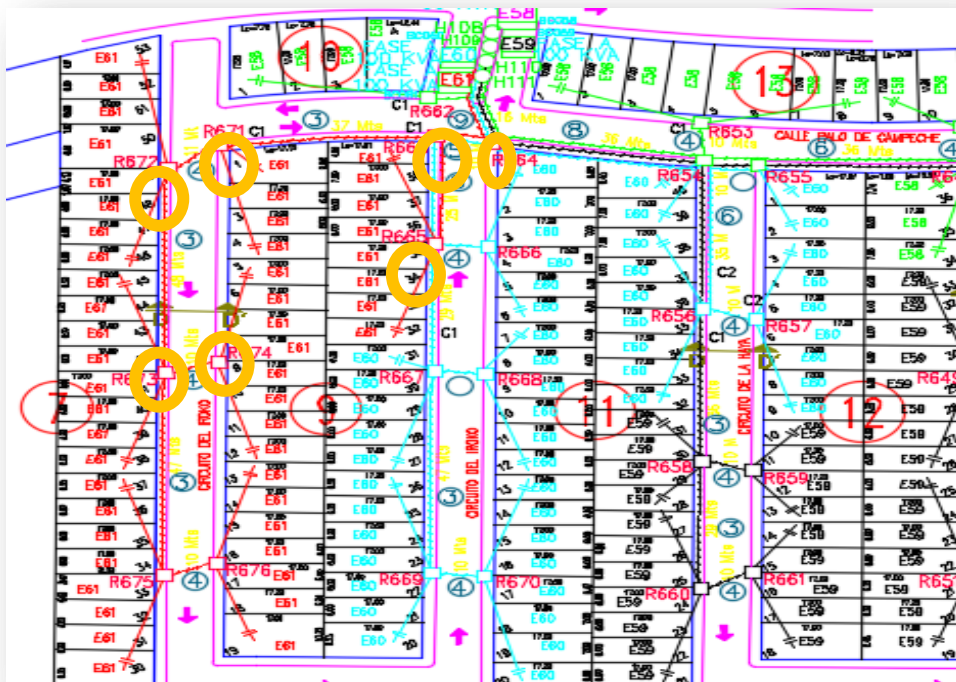


Fig. 3.4.4 Ubicación de los registros de baja tensión.

La capacidad del transformador es de 50 KVA, distribuido en un circuito y alimentando a 25 usuarios. La siguiente imagen muestra la distribución y distancias de los registros.

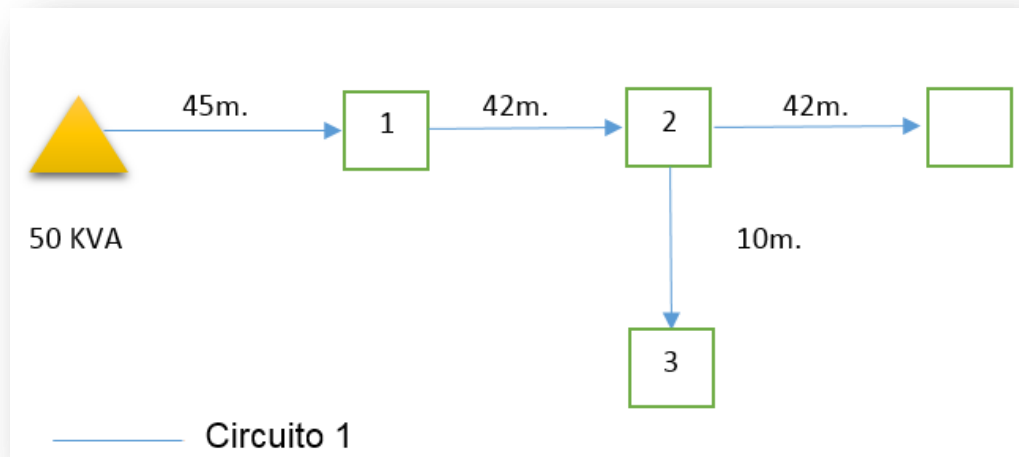


Fig. 3.4.5 Diagrama esquemático del transformador 2.

Configuración Y-Y

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

REGISTRO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{30}{0.240} = 125A.$$

$$I_{R1} = 125 A.$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(125)(0.045) = 2.50V.$$

$$V_{R1} = 2.5 \text{ V.}$$

REGISTRO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{25.2}{0.240} = 105A.$$

$$I_{R2} = 105 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(105)(0.042) = 1.96V.$$

$$V_{R2} = 1.92 \text{ V.}$$

REGISTRO 3:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65A.$$

$$I_{R3} = 65 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(65)(0.010) = 0.28V.$$

$$V_{R3} = 0.28 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2} + V_{R3}$$

$$V_T = 2.5 V + 1.92 V + 0.28 V = 4.7 V$$

$$120 V - 4.7 V = 115.3 V$$

Con éste valor se calcula el por ciento de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}}(100) = \frac{4.7V}{120V}(100) = 3.91\%$$

El resultado anterior no está dentro del rango admisible ya que sobrepasa lo permitido por la norma.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(125)^2(0.435)(0.045)}{1000} = 0.3058 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(105)^2(0.435)(0.042)}{1000} = 0.2014 \text{ KW}$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.435)(0.010)}{1000} = 0.0183 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 = 0.3058 + 0.2014 + 0.0183 = 0.5255 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.5255}{0.9} = 0.583 \text{ kVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de perdidas.

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.583 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} (100) = 1.94 \%$$

El anterior resultado si esta dentro de los parametros permitidos por CFE.

Cuadro de cargas.

CUADRO DE CARGAS									
NO. DE ESTACION	NO. DE CIRCUITO	NO. DE SERVICIOS	KVA POR SERVICIO	KVA	FASES	TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	% DE UTILIZACION	CORRIENTE MAXIMA (A)
					A				
E61	C1	25	1.2	30	30	30	50	60	125

4. Propuestas para mejorar la red de baja tensión

4.1 Recalibración

En el estudio del circuito de la red de baja tensión del fraccionamiento real del bosque se trabajó con dos transformadores, se estudiaron sus circuitos y se encontraron errores en el diseño de la red, al encontrar los errores en el diseño de la red quiere decir que de alguna manera la carga se encuentra mal distribuida y calibrada.

Mencionaremos propuestas para mejorar los circuitos de los 2 transformadores estudiados.

Transformador de 75 KVA

El primer estudio se realizó a un transformador de 75 KVA el cual se distribuye en dos circuitos con total de 11 registros, un total de 50 usuarios los cuales consumen 1.2 KVA por lote haciendo un total de 60 KVA.

El circuito uno tiene una carga total de 38.4 KVA se recomienda recalibrar todo el circuito de calibre 3/0 a calibre 350 de aluminio para reducir el porcentaje en caída de tensión y pérdidas eléctricas.

En el circuito dos se proponen la recalibración para cumplir con los valores de caída de tensión y pérdidas establecidos en la norma.

Previamente antes de la recalibración y con el conductor 3/0, tenía una caída de tensión de 6.075% al recalibrarlo y con el conductor 350 de aluminio se obtuvo 3.117% lo cual se redujo notablemente. Ahora, se procede a calcular las pérdidas por tramo, así como la suma total de éstas en todo el circuito.

Cálculos de pérdidas eléctricas.

$$P = \frac{I^2(R)(L)}{1000}$$

Dónde:

P= Pérdidas en el tramo (KW).

I= Corriente que pasa por el tramo (A).

R= Resistencia del conductor seleccionado (Ω).

L= Distancia en Km.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(160)^2(0.209)(0.055)}{1000} = \frac{294.272}{1000} = 0.294272 \times 2 = 0.588544kw.$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(130)^2(0.209)(0.029)}{1000} = \frac{102.4309}{1000} = 0.1024309 \times 2 = 0.20486kw.$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(74.07)^2(0.209)(0.047)}{1000} = \frac{53.8925}{1000} = 0.053892 \times 2 = 0.10778kw.$$

$$P_4 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(38.78)^2(0.209)(0.010)}{1000} = \frac{3.1431}{1000} = 3.1431 \times 10^{-3} \times 2 = 0.06286kw.$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = (0.5884) + (0.2048) + (0.10778) + (0.06286).$$

$$P_T = 0.96384 \text{ kW.}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P} = \frac{0.96384}{0.9} = 1.0709 \text{ kva.}$$

El resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\%Perdidas = \frac{kva}{kvaT} (100).$$

$$\%Perdidas = \frac{1.0709kva}{38.4kva} (100) = 2.78\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible ya que no se sobrepasó lo permitido por la norma. De esta manera se corrige la caída de tensión y mucho más las pérdidas.

