



TECNOLOGICO NACIONAL DE MEXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERIA ELECTRICA

INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

**DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LOS CIRCUITOS MON4012 Y CJT4010 DE LA
ZONA SAN CRISTOBÁL**

ALUMNO: GARCÍA HERNÁNDEZ CARLOS IVÁN

N° CONTROL: 13270918

ASESOR INTERNO:

ING. JORGE DÍAZ HERNÁNDEZ

ASESOR EXTERNO

ING. LUIS ALBERTO ALFONZO AGUILAR

**COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(DEPARTAMENTO DE MEDICIÓN SERVICIOS Y CONEXIONES)**

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS

AGOSTO – DICIEMBRE 2018

Contenido

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 ESTADO DEL ARTE	1
1.3 JUSTIFICACIÓN	2
1.4 OBJETIVO	2
1.5 METODOLOGÍA	3
CAPITULO 2 FUNDAMENTO TEÓRICO	4
2.1 SISTEMA DE POTENCIA	4
2.1.1 SISTEMA DE GENERACIÓN	4
2.1.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	5
2.1.3 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	6
2.1.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	6
2.1.4 TOPOLOGÍA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN	6
2.1.5 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	10
2.1.6 LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRÁNEAS	10
2.1.7 REDES DE BAJA TENSIÓN	11
2.1.8 ACOMETIDAS	11
2.1.10 MEDIDORES DE ENERGÍA	11
2.2 PERDIDAS DE ENERGÍA	12
2.2.1 LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	12
2.2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS	13
2.2.3 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	14
2.2.4 EFECTOS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA	16
2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	17
2.3.1 PERDIDAS ADMINISTRATIVAS	17
2.3.2 EL FRAUDE ILEGAL	18
2.3.3 PÉRDIDAS POR ERROR EN EL EQUIPO DE MEDICIÓN	18
2.3.4 PERDIDAS FRAUDULENTAS	18
2.3.5 PÉRDIDAS POR FRAUDE EN LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN	18
2.3.6 BORNERAS PUENTEADAS	19
2.3.7 DESCONEXIÓN DE LAS BOBINAS INTERNAS	19
2.3.8 COJINETES APRETADOS	19

2.3.9 CAMBIO DE CONSTANTES DE MEDICIÓN (REV/KWH)	19
2.3.10 ENGRANAJE INTEGRADO DAÑADO	20
2.3.11 OTROS TIPOS DE FRAUDES TÉCNICOS.....	20
2.3.12 PÉRDIDAS POR CONEXIONES CLANDESTINAS.....	20
<i>CAPÍTULO 3 DESARROLLO DEL PROYECTO</i>	22
3.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA NECESARIA.	22
3.2 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	30
3.3 PERDIDAS EN ACOMETIDAS	36
3.4 PÉRDIDAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN	37
3.5 CÁLCULO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	41
<i>CAPITULO 4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....</i>	55
4.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	60
4.2 BENEFICIOS Y APRENDIZAJES OBTENIDOS	61
BIBLIOGRAFÍA.....	62

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

En la comisión federal de electricidad se tienen identificados dos tipos de pérdidas de energía, las cuales son: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, estas están compuestas o relacionadas con los ilícitos, equipos de medición mal calibrados, errores en la toma de lecturas, entre otros.

Debido a la problemática actual en la que se encuentra CFE distribución en cuanto a los índices elevados de pérdida de energía surge la necesidad de tomar acciones para así poder reducir éstas mismas.

En México en el año 2010, cada año se pierde más del 20% de la energía que se genera. En la zona sureste se tiene un 22.8% de pérdidas cada año, especificando la zona que se va a analizar, en este caso la zona San Cristóbal tiene un 27% de pérdidas.

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 solo conduce al deterioro en la calidad del servicio sino también se presentan graves dificultades financieras que comprometen la viabilidad económica de la empresa.

La eficiencia en la gestión y la optimización de los recursos debe ser una preocupación y una función generalizada en todos los sectores de la empresa eléctrica. En la mayoría de los casos las pérdidas no técnicas representan el problema más grave donde la energía que se factura no es la real y en ello inciden muchos factores que van desde el movimiento de una empresa, hurto de la energía, conexiones ilegales, etc.

Es por ello que se propone un análisis por circuito para así poder determinar en qué zonas específicamente se tomaran acciones para la reducción de éstas mismas y así poder recuperar la estabilidad económica de la empresa.

1.2 ESTADO DEL ARTE

Jesús Gontrán Celaya Pino, Instituto Politécnico Nacional, México, desarrolla proyecto adecuado para el abatimiento de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en CFE de la zona Tijuana, aplicando el esquema de modelo de pérdidas de energía eléctrica MOPE propia de esa área, para el desarrollo del proyecto y en la que además está presente en enfoque de sistemas, es decir, se tomó en cuenta todos los elementos que intervienen en el proyecto, y no únicamente requerimientos físicos o técnicos [1].

Carlos Alberto Legorreta Hernández, Tecnológico de Monterrey, México, desarrolla metodología para el análisis y reducción de pérdidas en redes de distribución de energía eléctrica, en el cual se desarrolla un algoritmo y un programa computacional que facilite la evaluación y optimización de redes, analizando las pérdidas en los transformadores de distribución utilizando la metodología establecida en el PESED [2].

Oscar Miranda Uriostegui, Instituto Politécnico Nacional, México, desarrolla proyecto de minimización de pérdidas en redes de distribución empleando programación dinámica, en el cual se analizaron los modelos de elementos encontrados en las redes de distribución para ser incorporados a un algoritmo de flujos de potencia trifásicos por el método de barrido regresivo/progresivo y conocer las variables del estado del sistema. [3].

Carmen Valeria Cabrera Brito, Universidad Politécnica Salesiana, desarrolla metodología para determinar pérdidas no técnicas de energía en el sistema de distribución de la empresa eléctrica regional Centrosur para lo cual se aplicaron técnicas de minería de datos y modelos de lógica difusa para seleccionar un alimentador primario adecuado sobre el cual realizar el estudio para plantear un análisis minucioso de los aspectos técnicos, operativos y comerciales [4].

Santiago Patricio Cañar Olmedo, Escuela Politécnica Nacional, realiza calculo detallado de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución aplicado al alimentador “universidad” perteneciente a la empresa eléctrica Ambato Regional Centro Norte, con la correcta evaluación del alimentador en cada etapa se pudo determinar el comportamiento de cada una de sus componentes y los perjuicios al sistema, para su desarrollo se utilizó la metodología basada en la utilización de equipos de medición y programas computacionales que muestra a la red en su aproximación más real [5].

1.3 JUSTIFICACIÓN

El problema con las pérdidas de energía de CFE radica en la eficiencia y optimización de recursos. Debido a la situación actual no se pueden realizar inversiones muy grandes en las distintas áreas de la empresa pero con pequeñas inversiones en lugares estratégicos se puede recuperar dicha inversión.

Con base a la problemática que presenta CFE distribución con respecto al manejo que le dan las pérdidas de energía en sus redes, es indispensable determinar de manera independiente, analizar circuito por circuito para así poder determinar en cuál de ellos se presenta un mayor porcentaje de pérdidas y así poder tomar las acciones necesarias para poder reducir el porcentaje de pérdidas.

Es por ello que se plantea la importancia de llevar a cabo el estudio propuesto en este trabajo para obtener resultados óptimos como son: la excelente operación en las redes, la eficiencia y confiabilidad en la prestación del servicio, la durabilidad de los elementos y equipos pertenecientes al sistema así como una mayor rentabilidad económica para CFE.

1.4 OBJETIVO

- Determinar el porcentaje y cantidad de pérdidas de energía no técnica analizando circuito por circuito de la zona San Cristóbal, utilizando las herramientas Simoce y HEBAEE para obtener los polígonos de pérdida.
- Calcular las pérdidas técnicas en los transformadores, equipos de medición, acometidas, de los circuitos ya mencionados mediante la ayuda del procedimiento PESED de CFE

1.5 METODOLOGÍA

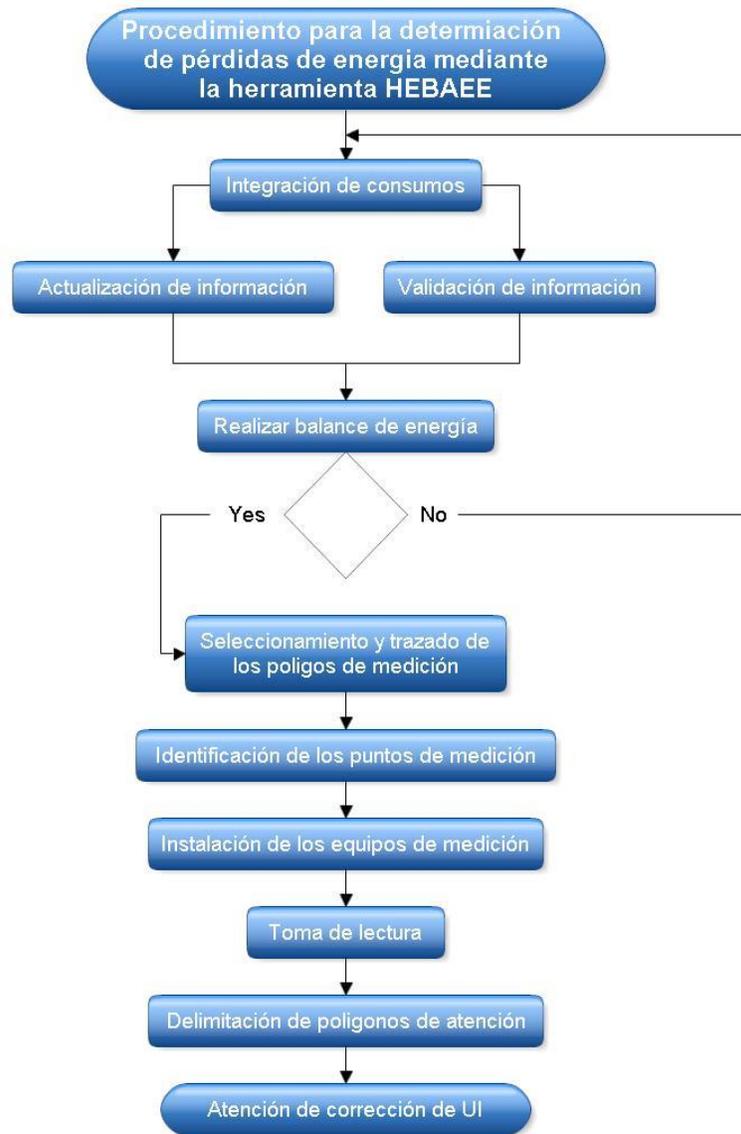


Ilustración 1 Diagrama de flujo de la metodología

1. Integrar consumos en base a los datos registrados en el Sistema de monitoreo y calidad de energía (SIMOCE) se recopilara la información necesaria tales como: Consumo mensual de cada circuito, voltaje suministrado, energía entregada y disponible, capacidad de la subestación, energía facturada.
2. Actualización de información de circuitos asignados a servicios mensuales, energía de circuitos, transferencia de energía, energía de porteo así como censos de alumbrado publico
3. Toma de lectura de los medidores de carga de los circuitos para complementar información requerida y así poder subirla a la herramienta HEBAEE

4. Validación de la información registrada en HEBAEE para tener un balance de energía más confiable.
5. Selección del circuito mediante la herramienta HEBAEE, permite seleccionar el circuito para identificar el área con mayor pérdida y priorizar la atención trazando polígonos en cada circuito, se seleccionara desde la salida de la subestación trazando polígonos a través de todo el circuito.
6. Identificación de los puntos donde se instalaran los equipos de medición de carga de cada uno de los polígonos para poder realizar sub-balances de energía a lo largo de todo el circuito.
7. Instalación de los equipos de medición de carga en la red de MT dejándolos instalados por un periodo mínimo de 7 días, al concluir este periodo de tiempo se registrara dentro del polígono de medición para poder obtener los diferentes rangos de pérdida de energía.
8. Delimitación de polígonos de atención, en base a los datos obtenidos se realizaran polígonos de atención sobre las zonas del circuito en las que presenten mayor índice de pérdida, tomando en cuenta que por cada polígono deberá contener un máximo de 50 usuarios para que sean atendidos por el personal de CFE y se corrijan los usos indebidos de energía y así de esta manera asegurar que el porcentaje de pérdidas disminuya considerablemente.

CAPITULO 2 FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 SISTEMA 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 menos costo posible En el país, la red eléctrica está formada por múltiples elementos que conforman el sistema de potencia y que suplen las necesidades de la industria, el comercio y el uso residencial.

El sistema de potencia se compone en grupos de: generación, transmisión, sub transmisión y distribución.

2.1.1 SISTEMA DE GENERACIÓN

El sistema de generación tiene la tarea de una transformación de un tipo de energía en otra a través de un elemento de transformación, en la mayoría de los elementos de generación basan su trabajo en aprovechar la energía mecánica para poder transformarla en energía eléctrica por medio de arreglos de bobinas y de un campo magnético inducido, hay distintos métodos de generación que se clasifican según su naturaleza.

La base de estos sistemas de generación está en el movimiento de una bobina que corta un campo magnético.

De acuerdo con el tipo de energía que se requiere para la generación estos son nombrados según el origen entre estos esta la hidráulica, hidroeléctrica etc.

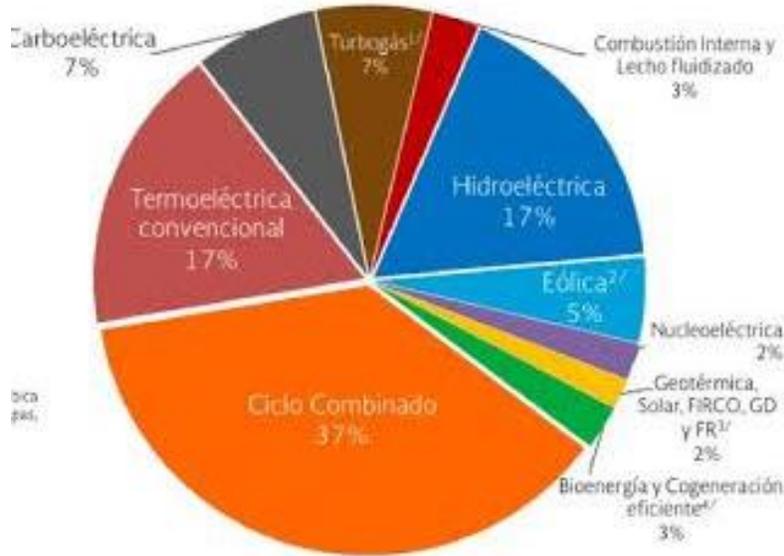


Ilustración 2 Gráfica de sistemas de generación en México

2.1.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión está formado por todos aquellos elementos que sirven para transportar la energía eléctrica a grandes distancias generalmente en alta tensión, poseen diferentes topologías que son en anillo, radiales, malla; la topología depende de las necesidades de la demanda, ya que en algunos casos éstos no pueden sufrir cortes de energía ya sea por mantenimientos o fallas en el sistema y se debe de mantener el suministro de energía de manera continua lo cual es beneficioso para la empresa y el cliente.

El sistema de transmisión está compuesto por torres que son los elementos que sostienen los conductores eléctricos, debido a que son líneas de varios kilómetros y a un nivel alto de tensión



Ilustración 3 Sistema de transmisión

2.1.3 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Es el encargado de recibir la energía que se produce en los centros de generación mediante las líneas de transmisión las cuales operan con niveles de tensión altos.

2.1.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución existe con el fin de transportar la energía en un nivel en media tensión y baja tensión, a través de las líneas de distribución a los transformadores es donde se reduce el voltaje de media tensión a baja tensión para poder ofrecer el servicio eléctrico a un nivel seguro para el consumo residencial, comercial, industrial y público.

Es el encargado de llevar la energía desde las barras secundarias de las subestaciones de sub transmisión hasta los centros de carga con los niveles adecuados de tensión para los distintos tipos de consumidores, por este motivo es necesario realizar uno o más pasos de transformación los mismos que dan lugar a las diferentes etapas del sistema de distribución.

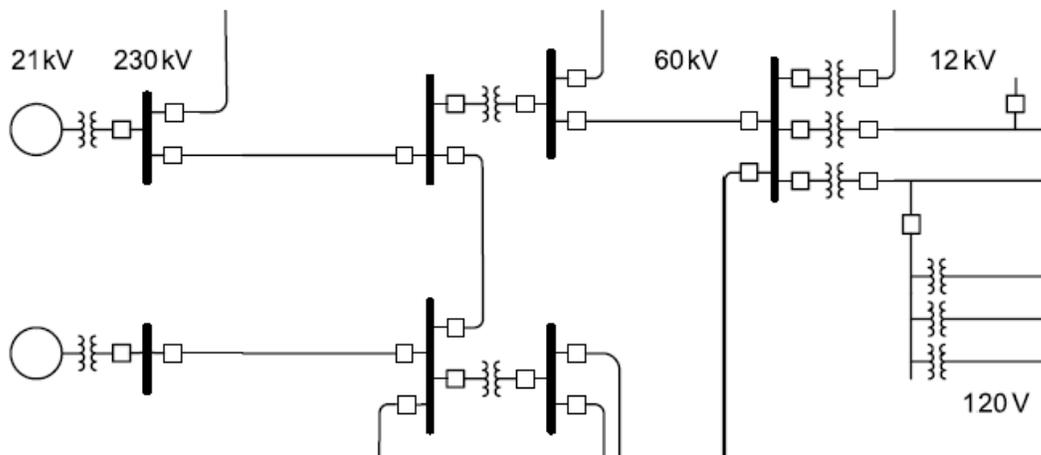


Ilustración 4 Sistema de distribución

Los principales elementos que conforman un sistema de distribución son:

- Alimentadores primarios de distribución.
- Transformadores de distribución.
- Alimentadores o redes secundarias.
- Acometidas.
- Equipo de medición.

2.1.4 TOPOLOGÍA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Existen diferentes topologías de distribución que dependen del servicio que se quiera brindar para garantizar la continuidad del servicio y así evitar que puedan causar pérdidas cuantiosas a CFE por falta de este.

Las diferentes topologías de distribución presentan beneficios y desventajas. La topología radial es el más común pero posee la desventaja de no garantizar la continuidad del servicio ya que si se produce un falla en sistema deja inhabilitado toda la red a quien brinda el servicio, mientras que la topología en anillo es más seguro debido a que éste se puede desconectar una sección ya sea para mantenimiento o alguna falla que ocurriese y puede ser aislada del resto sin tener que suspender todo el servicio, dando así un tiempo menor para reestablecer el servicio o inclusive no sufrir la falta de este.

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

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 del suministro.

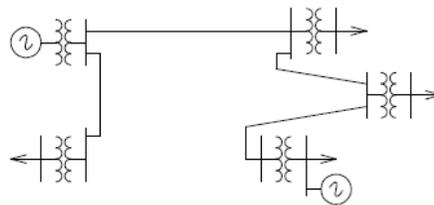


Ilustración 5 Sistema radial

Este tipo de arreglo está sujeta a las condiciones de la zona, demanda, confiabilidad de continuidad en el suministro de energía, costo económico y perspectiva a largo plazo, este tipo de sistema, es el más simple y el más económico debido a que es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo, sin embargo, tiene varias desventajas por su forma de operar:

- El mantenimiento de los interruptores se complica debido a que hay que dejar fuera parte de la red.
- Son los menos confiables ya que una falla sobre el alimentador principal afecta a la carga.

Este tipo de sistemas es instalado de manera aérea y/o subterránea. A continuación, se explicará cada una de estas formas ya que tienen características particulares.

Sistemas radiales aéreos

Los sistemas de distribución radiales aéreos se usan generalmente en las zonas urbanas, suburbanas y en las zonas rurales.

Los alimentadores primarios que parten de la subestación de distribución están constituidos por líneas aéreas sobre postes y alimentan los transformadores de distribución, que están también montados sobre postes. En regiones rurales, donde la densidad de carga es baja, se utiliza el sistema radial puro. En regiones urbanas, con mayor densidad de carga se utiliza también el sistema radial, sin embargo, presenta puntos de interconexión los cuales están

abiertos, en caso de emergencia, se cierra para permitir pasar parte de la carga de un alimentador a otro, para que en caso de falla se pueda seccionar esta y mantener su operación al resto mientras se efectúa la reparación.

La principal razón de ser de los sistemas radiales aéreos radica en su diseño de pocos componentes, y por ende su bajo costo de instalación aunque puede llegar a tener problemas de continuidad de servicio.

