

**DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO  
TÉCNICAS DE LOS CIRCUITOS QUE DERIVAN DEL  
TRANSFORMADOR T1 DE LA SUBESTACIÓN SAN  
CRISTOBAL**

**PRESENTA:**

**Blanco Vázquez Juan José**

**ASESOR INTERNO:**

**Dr. José del Carmen Vázquez Hernández**

**ASESOR EXTERNO:**

**Ing. Ezequiel Ozuna Gordillo.**

**EMPRESA:**

**COMISION FEDERAL DE ELCTRICIDAD (CFE)**

**Departamento de medición, conexiones y servicios.**

**Zona San Cristóbal.**

**TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS. 27 DE AGOSTO DE 2018**



# Contenido

CAPITULO I GENERALIDADES.....	5
1.1.- Antecedentes .....	5
1.2.- Estado del arte .....	6
1.3.- Justificación.....	7
1.4.- Objetivos.....	8
1.4.1.- Objetivos específicos.....	8
1.5.- Metodología. ....	9
CAPITULO II FUNDAMENTO TEÓRICO. ....	12
2.1.- Sistema eléctricos de potencia.....	12
2.1.1.- Cargas en un Sistema Eléctrico de Potencia .....	13
2.1.2.- Topología de un Sistema Eléctrico .....	13
2.1.3.- Sistema de distribución.....	14
2.1.4.- Clasificación de los sistemas de distribución .....	15
2.1.4.1.- Sistemas aéreos.....	16
2.1.4.2.- Sistemas subterráneos .....	16
2.1.4.3.- Sistemas mixtos .....	17
2.1.5.- Red de Distribución de Energía Eléctrica.....	17
2.2.- Pérdidas de energía eléctrica.....	19
2.3.- Clasificación de pérdidas de energía. ....	21
2.3.1.- Pérdidas técnicas. ....	22
2.3.1.1.- Pérdidas de energía por efecto joule.....	24
2.3.1.2.- Pérdidas de energía por efecto corona. ....	24
2.3.1.3.- Pérdidas de energía debidas a armónicos.....	24
2.3.1.4.- Pérdidas de energía debidas a corrientes de fuga. ....	25
2.3.1.5.- Pérdidas independientes de la carga o demanda.....	25
2.3.2.- Pérdidas no técnicas .....	26
2.3.2.1.- Clasificación de las pérdidas no técnicas. ....	26
2.4.- Pérdidas de potencia y energía en un SEP.....	27
2.5.- Pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución.....	29
2.6.- Subsistemas de distribución primarios y secundarios .....	30
2.6.1.- Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en el sistema de distribución. ....	31
2.7.- Inspección visual de las instalaciones de medición .....	33
2.8.- Inversión de CFE dirigida a disminuir pérdidas técnicas.....	33

2.9.- Medidores de energía eléctrica .....	34
2.9.1.- Clasificación de los medidores .....	34
2.9.1.2.- De acuerdo con la energía que miden.....	34
2.9.1.3.- De acuerdo con la exactitud.....	35
2.9.1.4.- De acuerdo con la conexión en la red.....	36
CAPITULO III DESARROLLO EXPERIMENTAL. ....	37
3.1.- Planteamiento de la problemática. ....	37
3.2.- Ubicación Geográfica .....	42
3.3.- Descripción general de proyecto:.....	42
3.4.- Dimensión del Proyecto .....	42
3.5.- Análisis de costo mínimo.....	45
3.6.- Propuestas de solución con proyecto.....	47
3.6.1.- Opción 1.- Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en el área San Cristóbal de Zona San Cristóbal.....	47
3.6.1.2.- Determinación de insumos .....	47
3.6.1.3.- Incremento de la facturación.....	48
3.6.1.4.- Costos de inversión .....	50
3.6.1.5.- Beneficios asociados al proyecto.....	50
3.6.1.6.- Captura de insumos .....	53
3.6.2.- Opción 2.- Modernización de la medición con equipos de autogestión en el Área San Cristóbal, agencia San Cristóbal. ....	54
3.6.2.1- Costos de inversión .....	55
3.6.2.2.- Beneficios asociados al proyecto.....	55
3.6.2.3.- Captura de insumos .....	57
CAPITULO IV RESULTADOS Y CONCLUSIONES. ....	58
4.1.- Resultados.....	58
4.2.- Conclusiones .....	58
BIBLIOGRAFIA .....	59
Referencias. ....	59
ANEXOS .....	60
Anexo 1.....	60
Anexo 2.....	61
Anexo 3.....	62
Anexo 4.....	63

Anexo 5.....	64
Anexo 6.....	65
Anexo 7.....	66
Anexo 8.....	67
Anexo 9.....	68
Anexo 10.....	69
Anexo 11.....	70
Anexo 12.....	71

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama a bloques del hardware.....	9
Figura 2 sistema Eléctrico de Potencia.....	12
Figura 3 Sistema eléctrico tipo radial.....	13
Figura 4 Sistema eléctrico tipo en anillo.....	14
Figura 5 Sistema eléctrico tipo Red.....	14
Figura 6 Sistema de distribución típico y sus componentes.....	18
Figura 7 Clasificación de pérdidas.....	21
Figura 8 Graficas comparativa de pérdidas en distribución.....	23
Figura 9 Representación de una línea de distribución.....	31
Figura 10 Pérdidas de energía en el sistema de distribución.....	37
Figura 11 Área de implementación del proyecto en San Cristóbal de las Casas, Chiapas.....	42
Figura 12 Ejemplo de una concentración de medidores con tecnología AMI.....	47
Figura 13 Identificación de costos y beneficios proyecto con tecnología AMI.....	52
Figura 14 Esquema de medición convencional con medidores de autogestión.....	54
Figura 15 Identificación de costos y beneficios proyecto con equipos de autogestión.....	57
Figura 16 Subestación eléctrica San Cristóbal (SCO).....	60
Figura 17 Datos de placa del Transformador T1. de la subestación SCO.....	61
Figura 18 Multimedidores de energía para transformador T1 (Marca ION).....	62
Figura 19 Multimedidores de energía para interruptores CRI (Marca ION).....	63
Figura 20 Centro de operaciones y monitoreo de la subestación San Cristóbal (SCO).....	64
Figura 21 Interruptor de potencia en vacío CRI-4030.....	65
Figura 22 Interruptor de potencia en vacío CRI-4010.....	66
Figura 23 Interruptor de potencia en vacío CRI-4050.....	67
Figura 24 Interruptor de potencia en vacío CRI-4060.....	68
Figura 25 Interruptor de potencia en vacío CRI-4020.....	69
Figura 26 Interruptor de potencia en vacío CRI-4040.....	70
Figura 27 Placa de datos de los interruptores de potencia en vacío (CRI).....	71

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Causas de pérdidas no técnicas de energía eléctrica. ....	20
Tabla 2 Balance de energía de la División Sureste. ....	38
Tabla 3 Productos (\$) por tarifa en la Zona San Cristóbal. ....	39
Tabla 4 Comparativo de porcentaje de pérdidas entre las agencias de la Zona SSC. ....	41
Tabla 5 Equipos de medición contemplados a modernizar. ....	41
Tabla 6 Equipos de medición contemplados a modernizar. ....	43
Tabla 7 Energía recibida, comparativo de pérdidas al mes de agosto de los años 2017-2018. ....	43
Tabla 8 Detalle de ventas y productos en polígono que comprende AMI. ....	44
Tabla 9 Resumen de análisis de mínimo costo. ....	45
Tabla 10 Análisis de mínimo costo. ....	46
Tabla 11 Porcentaje de incremento de energía correspondiente a cada tipo de anomalía. ....	48
Tabla 12 Ventas de energía en base a las tarifas de la agencia comercial San Cristóbal. ....	49
Tabla 13 Incremento de energía en base a las tarifas de la agencia comercial San Cristóbal. ....	49
Tabla 14 Costo de materiales y equipos. ....	50
Tabla 15 Resumen del proceso comparativo de beneficios operativos mediante tecnología AMI. ....	51
Tabla 16 Tarifas y costos aplicables en el área de estudio (OPCION 1). ....	52
Tabla 17 Pérdidas No técnicas por año en el polígono. ....	53
Tabla 18 Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna Retorno (TIR) y Beneficio/Costo (B/C) del Proyecto con Tecnología AMI. ....	53
Tabla 19 Costo de materiales y equipos con tecnología de Autogestión. ....	55
Tabla 20 Tarifas y costos aplicables en el área de estudio (OPCION 2). ....	56
Tabla 21 Beneficios operativos de actividades mediante tecnología de Autogestión. ....	56
Tabla 22 Pérdidas No técnicas por año en el polígono. ....	57
Tabla 23 Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna Retorno (TIR) y Beneficio/Costo (B/C). ....	57

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Productos (\$) por tarifa en la Zona San Cristóbal. ....	40
Gráfica 2 Ventas por tarifa en polígono al cierre de 2017. ....	44

## **CAPITULO I GENERALIDADES.**

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

Las pérdidas a nivel nacional, representan un serio problema que se refleja en deficiencias operativas en el ramo de distribución por parte de CFE, así como empresas particulares que se dedican también a la generación y distribución de energía eléctrica; mismas que ocasionan mayores costos internos que producen un serio impacto sobre las tarifas eléctricas.

Los esfuerzos realizados de empresas distribuidoras en específico de CFE en el área de distribución, para reducir las pérdidas de energía eléctrica, han rendido pocos frutos, debido a que el tema sigue latente por los escasos resultados logrados en la práctica. Esta situación conlleva, a la búsqueda de soluciones innovadoras al problema; que se basen en el análisis de los programas anteriormente ejecutados y en específico a los que lograron resultados en diferentes zonas del país.

Para poder determinar el porcentaje de los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica, es necesario conocer cuáles son las causas que conllevan a tener dichos niveles de pérdida, y así tener una noción acerca de la gravedad en la que se encuentra la agencia comercial San Cristóbal.

### **1.1.- Antecedentes**

Las compañías generadoras de electricidad en el planeta tienen incidencia de pérdidas de energía eléctrica, lo que incide mermas en el aspecto económico y, por ende, bajas utilidades. Según estadísticas en el artículo (RODRIGUEZ) estas pérdidas corresponden por parte de los consumidores que utilizan diversos mecanismos como tomas clandestinas y alteración del funcionamiento de los medidores. El porcentaje de pérdidas debido a estos ilícitos se estima en algunos casos equivalente al total de las pérdidas debidas a otros factores, que llegan a sumar hasta 30% de la energía que se comercializa. (VIDRIO L., 2007).

Para enfrentar dicha problemática, día a día se perfeccionan procedimientos operativos y dispositivos de ayuda para la detección de ilícitos. En correspondencia, muchos consumidores deshonestos también perfeccionan sus prácticas ilegales, y a pesar de los avances tecnológicos en el campo de la medición, el consumidor infractor ha resultado ganador en no pocos lugares, como lo demuestran los altos porcentajes de pérdidas que se reportan por este concepto.

A la fecha, los desarrollos se han centrado casi exclusivamente en el concepto de la medición para fines de comercialización, y lo que de ella se pueda inferir, como detección de pérdidas técnicas de energía e interrupciones en el suministro.

A pesar de lo grave del problema, apenas empieza a manifestarse una tendencia hacia la aplicación de los avances en dispositivos y técnicas de medición en la detección de robos de energía eléctrica como lo demuestran los medidores electrónicos multifunción y los sistemas de lectura automática de medidores.

Dado que en México participa de esta problemática, en el Instituto de Investigaciones Eléctricas, (IIE), mediante la aplicación de conceptos y tecnología avanzada de medición de variables eléctricas, se espera concluir este año el desarrollo y las pruebas en campo de un dispositivo electrónico para aliviar en buena medida el problema.

## 1.2.- Estado del arte

En México, de acuerdo a la información dada a conocer por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en su Informe Anual 2015 el porcentaje de pérdidas de energía en México fue de un 14.36% (40.7 TWh) en 2015 y un 15% (41.32 TWh) en 2014.

Casi el 90 % de ese porcentaje lo aportan las pérdidas eléctricas en distribución que han sido de 13.11% (36.4TWh) y 13.85% (37.2TWh) en 2015 y 2014 respectivamente, porcentajes superiores al estándar internacional, que contempla un 8%, y al promedio de los países miembros de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) con un 6%. (PINEDA M. & PEDROZA R., 2016).

Las pérdidas técnicas y no técnicas, -éstas últimas relacionadas con los robos fallas de facturación y medición-, de CFE disminuyeron a 13.1 por ciento al cierre de 2015, es decir casi un punto porcentual menos que lo reportado en 2014, cuando lo reportado fue de 13.85. A través de un comunicado, CFE informó que esta tendencia en la reducción de este tipo de pérdidas va en línea para en el 2018 alcanzar niveles de pérdidas de entre 10 y 11%. (PERÉZ, 2016)

Las pérdidas técnicas de energía eléctrica se presentan en los procesos de conducción, transformación y medición de la energía eléctrica. Estas se dan de forma natural en estos procesos cuando la energía eléctrica se disipa en forma de calor, aunque se acentúan cuando la infraestructura eléctrica no está en óptimas condiciones. Por su parte, las pérdidas no técnicas de energía eléctrica se deben a usos ilícitos, fallas en la medición y errores de facturación.

### 1.3.- Justificación

Existen dos tipos de pérdidas eléctricas, pérdidas técnicas y no técnicas. la primera se origina solo por el solo funcionamiento del sistema eléctrico global, en tanto que las pérdidas no técnicas son consecuencia del nivel cultural y económico de la población lo que induce a cometer el robo de energía; y en menor medida, por errores de medición, problemas de lectura, facturación y deficiencia en los sistemas administrativos.

Las perdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica son un problema latente en el sistema energético, principalmente en el sistema de distribución. Por lo que su inmediata resolutive puede generar un impacto positivo a comisión federal de electricidad (CFE).

