



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ

REPORTE DE RESIDENCIA

**Análisis y Diagnóstico del Sistema de Distribución Eléctrica en
Líneas de Baja Tensión del Área Urbana en CFE Zona Tuxtla**

ASESOR INTERNO

ING. PEDRO CRUZ FARRERA

ASESOR EXTERNO

ING. ALFONSO LÓPEZ AGUILAR

RESIDENTE

JOSÉ ROBERTO LAPARRA RUIZ

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas a 07 de Enero del 2015

Índice

1	Introducción	3
1.1	Antecedentes	3
1.2	Estado del Arte	6
1.3	Justificación	7
1.4	Objetivo	7
1.5	Metodología	8
2	Fundamento Teórico	10
2.1	Factores que influyen en las pérdidas técnicas	10
2.2	Conductores eléctricos	13
2.3	Tipos de conductores eléctricos	15
2.4	Cálculo de pérdidas en acometidas	18
2.5	Cálculo de pérdidas en medidores	19
2.6	Cálculo de resistencia y caída de tensión	20
2.7	Conductores Eléctricos	23
2.8	Medidor de calidad	29
3	Desarrollo	35
3.1	Selección del área de estudio	35
3.2	Desarrollo del proyecto en baja tensión	39
3.3	Análisis del fraccionamiento La Herradura	40
3.4	Análisis de la red de la colonia el Retiro	48
3.5	Análisis de la red de Berriozabal	51
4	Resultados y conclusiones	57
4.1	Resultados - Herradura	57
4.2	Resultados - El Retiro	60
4.3	Resultados - Berriozabal	62
4.4	Conclusiones	65
5	Bibliografía	67
6	Anexos	68

1.- Introducción

1.1 Antecedentes

En el Área Urbana de la zona Tuxtla existe una creciente necesidad de una mayor efectividad en la suministración de la energía eléctrica. Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas es una de las estrategias más efectivas y razonables para reducir los costos de operación o de mantenimiento en los equipos.

El papel de la planificación de las redes eléctricas es desarrollar métodos para procesar datos y cálculos que nos permiten llegar a avances en el desarrollo de las redes tomando en consideración el incremento en el consumo conservando al mismo tiempo una buena calidad del servicio suministrado al menor costo posible. La planificación debe ser capaz de responder a preguntas tales como:

- *¿Qué tipo de materiales utilizar?
- *¿Qué construcciones de conjunto conviene elaborar con estos elementos?

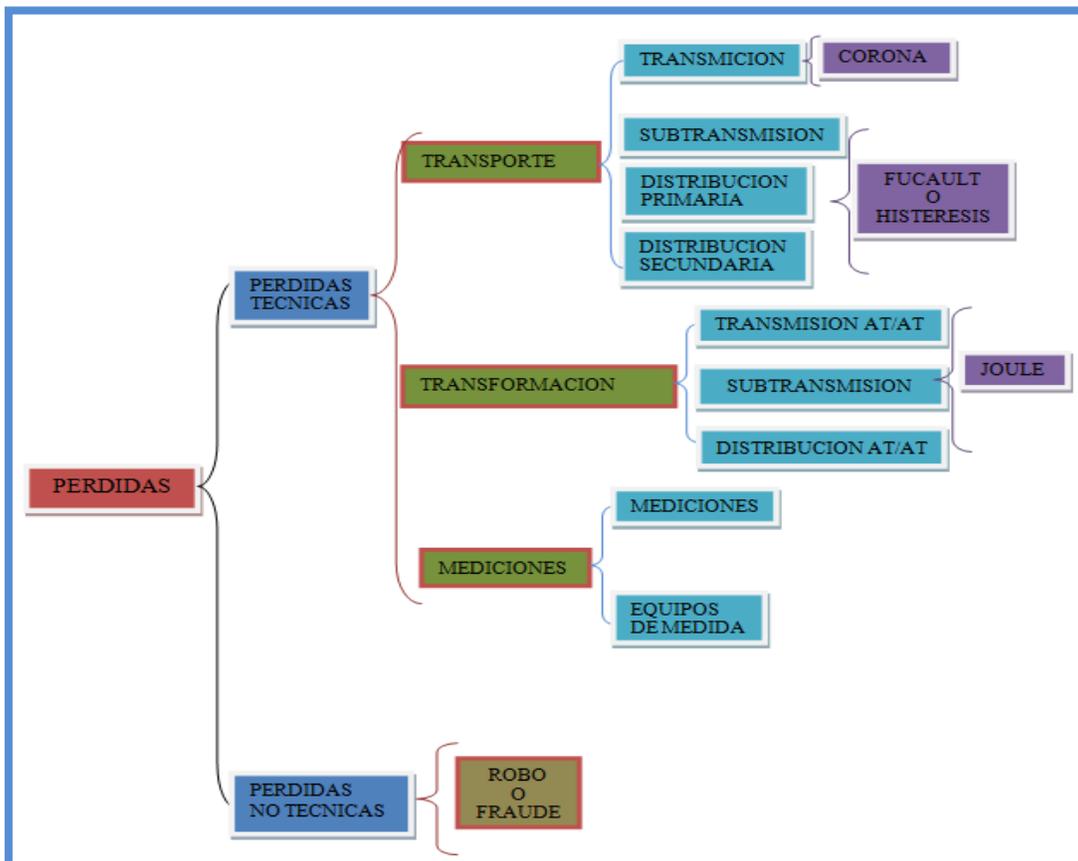


Fig. 1 Tipos de pérdidas, las condiciones en las que se presenta y el fenómeno que intervienen en ellas.

En los sistemas eléctricos de distribución se presentan dos tipos de pérdida de energía, las pérdidas técnicas debidas a todos los fenómenos físicos que se dan en la red, y las pérdidas no técnicas debido a la energía que no se factura y por la cual la empresa distribuidora no recibe ninguna retribución económica. Estas se visualizan en la figura anterior (Fig. 1).

En el caso de las pérdidas técnicas al tener un porcentaje bajo, siendo el nivel recomendado un valor inferior al 10%, se logra tener una mayor disponibilidad de la capacidad instalada y minimizar los gastos operativos para un mismo beneficio social y económico de consumo de electricidad. Por esta razón es de suma importancia conocer el porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas que presenta la red de distribución, para implementar las medidas que permitan atenuar las perdidas en el caso de tener altos porcentajes de pérdidas.

La CFE (Comisión Federal de Electricidad), cuenta con una metodología para la determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas para las redes de distribución en media y baja tensión, utilizando visitas a campo, herramientas computacionales, hojas de cálculo y programas para la determinación de los parámetros de pérdidas en el sector que se esté estudiando.

La manera con que se calculan y cuantifican las perdidas depende de la cantidad de información con que se cuente para el desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta que 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.

Así pues existen otros medidores para la Media y Alta Tensión que son más sofisticados de operar. Pero de igual manera sirven para hacer el estudio de pérdidas energéticas que afectan el insumo eléctrico. En la siguiente tabla (Fig. 2) se puede apreciar el estudio de las pérdidas técnicas y no técnicas y su nivel de influencia que abarcan dentro de la Zona de Distribución Tuxtla; datos de principios de este año.

PROCESOS		NIVEL			TOTAL
		A. T.	M. T.	B. T.	
TÉCNICAS	DISTRIBUCIÓN				
	CONDUCCIÓN	33.07	56.42	67.86	157.35
	TRANSFORMACIÓN	0	6.04	18.41	24.44
	SUBTOTAL	33.07	62.45	86.26	181.79
	MEDICIÓN				
	MEDIDORES Y EQUIPOS	0.22	0.25	0	0.46
	TOTAL TECNICAS	33.29	62.70	86.73	182.25
NO TÉCNICAS	COMERCIAL - MEDICIÓN	0.00	0.00	129.48	129.48
PÉRDIDAS TOTALES		33.29	62.70	216.20	311.73
% PÉRDIDAS					11.47

Fig. 2 Pérdidas en GW/h por Proceso y Nivel de Tensión.

La siguiente grafica muestra el porcentaje de las pérdidas técnicas:

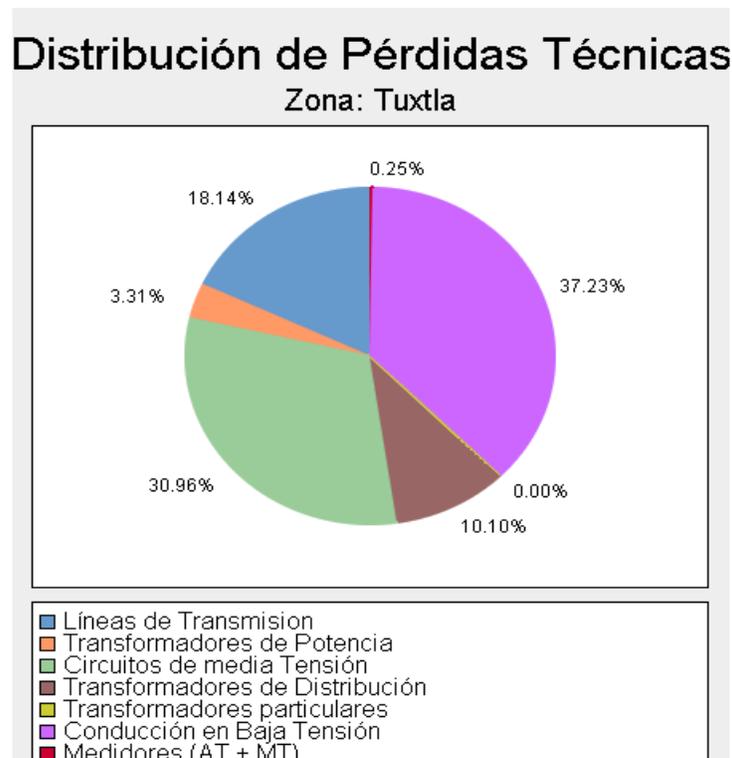


Fig. 3 Porcentaje de pérdidas técnicas en la Zona de Distribución Tuxtla.

El estudio en Media y Baja Tensión abarca pues todas y cada una de las subestaciones dentro de la Zona. Dentro de esta Zona, se encuentra nuestra Área Urbana Tuxtla, que cuenta con las subestaciones: TGU (Tuxtla Gutiérrez uno), TGD (Tuxtla Gutiérrez dos), TXS (Tuxtla sur), TXN (Tuxtla norte), RDB (Real del Bosque).

Es indispensable y necesario que se realicen estos estudios ya que son relevantes en cuanto al consumo y pérdida de energía nos referimos. Con base en estos es como se mejora la calidad del servicio y se garantiza el suministro eléctrico a todas las viviendas. 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.

Las consecuencias de no realizar estos estudios en tiempo y forma repercuten directamente en las retribuciones hacia la empresa. Influyen en la calidad del servicio, así como el rendimiento de la red. A lo que de realizarle los estudios estaríamos garantizando pues un servicio eléctrico bueno para todos y evitaríamos sobre todo pérdidas económicas en la empresa.

1.2 Estado del arte:

Estudios en líneas de media y baja tensión en el extranjero:

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.

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.

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.

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.

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 6kv 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.

Lo que aquí se propone como proyecto es realizar el diagnóstico de las condiciones de trabajo de la Red de Distribución de la subestación Real del Bosque CFE ubicada dentro del Área Urbana. Para optimizar el rendimiento de la Red de Media Tensión actual e implementar mejoras en los circuitos para maximizar el alcance de la subestación y la topología de la red.

1.3 Justificación

El tener un control adecuado del consumo de energía eléctrica arrastra grandes beneficios tanto a los consumidores como en las empresas distribuidoras, en muchos aspectos, en primer lugar se puede mencionar la disminución de los elevados precios por consumo de la energía, ya que con este proyecto se puede saber de manera exacta el porcentaje de pérdidas en determinadas zonas de estudio.

El nivel de pérdidas de una empresa distribuidora de energía es una medida de su eficiencia técnica, comercial y administrativa para atender el servicio demandado por sus clientes.

Así también la población tendría un mejor servicio además de mejores precios lo que apoyaría mucho al desarrollo de familias de bajos recursos, las cuales se ven incapaces de solventar gastos de energía eléctrica en muchas ocasiones. El ahorrar energía impacta de una gran manera en la sustentabilidad, existe una necesidad de una efectividad en la administración de la energía eléctrica. Se reducirían gastos en materias primas para reducir los costos de operación o de mantenimiento en los equipos.

1.4 Objetivo

Realizar el diagnóstico y evaluación de la operatividad de los circuitos de baja tensión para mejorar la red existente mediante procedimientos de reingeniería de acuerdo a las nuevas necesidades de construcción, relocalización y retiro de líneas, con tal de contar con solo las instalaciones necesarias y una topología de red sencilla.

1.5 Metodología

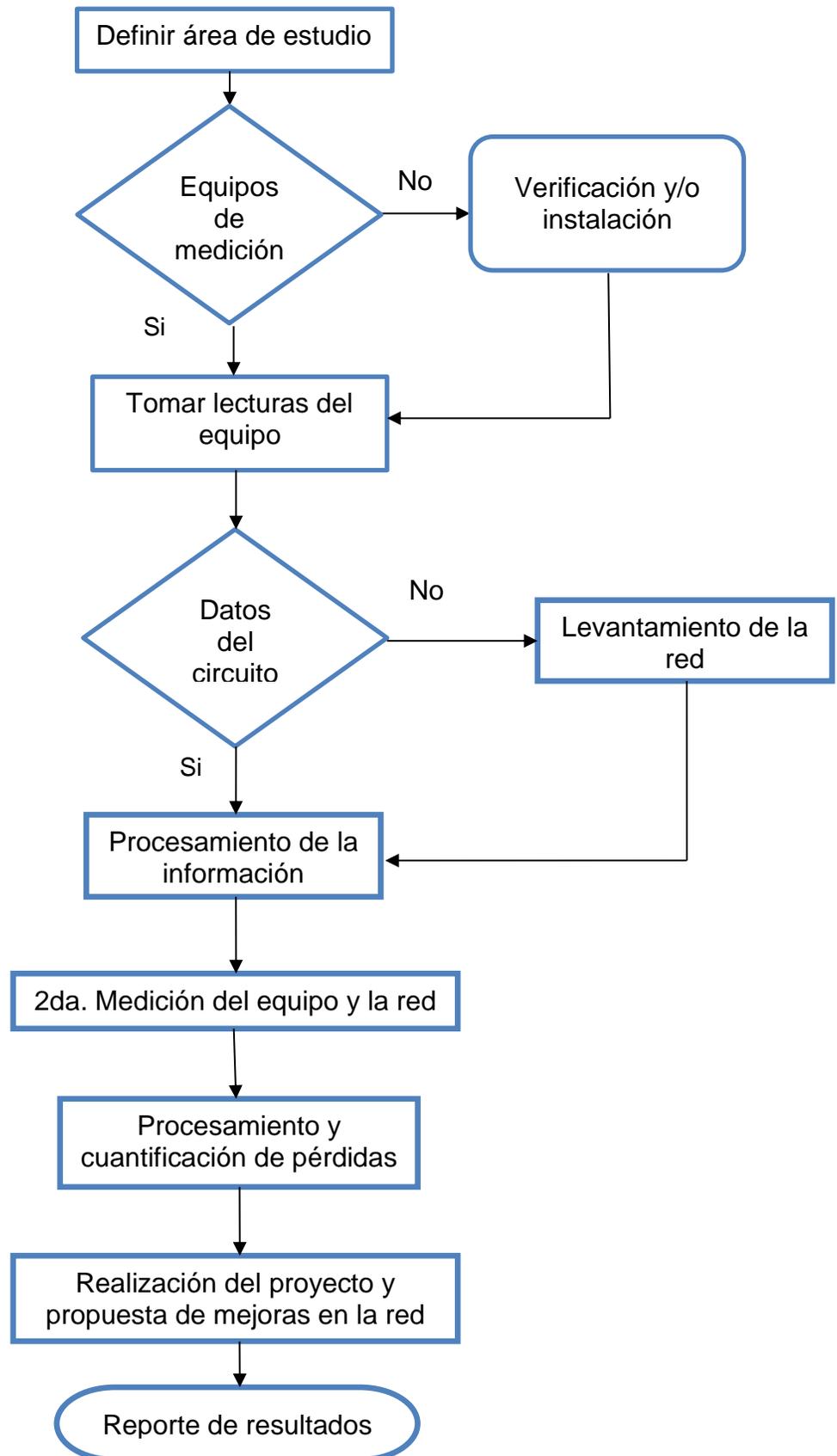


Fig. 4 Diagrama del Hardware.

1.- Definir el área de estudio. Previo análisis de los circuitos de la subestación y de las zonas que alimenta cada uno de ellos. Se determinara el circuito que va a ser causa de estudio, debido a que no todos tienen las mismas características.

2.- Equipos de medición. Aquí se tendrá que evaluar la situación de los equipos de medición actuales. Es decir, si ya están instalados se verificara que funcionen y monitoreen la red del circuito de manera debida. Si no están instalados pues, se harán los respectivos procedimientos para hacerlo o ver de qué manera se pueden obtener los parámetros requeridos de la red.

3. Tomar lecturas del equipo. En este rubro nos corresponde ver cuáles son las condiciones en la que se comporta la red, registrando datos de voltaje, corriente, factor de potencia, potencia reactiva, y kilo watts hora que se suministren a la red del circuito en un día respectivo.

4.- Datos del circuito. Puesto que es casi nulo que se tengan estos datos, en este bloque se realizará el levantamiento en media y baja tensión. Que comprenden las estructuras de postes y sus accesorios, características de los transformadores, calibre del conductor de las líneas de media y baja tensión. Numero de fases e hilos por acometida, cantidad de acometidas conectadas por poste, distancia de las acometidas al poste y el número total de servicios en la línea. También se registrarán lecturas y características de los medidores en el día respectivo a la medición del equipo de media tensión.

Se tendrá que dejar el equipo conectado, para que registre los datos de los días que se requieran. Para posteriormente hacer la segunda medición de la red.

5.- Procesamiento de la información. Ya habiendo hecho el primer recorrido y el levantamiento en campo, la información recabada se concentra en tablas y se obtiene de la base de datos de CFE. Se descargan los consumos históricos de los clientes en media y baja tensión, con el objeto de determinar su factor de carga y la demanda máxima coincidente por tipo de servicio. De esta manera tendremos un consumo base en tanto a la red y a los usuarios nos referimos.

6.- 2da. Medición del equipo. Procedemos a descargar por segunda vez la información recabada por el medidor de calidad en los días requeridos (1 semana). También se volverán a obtener las lecturas de cada uno de los servicios anteriormente señalados en media y baja tensión.

7.- Procesamiento y cuantificación de pérdidas. Nuevamente procesamos la información recabada en la segunda medición, pero ahora comparando lecturas. Se cuantifican las pérdidas de acuerdo con los resultados de los comparativos. Primero es hacer la diferencia entre la lectura 1 con la 2 del medidor de calidad, lo mismo se hace con las lecturas de los servicios pero una a una. Ya teniendo los dos montos se comparan finalmente para tener así un estimado de consumo y de pérdidas en la red.

8.- Realización del proyecto y propuesta de mejoras en la red. Aquí es donde aportaremos al proyecto, puesto que de acuerdo al monto de pérdidas se hará el análisis del tramo de red seleccionado. Con el fin de determinar las posibles soluciones que se pueden hacer para solventar esas pérdidas o minimizarlas en su totalidad.