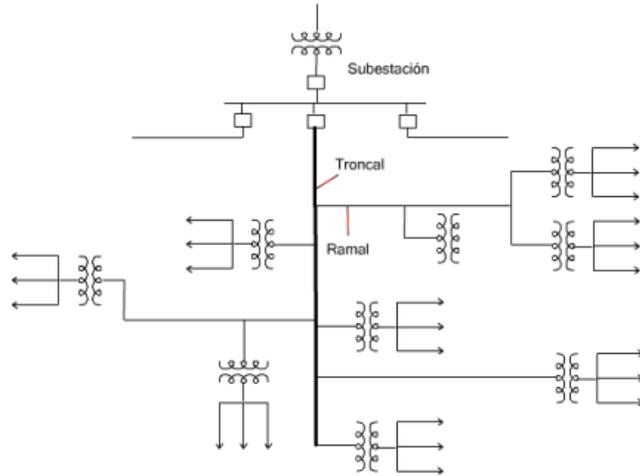


Ilustración 6 Sistema Radial Aéreo

Sistemas radiales subterráneos

La necesidad de líneas subterráneas en un área en particular es dictaminada por las condiciones locales. La elección del tipo de sistema depende sobre todo de la clase de servicio que se ofrecerá a los consumidores en relación al costo.

Los sistemas de distribución radiales subterráneos se usan en zonas urbanas de densidad de carga media y alta donde circulen líneas eléctricas con un importante número de circuitos dando así una mayor confiabilidad que si se cablearan de manera abierta.

Los sistemas de distribución subterráneos están menos expuestos a fallas que los aéreos, pero cuando se produce una falla es más difícil localizarla y su reparación lleva más tiempo. Por esta razón, para evitar interrupciones prolongadas y proporcionar flexibilidad a la operación, en el caso de los sistemas radiales subterráneos se colocan seccionadores para permitir pasar la carga de un alimentador primario a otro. También se instalan seccionadores para poder conectar los circuitos secundarios, para que en caso de falla o de desconexión de un transformador, se puedan conectar sus circuitos secundarios a un transformador contiguo.

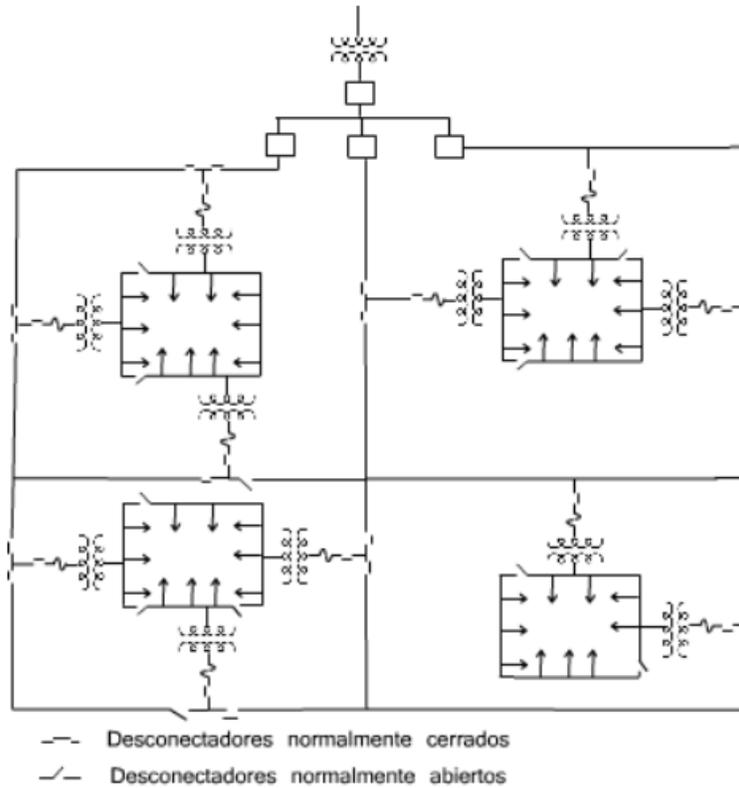


Ilustración 7 Sistema Radial Subterráneo

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.

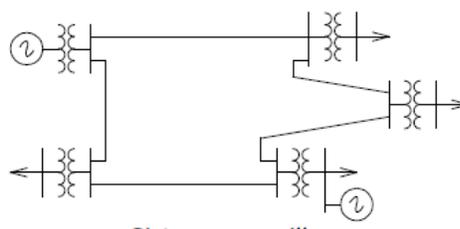


Ilustración 8 Sistema en anillo

Este sistema es más utilizado para abastecer grandes masas de carga, desde pequeñas plantas industriales, medianas o grandes construcciones comerciales donde es de gran importancia la continuidad del servicio.

Cualquier variante del sistema en anillo, normalmente provee de dos caminos de alimentación a los transformadores de distribución o subestaciones secundarias. En general, la continuidad del servicio y la regulación de tensión que ofrece este sistema son mejor que

la que nos da el sistema radial. La variación en la calidad del servicio que ofrecen ambos sistemas, depende de las formas particulares en que se comparen.

Regularmente, el sistema anillo tiene un costo inicial mayor y puede tener más problemas de crecimiento que el sistema radial, particularmente en las formas utilizadas para abastecer grandes cargas. Esto es principalmente porque dos circuitos deben ponerse en marcha por cada nueva subestación secundaria, para conectarla dentro del anillo. El añadir nuevas subestaciones en el alimentador del anillo obliga a instalar equipos que se puedan anidar en el mismo.

2.1.5 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia y se encarga de transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

- a) Subestaciones variadoras de tensión.
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- c) Subestaciones mixtas.

Asimismo, pueden agruparse de acuerdo con la potencia y tensión que operan

- a) Subestaciones de transmisión. Operan en intervalos de tensión desde 230 KV, 400 KV y mayores.
- b) Subestaciones de sub transmisión. Operan en intervalos de tensión desde 69 KV. hasta 161 KV.
- c) Subestaciones de distribución primaria. Operan desde 4.6 Kv hasta 34.5 KV.
- d) Subestaciones de distribución secundaria. Operan desde 220/127 V hasta 480 V.

2.1.6 LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRÁNEAS

A lo largo de las redes de distribución la energía es transportada por líneas aéreas o subterráneas; la composición de estos conductores es muchas veces de cobre o aluminio. Las líneas aéreas en su mayoría son de aluminio con alma de acero para una mayor resistencia. Muchos de los conductores subterráneos se componen de aluminio; a medida que se incrementa la temperatura, se tiene un incremento en la resistencia eléctrica, ésta crece en una proporción del 40% con un incremento de 0 a 100°C. El incremento de la temperatura se da por razones naturales, al pasar la corriente por el conductor, pero también puede influenciar el clima.

El calor generado en el conductor se traduce en pérdidas al sistema que son mayormente apreciables en periodos de demanda pico.

$$P = R \times I^2 \quad \text{Ecuación (1)}$$

Un bajo factor de potencia puede aumentar la corriente de los conductores, lo que incrementa las pérdidas.

Como estas pérdidas son dependientes de la corriente que fluyen en los conductores se les conoce también como pérdidas en el cobre o variables y pueden representar dos tercios del total de pérdidas técnicas.

2.1.7 REDES DE BAJA TENSION

Son el conjunto de líneas (trifásicas, bifásicas, monofásicas) asociadas a los secundarios de los transformadores de distribución encargadas de distribuir la energía con niveles de voltaje de utilización hacia los usuarios en una determinada área.

2.1.8 ACOMETIDAS

Es la parte de red construida desde la red de distribución secundaria hacia los bornes del medidor asociado al cliente, cuya finalidad es conectar al usuario con la red de la empresa de distribución.

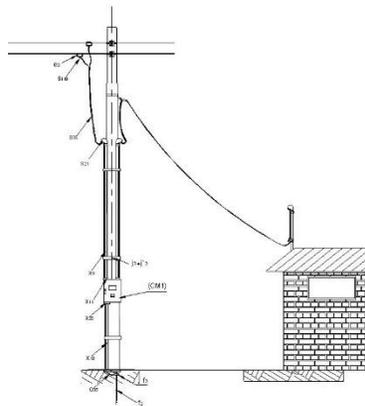


Ilustración 9 Acometida aérea

2.1.10 MEDIDORES DE ENERGÍA

Son dispositivos usados para la medición del consumo de energía eléctrica. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, del tipo de energía que miden, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.



Ilustración 10 Medidor digital de la marca IUSA utilizado por CFE

2.2 PERDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía corresponden a la energía servida no remunerada que no se cuantifica en ganancia, generalmente esto se refiere al trayecto de la energía desde la generación hasta los centros de consumo, todo el sistema de potencia en sí presenta diversas pérdidas de energía según sus niveles de tensión con que distribuya la energía eléctrica, haciendo que estos valores de pérdidas sean más precisas que a otro nivel de tensión.

Las pérdidas pueden ser evitables o disminuidas dependiendo de la información que se tenga de dicho fenómeno, pero la mayor pérdida cuantificable es dada por la ecuación....

$$PL = i^2 x R \quad \text{Ecuación (2)}$$

Dónde:

PL: Potencia perdida

I: Corriente

R: Resistencia del medio conductor.

A un aumento de la demanda de la red provoca también un aumento en las pérdidas de energía, el aumento de la demanda está proporcionalmente relacionado con las pérdidas de energía aunque puede ser disminuida evaluando los medios eléctricos de transporte en algunos casos, pero a un costo de inversión que se debe de evaluar para grandes demandas.

2.2.1 LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“EL conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina pérdidas técnicas. Estas pérdidas técnicas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica y son inherentes a la eficiencia del sistema para transportar esa energía hasta el consumidor final. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar según la función del Componente y según la causa que las origina (efecto corona en AT, efecto joule en líneas y transformadores, y magnetización del núcleo de transformadores).

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y no puede ser aprovechada, por lo que es uno de los objetivos primordiales de este proyecto. La estimación de las pérdidas de energía no es sencilla ya que requiere de un importante volumen de información sobre descripción de las redes y características de las cargas que no siempre está disponible en las propias empresas distribuidoras. La mejor estrategia para obtener una reducción en los niveles de pérdidas técnicas consiste en realizar una adecuada planificación y expansión de los sistemas eléctricos, buscando minimizar el costo social neto del sistema llegando a un punto en el que cualquier reducción adicional en el nivel de pérdidas sea compensada en los costos asociados a esa propia reducción.

A continuación se enumeran las medidas que se adoptan para reducir las pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos:

- a -Diagnóstico del estado del sistema
- b -Predicción adecuada de la demanda
- c -Revisión de criterios de planificación
- d- Compensación del factor de potencia
- e -Reconfiguración de la red
- f -Mejora en el equilibrio de carga en las fases
- g-Respuesta en carga de los transformadores
- h-Gestión de la demanda

2.2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales comúnmente llamadas pérdidas negras y pérdidas técnicas.

Un sistema eléctrico está integrado por una serie de elementos encargados de la generación, transformación, transporte y conversión de energía eléctrica. En cada elemento, y debido a diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que son consecuencia de la eficiencia limitada en la función que realiza. Las pérdidas se manifiestan en diferentes formas, principalmente como calor disipado, y aunque la energía eléctrica que se deriva por ellas no se aprovecha si forma parte de la energía generada en el sistema. Las pérdidas en un sistema eléctrico se producen en todo instante de tiempo, y su total resulta de la suma de las pérdidas en todos los elementos en operación.

Se pueden establecer distintas clasificaciones de las pérdidas:

1. Según la función del elemento que las causa:

- a) Pérdidas por transporte
- b) En líneas de reparto
- c) En alimentadores primarios y secundarios
- b) Pérdidas por transformación

En transformadores AT/MT

En CT'S MT/BT

2. según la causa que las origina

- a) pérdidas por efecto corona
- b) pérdidas por efecto joule

c) pérdidas por corrientes parásitas e histéresis

3. Según su relación con la demanda:

A) Pérdidas asociadas a la variación de la demanda o pérdidas en carga.

También se denominan pérdidas variables. La magnitud de este tipo de pérdidas, que se debe principalmente al efecto joule, es proporcional al cuadrado de la corriente:

$$P_L = I^2 R \quad \text{Ecuación (3)}$$

Donde,

P_L = pérdidas en el elemento del sistema (W)

I = corriente que circula por el elemento (A)

R = resistencia del elemento (OHMS)

B) pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente con la carga del sistema o pérdidas en vacío. También se denominan Pérdidas fijas (efecto corona, corrientes parásitas e histéresis)

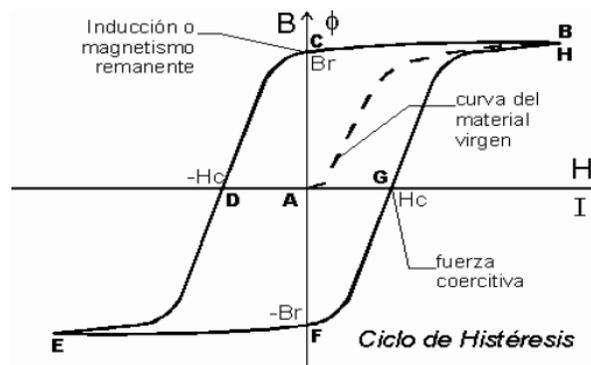


Ilustración 11 Ciclo de histéresis

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la tensión y se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas debido a las corrientes parásitas de foucault y a los ciclos de histéresis producidos por la corriente de excitación. Adicionalmente se incluyen en esta clase de pérdidas las debidas al efecto corona.

Dado que los sistemas eléctricos deben funcionar con pocas fluctuaciones de tensión se consideran estas pérdidas de vacío como un valor constante.

2.2.3 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

No toda la energía eléctrica que se produce se vende y se factura. Por lo tanto CFE registra pérdidas en la energía que generan y tienen disponible para su venta. Es decir, una proporción

de la energía se queda por ahí. Los aparatos de medición no lo contabilizan como entregado a los usuarios y, por lo tanto las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, ésta es utilizada por algún usuario que es suscriptor o no, de la empresa distribuidora la misma que solo recibe parte o ninguna retribución por la prestación del servicio

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

a) Clasificación según la causa que las produce:

- Consumo de usuarios no suscriptores o contrabando: Comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a una red sin haber suscrito un contrato o acuerdo con CFE. En este grupo también se encuentran los usuarios que habiendo tenido un contrato con CFE son desconectados de la red, y se vuelven a conectar a ésta sin autorización sin tener además medición de energía consumida,
- Error en la contabilización de energía: Comprende todos los errores de medición de contadores de energía, lectura y facturación de suscriptores excluyendo de este grupo a los casos de adulteración de los equipos de medición.
- Error de consumo estimado (de suscriptores sin contador de energía): Comprende a todos aquellos suscriptores que por cualquier motivo son facturados por una estimación de su consumo
- Fraude o hurto: Comprende todos los casos en los que el usuario, siendo un suscriptor de CFE, altera intencionalmente el equipo de medición o toma directamente la energía de la red
- Error en consumo propio: Comprende la energía consumida y no contabilizada por CFE de la distribución
- Diferencia en la precisión de los equipos de medición: Según el uso de energía del cliente se tienen distintos equipos para registrar la energía consumida; por ejemplo, para los usuarios con bajo consumo y residenciales se utilizan medidores con una alta precisión
- Estimaciones de energía consumida por falta de lectura o imposibilidad de realizarla: Debido a su naturaleza, la energía no registrada es totalmente estimada, éstos son los casos de equipos de emergencia y respaldo en subestaciones como: lámparas, ventiladores y la misma energía utilizada para alimentar los equipos. También se debe de considerar el alumbrado público (lámparas de las calles y semáforos), los contratos de servicio eventuales donde simplemente se estima la energía según la potencia de los equipos a utilizarse, pudiendo ser mayor o menor a

la energía consumida; y la estimación del consumo mensual a un abonado al que no se realizó la lectura del mes.

- b) Clasificación según con las actividad administrativa de la empresa, es evidente que un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estrictamente periódica, procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales son un reflejo de la capacidad administrativa de la empresa o la falta de mecanismos legales para actuar ante esos casos.

- Por registro o medición deficiente del consumo
- Por facturación incorrecta de los usuarios.

Las pérdidas no técnicas son por naturaleza, pérdidas íntimamente vinculadas con la calidad de la gestión entre los clientes y la empresa, el origen de estas pérdidas se da en cada una de las etapas que normalmente se siguen para dar servicio al abonado y que a continuación se describen:

- Alimentar.- Esta etapa consiste en dar servicio al cliente las pérdidas no técnicas son originadas por las conexiones clandestinas (fraudes) y los clientes conectados sin medidor.
- Identificar.- Es decir se debe conocer los datos técnicos, administrativos y comerciales característicos de cada cliente pero en ciertos casos los datos del mismo son erróneos y no se encuentran bien identificados originándose con ellos pérdidas no técnicas, como por ejemplo error en la tarifa.
- Medir.- El consumo de cada cliente debe ser registrado sin error pero se pueden tener medidores en fraude, defectuosos, estimaciones de consumo erróneo etc., los cuales también originan pérdidas no técnicas.
- Facturar.- Con las mediciones que se registran del cliente se procede a la facturación de acuerdo al contrato establecido, pero por razones de datos erróneos, lentitud e irregularidad en la edición y cobro de la factura se originan estos tipos de pérdidas.
- Cobrar.- Se debería recaudar en el plazo más corto posible la suma debida por los clientes, aquí las pérdidas no técnicas tienen su origen en la falta de pago por parte del cliente.

2.2.4 EFECTOS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Tener pérdidas de energía significa económicamente para las empresas distribuidoras:

- Menor disponibilidad de capacidad instalada.
- Disminución de ingresos por los consumos no facturados
- Mayor pago en la compra de energía debido al despilfarro de energía de quien no le cuesta.
- Mayor costo en el mantenimiento de redes de distribución.

Estas causas dan como consecuencia:

- Mayor pago por el transporte de la energía por el sistema de transmisión nacional y el sistema de distribución local.
- Disminución de vida útil de la infraestructura eléctrica (redes o instalaciones) obligando a fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones.
- Cobros no reales en la factura de los clientes.
- Menores planes de expansión y reposición.

Entre los principales factores que hacen que aumenten las pérdidas de energía en una Empresa Distribuidora se pueden citar:

- Aumento de las tarifas, lo que provoca el incremento de la sustracción de energía para de esta forma pagar menos;
- La vulnerabilidad de las redes para que los clientes se conecten directamente;
- La falta de inversión en comercialización;
- Compromisos ilícitos con personal de la empresa o de índole político
- Desorden administrativo en la empresa distribuidora.
- Falta de recursos financieros y humanos para implementar proyectos y programas de reducción
- Falta de continuidad de los programas para asegurar resultados permanentes.
- Desplazamientos de estos programas dando mayor prioridad a los programas de inversión, ya que los anteriores reflejan menos beneficios visibles para las gestiones operativas a corto plazo.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo a varios criterios partiendo del análisis de la naturaleza y origen de las pérdidas no técnicas se las puede clasificar de la siguiente manera:

2.3.1 PERDIDAS ADMINISTRATIVAS

Las deficiencias en la gestión administrativa de una empresa distribuidora generalmente lleva a un incremento de las pérdidas no técnicas las mismas que son un reflejo de:

- Organización y eficiencia empresarial
- Recursos y esfuerzos que se dedican a la operación comercial
- Controles y seguimientos de los procesos administrativos y de gestión de la clientela

El departamento de facturación contribuye directamente e indirectamente a la disminución de las pérdidas no técnicas de energía por lo cual debería tomar acción para disminuirlas. Estas pérdidas corresponden a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa distribuidora como son:

- a) Errores en la medición de consumo
- b) Errores en los procesos administrativos de los registros de los consumos tales como

- Medidores instalados pero no ingresados al sistema de cómputo.
- Medidores ingresados al sistema de cómputo pero que sin embargo no registran consumos
- Medidores instalados hace varios años los mismos que recién salen facturas
- Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación
- Falta de registro adecuado en los consumos propios
- Errores y/o atrasos en los registros y censos de alumbrado público

2.3.2 EL FRAUDE ILEGAL

Es un tipo de fraude de problema mayor, íntegramente administrativo y que tiende a generalizarse por la ineficacia de los controles de la empresa comercializadora del servicio. Consiste en un acuerdo entre un empleado de la empresa y el cliente para que periódicamente y mediante la manipulación del medidor se ajuste la lectura del mismo a un consumo preestablecido de forma que en el momento a pagar permita la cancelación de un valor menor.

La posibilidad de detectar este tipo de fraude es cuando se rompe el convenio entre el infractor y el empleado de la empresa. La rotación de lectores ayudaría al control de este tipo de fraude.

2.3.3 PÉRDIDAS POR ERROR EN EL EQUIPO DE MEDICIÓN

Este tipo de pérdidas no técnicas de energía son propias del equipo de medición debido al tiempo de funcionamiento del instrumento

2.3.4 PERDIDAS FRAUDULENTAS

Los equipos de medición (medidores) son aparatos en la que su principal función es registrar el consumo de energía eléctrica de un determinado usuario pero este en ciertas ocasiones no refleja el verdadero valor de consumo siendo este un grave problema para la empresa por las grandes afectaciones financieras, económicas, políticas y sociales. Además estas pérdidas afectan a los agentes del sector eléctrico, a la futura expansión del sistema y a la calidad del servicio.