Transformador 2 (50 KVA)

El ultimo transformador analizado tiene una capacidad de 50 KVA con un solo circuito que abastece a 25 usuarios que consumen 1.2 KVA por lote haciendo una demanda total de 30 KVA. El circuito está proyectado con un calibre 3/0 por lo que no cumple con la caída de tensión y las pérdidas.

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

REGISTRO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{30}{0.240} = 125A.$$

$$I_{R1} = 125 \text{ A.}$$

La corriente que circula por este circuito es bien soportada por el conductor existente, que es 3/0. Por lo que no existen pérdidas de corriente en el circuito, pero si existe una caída de tensión mayor a la especificada por la norma. Por lo que la recalibración en este caso es para solventar este problema. Se propone el calibre 350 para este análisis.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(125)(0.045) = 1.28V.$$

$$V_{R1} = 1.28 V.$$

REGISTRO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{25.2}{0.240} = 105A.$$

$$I_{R2} = 157.5 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(105)(0.042) = 1.00V.$$

$$V_{R2} = 1.00 V.$$

REGISTRO 3:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65A.$$

$$I_{R3} = 65 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(65)(0.010) = 0.14V.$$

$$V_{R3} = 0.14 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2} + V_{R3}$$

$$V_T = 2.42 V$$

$$120 V - 2.42 V = 117.58 V$$

Con éste valor se calcula el porcentaje de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{2.42V}{120V} (100) = 2.01\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible ya que no se sobrepasó lo permitido por la norma. De esta manera se corrige la caída de tensión y mucho más las pérdidas, como se muestra a continuación.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(125)^2(0.209)(0.045)}{1000} = 0.146 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(105)^2(0.209)(0.042)}{1000} = 0.096 \text{ KW}$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.209)(0.010)}{1000} = 0.0883 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 = 0.3303 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.3303}{0.9} = 0.267 \text{ kVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{0.267 \text{ kVA}}{30 \text{ KVA}} (100) = 0.89 \%$$

El anterior resultado queda comprendido dentro del rango del 2% de pérdidas totales del circuito.

4.2 Implementación de un nuevo circuito para la reducción de carga

La nueva propuesta para mejorar la red de baja tensión, es tomando en cuenta que existen los ductos para poder llevar un circuito más. Realizando esto ayuda a la disminución de la carga en los circuitos que sobrepasan la caída de tensión y pérdidas establecidas por la norma de construcción subterránea de CFE.

Transformador (75 KVA)

Para esta propuesta se trata de balancear los circuitos de modo que la caída de tensión y las pérdidas disminuyan. Por ello se tomó el circuito más cargado que originalmente tiene 38.4 KVA dejándolo con 21.6 KVA. La carga restante se colocó en el tercer circuito quedando con 16.8 KVA. Los circuitos quedan de la siguiente manera:

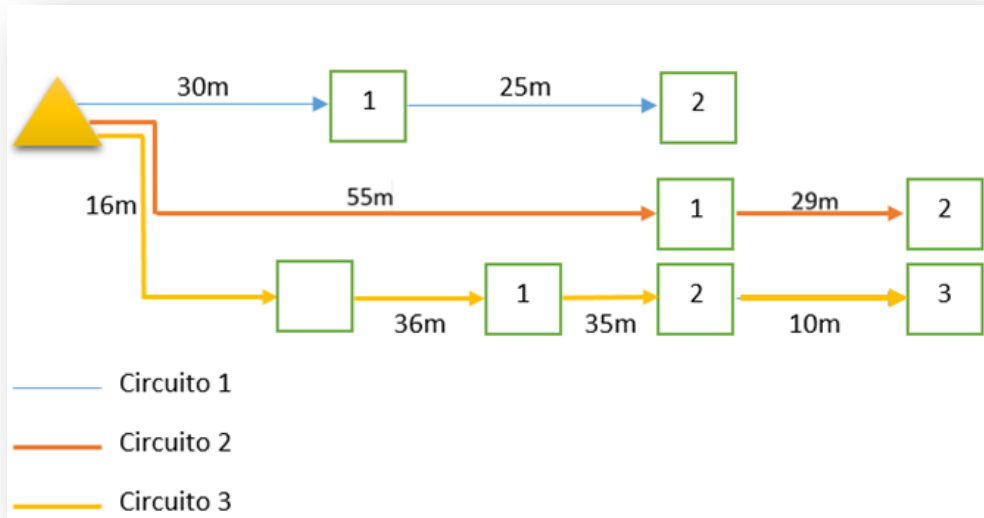


Fig. 4.2 Diagrama esquemático del transformador 1.

Transformador de 75 KVA.

Circuito 1.

Calculo de corriente.

$$I = \frac{KVA}{KV}.$$

Dónde:

I: Corriente por fase en amperes.

KVA: Potencia aparente en Kilo-volt-ampere.

KV: Tensión entre fases en Volts.

Por lo tanto se toma dos veces la tensión

$$I = \frac{KVA}{2KV}$$

Se toma en cuenta la carga demandada no así la instalada:

KVA: Numero de lotes por la carga máxima coincidente.

$$IT = \frac{16.8}{0.240} = 70AMP.$$

Corriente total demandada del transformador.

$$I = \frac{KVA}{2KV}$$

$$IR1 = \frac{8.4}{0.240} = 35AMP$$

$$IR1 = 35AMP.$$

Corriente demandada del registro 1.

Caída de tensión.

$$V = (I)(Z)(L).$$

Dónde:

V: Caída de tensión (V).

Z: Impedancia del conductor.

I: Corriente en ese punto (A).

L: Distancia en Km.

$$VR1 = (I)(Z)(L).$$

$$VR1 = (70A)(0.4452)(0.030).$$

$$VR1 = 0.93 VOLTS.$$

Registro 2.

$$IR2 = \frac{8.4}{0.239} = 35.14 AMP$$

$$IR2 = 35.14 AMP.$$

Corriente demandada del registro 2.

Caída de tensión.

$$VR2 = (I)(Z)(L).$$

$$VR2 = (35A)(0.4452)(0.025).$$

$$VR2 = 0.38 \text{ VOLTS.}$$

$$VT = VR1 + VR2$$

$$VT = (0.93V) + (0.38V) = 1.31 \text{ VOLTS.}$$

$$\%Caidatension = \frac{Vcaida}{Vfuente} (100) = \frac{1.31}{120} (100) = 1.09\%$$

Cálculos de pérdidas eléctricas.

$$P = \frac{I^2(R)(L)}{1000}$$

Dónde:

P= Perdidas en el tramo (KW).

I= Corriente que pasa por el tramo (A).

R= Resistencia del conductor seleccionado (Ω).

L= Distancia en Km.

$$P1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(70)^2(0.435)(0.030)}{1000} = \frac{63.94}{1000} = 0.06394 \times 2 = 0.1278 \text{kw.}$$

$$P2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(35)^2(0.435)(0.025)}{1000} = \frac{13.32}{1000} = 0.01332 \times 2 = 0.02664 \text{kw.}$$

$$P_T = P_1 + P_2$$

$$P_T = 0.1544 \text{ kW.}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P} = \frac{0.1544}{0.9} = 0.17 \text{ kva.}$$

El resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\%Perdidas = \frac{kva}{kvaT} (100).$$

$$\%Perdidas = \frac{0.17kva}{16.8kva} (100) = 1.01\%$$

El resultado obtenido queda comprendido dentro del rango del 3% de pérdidas totales del circuito, como se establece la norma de construcción de redes subterráneas de C.F.E.

Circuito 2.