9.- Reporte de resultados. Se hace la comparación del antes y después de la situación de la red. Si se tienen pérdidas considerables de energía se tomara en cuenta una posible re calibración del circuito o en otro caso la valoración de los equipos que se tienen instalados para saber las condiciones operativas de estos, y cambiarlos de ser requerido.

2. Fundamento teórico

2.1 Factores que influyen en las pérdidas de energía

El manejo y la operación de la energía eléctrica conllevan factores que reducen el óptimo transporte y distribución. Existe un porcentaje de pérdidas que se hallan intrínsecamente vinculadas al proceso que empieza desde la generación hasta la entrega al consumidor.

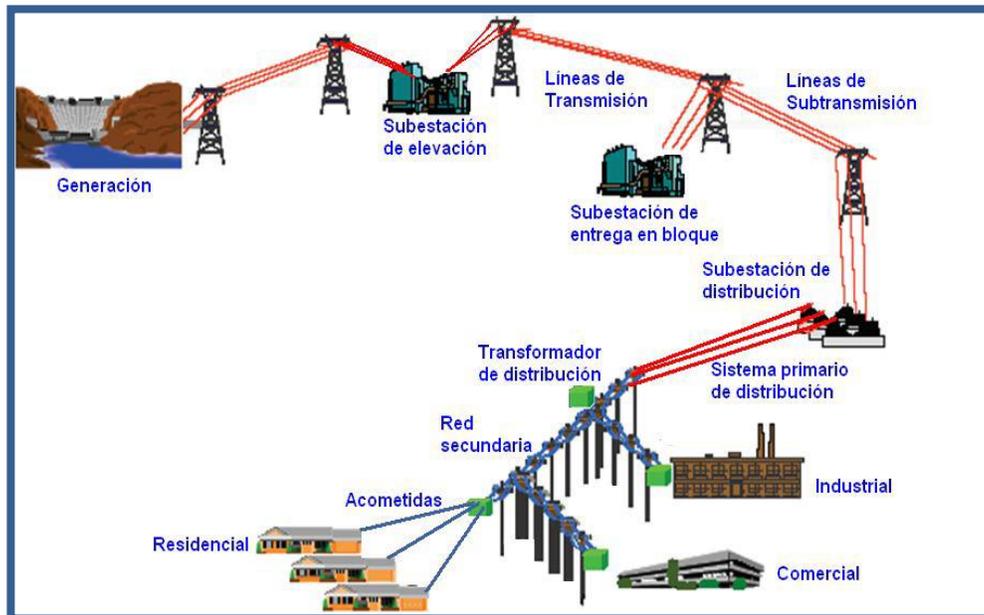


Fig. 5 Pérdidas en toda la línea eléctrica, desde la generación hasta la distribución residencial.

Cada proceso involucra pérdidas que se atribuyen al sistema y a otras causas. Las pérdidas se las clasifica en: técnicas y no técnicas.

➤ **Pérdidas técnicas**

Debido a fenómenos físicos que están relacionadas con las condiciones propias de manejo y conducción de la energía eléctrica, su origen se debe a dos efectos: variación de la demanda y presencia de corriente alterna.

➤ **Pérdidas no técnicas**

Es la energía consumida pero no facturada (pérdidas por fraude, robo y errores) o facturada erróneamente (pérdidas administrativas). Estas pérdidas se las puede evitar y están directamente relacionadas con la administración.

2.1.1 Origen de las pérdidas

Las pérdidas son la diferencia entre la producción y el consumo. Es decir, en el sistema de distribución equivale a la diferencia entre la energía que ingresa al mismo y la registrada por los equipos de medición. Este valor comprende a las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas de energía representan un costo económico, y su porcentaje refleja el grado de eficiencia en la administración de la empresa. Por lo tanto, es importante conocer su valor y las causas que lo producen.

2.1.2 Pérdidas técnicas de energía

Es la energía que se pierde (disipa) durante la distribución de energía eléctrica desde la subestación hasta el consumidor final. Las pérdidas técnicas son normales y no pueden ser eliminadas totalmente, sólo pueden reducirse a través del implementar mejoras en la red.

En el análisis de nuestro sistema de distribución, las pérdidas técnicas se hallan vinculadas a los equipos y subsistemas. Como son el alimentador o red de media tensión, transformadores de distribución, red de baja tensión o red secundaria, acometidas, medidor de energía y alumbrado público. En el sistema de distribución las pérdidas técnicas se relacionan con las pérdidas resistivas y pérdidas en el núcleo del transformador.

Para la estimación de las pérdidas técnicas se consideran ciertas aproximaciones. Como los conductores utilizados son de diámetro pequeño, la resistencia por unidad de longitud es grande, de allí su nombre pérdidas resistivas. Las distancias entre conductores no son muy grandes; por tanto, el valor de la reactancia por unidad es pequeño. Los valores de susceptancia a tierra son muy pequeños, razón por la cual se desprecian. Debido a que las tensiones utilizadas en sistemas de distribución son relativamente bajas, las pérdidas por efecto corona se desprecian.

***Pérdidas en la red de media tensión**

Son pérdidas resistivas que dependen de la demanda, la longitud y la sección del conductor. Por lo general, los cables utilizados en redes subterráneas son de cobre, tienen los diámetros más grandes de la red y la longitud no es muy extensa. Debido a esto la resistividad es pequeña; sin embargo, por el alimentador circulan grandes cantidades de corriente, las cuales incrementan el valor de las pérdidas.

***Pérdidas en el transformador de distribución**

El transformador es un dispositivo estático que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro magnéticamente, es decir, por inducción en lugar de conducción. Esta característica hace que en la estructura interna del transformador se produzcan fenómenos magnéticos que producen pérdidas de energía. El origen de las pérdidas radica en dos causas, pérdidas en el núcleo (en vacío) y en las bobinas del transformador (resistivas).

***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.

***Pérdidas en la acometida**

Son pérdidas resistivas, que dependen de la longitud, la carga y la sección del conductor. A pesar que las distancias son cortas, el gran número que existe en la red incrementa el valor de pérdidas; además, la resistencia por unidad de longitud es alta.

2.1.3 Pérdidas no técnicas de energía

Son el resto de pérdidas energéticas; es decir, la diferencia entre la energía entregada a los clientes y la energía que logra facturar la empresa. Como son auto consumos de la empresa, alumbrado público y otros registros, como otros muchos factores. Mientras que las pérdidas por registro, es la energía consumida pero no registrada y se halla relacionada con la instalación del contador de energía, las causas se lo atribuyen a la empresa y al cliente. Su valor se deduce en unidades de energía (kw/h).

2.1.4 Pérdidas financieras

Después del registro de energía se puede introducir otra pérdida que es de tipo financiera y se refiere al proceso de facturación y recaudo. Se producen en la administración de la empresa. Su valor se deduce en unidades monetarias (\$). La pérdida en la facturación se refiere a la manera incorrecta de cobrar. La pérdida en

el recaudo es cuando solo una parte de la energía facturada es recaudada, esto produce que la empresa tenga una cartera morosa elevada.

2.2 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 fibrosos presentan una conductividad relativamente baja. Algunas otras sustancias tienen una conductividad tan baja que se clasifican como no conductores denominándose como dieléctricos o aisladores eléctricos.

Los conductores eléctricos se utilizan para permitir el paso de una corriente eléctrica entre dos puntos con diferente potencial eléctrico (voltaje). 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. O 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 utilizan el oro, la plata y el platino como conductores.

2.2.1 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 reemplazó al hule natural, se le conoce como hule estireno-butadieno, hule BUNA-S, hule SBR o GRS. 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.

***Hule butilo**

Este material es un polímero del isobutileno-isopreno. Aunque este material fue desarrollado 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 kV.

***Policloropreno (neopreno)**

El neopreno, químicamente, es un polímero del cloropreno que solo tiene aplicación como aislamiento eléctrico en conductores de baja tensión, 600 V. Pueden prepararse compuestos de él 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.

El neopreno es capaz de operar un rango muy amplio de temperaturas. Es empleado como cubierta exterior para trabajar a temperaturas tan bajas como -65°C y especialmente formulado puede usarse como aislamiento de cables con temperatura de operación de 90°C .

***Polietileno clorosulfonado (CP), (HYPALON), (CSPE)**

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

***Polietileno clorado (CPE)**

Este polímero existe tanto en compuestos termoplásticos, como en termo fijos (elastoméricos). Por sus propiedades dieléctricas inherentes, el CPE se emplea únicamente como aislamiento en productos de baja tensión 600 V. 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 aislamiento de los cordones térmicos portátiles para plancha, tipo HPN.

***Policloruro de vinilo (PVC) o (PVC-RAD)**

El PVC se emplea en la fabricación de alambres y cables de los tipos T, TW, THW, THHN, THWN, THHW, THHW-LS. Por sus magníficas propiedades de resistencia mecánica, no propagación de la flama ni del incendio y de resistencia a los aceites, es ampliamente usado como cubierta exterior de cables con aislamiento de polietileno, polietileno vulcanizado o etileno propileno usada para alta tensión.

***Polietileno de cadena cruzada (XLPE o XLP)**

Los aislamientos de polietileno reticulado para altas tensiones tienen buenas cualidades mecánicas. Poseen buena resistencia a la compresión y deformación térmica 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 emergencia y 250°C en condiciones de cortocircuito y se ha llegado a emplear en cable.

2.3 Tipos de conductores eléctricos

***Conductores desnudos de cobre**

Estos conductores se utilizan en instalaciones aéreas de distribución de energía eléctrica en alta o baja tensión, en barras colectoras de subestaciones y en sistemas de tierra. Los alambres de cobre ofrecen una gran resistencia mecánica, sobre todo en temple duro y semiduro. Dado que el cobre es un material resistente a la corrosión, se emplea en áreas salinas o de alta contaminación.

***Conductores desnudos de aluminio**

Los conductores de aluminio puro (1350), se utilizan en líneas aéreas de distribución a baja tensión con distancias interpostales cortas. Mientras que los de otras aleaciones de aluminio se usan en instalaciones con distancias interpostales más largas, aprovechando el incremento en la resistencia.

Conductores eléctricos de aluminio desnudo serie 8000, ofrecen ventajas significativas si se les compara con aquéllos elaborados con aluminio (1350). Destacan entre ellas, su mejor comportamiento mecánico, que los acercan al que pueden ofrecer los conductores de cobre del mismo calibre. Tiene mayor flexibilidad, mayor maleabilidad y mayor resistencia a la compresión.

*Conductores desnudos copperweld

Los alambres y cables Copperweld hacen que las construcciones de líneas aéreas con claros interpostales largos sean seguras y económicas. Ya que se complementan la alta resistencia mecánica del acero y la conductividad del cobre en una sola unidad. Para aumentar la conductividad de los cables, se mezclan conductores Copperweld con conductores de cobre obteniéndose cables de alta conductividad y resistencia mecánica. Que llenan los requisitos para cualquier diseño de líneas aéreas. Las diferentes construcciones de cables formados con conductores de cobre y Copperweld son:

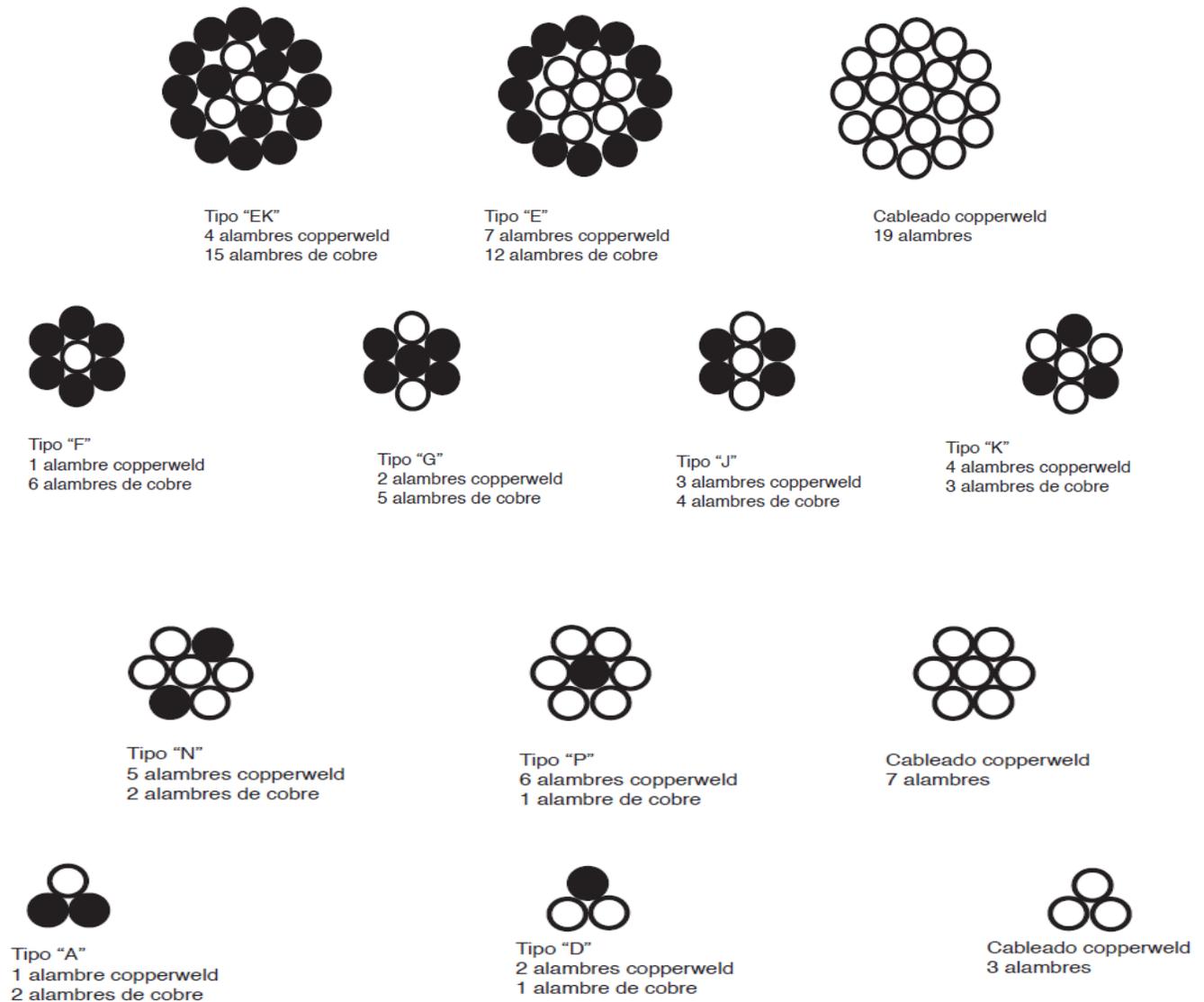


Fig. 6 Construcciones con conductores de cobre y Copperweld

***Conductores de Alumoweld desnudos**

El Alumoweld está especialmente indicado para la construcción de líneas aéreas de aluminio reforzado. Además de reunir las propiedades eléctricas y mecánicas deseadas, ofrece las ventajas económicas inherentes a su bajo precio de adquisición. Presenta reducidos gastos de conservación y larga duración, en las aplicaciones siguientes:

-Líneas aéreas de puesta a tierra

Las líneas modernas de transmisión a altas tensiones precisan disponer de conductores aéreos de puesta a tierra para evitar interrupciones motivadas por perturbaciones atmosféricas. La elevada resistencia mecánica y reducido peso de los cables Alumoweld permite que sean tendidos con flechas que hacen posible en el centro del claro obtener distancias máximas en los conductores de transmisión de energía, a fin de asegurar el aislamiento requerido. La gruesa capa de aluminio ofrece la máxima protección contra la corrosión atmosférica y a la vez, excelente conductividad para el debido funcionamiento de los relevadores de protección.

-Alambres para núcleo de cables tipo ACSR/AW

El Alumoweld es de gran utilidad como elemento de refuerzo en los cables ACSR gracias a su alta resistencia mecánica, gran conductividad y compatibilidad con los alambres de aluminio. Su empleo permite coordinar la duración de los alambres reforzantes con la de los de conducción. Cuando el Alumoweld sustituye a elementos de refuerzo sin modificar la formación del cable, se consigue el aumento de su capacidad eléctrica de conducción.

Si se modifica el cable para conseguir que su conductividad sea la misma que anteriormente, entonces el empleo del Alumoweld permite obtener un cable de menor sección. Lo que contribuye a reducir las cargas por hielo y viento, con el aumento consiguiente del coeficiente de seguridad. El alambre de Alumoweld se suministra a los fabricantes de los cables ACSR para su empleo directo como alambre de refuerzo de dichos cables.

-Neutros

El cable Alumoweld es ideal para emplearse como conductor neutro y como mensajero o soporte de cables aéreos para transmisión de energía eléctrica. Proporciona buena conductividad, flechas mínimas en los claros largos, y permite conseguir elevados coeficientes de seguridad en el caso de sobrecarga por tormenta. Se fabrican cables formados por Alumoweld y aluminio para cumplir las necesidades requeridas, en casi la totalidad de los casos, en cuanto a resistencia mecánica y a conductividad eléctrica se refiere.

-Cables para retenida

Por sus características anti-corrosivas y de alta resistencia mecánica, tienen excelente aplicación como retenidas en las instalaciones de líneas aéreas para transporte de energía eléctrica, comunicaciones, señalización, etc. La elevada resistencia a la tracción de estos cables, de poco peso, está protegida permanentemente contra la corrosión por una gruesa capa de aluminio. Eliminando así los gastos de conservación por oxidación de los cables para retenida de otros tipos.

Por ser de fácil manejo, con los cables de Alumoweld para retenida se reducen los costos de instalación. Para anclajes se recomienda el empleo de grapas o mordazas terminales preformadas.

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. 7 Especificaciones de los conductores

2.4 Cálculo de pérdidas en las acometidas

En el caso de las acometidas, son los conductores que encargan de llevar la energía eléctrica a los medidores y luego al centro de carga, que son los que alimentan a las casas o comercios que se tengan según la norma **CFE0001-2012-EM-BT101**, donde se describe la distancia máxima permitida, trazos y lineamientos necesarios poder cumplir con un servicio eficiente. Para fines del estudio, se hace un levantamiento de todas las acometidas que se tiene en el circuito, para lo que se realiza una tabla con los datos que se necesitan para hacer los cálculos que son: calibre, material, distancia del punto de conexión, número de fases. La siguiente imagen describe las condiciones de las acometidas por normatividad.