2.3.5 PÉRDIDAS POR FRAUDE EN LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN

La aplicación de la electricidad la que constituye el principal elemento del crecimiento y desarrollo de la sociedad, paralelamente a los usos incipientes de la electricidad para poder dar uso a los distintos aparatos y equipos eléctricos y así obtener una mejor forma de vida, pero hay que reconocer que la prestación de estos servicios cada vez es más caro y el aumento de las tarifas eléctricas hacen que personas incurran al delito así el robo de energía se da entre otras razones por no ahorrar energía, procurar tener facturas más económicas y por falta de control y penalización de las empresas

Así surgen los diferentes tipos de fraudes a nivel de los medidores y/o equipos de medición instalada a los clientes residenciales, comerciales, industriales y hasta en sectores públicos y privados de la región

2.3.6 BORNERAS PUENTEADAS

Consiste en la desviación de la corriente a través de un puente colocado en la parte inferior de la bornera la cual une la línea de corriente de entrada con la línea de la corriente de salida evitando de esta manera que la corriente circule por la bobina de corriente del medidor.

Los daños más frecuentes por este tipo de fraudes son:

- Violación de los sellos de la tapa bornera
- Manipulación de los elementos de la bornera con riesgo a producir corto circuito
- Borneras quemadas

2.3.7 DESCONEXIÓN DE LAS BOBINAS INTERNAS

Consiste en cortar el cable de alimentación de una o más bobinas de tensión del medidor. Los daños que producen este tipo de fraude son los siguientes:

- Violación de sellos de seguridad (tapa-medidor)
- Manipulación y corte del cableado interno.

2.3.8 COJINETES APRETADOS

Consiste en manipular la base del cojinete inferior (doble zafiro), apretándolo un poco, lo que impide que el disco gire normalmente. El disco girará cuando haya una corriente apreciable. Por lo general se deja de registrar más del 45% del consumo real del usuario.

Los daños son los siguientes:

- Violación de sellos de seguridad (tapa-medidor).
- Manipulación de las partes internas del medidor.

2.3.9 CAMBIO DE CONSTANTES DE MEDICIÓN (REV/KWH)

Este es quizás uno de los más ingeniosos pero demostrativos de la intervención inequívoca de personal de la empresa y/o ex trabajadores en la manipulación del medidor.

Al intercambiar las relojerías se mantendrán los valores de Kwh propios del medidor pero la Rr no serán las correspondientes al Kwh para registrar un kilovatio-hora cuando el consumo sea realmente ese.

Por ejemplo si existen dos medidores similares con valores de Kwh diferentes (tómense como ejemplo 1.8 Wh/Rev y 3.6 Wh/Rev) las Rr de las relojerías de los medidores serán diferentes y mantendrá la misma proporción del Kwh pero en forma inversa (es decir la primera será el doble de la otra). Esto es debido a que el producto de ambas debe registrar el mismo valor de Kilovatio-hora.

Esto quiere decir, que si tomamos el medidor con Kwh de 3.6 Wh/Rev cuya relojería será igual a 25 y se lo instale una relojería con Rr de 50 el medidor registrara la mitad del consumo ya que la relojería requerirá el doble de vueltas para registrar un kilovatio-hora.

De esta forma modifica la constante de medición del medidor por supuesto con una relación que favorezca al cliente. Este tipo de fraude tiene como límite que solo es posible realizar en medidores de la misma marca.

Los daños son los siguientes:

- Violación de sellos de seguridad (tapa medidor).
- Manipulación de partes internas de medidor (integrador).
- Sustitución de componentes.

2.3.10 ENGRANAJE INTEGRADO DAÑADO

Es una versión mejorada del fraude anterior pero si se quiere menos original por la poca delicadeza en su ejecución. Consiste en cortar una porción del engranaje más pequeño para de esta forma permitir por un lapso de tiempo que el engranaje mayor no trabaje y en consecuencia deje de arrastrar los números del integrador.

Hasta que nuevamente hace contacto y se normaliza el funcionamiento de registro de carga. Se deja de facturar más del 50 % de la energía consumida

2.3.11 OTROS TIPOS DE FRAUDES TÉCNICOS

Se trata de métodos más rudimentarios, como por ejemplo, perforación mínimo de la tapa del medidor para introducir alambres muy finos que impiden el funcionamiento normal del equipo, otros quitan la tapa del medidor y dejan caer pegamentos en los números del integrador para obtener el mismo resultado. En general este tipo de fraudes solo se practica en sectores de áreas marginales.

Los daños son los siguientes:

- Violación sellos de seguridad (tapa medidor)
- Manipulación de partes internas del medidor
- Rotura de componentes del medidor (engranaje de plástico)

2.3.12 PÉRDIDAS POR CONEXIONES CLANDESTINAS.

Las pérdidas de energía por conexiones clandestinas son aquellas que a pesar de tener equipo de medición se conectan directamente en la red o pican la cometida de tal forma que esta no sea visible, como se muestra en la figura, causando de esta manera perdidas de la empresa ya que el medidor no registra el consumo real y por lo tanto la facturación no es real.

Pérdidas por conexiones ilegales.- Son aquellas conexiones que se realizan a la redes de distribución sin el respectivo equipo de medición y sin la previa autorización de la empresa. En la mayoría de los casos, las conexiones se realizan sin los requerimientos técnicos de seguridad y protección (fusible o breakers) para la instalación eléctrica como se indica en la

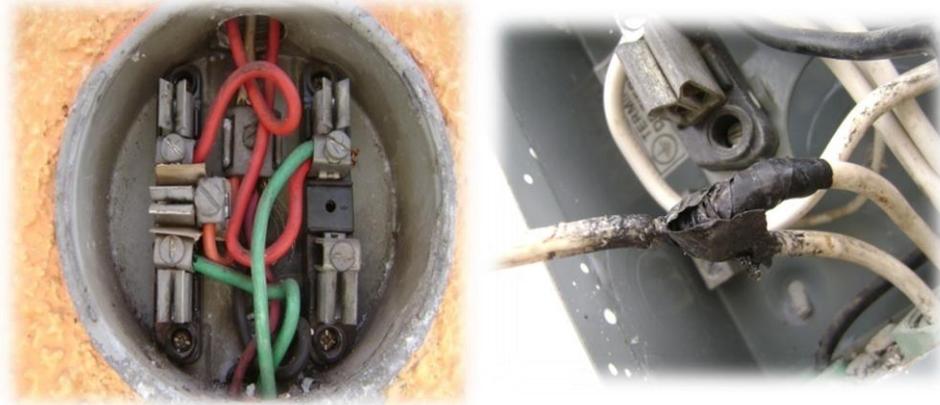


figura. La experiencia con el problema de sustracción de energía en los barrios, indica que el mal continuara, a menos que la empresa inicie programas agresivos de prevención de la sustracción de energía.

Se puede considerar varias las causas que originan las conexiones irregulares las cuales son:

- Falta de apoyo financiero para inversiones en la ampliación de las redes de distribución.
- Sistemas de distribución altamente vulnerables, que permiten el fácil acceso de terceros.
- Recursos humanos limitado para atender las pérdidas no técnicas de energía.
- Ausencia de un régimen legal claro que tipifique la sustracción de energía como delito.
- Falta de apoyo de organismos oficiales para contrarrestar la sustracción de energía
- Costumbres de grandes sectores de la población para hurtar energía practica que se convirtió en una modalidad generalizada.
- Dificultad para electrificar, motivado a que gran cantidad de barrios se establecen en terrenos privados e inestables y que aún no han sido desapropiados
- Hay casos en donde la baja capacidad de pago incide en que se conecten ilegalmente.

Las conexiones ilegales no cumplen con ninguna norma técnica y se caracterizan por conexiones realizadas con conductores inadecuados y en ocasiones con alambres de púas colgando por árboles, paredes, techos, por el suelo y postes rudimentarios. Todo esto crea una verdadera maraña de cables en precarias condiciones provocando riesgo y peligro, a esto se añade que para ahorrar cable toman como punto de tierra las tuberías de agua de las viviendas pocas veces se conectan al cable neutro de la red de distribución.



Ilustración 12 Conexiones ilegales

CAPÍTULO 3 DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA NECESARIA.

Para el estudio se necesita una información válida, que tenga los datos necesarios para seguir la metodología y cumplir con los objetivos planteados al inicio del proyecto

Dentro de la selección del tiempo de estudio del análisis, se ha establecido un balance de energía de los dos circuitos seleccionados que van del mes de Enero del año 2017, al mes de Octubre del 2018.

Por el lado de energía registrada y facturada se tomarán los datos que se tienen registrados en el sistema SICOM de los meses y fechas especificados para así poder obtener resultados válidos pero que no se comparan adecuadamente con los registros de la subestación, esto debido a las irregularidades de las lecturas de consumo, muchos de ellos son medidos de manera bimestral o mensual los cuales pueden variar de 28 a 30 días y de 60 a 62 días, es decir no se refleja el consumo exacto del mes indicado sino son simultáneos.

La selección del alimentador es de suma importancia debido a que debe tener definidas sus fronteras para facilitar la realización de un balance global y el desarrollo del cálculo detallado de sus pérdidas en los componentes que lo conforman, para de esta manera poder obtener la mayor precisión en los resultados.

Para la selección del alimentador de estudio se necesita tener en cuenta factores que permitan evaluar una muestra y posibiliten dotar de recursos para evaluar las pérdidas, para esto se pretende un análisis general y detallado de pérdidas técnicas y no técnicas, teniendo más enfoque esta última, considerando lo siguiente:

1. El alimentador a seleccionar debe tener un margen de confiabilidad y posibilidades en la recolección de datos para su procesamiento
2. Los datos de los usuarios asociados al circuito, están disponibles y actualizados.

La selección de los circuitos a estudio se determinaron en base de la información disponible y debido a la gran problemática que se tiene en este circuito ya que es uno de los cuales presenta un mayor índice de pérdidas para la empresa ya que en ocasiones debido a la situación geográfica de dicho circuito no es la favorable para que este opere en las mejores condiciones, afectando esto a su vez la calidad que se suministra a las usuarios así como una alta tasa de crecimiento de usos indebidos de la energía (UI) que esto a su vez generan pérdidas no técnicas los cuales se ven reflejados mes con mes. Es por esto que el circuito MON4012 es uno de los principales circuitos para su estudio y de esta manera reducir dichas pérdidas.

La subestación Montebello que encuentra ubicada con coordenadas X832, Y335. Ésta subestación cuenta con un transformador de potencia de 5/6.25 MVA que alimentan a dos alimentadores primarios a nivel de 13.8 kV, los cuales sirven a una parte rural del municipio que comprende en su mayor parte a sector doméstico (MON4012 y MON4022).

La subestación Montebello en su interior posee equipos digitales y electrónicos para el registro de sus variables, además posee banco de capacitores que permiten mejorar el factor de potencia de la subestación.

La subestación recibe la alimentación desde la subestación CJT a 34.5 kV.

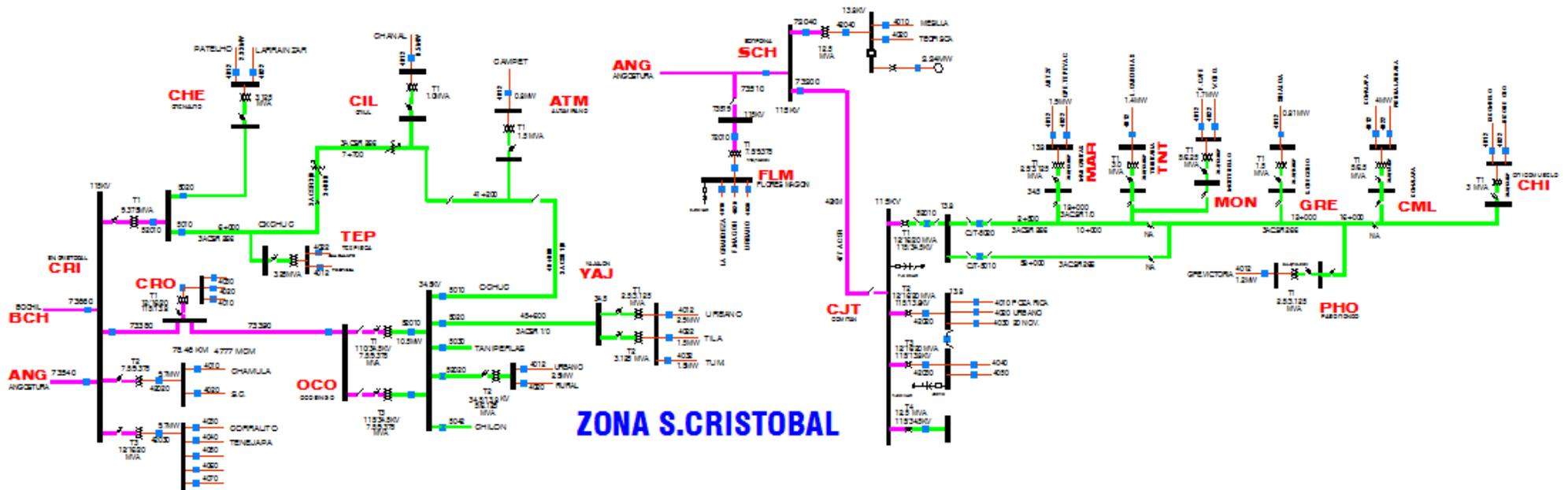
La otra subestación es la Sub. Comitán ubicada en el municipio de Comitán de Domínguez, Chiapas, carretera Comitán Tzimol kilometro 226 con coordenadas X787, Y325, 16.2046965, -92.1316779, cuentan con cuatro transformadores de potencia.

“T1 12/16/20 MVA a una tensión de 115/34.5kV”,
“T2 12/16/20 MVA a una tensión de 115/13.8 kV”,
“T3 12/16/20 MVA a una tensión de 115/13.8”,
“T4 12.5MVA a una tensión de 115/34.5 kV”

Alimentan a nueve alimentadores primarios a nivel de 13.8 kV y 34.5kV, los cuales sirven al sector doméstico, comercial.

La subestación Comitán en su interior pose equipos digitales y electrónicos para el registro de sus variables, además posee bancos de capacitores que permiten mejorar el factor de potencia de la subestación.

La subestación recibe la alimentación desde la subestación SCH a 115 kV.

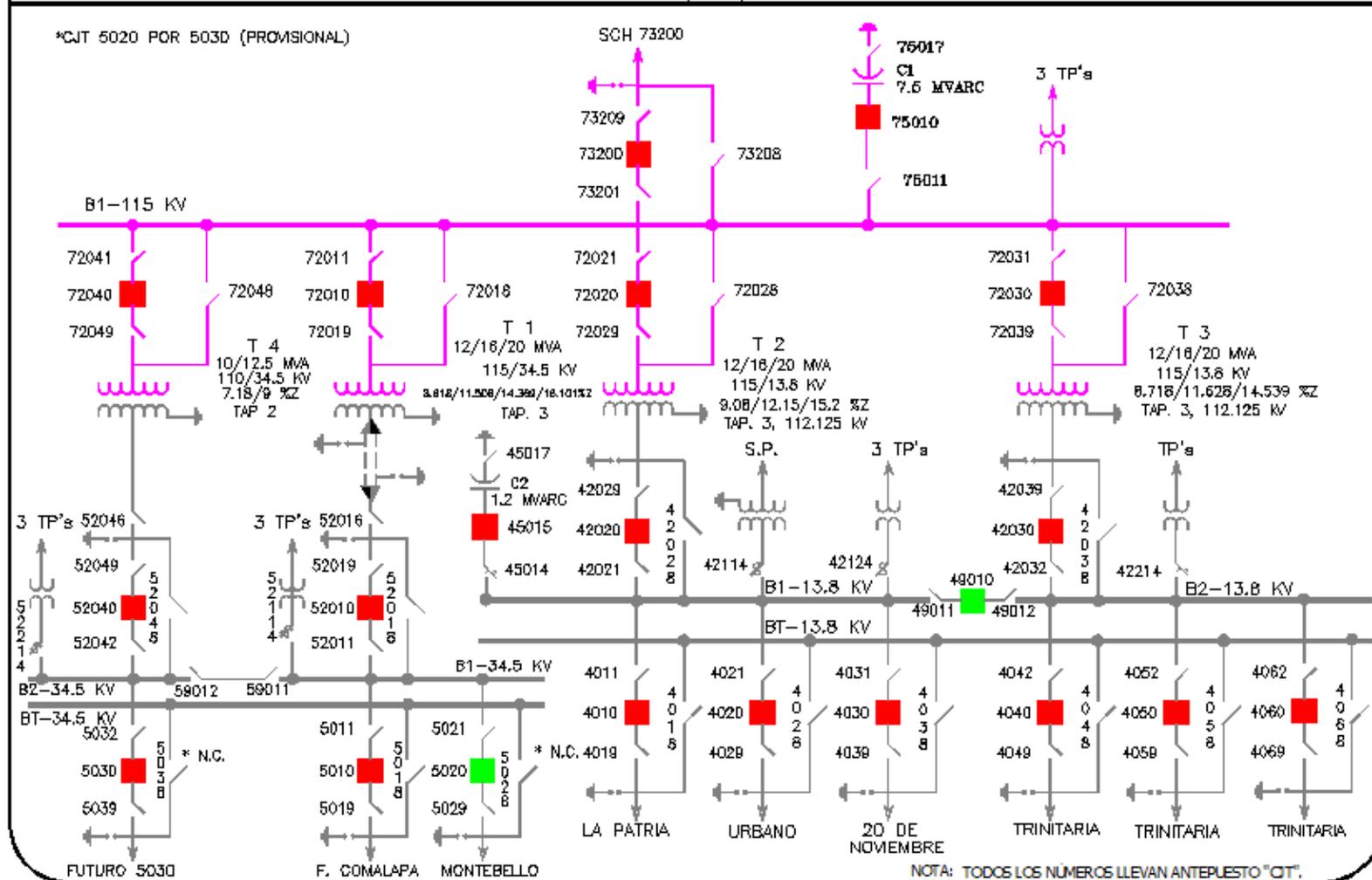


3.1 Diagrama unifilar general de la zona San Cristóbal

CENACE SUBAREA DE CONTROL SURESTE
NOMENCLATURA SUBESTACION COMITAN
(CJT)

Pag. 6

FECHA: 05/12/13

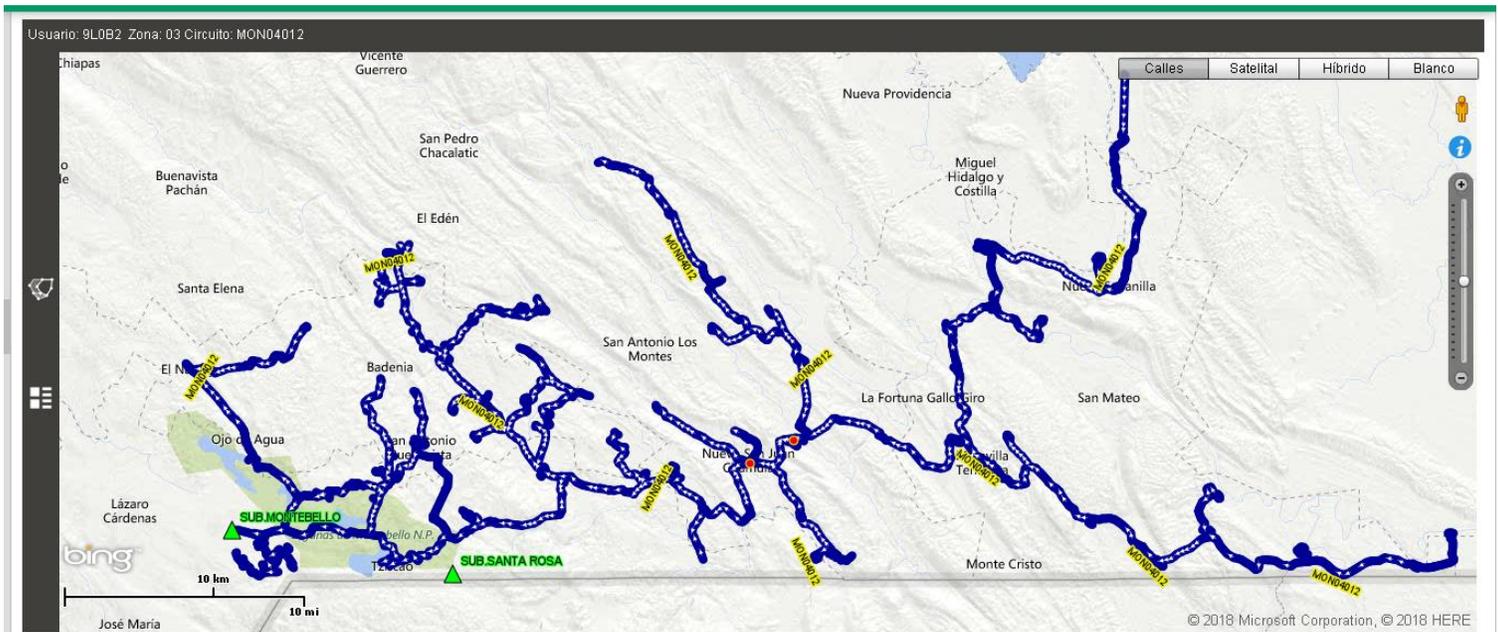


3.2 Diagrama unifilar de la subestación CJT

Circuitos seleccionados

Los circuitos seleccionados para el estudio fueron el MON4012 y CJT4010 pertenecientes a las subestaciones CJT y MON.