El proyecto tiene un impacto social debido a que busca crear un plan de acción hacia los sectores donde se presenta una mayor concentración de pérdidas de energía, principalmente las no técnicas. de igual manera, generar el mayor ahorro económico con la implementación de los medidores AMI, mismos que son una solución viable para tener mayor control y medición de lecturas, mismas que nos indicaran los puntos donde existan pérdidas de energía.



#### 1.4.- Objetivos

- Analizar el desbalance de energía perdida que alimentan a la agencia comercial San Cristóbal para reducir el porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica.

##### 1.4.1.- Objetivos específicos.

- Establecer una metodología adecuada para poder evaluar y controlar las pérdidas del sistema de distribución de la agencia comercial San Cristóbal.
- Definir los componentes de pérdidas técnicas y no técnicas, para así conocer los que más contribuyen y dedicar la mayor cantidad de recursos financieros a los de mayor predominio.
- Ejecutar un plan de acción integral que permita tener un diagnóstico del problema, descubrir las causas que originan altos índices de pérdidas eléctricas, para poder plantear las medidas correctivas que permitan reducir las pérdidas al mínimo posible y al menor costo.

### 1.5.- Metodología.

En la figura 1 del diagrama de flujo, se explica detalladamente cada uno de los 9 puntos del procedimiento para llevar a cabo la implementación de los medidores AMI.

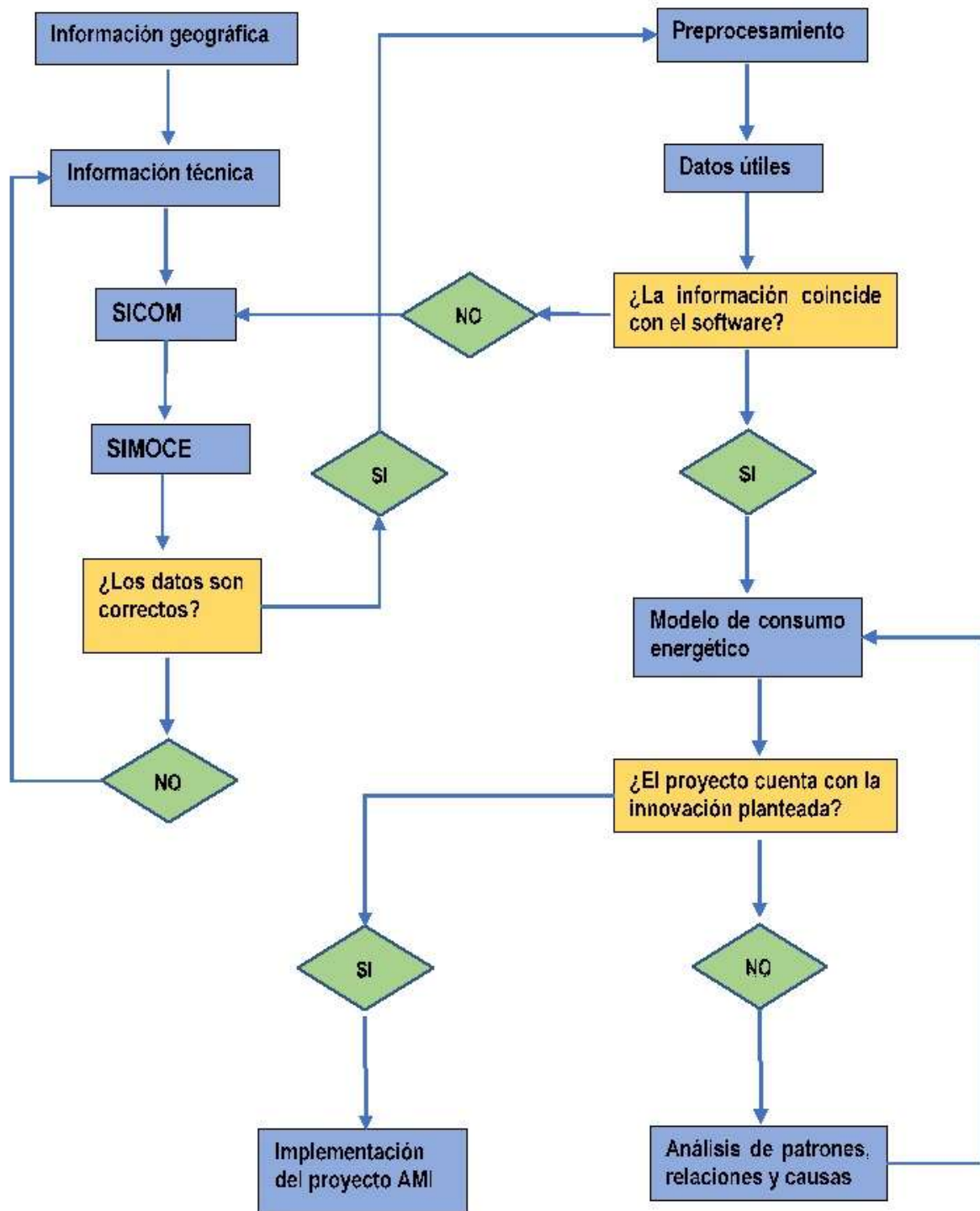


Figura 1 Diagrama a bloques del hardware.

**1.- Información geográfica.** Esto se ve reflejado en las salidas a campo, a manera de tener un panorama real de cada una de las zonas con mayor concentración de pérdida técnica y no técnica de energía eléctrica. Esta información es de vital importancia para poder determinar acciones de respuesta ante las variaciones de entrada/salida de energía eléctrica. Dicha actividad se realizará con ayuda de la geolocalización que nos brinda las TP (GPS).

**2.- Información técnica.** En esta etapa se llevó a cabo la búsqueda de información relevante que permita comprender las razones del bajo desempeño y desbalance de la compra y venta de energía eléctrica proveniente de las plantas hidroeléctricas hacia los consumidores. En esta etapa se incluye el análisis del efecto de los porcentajes “permitidos” que bajo norma para CFE.

**3.- SICOM.** La base de datos comercial SICOM contiene información detallada de los contratos de los consumidores que incluyen el consumo de energía y los medidores de consumo. Esta base de datos ha estado en operación durante varias décadas, por lo tanto, cuenta con millones de registros que constituyen una fuente importante para detectar patrones de consumo de energía, pero se tienen que establecer relaciones con las pérdidas no técnicas.

**4.- SIMOCE.** La Comisión Federal de Electricidad (CFE) cuenta con el Sistema de Monitoreo de Calidad de Energía (SIMOCE), el cual proporciona herramientas para el análisis de datos referentes a las subestaciones eléctricas de distribución, SIMOCE cuenta con aplicaciones de publicación Web y reportes basados en las necesidades de los diferentes procesos de las divisiones de distribución de CFE.

**5.- Preprocesamiento.** Se consideran varias tareas, tales como completar los registros incompletos. La participación de expertos es muy importante, ya que conocen el proceso y por lo tanto pueden generar reglas para completar los registros, generar los registros faltantes, así como establecer relaciones entre los datos.

**6.- Datos útiles.** Consta de realizar un filtro de toda la información recaudada, a manera de poder tener únicamente la información que se requiere para la determinación de las pérdidas de energía eléctrica.

**7.- Modelo de consumo energético.** Revisión de los balances de energía entregada proveniente de la subestación San Cristóbal, mismos que dan un indicio de los niveles de pérdida energética, a su vez, comprobar que este sea actual y de forma constante.

**8.- Análisis de patrones, relaciones y causas.** Monitoreo bimestral de los circuitos para determinar anomalías que llegue a perjudicar lecturas en los medidores que difiera de las lecturas realizadas por las cuadrillas de CFE y en el sistema SICOM Y SIMOCE.

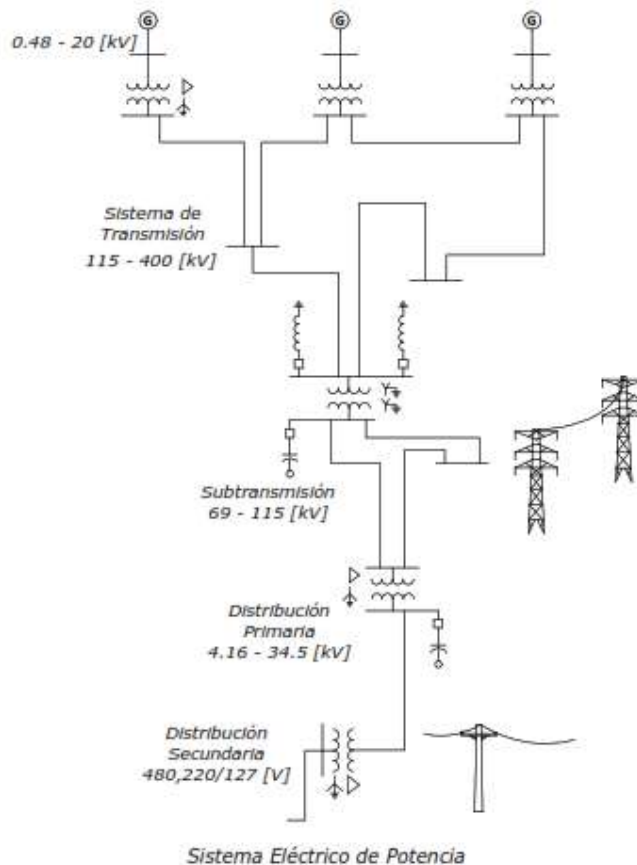
**9.- Implementación de proyecto AMI.** Análisis de eficiencia para determinar si el proyecto es viable en el tema de la detección pronta de los circuitos en los cuales se presentan mayores índices de pérdidas de energía.

## CAPITULO II FUNDAMENTO TEÓRICO.

### 2.1.- Sistema eléctricos de potencia.

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible.

Un sistema eléctrico de potencia (véase figura 2), consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas. (VIQUEIRA, 2004).



*Figura 2 sistema Eléctrico de Potencia*

### 2.1.1.- Cargas en un Sistema Eléctrico de Potencia

La carga de un sistema está constituida por un conjunto de cargas individuales de diferentes tipos, industrial, comercial y residencial.

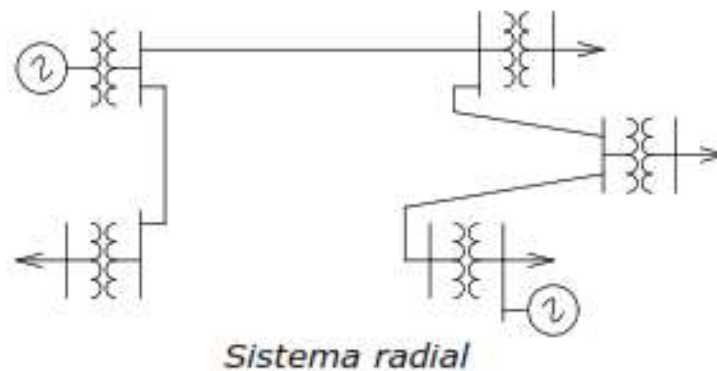
En general, una carga absorbe potencia real y potencia reactiva; es el caso de las cargas con dispositivos de estado sólido, por ejemplo. Las cargas puramente resistivas absorben únicamente potencia real. Las cargas de un sistema eléctrico se clasifican en lineales y no lineales. (JOSÉ M., 2000)

### 2.1.2.- Topología de un Sistema Eléctrico

Un sistema eléctrico dependiendo de su confiabilidad se puede clasificar en tres tipos:

#### **Sistema radial (menos confiabilidad y más económico)**

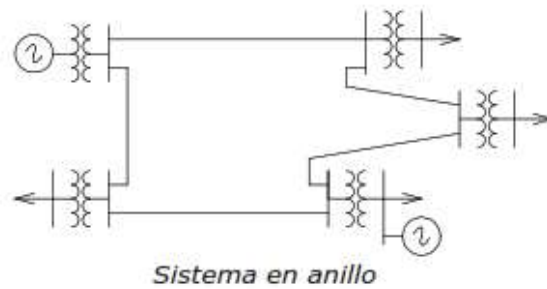
En un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una falla en la alimentación produce una interrupción en el suministro.



*Figura 3 Sistema eléctrico tipo radial.*

#### **Sistema en anillo (mayor confiabilidad y más caro)**

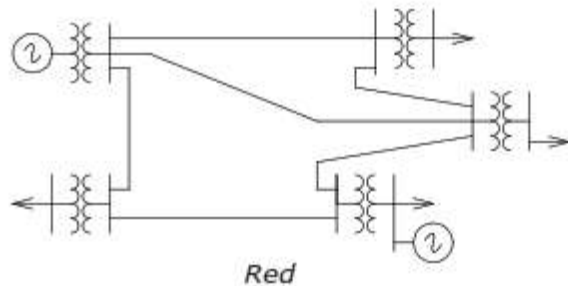
Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro.



*Figura 4 Sistema eléctrico tipo en anillo.*

**Red (mayor confiabilidad y costo)**

Con este tipo de sistema se aumenta el número de interconexiones y, en consecuencia, la seguridad del servicio.



*Figura 5 Sistema eléctrico tipo Red*

**2.1.3.- Sistema de distribución**

Un Sistema de Distribución, se puede definir como el conjunto de instalaciones que van desde los 120 V hasta tensiones de 34.5 kV, y son los encargados de entregar la energía eléctrica a los usuarios a los niveles de tensión normalizados y en las condiciones de seguridad exigidas por los reglamentos.

Los sistemas de distribución, ya sea que pertenezcan a empresas privadas o estatales, deben proyectarse de modo que puedan ser ampliados progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación.

- I. **Los sistemas de distribución industrial** comprenden a los grandes consumidores de energía eléctrica, que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o Diesel.
- II. **Los sistemas de distribución comerciales** son un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales. Este tipo de sistemas tiene sus propias características como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.
- III. **Los sistemas de distribución urbanos** alimentan la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de cargas pequeña. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección de los equipos y su correcto dimensionamiento.
- IV. **Los sistemas de distribución rural** se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo del KWh consumido. En algunos casos es incluso justificado, desde el punto de vista económico, la generación local en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

#### 2.1.4.- Clasificación de los sistemas de distribución

En función de su construcción, los sistemas de distribución se clasifican en:

- Sistemas aéreos.
- Sistemas subterráneos.
- Sistemas mixtos.