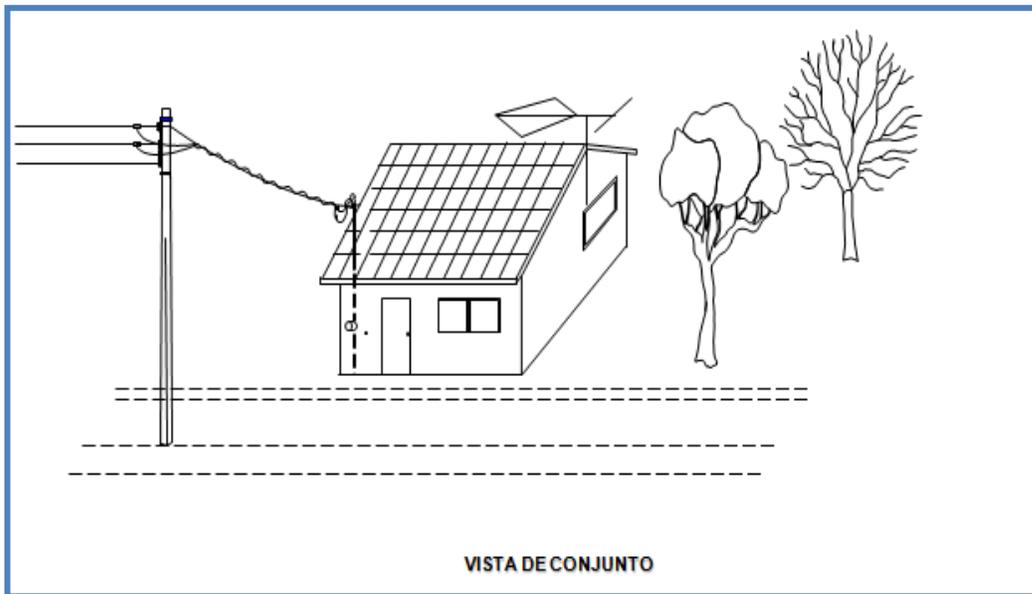


Fig. Acometida aérea. Como norma, la máxima distancia permitida es de 50 metros del poste a la base del medidor.

Las pérdidas en las acometidas obedecen a las pérdidas por efecto joule como se describe en la ecuación que a continuación se describe. La resistencia se obtuvo de las tablas de conductores que se anexan

$$P = I^2 * R * D$$

Ecuación 3.4.- Ecuación para las pérdidas de energía por efecto joule

Donde:

P = La potencia que se pierde en watts.

I = Corriente que circula por la acometida.

R = Resistencia del cable en ohm.

D = Distancia de la acometida del poste a la mufa.

2.5 Cálculo de pérdidas en medidores

El cálculo de las pérdidas en los medidores, se considera por la pérdida de potencial que sufre cada bobina, dependiendo del tipo de medidor y de las fases que tenga por el efecto joule (pérdidas por calentamiento), por lo que la CFE ha tomado como base las pérdidas de potencia por **0.0011 watts** por bobina.

Teniendo como fórmula para calcular las pérdidas:

$$PM = n. de medidores * perdidas en watts * n. de bobinas$$

Formula 3.5.- Formula para determinar las pérdidas en los medidores análogos y digitales.

Los medidores, dependiendo de su construcción es el número de bobinas que tiene, y por tanto, el medidor entre más bobinas tenga más grande será la cantidad de pérdidas que tendrá no valiendo si es análogo o digital. Todos los medidores tienen un cierto rango de trabajo.

2.6 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:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad \text{ecuación 2.1}$$

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:

$$I = \frac{E}{R} \quad \text{ecuación 2.3}$$

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

$$e = RI \quad \text{ecuación 2.4}$$

Substituyendo R en la ecuación anterior es:

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

También:

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

Y

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

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)

$$I = \frac{W}{2 E_n \cos \phi} \quad \text{ecuación 2.5}$$

-Dos fases (3 hilos)

$$I = \frac{W}{2 E_n \cos \phi} \text{ (hilo exterior)} \quad \text{ecuación 2.6}$$

-Dos fases (3 hilos)

$$I = \frac{W}{\sqrt{2} E_f \cos \phi} \text{ (hilo común)} \quad \text{ecuación 2.7}$$

-Tres fases (3 hilos)

$$I = \frac{W}{\sqrt{3} E_f \cos \phi} \quad \text{ecuación 2.8}$$

-Tres fases (4 hilos)

$$I = \frac{W}{3 E_n \cos \phi} = \frac{W}{\sqrt{3} E_f \cos \phi} \quad \text{ecuación 2.9}$$

***Para corriente directa**

Dos hilos

$$I = \frac{W}{E_f} \quad \text{ecuación 2.10}$$

Tres hilos

$$I = \frac{W}{2 E_n} \quad \text{ecuación 2.11}$$

Dónde:

I = corriente en el conductor

W = potencia en watts

cos ϕ = 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)

$$S = \frac{4 L I}{E_n e\%} \quad \text{ecuación 2.12}$$

Dos fases (tres hilos)

$$S = \frac{2 L I}{E_n e\%} \quad \text{ecuación 2.13}$$

Tres fases (cuatro hilos)

$$S = \frac{2 \sqrt{3} L I}{E_f e\%} = \frac{2 L I}{E_n e\%} \quad \text{ecuación 2.14}$$

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

2.7 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

$$KVA = ((KW)^2 + (KVAR)^2)^{\frac{1}{2}} \quad \text{ecuación 2.15}$$

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.

$$\text{factor de potencia} = \frac{KW}{KVA} \quad \text{ecuación 2.16}$$

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.

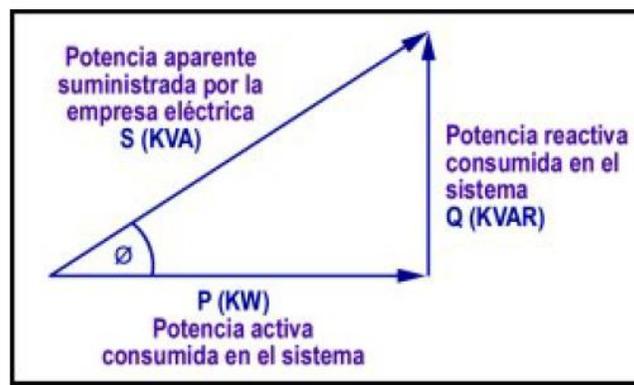


Fig. 8 Triangulo de potencia

2.7.1 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. Un alto consumo de energía reactiva puede producirse como consecuencia principalmente de:

- Un gran número de motores.
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado.
- Una sub utilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos, por una mala planificación y operación en el sistema eléctrico de la industria.
- Un mal estado físico de la red eléctrica y de los equipos de la industria.

Si se conecta una carga puramente resistiva tal como alumbrado incandescente, resistencias, etc., a una fuente de suministro eléctrico, la corriente y el voltaje cambiarán de polaridad en fase. Haciendo que el factor de potencia sea 1 y la energía eléctrica fluirá en una sola dirección a través de la red en cada ciclo.

Las cargas inductivas, tales como transformadores, motores de inducción y, en general, cualquier tipo de inductancia (tal como las que acompañan a las lámparas fluorescentes) generan potencia reactiva con la corriente retrasada respecto a la tensión. Las cargas capacitivas, tales como bancos de condensadores o cables enterrados, generan potencia reactiva con la corriente adelantada respecto a la tensión.

Ambos tipos de cargas absorberán energía durante parte del ciclo de corriente alterna y solamente devolverán energía a la fuente durante el resto del ciclo.

2.7.2 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.

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 8. 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 un equipo eléctrico adicional en el mismo circuito y reduce los costos por consumo de energía como consecuencia de mantener un bajo factor de potencia.

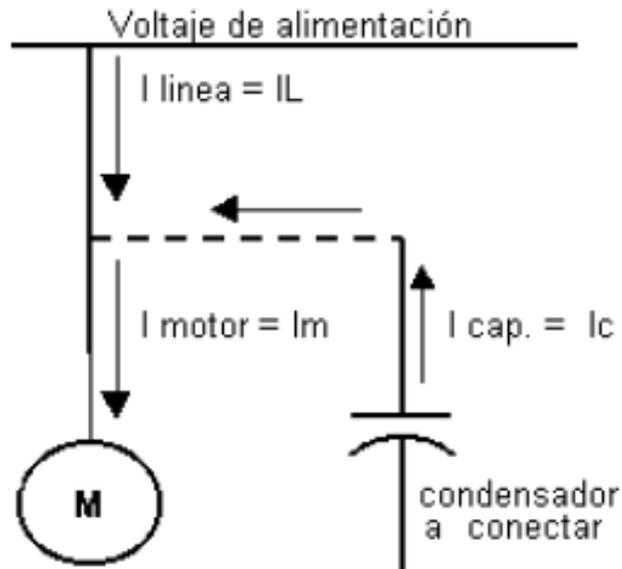


Fig. 9 Instalación de bancos de capacitores cerca de la carga

2.7.3 Consecuencias del factor de potencia

Las instalaciones eléctricas que operan con un factor de potencia menor a 1.0 tienen las siguientes consecuencias en la medida que este disminuye. Además afecta a la red eléctrica tanto en alta tensión como en baja tensión:

* Al usuario:

-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 manifestarán en: calentamiento de cables, calentamiento de bobinados 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

Es un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.). Estas cargas sufren una reducción en su potencia a la 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. Cobrándole por capacidad suministrada en KVA, factor donde se incluye el consumo de los KVAR que se entregan a la industria.

2.7.4 Ventajas de la compensación del factor de potencia

La compensación del factor de potencia trae como consecuencia un incremento de la vida útil de las instalaciones, beneficios económicos como reducción de los costos por facturación eléctrica y eliminación del cargo por factor de potencia. Cabe recordar que la suministradora de energía penaliza a aquellos usuarios que tengan un factor de potencia menor a 0.9. Se recibe una bonificación de hasta un 2.5% de la facturación cuando se tenga factor de potencia mayor a 0.9.

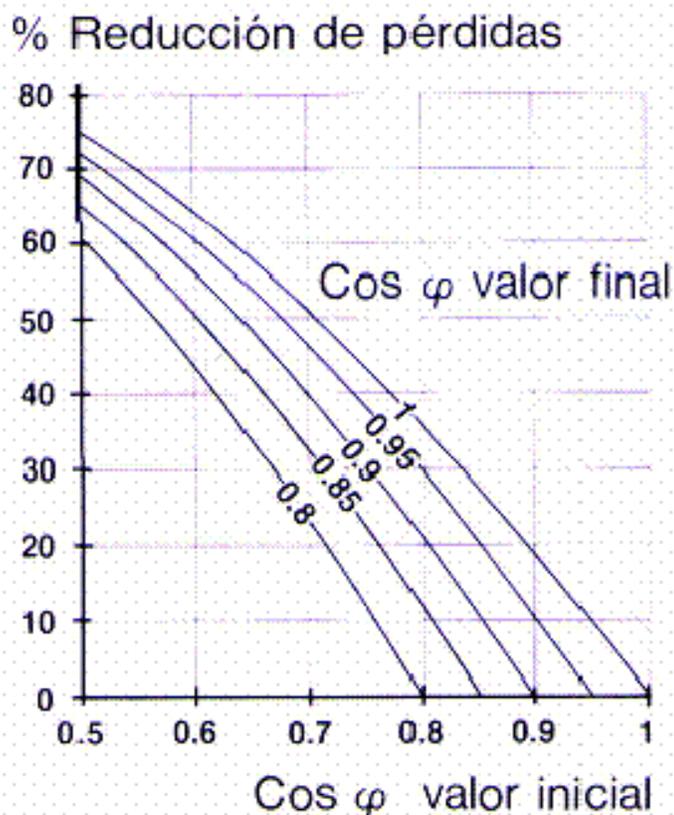


Fig. 10 Porcentaje de pérdidas proporcional al factor de potencia

2.8 Medidor de Calidad ION 8600C

El Medidor ION 8600C en el contrato número 9100004116 de la división Sureste contiene 4 grabadoras de perfil (Data Recorders) de 16 parámetros cada una (64 parámetros en total). A continuación se describe cuáles parámetros están configurados en estas grabadoras:

2.8.1 Grabadora No. 1, “REVENUE LOG”

Esta grabadora almacena de forma periódica las siguientes seis mediciones de energía activa y reactiva.

- kWh E (kWh Totales Entregados)
- kWh R (kWh Totales Recibidos)
- kVARh Q1 (kVARh Totales del Cuadrante 1)
- kVARh Q2 (kVARh Totales del Cuadrante 2)
- kVARh Q3 (kVARh Totales del Cuadrante 3)
- kVARh Q4 (kVARh Totales del Cuadrante 4)

Cada parámetro se graba en el “**Revenue Log**” cada 15 minutos y el medidor mantiene en su memoria los últimos 135 días de información o cada 5 minutos el medidor mantiene en su memoria los últimos 45 días. . Según se programe el parámetro Interval length (tiempo) en la opción de revenue log del ion set up .Cada una de estas mediciones es el CONSUMO en el periodo establecido.

2.8.2 Grabadora No. 2, “**HISTORICOS**”

Esta grabadora almacena de forma periódica los siguientes parámetros:

- Vlnaprom (Voltaje línea – neutro de la fase A, promedio)
- Vlnbprom (Voltaje línea – neutro de la fase B, promedio)
- Vlncprom (Voltaje línea – neutro de la fase C, promedio)
- Vllprom (Promedio de las 3 Voltajes línea – línea, promedio)
- Iaprom (Corriente de la fase A, promedio)
- Ibprom (Corriente de la fase B, promedio)
- Icprom (Corriente de la fase C, promedio)
- Iprom (Promedio de las 3 Corrientes, promedio)
- Kw tot (kW Totales, promedio)
- Kvar tot (kVAR Totales, promedio)
- Kw (a) (kW de la fase A, promedio)
- Kw (b) (kW de la fase B, promedio)
- Kw (c) (kW de la fase C, promedio)
- Kvar (a) (kVAR de la fase A, promedio)
- Kvar (b) (kVAR de la fase B, promedio)
- Kvar (c) (kVAR de la fase C, promedio)

Cada parámetro se graba en “**Históricos**” cada 15 minutos y el medidor mantiene en su memoria los últimos 90 días de información o cada 5 minutos y el medidor mantiene en su memoria los últimos 31 días de información. Según se programe el parámetro Interval length (tiempo) en la opción de revenue log del ion set up.

Cada parámetro es el valor promedio en el periodo establecido de 15 minutos. Esto es, el medidor hace una medición cada un segundo, en un periodo de 15 minutos (900 segundos) suma las 900 mediciones y las divide entre 900. Al final del intervalo de 15 minutos tenemos el valor promedio que será el que se almacene en memoria.

2.8.3 Grabadora No. 3, “**Armónicos**”

Esta grabadora almacena de forma periódica los siguientes parámetros:

- **Frec** (Frecuencia, promedio)
- **FP Total** (Factor de potencia trifásico, promedio)
- **THD V(a)** (Distorsión Armónica Total de Voltaje en la fase A, promedio)

- **THD V(b)** (Distorsión Armónica Total de Voltaje en la fase B, promedio)
- **THD V(c)** (Distorsión Armónica Total de Voltaje en la fase C, promedio)
- **THD I(a)** (Distorsión Armónica Total de Corriente en la fase A, promedio)
- **THD I(b)** (Distorsión Armónica Total de Corriente en la fase B, promedio)
- **THD I(c)** (Distorsión Armónica Total de Corriente en la fase C, promedio)
- **Desb V** (Desbalance de Voltaje, promedio)
- **Desb I** (Desbalance de Corriente, promedio)

Cada parámetro se graba en “**Armónicos**” cada 15 minutos y el medidor mantiene en su memoria los últimos 90 días de información o cada 5 minutos y el medidor mantiene en su memoria los últimos 31 días de información. Según se programe el parámetro Interval length (tiempo) en la opción de revenue log del ion set up.

Cada parámetro es el valor promedio en el periodo establecido de 15 minutos. Esto es, el medidor hace una medición cada un segundo, en un periodo de 15 minutos (900 segundos) suma las 900 mediciones y las divide entre 900. Al final del intervalo de 15 minutos tenemos el valor promedio que será el que se almacene en memoria.

Cabe señalar que las tres grabadoras, Revenue log, Armónicos, e Históricos, no deberán ser modificadas, pues la disposición en el arreglo de las señales están hechas para que sea 100% compatible con el sistema de análisis y adquisición de datos **SIMOCE** propietario de CFE.

2.8.4 Calidad de la energía (aplica a todas las versiones de plantillas)

Los equipos de la serie ION 8600C almacenan Eventos de Calidad del Voltaje los cuales se capturan en el momento que cualesquiera de sus entradas de potencial sobrepasa los umbrales máximos (swells) o mínimos (sags o interrupciones) permitidos, desde medio ciclo. Cuando se detecta el evento, los equipos graban la información relacionada al mismo proveyendo de un análisis más detallado.

2.8.4.1 Grabadora No. 2, “Sag/Swell”

En esta grabadora se almacena todos los eventos de calidad del voltaje registrados por el medidor, la información almacenada es la siguiente:

- **SS1 DistDur** (es la duración en segundos del evento)
- **SS1 DistV1 Min** (es el valor *mínimo porcentual* al que llegó el voltaje 1 Vlna)

- **SS1 DistV1 Max** (es el valor *máximo porcentual* al que llego el voltaje 1 Vlna)
- **SS1 DistV2 Min** (es el valor *mínimo porcentual* al que llego el voltaje 2 Vlnb)
- **SS1 DistV2 Max** (es el valor *máximo porcentual* al que llego el voltaje 2 Vlna)
- **SS1 DistV3 Min** (es el valor *mínimo porcentual* al que llego el voltaje 3 Vlnb)
- **SS1 DistV3 Max** (es el valor *máximo porcentual* al que llego el voltaje 3 Vlna)
- **SS1 NomVolts** (es el valor del voltaje nominal promedio 1 minuto antes del evento)

(Este valor es la referencia para calcular los valores mínimos o máximos en porcentaje)

- **DesvV** (contador de eventos de desbalance de Voltaje)
- **FrecMax** (contador de eventos de Frecuencia máxima)
- **FrecMin** (contador de eventos de Frecuencia mínima)
- **DATVprom** (contador de veces que rebasa el umbral la distorsión armónica)
- **IntrProlon** (contador de interrupciones del suministro prolongadas)
- **Intr Breve** (contador de interrupciones del suministro breves)
- **MCDL** (contador de veces que ocurre un evento de corta duración en el Voltaje de suministro)
- **MLDH** (contador de veces que ocurre un evento de larga duración en el Voltaje de suministro)

Los contadores indicados en la lista anterior cuentan las veces que se rebasan los umbrales definidos en las TABLAS 1 y 2 (Anexas).

2.8.5 Requisitos de Calidad de la Energía de CFE

Existen tres diferentes programaciones (Templetes) para tres tipos de usuarios: “Alta Tensión”, “Media Tensión Urbana” y “Media Tensión Rural”. Estos templetes permiten que el usuario modifique los umbrales en tiempo y porcentaje como lo requieren sus necesidades específicas. Estos templetes permiten al medidor ION 8600C detectar los siguientes eventos de Calidad de la Energía:

Interrupciones del suministro	Valor Anual Garantizado		
	Numero de	Duración segundos	% del valor
Programadas	1	60< Tensión <= 28800	100
Prolongadas	1	60< Tensión <= 3600	100
Momentanea	10	0.016< Tensión <= 3	-10
Breves	3	3< Tensión <= 60	-10
Magnitud del suministro	Valor Anual Garantizado		
	Numero de	Duración segundos	% del valor
Corta duración	10	3< Tensión contratada <= 300	+3
Larga duración	10	Tensión contratada>3600	+3
Desbalance entre fases	10	desbalance>60	1
Abatimiento (sags)	10	0.0166< Tensión <= 3	-10 hasta
Incrementos (swells)	10	0.0166< Tensión <= 3	+10 hasta
Frecuencia del sistema	20	Frec>=1	+0.8
Distorcion Armónica	10	DAT>1	2.5

Tabla 2.1 Alta Tensión.

