



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ.

REPORTE TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL.

Estandarización en el proceso de revisión de servicios en baja tensión para el aseguramiento, mediante la optimización del tiempo y recursos.

Carrera: Ingeniería Eléctrica.

Presenta: López Coutiño José Alejandro.

Correo: alecoutilopez96@gmail.com

Asesor interno: Ing. José Luis Ríos Coutiño.

Asesor externo: Marco Antonio Aguilar Burguete.

Tuxtla Gutiérrez Chiapas, septiembre 2018.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 ANTECEDENTES:.....	3
1.2 ESTADO DEL ARTE.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	4
1.4 OBJETIVO:.....	5
1.5 METODOLOGÍA.....	5
2 MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 GENERACIÓN:.....	7
2.2 TRANSMISIÓN:.....	13
2.3 DISTRIBUCIÓN.....	16
2.4 COMERCIALIZACIÓN.....	23
3.DESARROLLO EXPERIMENTAL.....	37
3.1 ANOMALÍAS MONOFÁSICAS.....	39
3.2 ANOMALÍAS BIFÁSICAS.....	50
4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	56
4.1 RESULTADOS.....	56
4.2 CONCLUSIONES.....	68
5. REFERENCIAS.....	69
ANEXO A.....	70

1. INTRODUCCIÓN.

1.1 ANTECEDENTES:

Debido a los distintos sucesos ocurridos en la actualidad, para la medición de energía eléctrica, se han realizado actividades que faciliten el proceso de medición. Se lleva a cabo por medio de un medidor de consumo eléctrico o contador eléctrico. El dispositivo se utiliza para obtener los valores de kilowatts-hora, así como los diferentes tipos de demanda (demanda base, demanda intermedia, demanda punta).

La principal función de los medidores, es brindar el costo de energía que el usuario consume en determinado tiempo, de acuerdo a los precios de la empresa distribuidora que brinda el servicio; considerando que la empresa tiene costos de producción dependiendo de la época del año, región, horario de consumo y tipo de suministro.

Los procesos de revisión de los servicios en baja tensión, son considerados como base para determinar si existen usos ilícitos en los domicilios, pueden ser casos como derivaciones en el circuito sin autorización del suministrador, o derivaciones antes de la base de medición; cabe destacar que en los domicilios se han encontrado casos de alteraciones en los medidores añadiéndoles dispositivos para que las lecturas no sean las reales al momento de realizar la revisión del servicio y/o desactivar el medidor para instalar “puentes” en la base, para que la energía no pase por las lecturas y se esté consumiendo de manera clandestina.

1.2 ESTADO DEL ARTE.

Miguel Villa Blanca-Martínez, revista chilena de ingeniería, vol. 16, diciembre 2018, “medidores del mañana”, el sistema de prepago para los usuarios propone una solución a este problema, ya que los clientes tienen la facultad de pagar por adelantado la cantidad de energía eléctrica que esperan consumir. Los medidores están diseñados con la habilidad de realizar una desconexión o reconexión al momento de detectar la falta de pago. [1]

José O. Valderrama, revista información tecnológica 2001, vol. 12. “sistema de venta de energía prepago”. Un sistema de energía eléctrica ofrece grandes ventajas a las compañías suministradoras (schulze.1997). Entre las cuales destacan: eliminar gastos de correos y de impresión, ahorrar gastos del personal encargado de tomar lecturas, recibir el dinero anticipado por lo menos 45 días antes que un sistema convencional, entre otras. [2]

1.3 JUSTIFICACIÓN.

La CFE es una empresa comprometida con el desarrollo social y económico del pueblo de México; atiende las emergencias causadas por fenómenos meteorológicos que dañan la infraestructura eléctrica y ocasionan la interrupción del servicio eléctrico en las ciudades y la industria. Genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 34.9 millones de clientes, lo que representa más de cien millones de habitantes, e incorpora cada año más de un millón de clientes nuevos.

En la actualidad la CFE Distribución es una empresa productiva por lo que su subsistencia se basa en los ingresos reportados menos las pérdidas, y es en éste punto en donde se tiene más área de oportunidad derivado a que la Zona Tuxtla a inicios del año 2018 contaba con un indicador de pérdidas de Alta Tensión de 10.39% es decir de toda la energía entregada a los diferentes puntos el porcentaje antes mencionado se pierde por dos razones principalmente: Pérdidas Técnicas y No Técnicas, las primeras requieren de grandes inversiones para disminuirlas sin embargo en el segundo caso se requiere llevar a cabo revisiones a servicios para asegurarlos garantizando la correcta registración de los equipos de medición y en aquellos casos que se encuentren con usos indebidos proceder al ajuste de la facturación por la energía consumida y no facturada. Sin embargo, las irregularidades que hoy en día se encuentran en campo son muy variadas y a la vez complejas.

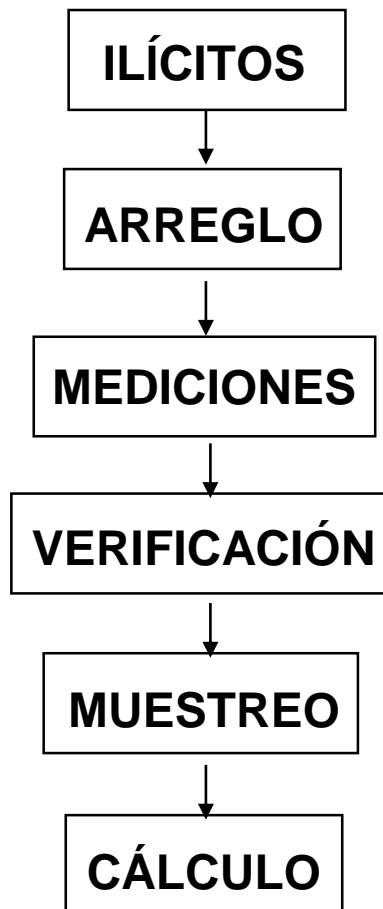
Con el paso de los años se han estado presentando diversos sucesos con respecto al uso de la energía eléctrica, esto se ha creado por la mala información que han recibido las personas al momento de utilizarla. Algunas de ellas terminan haciendo usos ilícitos en sus domicilios incurriendo en un delito. A raíz de eso surge la idea de distintas mediciones u observaciones, esto implica buscar la manera de verificar las distintas formas de hurto de la energía enfocándose de lleno a esta problemática.

El presente proyecto tiene la finalidad de poder realizar de una forma más adecuada las revisiones de los diferentes tipos de ilícitos dentro del margen legal y sin afectar a las personas involucradas. Asimismo, surge la idea de poder implementar de una manera segura y eficaz la observación de los dispositivos de medición con un menor tiempo y de una forma más enfocada para la identificación de derivaciones en la red de energía.

1.4 OBJETIVO:

Optimizar los recursos y tiempos en los procesos de medición en servicios de baja tensión para la determinación de pérdidas de energía.

1.5 METODOLOGÍA.



Ilícitos: en esta parte se estudian los ilícitos que se han encontrado con la finalidad de hurtar la energía eléctrica.

Arreglo: en este proceso se elaboran los arreglos adecuados para poder propiciar el estado en el cual se realizan los ilícitos, facilitando las condiciones para poder hacer cambios para cada una de las partes que conforman el sistema.

Mediciones: en este paso se toman las mediciones, en esta parte se mide el voltaje y la corriente para cada fase dependiendo de cuál sea el arreglo aplicado. Esto nos ayuda a ver la tensión que hay en el sistema y la corriente que circula por el conductor.

Verificación: para este paso se verifica el medidor que este en buenas condiciones para poder ser utilizado de la mejor manera, al saber que si funciona de una manera normal se procede a instalarse en la base de medición. Seguido de esto se revisa el comportamiento del medidor en operación.

Muestreo: se toman muestras del tiempo en que trasciende un ciclo en la medición, este tiempo es proporcional a la carga instalada, mientras más grande sea la carga, más tiempo tarda en dar un ciclo, a esta prueba se le conoce como prueba del cronometrado.

Cálculos: se recolectan todas las muestras y seguido de ello se realizan los cálculos pertinentes, en esta parte es donde se verifica el porcentaje de registración que tiene el medidor, y se toman conclusiones del porcentaje de pérdidas que hay cuando las personas hacen la intervención en la medición.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 GENERACIÓN:

Para generar energía eléctrica, se requiere una maquina o primo-motor que sea capaz de hacer girar una bobina en medio de un campo magnético. La fuerza electromotriz inducida en la bobina, podrá ser utilizada una vez que su potencial sea aumentado mediante la transformación correspondiente, para ser transmitida. Posteriormente se disminuye dicho potencial. Para ser adecuadamente distribuido en los diferentes centros de consumo.

Tipos De Generación:

La generación de energía eléctrica se diferencia principalmente por el tipo de maquina prima o turbina que se utiliza para generar. De esta manera existe generación: hidráulica, térmica, Eólica, solar, mareomotriz, entre otras. Quedando dentro de la generación térmica los diferentes tipos: biomasa, ciclo combinado, geotérmica, carboeléctrica, nucleoelectrica, turbo gas, y combustión interna. [3]

- **Energía Hidráulica.**

La energía hidráulica es la energía que se obtiene a partir del agua de los ríos. Es una fuente de energía renovable y supone el 7% del consumo mundial de energía primaria.

La mayoría de las presas hidráulicas se destinan a la producción de energía eléctrica utilizando turbinas hidráulicas. Los países con gran potencial hidráulico y que disponen de caudales de ríos constantes y abundantes obtienen la mayor parte de la electricidad en centrales hidráulicas por sus grandes ventajas, entre ellas la de utilizar un recurso natural que solo hay que encauzar y es gratuito. Además, puede utilizarse para otros fines, como el abastecimiento humano o el riego. Por otra parte, se trata del único recurso renovable almacenable, por lo que es muy útil para atender inmediatamente puntas de la demanda.

- **Energía Eólica:**

La energía eólica es una fuente de energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, “molinos de viento” de tamaño variable que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica. La energía del viento puede obtenerse instalando los aerogeneradores tanto en suelo firme como en el suelo marino. El proceso se realiza gracias al rotor, que transforma la energía cinética en energía mecánica y al generador, que transforma dicha energía mecánica en eléctrica.

- **Energía Solar.**

La conversión fotovoltaica se basa en el efecto fotovoltaico, el cual consiste en la creación de una potencia eléctrica causada por la absorción de la radiación solar. Para llevar a cabo esta conversión se utilizan unos dispositivos denominados celdas solares, constituidos fundamentalmente por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico interno

El material más utilizado es el Silicio. Estas células se conectan entre sí como un circuito en serie para así aumentar la tensión de salida de la electricidad, o sea si será de 12 volts o 24. Al mismo tiempo varias redes de circuito paralelo se conectan para aumentar la capacidad de producción eléctrica que podrá proporcionar el panel.

Como el tipo corriente eléctrica que proporcionan los paneles solares es corriente continua, muchas veces se usa un inversor y/o convertidor de potencia para transformar la corriente continua en corriente alterna, que es la que utilizamos habitualmente en nuestras casas, trabajos y comercios.

- **Energía Mareomotriz.**

Consiste en convertir la energía de las mareas en electricidad aprovechando el ascenso y descenso de las mismas. Las centrales mareomotrices se instalan en los ríos o bocanas, estos son grandes diques con compuertas que se construyen de un lado al otro.

Cuando la marea sube, el nivel de agua es superior. Al abrir las compuertas, el agua pasa de un lado a otro del dique y ese movimiento hace que también se muevan las turbinas de los generadores de corriente colocados próximos a los conductos por los que circula el agua.

Cuando la marea baja, el nivel de agua es inferior al del agua del otro lado, por lo que el movimiento del agua es en sentido contrario, este movimiento también es aprovechado para poder producir energía eléctrica. Se presume que este tipo de construcciones, utiliza un recurso renovable como lo son las mareas y no contamina, pero indirectamente puede alterar el equilibrio en los ecosistemas marinos.

- **Energía Biomasa.**

Se refiere al aprovechamiento de la energía solar almacenada en los vegetales y animales (desde ramas y hojas de árboles pasando por restos de comida y desechos animales) mediante procesos biológicos, termoquímicos o por medio de combustión para producir energía.

Consiste en producir gas mezclando residuos animales y vegetales húmedos que fermentan en una cámara hermética (sin oxígeno). Al finalizar el proceso, además de gas queda un biofertilizante. Con este método se puede generar electricidad sin producir contaminación. Por ser un proceso de descomposición anaerobia (sin oxígeno) se pueden producir combustibles líquidos a partir de la biomasa.

Por fermentación de la caña de azúcar o similares, es posible obtener alcohol carburante que se utiliza en motores fabricados especialmente. Si bien es una alternativa, debemos tener en cuenta que esas plantas nos sirven como alimentos o para fabricar medicinas, etc. Por lo que solo se justifica su uso si son residuos de cosechas o sobrantes de otros procesos como la melaza.

- **Energía Ciclo Combinado.**

Este tipo de generación de energía está basada en la combinación de turbinas de gas y de vapor. Con esta combinación, se aprovecha la temperatura de los gases de escape de la turbina de gas (mueve el generador eléctrico) para generar el vapor que acciona la turbina. Al mismo tiempo la turbina de vapor acciona otro generador eléctrico, obteniendo a la salida vapor a baja presión con energía térmica utilizable. De esta forma se puede conseguir un salto térmico global de unos 1000°K. Gracias a este hecho, se puede aprovechar más del 50% de la energía del combustible para generar energía eléctrica. La potencia total obtenida es la suma de las potencias de la turbina de gas y de vapor.

En sistemas generativos convencionales de turbinas a contrapresión se obtienen altos rendimientos térmicos globales, del orden del 85%. La máxima capacidad de energía eléctrica que se puede producir en estas centrales esta inversamente relacionada con la presión de vapor en la salida de la turbina. La relación (energía eléctrica/energía térmica del vapor) en estas centrales varia.

Con ciclo combinado, el rendimiento térmico global resulta entre 74 y 78%, es decir ligeramente inferior al del ciclo cogenerativo convencional con generador de vapor y turbina de contrapresión. La razón es la necesidad de trabajar con exceso de aire en la turbina de gas y el aumento de perdidas mecánicas. A pesar de ello, el ciclo combinado resulta ventajoso porque en igualdad de condiciones se genera una cantidad mayor de energía eléctrica, lo cual supone un ahorro de combustible. [4]

- **Energía Geotérmica.**

Consiste en el aprovechamiento del calor generado en el interior de la tierra. No proviene de energía solar, sino de la descomposición de elementos radiactivos situados a grandes profundidades. Se hacen perforaciones en el suelo hasta encontrar agua caliente o vapor y se lo lleva a la superficie.

Cuando la energía proporciona solamente agua caliente (entre 60°C y 150°C), se la utiliza para calefacción, aguas termales. Cuando la temperatura del agua supera los 150°C, puede impulsar turbinas para generar la energía eléctrica.

En las centrales geotermales existen grandes cañerías que conectan las bolsas de vapor con las turbinas de uno o varios generadores de corriente. El vapor asciende por esas cañerías y al llegar a las turbinas las hace girar, así producen corriente eléctrica.

