

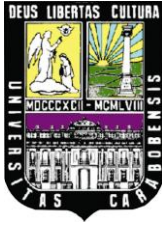
**UNIVERSIDAD DE CARABOBO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**  
**DEPARTAMENTO POTENCIA**



**ANÁLISIS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS A NIVEL DE**  
**13.8 KV / (240 -120) V EN EL CIRCUITO CORO I UBICADO EN EL**  
**ESTADO FALCÓN (caso: CADAPE)**

**Medina. Z. José Gregorio**  
**C.I. 7.495.845**  
**Rivas. B. Fernando Alberto**  
**C.I. 5.370.147**

**Valencia, Noviembre 2008.**



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**  
**DEPARTAMENTO POTENCIA**



**ANÁLISIS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS A NIVEL DE**  
**13.8 KV / (240 -120) V EN EL CIRCUITO CORO I UBICADO EN EL**  
**ESTADO FALCÓN (caso: CADA FE)**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE**  
**UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TÍTULO DE**  
**INGENIERO ELECTRICISTA.**

**Autores:**

Medina. Z. José Gregorio

Rivas. B. Fernando Alberto

**Tutor:**

Prof. Mago Maria Gabriela.

**Valencia, Noviembre 2008.**



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**  
**DEPARTAMENTO DE POTENCIA**



### **CERTIFICADO DE APROBACIÓN.**

Los abajo firmantes miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado **“ANÁLISIS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS A NIVEL DE 13.8 KV / (240-120) V EN EL CIRCUITO CORO I UBICADO EN EL ESTADO FALCÓN (caso: CADAFE)** realizado por los bachilleres Rivas. B. Fernando. A, C.I. V-5.370.147 Y Medina .Z. José Gregorio, C.I.: V-7.495.845, hacemos constar que hemos revisado y aprobado el mismo.

---

**Ing. Mago Maria Gabriela.**

---

**Ing. Jiménez Carlos**

---

**Ing. Hornebo Verner**

**Valencia, Noviembre del 2008.**

## **DEDICATORIA**

*Quiero dedicar este tesis de grado primeramente a Dios* por darme vida y salud, por haberme rodeado siempre de buenas personas y por ser tan generoso con mí persona.

*A mi Padre Juan Fernando Rivas*, quien me dio con su humildad y ejemplo la fortaleza de seguir adelante y culminar está meta, esto es para ti papa.

*A mi Madre Eduviges Bermúdez* por la confianza y el apoyo moral, por ser un ejemplo a seguir, una referencia de lucha constante ante la vida .Te Quiero Mucho y quiero dedicarte muy especialmente este trabajo de grado que a Dios gracia he terminado.

*A mis hermanos: José Félix, Iraida, Francisco* por ser los mejores hermanos gracias por esperar y confiar en mí los quiero muchos.

*A mis sobrinos: Arturo, Fernando y Mairelis* los quiero mucho, este trabajo es para ustedes, Dios lo bendiga.

*A mis Amigos del cubículo*, por ser incondicionales con migo, dentro y fuera de la Universidad por prestarme su apoyo para realizar, este trabajo, gracias.

*A mi apreciado amigo*, Héctor García (QEPD), por ser como fuiste con todos los que te conocimos, te extrañamos mucho mi pana que Dios te tenga en la gloria.

***Fernando Alberto Rivas B***

## DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo especial de grado a mi **Dios** y a la **Virgen de Guadalupe** por darme el coraje y salud para no desmayar en esos momentos duro de estudio.

*A mi madre **Elvira Z. de Medina** porque con tanto sacrificio, me dio su amor apoyo y dedicación; a mi padre **Alfonzo Medina** quien siempre con su forma jocosa y peculiar y ese consejo, de que mejor tener esos conocimientos que deja el estudio. Para lograr todo lo que uno se proponga ante que el dinero.*

*A mi abuela **Felicita Zavala** (Q.E.P.D.) que era el consejo cotidiano cada encuentro que teníamos no deje de estudiar y termina tus, a mi bisabuela Paula Zavala (Q.E.P.D.) por esos momentos tan felices que me diste.*

*A mis hermanos **Zoila, Alfonso, José Guadalupe, Felicita, Isela, Carlos** por ese apoyo incondicional gracias hermanos este esfuerzo también es suyo.*

*A mis sobrinos **Pedro, Vanessa, Henry, Elvicelys, Ismelvys, Iselvys, Jaisel, Jaiselvi, Carlos Alfonso, Alejandro, Elvira** y discúlpeme si olvide alguno los quiero a todo dios los bendiga.*

*A mi hijo **José Ángel** que tanto lo quiero este es por ti hijo dios te bendiga.  
A mis tíos Rafael, Custodio, Pablo, Francisca, Domingo, Luis, Diana a todos que son bastantes esto es por ustedes.*

*A los amigo del cubículo **J.A. Coronil, Douglas, Rosa, Osman, Yinezca, Gelsey, Cesar Sevilla, José Amaro, Fernando, Víctor, Jesús (chua), Rubén, Cesar Marín, Miguel Latorre.** Gracias amigos por todos esos momentos felices y algunos tristes no desmayen nunca hasta lograr la victoria.*

*A mi amigo Héctor García (Q.E.P.D.) “catire negro” te fuiste muy pronto se que tu quería ver este momento dios te tenga en la gloria.*

***José Gregorio Medina Zavala***

## **AGRADECIMIENTOS**

*A la Profesora Ing. Maria Gabriela Mago* por ser una amiga y Tutora de este trabajo Especial de grado, Gracias por su ayuda.

*Al Ing., Jesús Colina* tutor empresarial por darnos toda su ayuda y experiencia para culminar este trabajo especial de grado, gracias.

*Al personal de CADAFE* región 9 Coro estado Falcón por su atención y ayuda, en la realización y culminación de nuestro trabajo de grado, en especial a los técnicos del departamento de Planificación, Albert Chirinos, Héctor Cabrera, así como a los técnicos de la oficina comercial Coro I, por facilitarnos el historial de consumo de los suscriptores de la zona de estudio.

Fernando A Rivas B

José G Medina Z

**RESUMEN**

El objetivo del presente trabajo es análisis de pérdidas técnica y no técnicas en circuito salida IV se la subestación Coro I (caso estudio: circuito Pepsi Cola), del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de dicho circuito, a fin de reducir las pérdidas antes mencionadas y sentar las bases para la extrapolación a otros circuitos que conforman el Distrito Coro del sistema eléctrico Falconiano, para optimizar urbanismos de estrato R4.

Siendo las pérdidas técnicas y no técnicas la razón de esta investigación se realiza en primera instancia una evaluación física del sistema, a objeto de identificar y cuantificar las tomas ilegales existentes en el sector y determinar las condiciones generales de la red de media y baja tensión. Para el diagnóstico del sistema en baja tensión se consideran como variables técnica la caída de tensión, capacidad de corriente y factor de uso de transformadores.

Una vez realizado el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión en el circuito caso estudio, se hace necesario plantear alternativas de solución que minimicen las pérdidas por hurto de energía, atienda las debilidades técnicas y garantizar el buen funcionamiento del sistema eléctrico de distribución en baja tensión. En el sector no existen pérdidas no técnicas a nivel 13.800 V, por lo tanto no se proponen diversas alternativas en media tensión, se plantean soluciones definitivas.

La selección de la alternativa adecuada se realiza mediante una matriz de criterios relevantes integrados, siendo los factores considerados la facilidad para conexiones ilegales, costo de materiales, costo de mano de obra de instalación, facilidad de instalación, facilidad de mantenimiento, exposición a fallas e impacto visual. Estos factores abarcan de manera general parámetros técnicos, económicos y sociales que inciden directamente en la elección del conductor adecuado.



## **CAPITULO I**

### **EL PROBLEMA**

#### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

Dentro de las diferentes formas de energía que existen, la energía eléctrica es la más usada, una vez generada, transmitida, subtransmitida, distribuida y puesta a nuestra disposición. Es la fuente que mueve todo, sirve para poner en funcionamiento los diversos artefactos eléctricos del hogar, y es necesaria para el funcionamiento de la industria y el alumbrado de la ciudad. Sin la electricidad, la convivencia del hombre sería más difícil, es por ello, que la disponibilidad de energía es un factor fundamental para el desarrollo y crecimiento económico de toda nación, su utilización eficaz así como el uso responsable, son esenciales para el sostén de un país.

El uso inadecuado y el hurto de energía, son problemas de seguridad pública que atentan contra la estabilidad en la prestación de este servicio. Esta situación por lo general pone en riesgo la seguridad de la red de distribución, limita la capacidad de extensión, ocasionan fluctuaciones de voltaje que dañan artefactos y equipos, causa interrupciones del servicio, deteriora las instalaciones eléctricas, aumenta los gastos de mantenimiento y reduce los recursos financieros de las empresas que suministran la energía en nuestro caso CADAFE (Región Falcón).





---

## Capítulo I

*“Los trabajadores de las diferentes zonas del país, se encuentran realizando una serie de operativos especiales que han permitido significativos avances en la declinación de la cifra total de pérdidas móviles, que son aquellas ocasionadas por anomalías en la medición, por los clientes que no poseen medidores, usuarios ilegales, los cuales no aparecen en el registro de la empresa pero gozan del servicio, y usuarios que simplemente se conectan y roban la energía.*

*Para el año 2006 las pérdidas técnicas se situaban en 45,40% puntos. La meta contemplada para la reducción de dichas pérdidas para el año 2007, era de 2 puntos aproximadamente. Sin embargo, la reducción fue mayor, situándose actualmente en 41,70%, mucho menor que la que se tenía para el año 2004, que se ubicaba en 42% y representó para este año un impacto económico para la empresa de 390.188,80 bolívares” CAVEINEL [16].*

Es por esta situación que las empresas del sector eléctrico, públicas y privadas, se ven en la necesidad de poner en marcha una campaña de uso eficiente de la energía, dirigida especialmente al sector residencial de zonas populares que a pesar de ser el más numeroso y poseer las tarifas más bajas del mercado, tiene los más elevados índices de morosidad y hurto, en cuanto al pago de la energía consumida a nivel de usuario, por otra parte, se evidencia la conexión de tomas ilegales que ponen en riesgo el sistema de distribución eléctrico de la zona.

La C.A CADAFE no escapa de este escenario. Por lo que ha decidido iniciar una campaña de uso eficiente de energía en El Distrito Técnico Coro; ubicado en el



---

## Capítulo I

Municipio Miranda Estado Falcón, Circuito Salida IV (PEPSICOLA) alimentado por la Subestación Coro I (P) (115 / 13.8 KV), cuyos parámetros eléctricos de interés son los siguientes.

Nivel de tensión 13.8 KV, MVA Instalados 15.93, Demanda máxima MVA 5.02, Km de líneas 12.28, Tipo de carga servida U-C: donde U es carga tipo urbana y C es carga tipo comercial, Factor de Utilización 31.0 y conductor troncal de alimentación 336 ARV, además se tienen los siguientes parámetros comerciales: Oficina Comerciales; Coro I y II, Área Servida en  $\text{KM}^2$ ; 1409.30, Puntos de Alumbrado Público; 15598 y el Número de Suscriptores es; 48000.

Esta zona del Municipio Miranda Estado Falcón está formada en su mayoría, por cargas servidas del tipo U y C: donde U; es una carga del tipo urbano y C; es una carga del tipo comercial, en el tipo U el sub-estrato residencial, se caracteriza por estar dividido en tres sub-estrato los cuales son: sub-estrato de alto consumo de energía; donde las características más resaltantes de las viviendas son : residencias de dos plantas equipadas con todos los equipos electrodomésticos acordes con la vivienda, esta zona del Circuito Salida IV ( PEPSI COLA), está ubicada hacia la parte norte del mismo. Los valores típicos de consumo de energía 1950 KWH/mes aproximadamente y 2250 KVA de demanda.

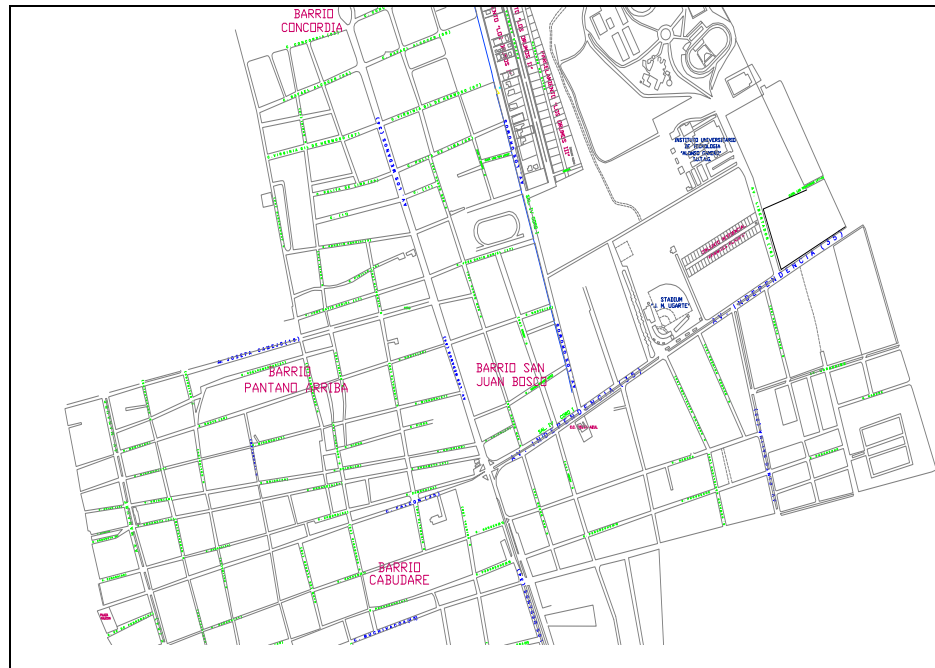
El siguiente sub-estrato es el medio consumo donde los habitantes de esta zona del Circuito Salida IV (PEPSI COLA), cuentan con ingresos económicos moderados, las casas (individuales o apareadas) tienen infraestructura de hierro, bloque y techo de placa viviendas de una sola planta, zona del circuito ubicada en la parte sur este del mismo, las viviendas están equipadas con aparatos



electrodomésticos necesarios y con valores típicos de consumo de energía 460WH/mes aproximadamente y 550 KVA de demanda.

Por último el sub-estrato de bajo consumo, donde los habitantes de esta parte del circuito cuentan con ingresos económicos bajos, la mayoría de las casas tienen estructuras de hierro, bloques y techos livianos, zona del Circuito Salida IV (PEPSI COLA), ubicada en la parte sur oeste del mismo, las viviendas están equipadas con los mínimos aparatos electrodomésticos necesarios con valores típicos de consumo de energía 200KWH/mes aproximadamente, 250 KVA de demanda. El sub-estrato comercial entra en el estrato de alto consumo, estando acorde con la tarifas suministradas por CADAFE para el estudio respectivo.

Algunos sectores que conforman el circuito en estudio entran dentro de la clasificación indicada anteriormente y estos son: Barrio Lara, Cabudare, Bobare, Jabonera, Juan Bosco, Chimpire, Concordia, entre otros. El circuito en estudio Salida IV (PEPSI COLA), limita al Norte con el Barrio la Concordia, al Sur con el Barrio Cabudare, al Este con la avenida Libertador y Oeste con la avenida Manaure (ver figura 1.1).



**Figura 1.1 Sectores que Conforman el Circuito en Estudio**

A partir de los parámetros eléctricos descritos anteriormente, se va a realizar una inspección en el circuito seleccionado para verificar si los equipos instalados están cumpliendo con las especificaciones técnicas y chequear que los bancos de transformación no estén sobre cargados, así como también las existencias de tomas clandestinas y medidores adulterados, se comparará también los tipos de cargas conectadas para cotejar si están tipificadas como de alto; medio o bajo consumo.

Con el crecimiento continuo de la demanda eléctrica en el circuito en estudio, el uso de viviendas como establecimientos comerciales en el sector, el deterioro de sus redes eléctricas, la reactualización de los planos en media y baja tensión, el ordenamiento geográfico, la seguridad en el acceso a la comunidad, la posibilidad de realizar mediciones y el contacto previo con líderes vecinales, han llevado a



CADAFE considerar este circuito como piloto para emprender las mejoras y minimizar las pérdidas técnicas y no técnicas en el mismo, para posteriormente realizar una extrapolación a otros circuitos que conforman el Distrito Técnico Coro, garantizando una buena calidad de servicio a nivel de todos los usuarios.

### **1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.**

Una vez realizada la inspección de los equipos instalados en la zona en estudio y verificado el buen funcionamiento de los mismos; se llevarán a cabo los correctivos necesarios para minimizar las pérdidas técnicas y no técnicas, siendo necesario considerar los siguientes aspectos:

- Verificar si la capacidad del conductor troncal instalado en la actualidad, cumple con la demanda exigida y soporta las cargas servidas.
- Chequear que en los bancos de transformación no existan sobrecargas, constatando que la empresa CADAFE, esté en capacidad de reemplazar estos transformadores por otros de mayor capacidad; con el objeto de reducir las pérdidas técnicas y no técnicas.

### **1.3. OBJETIVO GENERAL.**

Analizar las pérdidas técnicas y no técnicas a nivel de 13.8 KV/ y 240-120 V en el Circuito Coro I, Salida IV (PEPSI COLA), de la S / E Coro I ubicado en el Municipio Miranda. Estado Falcón, con la finalidad de mejorar el uso eficiente de la energía.



#### **1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

1. Inspeccionar el circuito troncal de campo, autorizado por la empresa caso estudio, a fin de contactar el estado actual de los equipos eléctricos instalados en la zona en cuanto a: Medición de energía y potencia, detectar las conexiones legales e ilegales, evidenciar la existencia de las pérdidas técnicas, no técnicas con los equipos que se dispondrán para tal fin etc.
2. Tipificar las cargas en base a sectores de alto, medio y bajo consumo, a través de una inspección técnica, así como de los medidores en la zona, para que CADAFE establezca las tarifas acordes con el consumo eléctrico, establecido por la GACETA OFICIAL N° 37.415 del 03/04/2002 para clientes de CADAFE y sus filiales.
3. Realizar la simulación de pérdidas a nivel de 13.8 KV y 240-120 V, utilizando el programa (PADEE) ®, con la finalidad de evaluar causas y posibles soluciones, que implementen mejoras en la reducción de las pérdidas técnicas, no técnicas, así como también, la calidad de servicio eléctrico.

#### **1.5 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.**

El sistema eléctrico de distribución, es el responsable de unir todas las cargas aisladas de una determinada zona a las líneas de transporte, desde el punto de vista operativo es necesario contar con un sistema de distribución confiable, seguro, flexible, económico, expansible, tan amplio como lo exija el consumo y que esté en capacidad de adaptarse a las cargas particulares que debe servir.



---

## Capítulo I

El estudio se realizará una vez verificado el estado y funcionamiento de los equipos instalados en la zona, comprobando que las especificaciones técnicas requeridas, estén acordes y en condiciones óptimas de funcionamiento. Después de ubicados en la zona y familiarizados con todos los elementos que conforman dicho circuito, se verificará si los equipos coinciden con los indicados en el plano suministrado por CADAFE, si dichos equipos trabajan bajo las condiciones normales; así como también los niveles de tensión, presencia de sobre cargas en los transformadores y si están diseñados acordes con la realidad del sistema en estudio.

Este proyecto beneficiará a la comunidad, al ofrecerle un servicio óptimo que mejore la calidad de vida de las personas y favorecerá a la distribuidora de energía la empresa CADAFE, la cual tiene previsto un Plan de Recuperación del Sistema Eléctrico Falconiano, que estipula inversiones imprescindibles en el área. Según Jorge Caldera director regional de CADAFE-FALCON [17], *“El proyecto incluye obras nuevas, recuperación de equipos y mantenimiento. Algunas ya las iniciaron, para las más grandes se están buscando recursos. Se están recuperando varios generadores y con 10 millones de Bolívares aportados por PDVSA en diciembre (2007), se comenzó el reemplazo de conductores para mejorar la capacidad de entrega de la energía”*, para disminuir los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas, en zonas populares del circuito en estudio.

Esté estudio le permite a la empresa CADAFE , actualizar los planos eléctricos en media y baja tensión del Circuito Coro I Salida IV (PEPSI COLA), conocer las condiciones en las que se encuentran los puntos de transformación, el sistema de alumbrado público, el número de suscriptores existentes, tomas clandestinas, conexiones irregulares ,cuantificando las pérdidas técnicas y no técnicas.



Así mismo, la investigación busca plantear la combinación más económica de capacidad y cantidad de puntos de transformación, señalando las modificaciones que deben hacerse en el sistema de distribución del Circuito Salida IV (PEPSI COLA); alimentado por la Subestación Coro I en media y baja tensión, a corto; mediano y largo plazo, que permitan minimizar las pérdidas por hurto de energía y garantizar un servicio de manera continua, eficiente y no discriminatoria.

Para el Departamento de Planificación y Desarrollo de la empresa caso estudio , este análisis sentará las bases para la posible extrapolación hacia otros Circuitos del Distrito Técnico Coro, el cual está compuesto por otros ramales, contribuyendo con la reducción horas-hombre empleadas en la corrección de fallas, además al departamento de pérdidas no técnicas(PNT), le permitirá actualizar la base de datos del sistema de gestión comercial (SGC) , tomar las acciones necesarias para reducir las pérdidas por hurto de energía en el sector.

### **1.6. ALCANCE Y DELIMITACIONES.**

**De Espacio (geográfico):** El proyecto analizará las perdidas técnica y no técnicas en el Circuito Salida IV (PEPSI COLA) (13.8 KV/ 240-120 V), alimentado por la Subestación Coro I ubicado en la parte norte de la ciudad de Santa Ana de Coro, exactamente en la calle La Concordia de la Urbanización San Bosco en el Estado Falcón. Para otro tipo de estudio, deberán plantearse, la investigación para otras necesidades específicas.





**De Tiempo:** La recopilación de la información se llevará a cabo desde Diciembre 2007 hasta Julio del 2008. Teniendo en cuenta que la demanda eléctrica de los clientes de CADAFE se tomará desde Enero 2007 hasta Diciembre 2007, refiriéndose a la información de un (01) año de la empresa.

**De Contenido:** La investigación estará conformada por la verificación e inspección actualizada del circuito en estudio de la zona, señalando la vialidad y el parcelamiento del sector, el levantamiento de los planos en media y baja tensión de la red de distribución, indicando en ellos los puntos de transformación, de alumbrado público y las acometidas principales de los suscriptores. Así mismo, se estimará la caída de tensión y la demanda de energía en el circuito, con el objeto de que se minimicen las pérdidas técnicas y no técnicas, garantizando así, un servicio de calidad y eficiencia por parte de la empresa que suministra la energía eléctrica a los usuarios.

Las alternativas propuestas estarán alineadas con tecnología actual y serán evaluadas desde el punto de vista social, técnico y económico con la finalidad de seleccionar la combinación más económica posible del conjunto (Alimentador primario, capacidad y cantidad de puntos de transformación, alimentador secundario y acometidas).

Por otra parte, una vez logrados los resultados esperados estos servirán para actualizar la base de datos de la empresa caso estudio, además de la posible extrapolación a otros Circuitos del Distrito Técnico Coro, permitiéndole inclusive, revisar las tarifas a nivel de usuario, dependiendo del tipo de consumo que tenga el mismo.



### **1.7. RESULTADOS ESPERADOS.**

Con la realización de esta metodología se ofrecerá a la empresa (CADAFE) en las Oficinas Comercial de Coro - Estado Falcón un método mediante el cual se puedan minimizar los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas existentes en la región, que en la actualidad no posee la empresa, esperando que con la implementación del mismo, se logren reducir las pérdidas cumpliendo con los estándares de calidad de energía establecidos en la, **(Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, reformada en Gaceta Oficial No. 5.568 en diciembre 2001, y promulgada en Gaceta Oficial 36.791 del 21 de Septiembre del 1999).**



## **CAPITULO II. MARCO TEÓRICO.**

Para empezar el tema de análisis de pérdidas técnicas y no técnicas en la S / E Coro I del Municipio Miranda Estado Falcón Circuito Salida IV (PEPSI COLA), se orienta la investigación a partir de la base del conocimiento de los siguientes aspectos: antecedentes o estudios previos efectuados con relación al tema que sirven de apoyo a la investigación y modelos o teorías sobre los cuales se sustenta la misma.

### **2.1.- ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.**

Las investigaciones citadas a continuación, han sido guías para el inicio de las bases teóricas, del trabajo que se quiere realizar, son estas las siguientes:

AQUINO Avilio y FLORES Fray( 1999), realizaron un **Estudio de la Caracterización de las Cargas en los Sectores Residencial, Comercial e Industrial**, en la ciudad de Valencia para la empresa de suministro eléctrico ELEVAl, el mismo involucra la búsqueda de información acerca de los factores que influyen en el consumo de energía eléctrica en los diferentes sectores existentes en la ciudad, tomando en cuenta los estratos socioeconómicos en la zona residencial y la diversidad económica en los sectores comercial e industrial.

Este estudio demostró como el tamaño de la vivienda y el nivel de educación, tiene influencia directa en el consumo de energía y en la utilización de ciertos tipos de



equipos eléctricos. Al igual que esta investigación, el presente estudio contempla la estimación de la demanda partiendo de la caracterización de la carga, ya que uno de los objetivos planteados en la misma es la de tipificar las cargas, dependiendo si es del tipo urbana o comercial y en base a sectores de alto, medio y bajo consumo para que la empresa suministradora de energía CADAPE, establezca las tarifas acordes a la realidad de los usuarios para el cobro de la energía consumida, una vez cuantificadas las cargas que son los dos tipos antes señaladas en el circuito en estudio.

MORALES Kléber y SÁNCHEZ Whimper (2000), en su trabajo **Identificación y Control de Pérdidas de Energía en el Sistema de Distribución Secundario**, realizado en la Escuela Superior Politécnica del Litoral de Guayaquil – Ecuador, caracterizaron y cuantificaron los diferentes tipos de pérdidas, determinando que del total de pérdida que puede existir en una red de distribución secundaria, el 86,89% corresponde a pérdidas no técnicas y el 42,68% de éstas se deben a hurto, fraude y manipulación de medidores.

En este estudio, la reducción de las pérdidas no técnicas se logra a través de la adecuación de medidores y reemplazo de acometidas no permitidas. Al igual que está investigación, el presente trabajo busca plantear soluciones que permitan disminuir las pérdidas no técnicas desde la red de baja tensión y a nivel de acometidas y medidores.

CASSIANI Carlos y VELÁSQUEZ Franklin (2003), elaboraron para la C.A. Electricidad de Valencia un **“Modelo Programado para La Estimación de la Demanda de Energía Eléctrica a Nivel de Distribución”**, basándose en las



aplicaciones de Microsoft Office provistos con el lenguaje de Visual Basic, elaboraron un programa para la estimación de la demanda eléctrica a largo y mediano plazo, lograron que los archivos de reportes y cálculos generados bajo esta herramienta pudieran ser utilizados por cualquier departamento de la empresa. Al igual que esta investigación, el presente estudio contempla la estimación de la demanda empleando otros métodos y no a través de un programa diseñado para tal fin.

En el año 2003, PÉREZ H. Dismelis y VALERA B Eruma, realizaron una **“Evaluación del Sistema de Distribución de las Redes de Media y Baja Tensión en la Universidad de Carabobo Núcleo Aragua (la Morita)”**, detectando que la mayoría de los elementos que conforman la red de media y baja tensión incumplían con el Código Eléctrico Nacional (CEN), la norma COVENIN 2800-98 y las normas de distribución de CADAFE. La metodología para el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución empleada en esta investigación es similar a la utilizada en el presente estudio, pero difiere en que las soluciones planteadas estaban orientadas a permitir la incorporación de cargas nuevas.

En marzo del 2006, el Vicepresidente de Tecnologías de Automatización en baja tensión de ABB-Argentina, Juan Carlos del Valle, en su trabajo **“Tarifa Social y Pérdidas no Técnicas”** dio a conocer las dos nuevas tecnologías desarrolladas por la empresa, el **Sistema Anti fraudé EF60** que permite realizar la acometida al medidor a través de un cable especial, que al intentar ser "descubierto" para realizar la conexión clandestina, genera una señal de disparo para un interruptor instalado directamente en la línea de distribución y los **Limitadores de Corrientes** que permiten la implementación de la tarifa social a través de un suministro limitado. Esta



investigación, al igual que el presente trabajo, proporciona alternativas de solución para reducir las PNT por hurto o fraude.

En Julio de 2007 MARTÍNEZ Jesús y ZERPA, Alexis, en su trabajo de grado **“Proyecto de optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución de la comunidad de San Agustín (caso: C.A. ELEVAL)**. En este estudio, la reducción de las pérdidas no técnicas se logró a través del ajuste de los conductores alimentadores, la adecuación de medidores y reemplazo de acometidas no permitidas.

## **2.2. MARCO REFERENCIAL.**

### **2.2.1. RESEÑA HISTÓRICA DE CADAFE.**

En el inicio del uso de la electricidad en Venezuela podría situarse en el año 1873, cuando el Ing. Vicente Marcano realizó una demostración pública de aparatos de arco para alumbrado urbano. La energía para tales fines provenía de un dinamo, impulsado por una unidad de vapor. Luego para el año 1883, se iluminaron algunos lugares públicos de Caracas con motivo de la Conmemoración del Centenario del Natalicio del Libertador.

En el año 1895, el Ing. Ricardo Zuloaga funda la C.A. Electricidad de Caracas y en 1897 se pone en funcionamiento dos unidades generadoras de 420 KW a 50 Hz; en la planta “el Encanto”, instalada en el curso del río Guaire. La energía era



transportada a la ciudad a través de una línea de transmisión a una tensión de 5000 V (CADAFE en línea).

La evolución de la industria eléctrica en Venezuela se inicia entonces con la creciente actividad del sector privado, por los requerimientos de la población que aumento su capacidad de demanda de energía y por lo tanto se necesito de un servicio que cubriera sus expectativas y necesidades, siendo así como se empiezan a crear instalaciones de plantas eléctricas que al menos prestaran servicio en horario nocturno y mantener ciertas condiciones de confiabilidad en el servicio. Posteriormente surgieron organizaciones manejadas por el estado y empresas privadas en conjunto, logrando la ampliación y alcance del servicio.

La energía eléctrica en Venezuela vista como proyecto planificado y estructurado, no se había dado hasta 1946 y es para esa fecha cuando se crea la Corporación Venezolana de Fomento (C.V.F), a través del Ejecutivo Nacional, encargada de velar por la correcta utilización y distribución de la electricidad, así como de solventar las deficiencias técnicas del sector que hasta entonces eran atendidas por la empresa privadas o por una sección del Ministerio de Fomento, absorbida esta última en 1949 por la propia C.V.F.