Registro 1.

$$IT = \frac{21.6}{0.240} = 90 \text{ AMP.}$$

$$IR1 = \frac{10.8}{0.240} = 45 \text{ AMP.}$$

$$IR1 = 45 \text{ AMP.}$$

Caída de tensión.

$$VR1 = (I)(Z)(L).$$

$$VR1 = (90A)(0.4452)(0.055).$$

$$VR1 = 2.20 \text{ VOLTS.}$$

Registro 2.

$$IR2 = \frac{10.8}{0.237} = 45.56 \text{ AMP.}$$

$$IR2 = 45.56 \text{ AMP.}$$

Caída de tensión.

$$VR2 = (I)(Z)(L).$$

$$VR2 = (45A)(0.4452)(0.029).$$

$$VR2 = 0.58 \text{ VOLTS.}$$

$$VT = VR1 + VR2$$

$$VT = (2.20V) + (0.58V) = 2.78 \text{ VOLTS.}$$

$$\% \text{Caidatension} = \frac{Vcaida}{Vfuente} (100) = \frac{2.78}{120} (100) = 2.31\%$$

Cálculos de pérdidas eléctricas.

$$P = \frac{I^2(R)(L)}{1000}$$

Dónde:

P= Perdidas en el tramo (KW).

I= Corriente que pasa por el tramo (A).

R= Resistencia del conductor seleccionado (Ω).

L= Distancia en Km.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(90)^2(0.435)(0.055)}{1000} = \frac{193.79}{1000} = 0.1937 \times 2 = 0.3874kw.$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(45)^2(0.435)(0.029)}{1000} = \frac{25.54}{1000} = 0.02554 \times 2 = 0.05108kw.$$

$$P_T = P_1 + P_2$$

$$P_T = 0.4384 \text{ kW.}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P} = \frac{0.4384}{0.9} = 0.48 \text{ kva.}$$

El resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\%Perdidas = \frac{kva}{kvaT} (100).$$

Ecuación 0.0 para calcular el porcentaje de pérdidas.

$$\%Perdidas = \frac{0.48kva}{21.6kva} (100) = 2.22\%$$

El resultado obtenido queda comprendido dentro del rango del 3% de pérdidas totales del circuito, como se establece la norma de construcción de redes subterráneas de C.F.E.

Circuito 3.

$$IT = \frac{KVA}{KV} = \frac{21.6}{0.240} = 90AMP.$$

Registro 1.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{4.8}{0.240} = 20 A.$$

$$IR1 = 20A.$$

$$VR1 = (I)(Z)(L).$$

$$VR1 = (90A)(0.4452)(0.052).$$

$$VR1 = 2.08 VOLTS.$$

Registro 2.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{8.4}{0.238} = 35.29 A.$$

$$IR2 = 35.29A.$$

$$VR2 = (I)(Z)(L).$$

$$VR2 = (70A)(0.4452)(0.035).$$

$$VR2 = 1.09 VOLTS.$$

Registro 3.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{8.4}{0.239} = 35.14 A.$$

$$IR3 = 35.14 A.$$

$$VR3 = (I)(Z)(L).$$

$$VR3 = (34.71A)(0.4452)(0.010).$$

$$VR3 = 0.1545 VOLTS.$$

$$VT = VR1 + VR2 + VR3$$

$$VT = (2.08) + (1.09) + (0.1545) = 3.32 \text{ VOLTS.}$$

$$VT = 3.32 \text{ VOLTS.}$$

$$\% \text{Caidatension} = \frac{Vcaida}{Vfuente} (100) = \frac{3.32}{120} (100) = 2.76\%$$

El resultado obtenido está dentro del rango admisible establecido por la norma subterránea 2008 C.F.E. en sistemas monofásicos que corresponde al 3 %.

Cálculos de pérdidas eléctricas.

$$P = \frac{I^2(R)(L)}{1000}$$

Dónde:

P= Pérdidas en el tramo (KW).

I= Corriente que pasa por el tramo (A).

R= Resistencia del conductor seleccionado (Ω).

L= Distancia en Km.

$$P1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(90)^2(0.209)(0.052)}{1000} = \frac{88.0308}{1000} = 0.08803 \times 2 = 0.1760 \text{kw.}$$

$$P2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(70)^2(0.209)(0.035)}{1000} = \frac{35.8435}{1000} = 0.03584 \times 2 = 0.071687 \text{kw.}$$

$$P3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(34.71)^2(0.209)(0.010)}{1000} = \frac{2.52799}{1000} = 0.00252799 \times 2 = 0.00505598 \text{kw.}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 = (0.1760) + (0.071687) + (0.00505598) =$$

$$P_T = 0.25274297 \text{ KW.}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P} = \frac{0.25274297}{0.9} = 0.28082552 \text{ kva.}$$

El resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\%Perdidas = \frac{kva}{kvaT} (100).$$

$$\%Perdidas = \frac{0.33109kva}{21.6kva} (100) = 1.53\%$$

CUADRO DE CARGAS.									
NO. DE ESTACION	NO. DE CIRCUITO	NO. DE SERVICIOS	KVA POR SERVICIO	KVA	FASE	TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	% DE UTILIZACION	CORRIENTE MAXIMA (A)
					A				
E60	C1	25	1.2	21.6	21.6	60 KVA	75 KVA	60 KVA	160
	C2	15		21.6	21.6				90
	C3	10		16.8	16.8				70

Transformador 2 (50 KVA)

De igual manera se trata de balancear el circuito de modo que la caída de tensión y las pérdidas disminuyan, para ello al circuito uno se le dividió la carga, originalmente tiene 30 KVA dejándolo con 14.4 KVA. La carga restante se colocó en el tercer circuito quedando con 15.6 KVA. Los circuitos quedan proyectados de la siguiente manera.

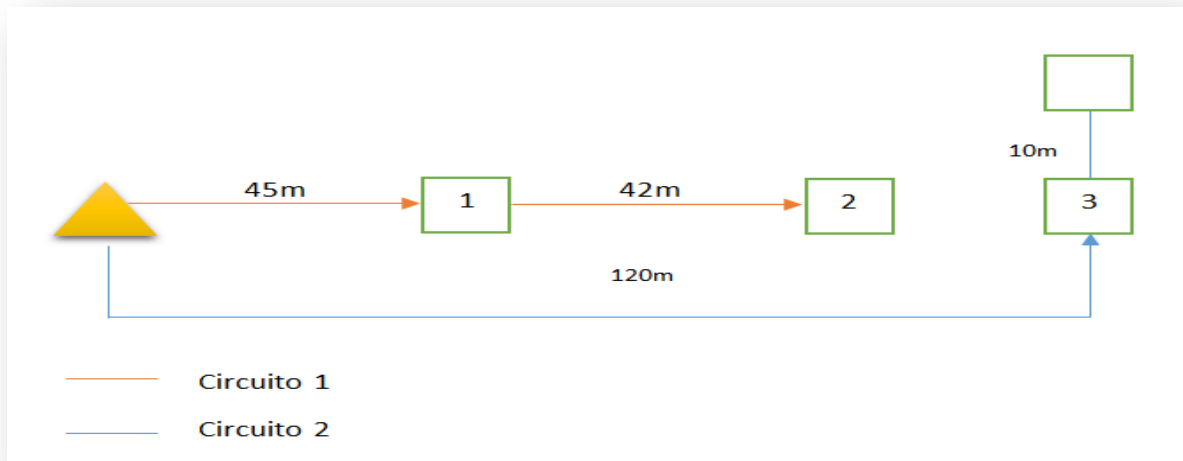


Fig. 4.2.1 Diagrama esquemático del transformador 2.

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

REGISTRO1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{14.4}{0.240} = 60A.$$

$$I_{R1} = 60 \text{ A.}$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(60)(0.045) = 1.2V.$$

$$V_{R1} = 1.2 \text{ V.}$$

REGISTRO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{10.8}{0.240} = 45A.$$

$$I_{R2} = 45 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(45)(0.042) = 0.84V.$$

$$V_{R2} = 0.84 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_T = 1.2 V + 0.84 V = 2.4 V$$

$$120 V - 2.4 V = 117.6 V$$

Con éste valor se calcula el porcentaje de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{2.4V}{120V} (100) = 2\%$$

Este valor es óptimo pues, en el rendimiento del circuito.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(60)^2(0.435)(0.045)}{1000} = 0.0704 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(45)^2(0.435)(0.042)}{1000} = 0.0369 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 = 0.0704 + 0.0369 = 0.107 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.107}{0.9} = 0.118 \text{ kVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de perdidas en el circuito.

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.118 \text{ kVA}}{14.2 \text{ kVA}} (100) = 0.83 \%$$

Con la creacion del segundo circuito se puede notar una disminucion en la caida de tension y perdidas en el circuito uno original. Quedando dentro del rango permitido de operatividad en baja tension subterranea CFE.