Esta energía solo se puede aprovechar cuando se encuentra cerca de la superficie terrestre, estos casos comúnmente se encuentran en regiones volcánicas. La energía geotérmica es un recurso finito (agotable), porque la energía que contiene la corteza terrestre desaparece a medida que se consume. [5]

- **Energía Carbo-Eléctrica.**

Son aquellas plantas que producen energía eléctrica a partir del carbono el funcionamiento de estas es igual a la de combustible y la de gas la diferencia radica en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado.

Estas plantas dentro de su propio recinto poseen sistemas de almacenamiento de carbón para asegurar que se dispone permanentemente de una adecuada cantidad de éste el cual previamente es triturado en molinos pulverizadores hasta quedar convertido en un polvo muy fino para facilitar su combustión, de los molinos es enviado a la caldera de la central mediante chorro de aire precalentado.

Una vez en la caldera los quemadores provocan la combustión del carbón generando energía calorífica, esta convierte a su vez en vapor a alta temperatura el agua que circula por una extensa red formada por miles de tubos que tapizan las paredes de la caldera.

Este vapor entra a gran presión en la turbina de la central, la cual consta de tres cuerpos de alta, media y baja presión, respectivamente unidos por un mismo eje. En el primer cuerpo alta presión hay centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee asimismo centenares de álabes, pero de mayor tamaño que los anteriores. El de baja presión, por último, tiene álabes aún más grandes que los precedentes. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente, por lo cual los álabes de la turbina se hacen de mayor tamaño cuando se pasa de un cuerpo a otro de la misma.

Hay que advertir, por otro lado, que este vapor, antes de entrar en la turbina, ha de ser cuidadosamente deshumidificado. En caso contrario, las pequeñísimas gotas de agua en suspensión que transportaría serían lanzadas a gran velocidad contra los álabes, actuando como si fueran proyectiles y erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles.

El vapor de agua a presión, por lo tanto, hace girar los álabes de la turbina generando energía mecánica. A su vez, el eje que une a los tres cuerpos de la turbina de alta, media y baja presión hace girar al mismo tiempo a un alternador unido a ella, produciendo así energía eléctrica.

- **Energía Nucleoeléctrica.**

La energía nuclear o energía atómica es la resultante de las reacciones entre los distintos tipos de átomos existentes, en particular las provocadas intencional y controladamente dentro de centrales nucleares para producir electricidad.

La energía nuclear usualmente proviene de la reacción de los átomos nucleares de ciertos isótopos de elementos como el uranio (U) o el hidrógeno (H), que al ser bombardeados con partículas subatómicas permiten la fisión o fusión, respectivamente, de los núcleos atómicos. Este mismo principio se aplica, con fines bélicos, en las armas nucleares de destrucción masiva.

Estas reacciones de fisión o fusión modifican la estructura profunda del átomo y liberan enormes cantidades de energía calórica aprovechable, siempre y cuando se produzca de manera controlada y estable. Con ella se puede hervir agua u otros gases y movilizar turbinas generadoras de electricidad, o simplemente se puede reconducir para otros fines.

- Turbo Gas.

Una turbina de gas es una turbo maquina motora accionada por la expansión de los gases calientes. Está destinada a la generación de la energía eléctrica o trabajo en plantas térmicas o en plantas térmicas o en las de cogeneración, así como en los campos aeronáuticos y marítimos.

La turbina de gas es un tipo de turbina de combustión interna. En términos generales, se puede decir que una turbina es un aparato de conversión de energía que convierte la energía almacenada en el combustible en energía mecánica en forma de energía tradicional. El término “gas” se refiere al aire ambiente que se absorbe y pasa al interior de la turbina y se utiliza como medio de trabajo en el proceso de conversión de la energía.

Las turbinas de gas (TG) operan bajo el ciclo termodinámico Brayton, los principios de la tecnología se remontan al año 1900, y se comenzaron a usar para la generación eléctrica estacionaria en los años 30. Las turbinas revolucionaron la industria aérea en los años 40, y hasta la actualidad, son la tecnología de mayor uso en el mundo.

Las TG convencionales son una tecnología madura. El rango de potencias es de 500 kW hasta 25 MW para aplicaciones medias, y hasta aproximadamente 250 MW para centrales de generación, generalmente de ciclo combinado.

Funcionan con gas natural, petróleo, o una combinación de ellos (sistemas duales). Tienen eficiencias típicas del 20 a 45% a plena carga y disminuye un poco a cargas parciales.

- Generación Combustión Interna.

Es una máquina que genera electricidad a partir de combustible fósil. Emplea un motor a combustión interna y un generador eléctrico o alternador.

El Grupo electrógeno se instala sobre una bancada de metal y un sistema de soportes que absorben las vibraciones generadas por la rotación del motor.

Puede llevar una carrocería de protección que también reduce el ruido producido. En ocasiones, se emplean contenedores de carga marítima previamente transformados para garantizar refrigeración y protección.

Se completa con un cuadro eléctrico de control y uno de potencia. El primero, gestiona maniobra (arranque, parada, test, emergencia) y protecciones (de motor y alternador), el segundo, sirve como dispositivo de corte y protección de la salida de energía. Suele ser un interruptor automático o circuit breaker en inglés.

Las características principales de un generador son la potencia, la tensión y la frecuencia de trabajo.

2.2 TRANSMISIÓN:

Se le llama infraestructura eléctrica a la instalación cuya finalidad es la transformación o transporte de energía eléctrica obtenida en los centros de generación. Con frecuencia y según la complejidad de los sistemas eléctricos, esta infraestructura también incluye alguna transformación a otro voltaje más conveniente desde el punto de vista técnico y económico.

Esta tarea se realiza con elementos de conducción y elementos de soporte, los cuales conforman los elementos más relevantes del sistema eléctrico; líneas de transporte y de distribución y las subestaciones eléctricas. [6]

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

Para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que, para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule. Con este fin se remplazan subestaciones elevadoras en las cuales dicha transformación se efectúa empleando transformadores, o bien autotransformadores. De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 230 kV y superiores, denominados alta tensión, de 400 kV.

Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de acero, cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión. Generalmente se dice que los conductores “tienen vida propia” debido a que están sujetos a tracciones causadas por la combinación de agentes como el viento, la temperatura del conductor, la temperatura del viento, etc.

Torre: las torres son sistemas estructurales que se idealizan con un conjunto de barras o elementos finitos de sección constantes y material elástico homogéneo e isótropo, nodos y apoyos o fronteras, o sea las barras están conectadas por nodos y se apoyan en diferentes tipos de fronteras.

La función básica de las torres es la de soportar los cables conductores de energía, así como el hilo de guarda que nos sirve para proteger los conductores contra descargas atmosféricas y en la actualidad también nos sirve para la transmisión de voz y datos por medio de fibra óptica.

Existen diversos tipos de torres de acuerdo a la función que desempeñan en la línea de transmisión:

SUSPENSIÓN: Las cuales soportan el peso de los cables, cadenas de aisladores y herrajes, además del viento transversal, siendo las tensiones longitudinales iguales a cero.

DEFLEXIÓN: se colocan en los puntos de inflexión a lo largo de la trayectoria

REMATE: Se colocan al inicio y al final de la línea de transmisión, además en tangentes largas mayores a 5 km. Como rompretramos de acuerdo a la especificación de CFE.

Las torres se componen de:

- Hilo de guarda.
- Aisladores.
- Cuerpo recto.
- Cuerpo piramidal (para diferentes niveles).
- Cerramientos.
- Extensiones (patas).
- Stub.

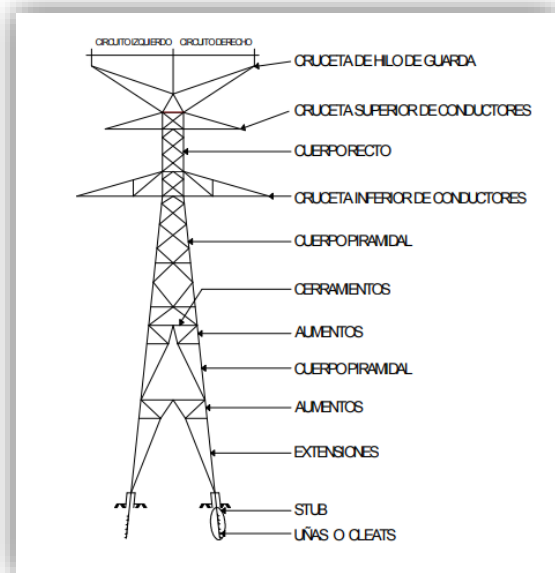


Imagen 1: partes que conforman una torre de transmisión.

El stub (el ángulo de anclaje a la cimentación) se debe diseñar de acuerdo a las especificaciones, ya que posee ciertas características para que se ancle a la tensión y compresión a las que está sometida la estructura en la zona donde terminan las extensiones y termina el terreno para así dar comienzo a la cimentación, el stub

posee lo que es el ángulo de espera que es el perfil que llega a la cimentación y los Cleto o uñas que son perfiles sujetos al ángulo en espera y colocados de cierta manera para distribuir los esfuerzos a la cimentación.

La siguiente especificación define, tipifica y establece los lineamientos y de calidad que deben cumplir en la clasificación, análisis, diseño estructural, fabricación, montaje, pruebas mecánicas en prototipo y suministro de las torres auto soportadas y con retenidas.

A) Deflexión.

Es el ángulo máximo de cambio de dirección en la trayectoria de la línea de transmisión que permite la torre en estudio sin afectar su estabilidad, de acuerdo con su diseño eléctrico y estructural.

B) Claro Medio Horizontal.

Es la semisuma de los claros adyacentes a la torre y se utiliza para calcular las cargas transversales que actúan sobre la estructura debidas a la acción del viento sobre los cables, también se le conoce como “Claro de viento”.

C) Claro Vertical

Es la suma de las distancias horizontales entre los puntos mas bajos de las catenarias de los cables adyacentes a la torre y se utilizan para determinar las cargas verticales, que actúan sobre la estructura, debidas al peso de los conductores y cables de guarda, también llamado “claro de peso”.

D) Utilización.

La conjunción de los tres parámetros anteriores sirve para designar el “USO” de la torre: Deflexión/Claro medio horizontal/ Claro vertical.

Los diferentes tipos de torres que se solicitan en cada línea de sub-trasmisión y transmisión, se indican en la memoria de cálculo en este caso y en estas deben tener clave de diseño normalizado, como se indica a continuación:

A) Primer Dígito.

Indica la tensión de operación:

4 PARA 400 KV.

2 PARA 230 KV.

1 PARA 115 KV.

B) Segundo Dígito.

Indica el uso de la estructura:

- A SUSPENSIÓN DE CLAROS CORTOS.
- B SUSPENSIÓN DE CLAROS MEDIOS.
- C SUSPENSIÓN DE CLAROS LARGOS
- X DEFLEXIÓN HASTA 30°
- Y DEFLEXIÓN HASTA 90°
- R REMATE.
- T TRANSPOSICIÓN.
- S TRANSICIÓN.
- G =CT (SUSPENSIÓN CLAROS LARGOS Y TRANSPOSICIÓN).
- W =YR (DEFLEXIÓN Y REMATE).
- Z =XYR (DEFLEXIONES Y REMATE).

C) Tercer Dígito.

Indica el número de circuitos: para torres, se selecciona el mayor.

D) Cuarto Dígito.

Indica el número de conductores por fase.

E) Hasta Dos Dígito Adicionales (opcional).

son para identificar alguna característica particular de la torre. [7]

2.3 DISTRIBUCIÓN.

Distribución de electricidad es la etapa final en el suministro de electricidad a los usuarios finales. La red de un sistema de distribución lleva electricidad a partir de la red de transporte de alta tensión y la entrega a los consumidores. Típicamente, la red incluiría las líneas eléctricas y subestaciones transformadoras en media tensión (34,5 kV a 2 kV), y el cableado de distribución de bajo voltaje (menos de 1 kV).

Desde las subestaciones ubicadas cerca de las áreas de consumo, el servicio eléctrico es responsabilidad de la compañía suministradora (distribuidora) que ha de construir y mantener las líneas necesarias para llegar a los clientes. Estas líneas, realizadas a distintas tensiones, y las instalaciones en que se reduce la tensión hasta valores de media tensión, más cercanos a los de consumo, constituyen la red de distribución que pueden ser aérea o subterránea.

Los centros de transformación, dotados de transformadores o autotransformadores alimentados por las líneas de distribución en media tensión (entre 1 kV y 36 kV), son los encargados de realizar la última transformación, efectuando el paso de las tensiones de distribución a la tensión de utilización.

El punto que une las redes de distribución con las instalaciones interiores de los clientes se denominan instalación en enlace y está compuesta por acometida, caja general de protección, líneas repartidoras y derivaciones individuales.

ACOMETIDA

Se entiende como el punto donde se hace la conexión entre la red, propiedad de la compañía suministradora (CFE), y el alimentador que abastece al usuario. La acometida también se puede entender como la línea aérea o subterránea según sea el caso que por un lado entronca con la red eléctrica de alimentación y por el otro tiene conectado el sistema de medición. Además, en las terminales de entrada de la acometida normalmente se colocan apartarrayos para proteger la instalación y el equipo de alto voltaje.

TIPOS DE ACOMETIDAS.

- **Aéreas.**

Posada sobre fachada: Los tramos en que la acometida quede a una altura sobre el suelo inferior a 2.5 m deberán protegerse con tubos o canales rígidos. En edificaciones de interés histórico o artístico o declarado como tales se tratará de evitar este tipo de acometidas.

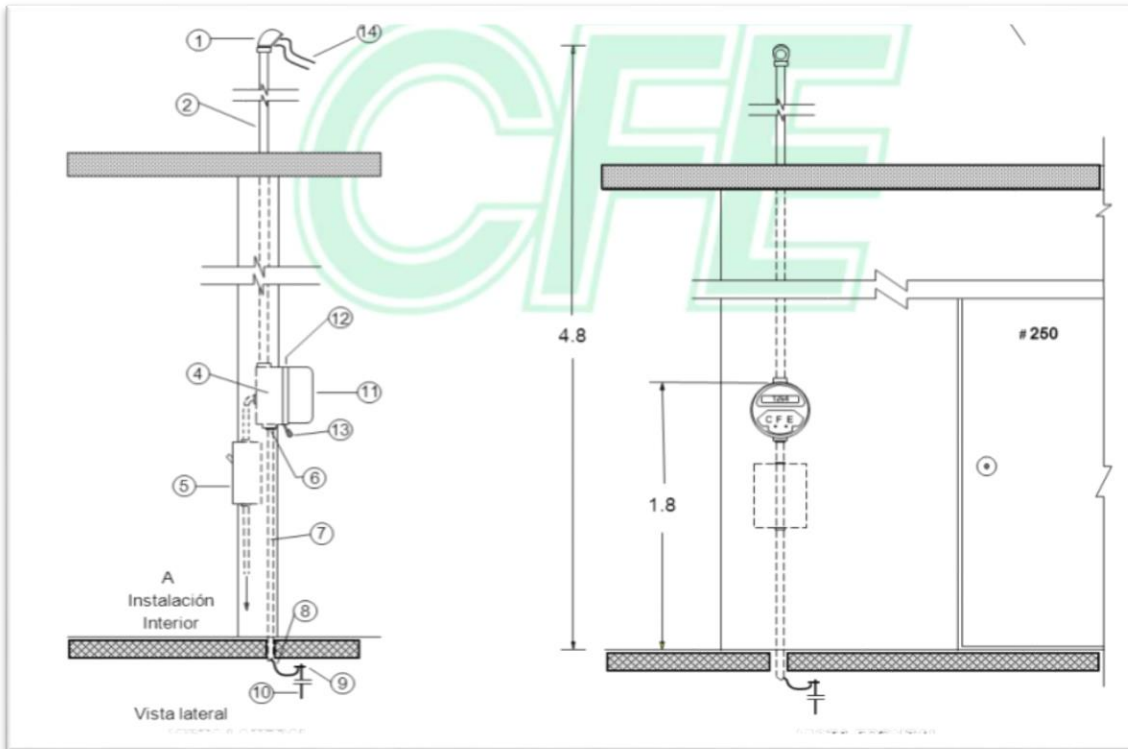


Imagen 2: acometida posada sobre fachada donde se hará la conexión por el lado del usuario.