El circuito MON4012 cuenta con 429.09 km de línea en M.T y 140.49 km de línea en B.T que opera a un voltaje nominal de 13.8 kV con una demanda máxima registrada de 8276 kW, en este circuito predominan los clientes domésticos y en su minoría los comerciales.



3.3 Diagrama topológico del circuito MON4012 capturado desde la herramienta HEBAAE

No	Subestacion	Nombre	Tipo	Nivel Tension (V)	Transformador	Capacidad Máx. (kVAs)
Montebello , 2 items						
1	Montebello	MON4012	ALIMENTADOR	13800		5000
Equipo de Medición Asociado						
<ul style="list-style-type: none"> • Etiqueta: RESTAURADOR • Marca/Modelo: NO ENLISTADO • No Serie: • No Inventario: 5F7C43 • Firmware: • IP Ethernet: • Puerto Ethernet: 0 		<ul style="list-style-type: none"> • Estándar Serial: DESCONOCIDO • Puerto Serial: • Velocidad Serial: DESCONOCIDA • ID Serial: 0 • Clase Precisión: DESCONOCIDA • Sistema Medición: 3F-4H 		<ul style="list-style-type: none"> • Conexión TP: ESTRELLA • Relación TP: 8400/120 • Conexión TC: ESTRELLA • Relación TC: 8400/120 • Clase TC: DESCONOCIDA • Tipo TC: BOQUILLA 		

3.4 Datos técnicos del alimentador MON4012

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
CENACE SUBAREA DE CONTROL SURESTE

Pag. 7

NOMENCLATURA SUBESTACION MON

FECHA: 05/01/10

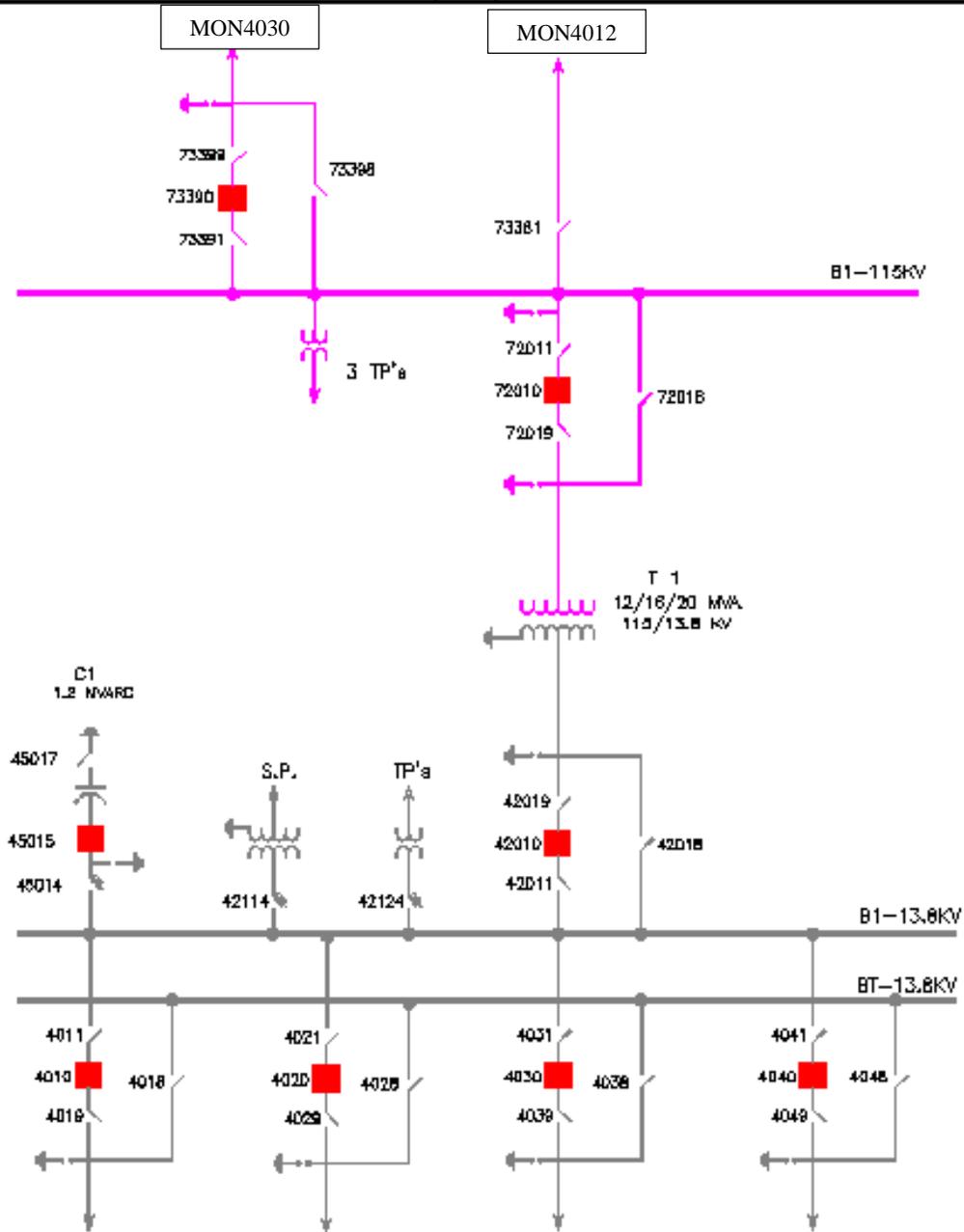


Ilustración 13 Diagrama unifilar del circuito MON4012

CJT 4010

El circuito CJT4010 cuenta con 230.80 km de línea en M.T y 158.81 km de línea en B.T que opera a un voltaje nominal de 13.8 kV con una demanda máxima registrada de 6177.6 kW

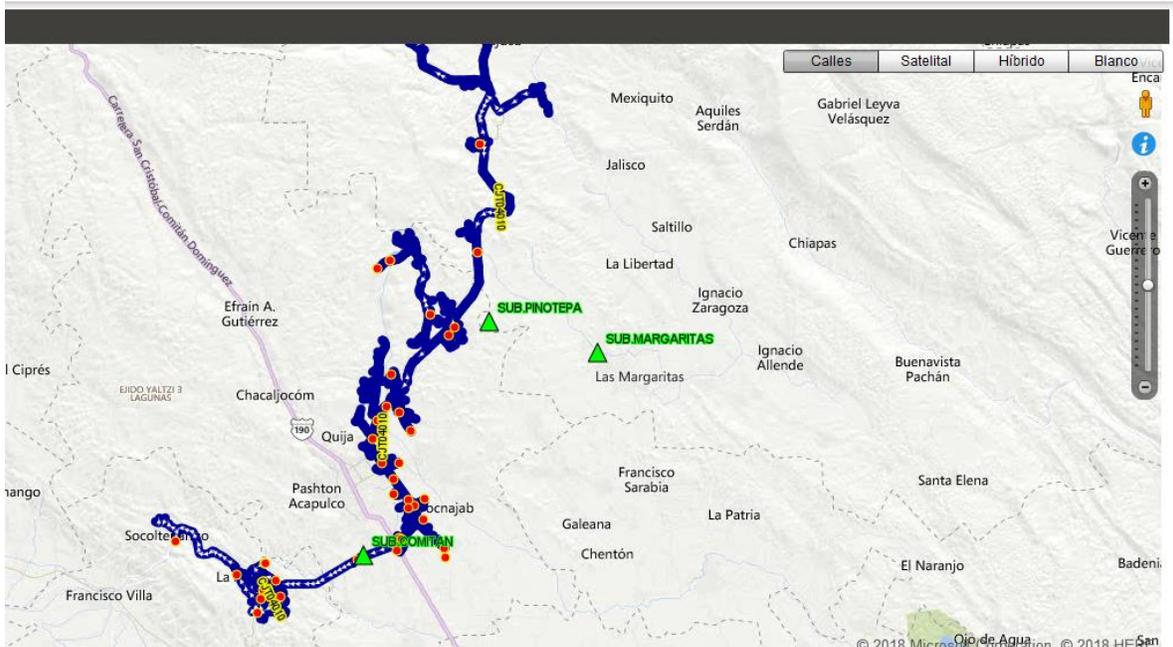


Ilustración 14 Diagrama topológico del circuito MON4012 capturado desde la herramienta HEBAEE

La otra subestación es la Sub. Comitán ubicada en el municipio de Comitán de Domínguez, Chiapas, carretera Comitán Tzimol kilómetro 226 con coordenadas X787, Y325, 16.2046965, -92.1316779, cuentan con cuatro transformadores de potencia.

“T1 12/16/20 MVA a una tensión de 115/34.5kV”,

“T2 12/16/20 MVA a una tensión de 115/13.8 kV”,

“T3 12/16/20 MVA a una tensión de 115/13.8”,

“T4 12.5MVA a una tensión de 115/34.5 kV”

Alimentan a nueve alimentadores primarios a nivel de 13.8 kV y 34.5kV, los cuales sirven al sector doméstico, comercial.

3.2 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para la estimación de pérdidas de energía en los transformadores de distribución, de acuerdo al “Procedimiento para la determinación de pérdidas de energía en el Sistema Eléctrico de Medición” (PESED) establecido por la CFE, se analizarán las causas que originan el alto valor de pérdidas de energía.

Tipos de transformadores de distribución

Los transformadores de distribución son máquinas estáticas de inducción cuya función es transformar la energía eléctrica en los factores de nivel de voltaje y corriente, esto se realiza sin variar la frecuencia (60 Hz).

De acuerdo a la NOM-002-SEDE-1999, “Requisitos de seguridad y Eficiencia Energética para transformadores de distribución, los transformadores se clasifican de la siguiente manera:

De acuerdo con su tipo de alimentación eléctrica:

- a) Monofásico.
- b) Trifásico.

De acuerdo con su capacidad nominal:

- c) De 5 a 167 KVA para monofásicos.
- d) De 15 a 500 KVA para trifásicos.

De acuerdo con su clase de aislamiento:

- Hasta 15 kV.
- Hasta 25 kV
- Hasta 34.5 kV.

Así mismo, por la práctica, se pueden clasificar por su tipo de instalación

- Tipo poste.
- Subterráneo.
- Pedestal.

Estadística de transformadores de distribución.

De acuerdo a los datos que se tienen registrados por el procedimiento PESED, se muestra a continuación la estadística de la cantidad de transformadores y capacidades que hay en cada circuito para poder realizar el cálculo correspondiente.

Tabla 1 Estadística transformadores monofásicos de distribución del circuito MON4012

Transformadores Monofásicos del circuito MON4012		
Capacidad (kVA)	Cantidad	kVA
5	49	245
10	130	1300

15	203	3045
25	80	2000
37.5	11	412
75	73	5475

Tabla 2 Estadística transformadores trifásicos de distribución del circuito MON4012

Transformadores Trifásicos del circuito MON4012		
Capacidad (kVA)	Cantidad	kVA
15	11	165
30	2	60

Tabla 3 Estadística transformadores monofásicos de distribución del circuito CJT4010

Transformadores Monofásicos del circuito CJT4010		
Capacidad (kVA)	Cantidad	kVA
5	34	170
10	104	1040
15	182	2730
25	83	2075
37.5	23	862.5
50	7	350
75	10	750
100	1	100

Tabla 4 Estadística transformadores trifásicos de distribución del circuito CJT4010

Transformadores Trifásicos del circuito CJT4010		
Capacidad (kVA)	Cantidad	kVA
15	23	345
30	10	300
45	7	315
75	3	225
112.5	4	450
150	4	600

Los transformadores de distribución al igual que cualquier otro elemento del sistema eléctrico de distribución presentan pérdidas de energía, pero en particular en estos elementos las pérdidas están divididas en dos componentes, pérdidas sin carga y con carga o de cobre.

Actualmente los transformadores de distribución deben cumplir con los requisitos que marca la norma NOM-002-SEDE-2014, “Requisitos de Seguridad y Eficiencia Energética para Transformadores de Distribución”.

Esta norma oficial mexicana establece los requisitos mínimos de seguridad y eficiencia energética que deben cumplir los transformadores de distribución, en la sección 5.2.2 se indican los valores máximos de pérdidas para los transformadores de distribución, las pérdidas en vacío y totales expresadas en watts, a la tensión, frecuencia y corriente eléctrica nominal.

TABLA 2. Pérdidas en vacío y totales máximas permitidas

(unidades en W)

TIPO DE ALIMENTACION	CAPACIDAD kVA	CLASE DE AISLAMIENTO					
		Hasta 15 kV		Hasta 25 kV		Hasta 34,5 kV	
		En vacío	Totales	En vacío	Totales	En vacío	Totales
	5	30	107	38	112	63	118
	10	47	178	57	188	83	199
	15	62	244	75	259	115	275
	25	86	368	100	394	145	419
	37,5	114	513	130	552	185	590
	50	138	633	160	684	210	736
	75	186	834	215	911	270	988
	100	235	1061	265	1163	320	1266
	167	365	1687	415	1857	425	2028
	15	88	314	110	330	135	345
	30	137	534	165	565	210	597
	45	180	755	215	802	265	848
	75	255	1142	305	1220	365	1297
	112,5	350	1597	405	1713	450	1829
	150	450	1976	500	2130	525	2284
	225	750	2844	820	3080	900	3310
	300	910	3644	1000	3951	1100	4260
	500	1330	5561	1475	6073	1540	6586

NOTAS:

- Estas pérdidas son máximas y no se admiten tolerancias.
- En las pérdidas totales se incluyen las pérdidas debidas a la carga, corregidas a la temperatura de referencia.
- Los transformadores de distribución con capacidades intermedias a las contempladas en esta tabla deben cumplir con las pérdidas establecidas para la capacidad preferente inmediata superior.

Tabla 5 Tabla de pérdidas en vacío y totales permitidas referida a la NOM-002 SEDE 2014, sección 5.2.2

Las pérdidas de potencia de los transformadores de distribución indicadas son considerando una utilización del 100% de la corriente nominal.

$$P_{Potencia TR} = Ph + Pcu \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

P Potencia TR = Pérdidas de potencia en transformadores de distribución.

Ph = Pérdidas de potencia en el hierro del transformador.

Pcu = Pérdidas en el cobre del transformador

En lo que respecta a las pérdidas de hierro, están permanecen constantes en todo momento en que se encuentra energizado el transformador, tanto en vacío como con carga, por lo que no se ve afectado por la corriente real utilizada, esto siempre y cuando el voltaje en el primario del transformador permanezca constante, para simplificación en la estimación de pérdidas de energía este se considera constante a lo largo de todo el periodo de estudio.

De esta manera la ecuación 5 queda de la siguiente manera:

$$P_{Potencia TR} = Ph + Pcu * FU \text{ Ecuación 5}$$

Donde:

FU= Factor de utilización

El cálculo de las pérdidas de energía se realiza multiplicando las pérdidas de potencia por el periodo de tiempo en horas, que regularmente es de un año (8760 h). Adicionalmente sabemos que la corriente de utilización de un transformador no permanece constantes. Por lo tanto la parte de pérdidas en el cobre (Pcu) debe ser multiplicando por el factor de pérdidas característico (Fpe).

$$P_{Energía TR} = (Ph + Pcu * FU^2 * Fpe) * (8760) \text{ Ecuación 6}$$

Donde:

P Energía TR = Pérdidas de energía

Fpe = Factor de pérdidas

En la CFE se cuenta con el procedimiento PESED, en donde se establecen los pasos para estimación de las pérdidas técnicas de los transformadores de distribución.

En dicho procedimiento se definen las fórmulas escritas anteriormente y se realizan las siguientes consideraciones para la estimación de pérdidas en los transformadores de distribución.

- Utilizar los valores de pérdidas de hierro o en vacío (Ph) y pérdidas del cobre (Pcu) que se mostraron en la tabla 5
- Emplea el factor de utilización global de la zona, calculada mediante la ecuación 5

$$FU = \frac{D \max MT - D \max Usuarios MT}{(Capacidad Instalada kva)(fp)}$$

Donde

D max MT = Demanda en media tensión (kw).

D Max Usuarios MT = Demanda máxima de los usuarios de media tensión (kw).

Capacidad instalada kVA = Capacidad instalada de transformadores de distribución.

Fp = Factor de potencia promedio.

- Calcular el factor de pérdida promedio mediante la siguiente formula

$$F_{pe} = 0.15FC + 0.85FC^2 \text{ Ecuación 7}$$

Donde el factor de carga FC es el promedio de los circuitos de distribución el cual se muestra en la siguiente tabla de acuerdo a los datos que tiene establecido CFE para su posterior uso.

Tabla 5 Tabla de valores por circuito de acuerdo al procedimiento PESED de CFE

Subestación	Banco	Demanda	Consumo anual	Factor de carga	Factor de pérdida
AAA-ACALA	1	3547	21098250.73	0.68	0.49
ATM-ALTAMIRANO	1	2856	12836084.58	0.51	0.3
CHE-CHENALHO	1	4763	24664708.7	0.59	0.39
CHI-CHICOMUSELO	1	3254	16649095.31	0.58	0.38
CIL-CHILIL	1	1205	5563246.99	0.53	0.32
CJT-COMITAN	1	19045	98988834.41	0.59	0.39
CJT-COMITAN	3	13880	80047264.8	0.66	0.47
CJT-COMITAN	4	12511	65892322.8	0.6	0.4
CRI-SAN CRISTOBAL	1	4813	61985705.37	0.59	0.39
CRI-SAN CRISTOBAL	2	18864	26230103.38	0.62	0.42
CRI-SAN CRISTOBAL	3	6895	101209507	0.61	0.41
FCM-FRONTERA COMALAPA	1	7628	35757229.11	0.59	0.39
FCM-FRONTERA COMALAPA	2	5193	40399635.46	0.6	0.4
FLM-FLORES MAGON	1	1960	26143629.34	0.57	0.37
GRE-SAN GREGORIO	1	5329	9968223.27	0.58	0.37
MAR-MARGARITAS	1		25687190.86	0.55	0.34
MON-MONTEBELLO	1	5636	29444820.61	0.6	0.39
OCO-OCOSINGO	1	16166	73165439.2	0.52	0.3
OCO-OCOSINGO	2	5408	27286505.3	0.58	0.37
OCO-OCOSINGO	3	9538	46145144.85	0.55	0.34
OXC-OXCHUC	1	16155	72509276	0.51	0.3
PAN-PANTELHO	1	4046	20951797.48	0.59	0.39
PHO-PASO HONDO	1	3080	15760449.72	0.58	0.38
PTC-PETALCINGO	1	4712	21655095.12	0.52	0.31
SCH-SCHPOINA	4	5218	23720011.32	0.52	0.31

SCO-SAN CRISTOBAL ORIENTE	1	16418	81905148.53	0.57	0.36
TEP-TEOPISCA	1	3538	16334247.18	0.53	0.32
TNT-TRINITARIA	1	3250	16979358.94	0.6	0.39
YAJ-YAJALON	2	3627	16668724.53	0.52	0.31

De acuerdo a los datos de la zona Montebello se tiene que tiene una demanda máxima en MT de 318500 kWh, una demanda máxima de usuarios de 95100 kWh, con una capacidad instalada de 6250 kva y fp de 0.93, esto de acuerdo a los datos registrados en el procedimiento PESED

Factor de utilización

$$FU = \frac{318500-95100}{(6250)(0.93)} = 0.35$$

Factor de pérdida

$$Fpe = 0.15(0.60) + 0.85(0.60) = 0.40$$

Para ejemplo del cálculo de pérdida de potencia y energía en transformadores de distribución se tomará el tipo monofásico de 37.5 kVA de 13.2 kV, de acuerdo a los datos estadísticos de la tabla 1 se cuenta con 11 transformadores de este tipo, con una capacidad instalada de 412 kVA, de acuerdo a la tabla 5 este tipo de transformadores tienen una pérdida máxima en el hierro (Ph) de 114 W y en el cobre (Pcu) 399 W, por lo tanto tenemos:

Perdidas de potencia.

$$P_{Potencia TR} = 0.114 + (0.399)(0.35)^2(11) = 1.7916525 kW$$

Pérdidas de energía.

$$P_{Energía TR} = (0.114 + (0.399)(0.35)^2(0.40)(8760)(11)) = 12868.97 KWH$$

De acuerdo a los datos de la zona Comitán se tiene que:

Factor de utilización

$$FU = \frac{718500-98630}{(636528)(0.94)} = 0.54$$

Factor de pérdida

$$Fpe = 0.15(0.66) + 0.85(0.66) = 0.47$$

Para ejemplo del cálculo de pérdida de potencia y energía en transformadores de distribución se tomará el tipo monofásico de 75 kVA de 13.2 kV, de acuerdo a los datos estadísticos de la tabla 3 Se cuenta con 10 transformadores de este tipo, con una capacidad instalada de 750 kVA, de acuerdo a la tabla 5 este tipo de transformadores tienen una pérdida máxima en el hierro (Ph) de 186 W y en el cobre (Pcu) 834 W, por lo tanto tenemos:

Pérdidas de potencia.

$$P_{Potencia TR} = 0.186 + (0.834)(0.54)^2(10) = 4.291944 \text{ kW}$$

Pérdidas de energía.

$$P_{Energía TR} = (0.186 + (0.834)(0.54)^2(0.47)(750)(10)) = 24073.33 \text{ KWH}$$

3.3 PERDIDAS EN ACOMETIDAS

Éstas se originan en el conductor que transporta la energía desde las redes secundarias hasta el contador de energía, las pérdidas resistivas están en función de la variación de la demanda, debido a la variación de la circulación de corriente que produce calentamiento, en el estudio realizado se analizaron las acometidas de manera general, sus distancias son cortas y el calibre en su mayoría es unificado.