Circuito 2.

Cálculo de corriente.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65A.$$

$$I_{R1} = 65 \text{ A.}$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(65)(0.12) = 3.47V.$$

$$V_{R1} = 3.47 \text{ V.}$$

$$V_T = V_{R1}$$

$$V_T = 3.47 \text{ V}$$

$$120 \text{ V} - 3.47 \text{ V} = 116.53 \text{ V}$$

Con este valor se calcula el por ciento de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{ Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{3.47 \text{ V}}{120 \text{ V}} (100) = 2.89\%$$

Con este resultado se minimiza la caída de tensión en el circuito original, quedando por debajo del 3%.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.435)(0.12)}{1000} = 0.220 \text{ KW}$$

$$P_T = 0.220 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.220}{0.9} = 0.244 \text{ KVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{0.244 \text{ KVA}}{15.6 \text{ KVA}} (100) = 1.56 \%$$

El dato anterior es factible en cuanto al porcentaje de pérdidas permitidas por la norma.

CUADRO DE CARGAS									
NO. DE ESTACION	NO. DE CIRCUITO	NO. DE SERVICIOS	KVA POR SERVICIO	KV A	FAS	TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	% DE UTILIZACION	CORRIENTE MAXIMA (A)
					ES				
E61	C1	12	1.2	14.4	14.4	30	50	60	60
	C2	13		15.6	15.6				65

Tabla 4.3 Nuevo cuadro de cargas para el Transformador 2.

5. Resultados y Conclusiones

5.1 Resultados

A continuación se presentan los resultados de acuerdo a cada transformador analizado. Se muestran los resultados de la red ya proyectada y también los de las propuestas. Esto con el fin de evaluar, cuales son las mejores y más accesibles opciones. Cabe decir de antemano que toda la red está diseñada con calibre 3/0.

Red Actual			
		<u>Caída de tensión</u> < ó = 3%	<u>Perdidas eléctricas</u> < 2%
Transformador 1 (75 KVA)	Circuito 1	No cumple 6.08%	No cumple 5.43%
	Circuito 2	Si cumple 2.76%	Si cumple 1.53%
Transformador 2 (50 KVA)	Circuito 1	Si cumple 1.68%	Si cumple 0.85%
		No cumple 3.91%	Si cumple 1.94%

Tabla 5.1 Resultados: Red Actual.

Como observamos en la tabla anterior, la red de baja tensión diseñada para el fraccionamiento Real del Bosque es deficiente en cuanto a su diseño. Puesto que a base de su estudio y análisis se pudieron obtener estos resultados. Los cuales nos indican de manera teórica y analítica que la red proyectada no es un diseño de obra eléctrica óptimo para brindar un servicio eléctrico de calidad.

Dichos estudios están basados en la demanda generada a través del número de usuarios que alimenta cada transformador. De esta manera decimos que el mal diseño de los circuitos, causa demasiadas perdidas eléctricas, en este caso técnicas. Que por lo general, deberían ser pocas, debido a que ya existen estándares para no perder más de lo debido.

Enseguida se presentan los resultados de las propuestas realizadas a base de cálculos, proponiendo recalibraciones e implementando circuitos alternos. Todo esto con el propósito de disminuir las perdidas eléctricas y la caída de tensión, presentes en la red actual.

Red propuesta: Recalibración			
		<u>Caída de tensión</u> < ó = 3%	<u>Perdidas eléctricas</u> < 2%
Transformador 1 (75 KVA)	Circuito 1	Si cumple 2.78%	Si cumple 1.31%
	Circuito 2	Si cumple 2.76%	Si cumple 1.53%
Transformador 2 (50 KVA)	Circuito 1	Si cumple 2.10%	Si cumple 0.89%

Tabla 5.2 Resultados: Recalibración.

Observamos de la tabla anterior que algunos parámetros cambiaron considerablemente, cumpliendo con lo establecido en la norma. Aquí se propuso cambiar el calibre instalado en la red que es un 3/0, por un calibre 350, por su mayor ampacidad, además de conducir favorablemente más corriente, con dicho conductor se presenta menor caída de tensión y menos pérdidas eléctricas.

Red propuesta: Implementación de un Circuito Alterno			
		<u>Caída de tensión</u> < ó = 3%	<u>Perdidas eléctricas</u> < 2%
Transformador 1 (75 KVA)	Circuito 1	Si cumple 1.90%	Si cumple 1.10%
	Circuito 2	Si cumple 2.31%	Si cumple 2.00%
	Circuito 3	No cumple 2.76%	Si cumple 1.53%
Transformador 2 (50 KVA)	Circuito 1	Si cumple 2.00%	Si cumple 0.83%
	Circuito 2	Si cumple 2.89%	Si cumple 1.56%

De los anteriores resultados, podemos decir que esta solución no es muy favorable, pero sí que a comparación de la red actual, se tienen mejoras considerables. Ya que en comparación con ella, la mayoría de los parámetros cumplen, y los que no, solamente lo hacen por un margen muy pequeño. A lo que ese margen es bastante considerable en la primera tabla.

Cabe decir también que la ventaja que tiene este diseño, es que no hizo falta recalibrar. Es decir, los cálculos se hicieron con el calibre original, o sea el 3/0.

Conclusión

En la realización de cualquier proyecto siempre se toman en cuenta los parámetros a estudiar, para posteriormente dar la solución técnica más económica indicada para ello, estudiando y diseñando una red de distribución subterránea de baja tensión que permitan lograr instalaciones eficientes que requieran un mínimo de mantenimiento.

Es por eso que antes de poner en marcha cualquier proyecto, este tiene que pasar por ciertos criterios de aprobación de la empresa suministradora de energía, que en este caso es CFE. Los resultados obtenidos del estudio de la red actual, nos indica que analíticamente la red proyectada está mal calculada y sobre todo las cargas están mal distribuidas. Puesto que la Norma Subterránea 2008 CFE, permite colocar de hasta 4 o 5 circuitos para un solo transformador.

Esto con el fin de equilibrar las cargas, procurando reducir al mínimo la caída de tensión y las pérdidas eléctricas.

En algunos casos los transformadores en los fraccionamientos, cuentan con dos circuitos y algunos con solo uno. Los problemas surgen por las distancias y las ubicaciones de los lotes. Aun así no se justifica el problema que hay detrás, ya que para eso existen los métodos ingenieriles. Es para dar soluciones técnicas y accesibles, evaluando cual es la propuesta o solución más factible y económica.

Habiendo comentado esto, exhibiremos las ventajas y desventajas de cada una de las propuestas sugeridas mediante 2 posibles soluciones.

El método de recalibrar la red y migrar de un calibre 3/0 a un conductor de aluminio 350, es una opción muy factible. Ya que es el calibre que por norma debería estar instalado; mejora bastante las condiciones de operación actuales de la red. Apoyándonos en los estudios que se hicieron y basándonos en la operación de la red a plena carga demandada; o sea el total de usuarios.

Con esto podemos decir que aunque no todos los parámetros se cumplieron conforme a la norma; pero si en su mayoría. Se garantiza un buen suministro eléctrico, que a la vez se repercute directamente en las pérdidas técnicas. Lo único a tener en cuenta acá, es directamente el costo de inversión para realizar la recalibración, como lo son los materiales, equipos de instalación permanentes, mano de obra y la supervisión.

El implementar un nuevo circuito en la red, fue con el propósito de balancear más las cargas y con esto disminuir las perdidas y las caídas. Aunque no se cumplieron todos los parámetros; pero si su mayoría, por lo que esta opción también es buena. Además de que tiene la ventaja de que en esta ocasión no hubo necesidad de recalibrar, todos los cálculos se realizaron con el conductor original (3/0).

Una de las desventajas es que afectaron hacia los resultados, fue el tema de las distancias de las acometidas hasta el transformador. Es por ello que principalmente se vieron afectados algunos parámetros de caída de tensión. Puesto que es inevitable perder voltaje, cuando se suministra energía a una carga muy lejana. Lo contrario sucedería si se hubiera optado por recalibrar, pero aun así los resultados son satisfactorios y con los mínimos excesos.