Interrupciones del suministro	Valor Anual Garantizado Urbano			Valor Anual Garantizado Rural		
	Numero de	Duración segundos	% del valor	Numero de	Duración segundos	% del valor
Programadas	1	60< Tensión <= 14400	100	1	60< Tensión <= 21600	100
Prolongadas	4	60< Tensión <= 1800	100	5	60< Tensión <= 3600	100
Breves	25	Tensión <= 60	100	70	Tensión <= 60	100
Magnitud del suministro	Valor Anual Garantizado Urbano			Valor Anual Garantizado Rural		
	Numero de	Duración segundos	% del valor	Numero de	Duración segundos	% del valor
Corta duración	20	3< Tensión contratada <= 300	+3	20	3< Tensión contratada <= 300	+5
Larga duración	20	Tensión contratada>300	+3	20	Tensión contratada>300	+5
Desbalance entre fases	20	desbalance>60	2	20	desbalance>60	2
Abatimiento (sags)	150	0.0166< Tensión <= 3	-10	300	0.0166< Tensión <= 3	-10 hasta
Incrementos (swells)	10	0.0166< Tensión <= 3	+10	10	0.0166< Tensión <= 3	+10 hasta
Frecuencia del sistema	20	Frec>=1	+0.8	20	Frec>=1	+0.8
Distorcion Armónica	20	DAT>1	5	20	DAT>1	5

Tabla 2.2 Media Tensión Urbana y Media Tensión Rural.

2.8.6 Bitácora de Eventos (Event Log)

Adicionalmente a las grabadoras de perfil, existe en el medidor ION 8600C la grabadora de eventos. Ésta almacena todos y cada uno de los eventos ocurridos en el medidor, con una resolución de estampado de tiempo en milisegundos.

Esta grabadora despliega una tabla indicando la fecha/hora, la causa, el efecto y la prioridad de cada evento. Usando esta información podremos identificar cada evento y/o alarma del medidor, ya que de una forma resumida y clara nos indica lo ocurrido. Ésta grabadora almacena los últimos 500 eventos antes de comenzar el proceso circular de grabación.

2.8.7 Módulo de Sag & Swell

Este módulo que es parte integral del medidor ION 8600C se ocupa para detectar disturbios tipo 2 y tipo 3 de CBMA (Computer and Business Manufacturer Association). Al exceder el umbral inferior o superior, este módulo determina la duración de cada disturbio para que pueda ser comparado en la curva CBMA utilizando el software ION Enterprise.

2.8.8 Contadores de eventos (de acuerdo a las tablas 1 y 2)

Las interrupciones, desbalances, THD y las frecuencias, son monitoreadas por módulos de **Setpoint**. Estos módulos son completamente configurables, lo cual nos proporciona la flexibilidad de cambiar los ajustes. Esto con la finalidad de poder realizar otro tipo de estudio o ajustar a las condiciones en el punto específico donde se va a instalar el medidor.

3.- Desarrollo

3.1 Selección del área de estudio

En la república Mexicana, la empresa encargada de la generación y suministro de la energía eléctrica es la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que reparte en 7 sectores. La zona a la que pertenecemos es la Sureste, la cual comprende 3 estados como son Oaxaca, Tabasco y Chiapas.

16 Divisiones de Distribución en todo el país



Fig. 11 Divisiones de distribución existentes en el País.

Dentro del estado de Chiapas, se ubican distintas áreas de distribución como son la zona Tuxtla, Tapachula, San Cristóbal y Los Ríos, como se ven en la siguiente figura 11.

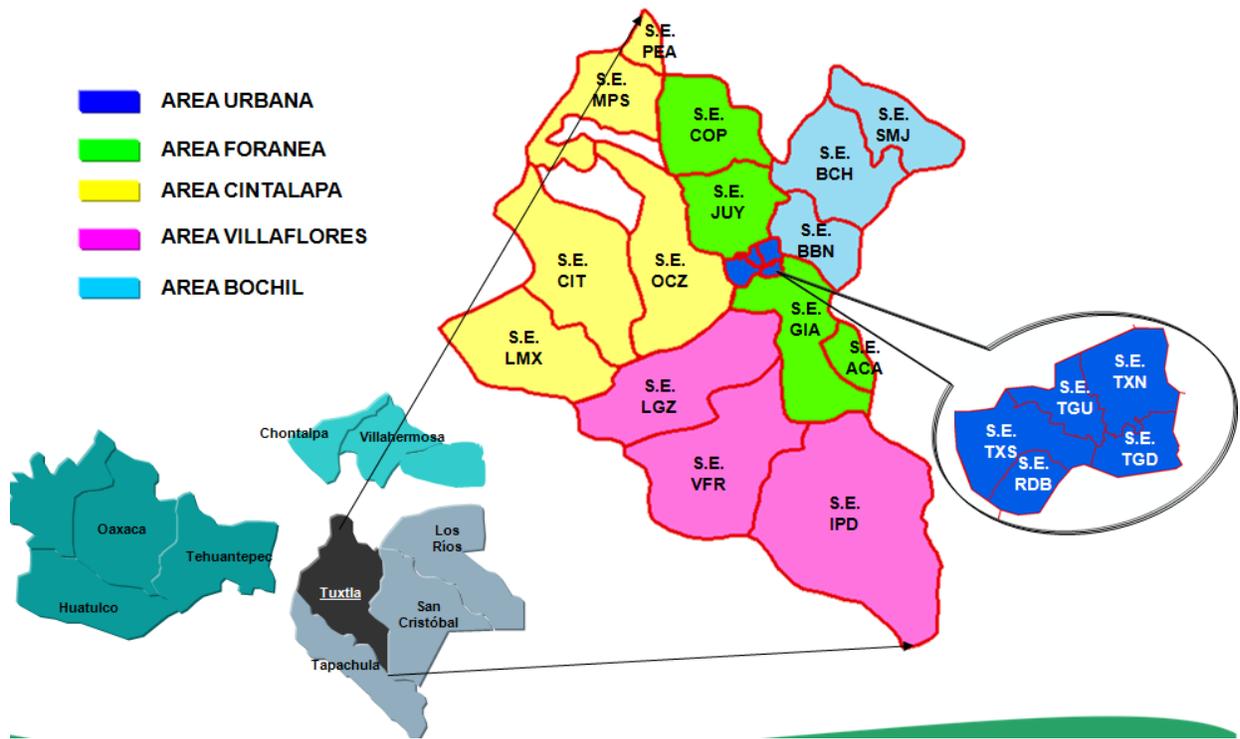


Fig. 12 Zonas de distribución dentro de Chiapas.

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, Tuxtla 2, Tuxtla Norte, Tuxtla Sur y Real del Bosque. Para los fines de estudio de este trabajo se hará un muestreo donde se tomarán en cuenta tres áreas con diferente tipo de consumo eléctrico.



Fig. 13 Mapa geográfico de Tuxtla Gutiérrez, localización de las tres áreas de estudio (Google Maps).



Fig. 14 Vista satelital de La Herradura (Google Maps).



Fig. 15 Vista satelital de Berriozabal (Google Maps).



Fig. 16 Vista satelital de El Retiro (Google Maps).

El estudio se llevó a cabo en estas áreas de estudio, debido a que ya estaban instalados los equipos de medición, por lo tanto fue más accesible la medición de éstos.

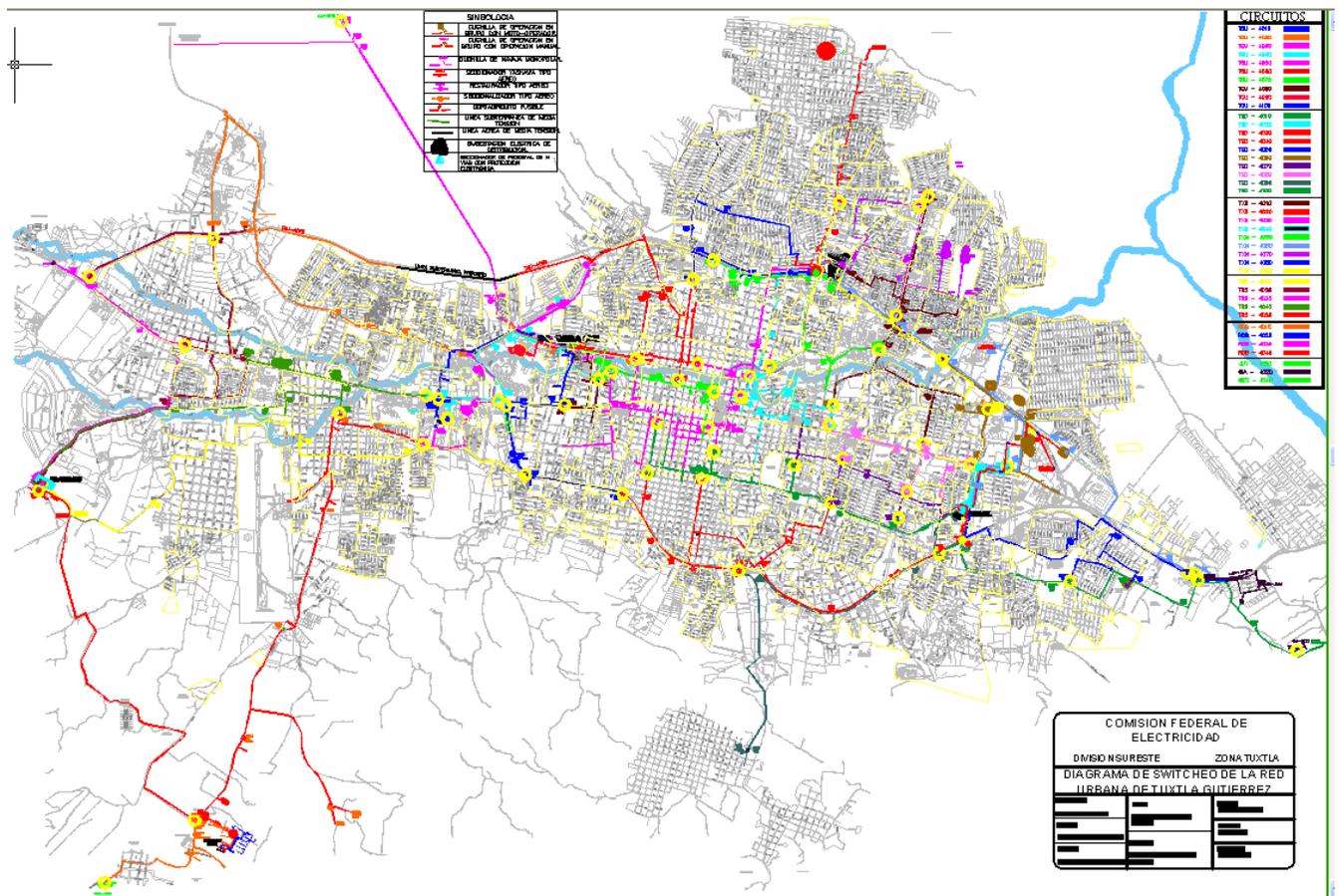


Fig. 17 Diagrama de Switcheo Tuxtla Gutierrez; fuente: sistema DeproRED CFE.



Fig. 18 Áreas habitacionales en el municipio de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.

HABITACIONAL				PRESERVACION ECOLOGICA			
	TIPO	DESCRIPCIÓN	HAB / HA MAXIMO		TIPO	DESCRIPCIÓN	LOTIFICACIÓN MÍNIMA
	CA	Campestre	20		ANP	AREAS NATURALES PROTEGIDAS	10 HA
	H1	Habitacional	50		REM	RESERVAS ECOLOGICAS MUNICIPALES	10 HA
	H2	Habitacional	100		CE1	CONSERVACION ECOLOGICA 1	10 HA
	H3	Habitacional	150		CE2	CONSERVACION ECOLOGICA 2	3 HA
	H4	Habitacional	200		CE3	CONSERVACION ECOLOGICA 3	0.50 HA
	H5	Habitacional	250		CE4	CONSERVACION ECOLOGICA 4	0.25 HA
	H6	Habitacional	300		AGP	AGROPECUARIAS	1 HA
	H7	Habitacional	500		PN	PRESERVACION DEL PATRIMONIO NATURAL	
	HV	Habitacional vertical	500		PH	PRESERVACION DEL PATRIMONIO HISTORICO	
CORREDORES URBANOS				ESTRUCTURA URBANA			
		COMERCIO Y SERVICIOS		CU		CENTRO URBANO	
		SERVICIOS E INDUSTRIA		SU		SUBCENTRO URBANO	
		TURISMO Y COMERCIO		CD		CENTRO DE DISTRITO	
CENTRO HISTORICO				RESERVAS DE CRECIMIENTO URBANO			
		COMERCIAL MIXTO				CRECIMIENTO URBANO	
		HABITACIONAL MIXTO		<small>LA AUTO REACCION DE LA FACTIBILIDAD DEL USO DEL SUELO PARA LAS AREAS DE CRECIMIENTO URBANO. ESTAS SUJETA A SOLUCIONAR LA DOTACION DE SERVICIOS PUBLICOS (AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO SANITARIO)</small>			

Fig. 19 Características de las áreas habitacionales en el municipio de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.

3.2 Desarrollo del proyecto en baja tensión

Para el estudio y de manera aleatoria se selecciona un área homogénea en cuanto a tipo de carga y saturadas en área geográfica, con características predominantes de uso para áreas rurales (carga residencial popular) y urbanas (cargas residencial y comercial), con dos diferentes condiciones de clima cálido y templado, red de baja tensión con más de 5 años de uso.

Una vez seleccionada aleatoriamente la muestra, se instalaron equipos de medición ION 8600 en la salida de los bancos correspondientes, obteniéndose de manera paralela el número y lectura de los medidores de cada uno de los clientes conectados a la red del banco, teniendo en consideración y especial cuidado sobre los nuevos clientes o los que se pudieran dar de baja durante el estudio. También se realiza el levantamiento físico de la red y su digitalización considerando las características de todos los componentes de la misma, longitudes del secundario, acometidas de los usuarios y tipos de medidores.

La primera lectura del equipo de medición de calidad se realizó una semana después de su instalación y nuevamente en forma paralela se toman lecturas de los medidores de los servicios previamente considerados para obtener el consumo durante esos días y obtener las pérdidas totales de la red. Una vez tomadas las lecturas se procede a efectuar una revisión minuciosa de toda la red secundaria con personal del programa “**CICLO LIMPIO**” el cual se tiene implementado en la **Zona Tuxtla** para el abatimiento pérdidas no técnicas, corrigiéndose aspectos tales como usos ilícitos, medidores dañados, servicios directos, falsos contactos, entre otros, de tal forma que las mediciones subsecuentes midan realmente las pérdidas técnicas.

También para tener resultados más exactos se instalaron medidores individuales a cada una de las lámparas de alumbrado público conectadas a la red del banco los cuales se consideraron como usuarios adicionales durante la semana de estudio.

La segunda lectura se realiza a la segunda semana después de haber instalado el medidor ION siguiendo la misma metodología para la obtención de las pérdidas del banco.

3.3 Análisis del fraccionamiento La Herradura

3.3.1 Características del área secundaria

La Herradura con carga residencial tipo popular, con transformador de 30KVA, red trifásica construida con cable de CU 2 en 3F-4H, postes de madera y en el tramo más largo del secundario con una longitud de 149 metros.



Fig. 20 Panorámica del fraccionamiento La Herradura.

3.3.2 Medición e instalación del equipo



Fig. 21 Instalación del equipo de medición

PERIODO DE MEDICIÓN LA HERRADURA					
SEMANA	FECHA DE INICIO		FECHA DE TERMINO		HORAS
1	2014.09.05	12:00pm	2014.09.14	01:45pm	218
2	2014.09.14	01:45pm	2014.09.21	05:00pm	171.25

Tabla 3.1 Período de medición en campo

3.3.3 Datos de campo

TOTAL SERVICIOS "TIPO"			
1F	2F	3F	TOTAL
50	1	1	52

USUARIOS TOTALES 52
 KVA TOTALES 20,67
 CAP. TRANSF. 30
 TOTAL POSTES 7
 LONG CABLE B.T. 224 Mts.

F. U. 69%

POSTE		ACOMETIDAS		LAMP. DE V.	SECUNDARIO	
No.	ALTURA	No.	CALIBRE	DE SODIO	CALIBRE	LONG. (M)
P1	11-700	1	AL6	1	CU 2	P1-P2 27
P2	11-500	4	AL6		CU 2	P2-P3 16
P3	11-500	4	AL6		CU 2	P3-P4 51
P4	11-500	8	AL6	1	CU 2	P4-P5 55
P5	11-500	19	AL6		CU 2	P1-P6 30
P6	11-500	12	AL6	1	CU 2	P6-P7 45
P7	11-500	2	AL6	1	CU 2	

Tabla 3.2 Datos de Acometidas

3.3.4 Determinación del área eléctrica



Fig. 22 Croquis de la red de baja tensión.

3.3.5 Cálculos para determinar las pérdidas de potencia.

3.3.5.1 Desarrollo del cálculo de pérdidas en secundario.

	POSTE	A	POSTE	LONGITUD m	USUARIOS				CALIBRE AWG	R (ohms/Km)	Z	V inicial (V)	AMP. POSTE	CAIDA DE TENSION	V final (V)	REGUL. %	PERDIDAS (W)						
					1F	2F	3F	TOTAL									ACUM	KVA	KVA	RED B.T.	TOTALES		
CIRCUITO 1	1		1	0	1	0		1	38	0,56	13,77	CU 2	0,587	0,587	110	72,37	0,00	110	0,00	0,00	0,00		
	1		2	27	4			4	37	1,25	13,21	CU 2	0,587	0,587	110	69,44	1,90	108	1,73	229,37	229,37		
	2		3	16	4			4	33	0,71	11,96	CU 2	0,587	0,587	108	63,96	1,04	107	2,68	115,33	115,33		
	3		4	51	10			10	29	3,11	11,25	CU 2	0,587	0,587	107	60,76	3,15	104	5,54	331,76	331,76		
	4		5	55	19			19	19	8,14	8,14	CU 2	0,587	0,587	104	45,30	2,53	101	7,84	198,87	198,87		
																% REGULACION	7,84	% PERDIDAS	6,91				
CIRCUITO 2	1		6	30	10	1	1	12	14	5,05	5,92	CU 2	0,587	0,587	110	31,10	0,95	110	0,00	51,13	51,13		
	6		7	45	2			2	2	0,87	0,87	CU 2	0,587	0,587	110	4,58	0,21	110	0,19	1,66	1,66		
								0	0	0,00	0,00	CU 2	0,587	0,587	110	0,00	0,00	110	0,19	0,00	0,00		
								0	0	0,00	0,00	CU 2	0,587	0,587	110	0,00	0,00	110	0,19	0,00	0,00		
								0	0	0,00	0,00	CU 2	0,587	0,587	110	0,00	0,00	110	0,19	0,00	0,00		
																% REGULACION	0,19	% PERDIDAS	0,97				
TOTAL		7	224	50	1	1					P5												
TOTAL SERVICIOS *TIPO*				USUARIOS TOTALES		52		KVA TOTALES		19,69		CAP. TRANSF.		30		F. U.		66%		% REGULACION		7,84	
1F				2F		3F		TOTAL		7		LONG CABLE B.T.		224 Mts.		% PERD. MAX. CTO		6,91		% PERD. MIN. CTO		0,97	
50				1		1		52		224 Mts.				% PERDIDAS TOTALES		5,12				PERDIDAS EN WATTS		928,12	

Tabla 3.3 Cálculo de pérdidas en el secundario, semana del 5 al 14 de Septiembre del 2014.