Entre los años 1954 y 1955 la Corporación procedió a crear 20 empresas, respecto a las cuales esta operaría como casa matriz. Posteriormente en 1956 se fusionan 5 de ellas, quedando solo 15 empresas, que actuaban en forma aislada y desorganizada; se nombra una comisión el 30 de Junio de 1958 que establecería los lineamientos para la creación e integración de una organización denominada Compañía Anónima de Administración y fomento Eléctrico “C.A.D.A.F.E.”,



empresa eléctrica del estado Venezolano; que entró a servir a pueblos, ciudades y zonas rurales con el lema “ CADAFE llega donde Venezuela llega”; que consolidaría para ese entonces las actividades y operaciones necesarias para la Industria Eléctrica Nacional.

Se funda así por disposición del Ministerio de Fomento, mediante resolución # 3818 del 25 de Agosto de 1958, con un capital social de 1.000.000,00 esta empresa fusionaría sus actividades con las 15 restantes. En Junio de 1959 CADAFE comienza a generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica. Durante las cuatro décadas de funcionamiento esta empresa se ha destacado por su labor como promotor del desarrollo de los pueblos de Venezuela, realizando grandes inversiones en equipos, tecnología y construcción de instalaciones, con la finalidad de realizar grandes obras de electrificación.

### **2.2.2. RESEÑA HISTÓRICA DE ELEOCCIDENTE.**

La C.A. Electricidad de Occidente inicia sus actividades el 03 de Mayo de 1991 y adquiere personalidad jurídica el 31 de Marzo de 1993. Empresa destinada a la distribución y comercialización de la energía eléctrica en grandes bloques a los fines de cumplir con las exigencias del proceso eléctrico de nuestra región, generadora de fuentes de empleo y con excelentes beneficios para el personal que labora allí, tales como: beneficios socio- económicos, culturales, deportivos y otros.

ELEOCCIDENTE, nace con la responsabilidad de distribuir y comercializar la energía eléctrica en los estados: Carabobo, Cojedes, Portuguesa, Falcón, Lara y





Yaracuy. Y ahora adopta un nuevo reto de asumir la transmisión de la energía hasta niveles de 115KV. Su presidencia, junta directiva y gerencia ejecutiva sientan su domicilio en la ciudad de Acarigua, capital del estado Portuguesa.

Posteriormente ELEOCCIDENTE realiza la venta de sus activos y la transferencia de sus suscriptores ubicados en el estado Lara, a la empresa: Energía Eléctrica de Barquisimeto “ENELBAR”, quedado ahora; únicamente conformada por los estados: Carabobo, Cojedes, Portuguesa, Falcón y Yaracuy (CADAFE en línea).

Las actividades que realiza son las siguientes:

- Transmisión de energía eléctrica en niveles de 115 KV (hasta principio de 1998 sólo manejaba niveles de tensión, de hasta 34.5 KV).
- Distribución de la electricidad en niveles de tensión desde 208 V hasta 34.5 KV.
- Comercialización de la energía eléctrica en niveles desde 120 V hasta 115 KV.
- Atención al público.

ELEOCCIDENTE atiende eléctricamente a 60 municipios, a través de sus cinco estados: Portuguesa, Falcón, Yaracuy, Carabobo y Cojedes. La figura 2.1 muestra los estados a tendidos por la C.A. Electricidad de Occidente.



## Capítulo II

- **Estado Portuguesa:** Agua Blanca, Araure, Esteller, Guanare, Ospino, Páez, Papelón, San Genaro de Boconocito, Santa Rosalía, Sucre, Turen, Unda.
- **Estado Falcón:** Acosta, Buchivacoa, Colina, Dabajuro, Democracia, Federación, Jacura, Manaure, Miranda, Monseñor Iturriza, Palma sola, Petit, Píritu, Sanare, San francisco, Silva Sucre, Tocopero, Unión, Urama, Zamora.
- **Estado Yaracuy:** Bolívar, Bruzual, José Antonio Páez, Manuel Monje, Nirgua, Peña, Urachiche.
- **Estado Carabobo:** Bejuma, Carlos Arvelo, Diego Ibarra, Guácara, Libertador, Los Guayos, Miranda, Montalbán, Naguanagua, San Diego, San Joaquín, Valencia.
- **Estado Cojedes:** Anzoátegui, Falcón, Girardot, Pao, Ricaurte, Rómulo Gallegos, Tinaco.

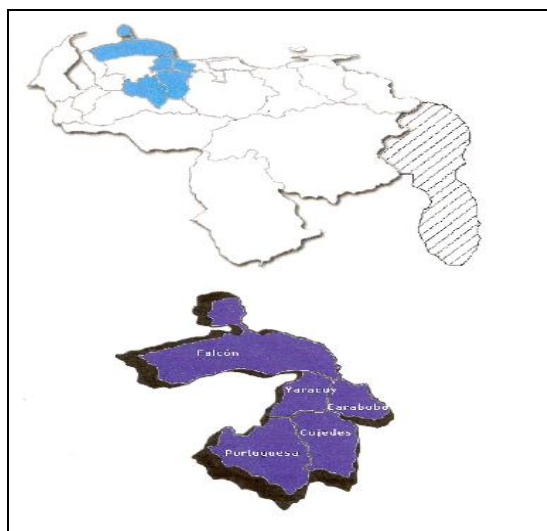


Figura 2.1 Estados Atendidos por ELEOCCIDENTE



### **2.2.2.1. MISIÓN DE ELEOCCIDENTE.**

ELEOCCIDENTE es una empresa descentralizada filial de CADAPE, cuyo fin y objetivo principal es la distribución hasta 115 KV, en alta; media y baja tensión, a demás de la comercialización de la energía eléctrica conforme a las directrices, ámbitos de acción y políticas emanadas de las juntas directivas de ELEOCCIDENTE en los estados: Carabobo, Falcón, Cojedes, Portuguesa y Yaracuy, en las mejores condiciones de confiabilidad eficiencia y rentabilidad, que adelanta su proceso de reestructuración y regionalización de bienes, servicios y negocios, según los lineamientos establecidos atendiendo el marco legal y regulatorio que rige la materia.

### **2.2.2.2. VISIÓN DE LA EMPRESA.**

Ser la mejor empresa eléctrica de distribución y comercialización, altamente competitiva y basada en la calidad, con el objeto de brindar de una manera efectiva y oportuna atención al cliente, todo esto con personal calificado, con procesos y sistemas automatizados de última tecnología con el fin de minimizar los niveles de pérdidas y con una rentabilidad que permita efectuar las inversiones requeridas para el mantenimiento, mejoramiento y ampliación rentable del sistema.



### **2.2.2.3. POLÍTICAS Y NORMAS DE LA EMPRESA.**

- Adecuar la organización, funcionamiento y desarrollo de la empresa a las condiciones actuales del país.
- Modernizar la empresa, humanizándola en cuanto a mejor atención al suscriptor. Mejorar los sistemas de facturación y en general desarrollar los procesos de informática para actualizar la empresa.
- Optimizar y mantener las instalaciones, plantas y equipos de la empresa.
- Desarrollar el recurso humano para elevar la productividad y sustentar los planes de expansión de la empresa.
- Alcanzar niveles óptimos de seguridad y calidad en el servicio prestado.
- Diseñar programas de inversión de forma tal que facilite la incorporación de la mayor calidad de componentes de fabricación nacional.

### **2.2.2.4. VALORES DE LA EMPRESA.**

- Integridad.
- Mística.
- Responsabilidad.
- Lealtad.
- Orgullo por la empresa.
- Experiencia.
- Honestidad.



### **2.3 GENERALIDADES.**

En esta sección de la investigación realizada, la intención que se persigue es ubicar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y dentro del Territorio Nacional, la zona en Estudio. Para lo cual es esencial conocer de manera general el SEN.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por dieciocho empresas eléctricas entre públicas y privadas, agrupadas todas en la Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (CAVEINEL) y coordinada a través de la Oficina de Operación del Sistema Interconectado (OPSIS).

Las empresas privadas son:

- C.A: La Electricidad de Caracas (ELECAR) y sus tres empresas filiales: C.A. Luz eléctrica de Venezuela (CALEV), C.A. Luz Eléctrica de Yaracuy /CALEY), C.A. Luz Eléctrica de Guarenas y Guatire (ELEGGUA).
- C.A. Electricidad de Valencia (ELEVVAL).
- C.A. Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello (CALIFE).
- C.A. La Electricidad de Ciudad Bolívar (ELEBOL).
- C.A. Sistema Eléctrico de nueva Esparta (SENECA).



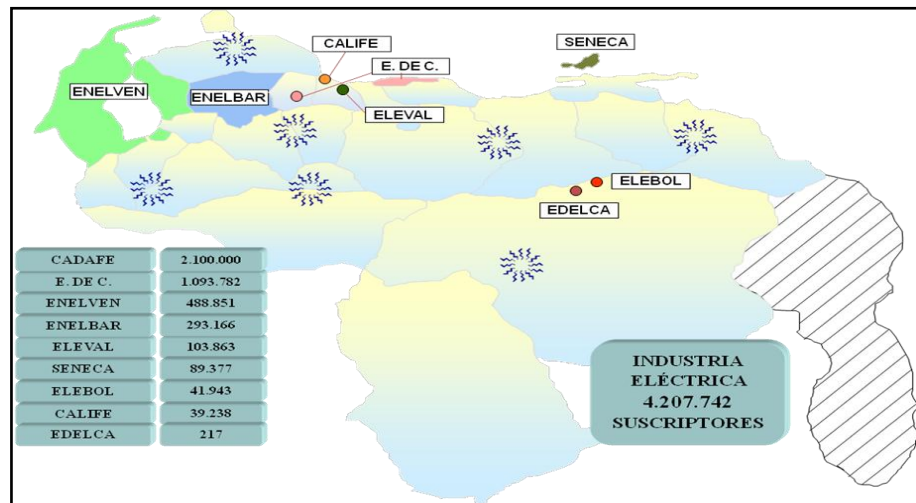
Las empresas públicas son:

- Compañía Anónima de Administración y fomento Eléctrico (CADAPE) y sus cinco empresas filiales: C.A. Electricidad de oriente (ELEORIENTE), C.A. Electricidad del Centro (ELECENTRO), C.A. Electricidad de Occidente (ELEOCCIDENTE), C.A. Electricidad de los Andes (CADELA), C.A. Sistema Eléctrico de los estados Monagas y Delta Amacuro (SEMDA).
- C.V.G. Electrificación del Caroní, C. A. (EDELCA).
- C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR).
- C.A. Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN), con su empresa filial:
- C.A. Energía Eléctrica de la Costa Oriental (ENELCO).

En la figura 2.2 se aprecia que la empresa CADAPE es la encargada de distribuir la energía eléctrica generada en el SEN, en la mayor parte del Territorio Nacional, así como también el área de influencia de suscriptores por empresa.

La gestión del SEN se realiza de manera centralizada con el fin de garantizar la óptima utilización de los recursos de la energía primaria, producción y transporte, de la energía eléctrica y contribuir al suministro de electricidad de una manera confiable, económica, segura y de calidad, de conformidad con las normas que regulen la materia.

No obstante, la gestión del SEN por naturaleza propia, está centralizada en la OPSIS.



**Figura 2.2.** Distribución de energía eléctrica y cantidad de suscriptores por empresas

De acuerdo con la OPSIS, la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el año (2005), alcanza los 19526 MW y está compuesto por un 63.7 % de generación hidráulica (12432 MW), un 23.3 % de generación térmica a vapor (4551 MW), un 13.0 % de generación a turbo gas (2543MW), en la figura 2.3 se observa una gráfica de capacidad de generación del Sistema Interconectado Nacional.

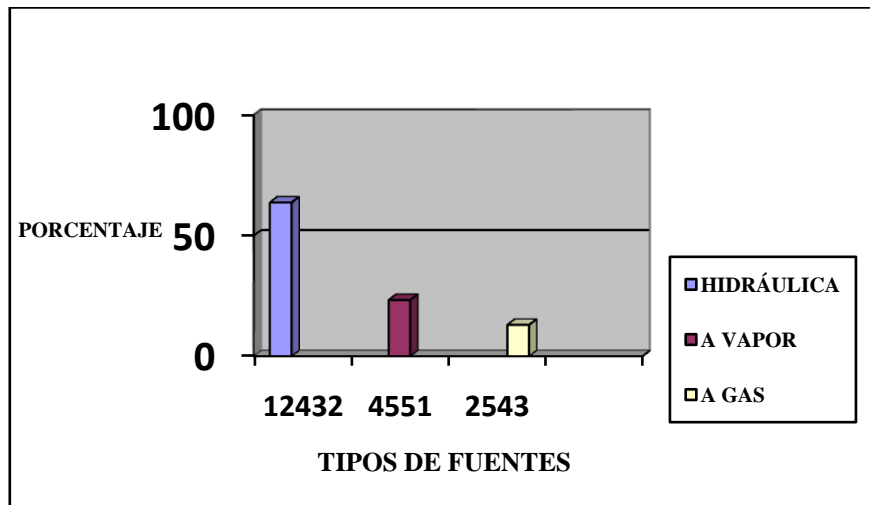


Figura 2.3 Capacidad de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN)

### 2.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO FALCONIANO.

El sistema Eléctrico Falconiano (SEF) está ubicado en la parte noroccidental de Venezuela y algunas de sus aspectos técnicos y comerciales se describen en la tabla 2.1.

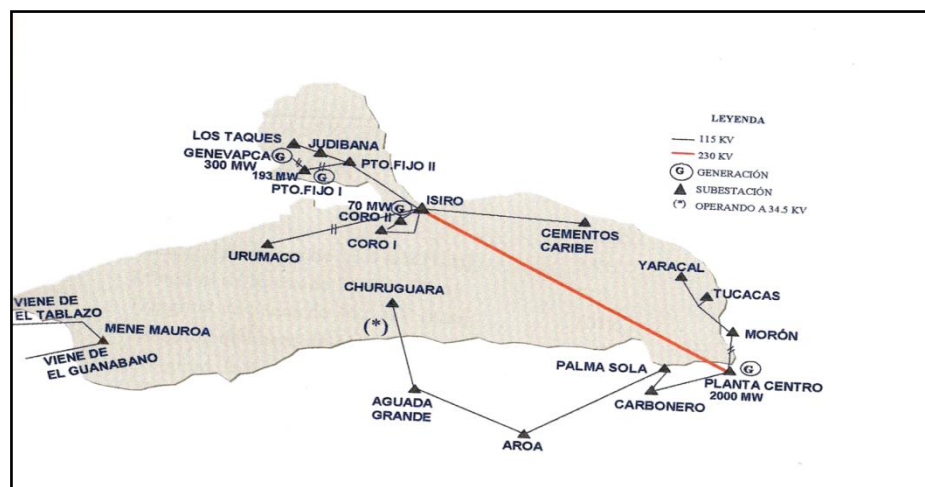
El SEF abarca el 80 % del estado Falcón, cuya capital es Santa Ana de Coro la mayor cantidad de energía que demanda a través del (SIN), es alimentada por Planta Centro, mediante una línea de transmisión de simple terna de 230 Km, la cual llega a la Subestación el Isidro, como se observa en la figura 2.4.

El restante de la energía es suministrada por Planta Coro y Planta Punto Fijo, por tres líneas de 34.5 KV. Una de estas tres líneas de 35.5 KV, proviene de la





Subestación Aguada Grande, propiedad de ENELBAR, aislada en 115 KV debido al riesgo de descargas atmosféricas en su paso por zona montañosa, llega a la Subestación Churuguara en la Sierra Falconiana. Las otras dos líneas provienen de la Subestaciones el Tablazo y el Guanábano, respectivamente, las cuales son propiedad de ENELCO, filial de ENELVEN, llegando a la Subestación Mene Mauroa, al oeste del estado Falcón. Siendo importante acotar, que, como se aprecia en la figura 2.4 ninguna de las tres líneas antes mencionadas tiene interconexión eléctrica con alguna línea del mismo nivel de tensión que sean alimentadas por la Subestación el Isiro.



**Figura 2.4 Sistema de Transmisión y Generación Actual del Sistema Eléctrico Falconiano**

Planta Centro es propiedad de CADAFE y está ubicada en Morón estado Carabobo, siendo el complejo termoeléctrico más grande de América Latina. Tiene una capacidad instalada de generación de 2000 MW, a través de cinco unidades de 400 MW cada una (CADAFE en línea).

Planta Coro, está ubicada en la parte oeste de la ciudad de Santa Ana de Coro, donde se encuentran 4 unidades generadoras a gasoil, 2 de 15 MW y 2 20 MW, de las

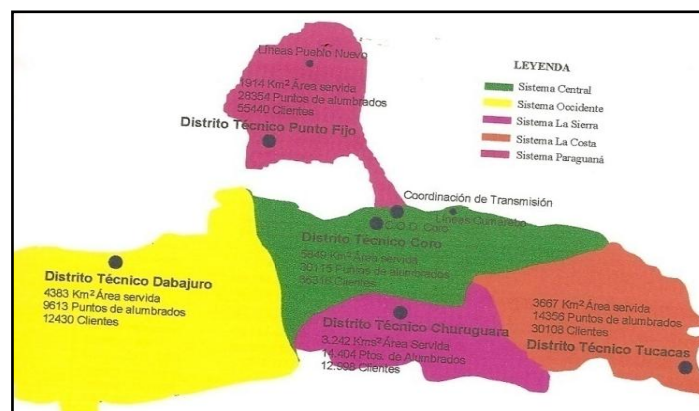


## Capítulo II

cuales están disponibles 2 máquinas (1 de 15 MW y 1 de 20 MW), con generación promedio de 21 MW. Actualmente, funciona en caso de emergencia.

Planta Punto Fijo, está ubicada en la parte norte de la ciudad de Punto Fijo; donde se encuentran 8 unidades generadoras a gas / gasoil, 7 de 20 MW y 1 de 50 MW, de las cuales solo se encuentran disponibles 3 unidades con una capacidad efectiva de 45 MW. En el (anexo A), se aprecia la ubicación de las Plantas: Coro y Punto Fijo; así como también, todos los componentes del sistema, hasta las salidas de 13.8 KV, del (SEF).

El (SEF) está dividido en cinco (5) Distritos Técnicos y cada uno de ellos conforma parte del subsistema dependiendo de su ubicación geográfica, como muestra la figura 2.5.



**Figura 2.5** Distritos Técnicos que conforman el Sistema Eléctrico Falconiano



**Tabla 2.1**  
**Aspectos Técnicos y Comerciales**

<b>ASPECTOS TÉCNICOS.</b>	
Área Geográfica [Km <sup>2</sup> ]:	24800
Área servida [Km <sup>2</sup> ]:	16856
Población [Hab]:	738553
Longitud de líneas de 13.8 KV [Km]:	3431
Longitud de líneas de 24 KV [Km]:	515
Longitud de líneas de 34.5 KV [Km]:	1012
Longitud de líneas de 115 KV [Km]:	397
Longitud de líneas de 230 KV [Km]:	230
Demanda máxima anual [MVA]:	428
Capacidad instalada [MVA]:	523.3
Cantidad de subestaciones de producción:	09
Cantidad de subestaciones de distribución*:	22
Cantidad de Distritos Técnicos:	05
Cantidad de circuitos de 13.8 KV:	95
Cantidad de circuitos de 34.5 KV:	22
Cantidad de circuitos de 24 KV:	02
<b>ASPECTOS COMERCIALES.</b>	
Número de suscriptores:	147858
Oficinas comerciales:	21

**Fuente: Medina- Rivas (2008)**

\*En la tabla 2.2 se procederá a nombrar las subestaciones de transmisión y distribución del SEF.

**Tabla 2.2****Subestaciones De Transmisión y Distribución.**

<b>Subestaciones de transmisión.</b>
Coro I, Coro II, Urumaco II, Punto fijo I, Punto Fijo II, Judibana, Los Taques, Yaracal II, Tucacas II.
<b>Subestaciones de Distribución.</b>
Tacuato, Churuguara, Coro III, Sabaneta, Urumaco I, Cumarebo, La Vela, Dabajuro, Mene Mauroa, Moruy, Pueblo Nuevo, Manaure, Bolivariana, Base Naval, Mirimire, Yaracal I, Boca de Aroa, Sanare, Tocuyo de la costa, Tucacas I, Chichiriviche II, San Juan.

**Fuente: Medina- Rivas (2008)**

**2.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN CORO I.**

La Subestación el Isidro está ubicada en la zona suroeste de la ciudad de Santa Ana de Coro y posee tres autotransformadores reductores de tensión, cuyas características eléctricas son, entre otras, 100 MVA de potencia nominal y una relación de transformación de 230 / 115 KV, cada uno; además es una de las subestaciones más importante del SEF, ya que transmite la mayor parte de la energía al mismo.

En el (anexo B), se aprecian algunas fotografías de la visita técnica que se realizó a la Subestación el Isiro, relevante es mencionar el esquema de barras que posee, que es, de barra principal y transferencia, ya que en él se puede realizar mantenimiento del disyuntor de un tramo transfiriendo su carga, facilita también el mantenimiento de los seccionadores de línea y transferencia afectando solamente el tramo al cual están asociados, requiriendo poco espacio físico para su construcción.

Su única desventaja es que para realizar el mantenimiento de la barra y los seccionadores asociados, es necesario desenergizar totalmente la misma.

Actualmente, la Subestación posee seis salidas de 115 KV y una de estas alimenta a la Subestación Coro I existen otras líneas de interconexión a 115 KV entre esta última Subestación y la Subestación Coro II, la que se encuentra deshabilitada debido a la indisponibilidad de Planta Coro, ya que, la Subestación Coro II está interconectada con esta última a 115 KV. La figura 2.6 muestra las dos líneas de 115 KV (en color azul), que llegan al pódico primario de la mencionada Subestación.

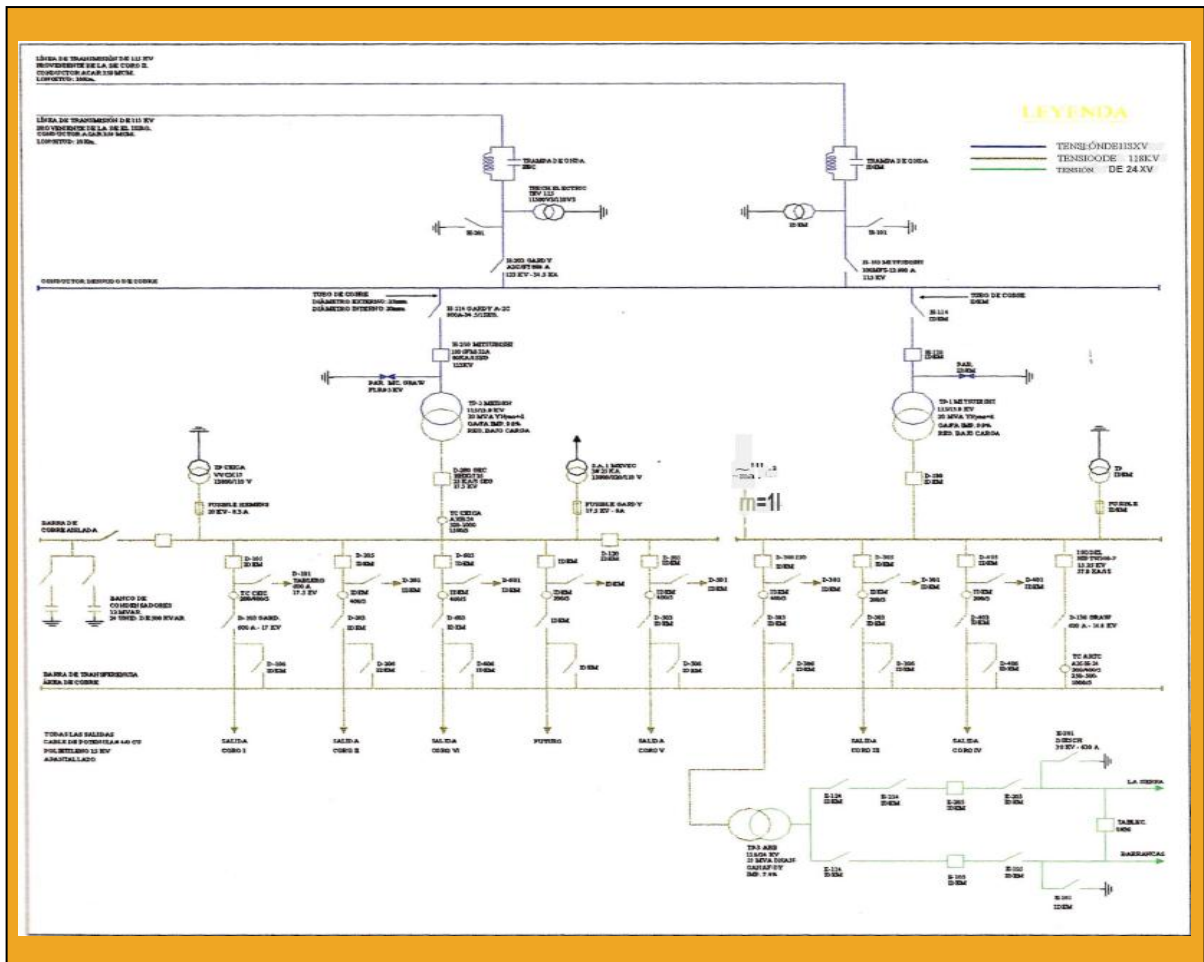


Figura 2.6 Diagrama Unifilar de la Subestación Coro I.



La Subestación Coro I está ubicada en la parte norte de la ciudad de Santa Ana de Coro, exactamente en la calle la Concordia de la Urbanización San Bosco, como se observa en el (anexo C), se muestran algunas fotos de la visita a la subestación Coro I. Posee una capacidad de 60 MVA, con tres (3) transformadores de potencia, cuyas potencias nominales son:

TP1= 20MVA

TP2 = 30 MVA

TP3 = 10 MVA

El TP1 y el TP2 son transformadores reductores de tensión, con una relación de transformación de 115 / 13.8 KV que alimentan a siete Circuitos de Distribución primaria, como lo señala el diagrama unifilar de la Subestación en estudio, figura (2.6), apreciando además, que el enlace de la barra entre el TP1 y el TP2 está abierta, obviamente por el contraste en sus características eléctricas.

Una de las salidas de 13.8 KV, alimenta al TP3, que es un transformador elevador de relación de 13.8 / 24 KV, del cual surgen dos (2) Circuitos: La Sierra y Barrancas; existe una salida adicional, disponible para futura expansión del sistema. Las seis salidas restantes son:

**Salida I:** Circuito Aeropuerto.

**Salida II:** Circuito Gobernación.

**Salida III:** Circuito Hospital.



**Salida IV:** Circuito Pepsi Cola (caso estudio).

**Salida V:** Circuito San José.

**Salida VI:** Circuito Independencia.

### **2.3.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.**

Los tres transformadores de potencia de la Subestación Coro I ostentan ocho (8) redes de distribución primaria, cuyas características se muestran en la tabla 2.3; en la que se puede observar que para una demanda promedio en el año 2007, el factor de utilización de los transformadores TP1 y TP2, fueron del : 68.30 % y 70 % respectivamente.

**TABLA 2.3**

#### **Características de los Circuitos de la Subestación Coro I**

<b>Circuito</b>	<b>Tensión (KV)</b>	<b>Calibre Troncal</b>	<b>Longitud Troncal (Km)</b>	<b>Longitud Total (Km)</b>	<b>Potencia instalada (MVA)</b>	<b>I<sub>Prom</sub> (Amp) Año2007</b>	<b>I<sub>Máx</sub> (Amp) Año2007</b>
Aeropuerto[TP2]	13.8	363ARV	5.69	15.34	11.66	214	311
Gobernación[TP2]	13.8	363ARV	4.62	16.35	17.732	230	381
Hospital[TP1]	13.8	363ARV	5.34	10.6	12.306	192	291
Pepsi Cola[TP1]	13.8	363ARV	3.28	12.26	16.163	216	336
San José[TP2]	13.8	363ARV	5.37	16.77	10.062	153	291
Independencia[TP2]	13.8	363ARV	7.91	34.12	15.193	311	441
La Sierra[TP3]	24	4 / 0 ASCR	385	420	9.44	117	201
Barrancas[TP3]	24	4 / 0 ASCR	87	120	5.9	42	191

**Fuente: Medina- Rivas (2008)**



Como se ha tratado, este estudio se enfoca en el Circuito Salida IV (PEPSI COLA), que alimenta parte de la ciudad de Santa Ana de Coro, en la tabla 2.3; se hace referencia a los seis (6) circuitos de distribución primaria de 13.8 KV; y los otros dos (2) Circuitos de 24 KV que alimentan a los pueblos de la Sierra Falconiana; que están a una distancia considerable del punto de partida y la carga que alimentan es de difícil acceso.

Los circuitos de distribución primaria de 13.8 KV de la Subestación Coro I, conservan un esquema de alimentación de Sistema Radial Simple (tratado en este capítulo), dado que cumple con las condiciones del sistema radial simple, puesto que cada alimentador primario parte de la Subestación Coro I hacia los transformadores de distribución en forma radial. Si ocurriese una falla permanente en el troncal de este alimentador, se produce la apertura del equipo de protección, ocasionando la pérdida de la carga servida, en estas redes la mayoría tiene seccionadores fusibles. Sólo se recupera la carga asociada al tramo del troncal no afectado. Para disminuir este efecto negativo en la continuidad del servicio, existen interconexiones (seccionadores) normalmente abiertos con otros circuitos adyacentes al mismo nivel de tensión, de la misma subestación o de otra subestación cercana, con el objeto de recuperar, mediante seccionamiento, parte de la carga perdida.

Las redes en estudio son en su totalidad, circuitos aéreos. El tipo de conductor que se encuentra en la mayoría de los casos es el trenzado de aleación de aluminio tipo arvidal de distintos calibres, que van desde el 336 MCM, conductor troncal del circuito caso estudio, como lo es (el circuito Pepsi Cola), para los ramales; encontró una gama de calibres de conductores, como el arvidal #2 AWG, #6 AWG, # 1/0





AWG,#2/0AWG,#4/0AWG, así como también conductores de cobre con los calibres antes mencionados.

La salida IV, Circuito Pepsi Cola. Esta caracterizado porque dos (2) de sus cargas más importante, las albergan los Centros comerciales Costa Azul, que posee dos (2) transformadores tipo pedestal de 750 KVA y el centro Comercial Shopping Center, que posee un (1) transformador tipo pedestal de 750 KVA. Este circuito tiene el troncal más corto de todos los circuitos señalados en la tabla 2.3, apenas casi tres kilómetros y medio de longitud; acompaña al Circuito hospital en terna doble hasta la esquina de la Av. Los Médanos y la calle Norte. Tiene en su haber un total de ciento cuarenta y cuatro (144) bancos de transformación y seccionadores, corta corrientes; necesarios para posibles transferencias de cargas de un conductor a otro, a lo largo del circuito caso estudio; actualizados a la fecha por la inspección técnica realizada por los autores de la presente investigación.