Para poder calcular el total de pérdidas en acometidas, primero se consideró la demanda promedio mensual de todo el circuito, tomando en cuenta y separando aquellas acometidas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

Para el circuito MON4012 se tiene que los kWh totales mensuales registrados para acometidas monofásicas es de 776,658, para bifásicas 29658 kWh.

Teniendo estos datos se calcula la demanda total mensual por cada tipo de acometida con la siguiente formula:

$$Demanda T = \frac{kWH \text{ Tot Mens}}{Fc * D * Hrs} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde

Demanda T = Demanda Total

kWH Tot Mens = Demanda mensual.

Fc = Factor de corrección.

D = Días totales mensuales.

Hrs = Horas del día de uso.

Una vez calculada la demanda total por cada tipo de acometida se realiza el cálculo de corrientes, de la misma manera manteniendo por separado cada tipo de acometida, de la siguiente manera:

$$I = \frac{\text{Demanda } T}{Us * F_{prom} * V_{prom} * FP} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde

Demanda T = Demanda total

Us = Número de usuarios por tipo de acometida

F prom = Fases promedio usadas

V prom = Voltaje promedio

FP = Factor de potencia

Una vez obtenido dichos valores, se realiza el cálculo de pérdida de potencia de la siguiente manera:

$$Perd P = \frac{I^2 * \frac{Ohms}{km} * Long_{prom} * H}{1000} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde

I² = Corriente Calculada

Ohms/km = Resistencia del conductor por unidad de longitud

Long prom = Longitud promedio de las acometidas

H = Hilos por usuario

Y finalmente para poder obtener el cálculo de energía perdida

$$Perd Ener = Perd P * \left((0.85 * FC * FC) + (0.15 * FC) \right) * 8760 \quad \text{Ecuación 11}$$

3.4 PÉRDIDAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN

Cuando se trata de medir la energía se deben utilizar contadores de energía, dicho contador debe de tener precisión suficiente para que satisfaga ambas partes de la transacción de energía.

Las pérdidas en contadores de energía se originan por las bobinas de corriente y de potencial en medidores electromecánicos, los mismos que tienen un nivel un poco más alto que el de los contadores de energía digital, en los circuitos MON4012 y CJT4010 se tienen implementados medidores de ambos tipos, teniendo un porcentaje mayor de electromecánicos en el circuito MON4012, los porcentajes se muestran en la siguiente gráfica.

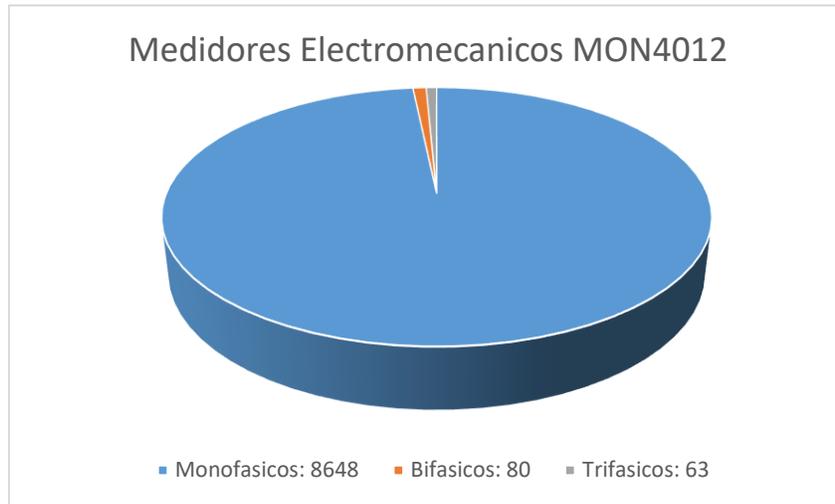
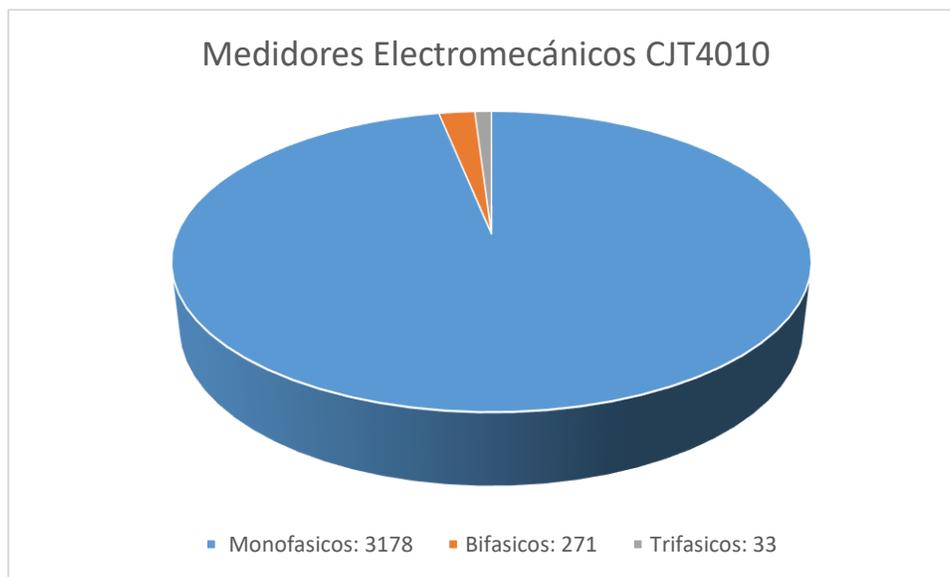


Ilustración 16 Gráfica correspondiente a los medidores electromecánicos del circuito MON4012



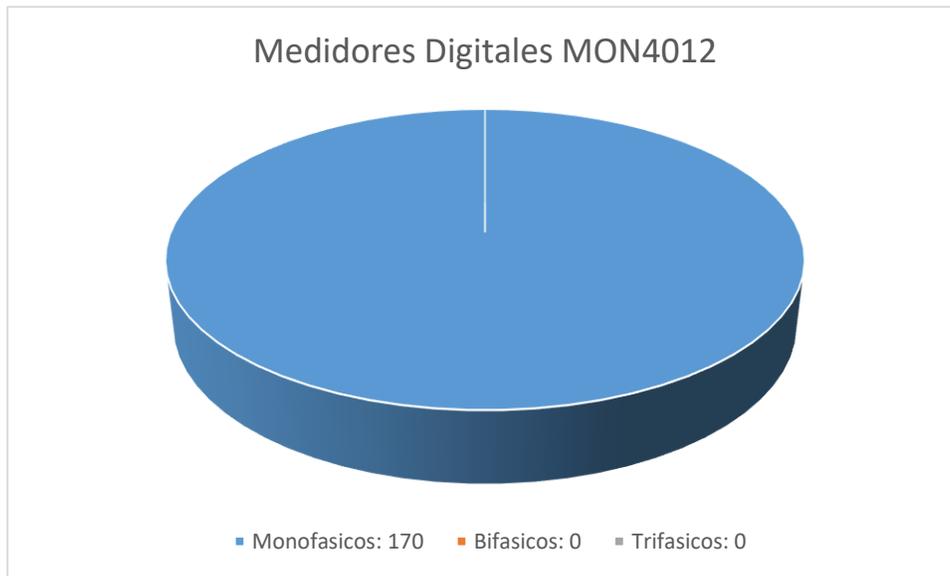


Ilustración 13 Gráfica correspondiente a los medidores digitales del circuito MON4012

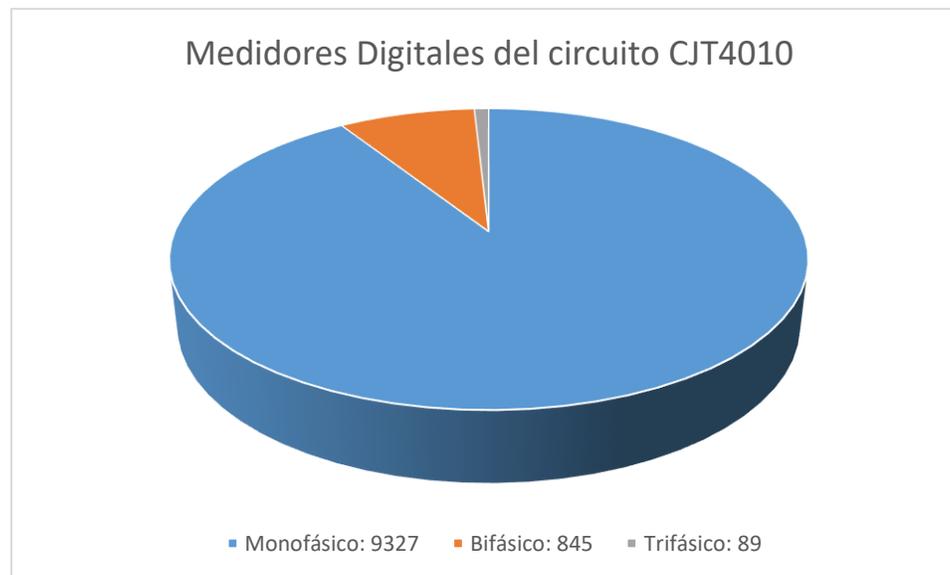


Ilustración 185 Gráfica correspondiente a los medidores digitales del circuito CJT4010

Para el cálculo de pérdidas de energía es necesario saber la cantidad de usuarios que cuentan con medidores tanto electromecánicos como digitales monofásicos, bifásicos y trifásicos. Cabe destacar que una vez realizado el levantamiento de la cantidad de medidores que hay, se encontraron medidores que se encontraban en el interior de la vivienda o medidores que no estaban registrados en el sistema, por lo cual el cálculo se dará de una manera lo más aproximada posible, debido a lo anterior mencionado.

Para el cálculo de pérdidas de energía se efectúa la siguiente formula:

$$Perd Med = \frac{Cant B * W * T}{1000} \quad Ecuación 1$$

Donde

Cant B = Cantidad de bobinas

W = Watts del equipo de medición

T = Horas totales en un año

De acuerdo al tipo de medidores se tienen de la marca IUSA, que cuentan con un consumo en stand by de 1.1 Watts en medidores electromecánicos según la ficha técnica del fabricante y 0.75 Watts en medidores digitales de la misma marca. Teniendo estos parámetros establecidos se puede pasar a calcular el total de pérdidas de energía.

A continuación se presenta la tabla con la cantidad de bobinas totales por circuito.

Tabla 6 Estadística de medidores electromecánicos y digitales

Medidores electromecánicos MON4012		
No. de bobinas	Usuarios	Total de bobinas
1 (Medidor monofásico)	8468	8468
2 (Medidor bifásico)	40	80
3 (Medidor trifásico)	21	63
Total	8529	8611
Medidores Digitales MON4012		
No. de bobinas	Usuarios	Total de bobinas
1 (Medidor monofásico)	170	170
2 (Medidor bifásico)	0	0
3 (Medidor trifásico)	0	0
Total	170	170
Medidores electromecánicos CJT4010		
No. de bobinas	Usuarios	Total de bobinas
1 (Medidor monofásico)	3178	3178

2 (Medidor bifásico)	71	142
3 (Medidor trifásico)	33	99
Total	3282	3419
Medidores Digitales CJT 4012		
No. de bobinas	Usuarios	Total de bobinas
1 (Medidor monofásico)	9327	9327
2 (Medidor bifásico)	845	1690
3 (Medidor trifásico)	89	267
Total	10261	11284

De acuerdo con esta información se calculó las pérdidas totales en equipos de medición en base a la ecuación 9.

3.5 CÁLCULO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas constituyen una pérdida real de energía. En efecto, esta energía es utilizada por algún usuario para alguna actividad, el mismo que puede o no estar registrada en el sistema.

Por ciertas causas que más adelante se analizarán una parte de esta energía efectiva no es facturada, por lo tanto la energía no facturada constituye el primer componente de las pérdidas no técnicas.

Para poder realizar el cálculo correspondiente de pérdidas no técnicas en los circuitos antes mencionados, fue necesario de contar con todos los datos actualizados que los sistemas de CFE ofrece, como lo son los usuarios y facturaciones de cada mes, para poder realizar un análisis más confiable, se extrajo la información de las lecturas que se toman mensualmente, los cuales se registran en la siguiente tabla:

Tabla 7 Consumos facturados del mes de Enero del año 2018

NUMERO CUENTA	NOMBRE POBLACIONES	USUARIOS	FACT	CONSUMO BIMESTRAL KWH	CONSUMO DIARIO KWH	CONSUMO MENSUAL KWH
27DK03A48005	RANCHERIA EL COCAL	26	1701	2548	41.7704918	1294.885246
27DK03A4L100	COL. BENITO JUAREZ	27	1701	4354	71.37704918	2212.688525
27DK03A4L999	COL. BENITO JUAREZ	22	1701	2151	35.26229508	1093.131148
27DK03A97005	COL CUAUHTEMOC	139	1701	15699	257.3606557	7978.180328
27DK03A97999	COL CUAUHTEMOC	32	1701	4551	74.60655738	2312.803279
27DK03AA1005	SAN LUIS	47	1701	9457	155.0327869	4806.016393
27DK03AA1999	SAN LUIS	13	1701	1665	27.29508197	846.147541
27DK03AA9250	COL. CUAHUTEMOC VARIL	5	1701	2070	33.93442623	1051.967213
27DK03AA9999	COL. CUAHUTEMOC VARIL	10	1701	0	0	0
35DK03A39005	ESMERALDA LOS CIPRECES	26	1701	2176	36.26666667	1124.266667

35DK03A39999	ESMERALDA LOS CIPRECES	12	1701	2787	46.45	1439.95
35DK03A3M005	EL RECUERDO	14	1701	961	16.01666667	496.5166667
35DK03A3M999	EL RECUERDO	10	1701	1932	32.2	998.2
35DK03A3W005	EL ZAPOTE	11	1701	1216	20.26666667	628.2666667
35DK03A3W999	EL ZAPOTE	9	1701	1778	29.63333333	918.6333333
35DK03A41005	RANCHERIA BUENA VISTA	18	1701	887	14.78333333	458.2833333
35DK03A5C005	LA ESMERALDA	18	1701	1537	25.61666667	794.1166667
35DK03A5C999	LA ESMERALDA	14	1701	2867	47.78333333	1481.283333
35DK03A5I005	LINDAVISTA	17	1701	639	10.65	330.15
35DK03A5L005	SAN JOSE LA REVANCHA	12	1701	820	13.66666667	423.6666667
35DK03A9G100	LA UNION	52	1701	3472	57.86666667	1793.866667
35DK03A9G999	LA UNION	8	1701	1599	26.65	826.15
35DK03A9I090	RANCHERIA EL TRIUNFO	47	1701	3118	51.96666667	1610.966667
35DK03A9I999	RANCHERIA EL TRIUNFO	13	1701	1999	33.31666667	1032.816667
35DK03A9J100	RIO BLANCO	243	1701	62449	1040.816667	32265.31667
35DK03A9K105	NUEVO PLAN DE AYALA	86	1701	8918	148.6333333	4607.633333
35DK03A9M300	SAN ISIDRO EL ZAPOTE	219	1701	27634	460.5666667	14277.56667
35DK03A9N400	EJIDO SAN VICENTE	135	1701	35594	593.2333333	18390.23333
35DK03A9N999	EJIDO SAN VICENTE	40	1701	10200	170	5270
35DK03A9O450	EJIDO NUEVA ESPERANZA	43	1701	10934	182.2333333	5649.233333
35DK03A9P500	COL PLAYA AZUL	56	1701	7340	122.3333333	3792.333333
35DK03A9P999	COL PLAYA AZUL	38	1701	6946	115.7666667	3588.766667
35DK03A9Q530	RIVERA LA SELVA	54	1701	13596	226.6	7024.6
35DK03A9S110	RANCHO SANTO DOMINGO	10	1701	1568	26.13333333	810.1333333
35DK03A9S120	RANCHO SANTO DOMINGO	18	1701	2780	46.33333333	1436.333333
35DK03A9S125	RANCHO SANTO DOMINGO	20	1701	4964	82.73333333	2564.733333
35DK03A9Y610	EJIDO LA GLORIA	19	1701	1622	27.03333333	838.0333333
35DK03A9Y999	EJIDO LA GLORIA	6	1701	819	13.65	423.15
35DK03AAC005	RANCHERIA MONTE LOS OLIVOS	17	1701	792	13.2	409.2
35DK03AC9200	COL GUADALUPE LAS FLORES	30	1701	2212	36.26229508	1124.131148
35DK03AC9250	COL GUADALUPE LAS FLORES	15	1701	1820	0	0
35DK03AE9100	RANCHERIA SANTA RITA EL COBAN	14	1701	2364	39.4	1221.4
35DK03AH9005	SANTA ANTONIO VILLAFLORES	59	1701	4740	79	2449
35DK03AJ7500	SAN AGUSTIN	99	1701	9096	151.6	4699.6
35DK03AJ7999	SAN AGUSTIN	12	1701	1824	30.4	942.4
35DK03AJ9150	SAN JOSE BELEM	12	1701	1795	29.91666667	927.4166667
35DK03AL9200	RANCHERIA NUEVA ESPERANZA	9	1701	2078	34.63333333	1073.633333
35DK03AN9420	RANCHO LA FLORIDA	34	1701	8700	145	4495
35DK03AP9700	OJO DE AGUA	55	1701	3896	64.93333333	2012.933333

35DK03AQ4005	NUEVO MUNDO EL NARANJO	39	1701	3824	63.73333333	1975.733333
35DK03AQ4999	NUEVO MUNDO EL NARANJO	13	1701	2221	37.01666667	1147.516667
35DK03ASM005	SANTA CRUZ EL MANANTIAL	29	1701	1720	28.66666667	888.666667
35DK03AW1005	RANCHERIA AGOBIA	2	1701	331	5.516666667	171.0166667
35DK03AW3005	EL VERGEL	5	1701	298	4.966666667	153.9666667
35DK03AW4005	LOS ESPINOS	5	1701	564	9.4	291.4
35DK03AW5010	RANCHERIA MORELIA	5	1701	1032	17.2	533.2
35DK03AW6005	RANCHERIA EL HORIZONTW	30	1701	3438	57.3	1776.3
35DK03AW9150	PINAL DEL RIO	67	1701	7298	121.6333333	3770.633333
35DK03AW9999	PINAL DEL RIO	28	1701	4872	81.2	2517.2
35DK03AX9200	SAN JOSE LA REVANCHA	48	1701	12332	205.5333333	6371.533333
35DK03AZJ005	SANTA JULIA LA VICTORIA	30	1701	6720	112	3472
35DK03AZY005	RANCHERIA BONANZA	9	1701	251	4.183333333	129.6833333
6.6009E+11	INSTITUTO DE SALUD AMPARO AGUA TINTA	1	1701	719	23.96666667	742.9666667
6.60051E+11	BOMBA DE AGUA POTABLE M. TENEJAPA	1	1701	0	0	0
6.60991E+11	SEDENA CUART 12 ZONA MILITAR	1	1701	1356	45.2	1401.2
6.60991E+11	SEDENA PLANTA TRATADORA	1	1701	106	3.533333333	109.5333333
6.60991E+11	SEDENA CUARTEL POZO PROFUNDO	1	1701	413	13.76666667	426.7666667
6.6011E+11	H AYUNTAMIENTO DE M. TENEJAPA	1	1701	0	0	0
6.60111E+11	SEGURO POPULAR NVO. HUIXTAN	1	1701	0	0	0
6.60061E+11	INSTITUTO DE SALUD CS NVO HUIXTAN	1	1701	1120	37.33333333	1157.333333
6.6004E+11	MPIO DE M. TENEJAPA, ALUMBRADO PARQUE CENTRAL	1	1701	216	7.2	223.2
6.601E+11	ALUMBRADO PUBLICO PARQUE CENTRAL NVO SAN JUAN CHAMULA	1	1701	142	4.733333333	146.7333333
6.60011E+11	ALUMBRADO PARQUE CENTRAL M. TENEJAPA	1	1701	6637	221.2333333	6858.233333
6.60101E+11	ALUMBRADO AMPARO AGUA TINTA	1	1701	1995	66.5	2061.5
6.60101E+11	ALUM PUB ANEX SN JUAN CHAMULA	1	1701	991	33.03333333	1024.033333
6.60101E+11	ALUMBRADO LAS NUBES	1	1701	80	2.666666667	82.66666667
6.60101E+11	ALUMB NVO HUIXTAN	1	1701	5561	185.3666667	5746.366667
6.60101E+11	ALUMB FLOR DE CAFÉ	1	1701	153	5.1	158.1
6.60101E+11	ALUMBRADO LOMA BONITA	1	1701	265	8.833333333	273.8333333
6.60101E+11	ALUM GUADALUPE MIRAMAR	1	1701	429	14.3	443.3
6.60101E+11	ALUMBRADO SALTO DE AGUA	1	1701	420	14	434
6.60081E+11	ALUM NVO MATZAN	1	1701	1260	42	1302
6.60101E+11	ALUM PUB PLAN SANTO DOMINGO	1	1701	459	15.3	474.3