	POSTE	A	POSTE	LONGITUD			USUARIOS				CALIBRE	R	Z	Viniicial	CORRIENTE	CAIDA DE TENSION	Vfinal	REGUL.	PERDIDAS (W)		
				m	1F	2F	3F	TOTAL	ACUM	KVA									KVA	AWG	(ohms/Km)
CIRCUITO 1	1		1	0	1	0		1	38	0,53	16,62	CU 2	0,587	0,587	110	87,73	0,00	110	0,00	0,00	0,00
	1		2	27	4		4	37	1,16	16,09	CU 2	0,587	0,587	110	84,93	2,33	107	2,13	343,15	343,15	
	2		3	16	4		4	33	1,19	14,93	CU 2	0,587	0,587	107	80,52	1,31	106	3,32	182,77	182,77	
	3		4	51	10		10	29	3,13	13,74	CU 2	0,587	0,587	106	75,04	3,89	102	6,87	505,99	505,99	
	4		5	55	19		19	19	10,61	10,61	CU 2	0,587	0,587	102	60,14	3,36	99	9,94	350,45	350,45	
																	% REGULACION	9,94	% PERDIDAS	9,04	
CIRCUITO 2	1		6	30	10	1	1	12	14	3,52	4,59	CU 2	0,587	0,587	110	24,24	0,74	110	0,00	31,06	31,06
	6		7	45	2			2	2	1,07	1,07	CU 2	0,587	0,587	110	5,66	0,26	109	0,24	2,54	2,54
								0	0	0,00	0,00	CU 2	0,587	0,587	109	0,00	0,00	109	0,24	0,00	0,00
								0	0	0,00	0,00	CU 2	0,587	0,587	109	0,00	0,00	109	0,24	0,00	0,00
								0	0	0,00	0,00	CU 2	0,587	0,587	109	0,00	0,00	109	0,24	0,00	0,00
								0	0	0,00	0,00	CU 2	0,587	0,587	109	0,00	0,00	109	0,24	0,00	0,00
																	% REGULACION	0,24	% PERDIDAS	0,80	
TOTAL		7	224	50	1	1															

TOTAL SERVICIOS "TIPO"				USUARIOS TOTALES	52	% REGULACION	9,94	
1F	2F	3F	TOTAL	KVA TOTALES	21,21	% PERD. MAX. CTO	9,04	
50	1	1	52	CAP. TRANSF.	30	% PERD. MIN. CTO	0,80	
				TOTAL POSTES	7	% PERDIDAS TOTALES	7,26	
				LONG CABLE B.T.	224 Mts.	F. U.	71%	
							PERDIDAS EN WATTS	1415,96

Tabla 3.4 Calculo de pérdidas en el secundario, semana del 14 al 21 de Septiembre del 2014.

3.3.6 Desarrollo del cálculo de pérdidas en acometidas

Tomando como base el Procedimiento para la Determinación de Pérdidas de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico de Distribución (PESED). Se procede a calcular las pérdidas en acometidas en baja tensión en servicios de 1 a 3 hilos, en tarifas residenciales y comerciales separados para cada tarifa.

Los datos necesarios para este cálculo son:

- Usuarios
- Ventas en kWh
- Voltaje Promedio
- Factor de Carga
- Fases Promedio Por Usuario
- Hilos Promedio por Usuario
- Calibre Promedio
- Longitud Promedio
- Ohms/km
- Factor de Potencia Promedio

Demanda Promedio Mensual

$$D = \frac{kWh \text{ Totales Mensuales}}{FC * (\text{Dias} / \text{mes}) * 24 \text{ Horas}}$$

Corriente Promedio Mensual

$$I = \frac{D}{[Us * \text{Fases Pr om. por} Us * \text{Volt Pr om} * f.p.]}$$

Pérdidas de Potencia

$$I^2R = \frac{I * (Ohms/km) * (Long.Pr om. Acom.) * Hilos / usuario}{1000}$$

$$I^2R = Watts / Acometida$$

En Hilos / usuario se debe considerar los hilos de corriente más el neutro en tarifas 1 y 2 y en tarifa 3 se considerará 3 hilos.

Con la potencia perdida por acometida multiplicada por el total de acometidas tenemos el total de pérdidas de potencia.

P= (Watts / acometida) (No. de acometidas)

Pérdidas de Energía

$$Energía = P * [0.85 FC^2 + 0.15 FC] * 8760$$

3.3.7 Desarrollo del cálculo de pérdidas en acometidas.

Poste	Metros poste-acom	Calibre de acometida	No. Medidor	Lectura del 5/sept/14	Tipo de Medidor	Lectura del 14/Sept/14	Consumo del 5-14 Sept/14	KW	Voltaje	Corriente	ResΩ /Km	Ω	Pérdida W
P1	3	AL6	5JP879	563	F121	590	27	0,4008	110	3,35	2,13	0,0064	0,14
P2	13,5	AL6	1F705C	1717	F121	1732	15	0,1601	110	1,46	2,13	0,0288	0,12
P2	12	AL6	1X593E	1054	F121	1072	18	0,1921	110	1,75	2,13	0,0256	0,16
P2	5	AL6	8A28L5	5274	F121	5300	26	0,2775	110	2,52	2,13	0,0107	0,14
P2	16,5	AL6	0H455K	5211	F121	5260	49	0,5229	110	4,75	2,13	0,0351	1,59
P3	2	AL6	17FK24	317	F121	325	8	0,0854	108	0,79	2,13	0,0043	0,01
P3	17	AL6	7Y8U87	5883	F121	5905	22	0,2348	108	2,17	2,13	0,0362	0,34
P3	12	AL6	3X307C	101	F121	105	4	0,0427	108	0,39	2,13	0,0256	0,01
P3	17	AL6	4V8A02	8476	F121	8503	27	0,2881	108	2,67	2,13	0,0362	0,51
P4	22	AL6	8F1J44	2998	F121	3015	17	0,1814	107	1,69	2,13	0,0469	0,27
P4	13	AL6	E867F4	12736	F121	12765	29	0,3095	107	2,89	2,13	0,0277	0,46
P4	12	AL6	6YX854	6624	F121	6652	28	0,2988	107	2,79	2,13	0,0256	0,40
P4	14	AL6	7L4R70	9852	F121	9887	35	0,3735	107	3,49	2,13	0,0298	0,73
P4	16	AL6	9P917Y	1354	F121	1396	42	0,4482	107	4,19	2,13	0,0341	1,19
P4	22	AL6	2R949A	1419	F121	1440	21	0,2241	107	2,09	2,13	0,0469	0,41
P4	5	AL6	0GF630	6262	F121	6291	29	0,4222	107	3,94	2,13	0,0107	0,33
P4	15	AL7	R13U89	3815	F121	3825	10	0,1067	107	1,00	2,13	0,0320	0,06
P4	15	AL8	6J78H4	2977	F121	2996	19	0,2028	107	1,89	2,13	0,0320	0,23
P4	7	AL6	7L4R69	18123	F121	18140	17	0,1814	107	1,69	2,13	0,0149	0,09
P5	23	AL 6	4K3A69	6448	F121	6476	28	0,2988	104	2,88	2,13	0,0490	0,81
P5	25	AL6	88GC81	1	F121	1	0	0,0000	104	0,00	2,13	0,0533	0,00
P5	31	AL6	1X473E	2105	F121	2224	119	1,2700	104	12,22	2,13	0,0660	19,73
P5	37	AL6	7E1P75	11386	F121	11436	50	0,5336	104	5,14	2,13	0,0788	4,16
P5	41	AL6	17FK26	513	F121	547	34	0,3629	104	3,49	2,13	0,0873	2,13
P5	44	AL6	G938E6	13789	F121	13820	31	0,3308	104	3,18	2,13	0,0937	1,90
P5	50	AL6	0Y89Y2	5543	F121	5576	33	0,3522	104	3,39	2,13	0,1065	2,45
P5	55	AL6	7T23K1	3744	F121	3772	28	0,2988	104	2,88	2,13	0,1172	1,94
P5	11	AL6	0Y89Y3	4652	F121	4689	37	0,3949	104	3,80	2,13	0,0234	0,68
P5	28	AL6	3H36C6	5551	F121	5576	25	0,2668	104	2,57	2,13	0,0596	0,79
P5	39	AL6	9D690V	4849	F121	4856	7	0,0747	104	0,72	2,13	0,0831	0,09
P5	39	AL6	9D688V	6201	F121	6287	86	0,9178	104	8,83	2,13	0,0831	12,96
P5	45	AL6	4E228C	4914	F121	4943	29	0,3095	104	2,98	2,13	0,0959	1,70
P5	41	AL6	7L8R30	9019	F121	9094	75	0,8004	104	7,70	2,13	0,0873	10,36
P5	27	AL6	2AW804	5605	F121	5623	18	0,1921	104	1,85	2,13	0,0575	0,39
P5	23	AL6	2C43H8	8233	F121	8272	39	0,4162	104	4,01	2,13	0,0490	1,57
P5	16,5	AL6	B6L235	5293	F121	5309	16	0,1708	104	1,64	2,13	0,0351	0,19
P5	25	AL6	6E3P60	5561	F121	5581	20	0,2134	104	2,05	2,13	0,0533	0,45
P5	6	AL6	3J7A03	7456	F121	7483	27	0,2881	104	2,77	2,13	0,0128	0,20
P6	12	AL6	5W7K88	16635	F121	16718	83	0,9985	110	9,08	2,13	0,0256	4,21
P6	16	AL6	35BM64	1524	F121	1574	50	0,5336	110	4,85	2,13	0,0341	1,60
P6	23	AL6	G632K5	9578	F121	9602	24	0,2561	110	2,33	2,13	0,0490	0,53
P6	50	AL6	8L7R05	4712	F121	4712	0	0,0000	110	0,00	2,13	0,1065	0,00
P6	50	AL6	0KM418	8248	F121	8296	48	0,5123	110	4,66	2,13	0,1065	4,62
P6	38	AL6	9Y99Y4	2052	F121	2068	16	0,1708	110	1,55	2,13	0,0809	0,39
P6	13	AL6	BR538	5866	F121	5908	42	0,4482	110	4,07	2,13	0,0277	0,92
P6	29	AL6	Y5P087	18605	F121	18728	123	1,3127	110	11,93	2,13	0,0618	17,59
P6	19	AL6	0KM754	15360	F121	15360	0	0,0000	110	0,00	2,13	0,0405	0,00
P6	286	AL6	35PW73	76	FD21	103	27	0,2881	110	2,62	2,13	0,6092	12,54
P6	26	AL6	6M8C02	1662	F121	1663	1	0,0107	110	0,10	2,13	0,0554	0,00
P7	15	AL6	7H26R6	6368	F121	6381	13	0,2514	110	2,29	2,13	0,0320	0,33
P7	30	AL6	3G2F10	8234	F121	8275	41	0,4376	110	3,98	2,13	0,0639	2,02
P6			6C778T	0	F621	0	0	0,0000					
ALUMBRADO PUBLICO				1,32		10,56	10,56	0,1127					
ALUMBRADO PUBLICO				1,32		10,56	10,56	0,1127					
ALUMBRADO PUBLICO				1,32		10,56	10,56	0,1127					
ALUMBRADO PUBLICO				1,32		10,56	10,56	0,1127					

TOTAL CONSUMO 1655,24

TOTAL DE PERDIDAS WATTS 114,44
KW 0,114

Tabla 3.5 Cálculo de pérdidas por acometida, primer semana del 5 al 14 de Septiembre del 2014.

Poste	Metros poste-acom	Calibre de acometida	No. Medidor	Lectura del 14/sept/14	Tipo de Medidor	Lectura del 20/Sept/14	Consumo del 14-20 Sept/14	KW	Voltaje	Corriente	ResΩ /Km	Ω	Pérdida W		
P1	3	AL6	5JP879	590	F121	610	20	0,3782	110	3,44	2,13	0,0064	0,15		
P2	13,5	AL6	1F705C	1732	F121	1745	13	0,1609	110	1,46	2,13	0,0288	0,12		
P2	12	AL6	1X593E	1072	F121	1087	15	0,1856	110	1,69	2,13	0,0256	0,15		
P2	5	AL6	8A28L5	5300	F121	5322	22	0,2722	110	2,47	2,13	0,0107	0,13		
P2	16,5	AL6	0H455K	5260	F121	5300	40	0,4950	110	4,50	2,13	0,0351	1,42		
P3	2	AL6	17FK24	325	F121	343	18	0,2227	108	2,06	2,13	0,0043	0,04		
P3	17	AL6	7Y8U87	5905	F121	5924	19	0,2351	108	2,18	2,13	0,0362	0,34		
P3	12	AL6	3X307C	105	F121	142	37	0,4579	108	4,24	2,13	0,0256	0,92		
P3	17	AL6	4V8A02	8503	F121	8521	18	0,2227	108	2,06	2,13	0,0362	0,31		
P4	22	AL6	8F1J44	3015	F121	3035	20	0,2475	107	2,31	2,13	0,0469	0,50		
P4	13	AL6	E867F4	12765	F121	12789	24	0,2970	107	2,77	2,13	0,0277	0,43		
P4	12	AL6	6YX854	6652	F121	6675	23	0,2846	107	2,66	2,13	0,0256	0,36		
P4	14	AL6	7L4R70	9887	F121	9915	28	0,3465	107	3,24	2,13	0,0298	0,62		
P4	16	AL6	9P917Y	1396	F121	1430	34	0,4207	107	3,93	2,13	0,0341	1,05		
P4	22	AL6	2R949A	1440	F121	1475	35	0,4331	107	4,05	2,13	0,0469	1,53		
P4	5	AL6	0GF630	6291	F121	6313	22	0,4029	107	3,76	2,13	0,0107	0,30		
P4	15	AL7	R13U89	3825	F121	3833	8	0,0990	107	0,92	2,13	0,0320	0,05		
P4	15	AL8	6J78H4	2996	F121	3011	15	0,1856	107	1,73	2,13	0,0320	0,19		
P4	7	AL6	7L4R69	18140	F121	18153	13	0,1609	107	1,50	2,13	0,0149	0,07		
P5	23	AL 6	4K3A69	6476	F121	6497	21	0,2599	104	2,50	2,13	0,0490	0,61		
P5	25	AL6	88GC81	1	F121	1	0	0,0000	104	0,00	2,13	0,0533	0,00		
P5	31	AL6	1X473E	2224	F121	2449	225	2,7844	104	26,80	2,13	0,0660	94,83		
P5	37	AL6	7E1P75	11436	F121	11474	38	0,4702	104	4,53	2,13	0,0788	3,23		
P5	41	AL6	17FK26	547	F121	579	32	0,3960	104	3,81	2,13	0,0873	2,54		
P5	44	AL6	G938E6	13820	F121	13854	34	0,4207	104	4,05	2,13	0,0937	3,07		
P5	50	AL6	0Y89Y2	5576	F121	5604	28	0,3465	104	3,33	2,13	0,1065	2,37		
P5	55	AL6	7T23K1	3772	F121	3794	22	0,2722	104	2,62	2,13	0,1172	1,61		
P5	11	AL6	0Y89Y3	4689	F121	4715	26	0,3217	104	3,10	2,13	0,0234	0,45		
P5	28	AL6	3H36C6	5576	F121	5600	24	0,2970	104	2,86	2,13	0,0596	0,97		
P5	39	AL6	9D690V	4856	F121	4870	14	0,1732	104	1,67	2,13	0,0831	0,46		
P5	39	AL6	9D688V	6287	F121	6456	169	2,0914	104	20,13	2,13	0,0831	67,30		
P5	45	AL6	4E228C	4943	F121	4969	26	0,3217	104	3,10	2,13	0,0959	1,84		
P5	41	AL6	7L8R30	9094	F121	9154	60	0,7425	104	7,15	2,13	0,0873	8,92		
P5	27	AL6	2AW804	5623	F121	5632	9	0,1114	104	1,07	2,13	0,0575	0,13		
P5	23	AL6	2C43H8	8272	F121	8316	44	0,5445	104	5,24	2,13	0,0490	2,69		
P5	16,5	AL6	B6L235	5309	F121	5323	14	0,1732	104	1,67	2,13	0,0351	0,20		
P5	25	AL6	6E3P60	5581	F121	5595	14	0,1732	104	1,67	2,13	0,0533	0,30		
P5	6	AL6	3J7A03	7483	F121	7506	23	0,2846	104	2,74	2,13	0,0128	0,19		
P6	12	AL6	5W7K88	16718	F121	16785	67	0,9598	110	8,73	2,13	0,0256	3,89		
P6	16	AL6	35BM64	1574	F121	1609	35	0,4331	110	3,94	2,13	0,0341	1,06		
P6	23	AL6	G632K5	9602	F121	9617	15	0,1856	110	1,69	2,13	0,0490	0,28		
P6	50	AL6	8L7R05	4712	F121	4712	0	0,0000	110	0,00	2,13	0,1065	0,00		
P6	50	AL6	0KM418	8296	F121	8330	34	0,4207	110	3,82	2,13	0,1065	3,12		
P6	38	AL6	9Y99Y4	2068	F121	2083	15	0,1856	110	1,69	2,13	0,0809	0,46		
P6	13	AL6	BR538	5908	F121	5942	34	0,4207	110	3,82	2,13	0,0277	0,81		
P6	29	AL6	Y5P087	18728	F121	18757	29	0,3589	110	3,26	2,13	0,0618	1,31		
P6	19	AL6	0KM754	15360	F121	15360	0	0,0000	110	0,00	2,13	0,0405	0,00		
P6	286	AL6	35PW73	103	FD21	125	22	0,2722	110	2,47	2,13	0,6092	11,19		
P6	26	AL6	6M8C02	1663	F121	1664	1	0,0124	110	0,11	2,13	0,0554	0,00		
P7	15	AL6	7H26R6	6381	F121	6403	22	0,4029	110	3,66	2,13	0,0320	0,86		
P7	30	AL6	3G2F10	8275	F121	8315	40	0,4950	110	4,50	2,13	0,0639	2,59		
P6			6C778T	0	F621	0	0	0,0000							
			ALUMBRADO PUBLICO	1,32		10,56	10,56	0,1307							
			ALUMBRADO PUBLICO	1,32		10,56	10,56	0,1307							
			ALUMBRADO PUBLICO	1,32		10,56	10,56	0,1307							
			ALUMBRADO PUBLICO	1,32		10,56	10,56	0,1307							
							TOTAL CONSUMO	1603,24						TOTAL DE PERDIDAS WATTS	225,97
														KW	0,226

Tabla 3.6 Cálculo de pérdidas por acometida, semana del 14 al 20 de Septiembre del 2014.