#### 2.1.4.1.- Sistemas aéreos

Estos sistemas por su construcción se caracterizan por su sencillez y economía, razón por la cual su utilización está muy generalizada. Se emplean principalmente para zonas urbanas con:

- a) carga residencial
- b) carga comercial
- c) carga industrial

Y para zonas rurales con:

- a) carga doméstica
- b) carga de pequeñas industrias (bombas de agua, molinos, etc.)

Los sistemas aéreos están constituidos en general por transformadores, seccionadores tipo cuchillas, pararrayos, cortacircuitos fusibles, cables desnudos, etc., los que son instalados en postes o estructuras normalizadas.

La configuración más sencilla para los sistemas aéreos es de tipo radial, la cual consiste en conductores desnudos de calibre grueso en el principio de la línea y de menor calibre en las derivaciones a servicios o al final de la línea. Cuando se requiere una mayor flexibilidad y continuidad del servicio es posible utilizar configuraciones más elaboradas.

#### 2.1.4.2.- Sistemas subterráneos

Estos sistemas se construyen en zonas urbanas con alta densidad de carga y fuertes tendencias de crecimiento, debido a la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al paisaje (mejora la estética). Naturalmente, este aumento en la confiabilidad y en la estética involucra un incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de sistema.

Los sistemas subterráneos en general están constituidos por transformadores tipo interior o sumergible, cajas de conexión, interruptores de seccionamiento, interruptores de seccionamiento y protección, cables aislados, etc.: los que se instalan en locales en interior de edificios o en bóvedas, registros y pozos construidos en banquetas.

Los principales factores que se deben analizar al diseñar un sistema subterráneo son:

- Densidad de carga
- Costo de la instalación.
- Grado de confiabilidad.
- Facilidad de operación.
- Seguridad.

#### 2.1.4.3.- Sistemas mixtos

Este sistema es muy parecido al sistema aéreo, siendo diferente únicamente en que los cables desnudos sufren una transición a cables aislados. La transición se realiza en la parte alta del poste y el cable aislado es alojado en el interior de ductos para bajar del poste hacia un registro o pozo y conectarse con el servicio requerido.

Este tipo de sistema tiene la ventaja de eliminar una gran cantidad de conductores, favoreciendo la estética del conjunto, disminuyendo notablemente el número de fallas en el sistema de distribución y por ende aumentando la confiabilidad del mismo.

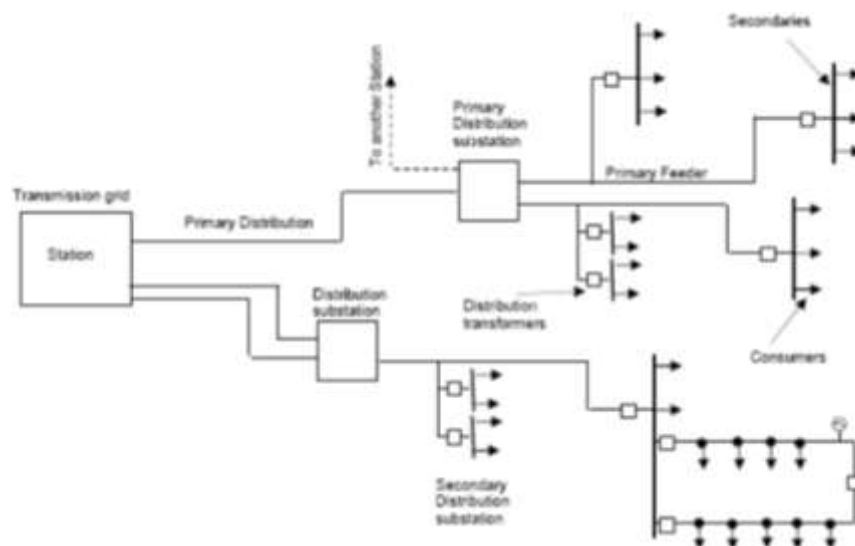
#### 2.1.5.- Red de Distribución de Energía Eléctrica

La red de distribución de la energía eléctrica es una parte del sistema de suministro eléctrico que es responsabilidad de las compañías distribuidoras de electricidad. La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas. Véase figura 6.

La primera está constituida por la antiguamente denominada red de reparto que, de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 25 KV y 132 kV. Intercaladas en anillos, están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución mencionada anteriormente, comúnmente denominada red de media tensión, con tensiones de funcionamiento de 3 KV a 30 kV y mallada. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros son de baja tensión (230/400 V). En la fig.6 se muestra un sistema de distribución típico.

Las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto. Cuando existe una avería un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red. (SALDANHA & CARRANO, 2006).



*Figura 6 Sistema de distribución típico y sus componentes.*

## 2.2.- Pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas de energía son equivalentes a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden ser clasificadas en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas se relacionan con la energía que se pierde durante el transporte y distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores que transportan la electricidad desde las centrales generadoras a los clientes.

El concepto de pérdidas se refiere a la energía eléctrica que se produce y transporta pero que las empresas prestadoras del servicio no logran facturar debido a que se pierde a lo largo del proceso de prestación del servicio o porque algunos usuarios la toman de la red eléctrica de manera ilegal.

Estas pérdidas normalmente aumentan en proporción al volumen de energía distribuida. Las pérdidas técnicas constituyen un factor nominal para las distribuidoras de energía y no pueden ser eliminadas por completo, aunque es posible reducirlas mediante mejoras en la red. La Compañía considera que el nivel de pérdidas técnicas es de alrededor del 7% en países con redes de distribución similares a la suya. Las pérdidas no técnicas representan el saldo restante de las pérdidas de energía de la Compañía y obedecen principalmente al uso clandestino del servicio de la Compañía y a errores administrativos y técnicos. (TORRES, 2011)

Con base a la información de la tabla 1, las pérdidas de energía en los sistemas de distribución es un problema importante que enfrentan las empresas de energía eléctrica. En México, cada año se pierde más del 21% de la energía que se genera (ACOSTA, 2010). Este problema recae principalmente en la gestión de los servicios públicos, es decir, en la eficiencia y optimización de recursos. La falta de inversión en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica no sólo conduce al deterioro en la calidad del servicio, sino que también es uno de los principales factores en el aumento de las pérdidas de energía, tanto técnicas como no técnicas.

Tabla 1 Causas de pérdidas no técnicas de energía eléctrica.

<b>PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (NO TÉCNICAS)</b>									
<b>Métodos de trabajo</b>	<b>%</b>	<b>Elementos del sistema eléctrico</b>	<b>%</b>	<b>Tecnología informática</b>	<b>%</b>	<b>Problemática social</b>	<b>%</b>	<b>Personal de trabajo</b>	<b>%</b>
Rutas mal foliadas	3	Redes de distribución obsoletas	3	Faltas de sistemas informáticos de control	2	Usos ilícitos	10	Falta de supervisión	4
Servicios no dados de alta en la facturación	8	Acometidas en mal estado	2	Sistemas informáticos obsoletos	2	Asentamientos irregulares	6	Deficiencia de capacitación	2
Redes vulnerables a intervenciones ilícitas	3	Medidores obsoletos	3			Corrupción	10	Errores de facturación	6
Medidores al interior	5	Fallas de medición	4					Falta de aplicación de procedimientos de control	4
Especificaciones para redes de distribución obsoletas	2	Transformadores de distribución obsoletos	3					Rezago de obras de electrificación	2
Falta de medidas de seguridad para equipos de medición	4							Rezago en la atención de solicitudes de servicio	3
Especificaciones de acometidas y medidores obsoletos	5							Falta de integración de las áreas involucradas	4
<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>TOTAL</b>	<b>15</b>	<b>TOTAL</b>	<b>4</b>	<b>TOTAL</b>	<b>26</b>	<b>TOTAL</b>	<b>25</b>

Primordialmente, las pérdidas técnicas se deben al calor que se produce cuando la electricidad pasa a través de las líneas de transmisión y de los transformadores, mientras que las pérdidas no técnicas se producen cuando la energía se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el consumo, ya sea por robo, por manipulación de equipos o de los sistemas de facturación para modificar los registros de consumo, entre otros. (RODRÍGUEZ, 1997)

Las pérdidas de energía se refieren a la energía eléctrica que se produce y transporta, pero que las empresas que prestan el servicio no facturan. Esto sucede a causa de que la energía se pierde a lo largo del proceso, a causa de problemas de gestión, o porque se ha tomado de manera ilegal. Las pérdidas técnicas se deben principalmente al calor que se produce cuando la electricidad pasa por las líneas de transmisión y transformadores (HERNANDEZ PEREZ, ARROYO FIGUEROA, & SANTOS DOMINGUEZ, 2015).

### 2.3.- Clasificación de pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía eléctrica son comunes e inherentes a las compañías de electricidad; se tornan en un problema muchas veces grave cuando éstas rebasan ciertos límites lógicos. Es práctica común clasificar las pérdidas de energía eléctrica en técnicas y no técnicas (figura 7). Las pérdidas técnicas se dan en los elementos y equipos de los circuitos eléctricos, por ejemplo, en líneas de transmisión, transformadores y bancos de capacitores. Su origen son los principios que rigen la transformación de la energía.

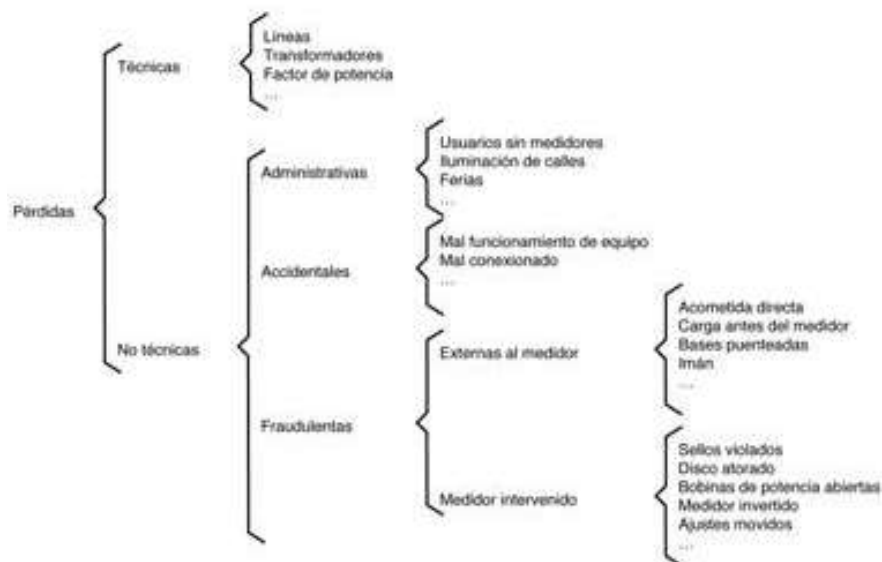


Figura 7 Clasificación de pérdidas.

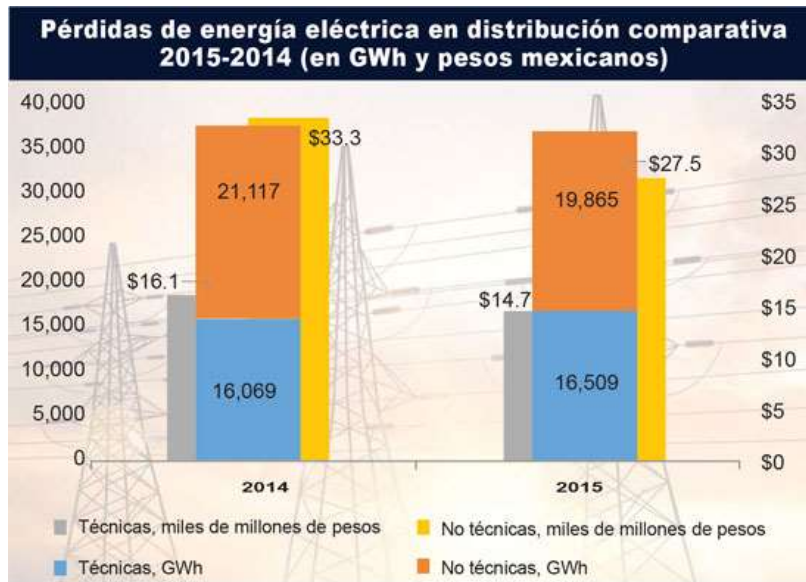
Las pérdidas técnicas se deben principalmente al calor que se produce cuando la electricidad pasa por las líneas de transmisión y transformadores. Las pérdidas no técnicas se producen cuando la energía se toma de manera ilegal desde el sistema sin ser registrada por el medidor de energía, principalmente por robo, manipulación de equipos o de los sistemas de facturación. (RODRÍGUEZ, 1997).

En México se han llevado a cabo diversos intentos para minimizar las pérdidas no técnicas, que en su mayoría han consistido en dispositivos físicos que se han interesado en el robo, sin embargo, el problema ha persistido, ya que no se han considerado otros factores como una mala administración y la falta de mantenimiento.

Las bases de datos técnicas y comerciales de las empresas de energía eléctrica almacenan información de consumo de varias décadas, de tal manera que es posible aplicar técnicas de minería de datos para descubrir patrones de comportamiento que expliquen las causas de las pérdidas no técnicas de energía.

### 2.3.1.- Pérdidas técnicas.

Consisten en la dispersión de energía en los componentes eléctricos por aspectos normales de funcionamiento de la instalación y que van relacionadas al mantenimiento de los equipos e instalaciones, así como su obsolescencia.