NOTA:

- La preparación de para recibir la acometida debe estar como máximo a 35 m del poste desde el cual se dará el servicio.
- Para recibir la acometida debe estar empotrada y sobrepuesta al límite de la propiedad.
- El interruptor estará a una distancia no más de 5 m del medidor.
- La altura para recibir la acometida es de 4.8 m.
- El conductor del neutro debe conectarse directo a la carga sin pasar por algún medio de protección (fusible o termo magnético).
- Evitar que la acometida cruce otro terreno o construcción.

1. Mufa intemperie 35 (1 1/4) de designación métrica.
2. Tubo conduit de fierro galvanizado, pared gruesa de 35 (1 1/4) de designación métrica y con 3 m. de longitud.
3. Cable de cobre THW tamaño 8.37 mm² (8 AWG) desde las terminales inferiores de la base hasta el interruptor, el forro del conductor neutro de color blanco o gris y el de la fase diferente al blanco
4. Base para medidor de 4 terminales, 100 A.
5. Interruptor termo magnético (preferentemente) o de cartucho fusible de 2 polos, 1 tiro, 250v, 30 A, a prueba de agua cuando quede a la intemperie.
6. Reducción de 35 (1 1/4) a 16 (1/2) de designación métrica.
7. Tubo conduit pared delgada de 16 (1/2) de designación métrica.
8. Alambre o cable de cobre tamaño 8.37 mm² (8 AWG) mínimo de color verde desnudo.
9. Conector de varilla de tierra.
10. Varilla de tierra de mínimo 2.44 m de longitud, 16 mm de diámetro y para una resistencia máxima de 25 ohms, de acuerdo al artículo 250 de la NOM-001SEDE.
11. Murete de acuerdo a lo indicado.

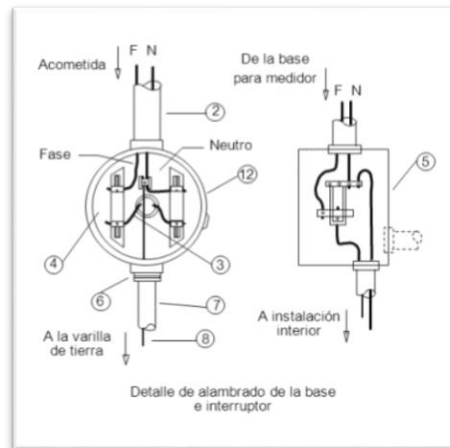


Imagen 3: arreglo para sistema monofásico en base de medición.

Instalado por CFE:

12. Medidor tipo enchufe de 15 A, 1 fase, 2 hilos, 120 v
13. Aro de acero inoxidable para base de medidor.
14. Sello de plástico.
15. Cable de aluminio 1+1.

Tensada sobre poste: cuando los cables crucen sobre vías públicas o zonas de posible circulación rodada, la altura mínima sobre calles y carreteras no será, en ningún caso, inferior a 6 mts. [8]

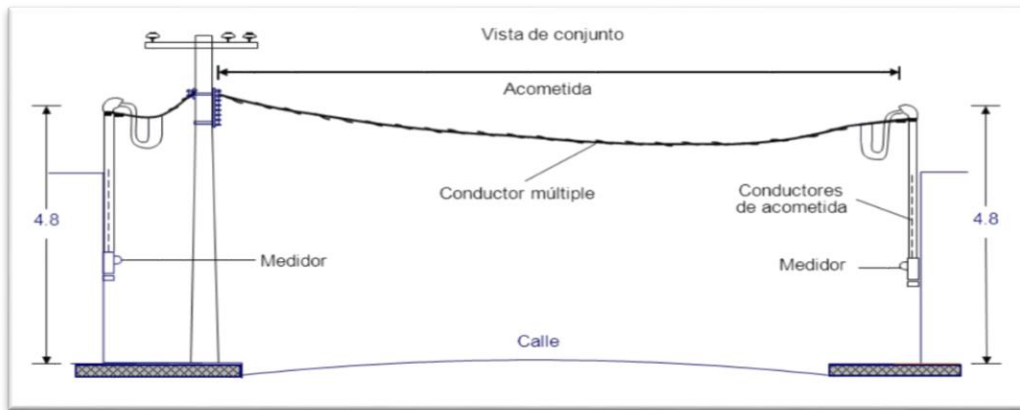


imagen 3: acometida tensada sobre poste para instalación del servicio al usuario.

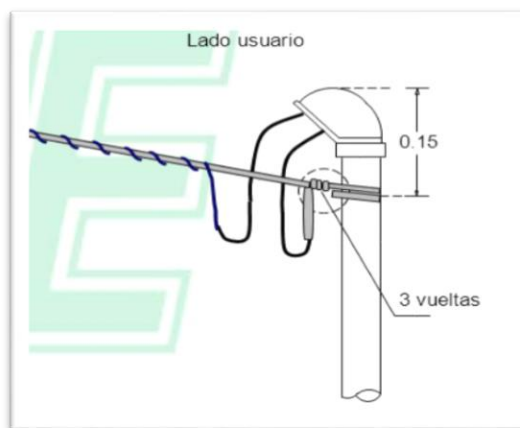


Imagen 4: conexión por empleados de empresa suministradora en tubo mufa.

No	Descripción	unidad	cantidad
1	cable múltiple de Al (1+1)13.3 mm ² (6 AWG).	M	Según se requiera
2	Conector tipo cuña 13.3-13.3 mm ² (6-6 AWG).	Pz	2
3	Cinta aislante auto sellante termoplástica resistente a la intemperie.	M	0.2
4	capa aislante para conector tipo cuña.	Pz	1

Tabla 1: acometida de aluminio.

No	descripción	unidad	cantidad
1	Cable múltiple de CU (1+1)8.37 mm ² (8 AWG).	M	Según se requiera
2	Conector tipo cuña 8.37-8.37 mm ² (8-8 AWG).	Pz	2
3	Cinta aislante auto sellante termoplástica resistente a la intemperie.	M	0.2
4	Capa aislante para conector tipo cuña.	Pz	1

Tabla 2: Acometida de cobre. [9]

- **Subterráneas.**

Es el tipo de acometida más utilizada en ciudades, ya que en estas la red de distribución suele ser subterránea.

Es el tipo de acometida más segura y duradera ya que está protegida. Se tendrá en cuenta las separaciones mínimas indicadas que hay que respetar en los cruces y paralelismos con otras canalizaciones de agua, gas, líneas de telecomunicación y con otros conductores de energía eléctrica.

Siempre que sea posible, los cables de energía eléctrica se instalaran por encima de las canalizaciones de agua o gas. [10]

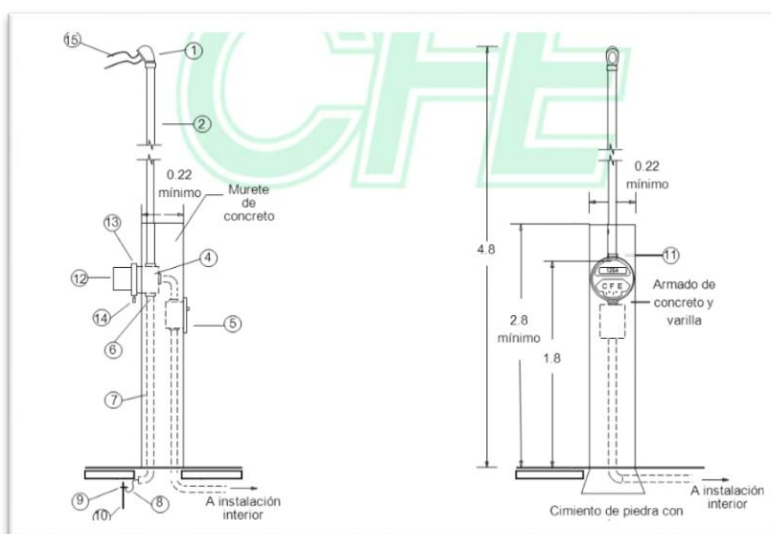
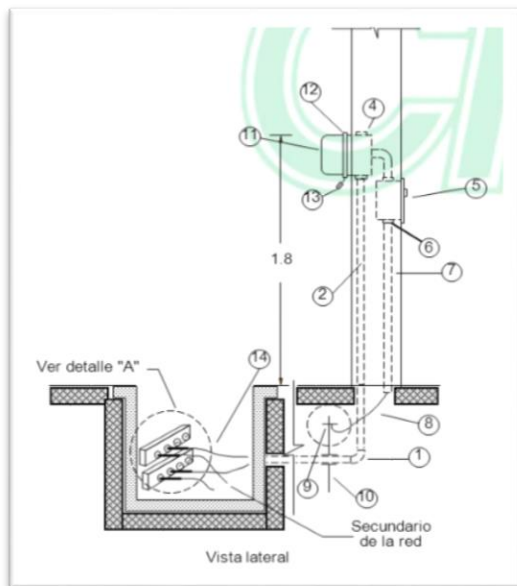


Imagen 5: especificaciones de sistema subterráneo para instalación de servicio al usuario

1. Mufa intemperie 35 (1 1/4) de designación métrica.
2. Tubo conduit de fierro galvanizado, pared gruesa de 35 (1 1/4) de designación métrica y con 3 m. de longitud.
3. Cable de cobre THW tamaño 8.37 mm² (8 AWG) desde las terminales inferiores de la base hasta el interruptor, el forro del conductor neutro de color blanco o gris y el de la fase diferente al blanco
4. Base para medidor de 4 terminales, 100 A.
5. Interruptor termo magnético (preferentemente) o de cartucho fusible de 2 polos, 1 tiro, 220V, 30 A, a prueba de agua cuando quede a la intemperie.
6. Reducción de 35 (1 1/4) a 16 (1/2) de designación métrica.
7. Tubo conduit pared delgada de 16 (1/2) de designación métrica.
8. Alambre o cable de cobre tamaño 8.37 mm² (8 AWG) mínimo de color verde desnudo.
9. Conector de varilla de tierra.
10. Varilla de tierra de mínimo 2.44 m de longitud, 16 mm de diámetro y para una resistencia máxima de 25 ohms, de acuerdo al artículo 250 de la NOM-001SEDE.
11. Murete de acuerdo a lo indicado.



Instalado por CFE:

1. Medidor tipo enchufe de 15 A, 1 fase, 2 hilos, 120 v
2. Aro de acero inoxidable para base de medidor.
3. Sello de plástico.
4. Cable de aluminio XLP
5. Conector empalme a compresión, tensión mínima, tipo zapata.
6. Manga termo contráctil removible [11]

*Imagen 6: conexión en sistema subterráneo para
Instalación en baja tensión al usuario.*

2.4 COMERCIALIZACIÓN.

Ventas, Consumo y Demanda de Energía Eléctrica.

El sector eléctrico, dada su estrecha relación con la economía nacional, se ha consolidado como uno de los sectores más dinámicos. Con el diseño del mercado eléctrico, se permite una competencia libre y efectiva, donde los más beneficiados son los consumidores que demandan mayores cantidades de electricidad a precios accesibles.

No solo la sociedad hoy en día consume más energía para sus actividades diarias, la industria la requiere para sus procesos de producción y los demás sectores para su oportuno funcionamiento. Como el sector agrícola para la extracción de agua para riego. Ante eso. El consumo de energía eléctrica ha crecido entre 2006 y 2017, una tasa media de crecimiento anual de 2.6% y las ventas de energía eléctrica a 2.3%.

La suma de las ventas de energía, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de electricidad y los usos propios, da como resultado el consumo bruto de la energía eléctrica.

Ventas De Energía Eléctrica.

En el nuevo modelo de mercado eléctrico, cada empresa debe gestionar las ventas de la energía que produzca, considerando todas las peculiaridades que tiene cada uno de los usuarios. Los cinco sectores de la economía (Agrícola, Comercial, Industrial, Residencial y de Servicios), han contribuido en conjunto, a un crecimiento de las ventas de energía de 2.3%. El sector agrícola presentó la mayor tasa de crecimiento con el 3.1% en el período analizado, ya que se registró un aumento en las ventas de este sector de 3,368.3 GWh entre 2006 y 2016.

Sin embargo, el sector comercial tuvo una tasa de crecimiento menor, de cerca de 1.5%. El sector residencial registró un aumento en las ventas de 13,915.7 GWh en un período de diez años, pasando de 44,452.4 GWh en 2006 a 58,368.1 GWh, es decir, tuvo un crecimiento de 2.9% anual. El sector industrial es el que presentó un mayor incremento en las ventas registradas, de aproximadamente 21,232.6 GWh en el mismo periodo y a una tasa anual de 2.0%, para al final ubicarse en 124,385.4 GWh.

De 2015 a 2016, se incrementaron las ventas totales de energía eléctrica en un 2.8%, equivalente a 5,871.5 GWh. Por participación, el sector industrial concentró el mayor porcentaje en las ventas de energía eléctrica. En el 2016 se observó que la suma entre Empresa mediana y Gran Industria, ambas clasificaciones pertenecientes al sector industrial, en conjunto representaron el 57.0% del total.

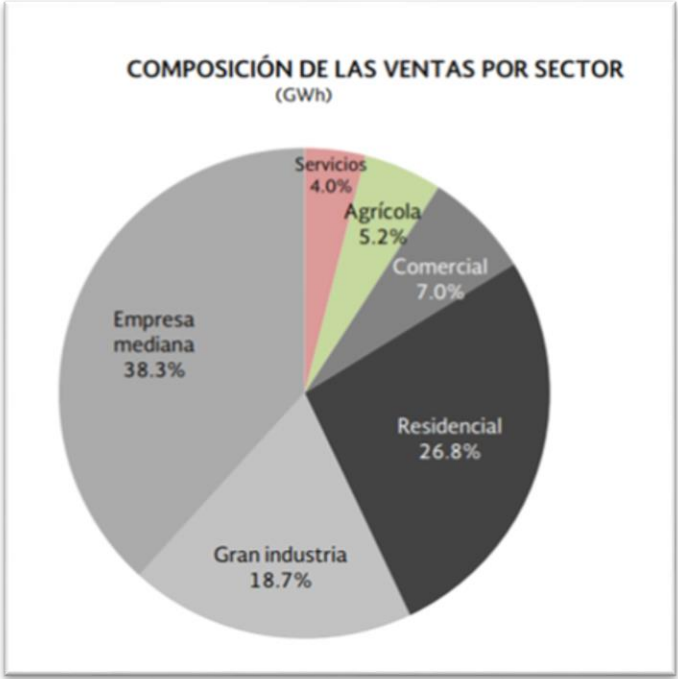


Imagen 7: registro de ventas por sector en el territorio nacional.