3.3.8 Desarrollo del cálculo de pérdidas en medidores.

Las pérdidas en los equipos de medición para nuestro estudio únicamente se presentan en las bobinas de potencial de los medidores de los clientes y se parte del número total obtenido del levantamiento físico realizado.

Para el cálculo de pérdidas se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se clasificaron los medidores de 1F, 2F y 3F como medidores 1,2 y 3 bobinas respectivamente.
- Únicamente se consideró como medidor electrónico el equipo ION8600 instalado en el transformador que se utilizó para el estudio con una carga de 10W.
- Se consideraron pérdidas por bobina de medidor de 1.1 watt

$$P\acute{e}rdidas\ en\ medidores\ electromec\acute{a}ni\ cos = \frac{(Cantidad\ de\ Bobinas) * (1.1) * (8760)}{1000}$$

$$P\acute{e}rdidas\ Medidores\ Electr\acute{o}ni\ cos = \frac{(No.medidores) * (P\acute{e}rdidas\ Tabla\ 1) * (8760)}{1000}$$

3.3.8.1 Desarrollo del cálculo de pérdidas en medidores.

MEDIDORES		BOBINAS	PERDIDAS P/B	PERD TOT KW
F121	50	50	0,0011	0,055
F621	1	2	0,0011	0,0022
FD21	1	3	0,0011	0,0033
MEDIDOR DE CALIDAD			0,01	0,01
TOTAL				0,0705

Tabla 3.7 Tipos y pérdidas en medidores.

3.4 Análisis de la colonia El Retiro

El área típica en estudio es una red mixta en cuanto a carga residencial media alta, con una influencia considerable de una de las colonias más importantes de Tuxtla Gutiérrez denominada **El Retiro** característica por tener a sus calles aledañas comercio sobre la avenida y saturada en área geográfica, con una longitud de 147 metros en el tramo más largo de la red secundaria.



Fig. 23 Determinación de la red de baja tensión en estudio .

3.4.1 Características del área secundaria

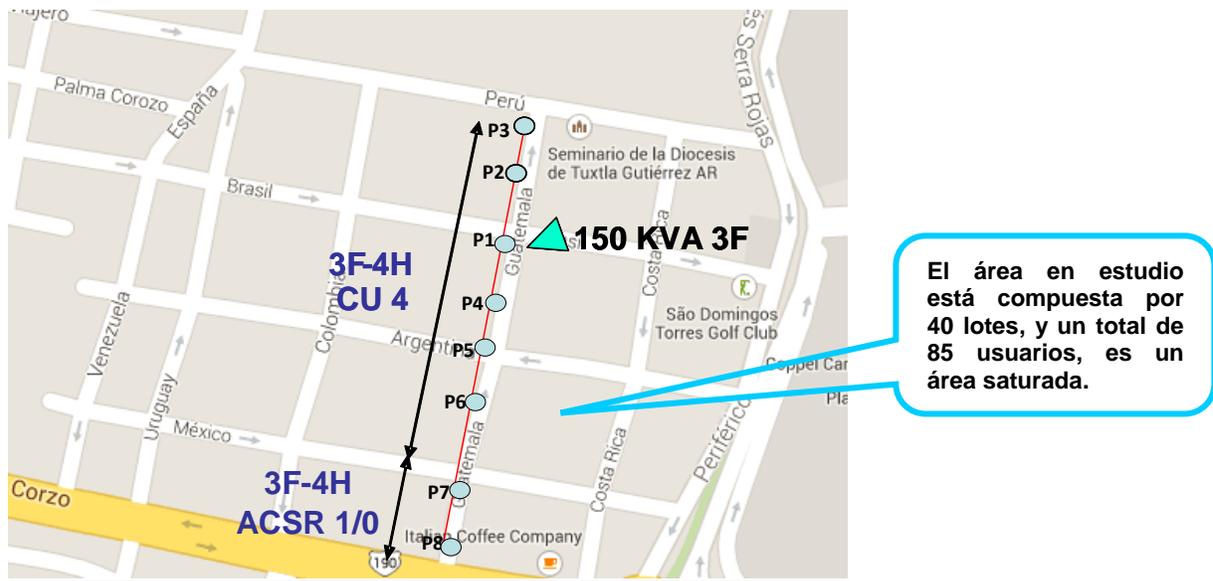


Fig. 24 Determinación de la red de baja tensión en estudio .



Fig. 25 Equipo de medición instalado en la red de CFE.

No.	POSTE	SECUNDARIO			No.	ACOMETIDAS		LAMP. DE V. DE SODIO
		CALIBRE	LONG. (M)	CALIBRE				
P1	CONCRETO	CU4	P1-P2	7	7	DUPLEX 8 Y AL 6		
P2	CONCRETO	CU4	P2-P3	40	0	DUPLEX 8 Y AL 6		
P3	CONCRETO	CU4	P1-P4	18	3	DUPLEX 8 Y AL 6		
P4	CONCRETO	CU4	P4-P5	27	1	THW 8		
P5	CONCRETO	CU4	P5-P6	24	9	DUPLEX 8 - AL 6 - CU4		28
P6	CONCRETO	CU4	P6-P7	38	6	DUPLEX 8 Y AL 6		
P7	CONCRETO	ACSR 1/0	P7-P8	40	7	DUPLEX 8 - AL 6 - CU4		
P8	CONCRETO	ACSR 1/0			7	DUPLEX 8 Y AL 6		

Tabla 3.8 Tipos y pérdidas en medidores.

3.4.2 Cálculos para determinar las pérdidas de potencia.

	POSTE	A	POSTE	LONGITUD m	USUARIOS				CALIBRE AWG	R (ohms/Km)	Z (ohms/Km)	V inicial (V)	CORRIENTE POSTE	CAIDA DE TENSION	V final (V)	REGUL. %	PERDIDAS (W)					
					1F	2F	3F	TOTAL									ACUM	KVA	KVA	RED B.T.	TOTALES	
CIRCUITO 1	1		1	0	7	6		13	22	5,14	9,84	CU 4	0,934	0,934	136	41,84	136,00	136	0,00	0,00	0,00	
	1		2	7	0			0	9	0,00	4,71	CU 4	0,934	0,934	136	20,01	0,23	136	0,17	7,85	7,85	
	2		3	40	9	0		9	9	4,71	4,71	CU 4	0,934	0,934	136	20,04	1,30	134	1,12	45,03	45,03	
																% REGULACION	1,12	% PERDIDAS	0,58			
CIRCUITO 2	1		4	18		1		1	62	11,05	64,19	CU 4	0,934	0,934	136	272,81	7,93	136	0,00	3754,04	3754,04	
	4		5	27	19	2		21	61	13,70	53,14	CU 4	0,934	0,934	136	225,84	9,85	126	7,24	3859,11	3859,11	
	5		6	24	8	3	1	12	40	14,24	39,43	CU 4	0,934	0,934	126	180,69	7,01	119	12,40	2195,91	2209,95	
	6		7	38	14	2	2	18	28	21,00	25,19	ACSR 1/0	0,696	0,696	119	122,23	5,59	114	16,51	1185,60	1206,66	
	7		8	40	10			10	10	4,20	4,20	ACSR 1/0	0,696	0,696	114	21,36	1,03	113	17,27	38,11	49,81	
																% REGULACION	17,27	% PERDIDAS	18,76			
TOTAL		8	194	67	14	3	84															

TOTAL SERVICIOS "TIPO"				USUARIOS TOTALES	84
1F	2F	3F	TOTAL	KVA TOTALES	74,03
67	14	3	84	CAP. TRANSF.	150
				TOTAL POSTES	7
				LONG CABLE B.T.	194 Mts.
				F. U.	49%

% REGULACION	17,27
% PERD.MAX.CTO	18,76
% PERD.MIN.CTO	0,58
% PERDIDAS TOTALES	15,50

PERDIDAS EN WATTS	11132,45
-------------------	----------

Tabla 3.9 Desarrollo del cálculo de pérdidas en secundario.

3.4.2 Cálculo de pérdidas por acometida, semana del 5 al 20 de Octubre del 2014. Red de la colonia El Retiro, Tuxtla Gutiérrez.

POSTE	METROS POSTE-ACOMETIDA	CALIBRE DE ACOMETIDA	NO. MEDIDOR	LECTURA DEL 05/Oct/14	TIPO DE MEDIDOR	LECTURA DEL 20/Oct/14	CONSUMO DEL 5-20 Oct	KW	VOLTA -JE	CORRIENTE	CORRIENTE	AMP	RES. OHM/KM	OHM	PÉRDIDAS W
P1	25	AL 6	1D888F	10169	F621	10321	152	0,95611	136	7,03	7,03	3,624	2,13	0,0533	2,098
P1	24	AL6	H055X0	2479	F621	2479	0		136	0,00	1,43		2,13	0,0511	
P1	24	AL6	K26B06	5663	F121	5676	13		136	0,60	0,00		2,13	0,0511	
P1	24	AL6	N590C4	5624	F121	5642	18	0,19500	136	0,83	0,00	0,493	2,13	0,0511	0,037
P1	4	DUPLEX 8	F687J8	16848	F121	16904	56	0,35225	136	2,59	2,59	2,670	2,14	0,0086	0,122
P1	3	AL6	6A26K1	3693	F121	3723	30		136	1,39	2,68		2,13	0,0064	
P1	3	AL6	N590C7	11018	F121	11046	28	0,36483	136	1,30	0,00	1,383	2,13	0,0064	0,024
P1	20	AL6	83NN89	824	F621	833	9	0,05661	136	0,42	0,42	0,215	2,13	0,0426	0,006
P1	15	AL6	0KM855	10403	F121	10461	58	0,36483	136	2,68	2,68	2,766	2,13	0,0320	0,489
P1	5	AL6	61DE31	1148	F121	1254	106	0,66676	136	4,90	4,90	5,054	2,13	0,0107	0,544
P1	3	DUPLEX 8	D26P66	13005	F621	13072	67		136	3,10	9,62		2,14	0,0064	
P1	3	DUPLEX 8	J470C3	52273	F621	52414	141	1,30836	136	6,52	0,00	2,479	2,14	0,0064	0,118
P1	10	DUPLEX 8	6T903F	4463	F621	4577	114	0,71708	136	5,27	5,27	2,718	2,14	0,0214	0,474
P3	32	AL6	8968YH	60669	F121	60718	49	0,30822	136	2,27	2,27	2,340	2,13	0,0682	0,747
P3	20	AL6	6B9W10	64426	F121	64743	317		136	14,69	21,13		2,13	0,0426	
P3	20	AL6	6E5P86	1058	F121	1083	25		136	1,16	0,00		2,13	0,0426	
P3	20	AL6	P5X481	22178	F121	22215	37		136	1,71	0,00		2,13	0,0426	
P3	20	AL6	4539VG	19407	F121	19409	2		136	0,09	0,00		2,13	0,0426	
P3	20	AL6	V19Y91	14881	F121	14931	50		136	2,32	0,00		2,13	0,0426	
P3	20	AL6	7U4N24	4781	F121	4806	25	2,86833	136	1,16	0,00	3,630	2,13	0,0426	2,245
P3	15	DUPLEX 8	PJ4237	5666	F121	5784	118	0,74224	136	5,47	5,47	5,636	2,14	0,0321	2,039
P3	15	AL6	2M760R	5444	F121	5547	103	0,64789	136	4,77	4,77	4,919	2,13	0,0320	1,546
P4	3	THW 8	L71C41	40977	F621	42681	1704	10,71851	136	78,81	78,81	40,625	2,14	0,0064	31,787
P5	15	DUPLEX 8	N565C0	11911	F121	11915	4		136	0,19	1,53		2,14	0,0321	0,040
P5	15	DUPLEX 8	5P199F	1727	F121	1756	29	0,20758	136	1,34	0,00	0,787	2,14	0,0321	0,000
P5	25	THW 10	0K574R	1999	F121	2009	10	0,06290	136	0,46	0,46	0,477	2,15	0,0538	0,024
P5	25	AL6	2H083H	1719	F121	1722	3	0,01887	136	0,14	0,14	0,143	2,13	0,0533	0,002
P5	30	AL6	N715M6	39590	F121	39722	132		136	6,11	19,70		2,13	0,0639	8,788
P5	30	AL6	8UH862	8952	F121	9084	132		136	6,11	0,00		2,13	0,0639	0,000
P5	30	AL6	4W36L0	14165	F621	14327	162	2,67963	136	7,49	0,00	6,771	2,13	0,0639	0,000
P5	50	AL6	1M71E3	25335	F121	25335	0		136	0,00	2,96		2,13	0,1065	0,496
P5	50	AL6	N450P2	18998	F121	19062	64	0,40257	136	2,96	0,00	1,526	2,13	0,1065	0,000
P5	65	AL6	0F606T	2089	F121	2089	0		136	0,00	5,74		2,13	0,0575	1,005
P5	65	AL6	R294D4	8973	F121	9097	124	0,77999	136	5,74	0,00	2,956	2,13	0,0746	0,000
P5	70	AL6	CW4919	5138	F121	5173	35	0,22016	136	1,62	1,62	1,669	2,13	0,0809	0,451
P6	75	CU 4	7766TL	6488	F121	6606	118	0,74224	136	5,46	5,46	5,626	0,9341	0,0355	2,247
P6	27	AL6	E2W413	28173	F121	28208	35	0,22016	136	1,62	1,62	1,669	2,13	0,0809	0,451
P6	35	AL6	5P495F	2078	F121	2197	119	0,74853	136	5,50	5,50	5,674	2,13	0,0809	5,212
P6	38	AL6	N565C1	15560	F121	15602	42		136	1,94	1,94		2,13	0,0937	0,188
P6	38	AL6	M83J59	729	F121	729	0	0,26419	136	0,00	0,00	1,001	2,13	0,0937	0,000
P6	44	AL6	6E2P73	13119	F121	13188	69		136	3,19	6,85		2,13	0,1512	3,766
P6	44	AL6	N087D9	20649	F121	20728	79	0,93095	136	3,65	0,00	3,528	2,13	0,0043	0,000
P6	71	DUPLEX 8	564769	19768	F121	20194	426	2,67963	136	19,70	19,70	20,313	2,14	0,1284	105,955
P5-ALUM	2	AL6	9XA353	39772	F621	40302	530	3,33381	136	24,51	24,51	12,636	2,13	0,1278	61,214
P6	60	DUPLEX 8	UZB993	21509	F121	21525	16		126	0,80	18,20		2,14	0,1284	6,278
P6	60	DUPLEX 8	K8V616	22601	F121	22628	27		126	1,35	0,00		2,14	0,1284	0,000
P6	60	DUPLEX 8	K2V172	32326	F121	32424	98		126	4,89	0,00		2,14	0,1284	0,000
P6	60	DUPLEX 8	9LB695	7232	F121	7232	0		126	0,00	0,00		2,14	0,1284	0,000
P6	60	DUPLEX 8	K6P541	23854	F121	23907	53		126	2,64	0,00		2,14	0,1284	0,000
P6	60	DUPLEX 8	4AW460	10384	F621	10447	63		126	0,00	0,00	3,127	2,14	0,000	0,000
P6	25	AL6	J7W070	51420	F121	51529	109	0,68563	126	5,44	5,44	5,603	2,13	0,0533	3,344
P6	39	AL6	9R432L	2977	F621	3113	136	0,85547	126	6,78	6,78	3,496	2,13	0,0831	3,045
P6	15	AL6	7Y95A6	94047	FD21	95415	1368	8,60500	126	68,21	68,21	23,441	2,13	0,0320	52,669
P6	28	AL6	F9J370	96773	F621	96966	193		126	9,62	10,87		2,13	0,0596	1,404
P6	28	AL6	6W4G89	720	F121	745	25	1,37127	126	1,25	0,00	2,802	2,13	0,0596	0,000
P6	60	AL6	4RT021	23324	F121	23432	108		126	5,39	0,00		2,13	0,1278	0,000
P7	17	DUPLEX 8	N009D7	14135	F121	14156	21		119	1,11	29,57		2,14	0,0364	1,174
P7	17	DUPLEX 8	7M1C52	5526	F121	5562	36		119	1,90	0,00		2,14	0,0364	0,000
P7	17	DUPLEX 8	N009D6	23895	F121	23895	0		119	0,00	0,00		2,14	0,0364	0,000
P7	17	DUPLEX 8	N009D9	12795	F121	12864	69		119	3,64	0,00		2,14	0,0364	0,000
P7	17	DUPLEX 8	M784F8	17539	F121	17637	98		119	5,17	0,00		2,14	0,0364	0,000
P7	17	DUPLEX 8	2M15E9	8337	F121	8364	27		119	1,43	0,00		2,14	0,0364	0,000
P7	17	DUPLEX 8	0J355L	1813	F121	1872	59		119	3,12	0,00		2,14	0,0364	0,000
P7	17	DUPLEX 8	8RN671	11337	F121	11338	1		119	0,05	0,00		2,14	0,0364	0,000
P7	17	DUPLEX 8	RX9126	5200	F121	5251	51		119	2,69	0,00		2,14	0,0364	0,000
P7	17	DUPLEX 8	E70K29	27382	F121	27432	50		119	2,64	0,00		2,14	0,0364	0,000
P7	17	DUPLEX 8	NL7448	8074	F121	8132	58	3,52252	119	3,06	0,00	2,540	2,14	0,0364	0,000
P7	17	AL6	HC9636	9178	F121	9257	79	0,49693	119	4,17	4,17	4,300	2,13	0,0362	1,339
P7	24	DUPLEX 8	W07N74	33597	F121	33688	91	0,57241	119	4,80	4,80	4,953	2,14	0,0514	2,520
P7	24	AL6	3R34D0	14753	F121	14888	135	0,84918	119	7,13	7,13	7,348	2,13	0,0511	5,520
P7	75	CU 4	F5T550	19243	FD21	20910	1667		119	88,01	98,15		0,9341	0,0701	59,773
P7	75	CU 4	5N8D79	23900	F621	24092	192	11,69349	119	10,14	0,00	16,864	0,9341	0,0701	0,000
P7	27	AL6	9U729X	10697	FD21	11211	514	3,23317	119	27,14	27,14	13,988	2,13	0,0575	33,760
P7	17	DUPLEX 8	K3X202	23302	F621	23392	90		119	4,75	0,00		2,14	0,0364	0,000
P8	9	AL6	C15C73	30995	F121	31062	67	0,42144	114	3,71	3,71	3,826	2,13	0,0192	0,561
P8	5	AL6	N009D8	17765	F121	17812	47	0,29564	114	2,60	2,60	2,684	2,13	0,0107	0,153
P8	30	AL6	2VW531		F121	1	1	0,30822	114	0,06	2,71	2,798	2,13	0,0639	1,001
P8	30	AL6	0J166L	4155	F121	4203	48		113	2,68	0,00		2,13	0,0639	0,000
P8	33	AL6	K803N6	12677	F121	12745	68	0,42773	114	3,77	3,77	3,884	2,13	0,0703	2,120
P8	46	AL6	N942G0	17702	F121	17761	59	0,37112	114	3,27	3,27	3,370	2,13	0,0980	2,225
P8	17	DUPLEX 8	N459P3	19089	F121	19146	57	0,67305	114	3,16	5,93	6,111	2,14	0,0364	2,717
P8	17	DUPLEX 8	9B2J79	8118	F121	8168	50		114	2,77	0,00		2,14	0,0364	0,000
P8	22	AL6	N3856H	9348	F121	9497	149	0,93724	114	8,25	8,25	8,509	2,13	0,0469	6,786
P8	26	AL6	N010D1	29722	F121	29823	101	0,63531	114	5,60	5,60	5,768	2,13	0,0554	3,685

TOTAL CONSUMO	11416	TOTAL DE PERDIDAS WATTS	422,193
		KW	0,422

3.4.3 Desarrollo del cálculo de pérdidas en medidores.

MEDIDORES		BOBINAS	PERDIDAS P/B	PERD TOT KW
F121	68	68	0,0011	0,0748
F621	14	28	0,0011	0,0308
FD21	3	9	0,0011	0,0099
MEDIDOR DE CALIDAD			0,010	0,010
TOTAL				0,1255

Tabla 3.11 Desarrollo del cálculo de pérdidas en acometidas

En este caso el estudio se realizó por dos semanas consecutivas, la zona en estudio fue recientemente revisada por el programa Ciclo Limpio por lo que no se consideró necesario revisar nuevamente, se observa que las pérdidas técnicas calculadas son muy aproximadas a las medidas.