La propuesta presentada es realmente práctica, ya que al igual que la primera no necesita una inversión considerable y cumple de igual manera con la mayoría de lo requerido en la norma. Lo único a tener en cuenta para dar pie a esta solución es ver si existe la ducteria correspondiente para albergar el circuito nuevo. Que por norma deberían de existir, que es el de dejar siempre ductos extras para operaciones futuras en la red.

De igual manera el costo directo del cable para el nuevo circuito; así como todos los componentes que se necesitan, derivadores, codos, protecciones, la

instalación, etc. Que son fundamentales para la realización de un incremento de circuito.

A nuestro criterio, las propuestas más factibles son recalibrar y crear un nuevo circuito. Puesto que son soluciones accesibles, económicas y no necesitan mucha mano de obra. Claro está, que estas cifras serian elevadas si las aplicamos a todo el fraccionamiento, pero los beneficios serian grandes debido a que de acuerdo al estudio las pérdidas son elevadas.

La solución correcta sería recalibrar toda la red de baja tensión, puesto que la norma así lo establece. “Todos los diseños subterráneos proyectados en baja tensión, deberán llevar el conductor de aluminio 350 para evitar todas las posibles pérdidas y caídas referentes a la norma”. Evidentemente desde la realización del fraccionamiento se omitieron los inconvenientes en el futuro que podría ocasionar, y debieron prevenirse por lo menos de 10 a 15 años más.

Bibliografía y Apéndice

Bibliografía

- 1.- Montevideo, Uruguay, La empresa encargada del suministro eléctrico de la ciudad, presenta “Plan para el cambio de Tensión de 6 KV a 22 KV en la Zona Sur-Este” y “Plan de Cambio de Tensión de 6 KV a 15 KV en las ciudades Cabeceras.
- 2.- La empresa ETESA S.A. Encargada de la transmisión de energía eléctrica en Panamá, se encarga también de realizar los estudios de pérdidas en las líneas que administra.
- 3.- Universidad Politécnica Salesiana, presenta “Estudio para determinar las pérdidas de energía del alimentador 124 perteneciente al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogue”.
- 4.- Mr. Consultores, empresa especializada en la distribución de energía eléctrica en Argentina, realiza los estudios de pérdidas antes y después de la puesta en servicio de las líneas de alimentación de Media y Baja Tensión.
- 5.- Administración Nacional de Usinas y Transmisiones eléctricas (UTE) presenta “Beneficios por la reducción de pérdidas eléctricas en la red de distribución al adoptarse niveles de tensión superiores en la Media Tensión”.
- 6.- ENEE, Empresa Nacional de Energía Eléctrica es un organismo autónomo responsable de la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Honduras.

7.- A.T.I. Asistencia técnica industrial Ltda Es una Empresa dedicada a la prestación de servicios de ingeniería civil, eléctrica y mecánica en los ramos de montaje Recuperación de perdidas, recuperación cartera y facturación.

8.- MV Engel et al., Editores tutorial sobre Planificación de la distribución, Texto IEEE Curso EHO 361-6-PWR, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, Hoes Lane, NJ, 1992.

9.- Norma de construcción de redes subterráneas de Comisión Federal de Electricidad, versión 2008.

10.- Norma de distribución, construcción, instalaciones aéreas de media y baja tensión, versión 2006.

11.- Memoria técnica descriptiva de la unidad habitacional militar Cintalapa, Chiapas.

12.- Manual eléctrico vaikon – conductores eléctricos.

Apéndice

Banco de ductos: Conjunto formado por dos o más ductos.

Bóveda: Recinto subterráneo de amplias dimensiones, accesible desde el exterior, donde se colocan cables y sus accesorios y equipo, generalmente de transformación y donde se ejecutan maniobras de instalación, operación y mantenimiento por personal que pueda estar en su interior.

Sistema de canalización: Es la combinación de ductos, bancos de ductos, registros, pozos, bóvedas y cimentación de subestaciones que forman la obra civil para instalaciones subterráneas.

Ducto: Conducto individual para conductores eléctricos.

Equipo subterráneo: El diseñado y construido para quedar instalado dentro de pozos o bóvedas y el cual debe ser capaz de soportar las condiciones a que estará sometido durante su operación.

Equipo tipo pedestal: Aquel que está instalado sobre el nivel del terreno, en una base plataforma con cimentación adecuada y que forma parte de un sistema eléctrico subterráneo.

Estructura de transición: Conjunto formado por cables, accesorios, herrajes y soportes que estando conectados o formando parte de un sistema de líneas subterráneas, quedan arriba del nivel del suelo, generalmente conectadas a líneas aéreas y que se soportan en postes o estructuras.

Línea subterránea: Aquella que está constituida por uno o varios cables aislados que forman parte de un circuito eléctrico, colocados bajo el nivel del suelo, ya sea directamente enterrados, en ductos o en cualquier otro tipo de canalización.

Pozo de visita: Recinto subterráneo accesible desde el exterior, donde se colocan equipos, cables y sus accesorios para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento por personal que pueda estar en su interior.

Registro: Recinto subterráneo de dimensiones reducidas, donde se coloca algún equipo, cables y accesorios para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

Conductor: Parte de un cable que tiene la función específica de transportar corriente eléctrica.

Electrodo de tierra: Conductor o grupo de conductores en contacto íntimo con tierra y que provee una conexión eléctrica a ella.

Tapón aislante: Dispositivo aislante para terminar un extremo no conectado de un cable energizado.

DeproRED: Software que te permite observar todos los circuitos de nuestro país, como están interconectados y su configuración (diagramas de switcheo).

ANEXO 1

A) Capacidades normalizadas

Las capacidades de transformadores para Redes de Distribución Subterráneas que se tienen normalizadas son las siguientes:

1.- Transformadores monofásicos.

TIPOS Y CAPACIDADES DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	
CAPACIDAD DE KVA	TIPO
25	Pedestal y Sumergible
37.5	Pedestal y Sumergible
50	Pedestal y Sumergible
75	Pedestal y Sumergible
100	Pedestal y Sumergible

2.- Transformadores trifásicos.

TIPOS Y CAPACIDADES DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS		
CAPACIDAD KVA	DE	TIPO
75		Pedestal y Sumergible
112.5		Pedestal y Sumergible
150		Pedestal y Sumergible
225		Pedestal y Sumergible
300		Pedestal y Sumergible
500		Pedestal y Sumergible

A) Utilización de transformadores monofásicos

Se utilizan en los siguientes casos:

- A.1 Formando parte integral de un anillo monofásico.
- A.2 Formando parte integral de un ramal radial monofásico.
- A.3 Para servicio particular, conectados en forma radial a un anillo monofásico o trifásico.

B) Utilización de transformadores trifásicos

Se instalan preferentemente del tipo pedestal, dejando el tipo sumergible para los casos en que por razones de espacio, estética, etc. sea más recomendable su uso. Se utilizan en los siguientes casos:

- B.1 Formando parte integral de un anillo trifásico.
- B.2 Formando parte integral de un ramal radial trifásico.
- B.3 Para servicio particular, conectados en forma radial a un anillo trifásico.

C) Recomendaciones generales

- C.1 Se deben utilizar capacidades de transformadores que optimicen el proyecto.

C.2 El factor de utilización para transformadores en Sistemas Subterráneos será lo más cercano a la unidad.

C.3 Se evitará dejar transformadores con poca carga.

C.4 Tomar en cuenta la temperatura ambiente del lugar para determinar si el transformador tipo pedestal a instalar será del tipo cálido o normal.

Caída de tensión y pérdidas

A) Circuito equivalente

Los circuitos de media tensión subterráneos con longitudes menores de 15 km, se consideran como líneas de transmisión cortas, utilizando para los cálculos de caída de tensión un circuito equivalente de resistencia y reactancia inductiva en serie, despreciándose la reactancia capacitiva.

En el caso de que un circuito exceda los 15 km de longitud, se utiliza para el cálculo un circuito equivalente de resistencia y reactancia inductiva en serie, considerándose la reactancia capacitiva en paralelo.

B) Valores máximos permitidos

B.1 Circuitos de media tensión.

En condiciones normales de operación, el valor máximo de la caída de tensión no debe exceder del 1 % desde el punto de conexión, tomando en cuenta demandas máximas. El cálculo debe realizarse tanto para la troncal como para los subanillos, involucrando todas las cargas conectadas desde el inicio del circuito hasta el punto de apertura correspondiente. El valor máximo de las pérdidas de potencia en demanda máxima no debe exceder del 2 %.