*Figura 8 Gráficas comparativa de pérdidas en distribución*

Para hacer llegar la energía eléctrica desde el generador al usuario final debe conducirse por una red de transmisión y distribución que puede recorrer miles de kilómetros. Cuando la corriente circula grandes distancias, los electrones chocan entre sí y transforman parte de la energía eléctrica en energía calorífica. A este fenómeno se le conoce como efecto Joule. A este efecto se suma la energía que se disipa a pasar por una serie de instrumentos como transformadores de voltaje, circuitos de distribución de media y baja tensión, acometidas y medidores. (PINEDA M. & PEDROZA R., 2016)

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Por esta razón deben ser uno de los objetivos primordiales de cualquier programa de reducción de pérdidas. Entre las principales causas que originan las pérdidas técnicas de energía están: efecto Joule, efecto Corona, armónicos, corrientes de fuga, pérdidas que son independientes de la carga o demanda.



### 2.3.1.1.- Pérdidas de energía por efecto joule.

Este efecto se define de la siguiente manera: "La cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica, depende directamente del cuadrado de la intensidad de la corriente, del tiempo que ésta circula por el conductor y de la resistencia que opone el mismo al paso de la corriente". Matemáticamente tenemos:

$$Q = I^2 * R * t$$

Donde:

Q: Energía calorífica producida por la corriente expresada en Julios

I: Intensidad de la corriente que circula

R: Resistencia eléctrica del conductor

t: Tiempo

Las pérdidas por efecto Joule se manifiestan en calentamiento de cables, calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución, y disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección.

### 2.3.1.2.- Pérdidas de energía por efecto corona.

Se designa de tal manera al conjunto de fenómenos ligados a la aparición de conductividad de un gas en las inmediaciones de un conductor que transporta alta tensión eléctrica. Este fenómeno se evidencia visualmente por la aparición en la superficie de las líneas de alta tensión de descargas luminosas. Este efecto forma parte de las pérdidas de energía que se producen en el transporte y provoca ruido radioeléctrico y generación de ozono y de iones.

### 2.3.1.3.- Pérdidas de energía debidas a armónicos

Los armónicos son tensiones o corrientes sinusoidales que tienen una frecuencia que es un múltiplo entero de la frecuencia de suministro del sistema (generalmente llamada frecuencia fundamental 60 Hz). Las formas de onda con distorsión pueden ser descompuestas en una suma de la frecuencia fundamental y sus armónicos.

La distorsión armónica se origina debido a las características de los equipos y cargas del sistema de potencia. Como en otros equipos, las corrientes armónicas incrementan el calor y las pérdidas en interruptores, en líneas y otros elementos, reduciendo la capacidad de conducción y acortando la vida de algunos componentes aislantes.

#### 2.3.1.4.- Pérdidas de energía debidas a corrientes de fuga.

La corriente de fuga es aquella corriente “pequeña” que puede atravesar un material dieléctrico, al aplicar una tensión entre las dos caras del mismo, esta corriente produce un calentamiento local del aislante, lo cual permite el paso de más corriente debido a que la resistividad transversal disminuye, este efecto es acumulativo y si la tensión llega a un valor suficientemente elevado puede producirse la perforación del aislamiento.

Esta corriente de fuga produce continuamente pérdidas de potencia y debido a que está en un material aislante puede seguir dos caminos posibles, el primero sobre la superficie del material, y el otro a través del cuerpo del material, por lo que habrá una resistencia superficial y una resistencia volumétrica. La suciedad como el polvo, grasa, vapores metálicos, etc., sobre la superficie de los elementos, aumenta las pérdidas de corriente de fuga y es por ello que tanto pararrayos como aisladores son fabricados de materiales lisos y pulidos tales como la porcelana.

#### 2.3.1.5.- Pérdidas independientes de la carga o demanda.

También son conocidas como pérdidas en vacío, estas pérdidas dependen de la variación de la tensión, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación. Dado que los sistemas eléctricos funcionan con muy pocas fluctuaciones de tensión se considera a las pérdidas en vacío como un valor constante.

### 2.3.2.- Pérdidas no técnicas

Éstas se originan por errores en la medición, facturación y por “malas prácticas” de los consumidores como lo son las instalaciones no autorizadas (“diablitos”) y las alteraciones en los medidores de luz, siendo algunos de los más comunes.

De la totalidad de las pérdidas no técnicas, el impacto más negativo es el que resulta de la cultura del no pago en algunas regiones del sureste, seguido por malas prácticas (por ejemplo, las heredadas de la extinta Luz y Fuerza del Centro) en las regiones más conurbadas, destacando el Valle de México y, por último, regiones con una mucha actividad agrícola.

La evolución de las pérdidas de energía en distribución se muestra en la siguiente gráfica, en la que se observa un crecimiento importante en 2010, que obedece a la revisión del índice con la metodología de evaluación de la CFE como resultado de la absorción de operaciones en el Valle de México de Luz y Fuerza del Centro por parte de la CFE en octubre de 2009. (PINEDA M. & PEDROZA R., 2016)

#### 2.3.2.1.- Clasificación de las pérdidas no técnicas.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar en tres tipos:

- a) Accidentales, las cuales tienen su origen en el mal uso u operación de los elementos y equipos de los circuitos eléctricos, tal es el caso de un conexionado erróneo.
- b) Administrativas, energía que por algún motivo no se contabiliza: usuarios sin medidores (tomas directas), ferias, etcétera.
- c) Fraudulentas, referidas a la energía que toman algunos consumidores evitando mediante algún mecanismo pasar por los medidores de la compañía de electricidad.

Es posible obtener un buen control de las pérdidas técnicas a través de prácticas operativas y procedimientos de diseño automatizados para el dimensionamiento óptimo de los elementos y

equipos de los circuitos eléctricos. De tal suerte que las pérdidas por este concepto se pueden llevar a niveles aceptables.

Lo que se ha convertido en un grave problema para las compañías de electricidad son las pérdidas no técnicas, particularmente las del tipo fraudulento por parte de consumidores deshonestos.

Aunque el abuso por tal concepto se da en todos los estratos sociales, no deja de sorprender el hecho de que en la mayoría de los casos el mayor volumen de pérdidas se encuentra en los grandes consumidores. De esta manera, los robos de energía eléctrica se hacen desde las comunes tomas clandestinas hasta las más sofisticadas y costosas intervenciones de los equipos de medición de las compañías de electricidad. En nuestro país no estamos libres de dicha problemática y en algunas zonas el porcentaje de pérdidas por este concepto merece consideración especial. (RODRÍGUEZ, 1997)

#### 2.4.- Pérdidas de potencia y energía en un SEP.

Cabe indicar que, para el cálculo de las pérdidas de energía en cualquier elemento o punto de operación del sistema, se requiere en primera instancia el cálculo de las pérdidas de potencia. Una de las formas para estimar las mismas es mediante el uso de flujos de potencia, obteniéndose como resultado de dicho análisis los valores tanto en magnitud como en ángulo de los valores de tensión y las potencias real y activa en los diferentes puntos del sistema.

Una vez que se conocen los valores de las pérdidas de potencia en cada momento, se calcula el valor de las pérdidas totales de energía mediante la expresión:

$$L = \sum_{K=1}^N P_{LK} \Delta T_K$$

Donde:

L: Pérdida de energía (Wh)

$P_{LK}$ : Pérdidas promedio del sistema durante el intervalo k (W).

N: Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.

$\Delta T_K$ : Intervalo de tiempo de análisis (h)

La forma de cálculo descrita es adecuada pero limitada y costosa, pues se necesitan de equipos que realicen mediciones en todos los puntos del sistema durante todo el tiempo y además que estos realicen mediciones simultáneas, por lo que los costos de implementación de los mismos y la gran cantidad de datos que se tienen que procesar resulta un verdadero inconveniente.

Por ello se recurre a herramientas que utilicen modelos estadísticos que evalúan las pérdidas en demanda máxima y utilizando una serie de factores se calcula las pérdidas de energía en un período dado, citándose a continuación dos modelos:

**Mediante el factor de pérdidas.** El cálculo de las pérdidas de energía en función de las pérdidas de potencia en demanda máxima se lo realiza mediante la siguiente expresión:

$$L = F_L * P_L^T * T$$

Donde:

$F_L$ : Factor de pérdidas del sistema.<sup>1</sup>

$P_L^T$ : Pérdidas de potencia que se dan en condición de demanda máxima<sup>2</sup> (W).

T: Intervalo de tiempo considerado.

**Mediante Flujos de Potencia.** Es una herramienta muy útil en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, ya que los estudios de flujos de potencia se pueden realizar para diferentes condiciones de carga máxima, mínima o media del sistema. Una vez que se han obtenido los datos de las pérdidas de potencia se trata de encontrar o ajustar una función que relacione las pérdidas del sistema con la demanda total, que puede ser de la forma:

$$P_L = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2$$

Donde:

$P_D$ : Demanda total del sistema.

---

<sup>1</sup> **Factor de pérdidas:** Es la relación entre los kilovatios-hora de pérdidas durante un período y las horas del período por kilovatio pico de pérdidas, se expresa como:

$$F_M = \frac{\text{Energía perdida durante un periodo}}{\text{Duración del periodo} * \text{Potencia pico de pérdidas}}$$

<sup>2</sup> **Demanda máxima:** Es la mayor demanda ocurrida durante un periodo específico de tiempo.

$C_1, C_2, C_3$ : Coeficientes hallados mediante el uso del modelo estadístico.

Para realizar un estudio de flujos de potencia se requiere de la siguiente información básica:

- Diagrama unifilar del sistema.
- Características de las diferentes barras del sistema.
- Valor de la demanda (activa y reactiva)
- Parámetros eléctricos del sistema.

Al utilizar el método del factor de pérdidas, se debe tener muy en cuenta que este método no se puede utilizar, en cualquier caso, pues el mismo es válido para condiciones de demanda máxima, por esta razón el método de flujos de potencia es el de mayor aplicación ya que se puede utilizar para diferentes condiciones de operación del sistema.

La calidad y exactitud de los resultados de pérdidas de energía obtenidos mediante cualquier método que se utilice dependerá de la cantidad y calidad de información que se haya recopilado.

## 2.5.- Pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución.

La evaluación de las pérdidas de energía en el sistema de distribución es más compleja, debido especialmente a que en distribución se tiene una topología más diversificada con un gran número de componentes; adicionalmente, de la experiencia se ha demostrado que en el sistema de distribución se concentra el mayor porcentaje de pérdidas.

Para realizar un estudio de las pérdidas técnicas en este sistema es conveniente conocer de qué elementos está conformado el mismo y a su vez analizar las pérdidas en cada uno de ellos, en grandes rasgos este sistema está conformado por:

- Subsistemas primarios
- Subsistemas secundarios
- Transformadores de la subestación y de distribución

- Condensadores
- Cargas

## 2.6.- Subsistemas de distribución primarios y secundarios

Los subsistemas primarios y secundarios se conforman por líneas aéreas y subterráneas; por las cuales circulará la corriente necesaria para suplir la demanda de potencia. Por esta razón se presentan pérdidas de potencia asociadas principalmente con la resistencia de los conductores y con las corrientes que circulan por estos elementos:

$$P_L = I^2 R$$

Donde:

I: Corriente que circula por el conductor (A).

R: Resistencia del conductor ( $\Omega$ ).

En los subsistemas de distribución, donde las tensiones son relativamente bajas, las pérdidas de potencia por efecto corona suelen ser muy pequeñas, por esto se desprecia tal efecto. Los valores de susceptancia a tierra (derivación) de la línea de distribución son muy pequeños, razón por la cual también se suelen despreciar.

En los subsistemas de distribución los conductores utilizados son de diámetro pequeño, por lo cual su resistencia por unidad de longitud es grande. Debido a que las distancias entre conductores no son muy grandes, el valor de reactancia por unidad de longitud es pequeño.

Por las razones anteriores es frecuente encontrar que los valores de resistencia pueden ser del mismo orden o mayores que los valores de reactancia, hecho que frecuentemente no sucede en los subsistemas de transmisión.

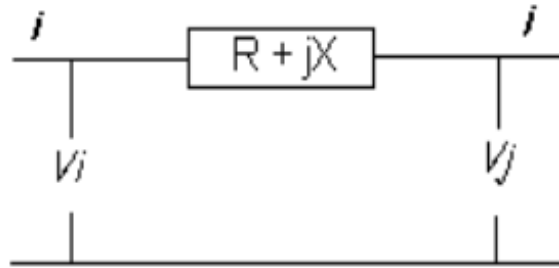


Figura 9 Representación de una línea de distribución.

Dónde:

$V_i$ : Tensión en el punto i (V).

$V_j$ : Tensión en el punto j (V).

R: Resistencia de la línea ( $\Omega$ ).

X: Reactancia de la línea ( $\Omega$ ).

#### 2.6.1.- Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en el sistema de distribución.

Para los subsistemas de distribución las pérdidas se pueden evaluar a partir del valor de pérdidas en la demanda máxima del factor de pérdidas del sistema:

$$L = F_L P_L^P T$$

El cálculo del factor de pérdidas depende de cada sistema en particular. En una primera aproximación su valor se puede estimar a partir del factor de carga. Se puede demostrar que el factor de pérdidas está acotado por los siguientes valores:

$$F_C^2 < F_L < F_C$$

Una relación empírica entre el factor de pérdidas y el factor de cargas:

$$F_L = X F_C + (1 - X) F_C^2$$

Donde X es  $\leq 1$  y depende de las características de cada sistema.

Por lo general, la potencia que suministra la subestación y el valor de su tensión se conocen, pero a medida que los puntos considerados se alejan de ella el valor de la tensión disminuye.



Esto se debe a las caídas de tensión que ocurren en los elementos (alimentadores, transformadores) por efecto de la corriente. Para calcular la corriente en cada punto de carga, se necesita el valor de tensión, para lo cual tenemos:

$$S = P + jQ = VI$$

Donde:

S: Potencia aparente (VA).

P: Potencia activa (W).

Q: Potencia reactiva (VAR).

V: Voltaje (V).

I: Corriente (A).

De aquí que la determinación de las corrientes y tensiones sea un proceso iterativo, en el cual se estiman ciertos valores de tensión y de acuerdo con los resultados obtenidos, se corrigen para obtener un mejor estimativo de ellos hasta cuando se considere que son lo bastante cercanos a la solución; es decir, hay la necesidad de utilizar un flujo de carga.