Por región, las ventas de energía eléctrica reportadas en Noreste fueron de 53,322.5 GWh, equivalente al 24.5% del total nacional, posicionándose en el primer lugar. Le siguieron, por orden de participación en las ventas totales, las regiones Centro Occidente (23.9%), Centro (22.5%), Sur Sureste (15.4%) y Noroeste (13.7%).

Los estados de Nuevo León y Estado de México registraron las mayores ventas estatales, cada una con un 8.5% de participación, del total nacional. Por su parte, los estados de Nayarit y Campeche mantuvieron la menor participación, concentrando en conjunto el 1.3%, equivalente a 2,970.4 GWh. [12]

EQUIPO DE MEDICIÓN.

Por equipo de medición se entiende a aquel, propiedad de la compañía suministradora, que se coloca en la acometida con el propósito de cuantificar el consumo de energía eléctrica de acuerdo con las condiciones de contrato de compra-venta. Este equipo esta sellado y debe de ser protegido contra agentes externos, y colocado en un lugar accesible para su lectura y revisión.

El medidor eléctrico monofásico está presente en casi todos los hogares. Día tras día realiza un seguimiento de la cantidad de energía que utiliza cada cliente. Contrarios a los medidores trifásicos que suelen estar reservados para los clientes comerciales e industriales debido a sus requisitos de alimentación de mayores dimensiones. Sin embargo, ambos tipos de medidores comparten varias características y funciones.

Las empresas de servicios públicos confían en los sistemas de transmisión de energía de tres fases para entregar la energía de manera eficiente a los clientes. Las tres fases, o circuitos, se denominan comúnmente como de fase A, fase B y fase C en un sistema polifásico. El servicio se proporciona a los clientes con medidor monofásico con el uso de sólo una de las tres fases. En contraste, los tres suministran a los clientes comerciales e industriales con medidores monofásicos de tres fases porque el servicio polifásico es capaz de suministrar mucha más potencia y más eficientemente.

La mayoría de los contadores monofásicos son independientes. El término se refiere al hecho de que el 100 por ciento de la energía que se entrega realmente pasa por el medidor. Por el contrario, los medidores con clasificación de transformador utilizan dispositivos que permiten sólo una fracción de la potencia real a través del medidor porque permitir el 100 por ciento destruiría el medidor. Los medidores monofásicos tienen una habilitación de clase ANSI (Instituto Nacional de Estándares Estadounidenses) de 200 amperios. Esto significa que el medidor puede manejar con seguridad una carga continua de 200 amperios de corriente sin exceder su calificación.

La metrología de un medidor es la parte responsable de medir con precisión la energía y el consumo de la misma. En los medidores electromecánicos más antiguos que tienen un disco de metal que gira, la metrología es de bobinas de hierro pesados, que utilizan la electricidad para generar un par mecánico y así hacer girar el disco. En los más nuevos, los medidores digitales, la metrología está hecha de sensores electrónicos ligeros que realizan la misma función. Los medidores monofásicos sólo tienen una metrología singular. Los medidores trifásicos requieren

circuitos de metrología independientes para cada fase. Esto explica por qué los medidores trifásicos electromecánicos son más voluminosos y pesados que los monofásicos.

En matemáticas y las ciencias, las constantes definen una relación fija entre dos o más cantidades. Asimismo, las constantes de los medidores utilizan para definir la relación entre las cantidades medidas. Uno de ellos es la llamada constante de watts por hora, conocida como KW/h, marca que está estampada en la placa frontal del medidor.

En los medidores electromecánicos, la constante de watts por hora e indica cuántos watts por hora de energía se necesitan para hacer girar el disco en una revolución. Un medidor monofásico residencial típico tiene un KW/h de 7,2 vatios por hora por revolución. Sabiendo esto, una estimación se puede hacer de tu tasa de consumo de energía mediante el recuento del número de revoluciones completas que el disco hace en un intervalo dado multiplicado por la constante KW/h. Aunque los medidores de estado sólido no tienen discos de metal que giran, el valor de legado del vatio por hora constante del KW/h se ha perpetuado en forma electrónica.

TIPOS DE MEDIDORES

Medidores Analógicos:

Un medidor de energía tipo inducción está constituido por un núcleo de chapa magnética en el que van montados dos bobinas, una en serie con el conductor por el que circula la corriente principal, y que se denomina bobina de intensidad (o corriente), y otra en bobina en derivación sobre los dos conductores, denominada bobina de tensión. Los flujos magnéticos producidos por ambas bobinas están desfasados 90° y actúan sobre un disco rotórico de aluminio. Estos flujos producen pares de giros, que a su vez provocan un movimiento de rotación del disco de aluminio a una velocidad angular proporcional a la potencia. El disco de aluminio es, además, frenado por un imán (freno de corrientes parásitas) de tal forma que la velocidad angular del disco sea proporcional a la carga. El aparato está completado por un registrador, que mediante un sistema de transmisión indica los kilovatios-hora consumidos.

- Estructura

El medidor está constituido por las siguientes partes:

1. Bobina de Tensión.
2. Bobina de Intensidad.
3. Imán de frenado.
4. Regulación fina.
5. Regulación gruesa.
6. Disco.
7. Sistema de Transmisión.
8. Terminales de conexión.

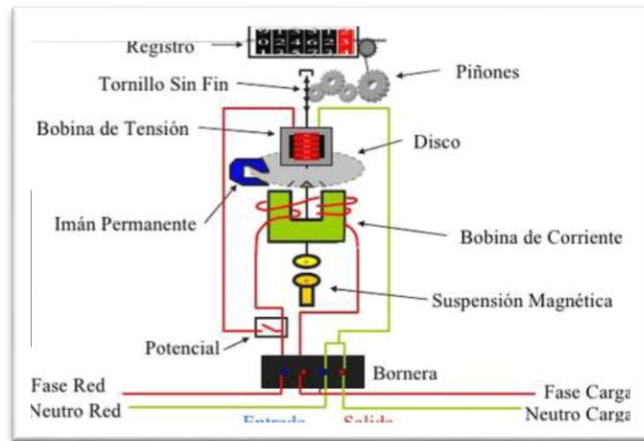


Imagen 8: partes que componen a un medidor electromecánico.

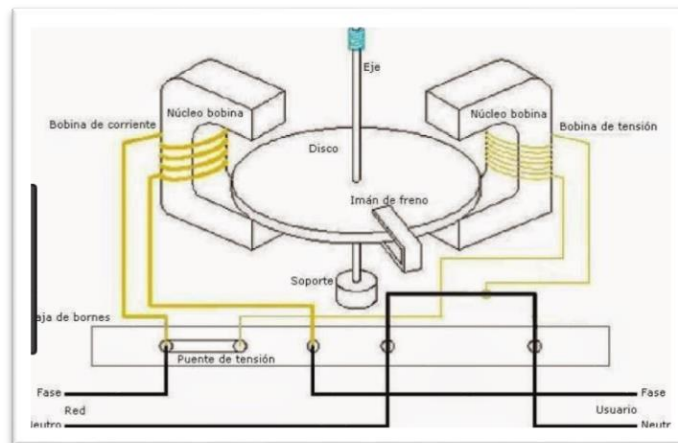


Imagen 9: partes mecánicas de medidor electromecánico.

Medidores Digitales.

Los medidores de electricidad electrónicos generalmente se basan en dos tipos de tecnología electrónica, el procesamiento analógico o digital. Se entiende por procesamiento de señales a la multiplicación y filtrado para extraer la información requerida (KWhs, VARs, etc.). Un medidor electrónico analógico procesa señales analógicas, es decir, señales que existen en cada instante de tiempo.

En este tipo de contador, la lectura se realiza generalmente a través de un display de cristal líquido. En el contador electrónico, las mediciones de intensidad y de corriente, se toman desde una resistencia shunt por cada fase. Para que estas señales puedan ser tratadas con seguridad por un convertidor analógico – digital, las mismas deben ser adaptadas, filtradas, y protegidas contra sobretensiones.

Un microprocesador trata estos datos, los almacena en la memoria, y realiza los cálculos necesarios para determinar la energía consumida, reflejando este resultado en el display del contador.

Medidores Digitales Bidireccionales.

Es un componente que se utiliza con más frecuencia en sistemas fotovoltaicos solares con interconexión a la red de CFE, ya que con este medidor es posible registrar la energía excedente generada por el sistema fotovoltaico, y que no es consumida en determinado momento del periodo diurno. Los KWh inyectados a la red de CFE se toman como un crédito temporal, mismos que se restan del total de su consumo al final del bimestre.

El sistema fotovoltaico deberá estar dimensionado de tal forma, que genere energía eléctrica de acuerdo al promedio anual de su residencia o instalación, teniendo diferentes variantes con el objetivo de pagar la menor cantidad de su facturación de su recibo de CFE.

El medidor electrónico tiene una mayor exactitud especialmente en la presencia de ondas no sinusoidales, ofrece mayor flexibilidad, y posibilidades excelentes de manejo de las redes, que tan solo medir los KWh.

El procesamiento de señales analógicas es una tecnología de estado sólido más antigua que trata de lograr las mismas relaciones de operación/precio que su contraparte digital. Sin embargo, el procesamiento analógico presenta desventajas:

Es una tecnología menos flexible. No pueden fácilmente reconfigurarse para cumplir requerimientos de especificaciones locales o actualizaciones.

- No ofrecen la misma estabilidad que su contraparte digital al presentarse variaciones ambientales grandes y tiempo de uso.
- No ofrecen el mismo costo efectivo simple y características de calibración estables que pueden realizarse usando la tecnología digital.
- Los medidores analógicos la misma reducción de costos que se logra con la electrónica digital.

El medidor electrónico digital se basa en un proceso llamado conversión de señales analógicas a digitales. Esto se efectúa usando un aparato llamado Convertidor Analógico/Digital (Analogic to digital converter). El ADC toma muestras de la señal analógica en distancias discretas de tiempo. Las señales de tiempo discreto son a su vez convertidas a valores numéricos por el ADC.

Una vez obtenido el formato digital, los circuitos digitales, por ejemplo, los microprocesadores, se puede, en forma fácil y confiable, procesar estas señales. [13]

partes de un medidor

El medidor es un equipo multifunción programable que se utiliza en CFE en los servicios, para brindar una buena medición de la energía consumida. Cuenta con software de diseño y un software de programación, estos basados en plantillas de autogestión.

Cuenta con medición en los cuatro cuadrantes de energía reactiva, bidireccional en energía activa y su operación está controlada por un chip, que sus funciones de medición las basa la multiplicación de la división de tiempo (TDM time división multiplication).

- **Software**

El medidor digital presenta dentro de su programación algunas herramientas que nos ayudan a verificar de la mejor manera los resultados que necesitemos, algunas de las configuraciones que están presentes son:

- Tarifas horarias.
- Memoria.
- Puerto óptico.
- Medición por fase.
- Monitoreo de calidad de potencia.
- Entradas y salidas

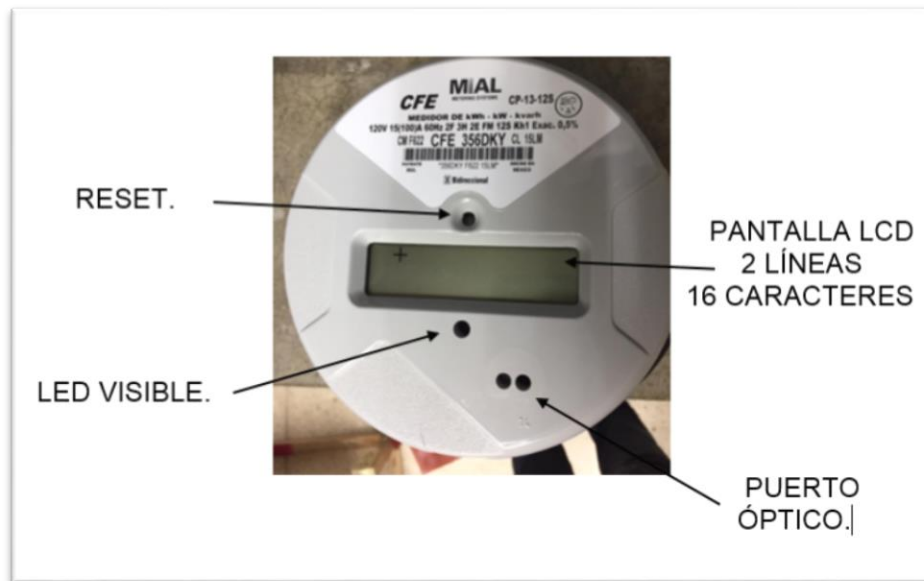


Imagen 10: partes del medidor digital.

- **Hardware**

Dentro de las partes tangibles del medidor hay una serie de dispositivos que nos sirven para determinar el trabajo que está desarrollando este mismo; dentro de estos están incluidos los siguientes:

Pantalla de cristal Líquido.

- Switch Magnético de acceso externo.
- Reset.
- 2 Led visibles (Watt horas y Varhoras).
- 2 Led Infrarrojo para prueba y calibración.
- Arquitectura de Bus de Datos.
- Microprocesador de 16 bits.
- Puerto de Comunicación.
- Dos diferentes códigos de seguridad.

Configuración De Medidores Monofásicos

La configuración de medidores es fundamental, puesto que este es uno de los últimos pasos a seguir antes de instalarlos en los domicilios y hacer uso de estos. A continuación, se describen los pasos para realizar una correcta configuración de medidores monofásicos.

Se ingresa al software instalado por CFE para realizar prueba funcional. Este software es creado por la compañía IUSA, que se encarga de elaborar dispositivos a la empresa de CFE desde la generación, hasta el control de la energía eléctrica.

Se realiza prueba funcional del medidor en una base que hace la tarea de estar conectado a la red con 120v.

Colocando un dispositivo que tiene como característica emitir una señal por medio de luz infrarroja, en los orificios del medidor; Este dispositivo es llamado por el personal “chupón”.