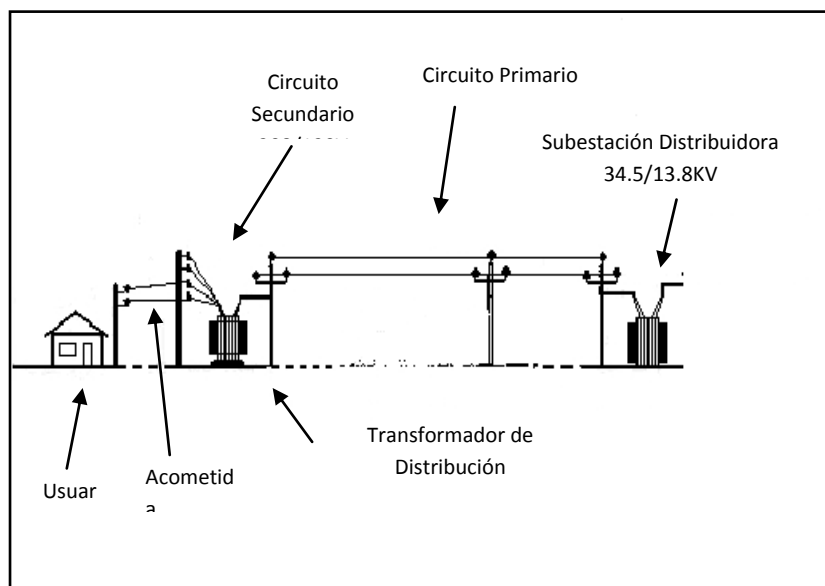
## **2.4. BASES TEÓRICAS.**

### **2.4.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.**

La producción de energía eléctrica se compone de tres etapas sucesivas que son: Generación, Transmisión y Distribución. No obstante, existen diferentes criterios de lo que es un sistema de distribución. Alberto Naranjo, en su libro *Apuntes de Sistemas de Distribución* (1974), lo define como *“las técnicas y sistemas empleados para la conducción de la energía hasta los usuarios, dentro del área de consumo”* [5]. Por su parte, CADAFE denomina a la red de distribución como el

conjunto de equipos y conductores destinados a la distribución de energía eléctrica [1].

Alejandro Lukostchuk (2000), en su texto *Fallas en Sistemas de Potencia*, presenta un concepto más completo de sistemas de distribución y lo define como la parte del sistema de potencia responsable de transportar el fluido eléctrico desde la barra de las subestaciones distribuidoras hasta los consumidores, a valores de voltaje adecuados. Comprende circuitos primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios, acometidas, dispositivos protección y mecanismos de control y mando. En la figura 2.7 se ilustra las partes componentes de un sistema típico de distribución.



**Figura2.7 Sistema típico de Distribución**

De conformidad con el convenio establecido en el título III, capítulo IV, artículo 2, de la Ley Orgánica de Servicio Eléctrico en Venezuela, las compañías de suministro de energía deben prestar el servicio de manera continua, eficiente, no discriminatoria y dentro de los parámetros de calidad y atención a los usuarios, en



este sentido, la red de distribución ha de tener la capacidad de mantener la carga total del conjunto, aunque cualquier circuito troncal quede fuera de servicio.

El sistema eléctrico de distribución del Circuito Coro I ubicado en el Estado Falcón está formado por los siguientes elementos:

- Red primaria de distribución.
- Puntos de transformación.
- Red secundaria de transformación.

#### **2.4.1.2. RED PRIMARIA DE DISTRIBUCIÓN.**

Toma la energía de la barra de baja tensión de la subestación distribuidora y la reparte a los primarios de los transformadores de distribución situados en distintos puntos del sistema, generalmente recorre la ruta principal o de mayor densidad de carga de una zona [2]. En Venezuela las tensiones normalizadas para líneas primarias son:

**Tabla 2.4 Tensiones Normalizadas para Líneas Primarias**

<b>Tensión (V)</b>	<b>Conexión</b>
2.400	Delta
2.400/4.160	Estrella
4.800	Delta
4.800/8.314	Estrella
7.200/12.400	Estrella
13.800	Delta (Preferido)
13.800	Estrella
13.800/23.900	Estrella

**Fuente: CADAPE.**



Sin embargo, CADAFE solo distribuye energía en 24,0 KV y 13,8 KV conexión delta. Circuito Salida IV (PEPSI COLA) es alimentado en 13.800V, proveniente de la subestación Coro I (P). Para minimizar los efectos de alguna falla en la red troncal, la red de media tensión del circuito en estudio cuenta con cortacorrientes y pararrayos como elementos de protección y control.

#### **2.4.1.3. PUNTOS DE TRANSFORMACIÓN.**

Convierten la energía procedente de la red primaria de distribución (24,0 KV y 13,8 KV) a la tensión de servicio de los usuarios, 120/240V ó 120/208V [2]. El Circuito Salida IV (PEPSI COLA) cuenta con bancos de transformación compuestos por dos ó tres unidades monofásicas, los cuales se encuentran fijos en los postes o casetas, con una relación de transformación de 13,8 KV/120V/240.

#### **2.4.1.4. RED SECUNDARIA DE DISTRIBUCIÓN.**

Funciona a la tensión de servicio del usuario (120/208V ó 120/240V). Abarca las salidas de baja tensión de los puntos de transformación, las derivaciones de red secundaria y las acometidas de los usuarios, generalmente poseen conductores de menor calibre que el del circuito troncal [2]. La derivación de la red secundaria en la zona en estudio, se utiliza para distribuir la energía en baja tensión a lo largo de calles o pasajes hasta la proximidad de los usuarios y para conectar las acometidas de dichos usuarios.



Otro elemento que integra la red secundaria, es el alumbrado público, el cual generalmente va montado en cada uno de los postes de la red de baja tensión y comprende un equipo formado por un brazo, pantalla o luminaria y lámpara [1]. EL circuito en estudio, cuenta con un sistema de alumbrado público formado por lámparas de vapor de sodio de 160 W, colocadas en luminarias tipo globo con brazo. Se recomienda mantener la alimentación independiente de los circuitos de alumbrado y fuerza motriz, de esta manera se obtiene una regulación muy precisa y una iluminación constante en los circuitos de alumbrado.

Existen varios criterios para la clasificación de los sistemas de distribución:

- La corriente: continúa o alterna.
- El voltaje: 13,8 KV - 34,5 KV - 2,4 KV- 240 V- 120 V-208 V.
- El esquema de conexión: radial, malla, múltiple y serie.
- Las cargas: residencial, comercial, industrial, de alumbrado y fuerza.
- El tipo de construcción: aéreos y subterráneos.

A su vez, los circuitos de corriente alterna se pueden clasificar según el número de fases en monofásicos dos hilos, monofásicos tres hilos o trifásicos, y de acuerdo a la frecuencia: de 50 Hz, de 60Hz [2]. En Venezuela se utilizan sólo sistemas de corriente alterna (ac) de 60 Hz o 60 C.P.S (ciclos por segundos) [1].



### **2.4.2. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.**

Los sistemas de distribución pueden clasificarse en diferentes formas:

- ✓ Según la carga: comercial, industrial, rural, urbano, alumbrado público, residencial y mixtas.
- ✓ Según la Corriente: en continua y alterna.
- ✓ Según la tensión: distribución primaria y distribución secundaria.
- ✓ Según su topología: radial, anillo y enmallado.
- ✓ Según el número de conductores: bifilar, trifilar, a cuatro hilos, etc.
- ✓ Según el tipo de instalación: aérea o subterránea.

### **2.4.3. TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN EL ESQUEMA DE CONSTRUCCIÓN.**

Los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas. Aún y cuando la construcción de sistemas de distribución aéreos sigue teniendo un menor costo que el de sistemas subterráneos, a la gran mayoría de nuevos desarrollos residenciales se les está dando servicio mediante sistemas subterráneos [2]. El circuito en estudio es una zona residencial, comercial que cuenta con más de 40 años de fundada y su sistema de distribución en media y baja tensión es 100% aéreo.



### **2.4.3.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN AÉREO.**

Se consideran aéreas todas las redes tendidas al aire libre y a la vista directa, ya sean de conductores desnudos, aislados o protegidos [1]. La estructura que se adopte tanto en media como en baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como densidad, tipos de cargas (residencial, comercial, industrial y mixta), localización geográfica de la carga, área de expansión de la carga, continuidad del servicio, etc.

### **2.4. 3.2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN URBANO Y RESIDENCIAL.**

Sistemas que son responsabilidad de las compañías de suministro eléctrico tanto públicas como privadas [3], y consisten en la mayoría de los casos, de grandes redes de cables aéreos desarrollados en zonas densamente pobladas. Por otra parte, en zonas residenciales las cargas son ligeras y sus curvas de carga muy diferentes a las de las zonas comerciales o mixtas; por lo tanto las estructuras de alimentación para estas zonas son distintas y los criterios con los que se deben diseñar son exclusivos para este tipo de carga.



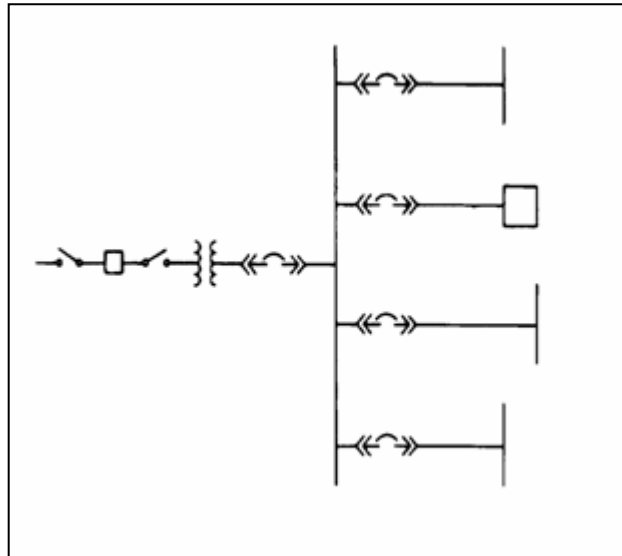
### **2.4.3.3. TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN EL ESQUEMA DE CONEXIÓN.**

La topología del sistema influye directamente en la continuidad del servicio y tiene un menor impacto en la regulación de la tensión. Los esquemas de conexión más comunes son radiales, anillo abierto, anillo cerrado y malla. Generalmente, los sistemas de distribución urbanos y residenciales, como el tratado en el Circuito Salida IV (PEPSI COLA), presentan una topología radial.

### **2.4.3.4. TOPOLOGÍA RADIAL.**

Por definición esta configuración es aquella donde el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, es el más simple y generalmente el de menor costo (ver figura 2.8); sin embargo, una falla produce interrupción del servicio. Por otro lado, el punto donde el circuito deja la subestación es el de mayor corriente y a medida que el alimentador se desarrolla y se derivan de los circuitos ramales, laterales y se conectan transformadores de distribución, la corriente va decreciendo hasta el final del circuito lo cual permite la reducción del calibre del conductor [4].





**Figura2.8. Topología Radial Standard 141-1993. IEEE.**

Los sistemas de distribución son particularmente importantes en una red eléctrica por dos razones principales: su proximidad a los clientes finales y la magnitud de los costos de inversión. Actualmente la inversión para la distribución constituye el 40% ó 50% de la inversión de capital de un sistema típico de servicio eléctrico [5], pero ésta se ve afectada por las deficiencias en la planificación y diseño de los sistemas de distribución y principalmente por las pérdidas de energía.

## **2.5. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Las pérdidas de energía se estiman globalmente a partir de los balances de energía efectuados en cada sistema eléctrico. La exactitud del balance de energía y por consiguiente el valor global de las pérdidas de energía, está determinada por la precisión de las medidas, la simultaneidad y la periodicidad de las lecturas. Para obtener una visión más completa del comportamiento de las pérdidas en el tiempo y con el fin de evitar efectos estacionales, es conveniente, además de efectuar el



balance mensual, llevar a cabo balances para el año en curso y para los últimos 12 meses [6]. En CADAFE este control de pérdidas no es llevado por el área de totalizadores, adscrito al departamento de Pérdidas No Técnicas.

### **2.5.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, sin embargo, pueden ser reducidas a valores aceptables, estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica y principalmente por la resistencia de los conductores que transportan la energía desde los lugares de generación hasta llegar a los consumidores [6].

#### **2.5.1.1. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

##### **2.5.1.1.1. POR EL TIPO DE PÉRDIDAS.**

Obedece a la parte del sistema donde se producen pérdidas y las que se originan son:

**Pérdidas Por Transporte.**

**Pérdidas Por Transformación.**



### **Pérdidas Por Transporte.**

Aquellas que se producen en las redes y conductores que transportan la energía desde las barras centrales hasta el lugar de consumo; ocurren en las líneas de transmisión, subtransmisión, en los circuitos de distribución primaria y secundaria; dichas pérdidas en un conductor vendrán dadas por la potencia disipada en el cobre o aluminio cuando circula una corriente que dependa de la carga conectada.

### **Pérdidas Por Transformación.**

Son las producidas en los transformadores, dependen de la calidad técnica de los equipos y el factor de carga de los mismos, así como del factor de utilización. Estas pérdidas se producen tanto en carga (pérdidas en el cobre), como en vacío (pérdidas en el hierro). Las primeras por efecto Joule, basadas en la corriente a plena carga y la segunda por histéresis y corrientes de Foucault en el núcleo, que corresponden a las pérdidas fijas.

#### **2.5.2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

Las pérdidas no técnicas se definen como la diferencia entre la energía que fue entregada a los usuarios y la energía facturada por la empresa, desde el punto de vista macroeconómico; no constituyen una pérdida real para la economía, dado que la energía que se factura es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra a nivel general.



No obstante para la empresa prestataria del servicio, representa una pérdida económica y financiera; ya que solo recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que suministra.

### **2.5.2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

Existen criterios para clasificar estas pérdidas, uno de ellos es hacerlo según su origen. Aplicando este criterio se pueden agrupar bajo los siguientes términos:

#### **Por Robo o Hurto.**

Corresponde a la energía que es apropiada ilegalmente de las redes, por los usuarios que no poseen medición, como pueden ser:

- ✓ Conexión clandestina.
- ✓ Conexiones en instalaciones provisionales.

#### **Por Fraude.**

Corresponde aquellas pérdidas que a pesar de tener medición, los usuarios manipulan la misma; a fin de lograr que los consumos registrados sean inferiores a los reales.

**Por Administración.**

Corresponde a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa prestataria del servicio, como puede ser:

- ✓ Errores en la medición del consumo.
- ✓ Falta de registros adecuados de los consumos propios.
- ✓ Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos.
- ✓ Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación.

Para cada empresa el porcentaje de pérdidas no técnicas es un indicador de su eficiencia para lograr un suministro óptimo y confiable, es por ello que las compañías de distribución eléctrica en el mundo hacen un esfuerzo por optimizar técnicamente y económicamente sus sistemas de distribución, con la intención de disminuir las pérdidas no técnicas y con ello lograr un servicio continuo, eficiente y no discriminatorio, tal como le establece la Ley Orgánica de Servicio Eléctrico en Venezuela [3].

Existen otros tipos de pérdidas no técnicas, como son los errores de precisión en los medidores y en los procedimientos de lectura y por deficiencias administrativas, estas representan menos del 10% del total de P.N.T. Las pérdidas no técnicas por deficiencia administrativa se deben a clientes conectados al sistema legalmente, pero que no se les cobra puesto que no están incluido en el sistema de facturación, clientes con medidores defectuosos que no han sido reemplazados por



qué no se tienen repuestos, personal disponible o vehículos; clientes que están subfacturados por que la instalación no es correcta o por que la empresa no les ha colocado el medidor.

### **2.5.2.2. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

La exactitud en la determinación de las pérdidas no técnicas de una empresa depende, en primer término, de que tan exacta es la medición que se tenga de las pérdidas totales del sistema y de las pérdidas no técnicas estimadas para él; en segundo término, del esfuerzo que las empresas de servicios estén dispuestas a dirigir hacia su identificación.

La expresión del valor estimado de las pérdidas no técnicas es la siguiente:

$$\text{PNT} = \text{Energía Total Entregada a la Red} - \text{Energía Total Facturada}$$

La exactitud de la expresión anterior está determinada por los factores siguientes:

- Precisión de las mediciones de energía, tanto de la que se factura a los clientes como las de producción y/o intercambio.
- Simultaneidad de las lecturas y formación de la energía pendiente por facturar. Es de recordar que el proceso de facturación esta diferido con respecto al proceso de medición.
- Correcta contabilidad de la energía facturada en el periodo analizado.



Luego, se evidencia la necesidad de mantener una información veraz con la finalidad de obtener resultados altamente confiables.

Para estimar las pérdidas globales se requiere el registro de toda la energía entregada a la subestaciones. En la energía facturada se debe incluir también la energía no cobrada, incluyendo correcciones por alumbrados públicos, instituciones gubernamentales, usuarios a quien no se les cobra o que tienen tarifas especiales, subsidios a empleados, entre otros. Los consumos propios de la empresa deben ser incluidos también en la energía distribuida o facturada.

### **2.5.3 NIVELES DE PÉRDIDAS.**

Es difícil establecer en forma general un nivel óptimo de pérdidas vitales para cualquier sistema, ya que el mismo depende de las características propias; de los costos y beneficios que se deriven de la reducción de las pérdidas de energía.

De acuerdo con la Organización Latinoamericana de Energía (**OLADE**), deduce que el porcentaje de pérdidas totales no deberían superar el 10 al 12 % de la energía entregada a la red y más aún se considera como deseable que sea inferior al 10%, es decir, 8 o 9% ; como óptimo a maximizar. No obstante en empresas Suramericanas la realidad es diferente, ya que estas pérdidas están alrededor del 18 %, llegando en algunos casos a alcanzar valores del 25% y 27%.



El valor deseable debería estar en el orden del 10 al 12%; como máximo para las pérdidas totales, de las cuales; de 7 al 9% corresponden a las pérdidas técnicas y del 3 al 4% a las pérdidas no técnicas, por lo que la OLADE considera como deseable siempre el que represente el “optimo económico”, es decir que sea el resultante de un equilibrio entre los ahorros logrados al reducir las pérdidas y los costos asociados a esa reducción.

Sin embargo; en el “I Seminario Internacional de Reducción de Pérdidas de Electricidad y Uso de la Energía Eléctrica”, realizado en Maracaibo Estado Zulia en Octubre de 1999, se establecieron los siguientes porcentajes de pérdidas técnicas de potencia, indicados en la tabla 2.8.

**Tabla 2.8. Porcentaje de pérdidas técnicas de potencia**

Sistema	[%] Ideal	[%] Máximo
Líneas de Transmisión	1.25	2.5
Líneas de Subtransmisión	2	4
Estación de Distribución	0.25	0.5
Distribución Primaria	3	5
Distribución Secundaria y Transformadores de Distribución	1	2

**Fuente: Medina- Rivas (2008).**

## **2.6. OPTIMIZACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.**

En esta etapa se debe tener como principio el factor social, a fin de lograr un sistema que se ajuste a las necesidades y requerimientos de la zona que debe servir.





Sin embargo, se deben considerar tres aspectos básicos de ingeniería, como son el diseño eléctrico, el diseño mecánico y el diseño económico. Es muy difícil encasillar un problema específico en uno de estos tres tipos solamente, ya que siempre se encontrará interrelacionado con los otros dos, debiendo considerar su parte correspondiente para el resultado óptimo en el diseño final.

La optimización técnica y económica consiste en escoger la combinación más adecuada del conjunto: alimentador primario, capacidad y cantidad de puntos de transformación, alimentador secundario y acometidas. Para ello existen diferentes metodologías, una de ellas es la presentada en el trabajo “**Evaluación del sistema eléctrico de distribución de las redes de media y baja tensión en la Universidad de Carabobo Núcleo Aragua**”, la cual consta de:

- ✚ Levantamiento del sistema actual (Diagrama unifilar).
- ✚ Análisis de la distribución de carga de la red de media y baja tensión.
- ✚ Recopilación de información de la red de media y baja tensión.
- ✚ Análisis de la red de media y baja tensión ante incremento de cargas.
- ✚ Propuestas de mejoras y evaluaciones de los parámetros de eficiencia energética.

Otras de las metodologías existentes es la planteada por Vargas y Joseph en su trabajo realizado en ELECENRO, en el cual proponen:



- ✚ Realizar el levantamiento y actualización de las redes en baja y alta tensión, para simular condiciones operativas actuales del sistema eléctrico usando el programa S.I.D (Sistema Integrado de Distribución) de ELECENRO C.A.
- ✚ Determinar proyección y pronóstico del crecimiento de la demanda de potencia y energía eléctrica a corto y mediano plazo.
- ✚ Diseñar un sistema de suministro de potencia y energía subterráneo que permita aumentar la flexibilidad, confiabilidad y calidad de servicio eléctrico en el casco central de la ciudad de San Mateo.
- ✚ Realizar el análisis costo-beneficio de la propuesta planteada.

Pero la más completa de todas las metodologías consultadas, es la sugerida por CADAFFE, la cual consiste en:

- ✚ Identificación de la topología de la red de distribución a evaluar. Inspección física del estado actual de cada uno de los componentes que conforman dicho sistema (Conductores, seccionadores, transformadores, estructuras y soportes, etc.).
- ✚ Estudio de la carga conectada (iluminación, neveras, aires acondicionados, etc.).
- ✚ Medición de los parámetros eléctricos de la red de distribución (Voltaje, corriente, frecuencia, KVAR).



- ✚ Cálculos de Caída de tensión, cortocircuito, calibre del conductor.
- ✚ Coordinación de protecciones.
- ✚ Comparación de los resultados de los cálculos matemáticos con los resultados de la inspección física.
- ✚ Evaluación de los parámetros de eficiencia energética.
- ✚ Resultados y recomendaciones.

Una vez analizadas las diversas metodologías de optimización técnica y económica de sistemas de distribución, se procede a plantear la que será empleada en la presente investigación, considerando que el objetivo principal es proponer soluciones que permitan disminuir las pérdidas técnicas y no técnicas en el Distrito Técnico Coro; Subestación Coro I, Salida IV ( PEPSI COLA). La metodología consta de las siguientes etapas:

- ✚ Actualizar y digitalizar las redes eléctricas a objeto de identificar la topología de la red de distribución.
- ✚ Efectuar el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión, con la finalidad de determinar sus condiciones operativas.
- ✚ Proponer alternativas que atiendan las debilidades técnicas y avalen el buen funcionamiento del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión.



- ✚ Seleccionar la alternativa adecuada que genere mejoras en la disminución de las pérdidas técnicas y no técnicas en el sistema eléctrico de distribución en media tensión nivel de 13.8 KV y baja tensión niveles de tensión 240/120 V.
- ✚ Estimar la rentabilidad de la alternativa seleccionada a fin de determinar la factibilidad del proyecto.

En el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución en baja tensión de la zona en estudio, se consideran como variables determinantes en la optimización: el cálculo de caída de tensión, la capacidad de corriente de los conductores y el factor de utilización de los transformadores.

### **2.7. VARIABLES CONSIDERADAS EN LA OPTIMIZACIÓN.**

En la selección de conductores eléctricos se consideran la capacidad de corriente y la caída de tensión en los mismos, como factores determinantes en la elección del calibre adecuado para un caso dado, la solución definitiva será aquella que refleje la condición más desfavorable o sea la que presente el calibre mayor del conductor entre la capacidad de corriente y la caída de tensión del circuito [8]. La capacidad de las redes de baja tensión de suministrar un servicio eléctrico adecuado se inicia con la determinación de la caída de tensión.



### ➤ CAÍDA DE TENSIÓN.

Cuando un circuito suministra corriente a una carga, experimenta una caída de tensión y una disipación de energía en forma de calor. En los circuitos de corriente directa, la caída de voltaje es igual a la corriente en amperios multiplicada por la resistencia óhmica de los conductores. En cambio, en los circuitos de corriente alterna, la caída de voltaje es una función de la tensión nominal del sistema, de la distancia, del factor de potencia y de la resistencia y reactancia de los conductores [2].

En muchos circuitos secundarios la regulación de voltaje permitida predomina ante la capacidad de transporte de corriente en la selección del calibre del conductor. Para su estimación se aplica la ecuación (2.1), tomando en cuenta la regulación máxima de tensión establecida en las normas de diseño de CADAFE para líneas aéreas urbanas de 4%, siendo la caída de tensión máxima en la red secundaria de 3% y 1% en las acometidas.

$$\Delta V = Kd \times \sum (KVA \times L) \quad (2.1)$$

Donde:

$\Delta V$ : Caída de tensión (%)

$Kd$ : Constante de distribución ( $KVA m^{-1}$ )

$KVA$ : Carga conectada (KVA).

$L$ : Longitud (m).



➤ **CARGA CONECTADA.**

Es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen la posibilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir la demanda máxima, dependiendo de la necesidad o requerimiento para su estudio, se puede expresar en Watts, kilowatts, amperes, caballos de potencia, kilo volt-amperes, etc. [9].

Para estimar la carga conectada (KVA), CADAFE emplea el método las cargas reales conectadas, que permite obtener resultados ajustados a la realidad y tiene la ventaja de aplicarse en cualquier estrato social. Para utilizar este método, es necesario realizar un censo de carga donde se obtenga información de la cantidad y variedad de artefactos eléctricos que tienen la probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda.

Una vez realizado el censo de carga, se estima el consumo del artefacto (KWH/mes) haciendo uso de la ecuación (2.2), en donde la carga (KW) y las horas promedio de uso al mes del artefacto, se obtienen de la caracterización de la carga realizada por la empresa distribuidora.

$$Ca = Ea \times h \times n \quad (2.2)$$

Donde:

Ca: Consumo del artefacto (KWH /mes)

Ea: Carga del artefacto (Kw)



h: Horas promedio de uso al mes (h/mes)

n: Cantidad de artefactos (Adm.)

Finalmente la carga real conectada será el consumo del inmueble, el cual se estima de la siguiente manera:

$$C_i = \sum_{a=1}^n C_a \quad (2.3)$$

Donde:

$C_i$ : Consumo del inmueble (KWH/mes)

Generalmente la demanda de una vivienda no coincide en tiempo con la de otra, por lo que es necesario relacionar el consumo energético en la hora punta de esa vivienda con la demanda máxima del grupo; es decir que el consumo de cada inmueble se divide entre un factor de coincidencia o factor de variación horaria, el cual se calcula a través de la ecuación (2.4).

$$f_h = \sum \left[ \frac{C_i}{C_{max}} \times f_c \right] \quad (2.4)$$

Donde:

$f_h$ : Factor de variación horaria (h/día)

$i$ : Intervalo de tiempo (h)

$f_c$ : Factor de carga (p.u)



Esto permite estimar la demanda máxima de cada vivienda, que se define como la cantidad de energía que se consume en un momento o período y que varía de hora en hora [9].

$$D_{\text{máx}} = \frac{C_i}{f_h \times f_p \times t} \quad (2.5)$$

Donde:

$D_{\text{máx}}$ : Demanda máxima por cliente (KVA).

$f_p$ : Factor de potencia (Kw/KVA).

$t$ : Factor de conversión de tiempo (30 días/mes).

$f_h$ : Factor de variación horaria (h/día).

$C_i$ : Consumo del inmueble (KWH/mes).

La relación entre el total de demandas individuales de un conjunto en un determinado intervalo de tiempo y el número total de cargas, da origen a la demanda máxima diversificada del sistema, que es de gran importancia a la hora de proyectar un alimentador para un determinado consumidor, ya que ésta fijará las condiciones más severas de carga y caída de tensión.

$$D_{\text{mdiv}} = \sum_1^n \frac{D_{\text{máx}}}{n} \quad (2.6)$$





Donde:

D<sub>mdiv</sub>: Demanda máxima diversificada (KVA)

D máx.: Demanda máxima por cliente (KVA)

n: Total de viviendas (Adim)

La constante de distribución K<sub>d</sub>, es un valor que depende de las características propias de cada conductor, específicamente de la resistencia y la reactancia, y se determina mediante la ecuación:

$$K_d = \frac{r \cos\theta + x \operatorname{sen}\theta}{10K_v^2} \quad (2.7)$$

Donde:

r: Resistencia del conductor ( $\Omega$  / Km.)

x: Reactancia del conductor ( $\Omega$  / Km.)

Cos $\theta$ : Factor de potencia (0.9).

K<sub>v</sub>: Voltaje nominal del sistema (V).

**➤ CAPACIDAD DE CORRIENTE.**

Todo conductor posee una capacidad de transportar corriente eléctrica a través de él, en conductores desnudos esta capacidad está limitada por la conductividad propia del material, pero en conductores aislados el paso de corriente se ve limitado también por la capacidad térmica del aislante. En el caso de los conductores desnudos como el Arvidal 2/0 empleado en la zona en estudio, el calor producido es disipado rápidamente por estar en contacto con el aire. De igual forma, si el conductor aislado está expuesto al aire, la disipación de calor se hará en forma espontánea y fácil [10].

Para la obtención de la corriente se toma en cuenta el tipo de sistema de distribución. Para el caso monofásico 3 hilos se emplea la ecuación VIII, y para el caso trifásico 3 ó 4 hilos se utiliza la ecuación IX.

$$I_c = \frac{P}{V \times fp} \quad (2.8)$$

$$I_c = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times fp} \quad (2.9)$$

Donde:

$I_c$ : Corriente de carga (A)

P: Potencia (Kw)

V: Voltaje de línea. (V)

fp: Factor de Potencia.



➤ **FACTOR DE USO DE LOS TRANSFORMADORES.**

Uno de los parámetros eléctricos que se debe tener en cuenta al momento de diseñar y planificar un determinado sistema eléctrico de distribución es el factor de utilización de los transformadores, ya que permite determinar la capacidad del banco de transformación que debe ser instalado para suplir la carga de un determinado sector. El factor de utilización en un transformador es la relación entre la demanda pico del transformador y la potencia nominal del mismo [21].

Sin embargo, al momento de realizar diagnósticos en sistemas existentes, el factor de uso permite identificar bancos de transformadores subutilizados o sobrecargados, para efectuar una redistribución de cargas o aumento en la capacidad del banco en estudio, con la finalidad de optimizar el servicio eléctrico.

$$FU = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad nominal}} \times 100 \quad (2.10)$$

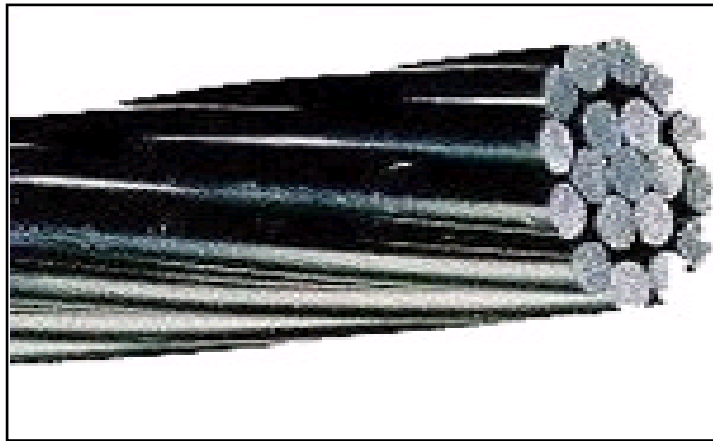
Donde:

Fu: Factor de uso (%).