Una vez se encuentren los valores de tensión (magnitud y ángulo) en todos los puntos del sistema, se pueden estimar las pérdidas de potencia. Para realizar el estudio de pérdidas en los subsistemas de distribución se consideran tres niveles, así:

- Pérdidas en los circuitos primarios.
- Pérdidas en los transformadores de distribución.
- Pérdidas en los circuitos secundarios.

La metodología que se presenta para evaluar las pérdidas en cada caso, requiere de la estimación previa de la demanda.

## 2.7.- Inspección visual de las instalaciones de medición

Muchas compañías de electricidad continúan dependiendo de la inspección visual de las instalaciones de medición para la detección de ilícitos, verificando el estado de las protecciones tradicionales en los medidores como sellos y anillos de protección. Estos elementos han evolucionado aumentando la dificultad para ser violados.

La anterior medida ha demostrado no ser tan efectiva ante el creciente aumento del porcentaje de pérdidas, debido al también creciente ingenio delictivo del consumidor. Cuando la compañía de electricidad empieza a "caracterizar" e implantar protecciones contra una forma de ilícito, el consumidor pone otra en práctica.

## 2.8.- Inversión de CFE dirigida a disminuir pérdidas técnicas.

A través del Prodesen 2016-2030, la SENER ha establecido metas para disminuir ese porcentaje a un 10% en 2018, contemplando inversiones que representan \$47.9 mil millones de pesos en 2016 destinadas para mejorar, modernizar y actualizar su infraestructura de transmisión y distribución, además de incorporar la tecnología necesaria para el funcionamiento de una red eléctrica inteligente (smart grid). Cabe señalar que gran parte de esta inversión ayuda a atender las pérdidas técnicas. Sin embargo, existe en este documento un apartado denominado "Reducción pérdidas no técnicas", al cual se le asignaron \$4.5 mil millones de pesos.

De acuerdo a un boletín emitido en octubre de 2015 por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), se hace mención al uso de una "Infraestructura Avanzada de Medición" (AMI), con el cual se propone la sustitución de medidores obsoletos y la implementación de sistemas de cobro anticipado (smart meters), además de utilizar herramientas estadísticas para la detección de anomalías, que se ha introducido para reducir pérdidas no técnicas. Por su parte, el Prodesen incluye un proyecto de inversión financiada con una instalación inicial de 843 mil de estos medidores durante los años 2017 y 2018. (PINEDA M. & PEDROZA R., 2016)

## 2.9.- Medidores de energía eléctrica

Los medidores de energía son aparatos usados para la medida del consumo de energía. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.

### 2.9.1.- Clasificación de los medidores

De acuerdo con su construcción los medidores se clasifican en:

- Medidores de inducción

Es un medidor en el cual las corrientes en las bobinas fijas reaccionan con las inducidas en un elemento móvil, generalmente un disco, haciéndolo mover. El principio de funcionamiento es muy similar al de los motores de inducción y se basa en la teoría de la relación de corriente eléctrica con los campos magnéticos.

- Medidores estáticos (Electrónicos)

Medidores en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los Vatios-hora o Var-hora. Están contruidos con dispositivos electrónicos, generalmente son de mayor precisión que los electromagnéticos y por ello se utilizan para medir en centros de energía, donde se justifique su mayor costo.

#### 2.9.1.2.- De acuerdo con la energía que miden

- Medidores de energía activa

Mide el consumo de energía activa en kilovatios – hora.

- Medidores de energía reactiva

Mide el consumo de energía reactiva en kilovares – hora. La energía reactiva se mide con medidores electrónicos que miden tanto la energía activa como la energía reactiva.

### 2.9.1.3.- De acuerdo con la exactitud

El índice de clase es el número que expresa el límite de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre 0,1 veces la corriente básica y la corriente máxima o entre 0,05 veces la corriente nominal y la corriente máxima con un factor de potencia unitario (y en caso de medidores polifásicos con cargas balanceadas). De acuerdo al punto de instalación, carga a medir, nivel de tensión, tipo de cliente y otros parámetros, debe utilizarse un medidor de una clase determinada.

Comúnmente se utilizan medidores clases: 0,2, 0,2s, 0,5, 0,5s, 1 y 2. Siendo de mayor exactitud el medidor clase 0,2s. El medidor debe cumplir, teniendo en cuenta la clase y según el caso, las siguientes normas:

- NTC 2288 “Equipos de medición de energía eléctrica -C.A.-. Requisitos particulares. medidores electromecánicos de energía activa -clases 0,5, 1 y 2-.”, basada en la norma IEC 62053-11.
- NTC 2147 “Medidores Estáticos de Energía Activa. Especificaciones Metrológicas para clase 0.2S y 0.5S”, basada en la norma IEC 62053-22.
- NTC 4052 “Medidores Estáticos de Energía Activa para corriente alterna clase 1 y 2”, basada en la norma IEC 62053-21.
- NTC 4569 “Equipos de medición de energía eléctrica –C.A.-. Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía reactiva (Clases 2 y 3)”, basada en la norma IEC 62053.

#### 2.9.1.4.- De acuerdo con la conexión en la red

- Medidor monofásico bifilar

Se utiliza para el registro de consumo en una acometida que tenga un solo conductor activo o fase y un conductor no activo o neutro.

- Medidor monofásico trifilar

Se utiliza para el registro del consumo de una acometida monofásica de fase partida (120/240V) donde se tienen dos conductores activos y uno no activo o neutro.

- Medidor bifásico trifilar

Se utiliza para el registro del consumo de energía de una acometida en B.T de dos fases y tres hilos, alimentadas de la red de B.T de distribución trifásica.

- Medidor trifásico tetra filar

Se utiliza para el consumo de energía de una acometida trifásica en B.T de tres fases y cuatro hilos.

- Medidor trifásico trifilar

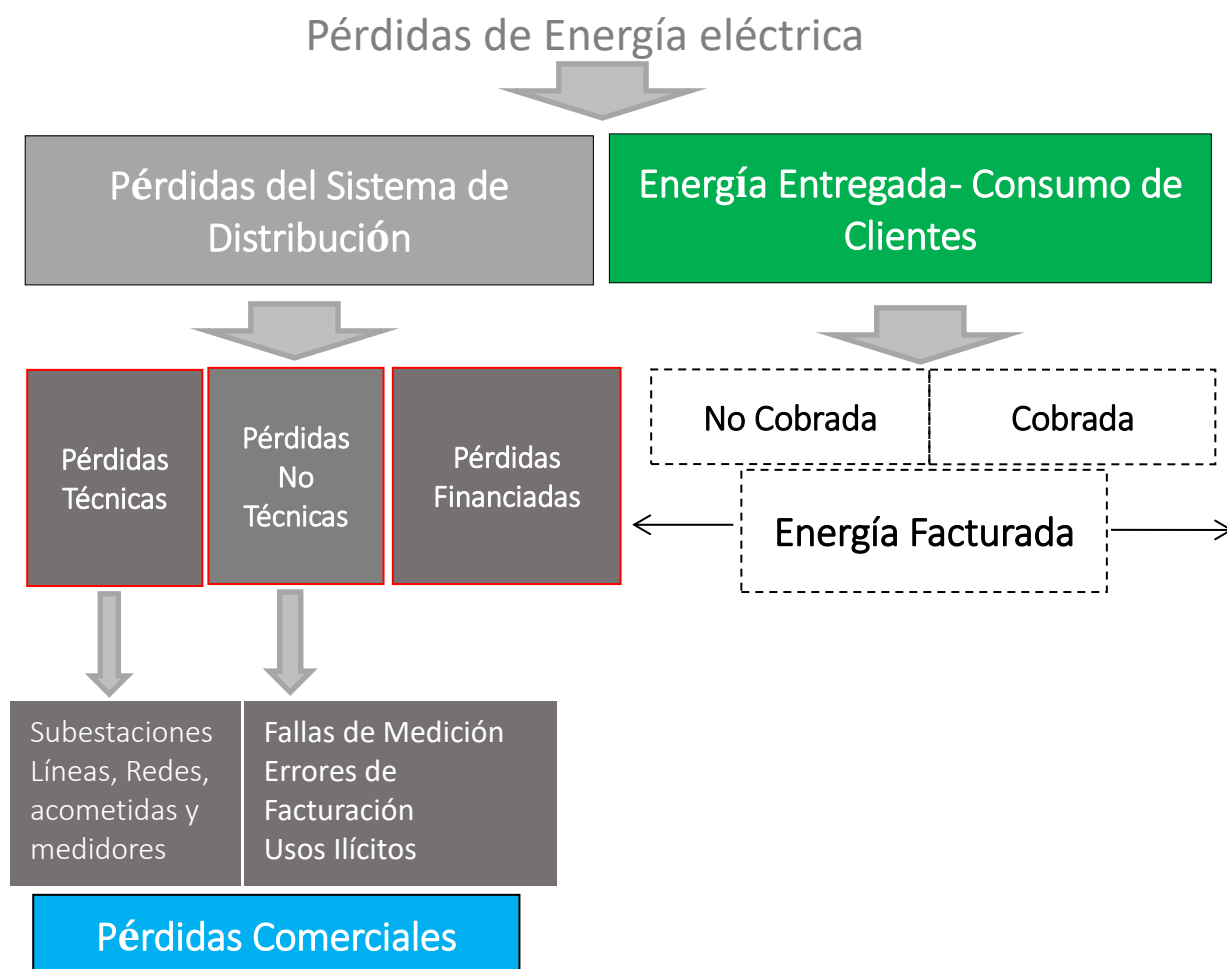
Se utiliza para el registro de consumo de energía de una acometida trifásica de tres fases sin neutro. (Likinormas, 2014).

## CAPITULO III DESARROLLO EXPERIMENTAL.

### 3.1.- Planteamiento de la problemática.

Para dar solución al objetivo general planteado en el proyecto, en este caso se realizó un diagnóstico para determinar las pérdidas de energía. La Zona de Distribución San Cristóbal, de la División de Distribución Sureste, atendió a diciembre de 2015 a 472 520 usuarios de los cuales, 773 en media tensión y 471,747 en baja tensión.

En el año 2017 la zona comercial San Cristóbal recibió 776.55 GWh que de acuerdo a información del Sistema de Balance de Energía (SIBE), el 21.41% está asociado al rubro de pérdidas. En el siguiente diagrama se describe de forma grafica el sistema de balance de energía.



*Figura 10 Pérdidas de energía en el sistema de distribución.*

Las pérdidas técnicas representaron el 69.63 % del total equivalente a 117.51GWh con un importe de 171.09 millones de pesos y las no técnicas el 30.37% asociadas a 51.25 GWh con un importe de 74.62 millones de pesos. Estas cifras valoradas en el Sistema de Información Estadística Comercial (SIEC) con el precio medio de venta anual. En la tabla 2 se muestra a detalle esta información, como también, los índices de pérdidas de energía eléctrica en cada una de las zonas surestes del país.

*Tabla 2 Balance de energía de la División Sureste.*

ZONA	ENERGÍA RECIBIDA (GWh)	PÉRDIDAS TÉCNICAS (GWh)	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (GWh)	PÉRDIDAS TOTALES (GWh)	% PÉRDIDAS TÉCNICAS VS ENERGÍA RECIBIDA	% PÉRDIDAS NO TÉCNICAS VS ENERGÍA RECIBIDA
San Cristóbal	776.55	117.51	51.25	168.76	15.1	43.6
Tuxtla	2939.3	183.37	183.09	366.46	6.2	99.8
Oaxaca	1225.88	98.36	16.55	114.91	8.0	16.8
Huatulco	490.76	65.92	7.53	73.45	13.4	11.4
Huajuapán	360.17	42.87	5.14	48	11.9	12.0
Tapachula	1338.37	125.68	142.73	268.41	9.4	113.6
Tehuantepec	1647.46	83.86	30.33	114.19	5.1	36.2
Villahermosa	3360.75	287.69	276.37	564.05	8.6	96.1
Chontalapa	1712.86	182.18	169.54	351.72	10.6	93.1
Los Ríos	871.95	83.54	76.23	159.78	9.6	91.2
División Sureste	14724.04	1270.98	958.75	2229.73	8.6	75.4

(Fuente SIBE, SIPER-SIAD)<sup>3</sup>

En el año 2017, la operación de las actividades de toma de lectura, cortes por adeudo-reconexiones y atención de quejas, se ha visto afectada de sobremanera, impidiendo la ejecución satisfactoria de estas actividades, derivado de la constante problemática que se ha generado al solicitar el acceso donde se encuentran los equipos de medición de los clientes.

<sup>3</sup> La energía total recibida de la división es diferente a la suma aritmética de la energía recibida de todas las zonas derivado de los intercambios que existen entre estas, esta consideración no aplica a las pérdidas puesto que en este rubro no hay intercambios, por tanto, las pérdidas divisionales son la suma aritmética de las pérdidas en las zonas.

Lo anterior, es la mayor problemática que enfrenta la CFE para la operación del proceso comercial, derivando en costos innecesarios de gasto de recursos y pérdida de jornadas completas. Así como el crecimiento de rezago en la cobranza de la energía consumida, ya que al impedir el acceso el cliente nos dificulta el corte por falta de pago, aumentando exponencialmente la cantidad de deudores.