3.4 Análisis del transformador de la red de Berriozabal

La carga predominante de la Red de Berriozabal es del tipo residencial popular bajo, se analiza un transformador de 37.5KVA con red secundaria en calibre Cu 4 y en el tramo más largo del secundario tiene 99 metros, no cuenta con áreas comerciales.



Fig. 26 Vista panorámica, Berriozabal.

3.4.1 Características del área secundaria

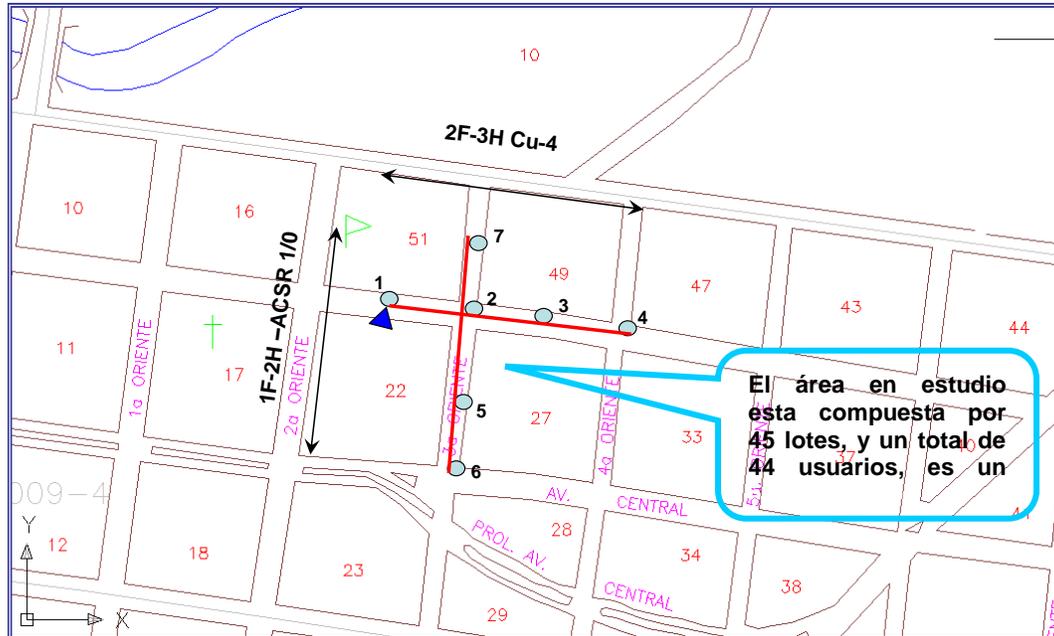


Fig. 26 Croquis de la red de baja tensión de Berriozabal en estudio.

3.4.1 Instalación de medidor y datos en campo

No.	POSTE		ACOMETIDAS		LAMP.		SECUNDARIO	
	No.	ALTURA	No.	CALIBRE	DE V. DE	CALIBRE	LONG. (M)	
P1		11-700	4	AL6	1	CU 4	P1-P2	54,6
P2		11-500	12	AL6 - DUPLEX 8	1	CU 4	P2-P3	44,58
P3		11-500	7	AL6	1	CU 4	P3-P4	53,42
P4		11-500	2	AL6	1	CU 4	P2-P5	50,6
P5		11-500	8	AL6	1	ACSR 1/0	P5-P6	48,4
P6		11-500	1	AL6		ACSR 1/0	P2-P7	44,58
P7		11-500	3	AL6	2	ACSR 1/0		

Tabla 3.14 Datos de la línea de baja tensión de acometidas .



Fig. 27 Instalación de equipos de medición en la red de baja tensión.

3.4.2 Desarrollo del cálculo de pérdidas en secundario. Del 4 al 12 de Septiembre del 2014.

	POSTE	A	POSTE	LONGITUD m	USUARIOS				CALIBRE AWG	R (ohms/Km)	Z (ohms/Km)	Viniicial (V)	CORRIENTE POSTE	CAIDA DE TENSION	Vfinal (V)	REGUL. %	PERDIDAS (W)				
					1F	2F	3F	TOTAL									ACUM	KVA	KVA	RED B.T.	TOTALES
CIRCUITO 1	1		1	0	5	1		6	28	2,07	14,30	CU 4	0,934	0,934	112,5	73,49	0,00	112,50	0,00	0,00	0,00
	1		2	54,6	12	1		13	22	9,55	12,23	CU 4	0,934	0,934	112,5	62,86	5,55	107,0	4,93	604,52	604,52
	2		3	44,58	6	1		7	9	1,83	2,68	CU 4	0,934	0,934	107,0	14,50	1,04	105,9	5,86	26,28	26,28
	3		4	53,42	1	1		2	2	0,86	0,86	CU 4	0,934	0,934	105,9	4,67	0,40	105,5	6,22	3,27	3,27
								0	0	0,00	0,00	CU 4	0,934	0,934	105,5	0,00	0,00	105,5	6,22	0,00	0,00
14,30																% REGULACION		6,22	% PERDIDAS		4,82
CIRCUITO 2	1		1	0	5	1		6	29	2,07	14,30	CU 4	0,934	0,934	112,5	73,49	0,00	112,5	0,00	0,00	0,00
	1		2	54,6	12	1		13	23	8,88	12,23	CU 4	0,934	0,934	112,5	62,86	5,55	107,0	4,93	604,52	604,52
	2		5	50,6	8	1		9	10	3,00	3,35	ACSR 1/0	0,696	0,696	107,0	18,13	1,10	105,8	5,91	34,73	45,26
	5		6	48,4	1			1	1	0,36	0,36	ACSR 1/0	0,696	0,696	105,8	1,95	0,11	105,7	6,01	0,38	1,55
								0	0	0,00	0,00				105,7	0,00	0,00	105,7	6,01	0,00	0,00
							0	0	0,00	0,00				105,7	0,00	0,00	105,7	6,01	0,00	0,00	
14,30																% REGULACION		6,01	% PERDIDAS		4,95
CIRCUITO 2	1		1	0	5	1		6	25	2,07	14,30	CU 4	0,934	0,934	112,5	73,49	0,00	112,5	0,00	0,00	0,00
	1		2	54,6	12	1		13	19	9,71	12,23	CU 4	0,934	0,934	112,5	62,86	5,55	107,0	4,93	604,52	604,52
	2		7	44,58	4	2		6	6	2,53	2,53	ACSR 1/0	0,696	0,696	107,0	13,66	0,73	106,2	5,58	17,36	24,38
								0	0	0,00	0,00				106,2	0,00	0,00	106,2	5,58	0,00	0,00
								0	0	0,00	0,00				106,2	0,00	0,00	106,2	5,58	0,00	0,00
							0	0	0,00	0,00				106,2	0,00	0,00	106,2	5,58	0,00	0,00	
14,30																% REGULACION		5,58	% PERDIDAS		4,78
TOTAL		6	296,18	37	7	0															

TOTAL SERVICIOS TIPO*				USUARIOS TOTALES	44
1F	2F	3F	TOTAL	KVA TOTALES	14,30
37	7	0	44	CAP. TRANSF.	37,5
				TOTAL POSTES	7
				LONG CABLE B.T.	296 Mts.
				F. U.	38%

% REGULACION	6,22
% PERD.MAX.CTO	4,95
% PERD.MIN.CTO	4,82
% PERDIDAS TOTALES	9,77
PERDIDAS EN WATTS	1285,40

3.4.3 Desarrollo del cálculo de pérdidas en secundario. Del 4 al 12 de Febrero del 2008.

	POSTE	A	POSTE	LONGITUD m	USUARIOS					CALIBRE AWG	R (ohms/Km)	Z (ohms/Km)	Viniicial (V)	CORRIENTE POSTE	CAIDA DE TENSION	Vfinal (V)	REGUL. %	PERDIDAS (W)			
					1F	2F	3F	TOTAL	ACUM									KVA	KVA	RED B.T.	TOTALES
CIRCUITO 1	1		1	0	5	1		6	28	1,98	13,79	CU 4	0,934	0,934	112,5	70,85	0,00	112,50	0,00	0,00	0,00
	1		2	54,6	12	1		13	22	9,08	11,81	CU 4	0,934	0,934	112,5	60,67	5,35	107,1	4,76	563,25	563,25
	2		3	44,58	6	1		7	9	1,95	2,73	CU 4	0,934	0,934	107,1	14,73	1,06	106,1	5,70	27,11	27,11
	3		4	53,42	1	1		2	2	0,78	0,78	CU 4	0,934	0,934	106,1	4,25	0,37	105,7	6,03	2,71	2,71
								0	0	0,00	0,00	CU 4	0,934	0,934	105,7	0,00	0,00	105,7	6,03	0,00	0,00
13,79																% REGULACION		6,03	% PERDIDAS		4,67
CIRCUITO 2	1		1	0	5	1		6	29	1,98	13,79	CU 4	0,934	0,934	112,5	70,85	0,00	112,5	0,00	0,00	0,00
	1		2	54,6	12	1		13	23	9,05	11,81	CU 4	0,934	0,934	112,5	60,67	5,35	107,1	4,76	563,25	563,25
	2		5	50,6	8	1		9	10	2,52	2,76	ACSR 1/0	0,696	0,696	107,1	14,89	0,91	106,2	5,56	23,44	33,97
	5		6	48,4	1			1	1	0,24	0,24	ACSR 1/0	0,696	0,696	106,2	1,31	0,08	106,2	5,63	0,17	1,34
								0	0	0,00	0,00				106,2	0,00	0,00	106,2	5,63	0,00	0,00
							0	0	0,00	0,00				106,2	0,00	0,00	106,2	5,63	0,00	0,00	
13,79																% REGULACION		5,63	% PERDIDAS		4,72
CIRCUITO 2	1		1	0	5	1		6	25	1,98	13,79	CU 4	0,934	0,934	112,5	70,85	0,00	112,5	0,00	0,00	0,00
	1		2	54,6	12	1		13	19	9,05	11,81	CU 4	0,934	0,934	112,5	60,67	5,35	107,1	4,76	563,25	563,25
	2		7	44,58	4	2		6	6	2,76	2,76	ACSR 1/0	0,696	0,696	107,1	14,89	0,80	106,3	5,47	20,65	27,67
								0	0	0,00	0,00				106,3	0,00	0,00	106,3	5,47	0,00	0,00
								0	0	0,00	0,00				106,3	0,00	0,00	106,3	5,47	0,00	0,00
							0	0	0,00	0,00				106,3	0,00	0,00	106,3	5,47	0,00	0,00	
13,79																% REGULACION		5,47	% PERDIDAS		4,66
TOTAL				6	296,18	37	7	0													

TOTAL SERVICIOS TIPO				USUARIOS TOTALES	
1F	2F	3F	TOTAL	KVA TOTALES	44
37	7	0	44	CAP. TRANSF.	13,79
				TOTAL POSTES	7
				LONG CABLE B.T.	296 Mts.
				F. U.	37%

% REGULACION	6,03
% PERD. MAX. CTO	4,72
% PERD. MIN. CTO	4,67
% PERDIDAS TOTALES	9,39
PERDIDAS EN WATTS	1191,63

3.4.4 Cálculo de pérdidas por acometida, semana del 4 al 12 de Septiembre del 2014. Red de Berriozabal.

Poste	Metros poste-acom	Calibre de acometida	No. Medidor	Lectura del 04/sept/14	Tipo de Medidor	Lectura del 12/Sept/14	Consumo del 4-12 Sept/14	KW	Voltaje	Corriente	Ohms	Pérdida W
P1	19	AL 6	Y6463U	6911	F121	6978	67	0,949233533	112,5	8,50	0,0405	2,925
P1	12,5	AL 6	U818K1	1014	F121	1014	0	0	112,5	0,00	0,0266	0,000
P1	14	AL 6	2H343H	4162	F121	4195	33	0,892562874	112,5	2,66	0,0298	0,212
P1		AL 6	IY418F	543	F121	548	5		112,5		0,0000	0,000
P1		AL 6	37FR16	209	F121	234	25		112,5		0,0000	0,000
P1	1		6NB260	6	F621	21	15	0,21251497	112,5	0,95	0,0021	0,002
P2	22,5	AL6	N5Y876	24206	F121	24221	15	0,21251497	112,5	1,90	0,0479	0,174
P2	3	AL6	6V255G	1628	F121	1654	26	0,368359281	112,5	3,30	0,0064	0,070
P2	4	AL6	N5Y946	12833	F21	12863	30	0,42502994	112,5	3,81	0,0085	0,123
P2	21,5	AL6	5W6K85	4693	F121	4716	23	0,325856287	112,5	2,92	0,0458	0,390
P2	33	AL6	U713D9	15421	F121	15464	43	0,609209581	112,5	5,46	0,0703	2,092
P2	38	AL6	11CA98	281	F121	301	20	0,283353293	112,5	2,54	0,0809	0,521
P2	41,5	AL6	WY6883	4685	F121	4714	29	0,66588024	112,5	2,98	0,0884	0,786
P2	41,5	AL6	NL1571	8609	F121	8627	18		112,5		0,0000	0,000
P2	12	DUPLEX 8	R6W738	21268	F121	21276	8	0,113341317	112,5	1,02	0,0257	0,026
P2	14	AL6	U5J782	9817	F121	9817	0	0	112,5	0,00	0,0298	0,000
P2	23	AL6	F267U0	18286	F121	18286	0	0	112,5	0,00	0,049	0,000
P2	1	AL6	E084E7	22714	F121	22745	31	0,439197605	112,5	3,93	0,0021	0,033
P2	2	LUZ MIXTA	4C624T	6	F621	20	14	0,198347305	112,5	0,89	0,0043	0,003
P3	45	AL6	PJ4411	8782	F121	8805	23	0,325856287	107,0	3,07	0,0959	0,903
P3	1	AL6	U823K4	10415	F121	10442	27	0,382526946	107,0	3,60	0,0021	0,028
P3	8	AL6	4AW523	13019	F121	13045	26	0,368359281	107,0	3,47	0,0170	0,205
P3	10	AL6	W325K3	1465	F121	1477	12	0,170011976	107,0	1,60	0,0213	0,055
P3	12	AL6	69GC73	4	F121	13	9	0,127508982	107,0	1,20	0,0256	0,037
P3	15	AL6	U4D414	21379	F121	21391	12	0,170011976	107,0	1,60	0,0320	0,082
P3	6	APOR DE SODI	8B606M	0	F621	19	19	0,269185629	107,0	1,27	0,0128	0,021
P4	15	AL6	N3Y974	18212	F121	18253	41	0,580874251	106	5,53	0,0320	0,976
P4	0	APOR DE SODI	8NA256	0	F621	19	19	0,269185629	106	1,28	0,0000	0,000
P5	19	AL6	6K582M	0	F121	7	7	0,552538922	107	2,60	0,0405	0,274
P5		AL6	AN5728	1766	F121	1798	32		107		0,0000	0,000
P5	19	AL6	4W81T7	4967	F121	5011	44	0,623377246	107	5,87	0,0405	1,396
P5	15	AL6	5C206T	447	F121	450	3	0,042502994	107	0,40	0,0320	0,005
P5	8	AL6	9EM268	272	F121	272	0	0	107	0,00	0,0170	0,000
P5	5,5	AL6	U3T889	25726	F121	25763	37	0,524203593	107	4,94	0,0117	0,286
P5	23	AL6	N618X0	4383	F621	4414	31	0,439197605	107	2,07	0,0490	0,210
P5	28	AL6	1FX108	3935	F121	3980	45	0,63754491	107	6,01	0,0596	2,151
P5	3	AL6	5D932D	0	F121	11	11	0,155844311	107	1,47	0,0064	0,014
P6	17	AL6	4M753B	2050	F121	2075	25	0,354191617	106	3,37	0,0362	0,412
P7	15,5	AL6	8A16K9	5904	F121	5932	28	0,396694611	107	3,74	0,0330	0,461
P7	9,5	AL6	7V599G	1148	F121	1151	3	0,042502994	107	0,40	0,0202	0,003
P7	9	AL6	3L391T	104	F121	104	0	0,708383234	107	3,34	0,0192	0,213
P7		AL6	C035B6	20316	F121	20366	50		107		0,0000	0,000
P7		VAPOR DE SODIO		107		203			107		12,81	0,0085
P7	5		1TJ031				96	1,360095808	107	0,00	0,0107	0,000
TOTAL CONSUMO								1002	TOTAL DE PERDIDAS WATTS			14,41
									KW			0,014

3.4.5 Desarrollo del cálculo de pérdidas en medidores.

MEDIDORES	BOBINAS	PERDIDAS P/B	PERD TOT KW
F121	68	0,0011	0,0748
F621	14	0,0011	0,0308
FD21	3	0,0011	0,0099
MEDIDOR DE CALIDAD		0,010	0,010
TOTAL			0,1255

3.4.6 Determinación de las pérdidas de energía del área.

<u>MEDIDOR</u>		
PERIODO 05/09/14 - 20/09/14		
CONSUMO MEDIDOR B.T. CALIDAD	KWh	12582.89
CONSUMO POR USUARIOS	KWh	11416.00
PERDIDAS EN B.T.	KWh	1166.89
PORCENTAJE DE PERDIDAS		9.27%

3.4.7 Cálculo de Pérdidas Técnicas

CONCEPTO	PERDIDAS EN KW	FC	FP	PERIODO HRS	PERD KWH
SECUNDARIO	11,132	0,445	0,24	357	934,240
ACOMETIDAS	0,422	0,445	0,24	357	35,431
MEDIDORES	0,126			357	44,8035
TOTALES	11,680	0,89	0,47		1014,47

3.4.8 Cálculo de Pérdidas No Técnicas

PERDIDAS TOTALES	PERDIDA EN KWH
	1166,89
PERDIDAS TECNICAS	1014,47
PERDIDAS NO TECNICAS	152,42

4. Resultados y conclusiones

4.1 Resultados La Herradura

Parámetros del banco – La Herradura

Semana 1

TOTAL DEL CONSUMO MEDIDOR	2249,73 KWH
DEMANDA MAXIMA	17,66KW
HORAS	218,0
FC	0,584
FP	0,378
FACTOR DE POTENCIA	0,92
VOLTAJE	110 V

Semana 2

TOTAL DEL CONSUMO MEDIDOR	1774,86 KWH
DEMANDA MAXIMA	19,84 KW
HORAS	171,25
FC	0,522
FP	0,310
FACTOR DE POTENCIA	0,96
VOLTAJE	110 V

Densidad de carga por unidad de área (Kw/Ha)

	SEMANA 1	SEMANA 2
AREA DE ESTUDIO Ha	2,4	2,4
CLIENTES	52	52
CONSUMO kWh	2249,73	1774,86
DEMANDA MAXIMA kW	17,66	19,84
kW por Ha	7,36	8,27
kW por Clientes	0,34	0,38

Calculo de Pérdidas Totales del área en Estudio

<u>MEDIDOR HERRADURA</u>	
PERIODO 05/09/14 - 14/09/14	
CONSUMO MEDIDOR B.T. CALIDAD (KWh)	2249.73
CONSUMO POR USUARIOS (KWh)	1655.24
PERDIDAS EN B.T. KWh	<u>594.49</u>
PORCENTAJE DE PERDIDAS	26.42%

<u>MEDIDOR HERRADURA</u>	
PERIODO 14/09/14 - 20/09/14	
CONSUMO MEDIDOR B.T. CALIDAD (KWh)	1774.86
CONSUMO POR USUARIOS (KWh)	1603.24
PERDIDAS EN B.T. KWh	<u>171.62</u>
PORCENTAJE DE PERDIDAS	9.67%

Calculo de Pérdidas Técnicas de Energía.