## **2.8. CONDUCTORES ELÉCTRICOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS.**

En los sistemas de distribución aéreos de zonas urbanas, generalmente se emplean cables de aluminio desnudo reforzados con acero tipo A.C.S.R (Aluminum

Conductor Steel Reinforced); ( ver figura 2.9), ya que permiten instalaciones con distancias interpostales cortas y el bajo peso del aluminio, comparado con el del cobre, permite reducir costos de manejo, herrajes, postes, etc.



**Figura 2.9 Cable de aluminio Desnudo Tipo A.C.S.R**

Estos conductores son utilizados para líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica primaria y secundaria. Además ofrecen resistencia a la tracción o esfuerzo de tensión mecánico óptimo para el diseño de éstas líneas. El alma de acero de estos conductores está disponible en diversas formaciones, de acuerdo al esfuerzo de tensión deseada y sin sacrificar la capacidad de corriente del conductor. En la tabla 2.9 se presentan las características de los conductores de aluminio desnudos.



**Tabla 2.9. Características de Conductores de Aluminio Desnudo, Conductividad 61%**

A.W.G. N°	Número de Hilos	Diámetro de cada Hilo en mm.	Diámetro Exterior en mm.	Carga de Ruptura en Kg.	Peso en Kg./Km.	(1) Capacidad en Amperios	Resistencia en ohm/Km.; a 60 C.P.S		React. Induct. a 60 C.P.S en ohm/Km. S=0,30487 m	React. Induct. a 60 C.P.S en MΩ/Km S=0,30487 m	Cobre Equivalente AWG
							25°C	50°C			
4/0	7	4,4170	13,2588	1631,81	295,71	380	0,2745	0,3018	0,3127	0,0705	2/0
3/0	7	3,9319	11,7856	1293,18	234,54	327	0,3465	0,3807	0,3215	0,0727	1/0
2/0	7	3,5023	10,5156	1068,18	185,77	282	0,4360	0,4788	0,3302	0,0747	1
1/0	7	3,1191	9,3472	847,72	147,43	242	0,5496	0,6043	0,3375	0,0770	2
1	7	2,7787	8,3312	698,63	116,70	209	0,6956	0,7639	0,3477	0,0790	3
2	7	2,4739	7,4168	575,45	92,74	180	0,8757	0,9627	0,3564	0,0812	4
3	7	2,2021	6,6040	464,53	73,57	155	1,0993	1,2111	0,3651	0,0893	5
4	7	1,9608	5,8928	375,45	58,35	134	1,3913	1,5279	0,3851	0,0854	6
6	7	1,5544	4,6736	239,71	36,64	100	2,2111	2,4285	0,3913	0,0897	8

(1) conductor a 75 °C, viento a 2254 Km/h, airea a 25 °C y frecuencia a 60 C.P.S.

**Fuente: Reglamentos y normas generales para redes de distribución y líneas de alimentación C.A.D.A.F.E.**

Sin embargo, las líneas aéreas convencionales están siendo remplazadas por nuevas tecnologías. Una de ellas es el cable pre ensamblado que ofrece los mismos beneficios técnicos, pero disminuye el margen de pérdidas por hurto de energía [7].

El cable pre ensamblado, para líneas aéreas de distribución de energía eléctrica en baja tensión, está constituido por tres fases aisladas cableadas en espiral, con un neutro portante (mensajero) aislado o desnudo y soporta tensiones nominales de hasta 1 KV entre fases (ver figura 2.10). El conjunto descrito puede ser suministrado con una o dos fases adicionales para alumbrado público.



**Figura 2.10. Cable Pre ensamblado**

Las fases se encuentran elaboradas de aluminio puro 1350 (AAC), clase 2, compactadas ó sin compactar dependiendo del pedido, el neutro puede ser una aleación de aluminio (AAAC), de aluminio con alma de acero (ASCR) o aluminio puro. El conductor de alumbrado es elaborado de la misma manera que el de las fases.

El aislamiento puede ser de polietileno reticulado o termoplástico. El polietileno reticulado (XLPE) color negro, posee elevada resistencia a la intemperie y a los rayos ultravioletas, apto para trabajar a una temperatura máxima en el conductor de 90°C en condiciones normales, 130°C en condiciones de emergencia y 250°C en condiciones de cortocircuito. Las características del conductor pre ensamblados con neutro portante se presentan en la tabla 2.11



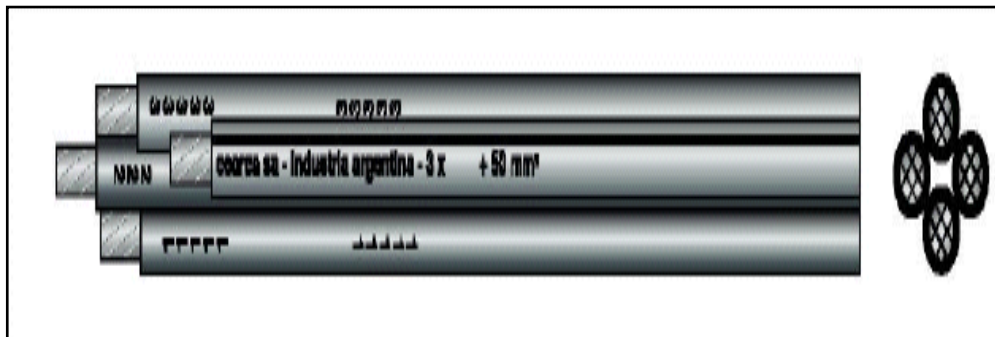
**Tabla 2.11. Características del Cable Pre ensamblado con Neutro Portante Aislado**

DATOS CONSTRUCTIVOS Y CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS							
A continuación se detallan los datos correspondientes a los conductores de fases y neutro portante en forma individual:							
Conductores de fase aislados con XLPE							
Sección	Número de alambres	Espesor aislación	Diámetro aprox. conductor aislado	Peso aprox. del conductor aislado	Intensidad de corriente admisible (1)	Resistencia eléctrica en c.a. a 90° C	Reactancia inductiva media por fase a 50 Hz
	N°	mm	mm	kg / km	A	Ω / km	Ω / km
<b>Secciones en mm<sup>2</sup></b>							
10	7	1,2	6,0	45	55	3,949	0,105
16	7	1,2	7,2	63	65	2,449	0,096
25	7	1,4	9,0	98	75	1,539	0,097
35	7	1,6	10,5	136	100	1,113	0,097
50	7	1,6	11,4	173	120	0,822	0,093
70	14	1,8	13,6	244	155	0,568	0,092
95	19	2,0	15,8	332	190	0,410	0,089
120	19	2,0	17,0	400	230	0,324	0,086
150	19	2,2	19,2	502	270	0,264	0,085
<b>Secciones en AWG</b>							
6	7	1,2	7,0	56	70	2,782	0,096
4	7	1,2	8,0	113	85	1,744	0,094
2	7	1,2	9,7	124	120	1,097	0,087
1/0	7 ó 19	1,5	11,7	176	150	0,690	0,090
2/0	19	1,5	13,0	232	190	0,547	0,087
4/0	19	1,5	15,5	352	250	0,345	0,084

(1) valores válidos para conjuntos trifásicos, expuestos al sol con una temperatura ambiente de 40° C y de 90° C en los conductores.

Fuente: [www.cearca.com.ar](http://www.cearca.com.ar)

Estos cables son elaborados bajo las normas IRAM 2263, NBR 8182, ICEAS S-76-474 y NFC 33209, la identificación de los cables se hace mediante números rotulados cada 30 cm. en la chaqueta del mismo (ver figura 2.11), pueden instalarse en los mismos soportes empleados por las líneas aéreas convencionales y disminuyen considerablemente las tomas clandestinas o conexiones irregulares.



**Figura 2.11. Cable pre ensamblado identificación**

## **2.9. ANÁLISIS ECONÓMICO.**

Culminado el proyecto en su aspecto técnico, el siguiente paso consiste en realizar el análisis económico, el cual permite resumir de una manera anticipada el resultado global del proyecto desde el punto de vista económico [11]. Los modelos comúnmente utilizados por la ingeniería económica para determinar la rentabilidad de los proyectos son:

- Valor Actual (VA)
- Equivalente Anual (EA)
- Tasa de Rendimiento (TR)
- Tiempo de Pago (TP)
- Valor Presente Neto (VPN)
- Relación Costo-Beneficio (Rb/C)





Los tres primeros se emplean cuando el objetivo fundamental en la toma de decisiones es el de maximización de beneficios para el inversionista. El tiempo de pago y el valor presente neto cuando lo que prima es la rapidez con que se recupera la inversión realizada y la relación costo-beneficio en el caso de proyectos de utilidad pública [11].

En el presente proyecto se emplean la razón relación costo-beneficio y el valor presente neto, como modelos para realizar el análisis económico.

### **2.9.1 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO.**

Expresa la eficiencia económica de los proyectos de utilidad pública y se define como la relación entre el beneficio para los usuarios y el costo total por parte del estado, La idea básica es que independientemente de que la inversión sea gubernamental o privada, se debe aceptar realizar la inversión si los beneficios son mayores que los costos, es decir, si el cociente  $C/B < 1$  o si la razón es uno, esta es la justificación mínima que debe existir para que una agencia realice un gasto [12].

$$C/B < 1 \quad (2.11)$$

Los costos están representados por la inversión inicial, que se define como el conjunto de desembolsos que es necesario realizar para poner en marcha un proyecto, suele ocurrir al comienzo de la vida útil del mismo e incluye los costos de:



- Terreno.
- Edificios y construcciones.
- Gastos de instalación.
- Maquinarias y equipos.
- Transporte y flete de maquinarias y equipos.
- Gastos en estudio y proyecto
- Materia Prima, mano de obra y servicios.

En este proyecto la inversión inicial está representada por los costos de materiales y mano de obra, por otro lado los beneficios serán estimados mediante la ecuación:

$$B = (PNT \times R) \times V \quad (2.12)$$

Donde:

B: Beneficios (Bs. /mes)

PNT: Pérdidas No Técnicas (KWH/mes)

R: Reducción de Pérdidas No Técnicas (%)

V: Valor 1 KWH /mes.



### 2.9.2. VALOR PRESENTE NETO.

Es un índice de evaluación que mide en forma aproximada la rentabilidad de un proyecto y se define como el tiempo requerido para que los ingresos netos recuperen la inversión inicial a un interés pasivo de 10% anual [11].

$$TP = -II + \left( \sum_{t=0}^{TP} Ft = 0 \right) \quad (2.13)$$

Donde:

TP: Tiempo de pago (mes)

II: Inversión inicial (Bs.)

Ft: flujos total (Bs. /mes)

### 2.10. GLOSARIO DE TÉRMINOS.

**Acometida Eléctrica:** Se define así al cableado, instalaciones y equipos destinados al suministro de energía desde la red de distribución de la compañía hasta el punto de entrega.

**Adecuación:** Normalización que amerita cambio del equipo de medición.

**Alimentador de Media Tensión o de Distribución:** Es todo circuito eléctrico que transmite la energía desde las subestaciones de distribución hasta los puntos de consumo.



**Anomalía:** Todo desperfecto que presente el medidor, sus accesorios o acometidas, no imputables al usuario, que originan una alteración en el correcto registro del consumo de potencia y energía eléctrica, o la que establezca el Reglamento General de la Ley de Servicio Eléctrico.

**Banco de Transformación:** Cuando dos o más transformadores se encuentran conectados uno con otro, se dice que existe un banco de transformación.

**Balance Energético:** Estudio que se realiza a los circuitos de distribución para poder determinar, las diferencias entre la energía despachada y la energía facturada por punto de transformación.

**Carga Conectada:** es la suma de los valores nominales de todas las cargas que tienen la probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima.

**Circuito:** Nombre que se le dá a las redes eléctricas de distribución que salen de cada uno de los alimentadores de las Subestaciones.

**Conector perforante:** Se utiliza en líneas aéreas de BT con conductores aislados cableados en haz en todas las derivaciones de redes aéreas con cables pre ensamblado, sin necesidad de regenerar el aislamiento de éstos.

**Consumo de Energía (KWH):** Cantidad de energía eléctrica en KWH, entregada por la Distribuidora al usuario en un determinado lapso.



**Conductores:** Es el material metálico (alambre o conjunto de alambre no aislado entre sí), adecuado para el transporte de la corriente eléctrica.

**Demanda Máxima:** Es el valor más alto que la demanda alcanza en el intervalo de tiempo especificado.

**Demanda:** Es el promedio de la carga absorbida en los terminales de los receptores durante un determinado intervalo de tiempo adecuado y especificado.

**Energía Despachada:** Cantidad de energía eléctrica en KWH, entregada por la Distribuidora a la red de distribución en un determinado lapso.

**Energía Facturada:** Cantidad de KWH calculada y puesta al cobro (energía vendida).

**Grapa de suspensión:** Diseñadas para líneas de distribución de servicio normal con conductores de Aluminio, Aleación de Aluminio o ACSR, Se aplican en suspensiones de alineación en combinación con aisladores de tipo rígido en disposición vertical u horizontal.

**Irregularidad:** Toda alteración al Equipo de Medición, sus accesorios o acometidas originadas por la manipulación de terceros, produciendo el incorrecto registro de los consumos de energía y demanda, así como también las tomas ilegales, o los cambios en el uso del servicio que impliquen la aplicación de tarifas diferentes o la que establezca el reglamento de la Ley del Servicio Eléctrico.



**Lámparas:** Son fuentes de luz artificial que sirven de soporte y distribuye adecuadamente la luz.

**Luminarias:** Son aparatos que sirven de soporte y conexión a la red eléctrica a las lámparas y responsable del control y la distribución de la luz emitida por la misma.

**Medidor:** Instrumento destinado a cuantificar o registrar las unidades de consumo. Se instala el adecuado al consumo que el usuario haya definido en el contrato para el control del gasto producido.

**Ménsula de suspensión:** Se utilizan como soporte del cable, se utiliza con la mayoría de las grapas de suspensión.

**Punto de Entrega:** Punto de conexión, normalmente ubicado a la salida del equipo de medición, donde la compañía suministra la energía a las instalaciones y responsabilidades de la compañía y el cliente.

**Punto de Suministro:** Es aquel donde el sistema de la distribuidora queda conectado a las instalaciones del usuario, y donde se delimitan las responsabilidades de mantenimiento, de guarda y custodia, de pérdidas, entre la distribuidora y el usuario.

**Terminal bimetalico:** Se utiliza en líneas aéreas de BT con conductores aislados cableados en haz en la conexión con bornes de CT intemperie y cuadro de protección, para redes aéreas de baja tensión.



---

## Capítulo II

**Totalizador:** Equipo de medición conformado por un contador de energía y transformadores de corriente conectados en los conductores de baja tensión de un punto de transformación de distribución, ubicados en postes, casetas y/o pedestales y dispuestos a objeto de medir la carga “total” asociada al equipo de transformación y lograr registrar las variables eléctricas asociadas a esta.

**Usuario, Cliente o Suscriptor:** Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio eléctrico bien como titular de un contrato de servicio o como receptor directo del mismo, sujeta a los derechos y obligaciones que establece la ley del servicio eléctrico y sus reglas.

**CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO**

En la presente sección del trabajo se señala a que tipo pertenece la investigación, se describe el conjunto de pasos ordenados para llevarla a cabo, permite la obtención y clasificación de la información para que de forma organizada se pueda obtener la solución al problema planteado.

**3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.**

El presente trabajo titulado “Análisis de pérdidas técnicas y no técnicas en la S / E Coro I del Municipio Miranda Estado Falcón, (caso: Circuito de salida IV Pepsi Cola), se halla enmarcado en la modalidad de **Proyecto Factible**, ya que proporciona una solución viable a un problema de tipo práctico, para satisfacer las necesidades de una organización, como lo es la empresa C.A CADAFE. El Proyecto Factible presenta una gran ventaja ya que brinda la oportunidad de llevar a la práctica o ejecución la propuesta de investigación.

La UPEL en su manual (2006) define:

*"Un Proyecto Factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos".*





Este, proyecto tiene como marco de referencia la **Investigación de Campo**, que según la UPEL en su manual (2006) establece como:

*"El análisis sistemático de problemas con el propósito de describirlos, explicar sus causas y efectos, entender su naturaleza y factores constituyentes o predecir su ocurrencia. Los datos de interés son recogidos de forma directa de la realidad por el propio investigador, en este sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios".*

Por lo expuesto, este Trabajo Especial de Grado, posee características de una investigación de campo, ya que en la primera etapa se reúne información directa del sector en estudio, con la finalidad de constatar la realidad existente, plantear la verdadera problemática para luego determinar las posibles soluciones que pueden solventar los problemas para finalmente indicar los correctivos a seguir.

### **3.2 ÁREA DE INVESTIGACIÓN**

El presente trabajo de grado se desarrolla en la C.A Electricidad de Occidente, específicamente en la Coordinación de Planificación de la Zona Falcón la cual está ubicada en la Ciudad de Santa Ana de Coro del Estado Falcón.

Desde el punto de vista de investigación de campo, se llevó a cabo en el circuito de distribución primaria de 13.8 KV de la S / E Coro I:Salida IV – Pepsi



Cola, la cual está ubicado dentro de la ciudad de Santa Ana de Coro, formando parte del sistema de distribución primario que alimenta a dicha ciudad.

### **3.3 FASES METODOLÓGICAS.**

Para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados, se llevan a cabo las siguientes fases.

#### **Fase 1. Actualización y Digitalización de las Redes Eléctricas.**

**Estrategia a utilizar:** En esta primera fase se permite identificar la topología del sistema de distribución, conocer el estado en que se encuentran las líneas, los puntos de transformación y alumbrado público, identificar las acometidas legales e ilegales y actualizar los planos de la red de media y baja tensión.

#### **Actividades:**

##### **1. Verificación Catastral de la Zona.**

Con el propósito de identificar y delimitar el área en estudio, se examinarán los planos de catastro de la zona, estos se solicitarán a través del centro de operaciones de distribución (CODE), (Ver Figura 1.1). Mediante visitas sucesivas al circuito en estudio y empleando la técnica de la observación se validará la información



correspondiente a la disposición de las calles, avenidas y parcelas existentes en la zona, de hallarse alguna diferencia se realizara en el plano la modificación.

2. Una vez recabados los datos de interés, se digitalizará el parcelamiento empleando como herramienta el programa Auto CAD 2004. Estos planos servirán de base para la elaboración de los planos de las redes de distribución, si existiesen dudas con respecto a la vialidad o la disposición de las parcelas, se visitará nuevamente el circuito para asegurar que el plano que está siendo elaborado es efectivamente una representación del urbanismo.

### **Fase 2. Visitas Técnicas.**

**Estrategia a utilizar:** Durante este período se realizó visita a la S/E el Isidro, por ser la más importante del Sistema Eléctrico Falconiano y la que alimenta a la S/E Coro I, con miras de conocer su estado físico.

### **Actividades:**

1. A la S/E Coro I se hicieron varias visitas ya que es el punto de alimentación del circuito en estudio, igualmente se visitaron centros de información y empresas en las que se desarrollaron estudios similares de pérdidas eléctricas con el fin de obtener las bases de un modelo para la investigación.



## **2. Levantamiento de la Red de Media Tensión y Puntos de Transformación.**

Etapa que involucrara un trabajo de campo enmarcado en la realización de visitas al circuito en estudio, con la colaboración del personal técnico del departamento de PNT y empleando las técnicas de observación se procederá a identificar las siguientes características técnicas en la red de media y baja tensión: topología de la red, disposición, número, material y calibre del conductor, altura de los postes y localización geográfica de las estructuras (soporte de redes) sobre los planos de catastro. En los puntos de transformación se validará la información acerca de la cantidad y capacidad de los bancos.

**3.** Se identificará la existencia de elementos de protección y maniobra, como pararrayos y cortacorrientes, material y calibre del conductor de puesta a tierra y las condiciones generales de los mismos. Los puntos de transformación y los postes anteriormente identificados se incluyen en el plano de catastro previamente digitalizado.

**4.** En cuanto al estado general de la red, se procederá a considerar la existencia de objetos extraños enredados en las líneas (Papagayos, zapatos, animales, etc.), obstáculos (Árboles o cruces de líneas), empalmes a mitad de vano, vanos destensados, identificación y pintura de los postes.



### 5. Levantamiento de la Red de Baja Tensión y Alumbrado Público.

Se emplearán las mismas técnicas de recolección de datos utilizadas en el levantamiento de la red de media tensión y puntos de transformación, pero se considerarán las siguientes características técnicas: topología de la red, altura de los postes, disposición, número, material y calibre de los conductores y localización geográfica de las estructuras (soporte de redes) sobre los planos de catastro. En los puntos de alumbrado público se identificará el tipo de lámpara y luminaria, así como el estado de las mismas, los puntos de alumbrado público y los postes anteriormente identificados se incluyen en el plano de parcelamiento previamente digitalizado. En cuanto al estado general de la red, se procederá igual que en el caso de la red de alta y media tensión.

### 6. Levantamiento de Acometidas.

Se empleará la técnica de la observación para identificar las acometidas (legal e ilegal) por nodo (poste), su longitud y las características técnicas del conductor (tipo y calibre), además se precisará el tipo de acometida (monofásica 2h, monofásica 3h o trifásica) mediante los datos de placa del medidor.

### 7. Digitalización de las Redes.

Con la información recopilada de las redes de media y baja tensión, puntos de transformación, alumbrado público y acometidas existentes se procederá a elaborar el



diagrama unifilar de las redes sobre el plano del urbanismo elaborado previamente, tomando como guía las estructuras, para ello se emplea nuevamente el programa AutoCAD 2004 y se utiliza la simbología normalizada por CADAPE. Al igual que con el plano del parcelamiento se debe cuidar que la digitalización de las redes sea una representación real.

### **Fase 3. Diagnóstico del Sistema Eléctrico.**

**Estrategia a utilizar:** Esta etapa permitirá conocer las características generales y determinar las condiciones operativas de la redes de media y baja tensión.

#### **Actividades:**

##### **1. Selección de la Muestra.**

El circuito en estudio está conformado de acuerdo con la estratificación de las cargas realizada, en estratos de alto; medio y bajo consumo, donde la cantidad de viviendas de acuerdo al estrato será estimada de acuerdo con la revisión catastral de la zona, con el objeto de determinar el tamaño de la muestra para cada estrato en estudio, se utilizará la ecuación (3.1), para poblaciones finitas:

$$n = \frac{p \times (1-p) \times N}{p \times (1-p) + N \times se^2} \quad 3.1 \text{ (Sampieri, Pág. 309)}$$



Donde:

n: Tamaño de la muestra (Adim)

p: Probabilidad de ocurrencia del evento (Adim)

N: Tamaño de la población (Adim)

se: Error estándar (Adim).

Para determinar el tamaño de la muestra se parte de la situación más desfavorable, es decir aquella que origine un mayor tamaño de la misma; la cual consiste en considerar que la probabilidad de ocurrencia del evento es de 0,5. Esto se debe a que no se cuenta con información suficiente que permita fijar la probabilidad en un valor distinto.

A medida que el error estándar es más pequeño el tamaño de la muestra es mayor, lo que incrementa el tiempo y costo del estudio, por ello se fija un error de 0,1. Al sustituir este valor y el de la probabilidad de ocurrencia en (3.1), se obtiene que la muestra esté conformada por 23 unidades de vivienda.

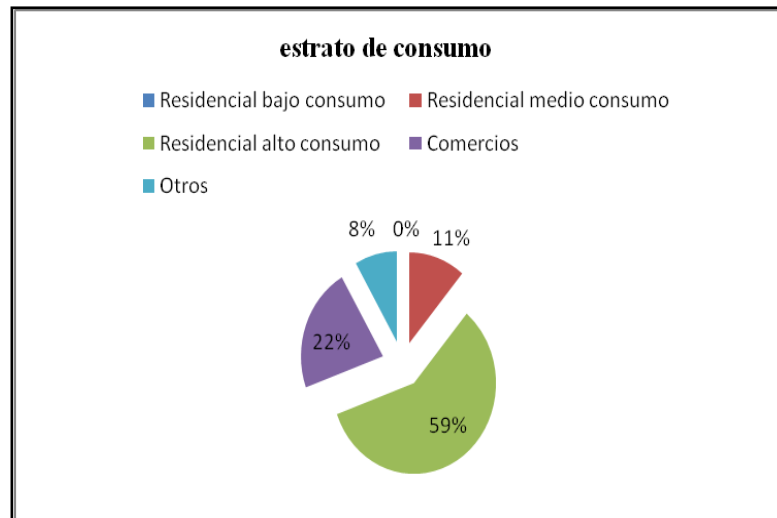
Los diferentes tipos de estratos representan un porcentaje de la población total (ver figura 3.1), por lo tanto se procede a estratificar la muestra para garantizar la homogeneidad de ésta con la población (ver tabla 3.1). Las casas encuestadas son seleccionadas al azar.

**Tabla 3.1. Muestra Estratificada para el Estudio de Carga**

Estrato	Muestra	%
Residencial Bajo Consumo	0	0
Residencial Medio consumo	4	11.11
Residencial Alto consumo	21	58.33
Comercios	8	22.22
Otros $\alpha$	3	8.33
<b>Total</b>	<b>36</b>	<b>100</b>

Fuente: Medina- Rivas (2008).

$\alpha$ : Representa suscriptores de alto consumo, mayores e iguales a 30 KVA y cuyo pago debe ser puntual, a la fecha de vencimiento de la factura.

**Figura 3.1 Estratificación de las Cargas Según el Consumo**

Datos tomados de la Tabla 3.1





## 2. Censo de Carga.

Se efectuará una entrevista no estructurada a la persona que al momento de la visita se encuentra en la casa, en ella se pregunta cantidad y tipos de artefactos eléctricos que posee la vivienda, número de medidor (si existe), número de la casa y nombre y cédula de la persona encuestada.

## 3. Estimación del Consumo Mensual de Energía del Inmueble.

Primero se estimará el consumo mensual de energía para cada uno de los artefactos con el uso de la ecuación II. La carga en KW y las horas promedio de uso al mes de los artefactos eléctricos de cada vivienda se obtienen de la caracterización de la carga realizada por CADAFFE, presentada en la tabla 3.2.

Una vez calculado el consumo mensual de los artefactos, se estimará el consumo mensual de energía por cada una de las viviendas aplicando la ecuación (2.3)



TABLA 3.2. CARGA TÍPICA CLIENTES RESIDENCIALES

EQUIPO ELECTRODOMÉSTICO	CARGA(KW)	HORAS PROMEDIOS USO
Asistente de cocina	0.4	5
Aspiradora	0.4	20
Cafetera Eléctrica	0.88	15
Calentador de Agua	1.5	90
Cocina Eléctrica 2 Hornillas	3	160
Cocina Eléctrica 4 Hornillas	6	120
Congelador Pequeño	0.4	300
Equipo de Sonido	0.1	40
Equipo de Video	0.1	30
Extractor de Jugo	0.08	8
Filtro Ozonificador Eléctrico	0.1	35
Fotocopiadora	3.6	100
Hidroneumático	0.74	180
Lavadora	0.35	60
Licuadora	0.25	30
Maquina de Cocer	0.22	30
Microcomputador	0.4	30
Microondas 1200W	1.2	35
Motor Portón Eléctrico	0.74	12
Nevera 12'	0.3	300
Nevera 14'	0.56	300
Nevera 22'	0.75	300
Plancha	1.2	32
Pulidora	0.3	25
Sandwichera	1.2	15
Sartén eléctrico	1.25	12
Secador de Cabello	0.75	25
Secadora	5.6	32
Televisor 13"	0.3	200
Televisor 24"	0.5	200
Tostador	1.1	15
Tostiarepa	1.25	15
Ventilador	0.15	220
Ventilador Pie o Techo	0.25	220
Bombillo 60W	0.06	120
Bombillo de 100W	0.1	120
Fluorescente 2 Tubos 18"	0.08	80
Fluorescente 2 Tubos 48"	0.12	80
Fluorescente 4 Tubos 18"	0.16	80
Fluorescente 4 Tubos 48"	0.24	80
<b>ACONDICIONADORES DE AIRE</b>		
Baja Eficiencia		
De 7000 BTU 110V	0.85	200
De 12000 BTU 110V	1.92	200
De 18000 BTU 110V	2.87	200
De 21000 BTU 110V	3.25	200
De 36000 BTU 110V	5.5	200
1 Tonelada de Refrigeración	1.17	200
Cafetera Comercial	3	200
Mostrador Enfriador Peq	0.4	180
Mostrador Enfriador Gde	0.85	180
Rebanadora Comercial	0.2	150
Pulidora Mecánica	0.75	30
Secador de Cabello Gde	1.2	200
Soldadora	6	30
Taladro	0.35	25
Motor de 1 Hp Porton	0.74	6

Fuente : Penissi F, Oswaldo A (2001)

#### 4. Estimación de la Demanda Máxima.

Inicialmente, se calculará el factor de variación horaria donde ocurre la demanda máxima de energía, aplicando la ecuación (2.4). Para ello se consideran dos intervalos de tiempo, el primero comprendido entre las 0 h y las 18 h y el segundo entre las 19 h y las 24 h, el factor de carga de cada intervalo se obtiene de la curva de carga típica para urbanismos tipo R4 (ver figura 3.2), siendo de 0,6 y 1 respectivamente.