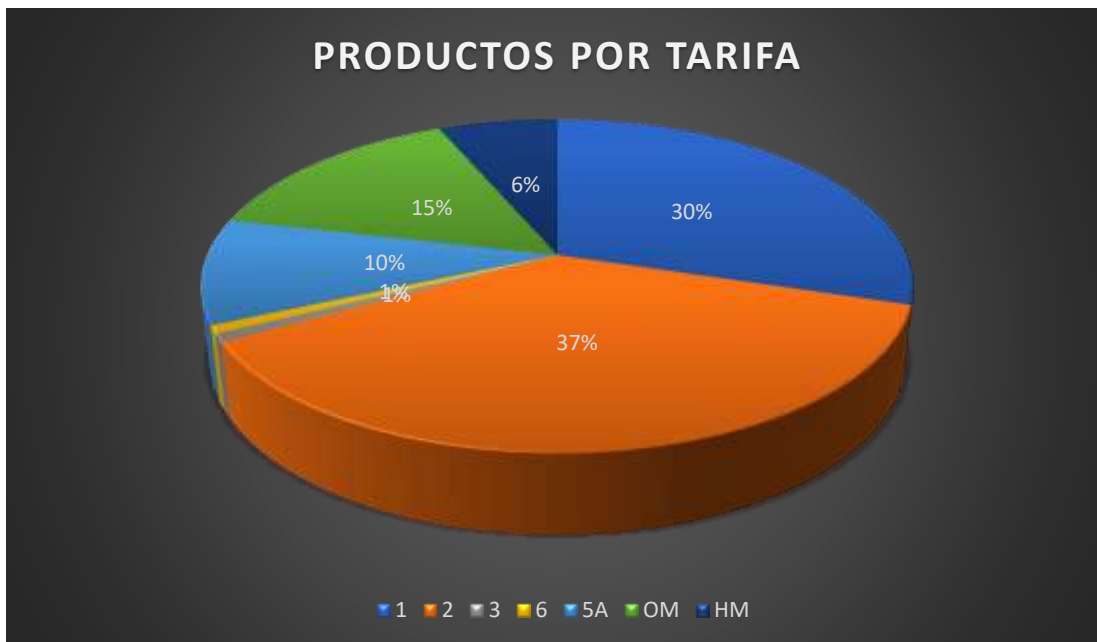
Otra problemática que impide la eficiente medición, es la vulnerabilidad de la red existente, que deja puntos inminentes para la conexión de acometidas ilícitas, ocasionando además fallas y quejas en la operatividad de la CFE.

Para poder conocer los niveles de energía recibida, además de la que se pierde, se presenta en la tabla 3 y grafica 3, el informe del porcentaje en costo neto anual que se comercializa con relación a cada una de las tarifas.

*Tabla 3 Productos (\$) por tarifa en la Zona San Cristóbal.*

<b>TARIFA</b>	<b>USUARIOS</b>	<b>KWH</b>	<b>\$</b>	<b>% PRODUCTOS</b>
<b>1</b>	<b>33,896</b>	<b>28,316,311</b>	<b>34,169,460.44</b>	<b>30%</b>
<b>2</b>	<b>5,636</b>	<b>13,980,994</b>	<b>42,606,284.39</b>	<b>37%</b>
<b>3</b>	<b>7</b>	<b>352,276</b>	<b>898,098.39</b>	<b>1%</b>
<b>6</b>	<b>8</b>	<b>510,168</b>	<b>893,754.92</b>	<b>1%</b>
<b>5A</b>	<b>103</b>	<b>3,605,794</b>	<b>11,723,658.03</b>	<b>10%</b>
<b>OM</b>	<b>96</b>	<b>8,170,336</b>	<b>15,755,427.89</b>	<b>15%</b>
<b>HM</b>	<b>7</b>	<b>4,203,046</b>	<b>7,438,613.52</b>	<b>6%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>39,753</b>	<b>59,139,126</b>	<b>114,485,297.62</b>	<b>100%</b>





*Gráfica 1 Productos (\$) por tarifa en la Zona San Cristóbal.*

Como se demuestra en la gráfica anterior las tarifas 01, 02 representan el 67% de los servicios totales, la tarifa 03 el 1%, la tarifa 06 contempla 1%; mientras que las tarifas OH, HM corresponden el 21% de usuarios en media tensión.

Es de suma importancia, el aseguramiento de las tarifas domésticas y comerciales en las áreas con mayor índice de actos ilícitos, errores de medición y facturación, las cuales integran las tarifas de baja a media tensión, siendo estas, las de mayor porcentaje de pérdidas de energía del entorno en el área San Cristóbal.

Las pérdidas de energía eléctrica en el área de distribución en la Agencia San Cristóbal registradas al cierre del mes de agosto del año 2018 fueron de 15.09 %, de las cuales se estima que el 9 % representa las pérdidas técnicas y el 6.09% restante a las pérdidas no técnicas. Se analizó junto con las demás agencias que integran a la zona San Cristóbal, los niveles de energía recibida, energía entregada, así como el porcentaje real de energía. Véase tabla 4.

Tabla 4 Comparativo de porcentaje de pérdidas entre las agencias de la Zona SSC.

AGENCIA	TOTAL ENERGIA RECIBIDA kWh	TOTAL ENERGIA ENTREGADA kWh	TOTAL ENERGIA PERDIDA kWh	% DE PERDIDAS REAL
SAN CRISTOBAL	324,891,189	275,869,842	49,021,347	15.09
OCOSINGO	193,089,777	170,773,754	22,316,023	11.56
COMITAN	258,815,494	214,597,515	44,217,979	17.08
CARRANZA	57,318,137	51,465,712	5,852,426	10.21
TEOPISCA	35,523,261	29,272,483	6,250,778	17.60
YAJALON	63,343,700	54,523,452	8,820,248	13.92
CHENALO	51,419,200	49,466,979	1,952,221	3.80
MARGARITAS	36,565,081	31,987,951	4,577,130	12.52
COMALAPA	97,023,327	74,532,034	22,491,293	23.18
ACALA	21,114,830	18,526,012	2,588,818	12.26

(Fuente SIBE, SIPER-SIAD)

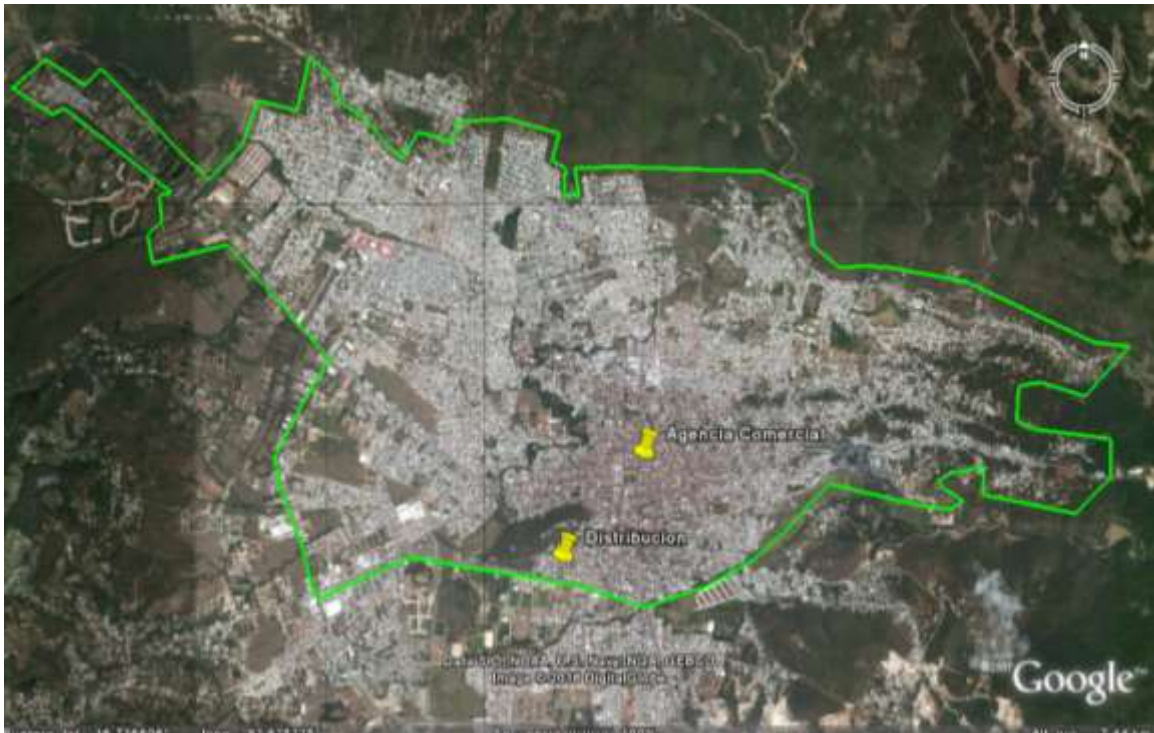
El proyecto considera la sustitución de **38 859** equipos de medición convencional, los cuales se describen a continuación: 37,250 usuarios que incluye servicios monofásicos, 1,073 bifásicos y 563 servicios trifásicos, la oferta sin proyecto se considera como el número de medidores con la tecnología actual. Como se muestra en la tabla 5.

Tabla 5 Equipos de medición contemplados a modernizar.

Número de fases	Equipos	Unidad
1	37,250	Pz.
2	1,073	Pz.
3	563	Pz.
<b>Total</b>	<b>38,859</b>	<b>Pz.</b>

### 3.2.- Ubicación Geográfica

El proyecto de modernización de la medición con tecnología AMI<sup>4</sup>, en la agencia San Cristobal, aplicada a esta misma ciudad, como se muestra en el polígono.



*Figura 11 Área de implementación del proyecto en San Cristóbal de las Casas, Chiapas.*

### 3.3.- Descripción general de proyecto:

Para llevar a cabo la metodología propuesta en uno de los objetivos específicos, la opción que se considera más redituable, es la sustitución de medidores analógicos por tipo AMI, considerando la misma infraestructura de media y baja tensión en el área del proyecto.

### 3.4.- Dimensión del Proyecto

La ejecución del plan de acción integral, planteado en uno de los objetivos específicos, se presenta a continuación, la cantidad de medidores propuesto para este proyecto en la tabla 6:

---

<sup>4</sup> Advanced metering infrastructure

Tabla 6 Equipos de medición contemplados a modernizar.

Número de fases	Equipos	Unidad
1	37,250	Pz.
2	1,073	Pz.
3	563	Pz.
<b>Total</b>	<b>38,859</b>	<b>Pz.</b>

Fuente: Elaboración propia

La zona de distribución de la AGENCIA SAN CRISTOBAL (véase anexo 1) recibió en el mes de agosto del año 2018 un total de 324,891,189.267 kWh de energía, entregó 275,869,842 kWh y tuvo una pérdida de 49,021,347.267 kWh, es decir, el 15.09 % está asociado al rubro de pérdidas de la agencia. Donde 30,281 kWh están definidos como pérdida técnica (9%) y 18,740 kWh como pérdida no técnica (6.09%). Véase tabla 7.

En el año 2017 recibió un total de 301,945,625 kWh, del monto total representó una pérdida de 42,425,266 kWh (14.05%).

Se obtuvo que kWh 9(%) corresponden a perdidas técnicas y un total de kWh 6(%) corresponden a perdidas no técnicas. Dentro de las pérdidas no técnicas existe tres conceptos importantes denominados error en facturación (el cual incluye la estimación de los servicios a los que no se tiene acceso), las fallas en los equipos de medición y usos ilícitos.

Tabla 7 Energía recibida, comparativo de pérdidas al mes de agosto de los años 2017-2018.

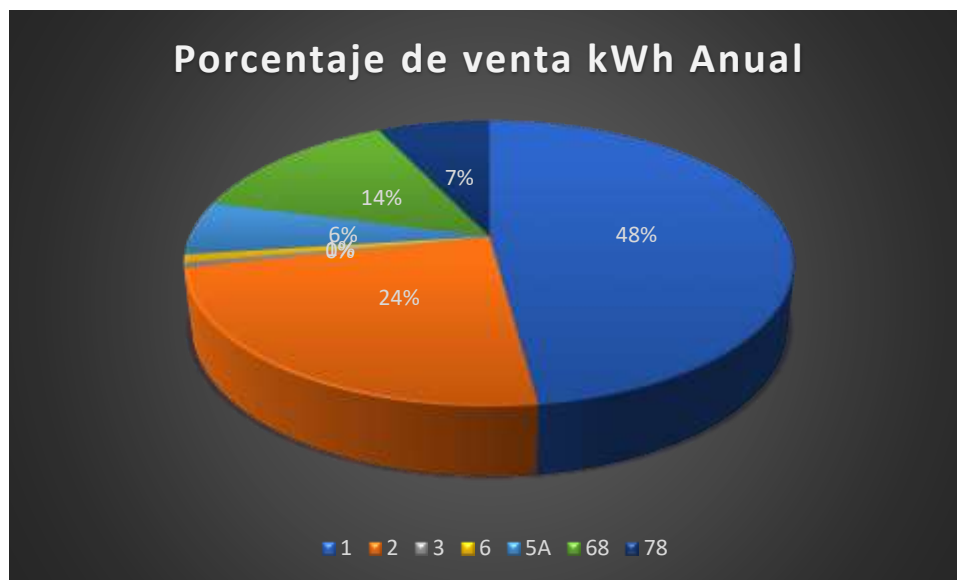
ZONA	ENERGIA RECIBIDA (kWh)		PÉRDIDAS DE ENERGÍA				% DE PÉRDIDAS ZONA	
			TECNICAS (%)		NO TÉCNICAS (%)			
	AGOSTO		2017	2018	2017	2018	2017	2018
	2017	2018						
San Cristóbal	301,945,625	324,891,189	9	9	5	6	14.05	15.09

En la tabla 8, se muestra el detalle de las ventas y servicios en el Área de San Cristóbal de la Zona San Cristóbal al cierre de 2017, de acuerdo a las tarifas y los productos obtenidos por ventas de energía.

*Tabla 8 Detalle de ventas y productos en polígono que comprende AMI.*

Tarifas	Usuarios	kWh Anual
01	33,896	28316311
02	5,636	13980995
03	7	352476
06	8	510168
5ª	103	3605794
68	96	8170336
78	7	4203046
<b>Total general</b>	<b>39,753</b>	<b>59,139,126</b>

El año 2017, el mayor punto de venta que corresponde a la tarifa “01,02” las cuales reflejaron un 72% del total de kWh anualmente. La implementación del proyecto AMI en la agencia San Cristóbal tendrá un impacto significativo para el total aprovechamiento de la energía eléctrica, específicamente en tarifas de baja tensión, de acuerdo a la información de la gráfica 2, muestra ser las tarifas con mayor número de usuarios.



*Gráfica 2 Ventas por tarifa en polígono al cierre de 2017.*

De lo anterior, se propone las siguientes opciones al analizar en este estudio.

1. Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en el área San Cristóbal de la agencia San Cristóbal.
2. Modernización de la medición con equipos de autogestión en el área San Cristóbal de la agencia San Cristóbal.

### 3.5.- Análisis de costo mínimo.

De acuerdo al procedimiento de expansión de la CFE que se mencionó en el punto 2.8, se aplica una metodología de costo mínimo para la evaluación de proyectos, los resultados de este análisis son reflejados en la tabla 9.

*Tabla 9 Resumen de análisis de costo mínimo.*

Indicadores	Opción 1.	Opción 2.
	AMI	Autogestión
Costo en Valor Presente (miles de pesos)	250,619.69	187,973.94

Con base en información obtenida por parte del departamento de medición, conexiones y servicio, se determinaron los costos que representan cada una de las opciones propuestas para disminuir los niveles de pérdidas de energía. Véase tabla 10.

Tabla 10 Análisis de mínimo costo.

Aseguramiento de la medición con tecnología AMI						Aseguramiento de la medición con medidores de autogestión					
Año	Inversión presupuestal (miles \$)	Pérdidas técnicas no evitadas (miles \$)	Pérdidas no técnicas no evitadas (miles \$)	Costo OP y Mantto (miles \$)	Subtotal (miles \$)	Año	Inversión presupuestal (miles \$)	Pérdidas técnicas no evitadas (miles \$)	Pérdidas no técnicas no evitadas (miles \$)	Costo OP y Mantto (miles \$)	Subtotal (miles \$)
0	86 421				86 421.00	0	17 022				17 022.00
1				864	864.21	1			11 847	170	12 016.92
2				864	864.21	2			11 847	170	12 016.92
3				864	864.21	3			11 847	170	12 016.92
4				864	864.21	4			11 847	170	12 016.92
5				864	864.21	5			11 847	170	12 016.92
6				864	864.21	6			11 847	170	12 016.92
7				864	864.21	7			11 847	170	12 016.92
8				864	864.21	8			11 847	170	12 016.92
9				864	864.21	9			11 847	170	12 016.92
10				864	864.21	10			11 847	170	12 016.92
11				864	864.21	11			11 847	170	12 016.92
12				864	864.21	12			11 847	170	12 016.92
13				864	864.21	13			11 847	170	12 016.92
14				864	864.21	14			11 847	170	12 016.92
15				864	864.21	15			11 847	170	12 016.92
16				864	864.21	16			11 847	170	12 016.92
17				864	864.21	17			11 847	170	12 016.92
18				864	864.21	18			11 847	170	12 016.92
19				864	864.21	19			11 847	170	12 016.92
20				864	864.21	20			11 847	170	12 016.92
21				864	864.21	21			11 847	170	12 016.92
22				864	864.21	22			11 847	170	12 016.92
23				864	864.21	23			11 847	170	12 016.92
24				864	864.21	24			11 847	170	12 016.92
25				864	864.21	25			11 847	170	12 016.92
26				864	864.21	26			11 847	170	12 016.92
27				864	864.21	27			11 847	170	12 016.92
28				864	864.21	28			11 847	170	12 016.92
29				864	864.21	29			11 847	170	12 016.92
30				864	864.21	30			11 847	170	12 016.92
					<b>93 382</b>						<b>113 820</b>

De lo anterior se concluye que la opción 1 es la de costo mínimo, instalando medidores con tecnología AMI.

### 3.6.- Propuestas de solución con proyecto.

En respuesta al objetivo específico planteado, que consiste en determinar cuáles son las causas que originan pérdidas técnicas y no técnicas, conocer cuáles son las que contribuyen al déficit energético en mayor porcentaje y dedicar la mayor cantidad de recursos financieros a los de mayor predominio, se propone dos opciones para resolver esta problemática.

#### 3.6.1.- Opción 1.- Aseguramiento de la medición con tecnología AMI en el área San Cristóbal de Zona San Cristóbal.

El proyecto se basa en el reemplazo de medidores convencionales por medidores AMI, que se comunicarán directamente con los centros de Distribución para la concentración de la información de mediciones y su posterior facturación, así como el control del corte y reconexión de forma remota.

La siguiente figura muestra este esquema:



*Figura 12 Ejemplo de una concentración de medidores con tecnología AMI.*

#### 3.6.1.2.- Determinación de insumos

El proyecto comprende el remplazo de 38,859 medidores convencionales por medidores AMI.



### 3.6.1.3.- Incremento de la facturación

De acuerdo con las mediciones realizadas en el sector de Comitán, el aseguramiento de la medición refleja un incremento en la facturación del área en donde se realizan estos proyectos se espera eliminar en pérdidas no técnicas y pérdidas técnicas los siguiente durante el primer año de construcción se recuperará el 11% en energía. En la siguiente tabla se demuestra los porcentajes de facturación e incremento de las tarifas que se presentaron en el año anterior.

*Tabla 11 Porcentaje de incremento de energía correspondiente a cada tipo de anomalía.*

<b>Concepto de pérdidas</b>	<b>% de Incremento</b>	<b>kWh</b>
Perdidas de energía Por UI	6.1%	16,386,818
Perdidas de energía Por EF	2.6%	6,984,545
Perdidas de energía por FM	2.3%	6,178,636
<b>Incremento en Ventas de energía</b>	<b>11.0%</b>	<b>29,550,000</b>

En las tablas 12 y 13, se muestra los conceptos de tarifas, los montos de servicios y la facturación anual en los que se basa el cálculo del incremento de la facturación, en la primera se habla de la facturación que se tiene actualmente, mientras que en la tabla 13, nos brinda información acerca de la cantidad de servicios que se contemplan para el incremento de la facturación (en KWH).

## FACTURACION ACTUAL

*Tabla 12 Ventas de energía en base a las tarifas de la agencia comercial San Cristóbal.*

TARIFA	Cantidad de servicios				Facturación anual kWh			
	1H	2H	3H	TOTAL	1H	2H	3H	TOTAL
01	41,530	674	90	42,294	41,612,489	1,054,418	273,839	43,940,745
02	2,749	376	1,713	4,838	3,226,723	1,366,639	13,162,102	17,755,464
03			163	163			10,894,018	10,894,018
06			7	7			2,395,920	2,395,920
68			66	66			7,918,583	7,918,583
78			90	90			81,919,416	81,919,416
<b>TOTAL</b>	<b>44,279</b>	<b>1,050</b>	<b>2,129</b>	<b>47,458</b>	<b>44,839,212</b>	<b>2,421,057</b>	<b>116,563,878</b>	<b>164.824.146</b>

## INCREMENTO DE FACTURACION KWH

*Tabla 13 Incremento de energía en base a las tarifas de la agencia comercial San Cristóbal.*

TARIFA	Cantidad de servicios				Facturación anual kWh			
	1H	2H	3H	TOTAL	1H	2H	3H	TOTAL
01	561	9	1	571	6,195,856	153,312	39,816	6,388,984
02	37	5	23	65	469,165	198,709	1,913,770	2,581,644
03			2	2			1,743,043	1,743,043
06			0	0			383,347	383,347
68			1	1			1,266,973	1,266,973
78			1	1			13,107,107	13,107,107
<b>TOTAL</b>	<b>598</b>	<b>14</b>	<b>28</b>	<b>640</b>	<b>640</b>	<b>6,665,021</b>	<b>18,454,056</b>	<b>25,471,098</b>

#### 3.6.1.4.- Costos de inversión

Los costos de equipos, materiales, construcción y puesta en operación asociados a esta opción son en comparación de la opción número dos, de menor cantidad. A continuación, se mencionan en la tabla 14.

*Tabla 14 Costo de materiales y equipos.*

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>miles de pesos</b>
MEDIDOR CON LECTURA REMOTA AMI	Medidor Estado Sólido, Ansi 1S	281 774.91
<b>COSTO TOTAL DEL PEM</b>		<b>281 774.91</b>

#### 3.6.1.5.- Beneficios asociados al proyecto

Se considera que prevalece un costo del 5 % por dispersión de servicios y un 5 % más por fallas, dando un total de 10% de costos operativos que prevalecen. El porcentaje de costos con y sin la implementación del proyecto, así como la diferencia del costo total de ambas se presenta en la siguiente tabla. Véase tabla 15.

Tabla 15 Resumen del proceso comparativo de beneficios operativos mediante tecnología AMI.

Costos de Operación Sin Proyecto

Unidad	Actividad	Costo Operación	Anual	Total
Jornadas	Toma de Lectura, Corte y Reconexión	4918	472	2,321,296
Jornadas	Atención de Anomalías	819	272	222,768
Eventos	Emergencias	1098	5	5,490
Eventos	Quejas	1379	16	22,064
			<b>Total</b>	<b>2,571,618</b>

Costos de Operación Con Proyecto

Unidad	Actividad	Costo Operación	Anual	Total
Jornadas	Toma de Lectura, Corte y Reconexión	4918	0	0
Jornadas	Atención de Anomalías	819	14	11,138
Eventos	Emergencias	1098	5	5,490
Eventos	Quejas	1379	16	22,064
			<b>Total</b>	<b>38,692</b>

Diferencia de los costos de Operación

Unidad	Actividad	Costo Operación	Anual	Total
Jornadas	Toma de Lectura, Corte y Reconexión	4918	472	2321296
Jornadas	Atención de Anomalías	819	258.4	211629.6
Eventos	Emergencias	1098	0	0
Eventos	Quejas	1379	0	0
			<b>Total</b>	<b>2,532,926</b>

Se considera este ahorro operativo como un beneficio, constante durante todo el periodo de evaluación.

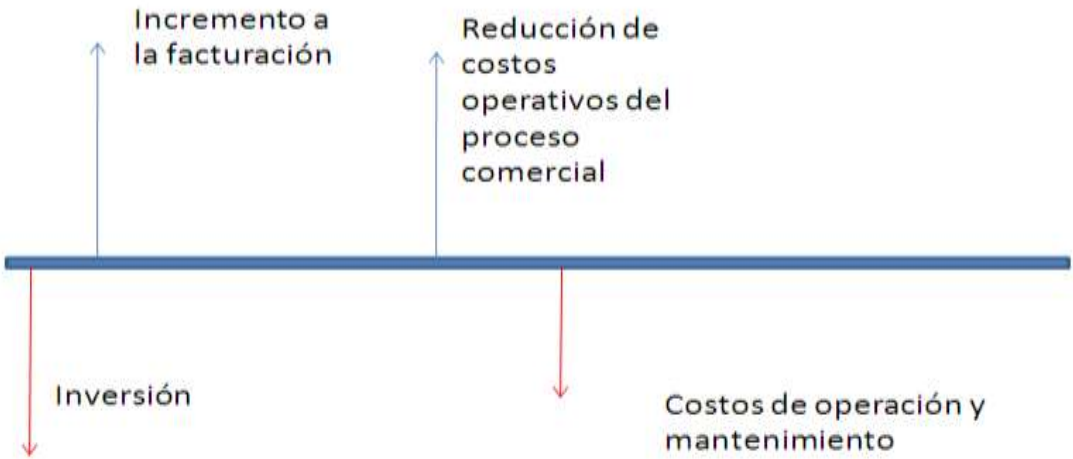


Figura 13 Identificación de costos y beneficios proyecto con tecnología AMI.

De acuerdo a la información y al análisis obtenida del departamento de operaciones (véase anexo 2), en conjunto con los datos que están en la base de datos de CFE en la plataforma virtual (SIMOCE), se obtuvieron los siguientes porcentajes de los costos por tarifa, considerados para implementarse en el proyecto.

Tabla 16 Tarifas y costos aplicables en el área de estudio (OPCION 1).

Energía por tarifa que se facturará en el proyecto	Costo por tarifa	
	Concepto	%
Clase popular/media baja	80%	1.08
Clase media	20%	2.65
Clase alta/media alta	0%	3.68
Servicios Generales	0%	1.39

### 3.6.1.6.- Captura de insumos

Se consideran las pérdidas NO TÉCNICAS correspondientes a los usuarios del polígono del proyecto. Véase tabla 17.

*Tabla 17 Pérdidas No técnicas por año en el polígono.*

<b>Concepto</b>	<b>S/P</b>
Pérdidas no técnicas en (kWh/ año)	29,550,000

*Tabla 18 Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna Retorno (TIR) y Beneficio/Costo (B/C) del Proyecto con Tecnología AMI.*

<b>VPN</b>	<b>250,619.69</b>
<b>TIR</b>	<b>17.90%</b>
<b>B/C</b>	<b>1.69</b>

La tabla 18 representa el análisis del valor económico (presente neto) que se tiene contemplado para la integración del proyecto AMI, también contiene los porcentajes de la tasa interna retorno (TIR) en conjunto con los porcentajes de beneficio sobre costo (B/C), que la opción 1 ofrece como una posible solución a la disminución de pérdidas de energía eléctrica.

### 3.6.2.- Opción 2.- Modernización de la medición con equipos de autogestión en el Área San Cristóbal, agencia San Cristóbal.

Esta opción contempla el reemplazo de los medidores actuales electromecánicos por medidores electrónicos de autogestión. En la siguiente figura se puede notar como se encuentra actualmente el laboratorio de medición, además de cómo se espera modernizar con la implementación la opción dos del proyecto. Véase figura 14.



SITUACIÓN ACTUAL

SITUACIÓN CON LA  
APLICACIÓN DEL PROYECTO

*Figura 14 Esquema de medición convencional con medidores de autogestión.*

Con la realización de este proyecto se tendrá el aseguramiento en la medición, pero se seguirá teniendo altos costos de operación y mantenimiento, incremento en jornadas de toma de lecturas corte y reconexión derivado de que la medición se realizará de forma manual.

En la implementación del medidor de autogestión, es alto el índice de los usuarios morosos y el crecimiento de rezago en la cobranza de la energía consumida, que, al impedir el acceso, el cliente dificulta el corte por falta de pago, aumentando exponencialmente la cantidad de deudores, debido que el medidor de autogestión no permite la opción del corte por telecontrol.