6.601E+11	ALUM DE CANHA EJIDO IXCAN	1	1701	1008	33.6	1041.6
660100303159 baja	ALUM EJIDO PENA BLANCA	0	1701	0	0	0
6.60101E+11	ALUMBRADO PLAN RIO AZUL	1	1701	147	4.9	151.9
6.60101E+11	ALUMBRADO AMATITLAN	1	1701	331	11.03333333	342.0333333

Tabla 8 Consumos facturados del mes de Febrero del año 2018

NUMERO CUENTA	NOMBRE POBLACIONES	USUARIOS	FACT	CONSUMO BIMESTRAL KWH	CONSUMO DIARIO KWH	CONSUMO MENSUAL KWH
04DK03A4P999	LA TRINIDAD ANEXO REVANCH	21	1702	5308	87.01639344	2436.459016
04DK03A4T585	SALTILLO ANEXO SAN JOSE ZAPO	14	1702	3892	63.80327869	1786.491803
04DK03A4T590	SAN JOSE EL ZAPOTAL	40	1702	11120	182.295082	5104.262295
04DK03A5N005	RANCHERIA ACAPULCO	11	1702	1700	27.86885246	780.3278689
04DK03A5N999	RANCHERIA ACAPULCO	38	1702	6321	103.6229508	2901.442623
04DK03A9U250	SANTA MARTHA LAS CABAÑAS	20	1702	3576	58.62295082	1641.442623
04DK03A9U999	SANTA MARTHA LAS CABAÑAS	29	1702	5441	89.19672131	2497.508197
04DK03A9V600	ANEXO FCO I MADERO	29	1702	6890	112.9508197	3162.622951
04DK03A9V800	ANEXO FCO I MADERO	10	1702	1054	17.27868852	483.8032787
04DK03A9V999	ANEXO FCO I MADERO	76	1702	10802	177.0819672	4958.295082
04DK03A9W650	SAN PEDRO ACAPULCO	16	1702	2884	47.27868852	1323.803279
04DK03A9X680	EJIDO JOSE CATILLO TIELMANS	27	1702	3377	55.36065574	1550.098361
04DK03A9X999	EJIDO JOSE CATILLO TIELMANS	46	1702	6458	105.8688525	2964.327869
04DK03A9Y700	RANCHO SAN JOSE GUADALUPE	25	1702	2352	38.55737705	1079.606557
04DK03A9Y999	RANCHO SAN JOSE GUADALUPE	22	1702	0	0	0
04DK03A9Z820	SAN PEDRO YOUTIC	157	1702	21870	358.5245902	10038.68852
04DK03A9Z999	SAN PEDRO YOUTIC	88	1702		0	0
04DK03AAF005	RANCH NUEVO TENEJAPA	14	1702	8325	136.4754098	3821.311475
04DK03AB1830	EJIDO BENITO JUAREZ II	48	1702	6827	111.9180328	3133.704918
04DK03AB1999		7	1702	0	0	0
04DK03AB2920	EJIDO POZA RICA	112	1702	27932	457.9016393	12821.2459
04DK03AB2999	EJIDO POZA RICA	65	1702	0	0	0
04DK03AB3200	AMPARO AGUA TINTA	22	1702	18047	295.852459	8283.868852
04DK03AB3999	AMPARO AGUA TINTA	115	1702	11120	182.295082	5104.262295
04DK03AB4750	ANEXO SN JUAN CHAMULA	76	1702	10764	176.4590164	4940.852459
04DK03AB4999	ANEXO SN JUAN CHAMULA	18	1702	0	0	0
04DK03AB5800	NUEVO SN JUAN CHAMULA	171	1702	28864	473.1803279	13249.04918
04DK03AB5999	NUEVO SN JUAN CHAMULA	184	1702	26918	441.2786885	12355.80328
04DK03AD9200	STA ROSA EL COBAN	27	1702	3749	61.45901639	1720.852459

04DK03AD9999	STA ROSA EL COBAN	3	1702	0	0	0
04DK03ADF005	SAN CRISTOBALITO	10	1702	871	14.27868852	399.8032787
04DK03ADF999		7	1702	0	0	0
04DK03ADG005	EJIDO LINDA VISTA	14	1702	2993	49.06557377	1373.836066
04DK03ADG999	EJIDO LINDA VISTA	12	1702	0	0	0
04DK03ALV005	RANCHERIA LINDAVISTA	6	1702	29511	483.7868852	13546.03279
04DK03ALV999	RANCHERIA LINDAVISTA	17	1702	0	0	0
04DK03ALX005	NUEVO PARAISO	20	1702	3642	59.70491803	1671.737705
04DK03ALX999	NUEVO PARAISO	19	1702	0	0	0
04DK03ALY005	NUEVA ESPERANZA	36	1702	6273	102.8360656	2879.409836
04DK03AR8005	RANCH LA GLORIA	28	1702	4983	81.68852459	2287.278689
04DK03AR8999		7	1702	0	0	0
04DK03AT9100	RANCH STA ROSA	10	1702	2587	42.40983607	1187.47541
04DK03AT9999	RANCH STA ROSA	10	1702	0	0	0
04DK03AW7100	EJIDO EL PALMAR	17	1702	4190	68.68852459	1923.278689
04DK03AWX800	RANCHERIA LA VICTORIA	14	1702	3683	60.37704918	1690.557377
04DK03AWX999	RANCHERIA LA VICTORIA	12	1702	0	0	0
04DK03AY9200	CAMP RIO DE JANEIRO	20	1702	3875	63.52459016	1778.688525
04DK03AY9999	CAMP RIO DE JANEIRO	10	1702	0	0	0
04DK03AZ5005	TOMA DE ZACATECAS	16	1702	3690	60.49180328	1693.770492
04DK03AZH005	SAN JOSE GUADALUPE	33	1702	2109	34.57377049	968.0655738
06DK03A5X005	EL CARACOLITO	17	1702	6456	105.8360656	2963.409836
06DK03A9T150	SAN ANTONIO LOS MONTES	15	1702	5602	91.83606557	2571.409836
06DK03AB6850	EJIDO LAS NUBES	28	1702	2959	48.50819672	1358.229508
06DK03AB6851	EJIDO LAS NUBES	36	1702	2441	40.01639344	1120.459016
06DK03AB6860	EJIDO LAS NUBES	21	1702	3954	64.81967213	1814.95082
06DK03AB7900	NUEVO HUIXTAN	143	1702	33546	549.9344262	15398.16393
06DK03AB8930	SANTO TOMAS	110	1702	6550	107.3770492	3006.557377
06DK03AB8999	SANTO TOMAS	35	1702	3187	52.24590164	1462.885246
06DK03AB9940	JERUSALEN	164	1702	50281	824.2786885	23079.80328
06DK03ABA945	LA FORTUNA GALLO GIRO	51	1702	1798	29.47540984	825.3114754
06DK03ABA999	LA FORTUNA GALLO GIRO	18	1702	2723	44.63934426	1249.901639
06DK03ABK005	EJIDO LA CONSTITUCION	64	1702	17725	290.5737705	8136.065574
06DK03ABM150	NUEVO SAN ANTONIO	165	1702	47134	772.6885246	21635.27869
06DK03ABM200	NUEVO SAN ANTONIO	22	1702	6116	100.2622951	2807.344262
06DK03ABV800	PLAN SANTO DOMINGO	49	1702	13611	223.1311475	6247.672131
06DK03ABX600	SANTA MARGARITA AGUA AZUL	96	1702	27192	445.7704918	12481.57377
06DK03ABY800	NCP AGUA AZUL	22	1702	6018	98.6557377	2762.360656
06DK03ABZ500	RIZO DE ORO	60	1702	5334	87.44262295	2448.393443
06DK03ABZ999	RIZO DE ORO	31	1702	5326	87.31147541	2444.721311
06DK03AC5005	NUEVO CHULJA	7	1702	222	3.639344262	101.9016393

06DK03AC5999	NUEVO CHULJA	17	1702	2344	38.42622951	1075.934426
06DK03ACB005	RANCHO ALEGRE	21	1702	4889	80.14754098	2244.131148
06DK03AZ7250		21	1702	2024	33.18032787	929.0491803
06DK03AZ7999		7	1702	0	0	0
06DK03AZ8200		40	1702	3717	60.93442623	1706.163934
06DK03AZ8999		10	1702	2234	36.62295082	1025.442623
06DK03AZ9005		66	1702	16285	266.9672131	7475.081967
06DK03AZA005		78	1702	21650	354.9180328	9937.704918
08DK03A33005		65	1702	4806	78.78688525	2206.032787
08DK03A3G005		79	1702	6414	105.147541	2944.131148
08DK03A3H005		95	1702	8370	137.2131148	3841.967213
08DK03A3H010		37	1702	7714	126.4590164	3540.852459
08DK03A45005		19	1702	639	10.47540984	293.3114754
08DK03A46005		76	1702	6119	100.3114754	2808.721311
08DK03A4C005		117	1702	13667	224.0491803	6273.377049
08DK03A4D005		57	1702	3683	60.37704918	1690.557377
08DK03A4F005		55	1702	4992	81.83606557	2291.409836
08DK03A4G005		35	1702	2823	46.27868852	1295.803279
08DK03A4U600		100	1702	10308	168.9836066	4731.540984
08DK03A4U650		18	1702	3230	52.95081967	1482.622951
08DK03A4V500		67	1702	5699	93.42622951	2615.934426
08DK03A4W100		101	1702	14256	233.704918	6543.737705
08DK03A4W200		35	1702	7377	120.9344262	3386.163934
08DK03A6C005		54	1702	4335	71.06557377	1989.836066
08DK03ABE970		82	1702	21701	355.7540984	9961.114754
08DK03AZ4005		74	1702	5081	83.29508197	2332.262295
08DK03AZ4999		16	1702	1571	25.75409836	721.1147541
24DK03A3I005	EJIDO ZACUALTIPAN	55	1702	7386	121.0819672	3390.295082
24DK03A3I999	EJIDO ZACUALTIPAN	42	1702	7028	115.2131148	3225.967213
24DK03A3J005	NUEVO TENEJAPA	45	1702	12232	200.5245902	5614.688525
24DK03ABB800	EJ STO DOMINGO LAS P	20	1702	5041	82.63934426	2313.901639
24DK03ABB900	EJ STO DOMINGO LAS P	8	1702	2795	45.81967213	1282.95082
24DK03ABB901		103	1702	28600	468.852459	13127.86885
24DK03ABB950	EJ STO DOMINGO LAS P	56	1702	14054	230.3934426	6451.016393
24DK03ABB999		75	1702	20777	340.6065574	9536.983607
24DK03ABC950	MARAVILLA TENEJAPA	42	1702	5693	93.32786885	2613.180328
24DK03ABC960	MARAVILLA TENEJAPA	253	1702	31776	520.9180328	14585.70492
24DK03ABC999		241	1702	54119	887.1967213	24841.5082
24DK03ABD965	FLOR DE CAFÉ	36	1702	11218	183.9016393	5149.245902
24DK03ABD999		72	1702	12419	203.5901639	5700.52459
24DK03ABF975	GUADALUPE MIRAMAR	74	1702	18333	300.5409836	8415.147541

24DK03ABF999		47	1702		0	0
24DK03ABG980	MONTE FLOR	66	1702	19137	313.7213115	8784.196721
24DK03ABI100	SALTO DE AGUA	63	1702	5559	91.13114754	2551.672131
24DK03ABJ005	NUEVO MATZAN	77	1702	21406	350.9180328	9825.704918
24DK03ABL700	CINE MILITAR	26	1702	2544	41.70491803	1167.737705
24DK03ABN050	EJ MONTE CRISTO	57	1702	12520	205.2459016	5746.885246
24DK03ACG005	NVO SAN ANDRES LA PAZ	50	1702	13900	227.8688525	6380.327869
24DK03ADC700	BELLA ILUCION	47	1702	13012	213.3114754	5972.721311
24DK03ADE200	SAN MATEO ZAPOTAL	99	1702	27269	447.0327869	12516.91803
24DK03AHB200	IXCAN	139	1702	40354	661.5409836	18523.14754
24DK03AHC100	13 DE SEPTIEMBRE	48	1702	13566	222.3934426	6227.016393
24DK03AHD200	LOMA BONITA	96	1702	25506	418.1311475	11707.67213
24DK03APB300	PEÑA BLANCA	62	1702	19289	316.2131148	8853.967213
24DK03ASV005	SAN VICENTE	31	1702	8570	140.4918033	3933.770492
27DK03A48005	RANCHERIA EL COCAL	26	1702	0	0	0
27DK03A4L100	COL. BENITO JUAREZ	27	1702	1094	17.93442623	502.1639344
660090406418	INSTITUTO DE SALUD AMPARO AGUA TINTA	1	1702	856	26.75	749
660050802400	BOMBA DE AGUA POTABLE M. TENEJAPA	1	1702	0	0	0
660990801614	SEDENA CUART 12 ZONA MILITAR	1	1702	1,741	58.03333333	1624.933333
660990801622	SEDENA PLANTA TRATADORA	1	1702	170	5.3125	148.75
660990801631	SEDENA CUARTEL POZO PROFUNDO	1	1702	486	15.1875	425.25
660110303611	H AYUNTAMIENTO DE M. TENEJAPA	1	1702	0	0	0
660110704496	SEGURO POPULAR NVO. HUIXTAN	1	1702	0	0	0
660060804001	INSTITUTO DE SALUD CS NVO HUIXTAN	1	1702	1,280	40	1120
660040400729	MPIO DE M. TENEJAPA, ALUMBRADO PARQUE CENTRAL	1	1702	256	8	224
660100101076	ALUMBRADO PUBLICO PARQUE CENTRAL NVO SAN JUAN CHAMULA	1	1702	306	9.5625	267.75
660010601916	ALUMBRADO PARQUE CENTRAL M. TENEJAPA	1	1702	6,637	207.40625	5807.375
660101203034	ALUMBRADO AMPARO AGUA TINTA	1	1702	1,995	62.34375	1745.625
660101203077	ALUM PUB ANEX SN JUAN CHAMULA	1	1702	1,062	33.1875	929.25
660100703441	ALUMBRADO LAS NUBES	1	1702	81	2.53125	70.875
660101203107	ALUMB NVO HUIXTAN	1	1702	5,565	173.90625	4869.375
660100703424	ALUMB FLOR DE CAFÉ	1	1702	153	4.78125	133.875
660100703467	ALUMBRADO LOMA BONITA	1	1702	266	8.3125	232.75

660100703432	ALUM GUADALUPE MIRAMAR	1	1702	428	13.375	374.5
660100703491	ALUMBRADO SALTO DE AGUA	1	1702	420	13.125	367.5
660080604751	ALUM NVO MATZAN	1	1702	1,260	39.375	1102.5
660100703505	ALUM PUB PLAN SANTO DOMINGO	1	1702	459	14.34375	401.625
660100303167	ALUM DE CANHA EJIDO IXCAN	1	1702	1,008	31.5	882
660100303159 baja	ALUM EJIDO PENA BLANCA	0	1702	0	0	0
660100703483	ALUMBRADO PLAN RIO AZUL	1	1702	147	4.59375	128.625
660100703416	ALUMBRADO AMATITLAN	1	1702	331	10.34375	289.625

De acuerdo a los consumos registrados desde el mes de Enero del 2017 al mes de Diciembre del 2018 se obtuvieron las siguientes tablas y graficas de demanda y datos facturados.

Tabla 9 Energía consumida y facturada del año 2017

TZISCAO	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17
ENERGIA kWH	1,473,552	1,358,086	1,317,647	1,286,164	1,306,625	1,166,900	1,449,874	1,026,200	1,266,300	1,421,078	1,156,400	1,279,600
FACT CICLO 99	339,094	306,278	339,094	328,155	339,094	328,155	339,094	339,094	328,155	339,094	328,155	339,094
FACT	204,046	569,638	228,075	588,607	207,623	571,113	223,760	611,798	204,405	620,143	223,425	632,046

Asi de esta manera se pudo obtener una gráfica de demanda anual y así poder hacer la comparativa con respecto a la demanda que se tuvo en el año 2017 y 2018.