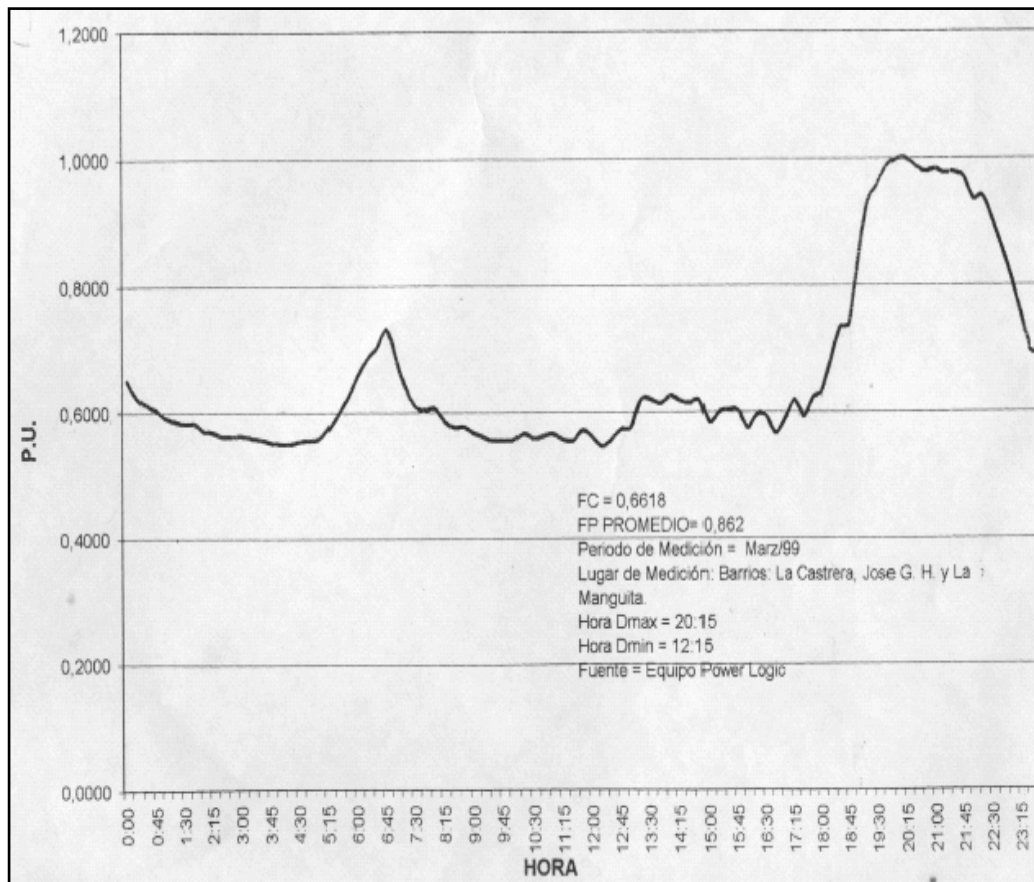


Figura 3.2. Curva de Carga Típica Residencial Estrato R4

Fuente: CADAPE.



Al sustituir los datos en la ecuación (2.4), se obtendrá un factor de variación horaria de 16 horas y asumiendo un factor de potencia de 0,9 se procederá a determinar la demanda máxima por cliente mediante la ecuación (2.5)

### 5. Estimación de la Demanda Diversificada.

Una vez calculada la demanda máxima para cada vivienda de la muestra se determinará la demanda diversificada del estrato, aplicando la ecuación (2.6). Así mismo, la demanda máxima diversificada del sector se estimará aplicando la ecuación (2.6), considerando el total de estratos.

### 6. Cálculo de Caída de Tensión.

La caída de tensión se obtendrá resolviendo la red de baja tensión de cada sector mediante la ecuación I. La longitud se obtendrá de los planos de baja tensión, los KVA están formados por la demanda máxima diversificada del sector, más la demanda del servicio de alumbrado público, el cual se encuentra formado por lámparas de luz mixta con una carga específica de 160W por unidad, el factor de carga para la iluminación se fija en uno, ya que se considera que las lámparas trabajan al 100%.

La constante de distribución  $K_d$  se determinará a partir de las características técnicas del cable mediante la ecuación VII, los valores de resistencia y reactancia del conductor se obtendrán de catálogos de fabricantes de cables.



### 7. Capacidad de Corriente.

Una vez calculada la caída de tensión, se evaluarán las condiciones térmicas del conductor en cada uno de los circuitos, para ello se empleará el método pesimista el cual consiste en ubicar la carga total en el extremo del circuito. El valor de la corriente de carga se obtiene empleando las ecuaciones (2.8) y (2.10), dependiendo del tipo de sistema, considerando la potencia total que alimenta el circuito y tomando en cuenta la tensión aplicada y el factor de potencia.

### 8. Factor de Uso de los Transformadores.

Se procederá a determinar el factor de uso de cada banco de transformadores empleando la ecuación (2.10).

### **Fase 4.** Proposición de Alternativas de Solución.

**Estrategia a utilizar:** Las alternativas propuestas deberán estar orientadas a disminuir las pérdidas técnicas y no técnicas, brindar un máximo beneficio con un mínimo costo y utilizar la mayor cantidad posible de soportes y elementos de las redes existentes.

**Actividades:**

1. En el circuito (PEPSICOLA) que representa el circuito en estudio, no existen pérdidas no técnicas a nivel de media tensión y el tendido se encuentra en buen estado físico, esto unido al hecho de que deban utilizarse al máximo las instalaciones existentes, ocasiona que las alternativas de solución sólo sea planteada a nivel de baja tensión. Diseñar un sistema de distribución subterráneo en baja tensión está fuera del alcance de esta investigación, es por ello, que las alternativas de solución se enfocan en el análisis de los conductores eléctricos para baja tensión.

2. El plan de las propuestas de solución se inicia con la consulta de textos especializados en el diseño y planificación de sistemas aéreos de distribución, con el fin de identificar los conductores de baja tensión que puedan ser considerados en la selección. Las normas de distribución de CADAPE, el código eléctrico nacional y el manual para instalación de líneas aéreas pre-ensambladas, son algunas de las bibliografías de referencia.

3. En la selección de los conductores, se buscará que la capacidad de corriente soporte la carga requerida determinada en el objetivo anterior, y que la caída de tensión en estos, desde el alimentador hasta la acometida más lejana que deben servir, sea menor al 4%. Otros factores considerados en la selección del conductor son continuidad del servicio, seguridad de las personas, costos de instalación, mantenimiento, inserción de alumbrado público y armonía con el ambiente.



### **Fase 5. Selección de la Alternativa de Solución.**

**Estrategia a utilizar:** Etapa que se iniciará con la elección de los factores que influyen en la selección del conductor a utilizar en el sistema eléctrico de distribución en baja tensión del circuito en estudio. Los factores a considerar serán facilidad para conexiones ilegales, costo de materiales, costo de mano de obra de instalación, facilidad de instalación, facilidad de mantenimiento, exposición a fallas e impacto visual, éstos abarcan de manera general parámetros técnicos, económicos y sociales.

#### **Actividades:**

1. Para llevar a cabo la selección se empleará una matriz de criterios relevantes integrados, la cual consta de dos escalas para realizar la evaluación. Una escala del “1 al 7” para asignar la importancia de cada uno de los factores, y otra escala que consta de tres valores para asignar la puntuación que tiene cada conductor en cuanto a cada uno de los factores estudiados, siendo **0** para la peor puntuación, **5** para una puntuación considerable y **10** para la mejor puntuación. La matriz de decisión está indicada en la tabla 3.3.

2. Las conexiones ilegales ponen en riesgo la seguridad de la red de distribución, ya que ocasionan fluctuaciones de voltaje que dañan artefactos y equipos, causan interrupciones del servicio, deterioran las instalaciones eléctricas, aumentan los gastos de mantenimiento y reducen los recursos financieros para el mejoramiento del servicio, por otro lado considerando que el objetivo principal de la presente investigación es disminuir las pérdidas no técnicas, al criterio para conexiones ilegales se le asigna el factor de jerarquía mayor, equivalente a 7 puntos,



sin embargo, el impacto visual que no influye directamente en la selección del conductor se le asigna un factor de jerarquía de 1 punto.

2. En todo proyecto una vez culminado su aspecto técnico, el siguiente paso consiste en realizar el análisis económico, el cual será determinante en la realización del mismo, para ello es indispensable, conocer los costos de materiales y mano de obra, por lo tanto se considera como criterio en la selección del conductor a emplear, el costo de material y se le asigna la segunda mayor puntuación, es decir un factor de jerarquía de 6 puntos, así mismo al costo de mano de obra se le asigna un factor de jerarquía de 4 puntos.

**Tabla 3.3. Matriz de Criterios Relevantes Integrados para la Selección del Conductor a Utilizar en el Sistema Eléctrico de Distribución en Baja Tensión del circuito en estudio**

Factores	Factor de Jerarquía	Tipo de Conductor					
		Arvidal (2/0)		Pre ensamblado (2/0)		Pre ensamblado (4/0)	
		· Punt	*Prod	· Punt	*Prod	· Punt	*Prod
Facilidad para conexiones ilegales	7						
Costo de materiales	6						
Costo de mano de obra de instalación	4						
Facilidad de instalación	5						
Facilidad de mantenimiento	2						
Exposición a fallas	3						
Impacto visual	1						
<b>Totales</b>	28						

· Punt: Puntuación

\*Prod: Promedio

Fuente: Medina- Rivas (2008)





4. Otro aspecto técnico que se debe considerarse al momento de colocar un conductor será la facilidad de instalación, ya que ésta se relaciona con el tiempo de ejecución del proyecto y las interrupciones de servicio que afectan a los suscriptores, por lo tanto, a la facilidad de instalación se le asignan 5 puntos.

5. Las conexiones ilegales causan interrupciones y aumentan los gastos de mantenimiento, por ello se consideraran como factores la exposición a fallas y la facilidad de mantenimiento, asignándole a cada criterio una ponderación de 3 y 2 puntos respectivamente.

La selección del conductor a emplear se logrará, mediante una comparación cuantitativa de las puntuaciones obtenidas por cada uno de los conductores analizados.

6. Una vez seleccionado el conductor a emplear se plantean, de ser necesario, modificaciones en el sistema de distribución tales como: redistribución de cargas en los nodos, reubicación de los transformadores o aumento de su capacidad y agrupamiento de sectores pequeños para minimizar los bancos de transformación. De ejecutarse algunos de los cambios mencionados anteriormente, deben realizarse nuevamente los cálculos de caída de tensión, capacidad de corriente y factor de utilización del transformador, a fin de verificar que las modificaciones planteadas no excedan los valores máximos permitidos y que resulten económicamente rentables.



### Fase 6. Rentabilidad de la Alternativa Seleccionada.

Estrategia a utilizar: A fin de determinar la factibilidad del proyecto, se estimará la rentabilidad de la alternativa seleccionada mediante una relación costo-beneficio, además se calculará el tiempo de pago de la inversión.

#### Actividades:

1. La inversión inicial estará conformada por los costos de materiales, mano de obra y equipos requeridos para realizar las obras que permiten la optimización. Los costos son suministrados por el área de adecuaciones la empresa. Los beneficios se estiman con la ecuación (2.12), en donde el costo de 1 KWH/mes para un sector residencial estrato R4 es de Bs. 100 [2], y las pérdidas de energía en el circuito son de 212.22KWH/mes [18], y son calculados para cinco (5) escenarios posibles de recuperación de energía.

Finalmente el ingreso o ganancia mensual aportada por cada uno de los posibles escenarios de recuperación de energía, es el producto entre la energía recuperada en (KWH /mes) por el valor de un KWH (100 Bs. /KWH).

2. El tiempo de pago de la inversión inicial se determinara mediante la expresión (2.13), considerando una tasa pasiva de interés anual igual a 10%, y se estimara para cada uno de los diferentes porcentajes de recuperación de energía planteados anteriormente.



3. La relación costo-beneficio se determinara con el uso de la ecuación (2.11) los beneficios serán calculados para una vida útil mínima de dos (2) años.

Fase 7. Simulación de las Pérdidas en Media Tensión Nivel de 13.8 KV; Baja Tensión Nivel de (240-120 V), a través del Programa (PADEE) Empleado por CADAFE.

Estrategia a utilizar: Una vez obtenido los resultados en el circuito de estudio salida IV (Pepsi Cola), la empresa CADAFE Región Falcón estará en capacidad de realizar un estudio similar, en los otros circuitos del Distrito Técnico Coro, dependiendo de las condiciones específicas de cada circuito, para mejorar la calidad de servicio a los usuarios de la zona.

Actividades:

Una vez realizada la simulación de pérdidas en el circuito en estudio, a través del programa PADEE®, utilizado por la empresa y con la colaboración del personal calificado, se procederá de ser posible, a realizar extrapolaciones de otros circuitos del Distrito Técnico Coro.



### **3.4 UNIDAD DE ANÁLISIS.**

La unidad de análisis se refiere al “qué o quién” es objeto de interés en un estudio, quizás lo anterior parezca muy obvio, aunque en la práctica no es tan sencillo, ya que muchas propuestas de investigación o tesis de grado no logran una coherencia entre los objetivos planteados y la unidad de análisis [13].

Por lo expuesto anteriormente, y considerando que el objetivo de esta investigación es disminuir las pérdidas técnicas y no técnicas por hurto de energía y tomas ilegales, la unidad de análisis a estudiar serán los sistemas eléctricos de distribución en baja tensión.

#### **3.4.1 POBLACIÓN O UNIVERSO DE ESTUDIO.**

Es el conjunto de elementos o individuos objeto de estudio [13]. Este proyecto tiene como población los sistemas aéreos de distribución de energía urbanos de la C.A. CADAFE que pertenecen a la zona del Municipio Miranda Coro Estado Falcón.

#### **3.4.2 MUESTRA.**

Las muestras son en esencia los subgrupos de la población y se utilizan para economizar tiempo y recursos [13]. Para el desarrollo del presente estudio se seleccionará como zona piloto el sistema eléctrico de distribución en media y baja



tensión del circuito en estudio, dado que es la zona servida más representativa en cuanto a extensión de terreno, suscriptores, cargas, conexiones ilegales y pérdidas no técnicas, en la zona. Además, presenta un tendido eléctrico en baja tensión en pésimas condiciones. El proyecto se realizará bajo la coordinación y supervisión del departamento de Pérdidas No Técnicas (PNT) y el Centro de Operaciones de Distribución de CADAFE (CODE).

### **3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.**

Son las distintas formas o maneras empleadas para obtener la información [14], las técnicas de recolección aplicadas en este estudio se describirán a continuación:

- **Recopilación documental:** Esta técnica permite la recolección de información bibliográfica [14], en el presente estudio se efectuara mediante la revisión de textos, trabajos de investigación, revistas, páginas web, normas y reglamentos relacionados al tema de investigación.
- **La entrevista no estructurada:** Es un acto de comunicación no planeado con el cual se obtiene información clara, real y objetiva del tema en estudio [14]. Se aplica al personal técnico e ingenieros relacionados al área de estudio y permite ampliar la información acerca del funcionamiento del sistema y sus elementos, junto a las condiciones operativas del mismo.
- **La observación:** Esta técnica se caracteriza por la visualización directa del entorno físico objeto de la investigación lo cual permite obtener información



general y específica [14], esta técnica se llevara a cabo en las redes de distribución abarcadas en la investigación, con la cual se obtendrá información como ubicación geográfica, tipo y calibre de los conductores, capacidad de los bancos de transformación, etc.

Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso del que se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información. Los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información, por ejemplo: fichas, formatos de cuestionarios, tablas, etc. [14].

Para esta investigación se diseñaran diferentes tablas en las cuales se recoge la información preliminar de todo el levantamiento, estas tablas se podrán apreciar en el apéndice A.

Las técnicas de procesamiento de datos describen las distintas operaciones a las que serán sometidas las variables que se obtengan: Clasificación, registro, tabulación y codificación si fuere el caso. En lo referente al análisis se definen las técnicas lógicas (inducción, deducción, análisis-síntesis) o estadísticas (descriptivas o inferenciales), que son empleadas para descifrar lo que revelan los datos recolectados [14].

La digitalización de las redes se realizarán con el programa Auto CAD 2004, de esta manera, los planos elaborados serán compatibles con los existentes en la empresa, además, por ser un programa de fácil manejo y estar orientado a la producción de planos cuenta con recursos tradicionales del grafismo en el dibujo, como color, grosor de líneas y texturas tramadas.



Las alternativas propuestas serán evaluadas desde el punto de vista técnico, económico y social, además, la selección se realiza mediante una matriz de criterios relevantes integrados.

La información procesada en esta investigación se presentará de manera detallada y ordenada para su mejor comprensión, además, será entregada al departamento de CADAPE correspondiente para que éste ejecute las acciones necesarias empleando la menor cantidad de tiempo posible.

**CAPITULO IV.****ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Con el presente trabajo se presentan las posibles propuestas, para la implementación de la metodología aplicable en la disminución de las pérdidas de energía, en el circuito caso estudio salida IV (Pepsi Cola), de la S/E Coro I.

**4.1. EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS SE VEN AFECTADAS, ENTRE OTROS. POR CIERTOS FACTORES AXIOMÁTICOS.**

Los cuales se indican a continuación:

- Problemas de diseño.
- Demasiada longitud de los circuitos.
- Excesiva carga en los conductores.
- Bajo factor de potencia.

Para reducir el nivel de pérdidas técnicas y no técnicas en los circuitos de distribución primaria, se puede optar, **si el problema es de diseño**, por cambiar el





nivel de tensión para reducir la corriente de carga en las redes, así como también construir nuevos tramos, siempre y cuando exista disponibilidad física en la subestación y no queden excesivamente cargados los alimentadores adyacentes que sirvan esa área, de lo contrario amerita la construcción de nuevas subestaciones para el crecimiento óptimo de la red.

Si lo que **atañe es la excesiva longitud**, reordenar las cargas, bien sea por transferencias de las mismas entre alimentadores u optimizando la sección y el material del conductor, con la finalidad de disminuir el parámetro resistivo y así disminuir la carga de los conductores.

Si el problema **es bajo factor de potencia**, se puede compensar reactivo en la red, con la instalación de bancos de capacitores o utilizando generadores sincrónicos, de esta manera se libera capacidad del sistema, es decir, se disminuye el nivel de reactivos, en consecuencia, desciende la magnitud de la corriente mejorando así el perfil de tensión en la red.

Existen otras alternativas intrínsecas a la disminución de las pérdidas técnicas, como es el establecimiento de criterios específicos a utilizarse en cada proyecto de reducción de pérdidas, así como la coordinación con otras áreas de la empresa sobre los programas de mantenimiento y la evaluación de programas ejecutados, con la finalidad de observar los inconvenientes presentados y determinar las causas del fracaso, si fuere así, para mejorarlo.



La selección de las estrategias aplicadas en cada sistema es muy particular, depende básicamente del nivel de las pérdidas, del volumen a reducir o de su mantenimiento en sus niveles actuales.

#### **4.2. PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE 13.8 KV DE LA SUBESTACIÓN CORO I (CASO ESTUDIO: CIRCUITO PEPSI COLA).**

El plan de Reducción de Pérdidas Técnicas y no Técnicas se ha elaborado de acuerdo con el establecimiento de criterios específicos y la coordinación con otras áreas de la empresa relacionadas al área de mantenimiento, así como también, la evaluación técnico – económica de las diversas alternativas.

El plan consiste en un Proyecto de Acciones Globales, en el que habrá un Plan Preventivo y un Plan de Gestión Constante; así como un Proyecto de acciones concretas; en el que se realizará labores como la Remodelación General del circuito caso estudio, compensando reactivos en la red de ser necesario, definiendo puntos de interconexión entre los circuitos.

##### **Proyectos de Acciones Globales.**

En este programa las acciones primordiales se trabajan directamente, teniendo gran importancia las acciones a ejecutarse.



- Plan Preventivo. Este consiste en evitar la instalación de suministros en la red, tales como equipos adicionales que permitan aumento en las acciones que fomenten la propagación de las pérdidas técnicas, evitar en lo posible todo tipo de conexiones ilegales, ya que estas se reflejan en los niveles de pérdidas.
- Plan de Gestión Constante: La gestión se refiere al diagnóstico, análisis y evaluación constante de los niveles de pérdidas técnicas en los diferentes departamentos de la empresa que concierna con dicha problemática, para ello, necesario mantener una relación coherente en los departamentos de las distintas áreas, así como también, la identificación con criterios sustentados, de los puntos críticos del sistema.

#### **Proyecto de Acciones Concretas.**

Las acciones concretas se asientan en disminuir los niveles de pérdidas en el circuito caso estudio de la Pepsi Cola de la siguiente manera.

- Compensar Reactivos en la Red. Con la finalidad de liberar capacidad del sistema y mejorar el factor de potencia, la compensación de reactivos se realizará de ser necesario, con la colocación de bancos de capacitores con criterios técnicos.
- Definición de Puntos de Interconexión entre los Circuitos. La interconexión entre los circuitos es esencial para la flexibilidad de los mismos, razón por la cual, es necesario llevar a cabo transferencia de carga, así como la colocación de seccionadores en puntos factibles de interconexión.



### **4.3. VERIFICACIÓN CATASTRAL DE LA ZONA.**

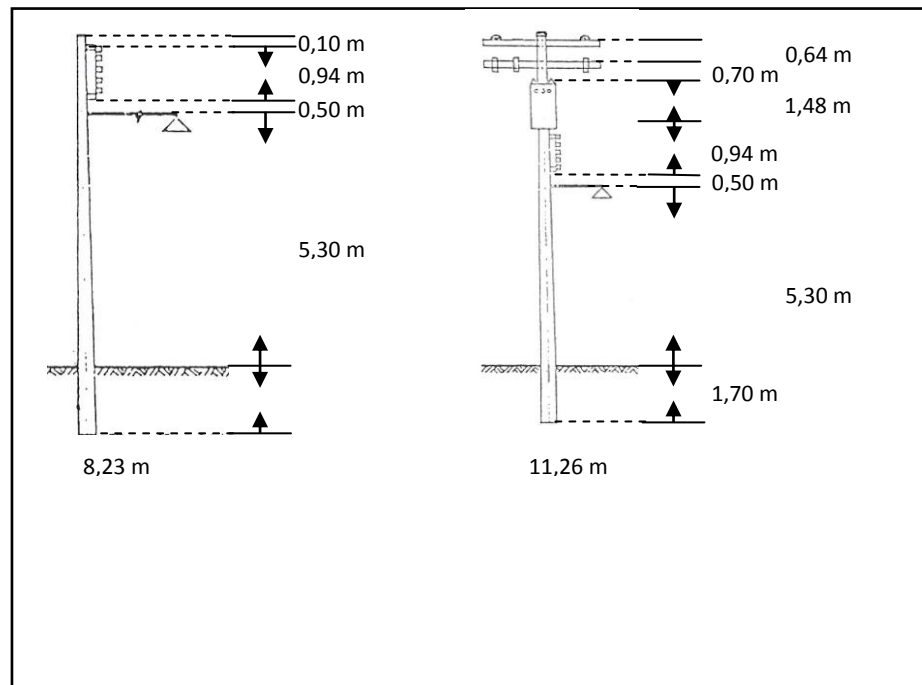
El circuito caso estudio forma parte de la red de distribución primaria del Sistema Eléctrico Falconiano, este se extiende a lo largo de gran parte de la ciudad de Santa Ana de Coro acompañando a los otros circuitos que conforman el sistema y que son alimentados por la Sub Estación Coro I. Presenta una zona catastral tal como se muestra en la figura 1.1 (ver Capítulo I).

La totalidad de las viviendas y comercios ubicados a lo largo del circuito caso estudio, se encuentran servidas por CADAFE, no se realizó un estudio detallado del tipo de construcción de las viviendas por estar fuera de los objetivos de la investigación, así como también, la clasificación de los comercios, escuelas y talleres de distintas clases.

#### **4.3.1. LEVANTAMIENTO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN Y PUNTOS DE TRANSFORMACIÓN.**

El Circuito en estudio se encuentra alimentado por el circuito troncal 13,8 KV, proveniente de la subestación Coro I, conformado por un circuito doble terna con tres (3) conductores 336 ARV, con una longitud de 1415.00 ML de conductor por fase para un total de 4245.00 Ml. Éste presenta una topología de tipo radial y está formado por un circuito ramal principal. Está compuesto por 49 postes de 11.26 m de altura y 3 conductores dispuestos de manera horizontal. La altura de todos los postes

que conforman el circuito troncal cumple con la exigida en las normas de distribución de CADAFE; (ver figura (4.1))



**Figura4.1. Altura Normalizada para Postes de Distribución (13.8 KV/120/208 V)**

El circuito en estudio está compuesto por 144 bancos de transformación, para una capacidad instalada de 17586.15 KVA, las características técnicas de cada banco de transformación se muestran en el Apéndice (B).



### **4.3.2. LEVANTAMIENTO DE LA RED DE BAJA TENSIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO.**

El circuito en estudio en sus redes de baja tensión presenta una configuración de tipo radial y una extensión de 9771.50 ML de conductor por fase, para un total de 29314.50 ML de tendido eléctrico. Está integrado por los siguientes tipos de conductores, mostrada a continuación en la tabla 4.1. El circuitos contiene en total 346 postes distribuidos en postes de 8,23 m de altura y de 11,26 m (ver figura 4.1), y conductores dispuestos de manera vertical.

**Tabla 4.1 de conductores que conforman el circuito**

Tipo de conductor	Calibre	Longitud(ML)
Arvidal(ARV)	336	1415.00
Arvidal(ARV)	4/0	898.50
Arvidal(ARV)	1/0	2013.00
Arvidal(ARV)	2	234.00
Cobre(CU)	2/0	350.00
Cobre(CU)	1/0	1430.00
Cobre(CU)	6	1360.00
Cobre(CU)	4	1490.00
Cobre(CU)	2	1770.00
Total	9	9771.50

**Fuente: Medina– Rivas (2008).  
Departamento de planificación CADAPE.  
Análisis Actualizado Circuito Estudio**

El tendido eléctrico de alumbrado público del circuito en estudio es alimentado por cables # 6 y #8, posee luminarias tipo brazo con globo y lámparas de luz mixta de 160 W. En la tabla B.2 del Apéndice B, se presentan de manera detallada



las características técnicas del servicio de alumbrado público y las irregularidades observadas.

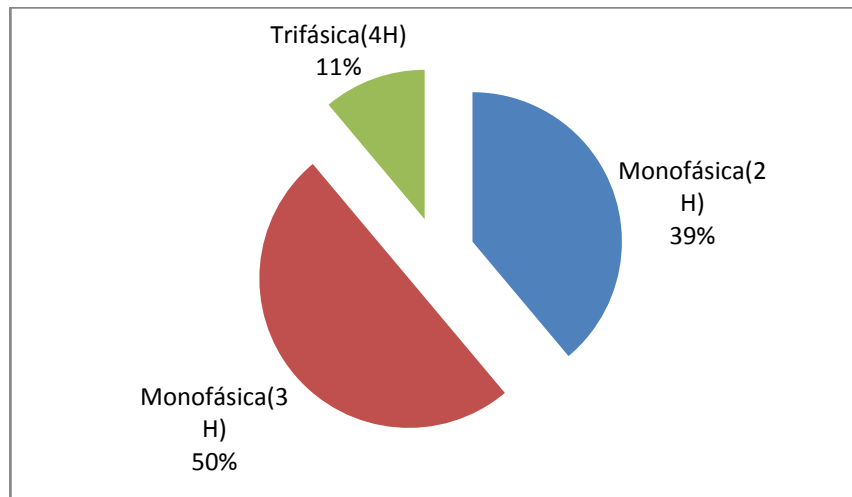
### 4.3.3. LEVANTAMIENTO DE ACOMETIDAS

La totalidad de las acometidas del circuito caso estudio, para las cargas servidas bien sean residenciales y comerciales, encuentra alimentadas por CADAPE. Gran parte de las acometidas están hechas con cable concéntrico 2\*10 AWG y es resto con 2\*8 + 1\*10 AWG, con una longitud promedio de 20 m. A continuación en la tabla 4.2 se muestra el tipo de acometida por parcela. Seguidamente, en la figura 4.2 se muestra la gráfica de los datos tabulados

**Tabla 4.2 Tipo de Acometida por Parcela**

Tipo de Acometida	Numero de Parcelas	Porcentaje (%)
Monofásica(2H)	14	38.89
Monofásica(3H)	18	50
Trifásica (4H)	4	11.11
Total	36	100

**Fuente: Medina– Rivas (2008).** Departamento de planificación CADAPE



**Figura 4.2. Tipo de Acometida por Parcela. Datos de la tabla 4.2**

Del gráfico de la figura 4.2, se observa que predomina en un 50% la acometida monofásica (3H); seguida de la monofásica (2H) con el 39% y por último la trifásica (4h), con 11%. Los medidores, por lo general, se encuentran ubicados dentro de las viviendas, la mayoría son viejos, están en mal estado y no poseen número de identificación.

Seguidamente se describe el tipo de conexión que existe en el circuito caso estudio como lo es el de la (Pepsi Cola), donde se tratará de cuantificar el número y tipo de conexiones por parcelas que existen ya sean del tipo: legales, directas e ilegales. En la tabla 4.3 el tipo de conexión por parcela que existe en el circuito.

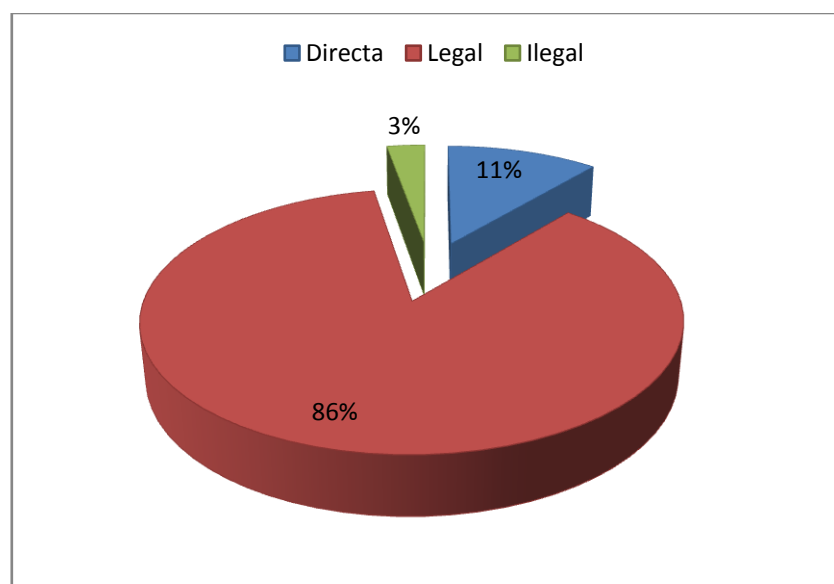


**Tabla 4.3 Tipo de Conexión por parcela**

Tipo de Conexión	Numero de Parcelas	Porcentaje (%)
Directa	4	11.11
Legal	31	86.11
Ilegal	1	2.78
Total	36	100

Fuente: Medina – Rivas (2008)

La Figura 4.3 muestra la grafica resultante de los datos indicados en la Tabla 4.3

**Figura 4.3 Tipo de Conexión Por Parcela.**

Datos de la tabla 4.3



De los resultados obtenidos se puede apreciar, que a pesar de que existe un bajo porcentaje en cuanto a las conexiones ilegales producto del hurto de energía, estas tienen incidencias en cuanto a los niveles de pérdidas en el circuito. Por otra parte se evidencia el 11% son conexiones directas que reciben facturación por el servicio, aunque el 86% de las conexiones es legal, la estimación del consumo se realiza mediante un pro-rateo. Este pro-rateo es erróneo, dado que, el equipamiento de las viviendas ha cambiado, en cantidad y variedad de artefactos, en el tiempo.