El costo de operación en jornadas de cortes y reconexiones, seguiría siendo el mismo que hasta el momento se ha tenido, ya que se tendrán que realizar de forma convencional en campo.

### 3.6.2.1- Costos de inversión

Los costos de equipos, materiales, construcción y puesta en operación asociados a esta opción se enlistan a continuación en la tabla 19:

*Tabla 19 Costo de materiales y equipos con tecnología de Autogestión.*

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>miles de pesos</b>
Medidores de Autogestión	Medidor Estado Solido	65 857.05
<b>COSTO TOTAL DEL PEM</b>		<b>65 857.05</b>

### 3.6.2.2.- Beneficios asociados al proyecto

Se considera que prevalece un costo del 5 % por las quejas que se eliminarán por acometida averiada, falla de medición, y 20 % atención de las anomalías y el 100 % de la toma de lectura, corte y reconexión por motivo que el equipo no tiene para la toma de lectura remota, así como la desconexión y conexión.

Con base a la información y al análisis obtenida del departamento de operaciones (véase anexo 2), en conjunto con los datos que están en la base de datos de CFE en la plataforma virtual (SIMOCE), se obtuvieron los siguientes porcentajes de los costos por tarifa, considerados para implementarse en el proyecto (opción 2).



Tabla 20 Tarifas y costos aplicables en el área de estudio (OPCION 2).

Energía por tarifa que se facturará en el proyecto		Costo por tarifa	
Concepto	%	Costo	
Clase popular/media baja	80%	1.08	
Clase media	20%	2.65	
Clase alta/media alta	0%	3.68	
Servicios Generales	0%	1.39	

El porcentaje de costos con y sin la implementación del proyecto, así como la diferencia del costo total de ambas se presenta en la siguiente tabla. Véase tabla 21.

Tabla 21 Beneficios operativos de actividades mediante tecnología de Autogestión.

Costos de Operación Sin Proyecto

Unidad	Actividad	Costo Operación	Anual	Total
Jornadas	Toma de Lectura, Corte y Reconexión	4918	1,020	5,016,360
Jornadas	Atención de Anomalías	819	468	383,292
Eventos	Emergencias	1098	702	770,796
Eventos	Quejas	1379	2,001	2,759,379
<b>Total</b>			<b>4,191</b>	<b>8,929,827</b>

Costos de Operación Con Proyecto

Unidad	Actividad	Costo Operación	Anual	Total
Jornadas	Toma de Lectura, Corte y Reconexión	4918	1,020	5,016,360
Jornadas	Atención de Anomalías	819	468	383,292
Eventos	Emergencias	1098	702	770,796
Eventos	Quejas	1379	2,001	2,759,379
<b>Total</b>			<b>4,191</b>	<b>8,929,827</b>

Diferencia de los costos de Operación

Unidad	Actividad	Costo Operación	Anual	Total
Jornadas	Toma de Lectura, Corte y Reconexión	4918	0	0
Jornadas	Atención de Anomalías	819	0	0
Eventos	Emergencias	1098	0	0
Eventos	Quejas	1379	0	0
<b>Total</b>			<b>0</b>	<b>0</b>

Con la implementación de la opción dos, la modernización de los equipos de medición con autogestión, la inversión presupuestal tiende a disminuir, al igual que los costos de mantenimiento y operación; además que, el incremento hacia la facturación presenta una elevación notable. Véase figura 15.

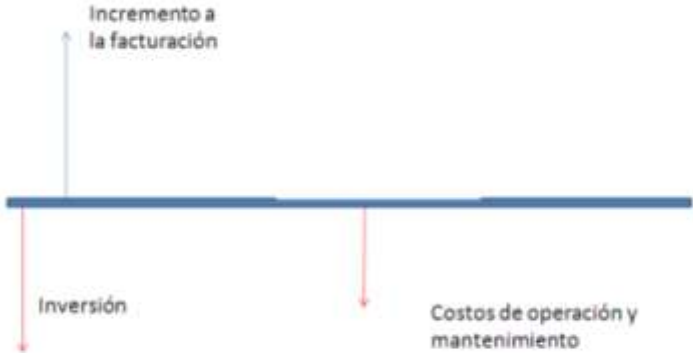


Figura 15 Identificación de costos y beneficios proyecto con equipos de autogestión.

3.6.2.3.- Captura de insumos

En la tabla 22 Se consideran las pérdidas NO TECNICAS correspondientes a los usuarios del proyecto.

Tabla 22 Pérdidas No técnicas por año en el polígono.

Concepto	S/P
Pérdidas no técnicas en (kWh/ año)	<b>29,550,000</b>

Tabla 23 Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna Retorno (TIR) y Beneficio/Costo (B/C).

<b>VPN</b>	<b>187,973.94</b>
<b>TIR</b>	<b>17.54%</b>
<b>B/C</b>	<b>1.66</b>

## **CAPITULO IV RESULTADOS Y CONCLUSIONES.**

### **4.1.- Resultados**

Con base a la información y al análisis obtenido de las plataformas virtuales SICOM, SIMOCE, SICOSS, además de la subestación San Cristóbal, se obtuvo datos acerca de la energía que se recibe de las centrales hidroeléctricas, el nivel de energía que se vende al usuario, así como la que se deriva de las pérdidas técnicas y no técnicas, fueron pieza fundamentales para validar datos que se proporcionan, y sustentan solidez al proyecto de implementación de los medidores AMI, o en caso de no poner en marcha el proyecto en cuestión, la propuesta de modernizar el área de medición y calibración de medidores con el mismo equipo de autogestión.

El propósito del proyecto es la reducción del porcentaje de pérdidas no técnicas y, determinar los puntos de mayor porcentaje de pérdida técnica para poder realizar los trabajos necesarios, por lo que, la mejor alternativa para realizar con eficiencia lo propuesto es la primera propuesta, el implementar los medidores tipo AMI.

### **4.2.- Conclusiones**

Las pérdidas de energía eléctrica, técnicas o no técnicas, son un problema latente, de acuerdo a datos históricos dentro de CFE por lo que su inmediata solución debe ser con un plan de acción eficiente y que a su vez brinde tecnología e innovación dentro de los sistemas de distribución.

La implementación de proyectos requiere de tecnología de punta, por lo tanto, el departamento de medición ha propuesto, para el uso específico en medidores y mayor porcentaje de lecturas idóneas y sin errores en la facturación a usuarios, la aplicación de medidores AMI dentro de CFE.

## BIBLIOGRAFIA

### Referencias.

1. ACOSTA, F. (2010). "Calidad de la energía eléctrica en la actualidad". Editorial Mc Graw Hill.
2. VIQUEIRA, J. (2004). "Redes eléctricas", Tomo 1. Editorial PRETINCE HALL
3. KOTHARI, P. (2008)"Sistemas eléctricos de potencia". Editorial Mc Graw Hill.
4. Likinormas. (2014). "TIPOS DE MEDIDORES". Consultado en 22 de Octubre. [http://likinormas.micodensa.com/Norma/acometidas\\_medidores/medidores\\_energia\\_el\\_ectrica/generalidades\\_7\\_4\\_medidores\\_energia\\_electrica](http://likinormas.micodensa.com/Norma/acometidas_medidores/medidores_energia_el_ectrica/generalidades_7_4_medidores_energia_electrica)
5. PERÉZ, E. (2016). EL FINANCIERO. PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA. Consultado en 24 de Octubre. <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/bajan-a-13perdidas-tecnicas-y-no-tecnicas-de-cfe-en-2015>
6. PINEDA M., G., & PEDROZA R., J. (2016). Pérdidas eléctricas en México. Energía a debate. Consultado en 28 de Octubre.://[www.energiaadebate.com/perdidas-electricas-en-mexico/](http://www.energiaadebate.com/perdidas-electricas-en-mexico/)
7. RODRÍGUEZ, R. L. (1997). Tendencias en medición. "Detección de robos de energía eléctrica". Consultado en 03 de Noviembre. <http://test.afinidadelectrica.com/?p=561>
8. SALDANHA, R. R., & CARRANO, E. G. (2006). "Electric distribution network multiobjective design using a problemspecific genetic algorithm,". IEEE, pp. 995-1005.Consultado en 10 de Noviembre 2018. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1610717>
9. TORRES, R. (2011). EDENOR S.A. Consultado en 05 de Diciembre 2018. [http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/RI/EST\\_perdidas.html](http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/RI/EST_perdidas.html)
- 10.VAZIRI, M., & TOMSOVIC, K. (2004). "A Directed Graph Formulation of the Multistage Distribution Expansion Problem". IEEE, pp. 1335-1340. Consultado en 05 de Diciembre 2018.<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1308364>
11. VIDRIO L., G. (2007). AFINIDAD ELÉCTRICA. Consultado el 15 de Diciembre 2018. <http://test.afinidadelectrica.com/?p=561>

## ANEXOS

### Anexo 1



*Figura 16 Subestación eléctrica San Cristóbal (SCO).*

Fotografía panorámica de la subestación eléctrica de la zona de distribución San Cristóbal, ubicada en Periférico Sur 10, Artículo 115, 29290 San Cristóbal de las Casas, Chiapas. Las visitas a este lugar se realizaron con la supervisión del asesor externo y con la aprobación del jefe de zona de distribución.

Cabe mencionar que, en la subestación eléctrica, la energía que se recibe proviene de dos distintas centrales hidroeléctricas, la primera es la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, ubicada en el municipio de Chicoasén, Chiapas; la segunda parte de energía corresponde a la central hidroeléctrica Belisario Domínguez, que pertenece al municipio de Venustiano Carranza, Chiapas.

Anexo 2



Figura 17 Datos de placa del Transformador T1. de la subestación SCO.

En la ilustración se observa los datos de placa de un transformador, en este caso es el T1, el cual es un transformador principal de Bus. Alimenta a los transformadores que integran los distintos diagramas unifilares en el municipio de San Cristóbal. Este transformador recibe la energía eléctrica proveniente de la central hidroeléctrica, pasando a reducir el voltaje de 115 MV a 13.8 kV.

### Anexo 3



*Figura 18 Multimedidores de energía para transformador T1 (Marca ION)*

Este medidor del fabricante Schneider Electric, toma las lecturas de cuanta energía eléctrica se recibe en el transformador T1, y en base a eso se genera un muestreo de los niveles de energía recibida.

## Anexo 4



*Figura 19 Multimeditores de energía para interruptores CRI (Marca ION)*

Al igual que los medidores que se utilizan en el transformador primario, toman la lectura que reciben del transformador T1 los cuales están conectados al bus mediante cuchillas, posteriormente a su salida se distribuyen para los distintos ramales con un voltaje no mayor a 13.8 kV.



## Anexo 5



*Figura 20 Centro de operaciones y monitoreo de la subestación San Cristóbal (SCO).*

En este lugar, se toman lecturas de las cantidades de energía eléctrica que se derivan tanto de los transformadores primarios (T1, T2 y T3), como de los interruptores de potencia en vacío (CRI).

El sistema de monitoreo se encuentra dentro de la subestación de CFE, aquí se tiene todas las lecturas que posteriormente se suben a las plataformas de la compañía (SIMOCE, SICOM, SICOSS, etc.) para tener un balance no solo de la energía a nivel zona, sino a nivel de las agencias que se derivan de la zona San Cristóbal,

Además, que, en estas instalaciones, los operadores tienen un control de las líneas para que, en caso de fallas o mantenimientos, estos tengan la facultad de abrir y suspender el servicio eléctrico en determinado circuito.

## Anexo 6



*Figura 21 Interruptor de potencia en vacío CRI-4030*

Cada uno de los interruptores que se muestran en las ilustraciones, son alimentados por el transformador T1, en este caso el CRI-4030 corresponde al ramal de comunidades aledañas a San Cristóbal de las Casas.

Pese a tener el mayor número de circuitos que se encarga de llevar energía eléctrica, es también el mismo que presenta mayor demanda de consumo y a su vez, un alto porcentaje de pérdidas de energía eléctrica. Desgraciadamente las costumbres de algunas comunidades detienen a los trabajadores al realizar trabajo de campo, mantenimiento a las líneas y o transformadores, a menos que la misma población lo demande.

Anexo 7



*Figura 22 Interruptor de potencia en vacío CRI-4010*

El diagrama unifilar que le corresponde a este interruptor va directamente como suministrador de energía eléctrica a la empresa FTE COCA-COLA (F3978, F5501 y F3980).

## Anexo 8



*Figura 23 Interruptor de potencia en vacío CRI-4050*

Los circuitos que derivan de el CRI 4050 son los barrios de la zona norte de San Cristóbal de las Casas, algunas por mencionar son: San Juan de los Lagos, El Cerrillo, Montes azules.

Anexo 9



*Figura 24 Interruptor de potencia en vacío CRI-4060*

Este circuito tiene como destino la distribución de energía eléctrica al pueblo de San Juan Chamula.



## Anexo 10



*Figura 25 Interruptor de potencia en vacío CRI-4020*

Este interruptor corresponde al ramal que alimenta a diversos comercios, como lo son Soriana (D0051), CHEDRAHUI (F5507), BANORTE (F5509), cadena comercial OXXO (F5506), COOPEL (F5503), CINEPOLIS (F5508); además de brindar energía a la zona comercial San Cristóbal (F5504) y al fraccionamiento Sumidero (F5505).

Anexo 11



*Figura 26 Interruptor de potencia en vacío CRI-4040*

Corresponde a la zona centro de la ciudad, con algunas uniones de los circuitos provenientes del CRI-4050 por algunos barrios únicamente, el resto del ramal está destinado al suministro de energía hacia vialidad pública, centros eclesíásticos, comercios, museos, parque central, etc.

Anexo 12



Figura 27 Placa de datos de los interruptores de potencia en vacío (CRI)

Cada uno de los interruptores de potencia en vacío (CRI) cuenta con una tensión nominal de 15.5 kV, apenas por encima del total que estos reciben a través del bus (lado fuente), por medio de las cuchillas, las cuales tienen una tensión en la salida de 13.8 kV en la línea (lado de carga).