RESUMEN DE PERDIDAS TECNICAS 1era SEMANA					
CONCEPTO	PERDIDAS EN KW	FC	FP	PERIODO HRS	PERD. TECNICAS KWH
SECUNDARIO	0,928	0,58	0,38	218,00	76,46
ACOMETIDAS	0,114	0,58	0,38	218,00	9,43
MEDIDORES	0,071			218,00	15,37
TOTALES	1,11				101,26

RESUMEN DE PERDIDAS TECNICAS 2a. SEMANA					
CONCEPTO	PERDIDAS EN KW	FC	FP	PERIODO HRS	PERD KWH
SECUNDARIO	1,416	0,52	0,31	171,25	75,25
ACOMETIDAS	0,226	0,52	0,31	171,25	12,01
MEDIDORES	0,071			171,25	12,07
TOTALES	1,71				99,33

Calculo de Pérdidas No Técnicas

PERDIDAS TOTALES 1a SEMANA	PERDIDAS Kwh	% PERDIDAS
		594,49
PERDIDAS TECNICAS	101,26	4,50
PERDIDAS NO TECNICAS	493,23	21,92

PERDIDAS TOTALES 2a. SEMANA	PERDIDAS Kwh	% PERDIDAS
		171,62
PERDIDAS TECNICAS	99,33	5,60%
PERDIDAS NO TECNICAS	72,30	4,07%

Comparativo de Pérdidas

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS KWH	% PERDIDAS
		594,49
PERDIDAS EN EL SECUNDARIO	76,46	3,399
PERDIDAS EN ACOMETIDAS	9,43	0,419
PERDIDAS EN MEDIDORES	15,37	0,683
PERDIDAS TECNICAS	101,26	4,50
PERDIDAS NO TECNICAS	493,23	21,92

PERDIDAS TOTALES 2a SEMANA	PERDIDAS KWH	% PERDIDAS
		171,62
PERDIDAS EN EL SECUNDARIO	75,25	4,240
PERDIDAS EN ACOMETIDAS	12,01	0,677
PERDIDAS EN MEDIDORES	12,07	0,680
PERDIDAS TECNICAS	99,33	5,60
PERDIDAS NO TECNICAS	72,30	4,07

4.2 Resultados – Colonia el Retiro

4.2.1 Parámetros del banco – Colonia El Retiro

TOTAL DEL CONSUMO MEDIDOR	12582,89 KWH
DEMANDA MAXIMA	71,809 KW
HORAS	357,0
FACTOR DE CARGA	0,445
FACTOR DE PERDIDAS	0,235
FACTOR DE POTENCIA	0,970
VOLTAJE	136 V

Densidad de carga por unidad de área (Kw/Ha)

	SEMANA 1
AREA DE ESTUI Ha	1,6
CLIENTES	84
CONSUMO kWh	12582,89
DEMANDA MAXI kW	71,809
kW por Ha	44,88
kW por Clientes	0,85

Cálculo de pérdidas totales

<i>MEDIDOR EL RETIRO</i>		
PERIODO 05/10/14 - 20/10/14		
CONSUMO MEDIDOR B.T. CALIDAD	KWh	12582.89
CONSUMO POR USUARIOS	KWh	11416.00
PERDIDAS EN B.T.	KWh	1166.89
PORCENTAJE DE PERDIDAS		9.27%

3.4.4.2 Cálculo de Pérdidas Técnicas.

CONCEPTO	PERDIDAS EN KW	FC	FP	PERIODO HRS	PERD KWH
SECUNDARIO	11,132	0,445	0,24	357	934,240
ACOMETIDAS	0,422	0,445	0,24	357	35,431
MEDIDORES	0,126			357	44,8035
TOTALES	11,680	0,89	0,47		1014,47

Tabla 3.13 Datos pérdidas técnicas

3.4.4.3 Calculo de Pérdidas No Técnicas

PERDIDAS TOTALES	PERDIDA EN KWH
	1166,89
PERDIDAS TECNICAS	1014,47
PERDIDAS NO TECNICAS	152,42

Comparativo de Pérdidas

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS KWH	% PERDIDAS
		1166,89
PERDIDAS EN EL SECUNDARIO	934,24	7,42%
PERDIDAS EN ACOMETIDAS	35,43	0,23%
PERDIDAS EN MEDIDORES	44,80	0,36%
PERDIDAS TECNICAS	1014,47	8,06%
PERDIDAS NO TECNICAS	152,42	1,21%

4.3 Resultados – Berriozabal

5.2.1 Parámetros del banco.

Semana 1

TOTAL DEL CONSUMO MEDIDOR	1218,45 KWH
DEMANDA MAXIMA	14,196 KW
HORAS	192,8
FACTOR DE CARGA	0,445
FACTOR DE PERDIDAS	0,235
FACTOR DE POTENCIA	0,993
VOLTAJE	112,5

Semana 2

TOTAL DEL CONSUMO MEDIDOR	1071,19 KWH
DEMANDA MAXIMA	13,716 KW
HORAS	166,3
FACTOR DE CARGA	0,470
FACTOR DE PERDIDAS	0,258
FACTOR DE POTENCIA	0,995
VOLTAJE	112,5

Densidad de carga por unidad de área (Kw/Ha)

	SEMANA 1
AREA DE ESTUDIO Ha	1,67
CLIENTES	44
CONSUMO kWh	1218,45
DEMANDA MAXIM kW	14,196
kW por Ha	8,50
kW por Clientes	0,32

	SEMANA 2
AREA DE ESTUDIO Ha	1,67
CLIENTES	44
CONSUMO kWh	1071,19
DEMANDA MAXIM kW	13,716
kW por Ha	8,21
kW por Clientes	0,31

Calculo de Pérdidas Totales del área en Estudio

<u>MEDIDOR BERRIOZABAL</u>		
PERIODO 04/02/08 - 12/02/08		
CONSUMO MEDIDOR B.T. CALIDAD	KWh	1218,45
CONSUMO POR USUARIOS	KWh	1002,00
PERDIDAS EN B.T.	KWh	<u>216,45</u>
PORCENTAJE DE PERDIDAS		17,76%

<u>MEDIDOR BERRIOZABAL</u>		
PERIODO 12/02/08 - 19/02/08		
CONSUMO MEDIDOR B.T. CALIDAD	KWh	1071,19
CONSUMO POR USUARIOS	KWh	919,00
PERDIDAS EN B.T.	KWh	<u>152,19</u>
PORCENTAJE DE PERDIDAS		14,21%

Calculo de Pérdidas Técnicas de Energía.

CONCEPTO	PERDIDAS EN KW	FC	FP	PERIODO HRS	PERD KWH
SECUNDARIO	1,285	0,445	0,24	192,75	58,241
ACOMETIDAS	0,014	0,445	0,24	192,75	0,653
MEDIDORES	0,066			192,75	12,741
TOTALES	1,366				71,63

CONCEPTO	PERDIDAS EN KW	FC	FP	PERIODO HRS	PERD KWH
SECUNDARIO	1,192	0,470	0,26	192,75	59,267
ACOMETIDAS	0,012	0,470	0,26	192,75	0,618
MEDIDORES	0,066			192,75	12,741
TOTALES	1,270				72,63

Calculo de Pérdidas No Técnicas

PERDIDAS TOTALES DEL 4 - 12 FEB-2008	PERDIDSA EN KWH	% DE PERDIDAS
		216,45
PERDIDAS TECNICAS	71,63	5,88%
PERDIDAS NO TECNICAS	144,82	11,89%

PERDIDAS TOTALES DEL 12-19 FEB-2008	PERDIDSA EN KWH	% DE PERDIDAS
		152,19
PERDIDAS TECNICAS	72,63	6,78%
PERDIDAS NO TECNICAS	79,56	7,43%

Comparativo de Pérdidas

PERDIDAS TOTALES SEMANA 1	PERDIDAS KWH	% PERDIDAS
		216,45
PERDIDAS EN EL SECUNDARIO	58,24	4,78%
PERDIDAS EN ACOMETIDAS	0,65	0,01%
PERDIDAS EN MEDIDORES	12,74	1,05%
PERDIDAS TECNICAS	71,63	5,88%
PERDIDAS NO TECNICAS	144,82	11,89%

PERDIDAS TOTALES SEMANA 2	PERDIDAS KWH	% PERDIDAS
	152,19	14,21%
PERDIDAS EN EL SECUNDARIO	59,27	5,53%
PERDIDAS EN ACOMETIDAS	0,62	0,02%
PERDIDAS EN MEDIDORES	12,74	1,19%
PERDIDAS TECNICAS	72,63	6,78%
PERDIDAS NO TECNICAS	79,56	7,43%

4.2 Conclusiones.

Como resultado de los trabajos, cálculos y análisis de los resultados obtenidos hemos concluido que los valores de pérdidas de potencia utilizados para el cálculo de pérdidas en las redes secundarias en la zona Tuxtla para el caso de un transformador trifásico de 30 KVA en área rural presenta un diferencial del 6,57 % en menos con respecto a las pérdidas técnicas en baja tensión determinadas en este estudio.

Como se puede observar en el ejemplo siguiente donde se resalta en amarillo los cálculos del libro de pérdidas y en azul los determinados bajo el presente estudio.

REPORTE DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES DE BAJA TENSION ZONA: TUXTLA

TRANSFORMADORES TRIFASICOS

DIC 2007

CAPACIDAD KVA	TIPO	RELACION DE TRANSFORMACION	PERDIDAS		No. TOTAL DE TRANSFORMADORES	PERDIDAS TOTALES		DIFERENCIA %
			K W	M W H		K W	M W H	
30 KVA	3 F	13800 - 220 / 127 V.	0,760	0,069	56	42,56	3,89	
30 KVA	3 F	13800 - 220 / 127 V.	1,390	0,074	56	77,84	4,14	-6,57

Se detectaron dos usos ilícitos durante el recorrido por lo que se considera que el resultado de la segunda semana es con las mínimas pérdidas técnicas,

Para el caso del transformador de 150 KVA's del Retiro en la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, los resultados obtenidos para este caso específico difieren de los datos utilizados en más del 100%

**REPORTE DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES DE BAJA TENSION
ZONA: TUXTLA**

TRANSFORMADORES TRIFASICOS

DIC 2007

CAPACIDAD KVA	TIPO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	PERDIDAS		No. TOTAL DE TRANSFORMADORES	PERDIDAS TOTALES		DIFERENCIA %
			K W	M W H		K W	M W H	
150 KVA	3 F	13800 - 220 / 127 V.	5,490	0,451	56	307,44	25,26	
150 KVA	3 F	13800 - 220 / 127 V.	11,132	0,934	56	623,39	52,30	-107,03

Como lo esperábamos, en este caso, considerado de las áreas más críticas de la red, los resultados son mucho mayores que la muestra típica seleccionada anteriormente para el cálculo de las pérdidas, debido principalmente a que tenemos conductor CU 4 en una red con alta densidad de carga.

Para complementar este estudio se está realizando uno nuevo en la colonia Bienestar Social de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas con el fin de confirmar o corregir el resultado obtenido.

Siguiendo con los resultados obtenidos para el caso del banco de Berriozabal, hemos concluido que los valores de pérdidas de potencia utilizados para el cálculo de pérdidas en las redes secundarias en la zona Tuxtla en área rural para el caso de un transformador monofásico tipo "YT" de 37.5 KVA en área rural presenta un diferencial del 56,82 % en más con respecto a las pérdidas técnicas en baja tensión determinadas en este estudio.

Como se puede observar en el ejemplo siguiente donde se resalta en amarillo los cálculos del libro de pérdidas y en azul los determinados bajo el presente estudio.

**REPORTE DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES DE BAJA TENSION
ZONA: TUXTLA**

TRANSFORMADORES MONOFASICOS

CAPACIDAD KVA	TIPO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	PERDIDAS		No. TOTAL DE TRANSFORMADORES	PERDIDAS TOTALES		DIFERENCIA %
			K W	M W H		K W	M W H	
37.5 KVA	1 F	13800 - 240 / 120 V.	3,040	0,135	56	170,24	7,55	
37.5 KVA	1 F	13800 - 240 / 120 V.	1,285	0,058	56	71,96	3,26	56,82

En general las diferencias determinadas en estos cálculos nos pueden ayudar para inferir los valores de pérdidas reales en bancos de similares características, es importante mencionar que en el caso de la zona Tuxtla se utilizaron los casos considerados más críticos por el tipo de conductor en la red.

Consideramos que es importante continuar con este tipo de ejercicios en la zona para diferentes bancos, esta propuesta ya fue aprobada en el comité de pérdidas de la Zona Tuxtla y con este aval se continuarán los estudios para el resto del año, de tal manera que la muestra obtenida al final de este sea más significativa.

5. Bibliografía y apéndice.

5.1 Bibliografía.

1. http://www.driwisa.com/catalog/es/Manuales/LDTP_2010.pdf
2. <http://www.prolecge.mx>
3. <http://www.viakon.com>
4. 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.
5. AC Monteith y CF Wagner, Transmisión y Distribución Eléctrica, compañía eléctrica Westinghouse, Pittsburgh, PA, 1964.
6. Norma de construcción de redes subterráneas de Comisión Federal de Electricidad, versión 2008.
7. Norma de distribución, construcción, instalaciones aéreas de media y baja tensión, versión 2006.
8. Memoria técnica descriptiva de la unidad habitacional militar Cintalapa, Chiapas.
9. Tutorial de planeación y distribución, IEEE Texto 92 OMS 361-6 PWR. Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, Nueva York, 1992.

6. Anexos

6.1 Conexiones de transformadores en la red de baja tensión

1. Todas las conexiones de los bornes secundarios de las fases y neutro del transformador a la línea de baja tensión deben ser con cable de cobre especificación CFE E0000-03 CONDUCTORES CON AISLAMIENTO TERMOPLÁSTICO PARA INSTALACIONES HASTA 600 V, PARA 75° C. La sección transversal se seleccionará en base a la tabla siguiente:

2. La conexión del neutro al tanque del transformador y de ahí a la bajante debe ser con cable semiduro, desnudo No. 4 AWG. Ver norma **04 E0 04**.

4. En caso de cambiar un transformador, verifique que los conductores de conexión a la línea de baja tensión sean los adecuados para la capacidad del nuevo transformador.

Transformadores monofásicos			
kVA	Corriente nominal (A)	Calibre del conductor	
		Fase (AWG o kCM)	Neutro (AWG)
10	41	2	2
15	63	2	2
25	104	2	2
37,5	156	1/0	2
50	208	1/0	2
75	312	3/0	1/0
100	417	250	3/0
Transformadores trifásicos			
kVA	Corriente nominal (A)	Calibre del conductor	
		Fase (AWG o kCM)	Neutro (AWG)
15	36	2	2
30	79	2	2
45	118	1/0	2
75	197	3/0	1/0
112,5	295	3/0	1/0
150	394	250	3/0

La siguiente tabla no es aplicable para transformadores particulares (industriales o de bombeo) cuyo tipo y ciclo de carga es diferente a la de una red de distribución.

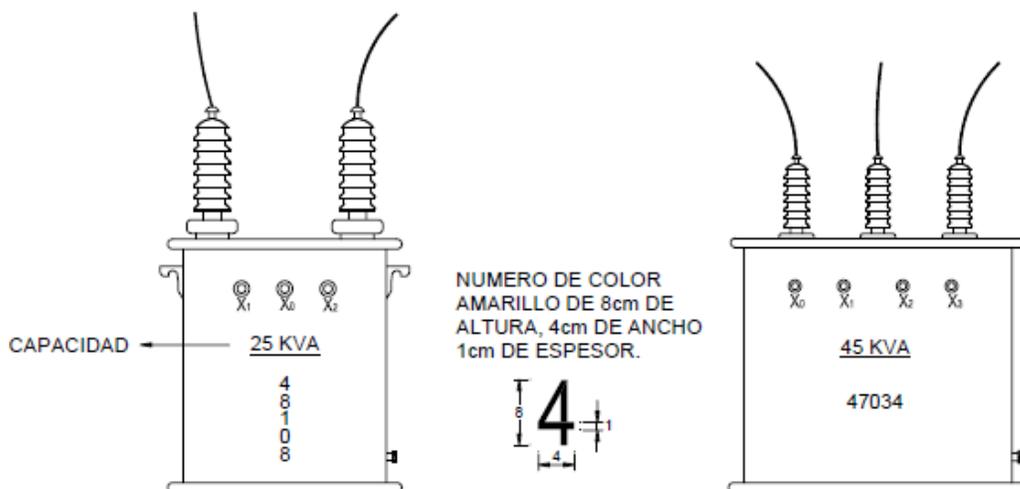
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS						
kVA	TENSIÓN DEL PRIMARIO					
	13200		23000		33000	
	I	F	I	F	I	F
15	0,66	0,75	0,38	0,50	0,26	0,50
30	1,31	1,5	0,75	0,75	0,52	0,50
45	1,97	2	1,13	1	0,79	0,75
75	3,28	3	1,88	2	1,31	1
112,5	4,92	5	2,82	3	1,97	2
150	6,56	6	3,77	4	2,62	3

I.- Corriente nominal en media tensión.
 F.- Capacidad nominal del eslabón fusible.

Nota:

1. Utilice eslabón fusible de tipo universal con velocidad estándar, K y fraccionario.

6.2 Codificación de Equipos



1. En el sistema de distribución todo el equipo eléctrico y su dirección eléctrica deben estar codificados y numerados. La codificación será alfanumérica.
2. La codificación y numeración del equipo es diferente a la que se asigne al lugar de instalación, sea número de área o banco de distribución, banco de capacitores, reguladores, N° de ramal, etc.
3. Transformadores: a cada transformador se le debe asignar un número económico y pintarlo como se muestra en los siguientes croquis. La capacidad en kVA se debe pintar.