Todo esto, permite afirmar que las conexiones en el sector originan pérdidas para la empresa. Mientras que, los medidores de las viviendas que poseen conexiones legales se encuentran en sitios inadecuados (cuartos o salas oscuras), lo que dificulta el proceso de lectura y ocasiona errores en la misma, pudiendo incrementar las pérdidas de energía a la empresa.

#### **4.4. DIGITALIZACIÓN DE LAS REDES**

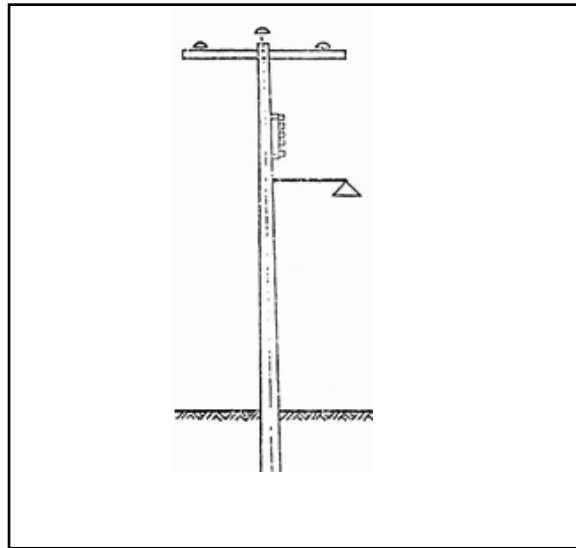
Con la información recopilada en las redes de media y baja tensión, puntos de transformación, alumbrado público y acometidas existentes, se procede a elaborar los diagramas unifilares sobre el plano del urbanismo elaborado previamente, de esta manera quedan digitalizados y actualizados los planos de *Media Tensión* y *Puntos de Transformación* (plano C1), apéndice C.



#### **4.5. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.**

El tendido eléctrico en media tensión del circuito caso estudio (Pepsi Cola) presenta, en algunas partes de la red, ciertas irregularidades como la mayoría de los postes ubicados sobre el pavimento o dentro de las casas, situación originada por el crecimiento de la población sin planificación alguna. Además, presenta crucetas de madera, vientos rotos y vanos destensados. En la tabla B.1 se muestran de manera detallada cada una de estas irregularidades ver apéndice (B)

En general los postes carecen de identificación y pintura, las crucetas galvanizadas y las de madera poseen una longitud de 2,44 m y los aisladores se encuentran separados por 51 cm, distancia mínima exigida en las normas 58-87 Referencia (NT-DV-00-03-19) de distribución de CADAFE. Sin embargo, la disposición óptima de los aisladores sobre las crucetas es aquella en la cual, se presentan equidistante el uno del otro, que garantiza un buen espacio de trepado y facilita las labores de mantenimiento de las redes (ver figura 4.4).



**Figura 4.4. Disposición de los Aisladores  
Sobre las Crucetas**

En algunos puntos de la red se observan bancos cuya capacidad no se corresponde con la especificada por CADAPE, transformadores derramando aceite, falta del conductor de puesta a tierra y conexión incorrecta del perma-grip. Todas estas irregularidades se muestran de manera detallada en la tabla B.2 en el apéndice B.

El tendido eléctrico en baja tensión, al igual que en la red de media, carece de identificación y pintura, y en algunos puntos presenta ciertas irregularidades desde el punto de vista físico como postes dentro de las casas, vientos rotos, vanos destensados, empalmes a mitad de vano, objetos extraños enredados en las líneas y tramos de línea que presentan hasta tres conductores desmantelados. Todas las irregularidades se muestran de manera detallada en la tabla B.3 del apéndice B



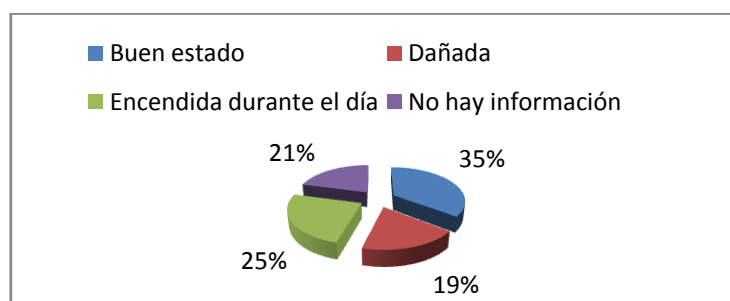
El alumbrado público se encuentra en malas condiciones operativas, dado que las lámparas no funcionan, permanecen encendidas durante el día por falta de cajas de control de alumbrado, también existe un número considerable de luminarias rotas en distintas partes de la red (Ver tabla 4.5). Todo esto origina pérdidas de energía a la empresa distribuidora.

**Tabla 4.5. Estado de Funcionamiento del Alumbrado Público**

Estado de la lámpara	Cantidad de Lámparas	Porcentaje (%)
Buen estado	17	35.42
Dañada	9	18.75
Encendida durante el día	12	25.00
No hay información	10	20.83
Total	48	100.00

**Fuente Medina- Rivas (2008).Instrumento aplicado**

Seguidamente se procede a graficar los resultados tabulados en la tabla 4.5 para su respectivo análisis (ver figura 4.5)



**Figura 4.5.Estado de funcionamiento del alumbrado público**

**Datos de la Tabla 4.5**



De la figura 4.5, se observa que el alumbrado público en el circuito estudio caso (Pepsi Cola), no funciona, ya que el 19 % de las lámparas está dañada, otro 25% queda encendida durante el día y otro 21% no hay información con respecto al estado que presenta, lo que hace un total del 65%, aun cuando el 35% de las lámparas está en buen estado, para la muestra seleccionada; ese alto porcentaje de 65% hace que produzcan y generen pérdidas para la distribuidora de energía como lo es CADAFE.

Para determinar las condiciones operativas del sistema de distribución en baja tensión, se estima la caída de tensión y capacidad de corriente en el circuito. Una vez seleccionada la muestra, se procede a realizar el censo de carga, el instrumento de recolección de datos utilizado se muestra en el apéndice D.

La tabla 4.6 muestra el consumo mensual de energía para cada uno de los estratos considerados, se aprecia que el consumo de energía promedio en la muestra seleccionada del circuito caso estudio es equivalente a 957.625KWH/mes lo que para la empresa distribuidora de energía representa suscriptores de alto consumo.



Tabla 4.6. Consumo Mensual y Demanda Máxima por Cliente

Estrato	Consumo Mensual (KWH.)	Demanda Máxima (KVA)
Residencial Alto consumo	814.70	8.05
	1194.46	4.64
	533.14	3.24
	774.42	5.46
	821.52	3.37
	855.62	4.05
	1823.15	8.99
	1211.59	5.96
	932.03	4.91
	1332.53	7.03
	857.38	3.51
	1268.10	5.80
	1564.70	7.94
	1028.25	5.16
	1259.20	6.21
	959.16	5.08
	1144.72	6.38
	1603.82	9.06
1544.45	7.51	
865.22	5.15	
920.63	3.97	
353.76	1.07	
Residencial Medio consumo	414.01	1.62
	434.12	1.90
	359.69	1.85
Residencial Bajo consumo	0	0
Comercial	370.22	3.00
	2979.75	21.24
	344.96	2.4
	1024.41	3.22
	977.26	2.00
	431.52	1.51
	1388.37	5.66
172.42	1.24	
Promedio	957.625	

Fuente Medina- Rivas (2008). Censo de Carga Realizado

Los valores de demanda máxima de cada estrato estudiado indican, que no existe diferencia para equipamiento eléctrico entre los estratos de la muestra, sólo en el caso de los comercios, se nota la existencia de artefactos eléctricos distintos. En consecuencia, la diferencia entre la demanda diversificada de un estrato y otro está dada por la cantidad de equipos y no por el tipo de artefacto (ver tabla 4.7)



Tabla 4.7 Demanda Diversificada por Estrato

Estrato	Demanda Diversificada (KVA)	Demanda Máxima Diversificada del Sector (KVA)
Residencial Alto Consumo	5.78	3.11
Residencial Medio Consumo	1.61	
Residencial Bajo consumo	0	
Comercios	5.03	

Fuente Medina – Rivas (2008). Censo de carga realizado

El tipo de conductor influye sobre la caída de tensión, dado que ésta es directamente proporcional al valor de la constante de distribución (Kd) del conductor empleado. Las características técnicas de resistencia y reactancia por kilómetro, y la capacidad de corriente en amperios para los distintos conductores que conforman el circuito caso estudio (Pepsi Cola), se muestran en la tabla 4.8.

Tabla 4.8. Características y Capacidad de corriente de los conductores

Tipo de conductor	Calibre	Características Técnicas		Capacidad (Amp)
		r ( $\Omega$ / Km.)	x ( $\Omega$ / Km.)	
Arvidal (ARV)	336	0.1771	0.2850	520
Arvidal (ARV)	4/0	0.2820	0.3070	380
Arvidal (ARV)	2	0.8980	.3510	180
Arvidal (ARV)	1/0	0.5650	0.3330	240
Cobre (Cu)	2/0	0.2989	0.3306	360
Cobre (Cu)	1/0	0.3772	0.3393	310
Cobre (Cu)	6	1.4853	0.3958	120
Cobre (Cu)	4	0.9341	0.3785	170
Cobre (Cu)	2	0.5991	0.3567	230

Fuente: Medina–Rivas (2008). Departamento de Planificación CADAPE.

Análisis Actualizado circuito estudio





La tabla 4.9 muestra la caída de tensión por tramos y acumulada para cada uno de los conductores que conforman el circuito caso estudio.

**Tabla 4.9 Caída de Tensión**

Tipo de conductor	Calibre	Porcentaje de caída	
		Tramo	acumulado
Arvidal(ARV)	336	0.150	1.17
Arvidal(ARV)	4/0	0.02	3.27
Arvidal(ARV)	1/0	0.0014	3.26
Arvidal(ARV)	2	0.00	3.84
Cobre (Cu)	2/0	0.010	2.58
Cobre(Cu)	1/0	0.09	3.79
Cobre (Cu)	6	0.001	3.90
Cobre(Cu)	4	0.006	3.07
Cobre(Cu)	2	0.003	3.53

**Fuente: Medina– Rivas (2008). Departamento de Planificación CADAFE. Análisis Actualizado Circuito Estudio**

En la tabla 4.9, se aprecia que los valores de caída de tensión acumulados para cada uno de los conductores que integran el circuito, no sobrepasan el máximo permitido de 4% según normas de CADAFE para líneas de transmisión, siendo los conductores que trabajan en un punto más crítico: el ARV 2 con un 3.84 % de caída acumulada; el Cu 6 con un 3.90% de caída acumulada y por último el Cu 1/0 con 3.79% de caída, esto indica que a dichos conductores se les deben hacer posibles redistribuciones de cargas o efectuarse un cambio de calibre en el conductor.



#### **4.6. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.**

Una vez realizado el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión en el circuito caso estudio, se hace necesario plantear alternativas de solución que minimicen las pérdidas por hurto de energía, atendiendo las debilidades técnicas y garantizando el buen funcionamiento del sistema. En el sector no existen pérdidas no técnicas a nivel 13.800 V, por lo tanto, no se proponen diversas alternativas en media tensión, sino que las soluciones definitivas se plantean en el objetivo siguiente.

Para plantear las alternativas de solución en baja tensión se consultaron diversos textos especializados en el diseño y planificación de sistemas aéreos de distribución. Según el ingeniero José Raga, en Venezuela, para líneas o redes aéreas de 120/208 voltios, los conductores utilizados en la mayoría de las instalaciones son cables de aleación de aluminio 6201 ó AA6201 (aluminio reforzado con aluminio 6201) mejor conocidos como **Arvidal**, siendo los calibres utilizados No. 04, 02, 1/0, 2/0 y 4/0 AWG.

En la tabla 4.10, se presenta algunas características técnicas de los conductores de Arvidal comúnmente utilizados en los sistemas de distribución aéreos del país:

**Tabla 4.10 Características Técnicas de Algunos Conductores de Arvidal**

Calibre A.W.G	Capacidad (A)	Resistencia ( $\Omega$ / Km.)	Reactancia ( $\Omega$ / Km.)	Constante de Distribución Kd
4/0	380	0,2745	0,3127	0,89E-03
2/0	282	0,4360	0,3302	1,24E-03
1/0	242	0,5496	0,3375	1,48E-03
2	180	0,8757	0,3564	2,18E-03

**Fuente: Reglamento y Normas Generales para redes de Distribución CADAPE**

Los conductores de Arvidal calibre 2 y 4 no son considerados como alternativas de solución, ya que la capacidad de corriente que ellos soportan está por debajo de la mínima requerida por algunos tramos del circuito. Por otro lado, el conductor 1/0 posee una constante de distribución mayor a la del conductor 2/0, utilizado actualmente en el sistema de distribución de la zona en estudio, y de ser considerado como solución podría ocasionar que la caída de tensión, desde los alimentadores hasta la acometida más lejana que deben servir, supere el 4% permitido.

El conductor de Arvidal calibre 4/0 disminuye la caída de tensión debido a su baja constante de distribución, pero la capacidad de corriente de este conductor es alta, por lo cual estaría siendo sub-utilizado, además, no permite disminuir las conexiones ilegales por lo tanto queda descartado como una posible alternativa.

A nivel mundial se han desarrollado nuevas tecnologías que permiten disminuir las pérdidas no técnicas. Una de estas tecnologías son los cables pre



ensamblados que dificultan las conexiones ilegales en la red de distribución. La tabla 4.11 presenta algunas características técnicas de los conductores pre ensamblados empleados en sistemas aéreos de distribución.

**Tabla 4.11. Características Técnicas de Algunos Conductores Pre ensamblados**

Calibre A.W.G	Capacidad (A)	Resistencia ( $\Omega$ / Km.)	Reactancia ( $\Omega$ / Km.)	Constante de Distribución Kd
4/0	250	0,345	0,084	0,80E-03
2/0	190	0,547	0,087	1,23E-03
1/0	150	0,690	0,090	1,53E-03
2	120	1,097	0,087	2,37E-03
4	85	1,744	0,094	3,72E-03

Fuente: [www.cearca.com.ar](http://www.cearca.com.ar)

La capacidad de corriente de los conductores pre ensamblados calibre 1/0, 2 y 4 es menor a la requerida en el sistema y presentan una constante de distribución mayor a la del conductor Arvidal 2/0, por lo cual son descartados como alternativas de solución. Los conductores pre ensamblados calibres 4/0 y 2/0 presentan una constante de distribución menor a la del conductor de Arvidal 2/0, una capacidad de corriente óptima para el sistema y contribuyen a la disminución de las conexiones ilegales en la red de baja.

El análisis efectuado a los diversos tipos de conductores empleados comúnmente en líneas aéreas de distribución, arroja a los conductores Arvidal 2/0,



pre ensamblado 2/0 y pre ensamblado 4/0, como alternativas de solución para atender las debilidades técnicas de la red de baja tensión del circuito en estudio.

## **4.7. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA ADECUADA**

### **4.7.1 EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN**

Debido a que no se realizaron cálculos de parámetros eléctricos en la red de media tensión, por estar fuera del alcance de esta investigación, las soluciones que se muestran a continuación se refieren a mejoras físicas en la red de distribución primaria y tienen como objeto garantizar el buen funcionamiento de la red y proporcionar un servicio de óptima calidad.

- Reubicar los postes que se encuentran situados sobre el pavimento y los postes que están colocados dentro de viviendas, conservando la distancia mínima permitida entre la calzada y el poste de 0,30m y la distancia máxima entre apoyos de 40m.
- Remover los vientos de los postes que se hallan colocados en el interior de algunas viviendas, deben ser fijados tan cerca como sea posible del punto de aplicación de la carga, de igual forma la retenida de los postes debe ser chequeadas. Los amarres serán de tipo sencillo a ancla para retenida normal en alta tensión, con guayas de acero galvanizado.



- Pintar los postes a objeto de facilitar su localización y fiscalización. Estos deben contener una franja de color negro de 1,20m de altura medidos desde la base del poste, seguida de otra franja color amarillo de 0,20m de espesor y el resto de la estructura de color aluminio.
  
- Los postes donde exista un punto de transformación, un elemento de protección o maniobra, deben identificarse con su respectivo número mediante el uso de la calcomanía normalizada por CADAPE. El número de identificación debe ser legible, de larga duración y con una altura mínima de 8 cm y debe estar colocado en dirección vertical por encima de la franja amarilla. Dicho número está estructurado de la siguiente manera: los primeros cuatro dígitos corresponden al sector o tramo al que pertenecen los postes, seguidos de las siglas indicadoras del componente eléctrico ubicado en él.

#### **4.7.2. EN LA RED DE BAJA TENSIÓN**

En la tabla 4.12. Se muestran las ponderaciones obtenidas para cada uno de los conductores eléctricos aéreos utilizados en sistemas de distribución, considerados en el estudio

El cable pre ensamblado se encuentra aislado por una chaqueta de polietileno reticulado lo que representa una gran dificultad para las conexiones ilegales, por lo tanto ambos calibres reciben la ponderación mayor, correspondiente a 10 puntos. Por el contrario, el conductor de Arvidal desnudo calibre 2/0 facilita la práctica de



conexiones clandestinas, es por ello que recibe la puntuación más desfavorable de 0 puntos.

La facilidad de instalación es otro de los criterios evaluados, en este rubro el conductor de Arvidal 2/0 recibe la menor puntuación ya que su instalación requiere gran cantidad de accesorios y herrajes, además, se debe realizar el tendido, tensado y amarre de manera separada en cada uno de los conductores a utilizar. En cambio, el cable pre ensamblado requiere menor cantidad de herrajes, accesorios y sólo es necesario el tendido, tensado y amarre de un solo cable. Al conductor pre ensamblado calibre 2/0 se le asigna la ponderación más alta por ser más liviano que el calibre 4/0.

**Tabla 4.12. Matriz de Criterios Relevantes Integrados para la Selección del Conductor a Utilizar en el Sistema Eléctrico de Distribución en Baja Tensión del Circuito caso estudio**

Factores	Factor de Jerarquía	Tipo de Conductor					
		Arvidal (2/0)		Pre ensamblado (2/0)		Pre ensamblado (4/0)	
		·Punt	*Prod	·Punt	*Prod	·Punt	*Prod
Facilidad para conexiones ilegales	7	0	0	10	70	10	70
Costo de materiales	6	5	30	10	60	5	30
Costo de mano de obra de instalación	4	0	0	10	40	10	40
Facilidad de instalación	5	0	0	10	50	5	25
Facilidad de mantenimiento	2	5	10	10	20	10	20
Exposición a fallas	3	5	15	10	30	10	30
Impacto visual	1	5	5	10	10	10	10
<b>Totales</b>	<b>28</b>	<b>60</b>		<b>280</b>		<b>225</b>	

·Punt: Puntuación

\*Prod: Producto del factor de jerarquía y la puntuación.

Fuente: Medina– Rivas (2008).



El costo de material y mano de obra del conductor pre ensamblado 2/0 y 4/0 y Arvidal 2/0 se observa en la tabla 4.13, el conductor Arvidal es el más costoso, el metro lineal de material se cobra por fase, por otro lado, el costo por mano de obra solo incluye el tendido, tensado y amarre del cable, los herrajes y accesorios se cobran por separado, es por esto que tiene una ponderación baja en la matriz de selección, 5 puntos para el costo de materiales y 0 puntos en el costo de mano de obra de instalación.

Por otro lado, el cable pre ensamblado resulta económico en ambos calibres en costo por mano de obra, ya que el metro lineal de ésta, involucra el tendido, tensado y amarre del conductor e incluye la colocación de herrajes y accesorios requeridos, es por ello que recibe 10 puntos en este criterio en la matriz de ponderación. Sin embargo el costo de metro lineal de cable pre ensamblado 2/0 es menor al pre ensamblado 4/0, por lo cual, se le asigna 10 puntos en el costo de materiales al conductor 2/0 y 5 puntos al 4/0.

**Tabla 4.13. Precio de Material y Mano de Obra para Conductor de Arvidal y Pre ensamblados**

Descripción	Unidad	Precio Unitario (Bs.), para 1 ML.	
		Material	Mano de Obra
Cable cuádruple BT, Pre ensamblado 2/0.	ML.	12.000,00	8.500,00
Cable cuádruple BT, Pre ensamblado 4/0.	ML.	18.000,00	8.500,00
Conductor Arvidal 2/0, 3F+1N.	ML.	25.760,00	21.250,00

Fuente: CADAFE





Las redes aéreas convencionales requieren labores de mantenimiento preventivo frecuentes, para retirar objetos extraños enredados en las líneas y realizar la poda de árboles y ramas que estén obstaculizando los conductores. Esta tarea involucra un gasto en horas hombre, por lo cual se le asigna al conductor de ARVIDAL 5 puntos en este factor. Por el contrario, el mantenimiento en el cable pre ensamblado es prácticamente nulo, sólo lo requiere por trabajos de poda, en consecuencia obtiene 10 puntos en este factor.

Los conductores desnudos como el ARVIDAL presentan una mayor exposición a fallas ya sea por descargas atmosféricas, por la acción combinada de vientos y árboles sobre los conductores o por objetos extraños enredados en las líneas que pueden en un momento dado, causar daños a personas y equipos. Por lo tanto se le asigna 5 puntos en este factor. Por otro lado, el cable pre ensamblado presenta una cubierta de plástico que ofrece un alto grado de seguridad para personas y equipos, así mismo, evita el contacto entre conductores. Por esta razón, se le dará la ponderación óptima.

El último factor considerado en la selección es el aspecto visual. Los conductores pre ensamblados causan un mejor impacto visual y crean una perfecta armonía con el ambiente, por lo cual se le asigna 10 puntos a ambos calibres. Sin embargo, los conductores de ARVIDAL, al igual que todos los conductores eléctricos, están sometidos a esfuerzos mecánicos y eléctricos, que con el transcurrir del tiempo dan origen a elongaciones las cuales ocasionan un impacto visual desfavorable, por ello recibe 5 puntos en este factor.



Este análisis conduce a la selección del conductor **Pre ensamblado 2/0** a ser utilizado en los posibles cambios de conductores, optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en baja tensión, del circuito caso estudio debido a que obtuvo la mayor puntuación dentro de la matriz de criterios relevantes integrados.

#### **4.8. RENTABILIDAD DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA**

El listado de materiales y mano de obra con sus respectivos costos asociados, requeridos para la posible instalación del cable pre ensamblado en el circuito caso estudio, así como los necesarios para realizar las mejoras físicas en la red de distribución primaria, se muestra en el apéndice D. La tabla 4.14 muestra un resumen de los costos de materiales y mano de obra de la red de baja y media tensión, además del monto total de la inversión inicial requerida para la optimización técnica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión del circuito caso estudio.

**Tabla 4.14. Costo de Materiales y Mano de Obra (Bs.)**

	<b>Baja Tensión</b>	<b>Media Tensión</b>	<b>Total</b>
<b>Materiales</b>	5.410.693,000	1.738.201,610	7.148.894,610
<b>Mano de Obra</b>	546.931,545	1.132.090,500	1.79.022,045
<b>Total</b>	5.957.624,545	2.870.292,110	8.827.916,655

**Fuente: Medina- Rivas (2008)**



Los cálculos para estimar el tiempo de pago de la inversión se exponen en el anexo D. En la tabla 4.15 se muestra de manera resumida el tiempo de pago de la inversión inicial, para cada uno de los posibles escenarios, calculado a una tasa pasiva de interés de 10% anual y 0.83% de interés mensual.

**Tabla 4.15. Energía Recuperada (Bs. /mes) y Tiempo de Pago de la Inversión (mes)**

<b>Pérdidas No Técnicas (KWH./mes)</b>	<b>Reducción de Pérdidas No Técnicas (%)</b>	<b>Energía Recuperada (KWH./mes)</b>	<b>Energía Recuperada (Bs./mes)</b>	<b>Tiempo de Pago (mes)</b>
212,22	100	212.220,00	21.222.000,00	7
	90	190.998,00	19.099.800,00	7
	80	169.776,00	16.977.600,00	7
	70	148.554,00	14.855.400,00	7
	60	127.332,00	12.733.200,00	7
	50	106.110,00	10.611.000,00	7

Fuente: Medina- Rivas (2008)

La alternativa que se presenta es rentable o beneficiosa para la empresa CADAPE, ya que cubre los requerimientos mínimos, que en este caso son los costos de inversión inicial (materiales y mano de obra), en un periodo no mayor a un año (1), aún cuando sólo se recupere el 50% de la energía, la alternativa seleccionada sigue siendo rentable, ya que la inversión se recupera en un periodo no mayor a un año (1), específicamente en siete (7) meses.

Considerando que el promedio de energía recuperada una vez colocado el cable pre ensamblado se encuentra entre el 90% y 95% [4], el proyecto de mejoras



técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión del circuito contribuirá en la reducción de las pérdidas no técnicas.

Considerando una vida útil mínima de 24 meses para proyecto de mejoras técnicas y económicas, los beneficios al cabo de ese lapso de tiempo son:

$$B = 212220 \cdot 06 \cdot 100$$

$$B = 12.733.200,0 \text{ Bs.}$$

Con lo cual la relación costo beneficio, resultando rentable para la empresa la opción propuesta de mejoras técnicas y económicas.

$$\frac{C}{B} = \frac{8.827.916,00}{12.733.200,00} = 0,69$$

Además, de los beneficios que el proyecto de mejoras técnica y económica en el circuito caso estudio le ofrece a CADAPE, los clientes de los distintos sectores que lo conforman, contarán con un sistema seguro, flexible, confiable, adaptado a las cargas que debe servir y con capacidad de evitar las fallas causadas por conexiones ilegales, mejorando así la calidad de energía.



#### **4.9. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS PARA EFECTOS DE DISEÑO Y MEJORAS EN CIRCUITO CASO ESTUDIO.**

- Realizar una verificación catastral de la zona en estudio, previa al levantamiento de las redes, con la finalidad de identificar y delimitar el área en estudio y con ello facilitar la actualización y digitalización de las redes eléctricas.
  
- Evaluar el estado físico de las redes en media y baja tensión e identificar las irregularidades existentes tales como: postes sobre el pavimento o dentro de las viviendas, vanos destensados, objetos enredados en las líneas, vientos rotos, empalmes a mitad de vano, aisladores partidos, pintura e identificación de los postes.

De igual forma se debe identificar el tipo y calibre del conductor, la topología de la red, altura de los postes, longitud y tipo de cruceta, y la disposición de los aisladores sobre las crucetas.

- Para tramos de líneas nuevos en media tensión se deben usar crucetas galvanizadas sencillas o dobles con una longitud de 2,44 m, montadas en postes de 11,26m de altura. Los aisladores tipo espiga deben quedar dispuestos a no menos de 51 cm y equidistantes unos de otros.
  
- En los puntos de transformación se verifica la existencia del conductor de puesta a tierra, su calibre, que cuente con los pararrayos y cortacorrientes necesarios, la conexión en alta de los bajantes al transformador.



- Para determinar las condiciones operativas de la red de baja, se analiza la caída de tensión en cada conductor del circuito caso estudio información suministrada a través de una corrida con el Programa PADEE ®, se verifica la capacidad de transporte del conductor existente y si estos están sobrecargados o no.
- La caída de tensión en los conductores a lo largo de todo el circuito no debe exceder el máximo permitido de 4%, el factor de reserva en los conductores y transformadores no debe ser menor a 20%.
- Para puntos de transformación se debe tener en cuenta el factor de reserva definido anteriormente, el conductor de puesta a tierra debe ser # 4 AWG. Cu., los bajantes en alta deben estar conectados al perma-grip y este al estribo. Los postes donde sean ubicados estos puntos de transformación deben poseer una identificación diferente al resto de los postes.
- Para mejorar los valores de caída de tensión y factor de uso de los transformadores se deben redistribuir las cargas en los nodos, transferir cargas de un circuito a otro o aumentar la capacidad de los bancos de transformación.
- Para tramos de líneas o circuitos nuevos en baja tensión se debe tener en cuenta que la distancia máxima entre postes de 8,26m de altura no debe ser mayor a 40m, y la longitud máxima de los circuitos ramales no debe ser mayor a los 140m.



---

## Capítulo IV

- La evaluación económica del proyecto se efectuó mediante el cálculo del tiempo de pago de la inversión inicial de la recuperación de pérdidas.

**CAPITULO V****CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Se describen a continuación las conclusiones y recomendaciones sugeridas de la presente investigación, basadas en los resultados obtenidos, con referencia al tema de pérdidas eléctrica, el cual representa una problemática de alto impacto para los costo operativos de la empresa CADAPE, en las oficinas Comerciales Coro I y Coro II región 9, Coro - Estado Falcón.

**5.1. CONCLUSIONES.**

El plano de catastro del circuito suministrado por CADAPE, no presentó diferencias en cuanto a disposición de calles, avenidas y parcelas existentes en la comunidad, lo que facilitó la recolección de datos para la actualización y digitalización del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión.

Las conexiones ilegales deterioran las redes eléctricas existentes, introducen desbalances en las fases, sobrecargan los transformadores y originan fallas e interrupciones del servicio. Su control y reducción permite dar un mejor servicio al cliente e incrementar los ingresos de las empresas eléctricas.

En la red de distribución de media y baja tensión del circuito caso estudio (Pepsi Cola), tiene una topología tipo radial y presenta postes ubicados sobre el pavimento o dentro de las casas, vientos rotos, falta de identificación y pintura en los postes y objetos extraños enredados en las líneas.

La cantidad, capacidad y ubicación de los bancos de transformación en el circuito no es la adecuada, debido a la existencia de banco de transformación,





## Capítulo V

colocado muy cerca uno del otro que origina que la capacidad nominal de los transformadores sea subutilizados.

El servicio de alumbrado público se encuentra en condiciones operativas no satisfactorias, ya que el 18.75% de las lámparas están dañadas, no hay información 20.83% y 25% permanecen encendidas durante el día, debido a la falta de cajas de control de alumbrado, lo que reafirma lo antes expuesto ya que las lámparas en buen funcionamiento alcanzan el 35.42%.

El total de los suscriptores del circuito son servidos por CADAPE y el tipo de acometida predominante es la monofásica dos hilos (1Φ- 3H), hechas con cable concéntrico 2\*10AWG y el resto con 2\*8+1\*10 AWG.

En cuanto a las acometidas del sector, se pudo constatar, que el 2.78% corresponde a conexiones ilegales, un 11.11% a conexiones directas y el 86.11% a acometidas legales. A pesar del bajo porcentaje de tomas ilegales las pérdidas para la empresa son altas, producto de las conexiones legales y clientes sin medidor con facturación subestimada, debido a que estos se retrasan en el pago de la energía consumida.

Los medidores instalados en el sector, se encuentran ubicados en sitios inadecuados lo que dificulta el proceso de lectura y ocasiona errores en la misma, pudiendo incrementar el porcentaje de pérdidas de energía a la empresa

El conductor pre ensamblado 2/0 AWG es seleccionado para la mejora técnica y económica, dado que obtuvo la mayor puntuación dentro de la matriz de criterios relevantes integrados. Éste conductor permite obtener valores óptimos de caída de



---

## Capítulo V

tensión sin sobrepasar la capacidad de transporte del conductor y presenta las mejores condiciones para evitar la toma ilegal.