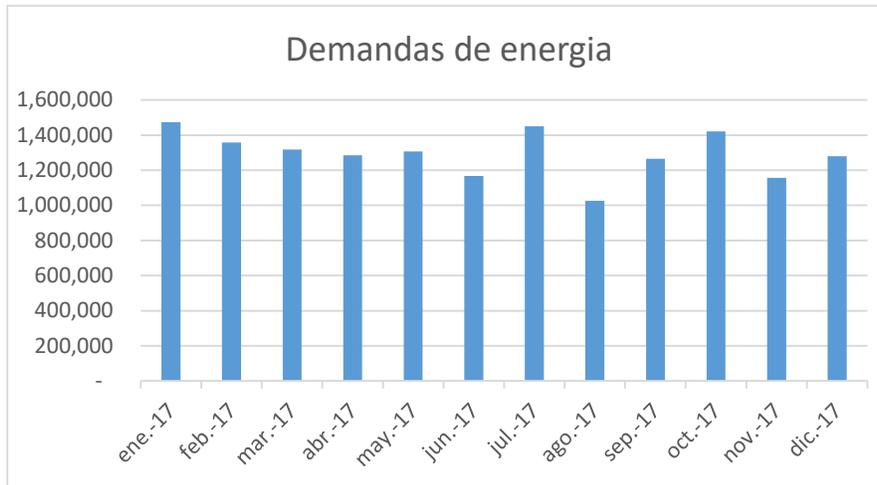


Ilustración 19 Gráfica de demandas de energía correspondiente al año 2017

Tabla 10 Energía consumida y factuada del año 2018

ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18
1,508,420	1,373,016	1,499,418	1,534,959	1,346,237	1,381,111	1,410,494	1,534,959	1,381,134	1,345,940	1,345,940	1,345,940
339,094	306,278	339,094	328,155	339,094	328,155	339,094	339,094	328,155	339,094	339,094	339,094
217,811	578,615	219,745	606,741	212,470	616,455	213,822	622,120	205,722	640,652	640,652	205,722

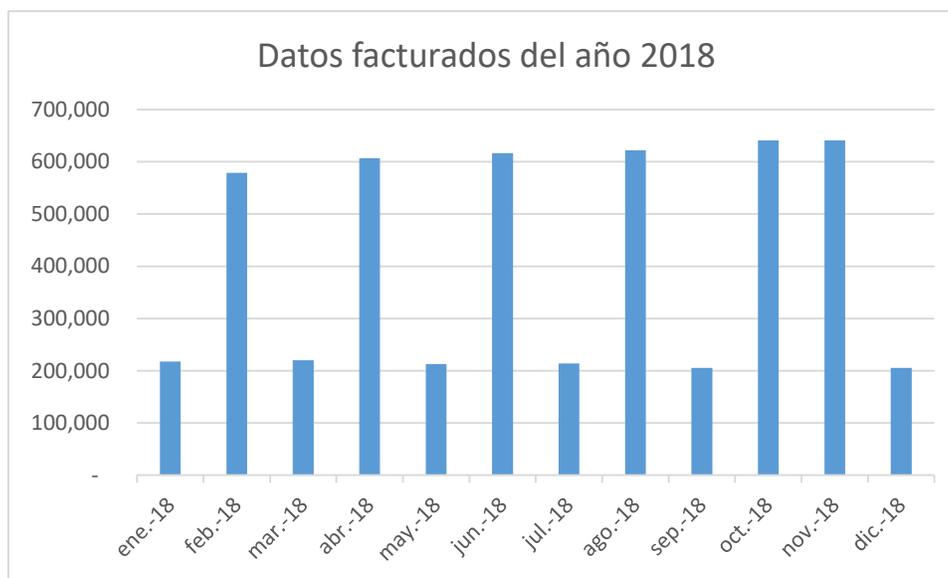


Ilustración 20 Energía facturada del año 2018

Para la realización del trazado de los polígonos de pérdida primero fue necesario recopilar toda la información necesaria para que se pudiese generar un balance de energía confiable, se utilizó la herramienta SIMOCE para obtener los datos de energía entregada, energía

DIVISION SURESTE														HEBAEE			
Herramienta para el Balance y Administración de la Energía Eléctrica														FERNANDO CAMPUZANO			
#	Circuito	Sub	KM Longitud SIAD	Línea M.T. SIGED (km)	Línea B.T. SIGED (km)	KWH Energía Entregada	KWH Intercambio Zonas	KWH Transferencia Circuitos	KWH Cascada	KWH Pérdida Técnica	KWH Energía Disponible	Servicios	KWH Facturación	KWH Porteo	KWH Pérdida No Técnica	% Pérdida No Técnica	
1	AAA04015	S	68.06	140.16	54.94	1,041,252	-282,800	0	0	7,969	750,484	6,879	877,360	84,522	-211,398	-28.17	
2	AAA04025	S	70.02	Sin digit	Sin digit	321,267	0	0	0	2,390	318,876	5	5,723	0	313,153	98.21	
3	AAA04035	S	60.02	77.36	31.50	677,526	0	0	0	6,233	671,293	5,665	422,008	0	249,285	37.14	
SUBESTACION AAA						SUBTOTAL	2,040,045	-282,800	0	0	16,592	1,740,653	12,569	1,305,091	84,522	351,040	20.17
4	ATM04012	S	179.00	99.63	30.29	Sin E. Entregada	0	0	0	34,106	-34,106	1,368	118,308	0	-152,414	0	
SUBESTACION ATM						SUBTOTAL	0	0	0	34,106	-34,106	1,368	118,308	0	-152,414	0.00	
5	CHE04012	S	114.00	46.33	28.48	Sin E. Entregada	0	0	0	561	-561	26,285	1,141,019	0	-1,141,580	0	
6	CHE04022	S	173.00	216.45	77.88	Sin E. Entregada	0	0	0	16,555	-16,555	199	25,465	0	-42,020	0	
7	CHE04032	S	138.00	274.93	130.89	Sin E. Entregada	0	0	0	72,956	-72,956	1,090	113,472	0	-186,429	0	
SUBESTACION CHE						SUBTOTAL	0	0	0	90,073	-90,073	27,574	1,279,956	0	-1,370,029	0.00	
8	CHI04012	S	172.55	86.44	38.04	Sin E. Entregada	0	0	0	8,984	-8,984	2,987	234,609	0	-243,593	0	
9	CHI04022	S	187.80	246.30	98.35	Sin E. Entregada	0	0	0	38,114	-38,114	5,389	382,010	0	-420,125	0	
SUBESTACION CHI						SUBTOTAL	0	0	0	47,099	-47,099	8,376	616,620	0	-663,718	0.00	
10	CIL04012	S	171.92	219.66	139.59	Sin E. Entregada	0	0	0	26,951	-26,951	1,797	123,217	0	-150,168	0	

Ilustración 23 Balance de manera tabular generado por la herramienta HEBAEE

Ilustración 22 Actualización manual de los datos de energía entregada de los circuitos

disponible, porteo de servicios en M.T. del año 2017 y 2018 en curso, revisando cada dato registrado para corroborar si la información presentada en la herramienta HEBAEE era la correcta.

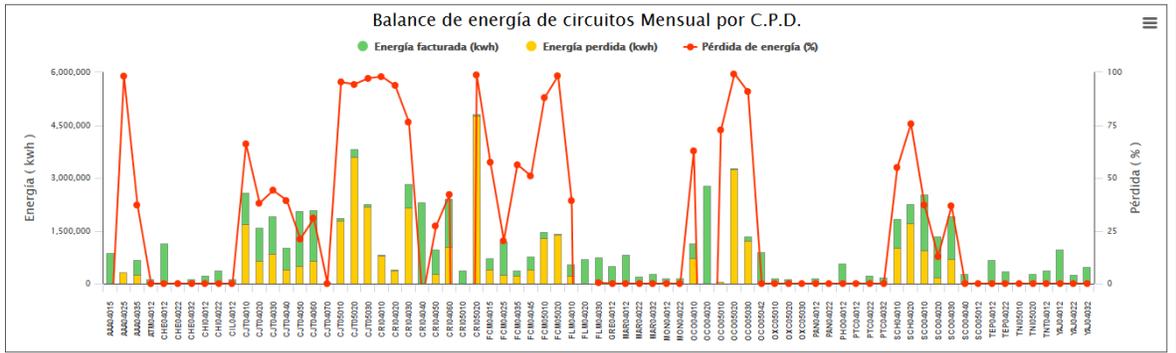


Ilustración 21 Balance general de energía generado por la herramienta HEBAEE

Una vez cargados todos los datos necesarios ya se está en condiciones de generar el balance de cada circuito de manera independiente, primero se generó el balance y modificaron los datos cargados hasta que se tuviera un balance confiable de cada circuito.

La herramienta para el balance y administración de la energía eléctrica permite seleccionar el circuito para identificar el área con mayor pérdida y priorizar la atención, trazando

polígonos en cada circuito, dichos polígonos deberán realizarse desde la salida de la subestación del circuito trazando los que convengan a la zona hasta finalizar el circuito nombrando cada uno de ellos.

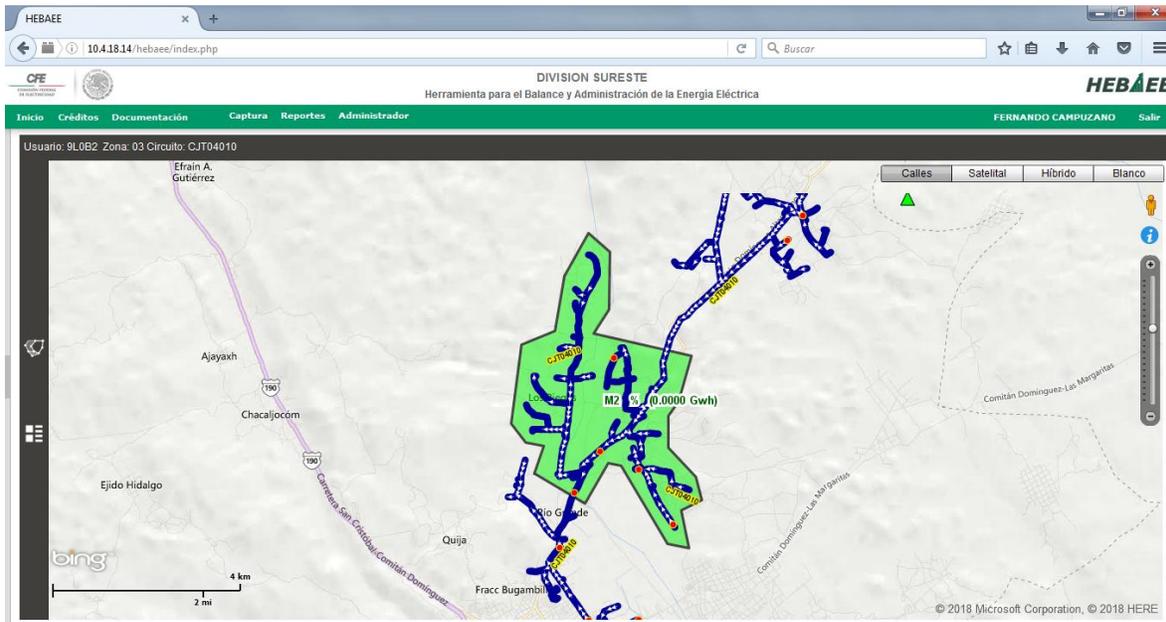


Ilustración 24 Polígono mapeado en HEBAEE

Identificación de los puntos de donde se instalaran los equipos de medición de carga de cada uno de los polígonos, se determinó el punto exacto en el circuito en donde se instalaron los equipos de medición de carga para realizar sub balances de energía a lo largo del circuito nombrando cada una de las mediciones.

Se procedió a clasificar los polígonos de acuerdo a los rangos siguientes

- Polígonos con pérdidas mayores al 40% (se identificara con color).
- Polígonos con pérdidas entre el 20% y 40% (se identificara con color).
- Polígonos con pérdidas menores al 20% (se identificara con color).

Como se puede observar en la figura 25 se muestra el resultado obtenido del polígono trazado que se encuentra en un rango con pérdidas menores al 20% en esa zona y en base a esos datos Se clasificaran los servicios que se encuentren dentro de cada polígono por tarifas con el fin de que los servicios en Tarifas 03, 06, OM y HM sean atendidos en su totalidad por los jefes de oficinas de medición y los servicios en Tarifa 01 y 02 por los supervisores del programa ciclo limpio los cuales deberán ser analizados y valorizados antes de su revisión de acuerdo a los siguientes criterios:

Se obtendrán de los filtros de facturación:

- Servicios con consumos Ceros.
- Servicios con Fluctuación de -50%.
- Servicios que tengan UI servicio directo.

- Servicios con medidores destruidos.
- Servicios con medidores no trabaja.
- Servicios con medidores invertidos.
- Servicios Directos con medición.
- Servicios con Lecturas negativas.
- Servicios con Lecturas estimadas.
- Servicio Directo sin contrato.

En la siguiente imagen se muestran la información mencionada.

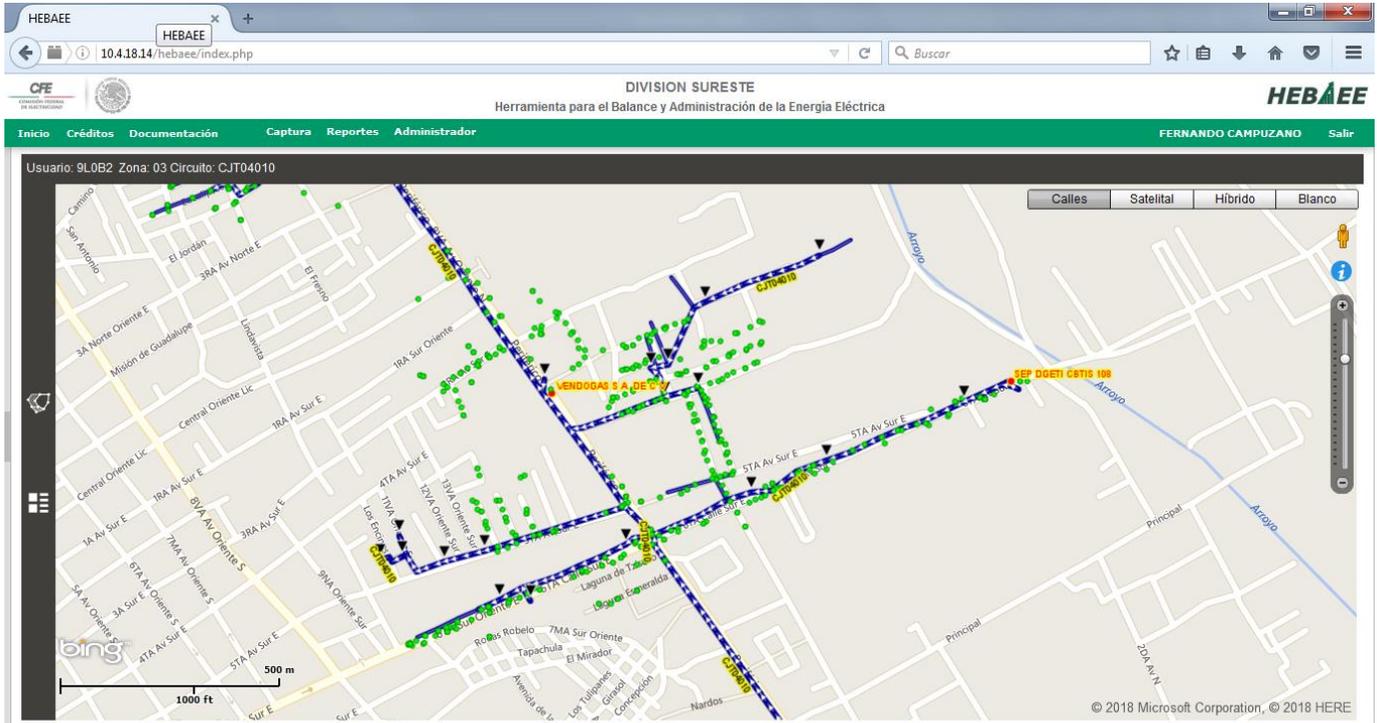


Ilustración 25 Servicios que presentan anomalías para su posterior corrección.

Resumen de anomalías

Clave	Anomalia	Servicios
50	CASA CERRADA	22
52	COMUNICACION INTERRUPTIDA	2
61	MANECILLAS DESCA	1
55	MEDID DESTRUIDO	12
60	MEDID NO TRABAJA	81
51	NO ENCONTRE DOMI	3
54	SERV DESCONECTAD	13
31	SERVICIO SIN USO	125
65	UI MEDIDOR INVERTIDO	3
53	UI SERVICIO DIRECTO	65
Total		327

Ilustración 26 Resumen de anomalías de manera tabular

DIVISION SURESTE
Herramienta para el Balance y Administración de la Energía Eléctrica

Créditos Documentación

Captura Reportes Administrador

FERNANDO CAMPUZANO Salir

Trazabilidad del circuito por CPD

Fecha	KWH Energía Entregada	SIBE Inter.Entrega (KWH)	SIBE Inter.Recibe (KWH)	Transferencia Entrega (KWH)	Transferencia Recibe (KWH)	SIAD Per.Técnica (KWH)	Energía Disponible (KWH)	SIKOM Facturado (KWH)	Energía Porteo (KWH)	Energía Perdida (KWH)	Energía Facturada (%)	Energía Perdida (%)
201701	2,768,753	0	0	0	0	198,123	2,570,629	873,874	0	1,696,755	33.99	66.01
201702	2,539,364	0	0	0	0	198,123	2,341,240	854,348	0	1,486,892	36.49	63.51
201703	2,846,769	0	0	0	0	198,123	2,648,646	913,734	0	1,734,912	34.50	65.50
201704	2,636,580	0	0	0	0	198,123	2,438,456	863,839	0	1,574,617	35.43	64.57
201705	2,686,653	0	0	0	0	198,123	2,488,529	863,684	0	1,624,846	34.71	65.29
201706	2,743,979	0	0	0	0	198,123	2,545,856	873,798	0	1,672,057	34.32	65.68
201707	2,772,707	0	0	0	0	198,123	2,574,584	861,741	0	1,712,842	33.47	66.53
201708	2,801,889	0	0	0	0	198,123	2,603,765	906,527	0	1,697,239	34.82	65.18
201709	2,621,300	0	0	0	0	198,123	2,423,176	885,572	0	1,537,604	36.55	63.45
201710	2,786,740	0	0	0	0	198,123	2,588,616	889,682	0	1,688,935	34.37	65.63
201711	2,753,585	0	0	0	0	198,123	2,555,462	897,925	0	1,657,537	35.14	64.86
201712	3,083,940	0	0	0	0	198,123	2,885,817	903,597	0	1,982,220	31.31	68.69
201801	3,103,759	0	0	0	0	198,123	2,905,635	929,955	0	1,975,680	32.01	67.99
201802	2,846,752	0	0	0	0	198,123	2,648,628	892,213	0	1,756,415	33.69	66.31
201803	3,042,844	0	0	0	0	198,123	2,844,720	944,509	0	1,900,212	33.20	66.80
201804	2,970,161	0	0	0	0	198,123	2,772,038	930,075	0	1,841,963	33.55	66.45
201805	2,971,437	0	0	0	0	198,123	2,773,314	905,239	0	1,868,075	32.64	67.36
201806	2,840,810	0	0	0	0	198,123	2,642,687	870,704	0	1,771,983	32.95	67.05
201807	2,938,605	0	0	0	0	198,123	2,740,482	886,315	0	1,854,167	32.34	67.66
201808	2,978,392	0	0	0	0	198,123	2,780,269	921,269	0	1,859,000	33.14	66.86
201809	0	0	0	0	0	198,123	-198,123	698,427	0	-896,550	0.00	0.00

ES

09:48 a.m.
18/12/2018

Ilustración 27 Resultados de energía facturada en el polígono trazado

Delimitación de polígonos de atención.

Con el apoyo del sistema HEBAEE y dentro de los polígonos de pérdidas formados en cada circuito se iniciara con la delimitación de polígonos de trabajo los cuales van a contener máximo 50 usuarios con anomalías asignadas para cada Liniero. Estos serán atendidos en un periodo no mayor de una semana.

Criterios de Selección del área geográfica.

Las áreas se delimitarán por polígonos que contengan máximo 50 servicios con anomalía, los cuales se programarán para su atención en un periodo no mayor a 5 días hábiles, los servicios programados para revisión que integran el polígono, quedarán registrado en la Herramienta para el Balance y Administración de la Energía Eléctrica (HEBAEE), mismo que será asignado a un Liniero responsable de la atención.

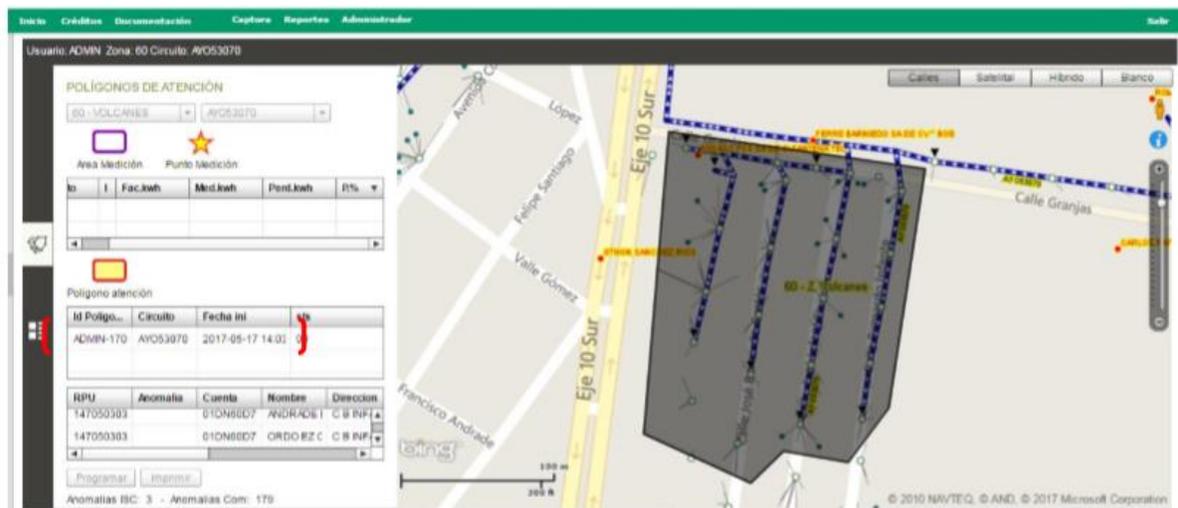


Ilustración 28 Selección y programación del polígono

Una vez definido el polígono se realiza un recorrido en campo por el responsable del circuito (personal de confianza) para validar e identificar las anomalías reportadas y no reportadas del total de servicios que integran el polígono, realizando un levantamiento de materiales que se requieren para su atención, esta actividad se realiza previo al inicio de la atención del polígono

El Jefe de Departamento de Medición y con el apoyo de las Herramientas HEBA, SINOT, SICOSS, SICOM y ASEMED le dará puntual seguimiento y control de las actividades que se estén realizando en forma semanal.

Se deberá de utilizar el sistema ASEMED para asignar y terminar los reportes así como también la asignación y terminación en forma manual de los que no aparezcan en dicho sistema.

CAPITULO 4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En base a la metodología planteada se pudo determinar la cantidad de pérdidas de energía por circuito la cual se presenta a continuación.