B.2 Circuitos de baja tensión.

El valor máximo de caída de tensión para los circuitos de baja tensión no debe exceder del 3 % para sistemas monofásicos y del 5 % para trifásicos, desde el transformador hasta el registro más lejano. El valor máximo de las pérdidas de potencia en demanda máxima no debe exceder del 2 %.

B.3 Acometidas de baja tensión.

El valor máximo de caída de tensión para las acometidas no debe exceder del 1 % desde el registro de acometida hasta el equipo de medición. La longitud máxima de las acometidas debe ser de 35 m.

C) Valores de resistencia, reactancia inductiva y reactancia capacitiva

Para realizar los cálculos de caída de tensión se tomarán los valores de resistencia, reactancia inductiva y reactancia capacitiva mostrados en las siguientes tablas:

Resistencia y reactancia inductiva para cables desnudos, cables con conductor de aluminio.

SECCION mm ²	TRANSVERSAL	RESISTENCIA 90° EN C.A. Ω/KM	REACTANCIA INDUCTIVA EN Ω/KM		
			15000 V	25000 V	35000 V
33,6 (2 AWG)		1,100	0,347	-	0,3262
53,5 (1/0 AWG)		0,691	0,3267	0,3263	0,3176
67,5 (2/0 AWG)		0,548	0,3181	0,3178	0,3090
85,0 (3/0 AWG)		0,434	0,3095	0,3093	0,3000
107,2 (4/0 AWG)		0,345	0,3005	0,3002	0,2920
126,7 (250 kcmil)		0,292	0,2925	0,2922	0,2849
152,6 (300 kcmil)		0,244	0,2854	0,2853	0,2794
177,3 (350 kcmil)		0,209	0,2798	0,2796	0,2741
202,8 (400 kcmil)		0,183	0,2746	0,2743	0,2693
228,0 (450 kcmil)		0,163	0,2697	0,2695	0,2656
253,4 (500 kcmil)		0,147	0,2660	0,2658	0,2576
304,0 (600 kcmil)		0,123	0,2579	0,2577	0,2545
329,4 (650 kcmil)		0,113	0,2549	0,2547	0,2528
352,7 (700 kcmil)		0,105	0,2522	0,2519	0,2491
380,0 (750 kcmil)		0,098	0,2494	0,2492	0,2468
405,0 (800 kcmil)		0,092	0,2472	0,2470	0,2419
456,0 (900 kcmil)		0,083	0,2422	0,2420	0,2375
506,7(1000 kcmil)		0,075	0,2377	0,2376	-

Capacitancia y reactancia capacitiva para cables desnudos, cables con conductor de aluminio.

Sección Transversal del Conductor mm ²	CAPACITANCIA (μF/Km)			REACTANCIA INDUCTIVA EN Ω/KM		
	15000 V	25000 V	35000 V	15000 V	25000 V	35000 V
33,6 (2 AWG)	0,1736	-	-	15291,0		
53,5 (1/0 AWG)	0,2018	0,1606	0,1373	13155,0	16527,5	19336,6
67,5 (2/0 AWG)	0,2148	0,1727	0,1469	12159,2	15373,5	18073,6
85,0 (3/0 AWG)	0,2369	0,1862	0,1476	11207,9	14262,4	16849,5
107,2 (4/0 AWG)	0,2593	0,2024	0,1704	10239,1	13119,3	15580,9
126,7 (250 kcmil)	0,2718	0,2100	0,1765	9771,4	12646,0	15043,0
152,6 (300 kcmil)	0,2919	0,2244	0,1879	9096,8	11,834,8	14134,0

177,3 (350 kcmil)	0,3089	0,2365	0,1974	8596,8	11228,3	13450,7
202,8 (400 kcmil)	0,3259	0,2486	0,2069	8149,1	10683,1	12833,6
228,0 (450 kcmil)	0,3428	0,2606	0,2163	7746,9	10190,0	12273,2
253,4 (650 kcmil)	0,3566	0,2704	0,2240	7446,9	9820,0	11851,3
304,0 (600 kcmil)	0,3800	0,2884	0,2389	6988,2	9208,1	11115,5
329,4 (650 kcmil)	0,3920	0,2970	0,2456	6774,9	8943,5	10812,0
352,7 (700 kcmil)	0,4039	0,3054	0,2523	6574,4	8694,0	10525,0
380,0 (750 kcmil)	0,4158	0,3140	0,2590	6385,6	8458,3	10253,3
405,0 (800 kcmil)	0,4263	0,3214	0,2648	6229,1	8262,5	10027,3
456,0 (900 kcmil)	0,4501	0,3383	0,2781	5899,1	7848,0	9547,1
506,7 (1000 kcmil)	0,4725	0,3542	0,2906	5620,1	7496,1	9138,0

Resistencia y reactancia inductiva para cables de 600 v, cables con conductor de aluminio.

SECCION TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR mm ²	RESISTENCIA A 90° EN LA C.A. Ω/KM	REACTANCIA INDUCTIVA (CUADRUPLEZ O TRIPLEX) Ω/KM
21,15 (4 AWG)	1,747	0,1087
33,6 (2 AWG)	1,100	0,1029
53,5 (1/0 AWG)	0,691	0,0995
67,5 (2/0 AWG)	0,548	0,0970
85,0 (3/0 AWG)	0,435	0,0949
107,2 (4/0 AWG)	0,345	0,0926
126,7 (250 kcmil)	0,292	0,0934
152,6 (300 kcmil)	0,244	0,0917
177,3 (350 kcmil)	0,209	0,0904
202,8 (400 kcmil)	0,183	0,0893
228,0 (450 kcmil)	0,163	0,0885
253,4 (500 kcmil)	0,147	0,0876
304,0 (600 kcmil)	0,123	0,0880

354,7 (700 kcmil)	0,106	0,0870
405,0 (800 kcmil)	0,094	0,0861
456,0 (900 kcmil)	0,084	0,0853
506,7 (1000 kcmil)	0,076	0,0846

Capacidad de conducción de corriente en cables de baja y media tensión

Las tablas que a continuación se muestran fueron calculadas con los siguientes parámetros:

- Temperatura de interfase ducto terreno = 50 °C.
- Temperatura ambiente del terreno = 25 °C.
- Resistividad térmica del terreno = 120 °C-cm / W.
- Pantalla puesta a tierra en 2 o más puntos.
- Ductos en arroyo.

Factor de carga 50% Cables AI – XLP - 15 – 100.

Calibre conductor AGW ó kcmil	Área transversal mm ²	Diámetro del ducto mm	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
			1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	187	154	134	123	113
3/0	85		237	195	170	155	143
250	127		291	240	208	190	174
300	152		319	263	228	208	191
350	177		347	284	246	225	206
500	253	60	414	340	294	269	246
750	380		509	417	360	328	307
1000	507		75	593	484	416	379

Factor de carga 75%. Cables AI – XLP - 15 – 100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	171	135	114	103	93
3/0	85		216	171	144	129	117
250	127		263	208	175	157	142
300	152		288	227	191	172	155
350	177		313	245	206	185	167
500	253	60	371	292	245	220	198
750	380		453	355	297	266	240
1000	507		75	523	409	341	305

Factor de carga 100%. Cables AI – XLP - 15 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	155	119	98	87	78
3/0	85		195	149	123	109	98
250	127		237	181	149	132	118
300	152		259	197	162	144	129
350	177		280	212	175	155	139
500	253	60	331	252	207	184	164
750	380		401	305	250	222	198
1000	507		75	461	349	285	253

Factor de carga 50% Cables AI – XLP - 25 – 100

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de corriente (A)				
			No. De circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	186	153	133	122	112
3/0	85		236	194	168	154	141
250	127		290	238	206	188	172
300	152	60	320	262	226	207	189
350	177		348	283	244	223	203
500	253		415	339	292	266	248
750	380		507	413	354	322	293
1000	507	75	590	479	409	371	337

Factor de carga 75% Cables AI – XLP - 25 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	170	135	113	102	92
3/0	85		215	170	142	128	115
250	127		262	207	173	155	140
300	152	60	288	227	190	170	153
350	177		313	244	204	183	164
500	253		371	291	243	217	198
750	380		450	352	293	261	234
1000	507	75	520	404	335	299	267