La inversión inicial es recuperada por CADAPE en 7 meses para el 100% de energía recuperada e igualmente para todos los escenarios posibles de recuperación de energía, incluyendo el 50% de recuperación de energía.

### 5.2. RECOMENDACIONES.

Se deben analizar y ajustar algunos procedimientos y mejoramientos, de actividades involucradas en el proceso de facturación de la empresa caso estudio.

La empresa debe crear un departamento de PNT, creando así, un equipo de trabajo que realice estudios estadísticos, como fue realizado en esta investigación, que permitan emitir reportes, bien sea trimestrales o semestrales, de los estados de facturación, es decir, un seguimiento de los ciclos y puntos de entrega, para luego establecer las medidas necesarias en caso de presentar irregularidad y/o anomalías en los suscriptores. Con lo anterior se cumplirían las fases propuestas.

El estudio debería ser aplicado en empresas distribuidoras de electricidad con alto porcentajes de pérdidas no técnicas, para lograr la disminución progresiva de los índices de pérdidas no técnicas por defraudación eléctrica.

Se sugiere, que la empresa adecue las zonas de alto riesgo con totalizadores a cada unidad de banco de transformación como elemento de supervisión para que efectuar balance de energía donde se pueda determinar la energía no facturada,



---

## Capítulo V

determinando las irregularidades que no se pueden identificar por métodos convencionales.

Realizar un análisis de sensibilidad para determinar el porcentaje de reincidencia de conexiones ilegales una vez realizada la posible instalación del cable pre ensamblado, realizadas las mejoras en la zona.

Efectuar un estudio en los medidores instalados en el sector, para comprobar sus condiciones operativas, determinar si deben ser reemplazados y considerar la posibilidad de ser reubicados.

De presentarse alguna modificación en las tarifas eléctricas para servicio residencial social y residencial general en un periodo menor a dos años, deben revisarse los tiempos de pago o tiempo de retorno de la inversión inicial.

Otorgar facilidades de pago a los suscriptores para regularizar las deudas por consumo y reducir así los índices de morosidad.

Para desglosar las pérdidas de energía por circuito es necesario instalar contadores de energía en cada una de las salidas de la subestación.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] Departamento de Redes de Baja Tensión (1974). **Reglamentos y normas generales para redes de distribución y líneas de alimentación C.A.D.A.F.E.**
  
- [2] Donald G. Fink y Wayne H. Beaty. (1995). **Manual de ingeniería eléctrica.** (13ra ed.). México: Mc Graw-Hill.
  
- [3] Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2001). **Ley Orgánica del Servicio Eléctrico.** Gaceta Oficial N°. 5.568.
  
- [4] Departamento Planificación CADAFE Región Falcón (2008)
  
- [5] NARANJO, Alberto (1974). **Apuntes de sistemas de distribución.** Universidad Simón Bolívar. Caracas.
  
- [6] OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). (2001). Control de Pérdidas Eléctricas. **El NoticiEEero.** 29, 3. [en línea]. Disponible en [www.ewh.ieee.org/r9/panama/nocieeero/Boletin2-2001.pdf](http://www.ewh.ieee.org/r9/panama/nocieeero/Boletin2-2001.pdf)



---

## Bibliografía

- [7] Morales Kléber y Sánchez Whimper (2000). **Identificación y Control de Pérdidas de Energía en el Sistema de Distribución Secundario**. Escuela Superior Politécnica del Litoral de Guayaquil – Ecuador.
- [8] Penissi F, Oswaldo A. (2004). Experiencias en canalizaciones eléctricas subterráneas, políticas de mantenimiento para el alumbrado público. **Seminario internacional de tecnología, regulación y mantenimiento en sistemas de alumbrado público de la CIER (Comisión de Integración Energética Regional)**.
- [9] Aquino Avilio y Flores Fray (1999). **Estudio de la Caracterización de las Cargas en los Sectores Residencial, Comercial e Industrial**. Universidad de Carabobo, Escuela de Ingeniería Eléctrica.
- [10] Penissi F, Oswaldo A. (2001). **Canalizaciones eléctricas residenciales**. (7ma ed). Universidad de Carabobo.
- [11] De Alvarado, Luz y De Betancourt Corina (1985). **Bases para la evaluación económica de proyectos de inversión**. (2da ed). Universidad de Carabobo.
- [12] Fabrycky W. J. y Thuesen G.J. (1974). **Economía del proyecto en ingeniería**. Editorial prentice/hall internacional.



---

## Bibliografía

- [13] Hernández, Sampieri. (2003). **Metodología de la investigación**. (3ra ed). México. McGraw-Hill. Cáp. 8, 300.
- [14] Arias, Fidias. (1998). **Mitos y errores en la elaboración de Tesis & Proyectos de investigación**. Caracas. Editorial Episteme. 110-111
- [15] Dirección y distribución de ventas (1985). **Normas de diseño CADAFE**.
- [16] Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (CAVENIEL). (2003). Disponible en: [www.Caveniel.gov.ve](http://www.Caveniel.gov.ve)
- [17] Jorge Caldera director regional de CADAFE-FALCON [www.Soberania.org.ve](http://www.Soberania.org.ve).
- [18] Tarifa Social y Pérdidas No Técnicas. [en línea]. Disponible en: <http://www.ar.abb.com/cawp/arabb101/A7E6949842054CCE032571200054F04F.aspx?>
- [19] Jiménez Trejo y Moreno Ruiz, José de Jesús. (2002). **Metodología Multi - Etapa para la automatización de Redes de Distribución**.
- [20] Raga M, José del S. (1999). **Transmisión de Energía II**. Universidad de Carabobo.



---

## Bibliografía

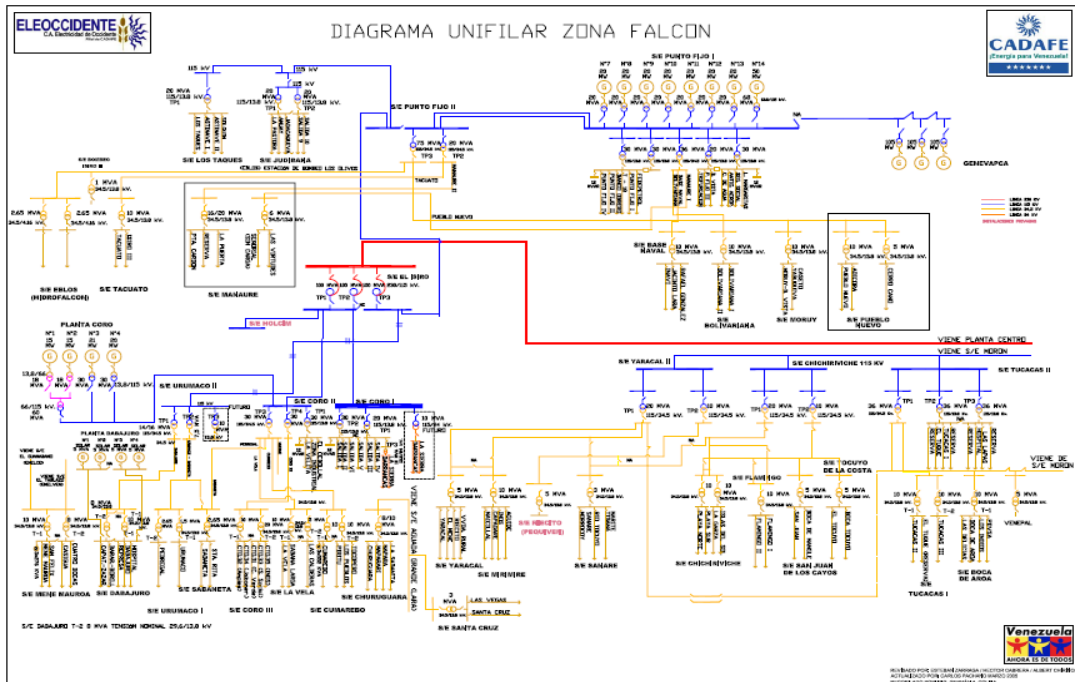
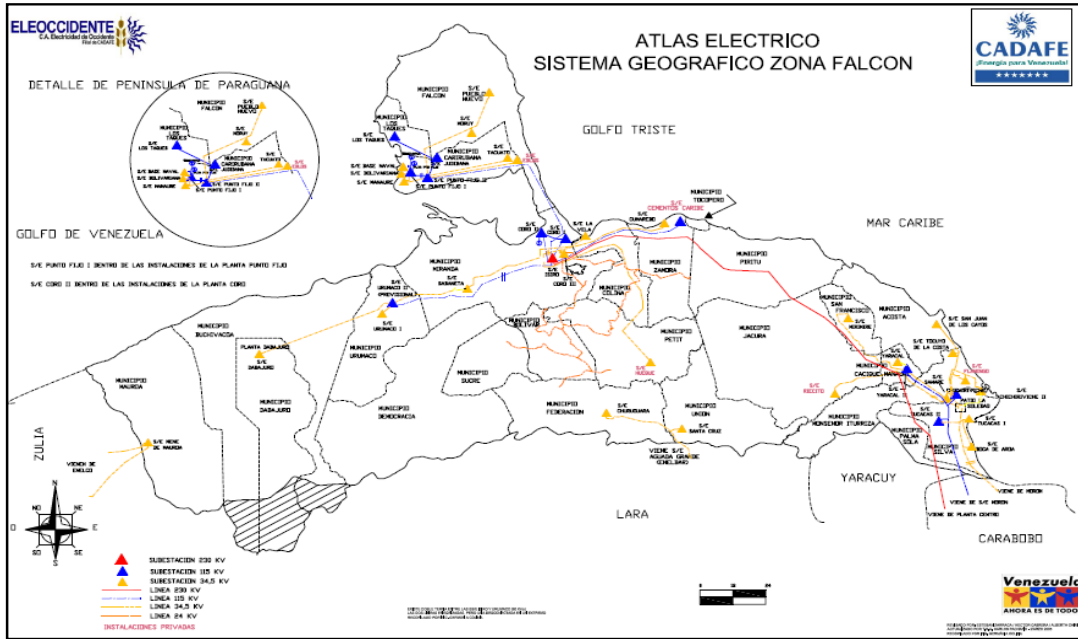
[21]Lukostchuk, A. (2000). Fallas en sistemas de potencia. Trabajo no publicado de la Universidad de Carabobo



**ANEXO A**

**UBICACIÓN DE PLANTA CCCORO Y PLANTA  
PUNTOFIJO**







**ANEXO B**  
**FOTOS VISITA TÉCNICA A LA S /E ISIRO**



En primer plano, se ve un extintor de fuego, lo que se muestra es un disyuntor de transferencia con sus seccionadores, ya que la subestación dispone de un arreglo de barra principal y de transferencia a nivel de 230 KV, con la finalidad de realizarle mantenimiento a un disyuntor asociado a un transformador de potencia, sin interrumpir el servicio. La barra principal tiene dos conductores por fase (parte superior) y la barra de transferencia tiene solo uno (al fondo).



En primera instancia, uno de los autotransformadores con refrigeración OA /FA y al fondo se observan tres autotransformadores; el último se encuentra fuera de servicio; todos fueron fabricados por la ABB (Asea Bron Boberi), a demás, el color característico en las instalaciones de CADAFE y sus empresas filiales, que para el nivel de tensión de 230 KV es rojo



Una bahía formada por tres celdas es lo que se muestra en la gráfica, primeramente los seccionadores de barra, los cuales están cerrados, luego los disyuntores seguidos de los seccionadores de línea en el fondo, Por último, el pórtico, de donde salen las tres fases hacia la torre doble circuito.



A diferencia de la barra de transferencia de carga, se puede apreciar que esta barra principal (tipo barra tendida), posee dos conductores por fase, ya que, la misma debe tener la capacidad de tolerar la carga de todos los circuitos que salen de la subestación; con ello puede deducirse que el esquema de barra en la parte de 115Kv de la tratada subestación, es de barra principal y barra de transferencia



**ANEXO C**

**FOTOS VISITA A LA S / E CORO I**

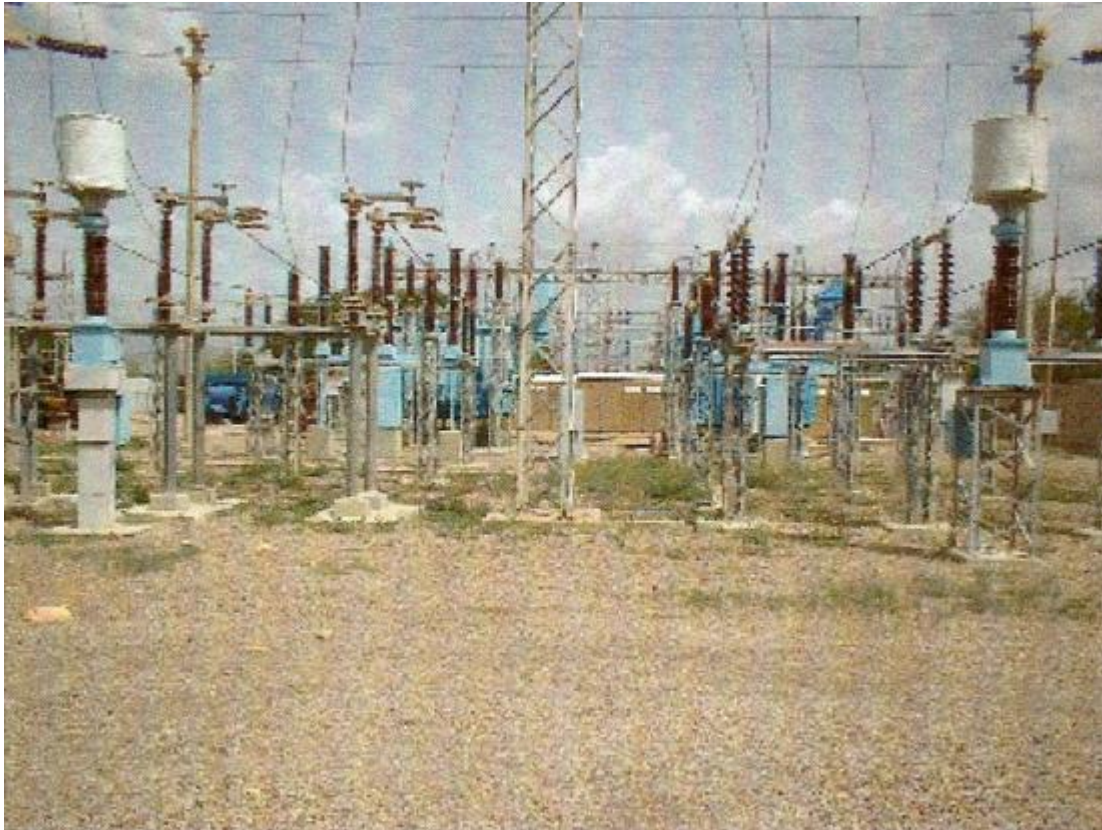


Se puso observar una vista general de la subestación en estudio; en primer plano, parte del púrtico secundario, seguido de los disyuntores de cada una de las salidas. Detrás del púrtico, en la parte derecha se pueden ver los bancos de los servicios auxiliares. De color azulado y detrás de los tableros donde se encuentran los disyuntores, se distinguen los transformadores de potencia, en la parte izquierda, al fondo, se observa la torre de transferencia de doble circuito.





Al fondo, la torre de amarre doble terna, con el circuito de la izquierda que viene de la subestación el Isiro y el circuito de la derecha que viene de la subestación Coro II, con la que, como puede estimarse está deshabilitada, ya que, los seccionadores de líneas están abiertos.



Las dos bahías de la subestación tratada, con los seccionadores de línea abiertos (a la izquierda), mencionados antes, visto desde otro ángulo puede observarse que son de diferentes modelos, el de la izquierda es un modelo más duradero por la tecnología con la que fue fabricado, tiene mayor vida útil por número de interrupciones realizadas, que el modelo de la derecha, debido, entre otras, a la forma redondeada de los extremos. La bahía de la izquierda nutre al TP1 Y la otra al TP2.



La foto muestra los seccionadores de barra a la derecha y a la izquierda se pueden ver los seis (6) disyuntores alineados de las dos bahías.



El TP1 a la derecha, de 20 MVA y el TP2 a la izquierda, de 30 MVA, se aprecian la diferencia en la tonalidad de los azules en ambos transformadores, ya que, el TP2 es relativamente nuevo, es decir, en su lugar se encontraba uno de características similares al TP1.



Aquí apreciamos el pórtico secundario con las seis (6) salidas de los circuitos de distribución primaria en 13.8 KV, dispuestos de izquierda a derecha en el siguiente orden: Salida I (Aeropuerto), Salida II (Gobernación), Salida VI (Independencia), Salida V ( San José), Salida III(Hospital), Salida IV (Pepsi Cola). En la parte superior y detrás del pórtico. Se observa la barra de transferencia y en la parte inferior izquierda de la fotografía, observamos los bancos de capacitores conectados a la barra secundaria del TP2.



La fotografía muestra dos bancos conectados en paralelo. Cada banco con doce (12) unidades de 500 KVAR, asociados a ellos un seccionador independiente, conectados a través de barras sólidas, como se aprecia en la foto.



Los servicios auxiliares tienen dos bancos trifásicos de transformación, de 25 KVA cada unidad y su conexión es Dy0. EL banco de la derecha es el Servicio Auxiliar 1 (S.A.1) y está conectado a la barra secundaria del TP2, de manera análoga ocurre con S.A. 2, el cual está conectado a la barra secundaria del TP1.



En la subestación Coro I todas las salidas de 13.8 KV tienen colocadas un RELIABLE POWER MEMORY (RPM). La medición la realizaba un operador de la subestación Coro I y se programaba con un computador portátil para que realizará las mediciones durante una semana, de parámetros como: tensión, corriente, factor de potencia, etc. Como la memoria de este equipo de medición es limitada, las mediciones que realiza en una semana las ejecuta con períodos de cinco minutos.





---

**ANEXO D**

**ANEXO D**



**PRECIOS DE MATERIALES Y MANO DE OBRA  
PARA CONDUCTOR PREENSAMBLADO 2/0 Y CÁLCULO  
DEL TIEMPO DE PAGO PARA RECUPERACIÓN DE LA  
ENERGÍA DEL CIRCUITO CASO ESTUDIO (PEPSI COLA)**



## ANEXO D

Tabla D.1 Materiales Requeridos para la Instalación del Cable Pre ensamblado (2/0).

Partida	Descripción	Unidad	P. Unitario	Cantidad	Total
1	CABLE CUADRUPLIX, 95 mm, BT 2/0	ML	12.000,00	X	12.000,00
2	Cable piloto nº 8 TW.	ML	9.000,00	X	9.000,00
3	Cable concéntrico 2x8 + 1x10	ML	5.310,00	X	5.310,00
4	Conector perforante	Pza.	6.250,00	X	6.250,00
5	Caja de control de alumbrado	Pza.	50.000,00	X	50.000,00
6	Fleje 3/8"	ML	3.083,00	X	3.083,00
7	Foto celda NA.	Pza.	19.545,00	X	19.545,00
8	Grapa de suspensión 2/0	Pza.	11.900,00	X	11.900,00
9	Grapa de retención 2/0	Pza.	12.600,00	X	12.600,00
10	Hebilla 3/8"	Pza.	495,00	X	495,00
11	Luminaria 150 w, vapor de sodio	Pza.	21.983,00	X	21.983,00
12	MEDIDOR TRIFÁSICO 2ø	Pza.	55.900,00	X	55.900,00
13	Ménsula de suspensión 2/0	Pza.	7.900,00	X	7.900,00
14	Ménsula de retención 2/0	Pza.	7.500,00	X	7.500,00
15	Terminal bimetálico Pre-aislado a compresión 2/0	Pza.	7.500,00	X	7.500,00
16	Poste de BT: 8,23 m, tubular de 4"x3"	Pza.	344.530,00	X	344.530,00
17	Pintura amarilla	Galón	26.600,00	X	26.600,00
18	Pintura negra	Galón	24.420,00	X	24.420,00
19	Pintura aluminio	Galón	4.300,00	X	4.300,00
20	Transformado 15 KVA	Pza.	1.476.289,00	X	1.476.289,00
21	Transformado 50 KVA	Pza.	3.303.588,00	X	3.303.588,00
			<b>Total</b>		<b>5.410.693,000</b>

**ANEXO D****Tabla D.2. Mano de Obra para la Instalación del Cable Pre ensamblado (2/0).**

<b>Partida</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>P. Unitario</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Total</b>
1	1 cable cuádruplex BT. Al-plt 2/0 a 4/0. Incluye colocación de accesorios y herrajes	ML	8.500,00	X	8.500,00
2	Reubicación y desmantelamiento en poste línea arvidal hasta 4/0	ML	5.312,50	X	5.312,50
3	Desmantelamiento y reinstalación de circuito bajante de Transf. 3fases+ N + T conductor Cu 4/0 a 500 MCM.	ML	8.287,50	X	8.287,50
4	Desmontaje luminaria m-100/m200 c/brazo 1,00m f-n 120v	Und	14.237,50	X	14.237,50
5	Instalación o cambio de fotocélula	Und	10.625,00	X	10.625,00
6	Montaje de caja de control de AP. en poste 120/240v	Und	42.500,00	X	42.500,00
7	Montaje de luminaria m-100/m200 c/brazo 1,00m f-n 120v	Und	30.812,50	X	30.812,50
8	Pintura en poste de 10-14 mts.	ML	3.187,50	X	3.187,50
9	Colocación de poste tubular hasta 10,4 ml. Incluye excavación	Und	255.000,00	X	255.000,00
10	Colocación de acometida aérea desde no. 10 hasta no. 2	ML	772,00	X	772,00
11	Conexión BT:./bornes de grupo de transformadores de 10 a 75 KVA.	Und	8.045,00	X	8.045,00
12	Corte de energía en alta tensión (por fase)	Und	7.723,00	X	7.723,00
13	Desconexión BT:./bornes de grupo de transformadores (por fase)	Und	8.045,00	X	8.045,00
14	Desmantelamiento de acometida aérea desde no. 10 hasta no. 2	ML	322,00	X	322,00
15	Empalme monofásico en caliente en poste Cond. Desde # 10 al # 2	Und	6.436,00	X	6.436,00
16	Empalme monofásico en frío en poste Cond. Desde # 1/0 al # 4/0	Und	8.045,00	X	8.045,00
17	Empalme monofásico en frío en poste Cond. Desde # 8 al # 2	Und	5.363,00	X	5.363,00
18	Montaje de transformador monofásico de 50 KVA en poste normal	Und	69.990,00	X	69.990,00
19	Montaje de transformador monofásico de 15 KVA en poste normal	Und	69.990,00	X	69.990,00
20	Re conexión de energía en alta tensión (por fase)	Und	7.723,00	X	7.723,00
				<b>Total</b>	<b>546.931,545</b>



Tabla D.3. Materiales Requeridos para la Red de Distribución Primaria.

Partida	Descripción	Unidad	P. Unitario	Cantidad	Total
1	Poste de BT. 15,00 m, tubular de 4"x3"	Pza.	1.230.000,00	X	1.230.000,00
2	Abrazadera soporte p/03	Und	36.000,00	X	36.000,00
3	Guaya galvanizada de 3/8"	ML	2.650,00	X	2.650,00
4	Barra de anclaje 5/8" * 8"	Und	16.000,00	X	16.000,00
5	Ancla de expansión de 135 mm	Und	8.000,00	X	8.000,00
6	Perno para guaya 3/8"	Und	850,00	X	850,00
7	Protector tubular de 2,44 mts.	Und	13.500,00	X	13.500,00
8	Casquillo para guaya 3/8"	Und	375,00	X	375,00
9	Pintura amarilla	Galón	26.600,00	X	26.600,00
10	Pintura negra	Galón	24.420,00	X	24.420,00
11	Pintura aluminio	Galón	4.300,00	X	4.300,00
12	Estribos en alta tensión del N° 4/0 normal	Pza.	5.200,00	X	5.200,00
13	Calcomanía de identificación	Pza.	10.000,00	X	10.000,00
14	Línea Cu. hasta 4/0	ML	6.162,50	X	6.162,50
15	Cruceta galvanizada, doble 75*75*7mm * 2,4 mts.	Und	65.000,00	X	65.000,00
16	Abrazadera 4t-5 a 5-1/2	Und	6.988,64	X	6.988,64
17	Adaptador para crucetas	Und	2.695,47	X	2.695,47
18	Pletinas hierro galvanizado de 32"	Und	4.400,00	X	4.400,00
19	Tornillos maquinas c/t 3/8 * 1-1/2	Und	300,00	X	300,00
20	Aisladores de suspensión 7,5 KV.	Und	18.820,00	X	18.820,00
21	Pararrayo de porcelana, 15KV.	Und	125.000,00	X	125.000,00
22	Cortacorriente 15/27 KV. 100 Amp.	Und	103.000,00	X	103.000,00
23	Perno roscado 5/8" * 10	Und	3.340,00	X	3.340,00
24	Grapa mordaza de aluminio 2/0 a 4/0	Und	8.500,00	X	8.500,00
25	Grillete de 1/2" * 5/8"	Und	3.200,00	X	3.200,00
26	Barra cooperweld 5/8" * 2,4 mts	Und	11.500,00	X	11.500,00
27	Conector barra cooperweld 5/8"	Und	1.400,00	X	1.400,00
			<b>TOTAL</b>		<b>1.738.201,610</b>



Tabla D.4. Mano de Obra Requeridos para la Red de Distribución Primaria.

Partida	Descripción	Unidad	P. Unitario	Cantidad	Total
1	Suministro y colocación de poste tubular hasta 15,00 ml. Incluye excavación	Pza.	142.850,00	X	142.850,00
2	Suministro y colocación de viento sencilla a ancla para retenida normal. Incluye accesorios	ML	161.000,00	X	161.000,00
3	Pintura en poste de 10-14 mts	ML	3.187,50	X	3.187,50
4	Colocación de estribos en alta tensión del no.4/0 normal	Pza.	3.560,00	X	3.560,00
5	Suministro y colocación de calcomanía de identificación	Pza.	2.350,00	X	2.350,00
6	Colocación y tensado de línea Cu hasta 4/0	ML	13.540,00	X	13.540,00
7	Montaje de transformador monofásico de 15 KVA en poste normal. Incluye accesorios	Pza.	161.350,00	X	161.350,00
8	Montaje de transformador monofásico de 50 KVA en poste normal. Incluye accesorios	Pza.	191.680,00	X	191.680,00
9	Instalación tres cortacorrientes para Transf. Y/o derivación normal. Incluye accesorios	Pza.	95.000,00	X	95.000,00
10	Instalación de tres pararrayos normales. Incluye accesorios	Pza.	95.000,00	X	95.000,00
11	Instalación de tres aisladores de suspensión normal. Incluye accesorios	Pza.	95.000,00	X	95.000,00
12	Aterramiento de poste normal. Incluye la colocación de la barra cooperweld	Pza.	57.573,00	X	57.573,00
13	Instalación de cruceta galvanizada doble. Incluye accesorios	Pza.	110.000,00	X	110.000,00
			<b>TOTAL</b>		<b>1.132.090,500</b>

**ANEXO D****Tabla D.5. Tiempo de Pago, Para un 100% de Energía Recuperada.**

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	21222000.00	21222000.00	21222000.00
2	21222000.00	176142.6	21222000.00	21398142.60	42620142.60
3	42620142.60	353747.18	21222000.00	21575747.18	42797747.18
4	42797747.18	355221.30	21222000.00	21577221.30	42799221.30
5	42799221.30	355233.54	21222000.00	21577233.54	42799233.54
6	42799233.54	355233.64	21222000.00	21577233.64	42799233.64
7	42799233.64	355233.64	21222000.00	21577233.64	42799233.64

**Tabla D.6. Tiempo de Pago, Para un 90% de Energía Recuperada.**

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	19099800.00	19099800.00	19099800.00
2	19099800.00	158528.34	19099800.00	19258328.34	38358128.34
3	38358128.34	318372.47	19099800.00	19418172.47	38517972.47
4	38517972.47	319399.17	19099800.00	19419499.17	38519299.17
5	38519299.17	319710.18	19099800.00	19419510.18	38519310.18
6	38519310.18	319710.27	19099800.00	19419510.27	38519310.27
7	38519310.27	319710.27	19099800.00	19419510.27	38519310.27

**Tabla D.7. Tiempo de Pago, Para un 80% de Energía Recuperada.**

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	16977600.00	16977600.00	16977600.00
2	16977600.00	140914	16977600.00	17118514.08	34096114.08
3	34096114.08	282997.74	16977600.00	17260597.75	34238197.75
4	34238197.75	284177.04	16977600.00	17261777.04	34239377.04
5	34239377.04	284186.82	16977600.00	17261786.83	34239386.83
6	34239386.83	284186.91	16977600.00	17261786.91	34239386.91
7	34239386.91	284186.91	16977600.00	17261786.91	34239386.91

**Tabla D.8. Tiempo de Pago, Para un 70% de Energía Recuperada.**

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	14855400.00	14855400.00	14855400.00
2	14855400.00	123299.82	14855400.00	14978699.82	29834099.82
3	29834099.82	247623.03	14855400.00	15103023.03	29258423.03
4	29258423.03	248654.91	14855400.00	15104055.82	29959455.82
5	29959455.82	248663.48	14855400.00	15104063.48	29959463.48
6	29959463.48	248663.54	14855400.00	15104063.55	29959463.55
7	29959463.55	248663.54	14855400.00	15104063.55	29259463.55





Tabla D.9. Tiempo de Pago, Para un 60% de Energía Recuperada.

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	12733200.00	12733200.00	12733200.00
2	12733200.00	105685.56	12733200.00	12838885.56	25572085.56
3	25572085.56	212248.31	12733200.00	12945448.31	25678648.31
4	25678648.31	213132.78	12733200.00	12946332.78	25379532.78
5	25379532.78	213140.12	12733200.00	12946340.12	25679540.12
6	25679540.12	213140.18	12733200.00	12946340.18	25679540.18
7	25679540.18	213140.18	12733200.00	12946340.18	25679540.18

Tabla D.10. Tiempo de Pago, Para un 50% de Energía Recuperada.