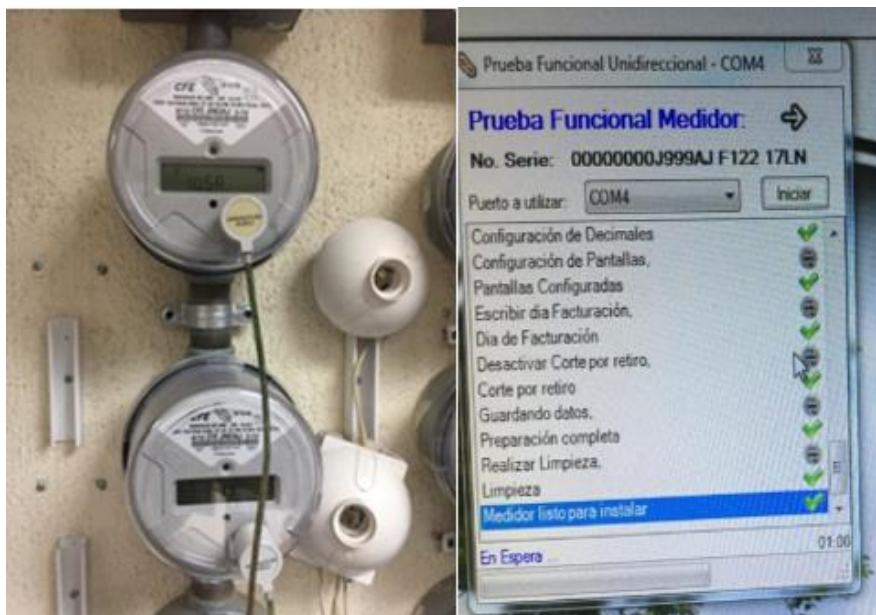


Imagen 11: colocación de chupones en el medidor para poder hacer prueba de los componentes del medidor.

El procedimiento realiza la tarea de identificar que todos los dispositivos estén funcionando en óptimas condiciones. Pone a prueba la conexión y desconexión de los relevadores que tiene internamente el medidor, verificando que el programa funcione acorde a las ordenes establecidas.

Seguido de esto, se dispone el ingreso de los parámetros que utilizara el medidor de acuerdo a la zona que valla a trabajar. A este proceso se le conoce por los empleados como “tarjeteo”. El procedimiento consiste en activar la programación por medio de una tarjeta todas las opciones que sean deseadas, como, por ejemplo: abrir el relevador cuando se presente un nivel bajo de voltaje (85 volts.) o por lo contrario, que el relevador se desactive cuando exista un nivel alto de voltaje (135 volts.). Esto se hace para protección del mismo y que pueda funcionar en las condiciones apropiadas sin dañarse.

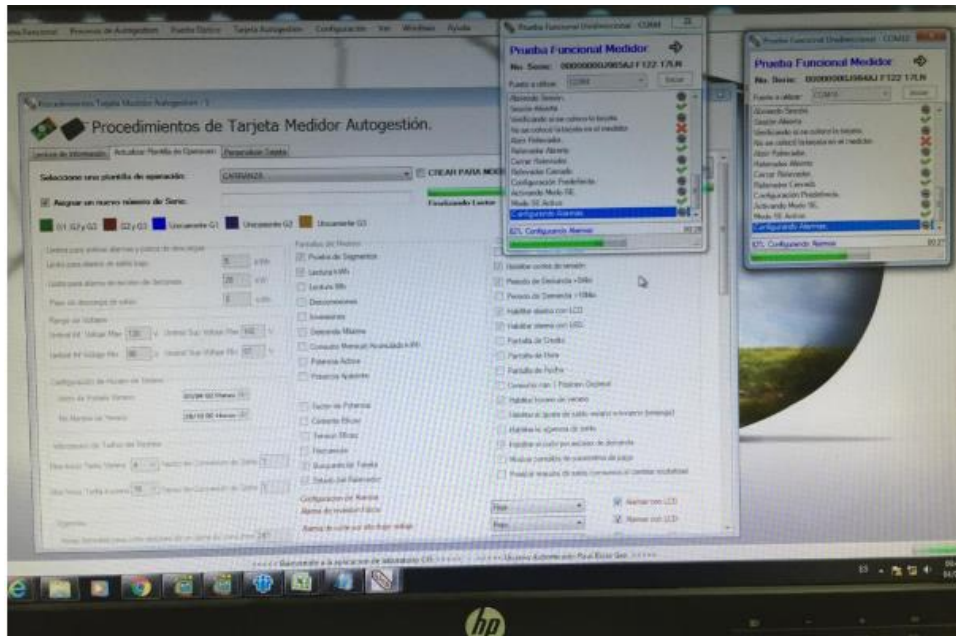


Imagen 12: programación destinada a la instalación de los parámetros a la tarjeta y seguidamente al medidor de autogestión.

Activación de los parámetros en el medidor:

1. tomar una tarjeta de autogestión del laboratorio.
2. Tomar el código del medidor situado en el lado superior en el frente.
3. Agregar el código en la pestaña y cargar el programa en la tarjeta por medio de una base de tarjetas.
4. Ya activada la programación en la tarjeta se procede a poner la antes mencionada en el medidor para que la reconozca
5. Esperar a que el medidor active la pantalla de reconocimiento e inicie el proceso de programación.
6. Ya instalado el programa se quita la tarjeta y seguido de ello se quita de la base de medición para agregarlo al sistema de medición. “SIMED”.

Configuración de medidores bifásicos.

Dentro del laboratorio de pruebas y configuración de equipos también se hacen las pruebas a los medidores bifásicos, esto se realiza de manera que los equipos estén funcionando de la mejor manera.

Para ello es necesario tener a la mano una base de medición que nos proporcione el voltaje adecuado (220V). ya que con este voltaje se pueden activar los parámetros para cada medidor que se desee configurar.

Cuando se tengan todos los equipos se procede a la calibración del equipo bifásico. Para esto se coloca el medidor en la base de medición de 220V para que se alimente y pueda arrojar datos de fábrica. Seguido de esto se ingresa a un programa proporcionado por el laboratorio de CFE, este programa tiene la información antes descrita de ingresar por medio de un “chupón” información para hacer la prueba funcional a cada uno de ellos.

Este proceso se lleva a cabo por medio del programa, este responde de la manera que cuando detecta un puerto USB activo por uno de los “chupones” lo manda directamente a la pantalla para poder empezar a realizar la prueba funcional. Al momento de ser detectado solo se debe dar clic dentro de una casilla con la marca de “iniciar” para poder dar paso a la configuración del dispositivo.



Imagen 13: instalación de los chupones para ingreso de prueba funcional.

Al iniciar, el sistema mandara la información por medio del puerto USB hasta llegar al puerto del medidor, todo lo antes mencionado se hace por medio de señales infrarrojas.

El proceso se lleva aproximadamente un minuto desde que inicia. Esto es para poner a prueba los distintos dispositivos que cuenta el medidor en su interior, al estar en proceso se activan, desactivan relevadores y se ingresan datos con los que va a poder trabajar dependiendo de la zona en donde sea instalado. Por ejemplo, se inserta la cantidad de decimales que podrán leerse en la pantalla, los días de facturación o los cortes de la alimentación dependiendo de los días que se utilice.

Al tener el medidor verificado que este en buenas condiciones para su manejo, se procede a realizar la instalación de los últimos parámetros con los que tendrá mejor estabilidad y con los cuales se harán mejor las mediciones. A este proceso se le conoce por los empleados como “tarjeteo”. Este proceso consiste en activar en una tarjeta los parámetros de voltaje o que en determinado voltaje el medidor se proteja y no pueda ser activado.

Para ello se ingresa una tarjeta proporcionada por el fabricante IUSA, la tarjeta se pone en una base en la que se cargan todos los datos requeridos en la zona donde se vayan a utilizar dichos medidores, esto se hace para acceder a los rangos de voltaje pues como ya sabemos, hay lugares donde existe una gran caída de tensión y esto afecta directamente a los equipos de medición.

El programa da una señal para poder retirar de la base y se procede a poner en la parte superior del medidor para que la tarjeta sea detectada. Este proceso hace que los datos proporcionados por el programa queden cargados en el medidor y pueda quedar configurado de esa manera. Al realizar todo el proceso se toma el código de cada medidor para tener un registro muy detallado de cada uno.

VERIFICACIÓN DE CALIDAD CON EQUIPO RM-17.

El RM-17 es un sistema portátil de kilowatt/ hora que realiza pruebas de calibración más completas, proporciona un informe de calibración acertada con precisiones en todos los rangos de operación. Este tipo de calibración se utiliza en los medidores digitales ya que a partir de ello se verifica el porcentaje de calidad que proporcionan los medidores antes de ser instalados en los domicilios.

Al hacer pruebas con el equipo RM-17 se toman en cuenta rangos de precisión de +/- 0.05 %. Estas pruebas se ven reflejadas en una pequeña pantalla al frente del dispositivo de medición.

Medición de calidad con equipo RM-17

El equipo RM-17 se conforma de dos partes: la primera es la que se instala en la base de medición 4 x 100 con la que se alimenta el dispositivo y la otra es la parte que tiene una pantalla y un pequeño teclado con el cual la persona que hace la prueba puede seleccionar la opción de medición de diferentes tipos de medidores.



Imagen 14: equipo RM-17 y sus componentes.

El sistema de prueba que proporciona el RM-17 ofrece un método más efectivo para pruebas de campo en los medidores monofásicos. El RM-17 cumple totalmente con la prueba ANSI C12. Este sistema es el único que realiza pruebas de manera portátil y que autónomamente que ofrece un servicio seguro y procedimientos operativos simples.

La administración de datos es estándar y completa ya que tiene la precisión necesaria para para cumplir con los requerimientos en las empresas que manejan medidores. Este equipo puede realizar pruebas de calibración en medidores de inducción como de estado sólido.

Prueba ANSI C12: es una prueba que especifica la exactitud de la medición realizada y los límites de precisión de los medidores electrónicos entre 0.2% y 0.5%. en particular especifica los requisitos para el desempeño de la carga, el factor de potencia, la variación de voltaje, variación de frecuencia, igualdad de circuitos (para medidores electrónicos multifases, efecto de calentamiento interno en el proceso de las mediciones, efecto de temperatura ambiente, y de sobrecargas. [14]

Porcentaje de registraci3n en medidores digitales.

Para conocer el porcentaje de registraci3n en los medidores se deben tener en cuenta par3metros y datos que corresponden a cada medidor. En este caso los medidores digitales tienen datos que nos sirven de gran ayuda para poder verificar los porcentajes.

Existe una formula en la cual se puede obtener el porcentaje de registraci3n de manera m3s sencilla y eficaz, para esto es necesario ver en la parte del frente del medidor para observar los datos requeridos. La f3rmula para detectar el porcentaje se compone de dos procedimientos, estos funcionan tanto para medidores monof3sicos, as3 como para medidores bif3sicos, esta f3rmula es la siguiente:

Formula #1

$$\frac{(3.6)(kh)(M)}{t \text{ (seg)}} = kW$$

Donde:

3.6= constante de medici3n.

Kh= dato especificado en medidor.

M=ciclos para realizar la medici3n.

Tambi3n es necesario medir la corriente que circula por el conductor, as3 como el voltaje que proporcionan las terminales de conexi3n. La segunda f3rmula se conforma de los datos mencionados anteriormente:

Formula #2

$$\frac{(I)(V)(Fp)}{1000} = kW$$

Donde:

I= corriente.

V= voltaje.

Fp= factor de potencia.

La divisi3n en estas dos f3rmulas nos da como resultado los decimales del porcentaje que se est3 buscando, as3 que se necesita multiplicar por 100 para conocer el porcentaje real de registraci3n, dando como resultado:

$$\% \text{ de registracion} = \frac{\text{formula \#1}}{\text{formula \#2}} = (kW)(100)$$

3.DESARROLLO EXPERIMENTAL.

Para la realizacion del presente proyecto se utilizaron diversos componentes, en este caso se utilizaron conductores de distintos calibres para diferenciar el comportamiento que proporciona cada anomalia al estar constantemente trabajando, se utilizaron conductores de calibre 8,10 y 12 AWG con la finalidad de ver si ocurría algo distinto haciendo arreglos de ilicitos con cada uno de ellos.

Las anomalias que se mostrarán a continuacion son recolectadas por los empleados de la misma empresa, últimamente han encontrado diferentes formas de hurto de energía. Algunas van desde un puente en la base del medidor hasta acondicionar resistencias ajenas al equipo de medicion, esto con la finalidad de que el medidor no facture al 100% el paso de energía y puedan pagar solo un porcentaje del total estimado.

Se utilizó una carga conocida para identificar cuanto consumo de energia media el medidor con respecto a lo pensado.En esta ocasión fue una resistencia electrica, dado a la condición que se presentaba con respecto al medidor era que la carga cuya potencia debe de ser mayor a 500 wats para poder hacer las pruebas pertinentes y que el medidor realizara el conteo de ciclos.

Para realizar las pruebas a los medidores monofasicos se utilizó una resistencia de 700 watts, esta fue tomada de una parrilla electrica, se optó por realizar las pruebas con esta por que la energia la transforma en calor y no ocasiona ruido, ya que las jornadas de trabajo en el laboratorio deben ser sin ocasionar mucho ruido para no distraer a los compañeros de trabajo.

En los medidores bifasicos se utilizó una resistencia cuya potencia es de 720 watts,esta fue tomada de un tapete que al ser alimentado genera calor, se tomó esta resistencia por que no genera ruido y sobre todo por la facilidad de manipulacion de las partes y los accesorios.

Al hacer los arreglos se tomaron en cuenta los espacios a utilizar, ya que el laboratorio de pruebas de cfe ocupa la mayor parte de su espacio en medidores para posteriormente calibrarlos. Asi que se hizo un pequeño prototipo que simula ser una base de medicion junto con todas las partes que lo conforman (base de medicion, interruptores termomagneticos,conductores,etc).

Herramientas:

Las herramientas utilizadas para la realizacion de los arreglos fueron las siguientes:

- Pinzas de corte.
- Multímetro.
- Desarmador plano y de cruz.
- Cinta aislante.
- Cronómetro.

Anomalías:

A continuación se mostraran algunos de los tipos de anomalías registradas por los empleados, estos tipos de anomalías se presentan en las diferentes sitios, la mayoría de las veces lo hacen en lugares ocultos o de difícil acceso para dificultar a los trabajadores encontrarlas, estas anomalías son:

Anomalías Monofásicas:

1. Derivación antes de la medición.
2. Neutro corrido en base de medición.
3. Corte o desconexión de cable de señal en donas de medición.
4. Cambio de resistencias en tarjeta del medidor.
5. Puente en fase en terminales del medidor con conductor calibre #12 AWG.
6. Puente en fase en terminales del medidor con conductor calibre #10 AWG.
7. Puente en fase en terminales del medidor con conductor calibre #8 AWG.
8. Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medición con calibre #12 AWG.
9. Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medición con calibre #10 AWG.
10. Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medición con calibre #8 AWG.
11. Fase invertida en base de medición.

Anomalías Bifásicas:

1. Puente en fase en terminales del medidor con conductor calibre #12 AWG.
2. Puente en fase en terminales del medidor con conductor calibre #10 AWG.
3. Puente en fase en terminales del medidor con conductor calibre #8 AWG.
4. Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medición con calibre #12 AWG.
5. Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medición con calibre #10 AWG.
6. Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medición con calibre #8 AWG.

3.1 ANOMALÍAS MONOFÁSICAS.

3.1.1 Derivación antes de la medición.

Este tipo de anomalías es una de las principales, se encuentran muy a menudo en los domicilios ya que con esta pueden librarse de pagar una cantidad considerable de energía, es una anomalía que consiste en interferir la fase en el tubo mufa o hacerla en la base de medición, donde se integra la mufa y la base, en ella se han encontrado cargas muy grandes instaladas, desde un circuito que incluye bombas de agua, así como climas monofásicos de hasta 1200 btu's.