Tabla 11 Pérdidas de energía en transformadores de distribución de la CFE, correspondiente al circuito MON4012

Pérdidas de Energía de los Transformadores de Distribución											
SUBESTACIÓN	CIRCUITO	NÚMERO DE TRANSF.	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE PÉRDIDA	POTENCIA	FACTOR DE UTILIZACIÓN	PÉRDIDAS DE FIERRO	PÉRDIDAS DE CBRE	FASES	kVA	PÉRDIDAS (kWh)
MON	04012	49	0.60	0.40	245.00	0.35	12,877.20	1,619.52	MONOFASICO	5.00	14,496.72
MON	04012	130	0.60	0.40	1,300.00	0.35	53,523.60	7,309.96	MONOFASICO	10.00	60,833.56
MON	04012	203	0.60	0.40	3,045.00	0.35	110,253.36	15,858.70	MONOFASICO	15.00	126,112.06
MON	04012	80	0.60	0.40	2,000.00	0.35	60,268.80	9,683.65	MONOFASICO	25.00	69,952.45
MON	04012	11	0.60	0.40	412.50	0.35	10,985.04	1,883.93	MONOFASICO	37.50	12,868.97
MON	04012	73	0.60	0.40	5,475.00	0.35	118,943.28	20,304.77	MONOFASICO	75.00	139,248.05
MON	04012	11	0.60	0.40	165.00	0.35	8,479.68	1,067.09	TRIFASICO	15.00	9,546.77
MON	04012	2	0.60	0.40	60.00	0.35	2,400.24	340.82	TRIFASICO	30.00	2,741.06
TOTAL		559									435,799.64

Tabla 12 Pérdidas de energía en transformadores de distribución de la CFE, correspondiente al circuito CJT4010

CJT	04010	34	0.66	0.47	170.00	0.54	8,935.20	3,143.11	MONOFASICO	5.00	12,078.31
CJT	04010	104	0.66	0.47	1,040.00	0.54	42,818.88	16,356.64	MONOFASICO	10.00	59,175.52
CJT	04010	182	0.66	0.47	2,730.00	0.54	98,847.84	39,767.86	MONOFASICO	15.00	138,615.70
CJT	04010	83	0.66	0.47	2,075.00	0.54	62,528.88	28,100.67	MONOFASICO	25.00	90,629.55
CJT	04010	23	0.66	0.47	862.50	0.54	22,968.72	11,017.68	MONOFASICO	37.50	33,986.40
CJT	04010	7	0.66	0.47	350.00	0.54	8,462.16	4,159.99	MONOFASICO	50.00	12,622.15
CJT	04010	10	0.66	0.47	750.00	0.54	16,293.60	7,779.73	MONOFASICO	75.00	24,073.33
CJT	04010	1	0.66	0.47	100.00	0.54	2,058.60	991.68	MONOFASICO	100.00	3,050.28
CJT	04010	23	0.66	0.47	345.00	0.54	17,730.24	6,240.59	TRIFASICO	15.00	23,970.83
CJT	04010	10	0.66	0.47	300.00	0.54	12,001.20	4,766.28	TRIFASICO	30.00	16,767.48
CJT	04010	7	0.66	0.47	315.00	0.54	11,037.60	4,832.32	TRIFASICO	45.00	15,869.92
CJT	04010	3	0.66	0.47	225.00	0.54	6,701.40	3,194.73	TRIFASICO	75.00	9,896.13
CJT	04010	4	0.66	0.47	450.00	0.54	12,264.00	5,988.47	TRIFASICO	112.50	18,252.47
CJT	04010	4	0.66	0.47	600.00	0.54	15,768.00	7,328.31	TRIFASICO	150.00	23,096.31
TOTAL		495									482,084.38

Con los resultados del estudio de pérdidas de energía en transformadores de distribución realizado en la sección 3.2, concluimos que la mayor contribución de las pérdidas totales son proporcionadas por las pérdidas en el hierro, éstas son constantes y no dependen de si el transformador está siendo utilizado o no y entre más grande es la capacidad del transformador, mayores son sus pérdidas en el hierro y que al no tener un transformador adecuado a la capacidad de potencia que suministra, éste está siendo utilizado de más, perdiendo así, más energía que otro de menor capacidad.

Para el caso de estudio de las pérdidas de energía en acometidas referidas a la sección 3.3 se pudieron obtener los resultados siguientes

Con las características de las acometidas y el número de usuarios con su consumo de energía, calcula la demanda con la utilización de la ecuación 4, luego del cálculo de las perdidas resistivas de cada circuito.

Tabla 16 Calculo de demandas para acometidas

AGENCIA	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
Kwh Tot Mer	7,401,537	6,561,674	3,289,219	2,680,447	1,739,774	2,420,812	3,635,009	1,326,059	1,247,125	776,587
FC	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.16
DIAS/MES	30	30	30	30	30	30	30	30	30	31
HORAS	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
DEMANDAS	48951.9643	43397.3148	21754.0939	17727.8241	11506.4418	16010.6614	24041.0648	8770.23148	8248.18122	6523.74725

Tabla 15 Calculo de demandas para acometidas bifásicas

TARIFA 02	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
Kwh Tot Mer	2,034,474	1,212,533	631,015	310,235	130,900	324,365	582,274	186,003	217,085	29,658
FC	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
DIAS/MES	30	30	30	30	30	30	30	30	30	31
HORAS	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
DEMANDAS	9418.86111	8420.36806	4382.04861	2154.40972	909.027778	2252.53472	4043.56944	1291.6875	1507.53472	199.314516

Tabla 14 Calculo de demandas para acometidas trifásicas

TARIFA 03	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
Kwh Tot Mer	52,423	35,892	4,131	3,005	7,228	18,021	0	5,507	3,371	1,320
FC	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
DIAS/MES	30	30	30	30	30	30	30	30	30	31
HORAS	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
DEMANDAS	242.699074	166.166667	19.125	13.912037	33.462963	83.4305556	0	25.4953704	15.6064815	5.91397849

Tabla 13 Cálculo de corrientes para acometidas monofásicas

AGENCIA	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
DEMANDAS	48951.9643	43397.3148	21754.0939	17727.8241	11506.4418	16010.6614	24041.0648	8770.23148	8248.18122	6523.74725
USUARIOS	85,740	79,191	52,775	37,096	32,139	33,534	42,683	20,056	18,456	8,379
Fases Prom Us	1.00740317	1.00776552	1.00235373	1.00301538	1.00038373	1.00703527	1.00428298	1.00502877	1.00149933	1.367552
V Prom	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
FP	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
I Tarifa 01	5.24758614	5.03504993	3.80774619	4.41160886	3.31373908	4.38990859	5.19300697	4.02869588	4.13186566	5.27153789

Tabla 17 Cálculo de corrientes para acometidas bifásicas

AGENCIA	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
DEMANDAS	9418.86111	8420.36806	4382.04861	2154.40972	909.027778	2252.53472	4043.56944	1291.6875	1507.53472	199.314516
USUARIOS	9,207	6,174	3,302	1,662	819	2,099	2,521	1,135	1,238	320
Fases Prom Us	1.27891821	1.34612893	1.19987886	1.22382671	1.21123321	1.42782277	1.31376438	1.36828194	1.23747981	1.549725
V Prom	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
FP	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
I Tarifa 02	7.40651184	9.38110587	10.2409198	9.8073934	8.48480229	6.95922689	11.3044861	7.70126815	9.1113935	3.72143602

Tabla 20 Cálculo de corrientes para acometidas trifásicas

AGENCIA	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
DEMANDAS	242.699074	166.166667	19.125	13.912037	33.462963	83.4305556	0	25.4953704	15.6064815	5.91397849
USUARIOS	8	11	2	2	2	4	0	2	1	1
Fases Prom Us	3	3	3	3	3	3	0	3	3	3
V Prom	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
FP	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
I Tarifa 03	93.633902	46.6236438	29.5138889	21.469193	51.6403749	64.3754287	#¡DIV/0!	39.3447074	48.1681527	18.25302

Tabla 19 Calculo de pérdidas de potencia en acometidas monofásicas

AGENCIA	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
I	5.247586137	5.035049931	3.807746194	4.411608862	3.313739085	4.38990859	5.19300697	4.02869588	4.13186566	5.27153789
OHMS/KM	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334
Long Prom Ac	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
HILOS/USUAR	2.041613782	2.043911667	2.022206595	2.017579227	2.008766803	2.04171051	2.02894165	2.03248866	2.0279578	2.8045
I2R	7.497531995	6.910274079	3.910093068	5.236609455	2.941654952	5.2472373	7.29680862	4.39929097	4.61718083	10.3933534

Tabla 18 Cálculo de pérdidas de potencia en acometidas bifásicas

AGENCIA	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
I	7.406511843	9.38110587	10.24091978	9.807393397	8.484802287	6.95922689	11.3044861	7.70126815	9.1113935	3.72143602
OHMS/KM	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334
Long Prom Ac	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
HILOS/USUAR	2.041613782	2.043911667	2.022206595	2.017579227	2.008766803	2.04171051	2.02894165	2.03248866	2.0279578	2.50285
I2R	14.93573566	23.98809632	28.28323213	25.87994667	19.28584016	13.1868706	34.5777548	16.0760078	22.451952	4.62254899

Tabla 21 Cálculo de potencia en acometidas trifásicas

AGENCIA	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
I	93.63390203	46.62364385	29.51388889	21.46919296	51.64037494	64.3754287	#¡DIV/0!	39.3447074	48.1681527	18.25302
OHMS/KM	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334	3.334
Long Prom Ac	35	35	35	35	35	35	35	35	35	40
HILOS/USUAR	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3
I2R	4092.2285	1014.626162	406.5804639	215.1419347	1244.722113	1934.34484	#¡DIV/0!	722.547279	1082.96299	133.29575

Multiplicando por el número total de acometidas para obtener el valor total de las pérdidas de potencia queda de la siguiente manera

Tabla 22 Potencia pérdida total para acometidas monofásicas

AGENCIA	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
I2R	7.497531995	6.910274079	3.910093068	5.236609455	2.941654952	5.2472373	7.29680862	4.39929097	4.61718083	10.3933534
No De Acom	85740	79191	52775	37096	32139	33534	42683	20056	18456	8379
P	642,838	547,232	206,355	194,257	94,542	175,961	311,450	88,232	85,215	87,086

Tabla 24 Potencia total perdida en acometidas bifásicas

AGENCIA	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
I2R	14.93573566	23.98809632	28.28323213	25.87994667	19.28584016	13.1868706	34.5777548	16.0760078	22.451952	4.62254899
No De Acom	9207	6174	3302	1662	819	2099	2521	1135	1238	320
P	137,513	148,103	93,391	43,012	15,795	27,679	87,171	18,246	27,796	1,479

Tabla 23 Potencia total perdida en acometidas trifásicas

AGENCIA	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
I2R	4092.2285	1014.626162	406.5804639	215.1419347	1244.722113	1934.34484	#¡DIV/0!	722.547279	1082.96299	133.29575
No De Acom	8	11	2	2	2	4	0	2	1	1
P	32,738	11,161	813	430	2,489	7,737	#¡DIV/0!	1,445	1,083	133

Se obtuvo una pérdida total por circuito representada en las siguientes tablas

TARIFA 1	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
PER ENERGIA	388,472,769	330,696,710	124,702,199	117,391,335	57,132,452	106,334,658	188,211,721	53,319,465	51,495,970	34,909,048
FC	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.16
24*365	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760

TARIFA 2	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
PER ENERGIA	146,360,925	83,032,189	52,358,861	24,114,512	8,855,367	15,518,090	48,871,280	10,229,588	15,583,278	829,307
FC	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
24*365	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760

TARIFA3	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
PER ENERGIA	34,844,180	11,878,979	865,480	457,968	2,649,615	8,235,202	#¡DIV/0!	1,538,072	1,152,641	141,872
FC	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
24*365	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760

Para una reducción de pérdidas en acometidas se pueden emplear el cambio de los conductores los cuales ya se encuentran en mal estado o que ya tienen mucho tiempo instalado, el principal factor que influye en este tipo de pérdidas es la distancia con la cual se conecta, en zonas urbanas se tiene establecido un máximo de 35 m desde el transformador hasta la mufa y en zonas urbanas se tiene un criterio de hasta máximo 80 m de distancia, por consecuente se produce un aumento de pérdida y una deficiencia de la calidad del servicio, como puede ser un bajo voltaje.

Las pérdidas en los medidores no constituyen una pérdida de gran importancia si se considera una sola unidad, pero cuando se habla de una gran concentración de medidores, esta pérdida se vuelve relativamente considerable y es por ello que se considera como tal.

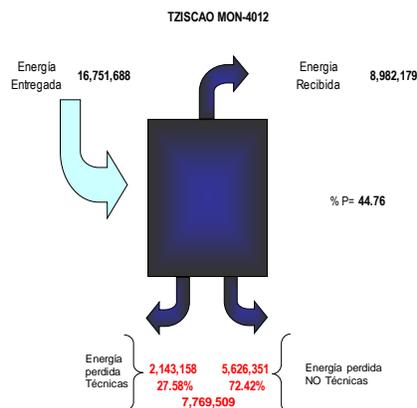
Perdidas en Medidores Electromecánicos										
	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
Perdidas en Med Electro	587,352.74	647,279.03	502,555.94	365,532.02	309,913.03	299,920.50	450,348.10	178,179.28	180,279.92	82975.60
Cantidad de Bobinas	60,954.00	67,173.00	52,154.00	37,934.00	32,162.00	31,125.00	46,736.00	18,491.00	18,709.00	8611
Watts por unidad de Perdidas	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
24*365	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8760

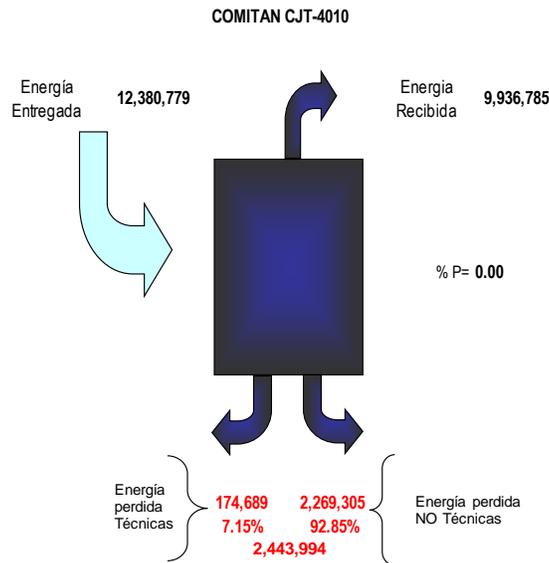
Perdidas en Medidores Digitales										
	San Cristobal	Comitán	Ocosingo	Yajalon	Chenalhó	Carranza	Comalapa	Teopisca	Margaritas	Montebello
Perdidas en Med Electro	251,440.47	142,936.92	36,943.11	11,983.68	7,463.52	39,196.62	512.46	22,462.83	10,354.32	1116.90
Cantidad de Bobinas	38,271.00	21,756.00	5,623.00	1,824.00	1,136.00	5,966.00	78.00	3,419.00	1,576.00	170
Watts por unidad de Perdidas	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
24*365	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8760

Como se puede observar en las tablas anteriores, el mayor porcentaje de pérdidas se encuentra reflejada en los equipos de medición electromecánicos, ya que debido a sus componentes mecánicos, consumo un poco más a comparación de un medidor digital, como solución se tiene considerado cambiar los medidores electromecánicos por digitales, y de esta manera poder obtener hasta una reducción del 30% total de las pérdidas

Ahora bien en conjunción de los datos obtenidos, se pudo determinar mediante un balance de energía, la cantidad total de pérdidas tanto técnicas como no técnicas.

Se tuvo que del 100% de pérdidas de energía, el 27.58% corresponde a pérdidas técnicas y el 72.42% de pérdidas de energía constituyen en pérdidas no técnicas, esta segunda representa una pérdida de suma importancia ya que, en tan solo un año hubo el crecimiento de más del 20%, lo que también se traduce como en pérdidas económicas significantes.





En comparación al circuito CJT4010 se tiene un porcentaje mayor en pérdidas no técnicas pero comparadas con el circuito MON4012, éstas son mucho mayores, para este circuito se tiene casi 3 GW de energía perdida, pero que está dentro de un rango mucho más controlado.

Un factor para el control de pérdidas no técnicas se debe de dar en la medición en transformadores de distribución de cada ramal para poder detectar a los usuarios infractores; se podría realizar un chequeo total de las instalaciones de los usuarios.

La principal medida de control de este tipo de pérdidas, podría consistir en hacer mediciones en transformadores de distribución; así como complementar con el control de los consumos históricos de los usuarios pertenecientes al transformador estudiado, una vez identificado los usuarios revisar las instalaciones de las acometidas y medidor.

Así también para poder tener una considerable mejoría se debe tener bien organizados los procesos de lectura y facturación.

4.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objetivo de reducción de pérdidas se encuentra basado en la mejora del ámbito administrativo, operacional y funcional de la empresa, el cual mantiene el criterio de establecer alternativas que permitan una optimización y mejora en las pérdidas no técnicas y técnicas del sistema de distribución, una de las maneras es estableciendo un plan de reducción y control de pérdidas de energía.

No obstante, la apreciación de la situación vigente en muchas empresas, respecto a las pérdidas de energía demuestra que los beneficios probables no son suficientes para que se le dé la importancia que se debe, por lo cual conviene establecer explícitamente el objetivo de mantener las pérdidas de energía eléctrica en los niveles más bajos que sean económicamente factibles.

La estrategia principal es la identificación del problema y establecer las actividades correctivas a realizarse, paralelamente con la concienciación de la población en entender que el hurto de energía eléctrica causa graves problemas.

Los objetivos principales de manera general son los siguientes:

- Lograr una medición correcta y confiable
- Prevenir la sustracción de energía
- Contar con un sistema de información de gestión eficiente
- Ejecutar acciones legales para la aplicación de penalidades a infractores

Si se logra lo planteado es posible conseguir resultados como son los siguientes:

- Reducir las pérdidas de energía
- Mejorar la calidad del producto

Al no contar con el equipo de medición necesario para registrar la demanda en el periodo de estudio requerido, se puede optar por implementar un tipo de análisis diferente como lo puede ser un análisis de flujo de carga, así como de demanda máxima por usuario en un determinado periodo de tiempo.

En conclusión, las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía recibida para distribución y la energía entregada a los clientes, y se clasifican como pérdidas técnicas y no técnicas, la existencia de las mismas es normal y ni pueden ser eliminadas totalmente.

Para el caso de estudio de los circuitos MON4012 y CJT4010, las pérdidas no técnicas son la principal fuga de energía, estos ocasionados por el robo de electricidad, fallas en los equipos de medición, error en las facturaciones.

Todas las pérdidas tienen efectos para CFE, debido a ellas, CFE debe corregir las conexiones que se encuentran de manera ilegal ya que registran niveles de consumo de energía elevados, lo que podría llegar a provocar daños en las redes de distribución, fallas en la continuidad del servicio.

El abatimiento de las pérdidas de energía, por lo tanto, reduce el volumen de energía que la CFE debe generar o comprar para satisfacer la demanda.

4.2 BENEFICIOS Y APRENDIZAJES OBTENIDOS

Durante la realización del proyecto y estancia en la empresa CFE, en el departamento de medición servicio y conexiones se obtuvo conocimiento sobre los diferentes programas de control de pérdidas de energía que se les da de manera anual en base a la comparación de años anteriores, se obtuvo conocimiento sobre los diferentes Software que maneja la empresa para poder llevar de una manera más eficiente y rápida la gestión de la información tales como fueron SIAD, SICOM, KAVI, SINOT, SIGED, SIAD, SIMOCE, así como también se conocieron los diferentes trabajos que se realizan en campo para poder llevar a cabo su gestión de programas y metas programadas por la división y la importancia que tiene para la empresa CFE

BIBLIOGRAFÍA

1. Celaya, Pino, Jesús, (2004). Proyecto para el abatimiento de pérdidas no técnicas de energía eléctrica de la comisión federal de electricidad en zona Tijuana.
2. Miranda, Uriostegui, Oscar (2009). Minimización de pérdidas en redes de distribución empleando programación dinámica.
3. Orellana Malavé Alberto, (2017). Determinación de los factores de carga y pérdidas en transformadores de distribución por estratos de consumo en el área de concesión.
4. Hinojosa Ortiz Manuel (2010). Estudio de la metodología para el control y reducción de pérdidas del sistema eléctrico de distribución.
5. Rubén Levy. (2010). Pérdidas técnicas en las redes eléctricas.
6. Munguía Aguilero, Josue (2018). Aplicación y evaluación de las metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión para redes de distribución de energía eléctrica.
7. Romero Lopez Andres (2009). Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía.
8. Cañar Olmedo Santiago (2007). Calculo detallado de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución aplicado al alimentador Universidad.
9. Aguirre Vázquez Guillermo (2016). Evaluación de los diferentes métodos para el cálculo de las pérdidas técnicas en media tensión para redes de distribución.
10. Alexander Porras. (2014). Identificación de pérdidas en sistemas de energía mediante aplicación de técnicas de análisis y visualización de información.
11. Ramirez Guerra Hector (2009). Metodología para reducir las pérdidas técnicas en las redes de distribución de media tensión con aplicación en el circuito industrial norte