Factor de carga 100% Cables AI – XLP - 25 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	154	118	97	86	77
3/0	85		194	148	122	108	96
250	127		236	180	148	131	116
300	152	60	259	197	161	153	127
350	177		280	211	173	153	137

500	253		331	251	205	181	163
750	380		399	302	246	218	193
1000	507	75	458	345	281	248	220

Factor de carga 50%. Cables AI – XLP - 35 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	186	152	132	120	110
3/0	85	60	237	194	167	152	138
250	127		290	237	204	185	168
300	152		318	260	223	202	184
350	177	75	350	283	242	220	199
500	253		417	339	289	261	236
750	380		509	411	358	315	284
1000	507	100	594	478	403	362	325

Factor de carga 75% Cables AI – XLP - 35 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	170	134	112	100	90
3/0	85	60	215	169	141	126	113
250	127		262	206	171	153	137
300	152		287	225	187	167	149
350	177	75	314	243	202	180	161
500	253		372	289	240	213	190
750	380		451	349	292	255	226
1000	507	100	522	401	329	290	257

Factor de carga 100% Cables AI – XLP - 35 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5

1/0	53.5	50	154	117	96	85	76
3/0	85	60	194	148	121	107	95
250	127		236	179	146	129	114
300	152		257	195	159	140	124
350	177	75	281	210	171	151	133
500	253		331	249	202	178	157
750	380		399	299	244	212	186
1000	507	100	459	342	275	240	211

Baja Tensión.

SECCIÓN MÍNIMA DE DUCTOS A EMPLEAR EN CABLES DE BAJA TENSIÓN (mm)								
Configuración	Calibre	Diam. en mm	1 Circuito AMP.	2 Circuitos AMP.	3 Circuitos AMP.	4 Circuitos AMP.	5 Circuitos AMP.	6 Circuitos AMP.
Cable Triplex	2C/1 N (4-4)	38	89	84	80	78	75	72
	2C/1 N (2-4)	38	118	111	105	101	97	94
	2C/1 N (1/0-2)	50	160	151	143	138	132	126
	2C/1 N (3/0-1/0)	75	219	206	195	187	178	171
Cable Cadruplex	3C/1 N (4-4)	38	79	75	71	69	66	63
	3C/1 N (2-4)	50	106	100	94	91	86	83
	3C/1 N (1/0-2)	50	142	133	125	120	114	109
	3C/1 N (3/0-	75	194	181	170	162	153	146

	1/0)							
	3C/1 N (350- 4/0)	100	306	283	264	251	236	224

El factor de carga está dado por la relación de la demanda media a la demanda máxima durante un período determinado.

De cambiar estas consideraciones, se deben recalculan las capacidades de conducción conforme a lo siguiente:

1. Temperaturas ambientes distintas a las de las tablas. Las capacidades de conducción de corriente a temperatura ambiente del terreno distinta a la de las tablas, se deben calcular mediante la siguiente fórmula:

$$I_2 = I_1 \sqrt{\frac{TC - TA_2 - \Delta TD}{TC - TA_1 - \Delta TD}}$$

Dónde:

I1 = capacidad de conducción de corriente que dan las tablas para una temperatura ambiente del terreno **TA1**.

I2 = capacidad de conducción de corriente para una temperatura ambiente del terreno **TA2**.

TC = temperatura del conductor en °C.

TA1 = temperatura ambiente del terreno de las tablas en °C.

TA2 = temperatura ambiente del terreno deseada en °C.

Nota: Esta fórmula simplificada, sólo aplica para cables de baja y media tensión.

2. Profundidad de enterramiento de los circuitos subterráneos. Cuando la profundidad de los bancos de ductos directamente enterrados sea distinta a la de los valores de la tabla o figura, se pueden modificar las capacidades de conducción de corriente de acuerdo con los siguientes apartados:

a) Si aumenta la profundidad de una parte o partes de un ducto eléctrico no es necesario reducir la capacidad de conducción de corriente de los conductores, siempre que la longitud total de las partes cuya profundidad es mayor para evitar obstáculos, sea menor de 25% de la longitud total del recorrido.

b) Si la profundidad es mayor que la de una tabla o figura, se debe aplicar un factor de corrección de 6% por cada 0,30 m de aumento de profundidad, para

cualquier valor de resistencia térmica del terreno (RHO). No es necesario aplicar el factor de corrección cuando la profundidad sea menor.

ANEXO 2

Área de estudio (Real del Bosque)

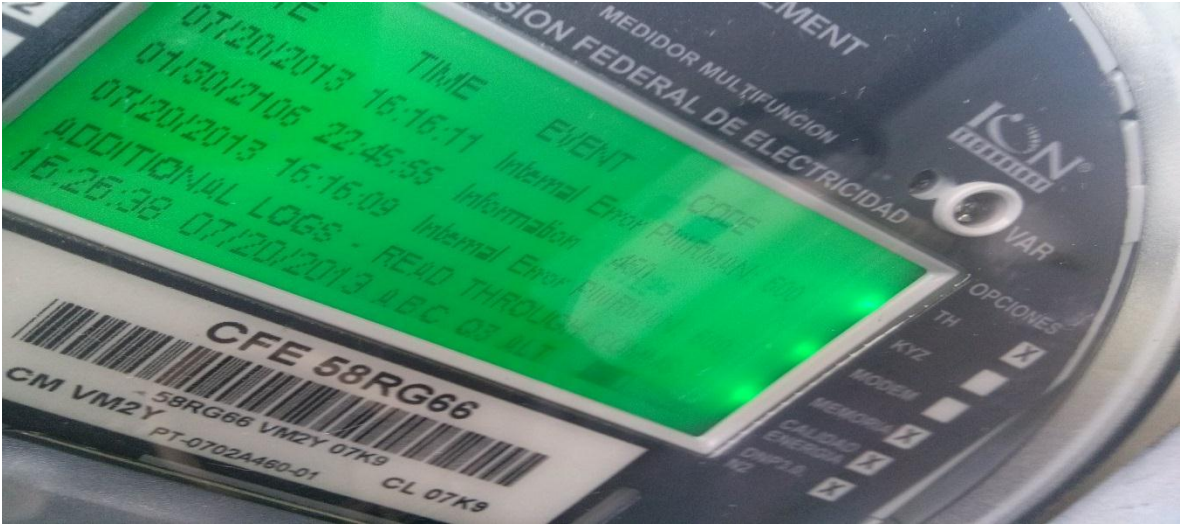


Instalación de los TC'S: Los polos deben ser conectados de la misma manera para que al momento de tomar las lecturas no sean incorrectas.



Conexión de los TC'S
hacia las fases.

Equipo ION-8600, momento justo cuando se instaló y se conectó c TC'S para posteriormente mandar la información hacia el medidor.



El equipo de medición se introdujo en el registro más cercano hacia los transformadores.



Mediante una computadora se descarga la información que se guarda dentro del equipo de medición.



Lectura descargada de la computadora.

Schneider Electric ION Setup - [EthernetSite - EthernetDevice : Data Recorders\Historic Highs]