Este procedimiento consiste en conectar un cable que venga de cualquiera de los lados de la fase antes del medidor llevándolo hacia un interruptor, este circuito se libra de estar siendo medido, por lo tanto, se está incurriendo en un ilícito.

En esta derivación se han encontrado en la mayoría de las veces perforaciones en la mufa al hacer la construcción de la casa, así las personas piensan que el personal de CFE no podrá detectarlo, pero hay un conjunto de procedimientos rápidos en el cual ellos puedes verificar que existe este tipo de ilícitos.

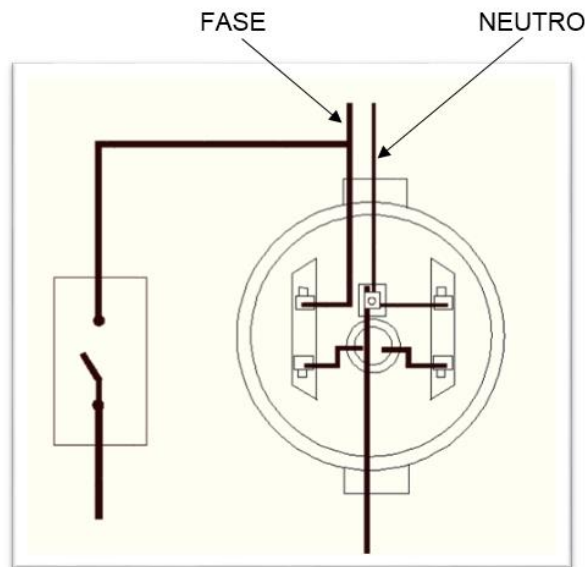


Imagen 15: derivación en fase de medidor monofásico.

3.1.2 Neutro corrido en base de medicion.

Este tipo de anomalias se presenta muy frecuentemente, ya que con ella se puede modificar cuando existe medicion en el domicilio y cuando no, más sin embargo la energia sigue pasando al domicilio, alimentando todos los circuitos que existen.

Esta anomalia es particularmente en bases monofasicas, ya que el neutro es manipulado de manera que accionando un interruptor se enciende y empieza a trabajar. Funciona de la manera en la que al subir el interruptor, el neutro alimenta al medidor presentandose como si estuviera trabajando de manera normal.

Las personas tienen la facilidad de activar o desactivar el medidor en cualquier momento, normalmente desactivan el medidor en horas en la que el personal no pasa a tomar lecturas, las horas mas comunes son a partir de las 6 de la tarde hasta la mañana del día siguiente, esto hace que la compañía suministradora pierda una cantidad de energia considerable, ya que en ese lapso de tiempo las personas conectan climas y la mayoría de los equipos, haciendo con esto un consumo considerable sin facturar.

La forma mas común de detectar este tipo de anomalias es verificando en la base de medicion si presenta cables de más con respecto a la conexión de base. si hay cables que no sean comunes en esta instalacion entoces se esta incurriendo en un ilícito.

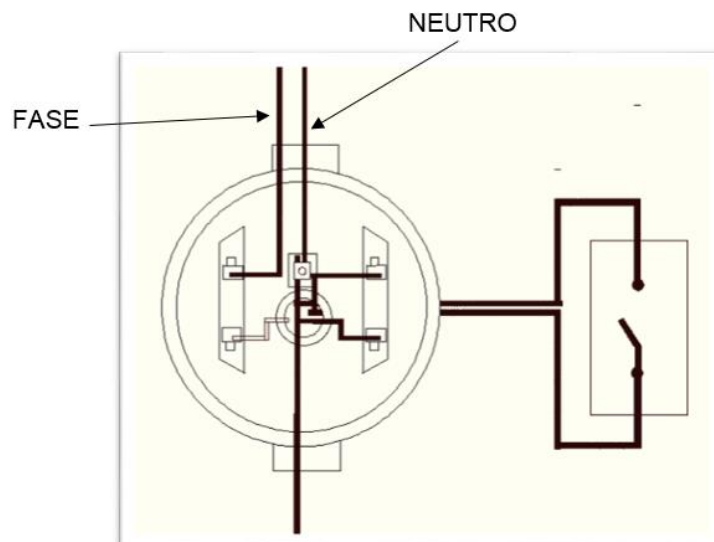


Imagen 16: neutro corrido en base de medición.

3.1.3 Corte o desconexión en dona de medición.

Muchas personas hacen todo tipo de inventos para poder librarse de pagar una parte o la menor cantidad de energía eléctrica al llegar su factura, hay algunos que no resultan como se esperan, pero hay otros que crean grandes daños a los medidores.

Este es el caso de este tipo de anomalía, el medidor presenta variaciones que le permite trabajar de manera normal, pero al momento de dar un ciclo el medidor no lo registra ya que hay una parte que esta sin alimentación.

Esta anomalía consiste en abrir el sello de mecanismo del propio medidor, desde este momento ya se está incurriendo en un ilícito sancionado por CFE, esas personas hacen la tarea de abrir el medidor completamente quitando el sello del medidor, así como también una parte de hule que ayuda al sellado del medidor hasta llegar a las tarjetas.

Cuando ya se encuentran las tarjetas a la vista, basta con verificar cual es la dona que permite realizar la medición y ver los cables que hacen el traslado de datos hacia la tarjeta, como también la alimentación de la misma dona. Entre la dona y la tarjeta se exhiben dos conductores (uno negro y uno blanco). Estos están cubiertos de un recubrimiento que sirve para la protección de los componentes. Basta con realizar un corte en cualquiera de ellos para hacer que el medidor haga medición alguna de la energía consumida.

Estos problemas se han encontrado a menudo, se pueden identificar rápidamente por medio del equipo RM-17, ya que se le realiza una evaluación de los parámetros de medición y ahí es cuando se da por hecho que está ocurriendo una anomalía.

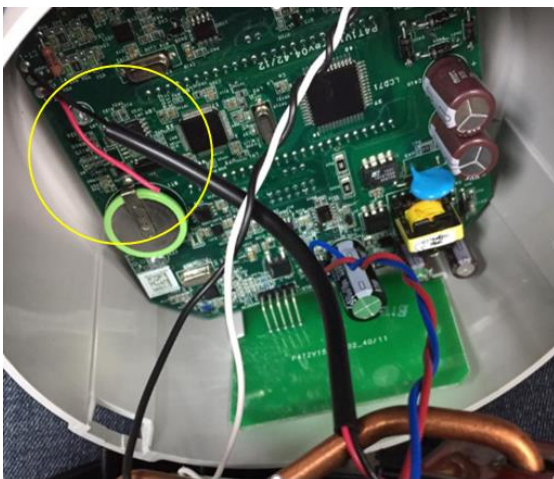


Imagen 17: corte en cable de alimentación en dona. 17.

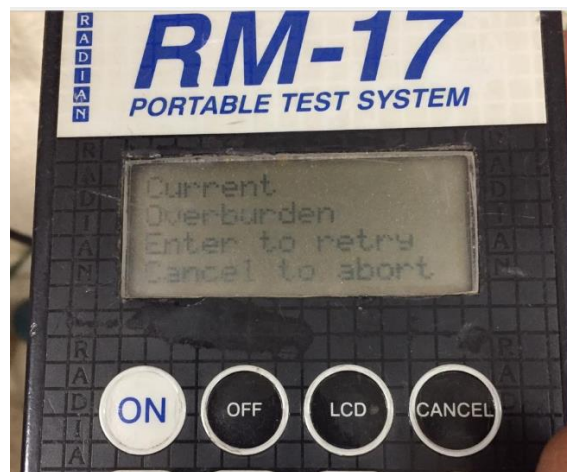


Imagen 18: verificación de calidad en equipo RM-

3.1.4 Cambio de resistencias en tarjeta del medidor.

Dentro de los ilícitos encontrados por los empleados de CFE esta el cambio de resistencias en las placas de comunicación de datos pertenecientes al medidor. Esto hace que el medidor trabaje de una manera poco común, ya que con este no reporta la cantidad total en la facturación final del servicio.

Los medidores vienen configurados de tal manera que cada una de las piezas que existen dentro de las placas no deben de ser quitados o no se debe de incurrir en hacer alteraciones ya que afecta el funcionamiento, esto puede ser bueno o malo dependiendo de que tipo de alteración presente o se realice.

Para este caso, por el lado de las mediciones exactas, deberían presentarse sin ningún problema, ya que cada parte de es principal dentro del sistema del medidor. Si se llegara a mover algún componente de él, seguramente se creará algo que puede perjudicar tanto al usuario como a la empresa.

Este tipo de incidentes han venido afectando a la empresa de tal manera que existen una gran cantidad de pérdidas por este tipo de acciones. La anomalía en sí, consiste en retirar las resistencias de fábrica que vienen dentro del medidor alterando los parámetros de medición, las resistencias más comunes encontradas por el personal son de 3.9 ohms. Se dice que entre más grande sea el valor de la resistencia, el rango de medición por parte de CFE cambiara midiendo menos el costo de la energía eléctrica en las facturaciones.

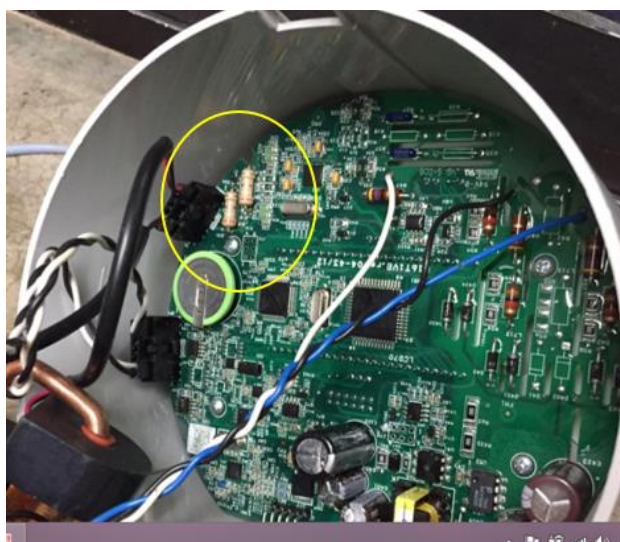


Imagen 19: cambio de resistencias originales en placa de medidor.

3.1.6 Puente en fase en terminales del medidor con conductor #12.

Este tipo de anomalías es uno de los más presentados dentro de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, consiste en quitar el perno con el cual está sujeto el medidor y quitarlo de la base. Seguido de esto se procede a realizar a cortar un pedazo de conductor, pelarlo de los extremos y así añadirlo en las terminales del medidor. Esto hace que al poner el medidor nuevamente en la base de medición, este solo registre un porcentaje del total consumido.



Imagen 20: base de medidor puenteada con conductor #12 AWG.

Como nos podremos dar cuenta, en las terminales del medidor que corresponde a la fase se encuentra un puente, este realiza la acción de conducir la corriente por él y por el medidor, pero con la diferencia de que el medidor no realiza una medición exacta ya que dicha corriente se aila de el proceso que hace el medidor. El resultado de esto es que el medidor no proporciona los datos correctos al realizar su ciclo de medición

3.1.7 Puente en terminales del medidor con conductor #10.

Esta prueba se realizó para verificar si cambiando diferentes calibres de conductores da como resultado una variación del porcentaje de registración del medidor. Para esta ocasión se utilizó un conductor calibre 10 AWG añadiéndolo en la parte de las terminales del medidor por la parte de la fase.

Al realizar los puentes en las terminales del medidor se tienen que quitar los pernos que sujetan la base del medidor con este mismo. Los empleados de CFE verifican si el perno del medidor está en buenas condiciones, de lo contrario se inicia a realizar una verificación de todos los componentes del sistema buscando alguna anomalía como lo es la antes mencionada.

Esta anomalía es fácil de detectar, ya que al quitar el medidor de la base queda expuesto los conductores utilizados. Hay ocasiones en que las terminales se van desgastando o deformando ya que al realizar un puente se crea un punto caliente, dependiendo de la cantidad de la carga que esté pasando por ese conductor será la cantidad de calor que emita hacia el exterior dando como resultado esa leve deformación característica de este ilícito.



Imagen 21: puente en terminales del medidor con conductor #10.

3.1.8 Puente en fase en terminales del medidor con conductor #8.

Se realiza una prueba más con un conductor de mayor calibre para verificar si existe variación alguna del porcentaje de registración en el medidor. Para esta prueba se utilizó un conductor calibre #8, se sabe que los trabajadores han encontrado anomalías con este tipo de conductor.

En teoría se considera que entre mayor sea el conductor, existe mayor conductividad de corriente. Ya que existe mayor área de traspaso de energía, esto permite que circule más cantidad de corriente por el puente realizado y evite que se mida lo que normalmente consume el usuario.

Este tipo de anomalía no es muy común encontrarla, ya que el calibre del conductor es muy robusto haciendo un poco difícil la maniobra y es complicado dejar el sistema conectado sin que se vea que existe algo anormal. Al hacer la anomalía de esta manera se observa que el medidor queda un poco levantado ya que el conductor toma la forma, pero no evita que sobresalga de la base de medición.



Imagen 22: puente en terminales del medidor con conductor #8.

3.1.9 Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medición con calibre #12.

En algunas ocasiones se han detectado anomalías que son parecidas, tal es el caso de esta anomalía con respecto a la anterior. Esta consiste en realizar un puente por el lado de la fase del medidor, pero a comparación de el puente en el medidor, esta va en la parte de atrás de la baquelita haciendo un poco más difícil su detección.

Esto se basa en realizar una alteración a las baquelitas transparentes, haciéndole un desgaste de manera que pueda introducirse un conductor y asegurarlo en los bornes que mantienen la base sujeta con las terminales, haciendo así una continuidad del circuito.

El puente en las baquelitas se detecta más eficientemente si las baquelitas son transparentes, ya que estas dan oportunidad de ver más detalladamente como está conformado el sistema o el arreglo que tiene el circuito dentro del domicilio.

En la siguiente figura se puede observar como la baquelita está desgastada de tal manera que puede mantener un conductor y así realizar la anomalía.



Imagen 23: puente en baquelita transparente en base de medición.

3.1.10 Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medicion con calibre #10.

Esta anomalia es similar a la anterior, unicamente para este caso se utilizó un calibre mas grande para verificar si la conduccion por un calibre mayor determina mayor paso de corriente.

Para las anomalias que corresponden a los puentes en baquelitas hay una forma de detectarlas, estas consisten en mover los bornes de conexión de la fase para verificar si estan bien aseguradas, de lo contrario este es un punto a considerar para vericar mas a fondo si las baquelitas están alteradas.

Comunmente las personas utilizan baquelitas de color negro para que los empleados de CFE no tengan muy visible que es lo que hay detrás de las baquelitas, algunas veces se necesita quitar las baquelitas para asegurarse que todo esté en orden con respecto a las normas que manejan dentro de la empresa, haciendo que no exista ninguna falla o fuga de energia en ninguno de los espacios del circuito.

En la figura se puede observar como es la configuración que se realiza para que exista un puente en la baquelita transparente, haciendo así un ilícito que las personas utilizan para librarse de pagar un porcentaje de energía.