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	10611000.00	10611000.00	10611000.00
2	10611000.00	88071.30	10611000.00	10699071.30	21310071.30
3	21310071.30	176873.59	10611000.00	10787873.59	21398873.59
4	21398873.59	177610.65	10611000.00	10788610.65	21399610.65
5	21399610.65	177616.77	10611000.00	10788616.77	21399616.77
6	21399616.77	177616.82	10611000.00	10788616.82	21399616.82
7	21399616.82	177616.82	10611000.00	10788616.82	21399616.82



## **APENDICE A**

### **INFORMACIÓN PRELIMINAR DE TODO EL LEVANTAMIENTO**



**INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**















## APÉNDICE A



**Tabla A.10. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda**

Nombre			C.I	
N° Casa			N° Medidor	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1			
Lavadora	0,35			
Nevera 14'	0,56			
Plancha	1,2			
Televisor 19"	0,4			
Ventilador	0,15			
Bombillo 60 w	0,060			
Bombillo 100w	0,1			
A/A de 12000 BTU	1,92			
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75			
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4			
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				



**APÉNDICE B**

**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E IRREGULARIDADES**

**DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN**




---

**APÉNDICE B**
**Tabla B.1. Características Técnicas e Irregularidades del Servicio de Alumbrado Público**

Nº de ID. de CADAPE	Calibre	Estado de la Lámpara	Observación
1	8	Apagada	Foto celda, luminaria en buen estado.
2	-	-	-
3	-	-	-
4	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
5	8	Apagada	Luminaria, en buen estado.
6	8	Partida	Luminaria partida.
7	6	Encendida	Luminaria en buen estado.
8	6	Encendida	Luminaria en buen estado.
9	6	Sirve	Foto celda, luminaria en buen estado.
10	6	Apagada	Foto celda, luminaria en buen estado.
11	6	Dañada	Foto celda.
12	-	-	-
13	6	Sirve	Foto celda, luminaria rota.
14	6	Encendida	Foto celda, Luminaria en buen estado.
15	8	Encendida	Foto celda.
16	-	-	Foto celda, luminaria en buen estado.
17	8	Sirve	Foto celda, luminaria en buen estado.
18	6	Dañada	Foto celda.
19	6	Dañada	Foto celda.
20	6	Dañada	Foto celda.
21	6	Sirve	Foto celda.
22	6	Sirve	
23	6	Sirve	
24	6	-	
25	-	-	
26	6	Encendida	Luminaria en buen estado.
27	6	Sirve	Luminaria en buen estado.
28	8	Encendida	
29	8	Dañada	Foto celda.
30	8	Dañada	Foto celda, luminaria rota.
31	8	Sirve	
32	6	Sirve	Luminaria en buen estado.



## APÉNDICE B

Continuación Tabla B.1. Características Técnicas e Irregularidades del Servicio de Alumbrado Público

Nº de ID. de CADAFE	Calibre	Estado de la Lámpara	Observación
33	6	Dañada	Luminaria rota.
34	6	Encendida	Foto celda, luminaria en buen estado.
35	6	Dañada	Foto celda.
36	6	Sirve	
37	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
38	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
39	8	Encendida	Foto celda, luminaria en buen estado.
40	6	Encendida	Luminaria en buen estado.
41	8	-	
42	8	-	
43	8	-	
44	8	Sirve	Foto celda.
45	8	Sirve	Foto celda.
46	8	-	Foto celda
47	8	Dañada	Foto celda.
48	6	-	Sin luminaria
49	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
50	8	Sirve	Foto celda,
51	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
52	6	Dañada	
53	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
54	8	-	
55	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
56	8	-	
57	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
58	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
59	8	-	Luminaria en buen estado.
60	6	Encendida	Luminaria en buen estado.
61	8	-	Foto celda.

Tabla B.2 Tipo de Conexión por Parcela.

Nº Parcela	Tipos de Conexión				Conexión por Parcela
	Legal	Ilegal	Directa	Desconocida	
1	1				1
2			1		1
3	1				1
4	1				1
5		1			1
6			1		1
7	1				1
8	1				1
9	1				1
10			1		1
11	1				1
12		1			1
13			1		1
14	1				1
15	1				1
16	1				1
17	1				1
18	1				1
19	1				1
20	1				1
21	1				1
22	1				1
23	1				1
24	1				1
25	1				1
26	1				1
27	1				1
28	1				1
29	1				1
30	1				1
31	1				1
32	1				1
33	1				1
<b>Total</b>	27	2	4		33




---

**APÉNDICE B**
**Tabla B.3 Tipo de Acometida Parcela.**

Nº Parcela	Tipos de Acometidas				Acometida por Parcela
	Monofásica(2H)	Monofásica(3H)	Trifásica(4H)	Desconocida	
1		1			1
2	1				1
3			1		1
4		1			1
5	1				1
6	1				1
7	1				1
8	1				1
9	1				1
10	1				1
11		1			1
12	1				1
13	1				1
14		1			1
15	1				1
16	1				1
17		1			1
18	1				1
19	1				1
20	1				1
21		1			1
22		1			1
23		1			1
24		1			1
25		1			1
26		1			1
27		1			1
28		1			1
29		1			1
30		1			1
31		1			1
32		1			1
33		1			1
<b>Total</b>	14	18	1		33


**Tabla B.4. Irregularidades Existentes en la Red de Media Tensión**

Nº de ID. de CADAFE	OBSERVACION
NO TIENE	Crucetas de madera, ubicado sobre el pavimento, elementos de maniobra.
NO TIENE	Ubicado sobre el pavimento, objetos enredados en las líneas
NO TIENE	Ubicado sobre el pavimento, objetos enredados en las líneas.
NO TIENE	Cruceta de madera, ubicado sobre el pavimento.
NO TIENE	Crucetas de madera, objetos enredados en las líneas, Viento dentro de una casa.
NO TIENE	Crucetas de madera, objetos enredados en los corta corrientes.
NO TIENE	Vano destensado, objetos en las líneas, empalme a mitad de vano.
NO TIENE	Vano destensado, objetos en las líneas, ubicado sobre el pavimento, base del poste dañada.
NO TIENE	Crucetas de madera.
NO TIENE	Viento dentro de una casa
NO TIENE	Vano destensado.
NO TIENE	Objetos enredados en las líneas.
NO TIENE	Objetos enredados en las líneas.
NO TIENE	Crucetas de madera, ubicado dentro de una casa, cruce
NO TIENE	Amarre dentro de una casa, objetos colocado en el poste.
NO TIENE	Ubicado dentro de una casa.
NO TIENE	Crucetas de madera, elementos de maniobra.
NO TIENE	Crucetas de madera.
NO TIENE	Ubicado dentro de una casa, elementos de maniobra.
NO TIENE	Elementos de protección y maniobra.
NO TIENE	Viento roto, elementos de protección y maniobra.

**Tabla B.5. Irregularidades Existentes en los Puntos de Transformación.**

<b>Nº de ID. de CADAFE</b>	<b>OBSERVACION</b>
<b>NO TIENE</b>	La capacidad del transformador no se corresponde con la señalada en los planos.
<b>NO TIENE</b>	Transformador derramando aceite por los buchen de baja, buchen de alta partido, perma-grip conectado de manera incorrecta.
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en los corta corrientes, perma-grip conectado de manera incorrecta.
<b>NO TIENE</b>	Perma-grip conectado de manera incorrecta.
<b>NO TIENE</b>	Transformador derramando aceite por los buchen de baja, la capacidad no coincide con la de los planos, perma-grip conectado de manera incorrecta

**Tabla B.6. Irregularidades Existentes en la Red de Baja Tensión**

<b>Nº del Poste</b>	<b>OBSERVACION</b>
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste, empalme a mitad de vano.
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en las líneas.
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en las líneas, vano destensado entre poste .
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en las líneas.
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Base del poste deteriorada, vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en las líneas, vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en las líneas, vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en las líneas, vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en las líneas.
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste, base deteriorada.
<b>NO TIENE</b>	Poste dentro de la vivienda, vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste, base deteriorada.
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste



**Continuación Tabla B.6. Irregularidades Existentes en la Red de Baja Tensión**

<b>Nº del Poste</b>	<b>OBSERVACION</b>
<b>NO TIENE</b>	Poste sin viento.
<b>NO TIENE</b>	Poste sin viento.
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en las líneas
<b>NO TIENE</b>	Objeto colgado en el poste.
<b>NO TIENE</b>	Poste dentro de la casa.
<b>NO TIENE</b>	Base deteriorada.
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en las líneas
<b>NO TIENE</b>	Objetos enredados en las líneas
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste.
<b>NO TIENE</b>	Empalme a mitad de vano
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Poste dentro de la casa, poda con tensión, vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Viento dentro de la casa.
<b>NO TIENE</b>	Viento dentro de la casa, cruce de líneas
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre poste
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre postes, obstáculos en las líneas.
<b>NO TIENE</b>	Viento con maleza, poda con tensión, obstáculos entre los postes
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre postes
<b>NO TIENE</b>	Vano destensado entre postes, empalme a mitad de línea, obstáculos.
<b>NO TIENE</b>	Viento roto.
<b>NO TIENE</b>	Poste dentro de la casa, vano destensado entre postes
<b>NO TIENE</b>	Poste torcido, base deteriorada.



**APÉNDICE B**

Tabla B.7. Característica Técnicas de los Puntos de Transformación.

Nº de identificación	Ubicación en Poste o Caseta	Nº de transformadores	Capacidad	Conductor de puesta a tierra	Calibre	Conexión
1	Poste	3	25	si	4	Δ-Y
2	Poste	3	15	si	4	Δ-Y
3	Poste	3	25	si	4	Δ-Y
4	Poste	3	25	si	4	Δ-Y
5	Poste	3	75	si	4	Δ-Y
6	Poste	3	15	si	4	Δ-Y
7	Poste	3	25	si	4	Δ-Y
8	Poste	2	50	si	4	Δ-Y
9	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
10	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
11	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
12	Poste	3	10	si	4	Δ-Y
13	Poste	3	2x37.5+1x15	si	4	Δ-Y
14	Poste	3	2x37.5+1x25	si	4	Δ-Y
15	Poste	3	75	si	4	Δ-Y
16	Caseta	4	100	si	4	Δ-Y
17	Poste	1	25	si	4	Λ-Y
18	Poste	3	25	si	4	Δ-Y
19	Poste	1	15	si	4	Λ-Y
20	Poste	3	15	si	4	Δ-Y
21	Poste	3	37.5	si	4	Δ-Y
22	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
23	Poste	2	100	si	4	Δ-Y
24	Poste	3	25	si	4	Δ-Y
25	Poste	1	75	si	4	Λ-Y
26	Poste	1	25	si	4	Λ-Y
27	Poste	3	50	si	4	Δ-Y

**APÉNDICE B****Continuación de la Tabla B.7 Característica Técnicas de los Puntos de Transformación.**

Nº de identificación	Ubicación en Poste o Caseta	Nº de transformadores	Capacidad	Conductor de puesta a tierra	Calibre	Conexión
28	Poste	3	25	si	4	$\Delta$ -Y
29	Poste	3	37.5	si	4	$\Delta$ -Y
30	Poste	3	37.5	si	4	$\Delta$ -Y
31	Poste	3	25	si	4	$\Delta$ -Y
32	Pedestal	2	750	si	4	$\Delta$ -Y
33	Poste	1	37.5	si	4	$\wedge$ -Y
34	Caseta	3	50	si	4	$\Delta$ -Y
35	Poste	3	25	si	4	$\Delta$ -Y
36	Poste	3	1x50+2x37.5	si	4	$\Delta$ -Y
37	Poste	3	1x50+2x37.5	si	4	$\Delta$ -Y
38	Poste	3	25	si	4	$\Delta$ -Y
39	Poste	3	15	si	4	$\Delta$ -Y
40	Poste	3	25	si	4	$\Delta$ -Y
41	Poste	1	50	si	4	$\wedge$ -Y
42	Poste	3	15	si	4	$\Delta$ -Y
43	Poste	1	25	si	4	$\wedge$ -Y
44	Poste	3	37.5	si	4	$\Delta$ -Y
45	Poste	1	25	si	4	$\wedge$ -Y
46	Poste	1	50	si	4	$\wedge$ -Y
47	Poste	3	50	si	4	$\Delta$ -Y
48	Poste	1	50	si	4	$\wedge$ -Y
49	Poste	3	2x15+1x25	si	4	$\Delta$ -Y
50	Poste	1	37.5	si	4	$\wedge$ -Y
51	Poste	1	50	si	4	$\wedge$ -Y
52	Poste	3	37.5	si	4	$\Delta$ -Y
53	Poste	1	25	si	4	$\wedge$ -Y
54	Poste	3	50	si	4	$\Delta$ -Y



**APÉNDICE B**

**Continuación de la Tabla B.7 Característica Técnicas de los Puntos de Transformación.**

Nº de identificación	Ubicación en Poste o Caseta	Nº de transformadores	Capacidad	Conductor de puesta a tierra	Calibre	Conexión
55	Poste	1	25	si	4	Λ-Y
56	Caseta	3	333	si	4	Δ-Y
57	Poste	3	25	si	4	Δ-Y
58	Poste	3	25	si	4	Δ-Y
59	Poste	3	50	si	4	Δ-Y
60	Poste	3	75	si	4	Δ-Y
61	Poste	3	37.5	si	4	Δ-Y
62	Poste	1	37.5	si	4	Λ-Y
63	Poste	2	37.5	si	4	Δ-Y
64	Poste	3	75	si	4	Δ-Y
65	Poste	3	37.5	si	4	Δ-Y
66	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
67	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
68	Poste	1	37.5	si	4	Λ-Y
69	Poste	3	50	si	4	Δ-Y
70	Poste	1	75	si	4	Λ-Y
71	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
72	Poste	3	1x50+2x37.5	si	4	Δ-Y
73	Poste	3	2x50+1x37.5	si	4	Δ-Y
74	Poste	3	37.5	si	4	Δ-Y
75	Poste	3	15	si	4	Δ-Y
76	Caseta	3	100	si	4	Δ-Y
77	Poste	3	50	si	4	Δ-Y
78	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
79	Pedestal	1	750	si	4	Λ-Y
80	Poste	1	37.5	si	4	Λ-Y
81	Poste	3	37.5	si	4	Δ-Y



**APÉNDICE B**

**Continuación de la Tabla B.7 Característica Técnicas de los Puntos de Transformación.**

Nº de identificación	Ubicación en Poste o Caseta	Nº de transformadores	Capacidad	Conductor de puesta a tierra	Calibre	Conexión
82	Poste	3	25	si	4	Δ-Y
83	Poste	1	37.5	si	4	Λ-Y
84	Poste	3	37.5	si	4	Δ-Y
85	Caseta	3	75	si	4	Δ-Y
86	Poste	1	37.5	si	4	Λ-Y
87	Caseta	3	75	si	4	Δ-Y
88	Poste	3	25	si	4	Δ-Y
89	Poste	1	15	si	4	Λ-Y
90	Poste	3	50	si	4	Δ-Y
91	Poste	3	1x75+2x50	si	4	Δ-Y
92	Poste	3	10	si	4	Δ-Y
93	Poste	3	37.5	si	4	Δ-Y
94	Poste	3	37.5	si	4	Δ-Y
95	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
96	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
97	Poste	1	37.5	si	4	Λ-Y
98	Poste	3	50	si	4	Δ-Y
99	Poste	1	75	si	4	Λ-Y
100	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
101	Poste	3	1x50+2x37.5	si	4	Δ-Y
102	Caseta	3	37.5	si	4	Δ-Y
103	Poste	1	50	si	4	Λ-Y
104	Poste	1	50	si	4	Δ-Y
105	Poste	2	50	si	4	Λ-Y
106	Poste	1	100	si	4	Λ-Y
107	Poste	1	15	si	4	Λ-Y
108	Poste	3	50	si	4	Δ-Y

**APÉNDICE B****Continuación de la Tabla B.7 Característica Técnicas de los Puntos de Transformación.**

Nº de identificación	Ubicación en Poste o Caseta	Nº de transformadores	Capacidad	Conductor de puesta a tierra	Calibre	Conexión
109	Poste	3	50	si	4	$\Delta$ -Y
110	Poste	1	75	si	4	$\wedge$ -Y
111	Caseta	3	167	si	4	$\Delta$ -Y
112	Poste	3	15	si	4	$\Delta$ -Y
113	Poste	3	25	si	4	$\Delta$ -Y
114	Poste	3	50	si	4	$\Delta$ -Y
115	Poste	2	37.5	si	4	$\Delta$ -Y
116	Poste	1	50	si	4	$\wedge$ -Y
117	Poste	1	15	si	4	$\wedge$ -Y
118	Poste	3	50	si	4	$\Delta$ -Y
119	Poste	3	1x25+2x37.5	si	4	$\Delta$ -Y
120	Poste	3	37.5	si	4	$\Delta$ -Y
121	Poste	3	50	si	4	$\Delta$ -Y
122	Poste	1	1x50+1x15	si	4	$\wedge$ -Y
123	Poste	3	25	si	4	$\Delta$ -Y
124	Poste	3	2x37.5+1x25	si	4	$\Delta$ -Y
125	Poste	3	1x25+2x37.5	si	4	$\Delta$ -Y
126	Caseta	3	100	si	4	$\Delta$ -Y
127	Poste	3	37.5	si	4	$\Delta$ -Y
128	Poste	3	1x37.5+2x50	si	4	$\Delta$ -Y
129	Caseta	3	167.5	si	4	$\Delta$ -Y
130	Poste	3	1x37.5+2x50	si	4	$\Delta$ -Y
131	Poste	3	37.5	si	4	$\Delta$ -Y
132	Poste	3	2x50+1x25	si	4	$\Delta$ -Y
133	Poste	3	1x50+2x25	si	4	$\Delta$ -Y
134	Poste	3	50	si	4	$\Delta$ -Y
135	Poste	3	25	si	4	$\Delta$ -Y

**APÉNDICE B****Continuación de la Tabla B.7 Característica Técnicas de los Puntos de Transformación.**

<b>Nº de identificación</b>	<b>Ubicación en Poste o Caseta</b>	<b>Nº de transformadores</b>	<b>Capacidad</b>	<b>Conductor de puesta a tierra</b>	<b>Calibre</b>	<b>Conexión</b>
136	Poste	3	25	si	4	$\Delta$ -Y
137	Poste	3	2x50+1x37.5	si	4	$\Delta$ -Y
138	Poste	3	15	si	4	$\Delta$ -Y
139	Poste	3	37.5	si	4	$\Delta$ -Y
140	Poste	2	37.5 ^	si	4	$\Delta$ -Y
141	Caseta	3	100	si	4	$\Delta$ -Y
142	Poste	3	37.5	si	4	$\Delta$ -Y
143	Poste	3	25	si	4	$\Delta$ -Y
144	Poste	3	2x25+1x37.5	si	4	$\Delta$ -Y

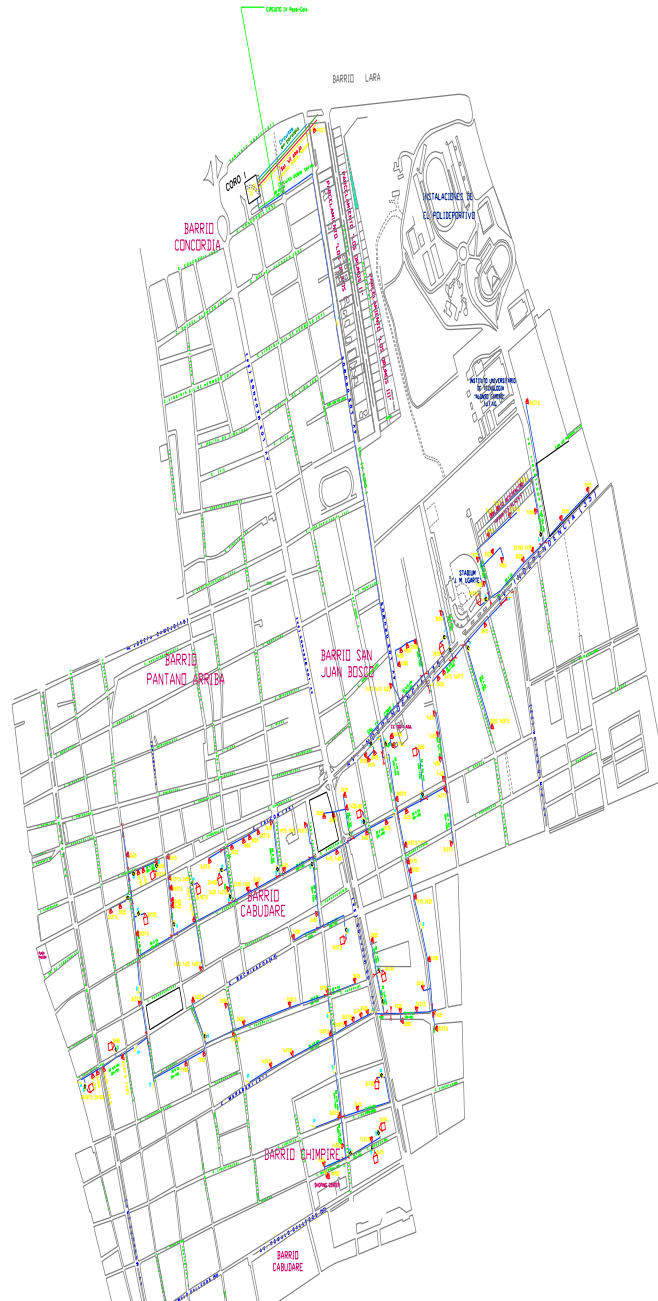


APÉNDICE C  
DIGITALIZACIÓN DE LOS PLANOS DE MEDIA Y PUNTOS  
DE TRANSFORMACIÓN





# APÉNDICE C





**APÉNDICE D**  
**CENSO DE CARGA**




---

**APÉNDICE D**

**Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda**

Nombre			C.I	
N° Casa	92	N° Medidor	02298116	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1			
Lavadora	0,35			
Nevera 14'	0.361	720	1	259.92
Plancha	1,2			
Televisor 19"	0,4	240	1	18.24
Ventilador	0.060			
Bombillo 60 w	0,060	180	7	75.60
Bombillo 100w	0,1			
A/A de 12000 BTU	1.143			
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75			
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4			
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				353.76



Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda

Nombre	C.I			
N° Casa	90	N° Medidor	010031208	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1			
Lavadora	0,35			
Nevera 14'	0,361			
Plancha	1,2			
Televisor 19"	0,4			
Ventilador	0,060	176	3	31,68
Fluorescente 40w	0,052	176	12	109,82
Bombillo 100w	0,1			
A/A de 12000 BTU	1,143			
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75			
Enfriador	0,187	176	1	172,42
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4			
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1,25			
<b>Total</b>				172,42



Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda

Nombre	C.I			
N° Casa	4	N° Medidor	84012547	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	90	1	9.00
Lavadora	0,35			
Nevera 14'	0.361	720	1	85.68
Plancha	1,2			
Televisor 19"	0,4	198	1	85.68
Ventilador	0.060	88	2	30.10
Bombillo 60 w	0,060			
Fluorescente 32w	0.045	176	6	47.52
A/A de 24000 BTU	3.2	110	1	352.00
A/A de 18000 BTU	2.4	110	1	264.00
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75			
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4			
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				814.70



Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda

Nombre			C.I	
N° Casa	5	N° Medidor	09525492	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	100	1	10
Lavadora	0,35			
Nevera 14'	0.361	720	1	259.92
Plancha	1,2			
Televisor 19"	0,4	377	1	28.65
Ventilador	0.060	174	1	10.44
Bombillo 60 w	0,060	150	5	45
Bombillo 100w	0,1	150	4	60
A/A de 12000 BTU	1.143			
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75			
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4			
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				414.01



Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda

Nombre			C.I	
N° Casa	76	N° Medidor	No tiene	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	25	1	5.00
Lavadora	0,35			
Nevera 14'	0,361	720	1	259.92
Plancha	1,1	18	1	19.80
Televisor 19"	0,076	240	1	18.24
Ventilador	0.060	30	1	1.8
Bombillo 60 w	0,060	190	9	102.6
Bombillo 100w	0,1			
A/A de 12000 BTU	1.143			
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75			
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4			
Tostiarepa	1,1	25	1	27.5
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				434.12



Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda

Nombre	C.I			
N° Casa	74	N° Medidor	No tiene	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	50	1	5
Lavadora	0,35	18	1	4.68
Nevera 14'	0.361			
Plancha	1,2	12	1	13.20
Televisor 19"	0,076	203	3	46.28
Ventilador	0.060	174	2	20.88
Bombillo 60 w	0,060	150	9	81
Bombillo 100w	0,1	120	6	72
A/A de 12000 BTU	1.143	252	1	576.07
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2	25	1	27.50
Nevera 22'	0,75	720	1	342.72
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4	40	1	5.20
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				1194.46





Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda

Nombre	C.I			
N° Casa	80	N° Medidor		
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	50	1	5.00
Lavadora	0,35	18	1	13.50
Nevera 14'	0.361	720	1	259.92
Plancha	1,2	12	1	13.20
Televisor 19"	0,076	180	1	13.68
Ventilador	0.060	125	1	7.50
Bombillo 60 w	0,060	120	6	43.20
Bombillo 100w	0,1	180	2	36.00
A/A de 12000 BTU	1.143			
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75			
Enfriador	0.187	720	1	134.64
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4	50	1	6.50
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				533.14



## APÉNDICE



Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda

Nombre	C.I			
N° Casa	01	N° Medidor	99167290	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	112	1	11.20
Lavadora	0,35	18	1	13.50
Nevera 14'	0.361			
Plancha	1,1	12	1	13.20
Televisor 19"	0,076	350	2	53.20
Ventilador	0.060	200	1	12.00
Bombillo 60 w	0,060	210	6	75.60
Bombillo 100w	0,1			
A/A de 12000 BTU	1.6	150	1	240.00
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75	720	1	342.72
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4	100	1	13.00
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				<b>774.42</b>




---

**APÉNDICED**

**Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda**

Nombre	C.I			
Nº Casa	03	Nº Medidor	910143821070	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	30	1	3.00
Lavadora	0,35	18	1	13.50
Nevera 14'	0.361			
Plancha	1,2	8	1	8.80
Televisor 19"	0,076	338	1	16.90
Ventilador	0.060	150	5	45.00
Fluorescente 40w	0.052	150	10	78.00
Bombillo 100w	0,1			
A/A de 12000 BTU	1.143	196	1	313.6
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75	720	1	342.72
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4			
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				821.52




---

**APÉNDICE D**

**Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda**

Nombre	C.I			
Nº Casa	Nº Medidor		020046212	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	28	1	2.8
Lavadora	0,35	12	1	9.0
Nevera 14'	0.361			
Plancha	1,2	16	1	17.60
Televisor 19"	0,076	196	1	14.90
Ventilador	0.060	150	1	9.0
Bombillo 60 w	0,060	210	6	75.600
Bombillo 100w	0,1			
A/A de 12000 BTU	1,6	240	1	384.00
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75	720	1	342.72
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4			
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				855.62




---

**APÉNDICED**

**Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda**

Nombre	C.I			
N° Casa	N° Medidor		770056088	
<b>Consumo de Energía Mensual Estimado</b>				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	116		11.60
Lavadora	0,35	12		9.0
Nevera 14'	0.361			
Plancha	1,1	8		8.8
Televisor 19"	0,4	150		34.20
Ventilador	0.060	290		52.20
Bombillo 60 w	0,060	180		151.20
Bombillo 100w	0,1			
A/A de 12000 BTU	1.6	210	1	540.00
A/A de 18000 BTU	2.4	225	2	640.00
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75	720		342.72
Enfriador	0,6	104		19.45
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4	96		12.48
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	0.750	2	1	1.50
<b>Total</b>				1823.15




---

**APÉNDICE D**

**Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda**

<b>Nombre</b>	<b>C.I</b>			
<b>Nº Casa</b>	<b>Nº Medidor</b>		90423605	
<b>Consumo de Energía Mensual Estimado</b>				
<b>Equipo</b>	<b>Carga (KW)</b>	<b>Horas Promedio Uso mes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>KWH/ Mes</b>
Radio	0,1	52	1	5.20
Lavadora	0,35	16	1	12
Nevera 14'	0.361	720	1	259.92
Plancha	1,1	16	1	17.6
Televisor 19"	0,076	243	1	18.47
Ventilador	0.060	234	4	56.16
Bombillo 60 w	0,060	196	10	117.60
Bombillo 100w	0,1			
A/A de 12000 BTU	1.6	224	1	358.40
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2	15	1	16.50
Nevera 22'	0,476	720	1	342.72
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4	54	1	7.02
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				1211.59




---

**APÉNDICE D**

**Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda**

Nombre	C.I			
Nº Casa	Nº Medidor		91436447	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	84	1	8,4
Lavadora	0,35	8	1	6,0
Nevera 14'	0,361			
Plancha	1,2	8	1	8,8
Televisor 19"	0,076	216	2	32,83
Ventilador	0,060	160	1	10,08
Bombillo 60 w	0,060			
Bombillo 100w	0,1	168	8	134,40
A/A de 12000 BTU	1,6	243	1	388,80
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75	720	1	342,72
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4			
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1,25			
<b>Total</b>				932,03




---

**APÉNDICE**

**Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda**

Nombre			C.I	
Nº Casa			Nº Medidor	91436481
<b>Consumo de Energía Mensual Estimado</b>				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1			
Lavadora	0,35			
Nevera 14'	0.361	720	1	259.92
Plancha	1,1	7	1	7.70
Televisor 19"	0,4	224	2	17.02
Ventilador	0.060	162	2	25.92
Bombillo 60 w	0,060			
Bombillo 100w	0,1			
A/A de 12000 BTU	1.143			
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75			
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22	35	1	0.53
Microcomputador	0,4			
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				359.69






---

**APÉNDICE D**

**Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda**

Nombre	C.I			
Nº Casa	Nº Medidor		02880851	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	100	1	10.00
Lavadora	0,35	12	1	9.00
Nevera 14'	0.361	720	1	259.92
Plancha	1,1	16	1	17.60
Televisor 19"	0,076	196	2	30.10
Ventilador	0.060	198	2	23.76
Bombillo 60 w	0,060	180	6	64.80
Bombillo 100w	0,1	270	4	108.00
A/A de 12000 BTU	1.6	252	1	403.20
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2	22	1	24.20
Nevera 22'	0,75			
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0,4	33	1	8.58
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				959.16



## APÉNDICE D



Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda

Nombre	C.I			
Nº Casa	Nº Medidor		No se Distingue	
<b>Consumo de Energía Mensual Estimado</b>				
Equipo	Carga (KW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	KWH/ Mes
Radio	0,1	90	1	10.00
Lavadora	0,35	20	1	15.00
Nevera 14'	0.361			
Plancha	1,2	16	1	17.60
Televisor 19"	0,4	275	1	20.90
Ventilador	0.060	200	2	24.00
Fluorescente circular 32w	0,045	150	4	27.00
Bombillo 100w	0,1	225	1	22.50
A/A de 9000 BTU	1.2	250	2	600.00
Pulidora	0,3			
Microondas 1200W	1,2			
Nevera 22'	0,75	720	1	342.72
Enfriador	0,6			
Motor 1 Hp	0,74			
Máquina de coser	0,22			
Microcomputador	0.130	250	2	65.00
Tostiarepa	1,1			
Secado de cabello	1.25			
<b>Total</b>				1144.72