File Edit View Insert Tools Window Help

Historic Highs

Date/Time	Vinaprom	Vlnaprom	Vncprom	Vlcprom	laprom	lbprom	lcprom	lpr
31/07/2013 01:15:00.000 ...	124.477142	1.927898	2.160870	82.311050	0.578647	0.000000	30.972504	10.5170
31/07/2013 01:00:00.000 ...	124.642776	1.932547	2.165300	82.427811	0.589020	0.000000	31.501522	10.696E
31/07/2013 12:45:00.000 ...	124.818878	1.932813	2.166980	82.547485	0.591946	0.000000	32.146992	10.9125
31/07/2013 12:30:00.000 ...	125.048264	1.930568	2.165083	82.700577	0.623487	0.000000	34.322563	11.648E
31/07/2013 12:15:00.000 ...	125.329178	1.932544	2.170152	82.888466	0.651882	0.000000	35.158352	11.9367
31/07/2013 12:00:00.000 ...	125.673798	1.931868	2.170934	83.117012	0.648170	0.000000	32.478406	11.041E
31/07/2013 11:45:00.000 ...	125.978935	1.931251	2.172215	83.209894	0.598203	0.000000	26.759296	9.1191
31/07/2013 11:30:00.000 ...	126.223075	1.930775	2.172976	83.484568	0.585648	0.000000	23.765182	8.111E
31/07/2013 11:15:00.000 ...	126.164095	1.932684	2.180328	83.446526	0.539899	0.000000	23.298687	7.979E
31/07/2013 11:00:00.000 ...	126.128494	1.942910	2.189654	83.423900	0.540388	0.000000	24.294456	8.278E
31/07/2013 10:45:00.000 ...	126.237473	1.943650	2.190290	83.496201	0.515914	0.000000	23.004307	7.840C
31/07/2013 10:30:00.000 ...	126.648056	1.936298	2.180426	83.767433	0.522146	0.000000	21.583321	7.368A
31/07/2013 10:15:00.000 ...	127.018860	1.924635	2.164186	84.010269	0.539792	0.000000	21.220707	7.253A
31/07/2013 10:00:00.000 ...	127.214447	1.913604	2.148232	84.135391	0.570475	0.000000	21.078453	7.216E
31/07/2013 09:45:00.000 ...	127.408981	1.900465	2.129586	84.263306	0.622228	0.000000	23.866512	8.162E
31/07/2013 09:30:00.000 ...	127.507874	1.890386	2.114961	84.330009	0.661591	0.000000	26.640579	9.1007
31/07/2013 09:15:00.000 ...	127.565002	1.883945	2.104533	84.370819	0.684939	0.000000	30.433529	10.372E
31/07/2013 09:00:00.000 ...	127.419661	1.888499	2.109328	84.275269	0.690071	0.000000	33.362771	11.357E
31/07/2013 08:45:00.000 ...	127.391779	1.901864	2.127362	84.215133	0.678912	0.000000	35.200498	11.359E
31/07/2013 08:30:00.000 ...	127.246101	1.917234	2.145291	84.157501	0.663775	0.000000	35.008289	11.399E
31/07/2013 08:15:00.000 ...	127.309555	1.927995	2.165936	84.198601	0.642267	0.000000	32.378998	11.007E
31/07/2013 08:00:00.000 ...	127.447342	1.935099	2.177838	84.298986	0.671366	0.000000	32.897586	11.189E
31/07/2013 07:45:00.000 ...	127.586288	1.936613	2.181145	84.381691	0.697639	0.000000	34.745373	11.814E
31/07/2013 07:30:00.000 ...	127.715286	1.930144	2.172054	84.467354	0.731263	0.000000	37.880020	12.870A
31/07/2013 07:15:00.000 ...	127.722900	1.922439	2.159691	84.473404	0.723158	0.000000	38.148380	12.9571
31/07/2013 07:00:00.000 ...	127.783127	1.914964	2.147946	84.515442	0.709386	0.000000	37.501572	12.736E
31/07/2013 06:45:00.000 ...	127.749481	1.913438	2.144553	84.493797	0.676604	0.000000	36.106567	12.261C
31/07/2013 06:30:00.000 ...	127.670837	1.912220	2.142053	84.441422	0.653578	0.000000	34.704708	11.786C
31/07/2013 06:15:00.000 ...	127.460799	1.915159	2.145340	84.301300	0.688712	0.000000	35.948642	12.2027
31/07/2013 06:00:00.000 ...	127.252914	1.918025	2.148328	84.162606	0.667915	0.000000	35.952782	12.206E
31/07/2013 05:45:00.000 ...	127.040726	1.919715	2.149803	84.019745	0.676378	0.000000	37.008343	12.561E
31/07/2013 05:30:00.000 ...	126.900879	1.918842	2.147478	83.524652	0.678510	0.000000	35.684498	12.118E
31/07/2013 05:15:00.000 ...	126.942886	1.917535	2.146405	83.950793	0.679873	0.000000	37.281147	12.853E
31/07/2013 05:00:00.000 ...	127.156222	1.918000	2.148407	84.072523	0.698084	0.000000	37.66906E	13.952E

1 record selected.



Schneider Electric ION Setup - [EthernetSite - EthernetDevice : Data Recorders\Historic Highs]

File Edit View Insert Tools Window Help

Historic Highs

Iprom	KwTot	KvarTot	Kw(a)	Kw(b)	Kw(c)	Kvar(a)	KVAR(b)	KVAR(c)
10.517056	-0.038038	-0.045006	-0.071289	0.000000	0.033250	0.005617	0.000000	-0.050623
10.638851	-0.040072	-0.046002	-0.072669	0.000000	0.032596	0.006285	0.000000	-0.052288
10.912981	-0.040826	-0.046731	-0.073075	0.000000	0.032249	0.007062	0.000000	-0.053793
11.648679	-0.042481	-0.048702	-0.077023	0.000000	0.034541	0.008552	0.000000	-0.057354
11.936737	-0.044806	-0.049469	-0.080745	0.000000	0.035939	0.009188	0.000000	-0.058657
11.041518	-0.048959	-0.049585	-0.080552	0.000000	0.035993	0.007986	0.000000	-0.053972
8.119188	-0.047423	-0.039582	-0.074530	0.000000	0.027106	0.005928	0.000000	-0.044510
8.111949	-0.048279	-0.034513	-0.071896	0.000000	0.022777	0.005299	0.000000	-0.038813
7.979563	-0.044612	-0.034693	-0.067206	0.000000	0.022584	0.004419	0.000000	-0.039112
8.278277	-0.042558	-0.037189	-0.067295	0.000000	0.024697	0.002347	0.000000	-0.040136
7.840069	-0.040263	-0.039558	-0.064234	0.000000	0.023971	0.002029	0.000000	-0.037587
7.368485	-0.043902	-0.032154	-0.065219	0.000000	0.021317	0.003113	0.000000	-0.035268
7.253438	-0.047475	-0.029663	-0.067546	0.000000	0.020071	0.004760	0.000000	-0.034613
7.216310	-0.051527	-0.030374	-0.071428	0.000000	0.019901	0.003414	0.000000	-0.033788
8.162915	-0.055394	-0.035350	-0.078012	0.000000	0.022619	0.002689	0.000000	-0.038019
8.100726	-0.059764	-0.040347	-0.083054	0.000000	0.023290	0.002115	0.000000	-0.042462
10.372809	-0.060914	-0.046492	-0.086049	0.000000	0.025135	0.002362	0.000000	-0.048853
11.357614	-0.059806	-0.053134	-0.086635	0.000000	0.027549	0.000546	0.000000	-0.053679
11.959572	-0.053934	-0.058961	-0.085016	0.000000	0.031081	-0.002129	0.000000	-0.058932
11.896886	-0.060319	-0.051610	-0.092899	0.000000	0.032350	-0.004522	0.000000	-0.059388
11.007622	-0.049238	-0.058487	-0.080327	0.000000	0.021099	-0.005242	0.000000	-0.053245
11.189681	-0.052435	-0.059867	-0.084170	0.000000	0.031735	-0.004784	0.000000	-0.050903
11.814338	-0.053333	-0.062617	-0.089756	0.000000	0.034423	-0.004709	0.000000	-0.057908
12.870426	-0.053800	-0.067667	-0.092180	0.000000	0.038380	-0.005255	0.000000	-0.062412
12.957180	-0.051685	-0.067665	-0.091137	0.000000	0.039452	-0.005825	0.000000	-0.061940
12.736384	-0.051889	-0.066081	-0.089469	0.000000	0.037980	-0.004963	0.000000	-0.061118
12.261057	-0.050339	-0.064059	-0.085238	0.000000	0.034899	-0.004983	0.000000	-0.059475
11.786090	-0.048768	-0.062262	-0.082184	0.000000	0.033416	-0.005095	0.000000	-0.057167
12.202779	-0.048987	-0.064633	-0.082634	0.000000	0.035647	-0.005650	0.000000	-0.058983
12.206893	-0.048352	-0.065324	-0.083971	0.000000	0.037220	-0.007030	0.000000	-0.058295
12.581573	-0.046892	-0.067124	-0.084485	0.000000	0.038393	-0.006364	0.000000	-0.060160
12.118372	-0.046844	-0.065435	-0.083940	0.000000	0.036797	-0.007455	0.000000	-0.057800
12.653679	-0.048780	-0.067905	-0.084885	0.000000	0.038105	-0.007061	0.000000	-0.060745
13.952695	-0.049782	-0.068492	-0.084117	0.000000	0.038265	-0.00794E	0.000000	-0.062147

1 record selected.

Nueves, 03 de Septiembre de 2015