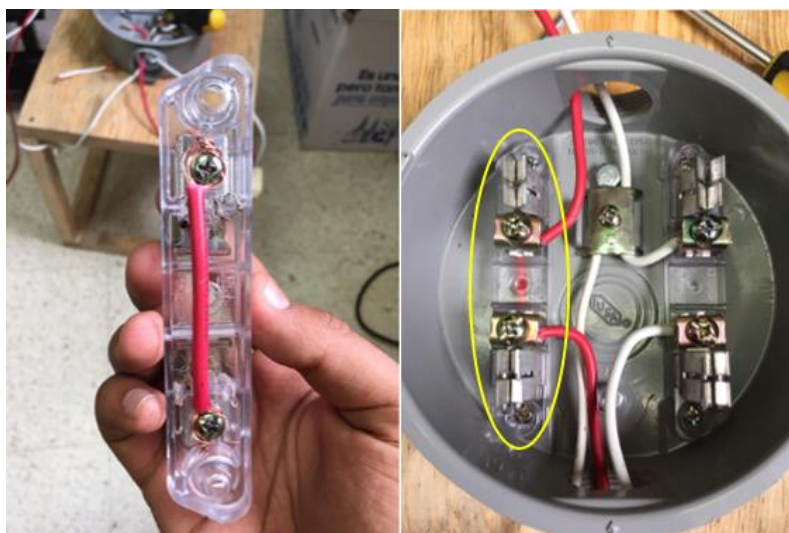


Imagen 24: puente en baquelita con calibre #10 AWG.

3.1.11 Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medicion con calibre #8.

La siguiente anomalía se realiza con la finalidad de presenciar si al conectar un calibre de conductor mayor existe mayor paso de energía, para este procedimiento se utilizó un conductor calibre 8 AWG en la baquelita por la parte de atrás. Así verificando si las condiciones de medición eran las adecuadas.

La conexión se realizó por el lado de la fase, ya que por ese lado es donde está la dona de medición que manda los datos a la tarjeta que se encarga de hacer la codificación de los datos y marcar cuanta carga está consumiendo el usuario.

Normalmente se encuentran este tipo de anomalías con calibres mas pequeños, por ejemplo, con calibre #10 y #12 AWG, pero para este procedimiento fue necesario ya que hay veces que se encuentran estos casos con calibre #8 AWG.

En la siguiente imagen se puede observar como es la conexión del puente en las baquelitas transparentes, las personas lo realizan con la finalidad de evitar facturar un porcentaje de energía cometiendo un ilícito que es penalizado por CFE.



Imagen 25: puente en baquelita transparente por el lado de la fase con calibre #8 AWG.

3.1.5 Fase invertida en base de medicion.

En algunas ocasiones, los empleados de la empresa distribuidora de energia se ha encontrado con casos que presentan alguna distorsion en el arreglo del sistema de medicion, tal es el caso del cambio de fase. Este arreglo consiste en modificar el lado de la fase con el neutro poniendo del lado derecho la fase en la base de medicion, este lado le corresponde al neutro y por consiguiente el neutro del lado izquierdo.

Se considera que haciendo este tipo de arreglo existe algun cambio en el comportamiento del medidor al hacer lectura de la carga que presente el domicilio. Cuando ocurren este tipo de casos se considera que es una anomalia, tomando en cuenta que el sistema no está devidamente conectado.

Cuando se realiza este acomodo se considera que hay una afectacion en porcentaje de registracion para la compañía que se encarga de la facturacion, en este caso de CFE. Por otra parte, el sistema que tiene en arreglo de cambio de fases unicamente crea un cambio de polaridad en toda la configuracion del circuito interno. Esto no afecta en absoluto a los electrodomesticos conectados, estos pueden trabajar de manera continua y sin interrupciones.



Imagen 26: cambio de fases en la base de medicion.

3.2 ANOMALÍAS BIFÁSICAS.

3.2.1 Puente en fases en terminales de medidor con conductor #12.

Las anomalías bifásicas se presentan menos frecuentes con respecto a las anomalías monofásicas anteriormente mencionadas. Esto ocurre ya que los usuarios no tienen alimentación en la base del medidor con 220 volts. Ese es uno de los factores que incurren a no presentar con tanta frecuencia este tipo de ilícitos.

Los empleados de CFE han encontrado a usuarios que han incurrido a realizar este tipo de ilícito. Esto lo realizan más comúnmente las personas que tienen climas conectados al circuito de su domicilio. Ya que el consumo de estos aparatos es elevado, haciendo que los usuarios paguen más al momento de realizar el pago correspondiente al mes o bimestre.

Los puentes que se le hacen son realizados por electricistas que los mismos usuarios solicitan buscando una manera de pagar menos en la facturación. Pero no piensan en que están incurriendo en un delito, ya que, al ser instalado un medidor en un domicilio, nadie tiene derecho a retirar o mover el perno receptáculo que se le activa al hacer la conexión del suministro a no ser personal capacitado por la empresa suministradora (CFE).



Imagen 27: puente en terminales de medidor con conductor #12.

3.2.2 Puente en fases en terminales de medidor con conductor #10.

Se realizó la prueba con un conductor calibre 10 AWG para observar cual era el porcentaje de registración que mostraba el medidor. Esto con la finalidad de verificar si el medidor mantiene el registro de lecturas de manera normal o existe una alteración y que parte era la que no estaba pasando por las tarjetas del medidor para su registración.

Esta anomalía consiste en añadir un conductor calibre 10 como es el caso para cada fase, por medio de las terminales del medidor que están situadas en la parte de atrás. Normalmente los conectan de manera que meten el cobre por un orificio que trae la terminal y así lo entorchan de manera que el conductor quede bien asegurado por el medidor y haga contacto con los bornes que tiene la base de medición.

Las anomalías que se han estado presentando han sido casos reales que se han encontrado en diferentes partes de la ciudad, ya que esto lo realizan las personas que no quieren pagar las cantidades que emite la factura y por otro lado están conectados a circuitos que demandan una buena cantidad de energía.

A continuación, se presenta la imagen que muestra una de las anomalías que las personas utilizan para bajar el consumo total en la facturación emitida.



Imagen 28: puente en fases de medidor con calibre #10.

3.2.3 Puente en fases en terminales de medidor con conductor #8.

Las anomalías presentadas en este apartado han sido con diferentes tamaños de calibre con la finalidad de verificar si existe una variación en las mediciones con respecto a la carga que se instala. Esto se realiza de forma que sea lo más real posible poniendo todos los accesorios que normalmente se utiliza en una anomalía.

En esta anomalía se realiza un puente en cada fase del medidor con un calibre #8, esto se hizo de manera que el conductor quede bien ensamblado y que pueda haber continuidad en el circuito pasando la mayor cantidad de corriente posible. Se pelan los extremos del conductor haciendo que quede expuesto el cobre para posteriormente pasarlo por el orificio que tienen las terminales del medidor quedando así, lo mejor asegurado posible.

En la siguiente figura se muestra claramente esta anomalía, verificando que las terminales están puenteadas de manera que al alimentar la base de medición se obtenga un paso de corriente por cada uno de los conductores de la anomalía.



Imagen 29: puente en fases en terminales de medidor bifásico con calibre #8.

3.2.4 Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medición con calibre #12.

Las anomalías con puentes en las bases de medición son más comunes, ya que no está tan visible para los empleados de CFE. Esto lo realizan poniendo un trozo de conductor en cada fase para poder limitar que pase un porcentaje de corriente por la tarjeta del medidor. Los usuarios comúnmente realizan los puentes para las dos fases, lo realizan así ya que al ponerlo en cada baquelita tienen más oportunidad de bajar los consumos de energía en el domicilio.

Algunas personas quitan las baquelitas para hacerles un pequeño canal en donde se pueda pasar el cable pelado por los extremos y ser añadido en los bornes que sostienen las terminales de la base. Algunos hasta hacen pruebas con diferentes cosas para que la detección sea más complicada para los trabajadores.

Existen algunos casos se han encontrado con anomalías, pero de una manera poco usual, estas van desde hacer el desgaste de las baquelitas y acomodar el conductor en los bornes, hasta ponerles silicón para crear una capa más gruesa en las baquelitas y así hacer más difícil la detección del ilícito.



Imagen 30: base de medición puenteada en baquelitas transparentes con conductor calibre #12.

3.2.5 Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medición con calibre #10.

Esta prueba se realizó con un conductor de un calibre más grande respecto a la prueba anterior, con la finalidad de verificar si el medidor detecta la misma cantidad de energía que entra y que sale del sistema. Así verificando el porcentaje de facturación al momento del pago total en cada caso para los usuarios.

Las baquelitas han sido desgastadas por la parte de atrás para que pueda acomodarse un conductor calibre 10 AWG para cada una de las fases, sabiendo que las cargas han sido balanceadas se verifica si los porcentajes son correctos o si existe algún tipo de anomalía.

Cuando se verifican en campo las diferentes anomalías, los empleados reportan que hay personas que para ocultar un poco más el conductor los forran con plástico antes de añadirlos a la baquelita por la parte de atrás, esto lo hacen con la finalidad de que los empleados no puedan ver la anomalía con tanta facilidad.

En la imagen que se presenta a continuación como es el arreglo que las personas hacen para acondicionar las baquelitas transparentes en la base de medición para cometer un ilícito.



Imagen 31: baquelita transparente con puente en las fases.

3.2.6 Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medición con calibre #8.

La anomalía en las fases con calibre #8 es una de las que menos se presenta en los domicilios, ya que este tamaño de conductor no permite hacer tantos movimientos por ser muy robusto y dificulta ser acomodado detrás de la baquelita transparente.

En esta ocasión se realizó dicha anomalía para ver los porcentajes de registración que presenta el medidor con este conductor y ver cuál es el comportamiento respecto a los porcentajes de registración. Esto se realiza con la finalidad de estandarizar los porcentajes de perdidas con respecto a cada calibre de conductor y a cada anomalía presentada.

A continuación, se presenta una de las anomalías poco comunes pero que representa parte de los problemas que desde hace mucho tiempo se han venido presentando en la parte de medición y facturación de los suministros. En la siguiente imagen se puede observar cómo están instaladas las baquelitas en una base que es alimentada por 220 volts.



Imagen 32: baquelita transparente con puente en las fases con conductor #8 AWG.

4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

4.1 RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos con respecto a cada prueba realizada, los procedimientos fueron realizados en el laboratorio de mediciones y perdidas eléctricas. Se muestran resultados con las diferentes anomalías y tamaños de conductores utilizados.

RESULTADOS DE ANOMALÍAS MONOFÁSICAS.

- **Puente en fase en terminales del medidor con conductor #12.**

Para esta ocasión se utilizó un conductor calibre 12 AWG para obtener los siguientes resultados. A continuación se muestran los cálculos pertinentes para la verificación del porcentaje que registra el medidor con respecto a la carga que se instaló.

Formulas:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(kh)(M)}{t \text{ (seg)}} = kW.$$

$$\#2 \quad \frac{(I)(V)(Fp)}{1000} = kW.$$

$$\#3 \quad \% \text{ reg.} = \frac{\text{formula \#1}}{\text{formula \#2}} = (kW)(100)$$

donde:

3.6= constante de medición.

Kh= es el número que se encuentra en la placa frontal del medidor.

M= ciclos medidos por el led del medidor.

Datos:

I =4.7 A.

V=127 v.

Fp=0.90

T=12.84 seg

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{12.84} = 0.28 \text{ kW}$$

$$\#2 \quad \frac{(4.7)(126)(0.90)}{1000} = 0.53 \text{ kW}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.28}{0.53} = (0.52)(100) = 52\%$$

El resultado de la prueba arroja que el medidor no registra el 100% de la carga instalada, si no que solo pasa por el medidor un 52% del total consumido por el usuario. Esto nos indica la importancia de realizar las detecciones oportunamente y verificar de manera adecuada los domicilios para tener seguridad en las mediciones.

- **Puente en fase en terminales del medidor con conductor #10.**

A continuacion mostramos los siguientes resultados:

Datos:

I = 4.7 A.

V = 126 v.

Fp = 0.90

T = 16.1 seg

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{16.1 \text{ seg}} = 0.22 \text{ kW}$$

$$\#2 \quad \frac{(4.7)(126)(0.90)}{1000} = 0.53 \text{ kW}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.22}{0.53} = (0.415)(100) = 41.5\%$$

El resultado de la prueba arroja que el medidor no registra el 100% de la carga instalada, si no que solo pasa por el medidor un 41.5% del total consumido por el usuario. Esto nos indica la importancia de realizar las detecciones oportunamente y verificar de manera adecuada los domicilios para tener seguridad en las mediciones.

- **Puente en fase en terminales del medidor con conductor #8.**

A continuacion mostramos los siguientes resultados:

Datos:

$$I = 4.7 \text{ A.}$$

$$V = 126 \text{ v.}$$

$$F_p = 0.90$$

$$T = 19.9 \text{ seg}$$

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{19.9 \text{ seg}} = 0.18 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(4.7)(126)(0.90)}{1000} = 0.53 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.18}{0.53} = (0.33)(100) = 33\%$$

El resultado de la prueba arroja que el medidor no registra el 100% de la carga instalada, si no que solo pasa por el medidor un 33% del total consumido por el usuario. Esto nos indica la importancia de realizar las detecciones oportunamente y verificar de manera adecuada los domicilios para tener seguridad en las mediciones.

- **Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medicion con calibre #12.**

Se realizaron pruebas de este tipo de anomalias con distintos calibres de conductores y a continuacion se muestran los resultados obtenidos:

Datos:

$$I = 4.7 \text{ A.}$$

$$V = 126 \text{ v.}$$

$$F_p = 0.90$$

$$T = 8.3 \text{ seg.}$$

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{8.3 \text{ seg}} = 0.43 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(4.7)(126)(0.90)}{1000} = 0.53 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.43}{0.53} = (0.81)(100) = 81\%$$

El resultado de la prueba arroja que el medidor no registra el 100% de la carga instalada, si no que solo pasa por el medidor un 81% del total consumido por el usuario. Esto nos indica la importancia de realizar las detecciones oportunamente y verificar de manera adecuada los domicilios para tener seguridad en las mediciones.

- **Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medicion con calibre #10.**

Datos:

$$I = 4.7 \text{ A.}$$

$$V = 126 \text{ v.}$$

$$F_p = 0.90$$

$$T = 10.2 \text{ seg.}$$

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{10.2 \text{ seg}} = 0.35 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(4.7)(126)(0.90)}{1000} = 0.53 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.35}{0.53} = (0.66)(100) = 66\%$$

El resultado de la prueba arroja que el medidor no registra el 100% de la carga instalada, si no que solo pasa por el medidor un 66% del total consumido por el usuario. Esto nos indica la importancia de realizar las detecciones oportunamente y verificar de manera adecuada los domicilios para tener seguridad en las mediciones.

- **Puente en la terminal (baquelita transparente) de base de medicion con calibre #8.**

Datos:

$$I = 4.7 \text{ A.}$$

$$V = 126 \text{ v.}$$

$$F_p = 0.90$$

$$T = 12.8 \text{ seg.}$$

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{12.8 \text{ seg}} = 0.28 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(4.7)(126)(0.90)}{1000} = 0.53 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.28}{0.53} = (0.53)(100) = 53\%$$

El resultado de la prueba arroja que el medidor no registra el 100% de la carga instalada, si no que solo pasa por el medidor un 53% del total consumido por el usuario. Esto nos indica la importancia de realizar las detecciones oportunamente y verificar de manera adecuada los domicilios para tener seguridad en las mediciones.

- **Fase invertida en base de medición.**

se realizó el arreglo de fase invertida para verificar si existe alguna variación en el proceso de medición, se hicieron mediciones de corriente en la fase y el tiempo en que el medidor realiza un ciclo. Los resultados fueron los siguientes:

Datos:

$$I = 4.7 \text{ A.}$$

$$V = 126 \text{ v.}$$

$$Fp = 0.90$$

$$T = 5.20 \text{ seg.}$$

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{5.4 \text{ seg}} = 0.66 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(4.7)(126)(0.90)}{1000} = 0.53 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.66}{0.53} = (1.25)(100) = 125\%$$

El resultado de la prueba nos indica con respecto al tiempo de medición y la fórmula utilizada que el medidor registra un 120%, este resultado nos indica que el medidor no presenta una medición errónea, el 20% que predomina es por el tiempo en el que se cumple un ciclo dentro de medición al parpadear el led que se encuentra en la parte del frente del medidor.

Resultados Me Medidores Bifásicos.

- **Prueba en un medidor bifásico para identificar si está funcionando al 100%**

se realizó la prueba para identificar si el medidor estaba registrando el 100% en la medición para cada una de las fases que lo conforman, se hizo un arreglo para para que el medidor funcionara como si estuviera en una base como las que se encuentran en las calles funcionando de la mejor manera, los resultados fueron los siguientes:

Datos:

I =5 A.

I=5 A

V=127 v.

Fp=0.90

T=2.79 seg.

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{2.79 \text{ seg}} = 1.29 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(10)(127)(0.90)}{1000} = 1.143 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{1.29}{1.143} = (1.12)(100) = 112\%$$

Se verifican los datos para ver si los resultados son correctos dando un 112%. Este patron esta dentro de los rangos para identificar que el medidor esta funcionando de manera correcta y trabajando con buena registracion.

La base se energizó con un voltaje de 220 volts, pero se toma 127 ya que los calculos se toman para cada dona interna del medidor y se suman las cargas de cada fase dandola suma de 10 amperes para este caso.

- **Puente en fases en terminales del medidor con conductor calibre #12.**

se realizaron las pruebas para los medidores bifásicos para verificar el comportamiento al realizar puentes, para este caso se hizo el arreglo con un conductor calibre 12, se tomaron las corrientes para cada una de las fases y con la formula anterior los resultados fueron los siguientes:

Datos:

I =5 A.

I=5 A

V=127 v.

Fp=0.90

T=5.2 seg.

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{5.2 \text{ seg}} = 0.69 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(10)(127)(0.90)}{1000} = 1.143 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.69}{1.143} = (.60)(100) = 60\%$$

Se registra un porcentaje del 60% en el medidor ya que por medio de los puentes existe una circulación de corriente bastante grande sin pasar por el proceso de medición.

- **Puente en fases en terminales del medidor con conductor calibre #10.**

Se hizo un arreglo de puentes en las fases de las terminales del medidor con la finalidad de observar el porcentaje que registra este mismo, se realizó con un conductor calibre 10, los resultados fueron los siguientes:

Datos:

I =5 A.

I=5 A

V=127 v.

Fp=0.90

T=6.4 seg.

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{6.4 \text{ seg}} = 0.56 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(10)(127)(0.90)}{1000} = 1.143 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.56}{1.143} = (.49)(100) = 49\%$$

Se registra un porcentaje del 49% en el medidor ya que por medio de los puentes existe una circulación de corriente sin pasar por el proceso de medición.

- **Puente en fases en terminales del medidor con conductor calibre #8.**

-

Se tomaron dos trozos de conductor calibre 8 para identificar si entre más grande es el calibre de conductor mayor es el paso de corriente por las fases. Los resultados fueron los siguientes:

Datos:

I =5 A.

I=5 A

V=127 v.

Fp=0.90

T=8.7 seg.

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{8.7 \text{ seg}} = 0.41 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(10)(127)(0.90)}{1000} = 1.143 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.41}{1.143} = (.36)(100) = 36\%$$

Se registra un porcentaje del 36% esto ocurre ya que al presentar el sistema puentes en las fases, la corriente pasa por medio de los conductores desviando la carga que debería pasar por el medidor.

- **Puente en terminales (baquelita transparente) de base de medición con calibre #12.**

Se hicieron los arreglos correspondientes a los puentes en las baquelitas transparentes para cada fase con un calibre #12, los resultados fueron los siguientes:

Datos:

I =5 A.

I=5 A

V=127 v.

Fp=0.90

T=5 seg.

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{5 \text{ seg}} = 0.72 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(10)(127)(0.90)}{1000} = 1.143 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.72}{1.143} = (.62)(100) = 62\%$$

- **Puente en terminales (baquelita transparente) de base de medición con calibre #10.**

Se hicieron los arreglos correspondientes a los puentes en las baquelitas transparentes para cada fase con un calibre #10, los resultados fueron los siguientes:

Datos:

I =5 A.

I=5 A

V=127 v.

Fp=0.90

T=6 seg.

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{6 \text{ seg}} = 0.6 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(10)(127)(0.90)}{1000} = 1.143 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.6}{1.143} = (.52)(100) = 52\%$$

Al incrementar el calibre del conductor disminuye el porcentaje de registracion en el sistema de medicion bifasica.

- **Puente en terminales (baquelita transparente) de base de medición con calibre #8.**

Se realizaron los distintos tipos de anomalías con las baquelitas transparentes, esto consistió en hacer pasar un conductor por la parte de atrás de las baquelitas transparentes y sujetándolos con los tornillos que mantienen fijos las bases para conectar las terminales del medidor haciendo que el sistema tenga continuidad, los resultados fueron los siguientes:

Datos:

I =5 A.

I=5 A

V=127 v.

Fp=0.90

T=8.69 seg.

Resultados:

$$\#1 \quad \frac{(3.6)(1)(1)}{8.69 \text{ seg}} = 0.41 \text{ kw}$$

$$\#2 \quad \frac{(10)(127)(0.90)}{1000} = 1.143 \text{ kw}$$

Porcentaje de registracion:

$$\% \text{ reg.} = \frac{0.41}{1.143} = (.36)(100) = 36\%$$

Al incrementar el calibre del conductor disminuye el porcentaje de registracion en el sistema de medicion bifasica con respecto a la teoria de que entre mas grande el conductor existe mayor paso de corriente por este mismo.

4.2 CONCLUSIONES.

En este trabajo se han expuesto los diferentes tipos de anomalías que las personas utilizan hoy en día para bajar los costos de facturación de los domicilios, así como los arreglos para cada una de ellas y las posibles formas de detección por medio de los empleados de CFE.

Esto con la finalidad de atender el problema de raíz y verificar los porcentajes de registración de los medidores al momento de incurrir en alguna anomalía para poder realizar un ajuste en su estado de facturación y tratar de mitigar los casos que se han venido presentando con más intensidad en la zona.

Se ha desarrollado una descripción detallada de cada anomalía junto con el comportamiento que tiene el medidor al estar trabajando con una carga ya conocida. Esto para poder tener una idea de cómo determinar y atender los problemas para cada ilícito cometido por los usuarios y así dar a demostrar cual es el que más causa desviación de energía sin facturar al usuario.

Se han expuesto los problemas más comunes que existen en la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, siendo el más significativo la anomalía de neutro corrido por medio de manipulación de un interruptor termo magnético en el medidor, ya que este no presenta registración al momento de accionarlo abriendo el circuito que alimenta al medidor y no presentar registración alguna cuando esto está ocurriendo

por último, se han identificado cuales son las causas por las cuales las personas realizan este tipo de delitos, ya que activan electrodomésticos que absorben buena cantidad de carga y por consecuencia aumentan la cantidad de energía consumida sin medir cuanto es lo que pueden llegar a facturar a final de mes o del bimestre dependiendo cual sea su método de pago.

5. REFERENCIAS.

[1] Miguel Villa blanca Martínez, revista chilena de ingeniería, vol. 16, “meters of tomorrow”, december 2008. pág. 392

[2] José o. Valderrama, revista información tecnológica 2001, vol. 12. “sistema de venta de energía prepago” 2001. pág. 148.

[3] Juan Quintanilla Martínez, experiencias concretas de innovación y aprendizaje tecnológico en la empresa luz y fuerza del centro, 1ª edición, “la generación de la energía eléctrica y tipos de generación.”, 1997, pág. 15.

[4] Jesús Andrés Álvarez Flórez, Ismael Callejón Agramunt, Sergi Forns Agramunt, maquinas térmicas motoras, vol. 2 “generación de energía ciclo combinado” septiembre de 2002.pag.480

[5] Norma Cantoní, energía, vol. 1, “energía mareomotriz, biomasa y geotérmica”, junio 2010.

[6] J. M. Escudero López, manual de energía eólica, 2ª edición, “elementos de transmisión de energía” , 2003, pág. 287.

[7] Alma Nanci Hernández Rosas y Fabián Morales Padilla, diseño de torres de transmisión eléctrica “cargas y factores de carga en estructuras” pág. 17, 2005.

[8] Narciso Moreno Alfonso y Ramón Cano Gonzales, instalaciones eléctricas de baja tensión, “tipos de acometidas”, 2ª Edición 2009, pág. 99.

[9] Luis Javier Freire Rizo, medición para acometidas monofásicas, “servicio monofásico con carga hasta 5 kW en baja tensión”, pág. 2

[10] Emilio Carrasco Sánchez, instalaciones eléctricas de baja tensión en edificios de viviendas, “tipos de acometidas”, 2ª edición pág. 39.

[11] Luis Javier Freire Rizo, medición para acometidas monofásicas, “servicio monofásico con carga hasta 5 kW en baja tensión, área urbana, red subterránea con barda frontal” pág. 7

[12] Rafael Alexandri Rionda, Prospectiva del sector eléctrico 2017-2031, “ventas, consumo y demanda de energía eléctrica”, pág. 38-41.

[13] Anthony Collins, integrated solutions for solid state electricity metrology,” digital solid state electricity meters” pág.31

[14] Cristian Mauricio Flores Jiménez, José Luis Rivadeneira Albarracín, diseño e implementación de un sistema micro procesado para adquisición de datos de forma remota de un medidor digital de consumo de energía eléctrica tipo industrial, mediante telefonía celular, “ANSI c12” pág. 13

ANEXO A

CAMBIO DE CAPELOS OPACOS A MEDIDORES RETIRADOS.

Una de las actividades que se realizan en el laboratorio de pruebas y mediciones es el cambio de capelos a los medidores, este consiste en quitar el plástico transparente a todos los medidores para poder darle nuevamente uso en los domicilios que necesiten medidores.

Para esto hay una serie de procedimientos que se deben realizar para reutilizar los medidores nuevamente, a esta actividad de se llama cambio de capelos. A continuación, se dará a conocer los pasos:

Primeramente, se realiza la limpieza de los medidores ya que vienen de ser retirados, esto sirve para verificar si aún están en condiciones mecánicas para funcionar, esto se realiza aplicando una espuma que facilita quitar toda la suciedad presente en el medidor, al aplicar la espuma se espera alrededor de 2 o 3 segundos para que la espuma haga el efecto de expandirse un poco. Seguido de esto se toma una franela con la cual se limpia cada parte del medidor.

Si el medidor está muy sucio o si el capelo presenta un estado anormal, puede que el plástico del capelo esté muy amarillo se procede a quitarlo, únicamente consiste en quitar el sello de mecanismo. Esto se realiza tomando una chaveta y cortando un pequeño alambre que sostiene el capelo con el medidor. Ya quitando el sello se procede a hacer girar el capelo al sentido contrario de las manecillas del reloj, haciendo que este se despegue del medidor.



Imagen 33: sello de mecanismo del medidor.



Imagen 34: capelo retirado del medidor para realizar el cambio.

Después de realizar la limpieza del medidor en las partes que cubría el capelo opaco, se procede a tomar un nuevo capelo para ponerlo en el medidor. Cuando ya se tenga el capelo nuevo se procede a tomar el medidor con el capelo uniendo cada uno por su lado haciéndolo girar del lado de las manecillas del reloj quedando sujeto por medio de unas orillas que sobresalen del medidor.



Imagen 35: capelo nuevo, antes y después de su instalación.

Cuando el capelo ya está debidamente sujeto, se hace la prueba de calidad para verificar si esta en los estándares de reutilización, este proceso se realiza con el equipo RM-17, ya que este dispositivo es el que muestra si el equipo está en condiciones de ser utilizado, de lo contrario se pasa a un apartado de medidores que serán chatarra.

El equipo RM-17 se pone en una base de medición para posteriormente ser alimentado al voltaje adecuado para cada medidor, ya sea monofásico bifásico. Cuando ya esté instalado el equipo en la base de medición, se procede a insertar el medidor que se le acaba de poner un capelo nuevo, el equipo de medición realiza la prueba en la que por medio del led que tiene el medidor en la parte del frente se ubica, esto quiere decir que el equipo realiza tres pruebas, una es para cargas altas, una para cargas bajas y por ultimo para cargas que son inductivas.

Para la carga baja se necesita hacer enter en el panel de control del equipo RM-17 y estar al tanto que pasen tres ciclos (tres parpadeos del led). Al realizar los tres ciclos se pulsa nuevamente enter para designar que ya han pasado el tiempo. Al oprimir enter, instantáneamente te arroja un porcentaje en el cual está el medidor.

Para la prueba de carga alta se realiza el mismo procedimiento que en la carga baja, con la diferencia que los ciclos del led serán un poco más lentos. Se realiza la prueba dando un enter para decirle al equipo que ya inicie con la medición, al pasar los tres ciclos se vuelve a pulsar enter para esperar a que te arroje el porcentaje que corresponde a esa prueba

Para la carga inductiva, se oprime enter en el panel de control del dispositivo y se espera que el medidor marque un pulso con el led, al momento de que el medidor encienda el led se pulsa enter para iniciar con la prueba, con la diferencia en que esta vez se debe de esperar solo un ciclo de medición, se debe mantener muy al tanto para que no se pase, ya que de lo contrario la prueba marcará errónea y se perderían los datos de las dos pruebas anteriores.

Al identificar el ciclo cumplido se le da enter, el equipo finalmente hará la medición y arrojará los porcentajes de las tres cargas para saber si el equipo puede ser reutilizado o si es desechado. A continuación, se muestra la imagen donde marca los porcentajes de registración con el equipo RM-17 y un medidor que está por ser reutilizado



Imagen 36: prueba de cargas con equipo RM-17.

Cuando la prueba arroja los parámetros y si llegasen a pasar la prueba, se procede a realizar de la calibración de medidores, tal como se realizó con los medidores nuevos. Los medidores se ubican en su respectiva base para posteriormente ser alimentados y ponerle el chupón para el intercambio de información entre la computadora con el medidor.

Cuando el medidor alimentado en la base y con el chupón adherido se activa la página con la cual se activarán los parámetros de medición, como son: los voltajes altos, bajos, chequeo de relevadores, horarios, tarifas, tarjeta de autogestión, etc. Esto se realiza abriendo la pestaña y activando la que ya se tiene con los datos necesarios para su acondicionamiento en cada área donde se instalarán.

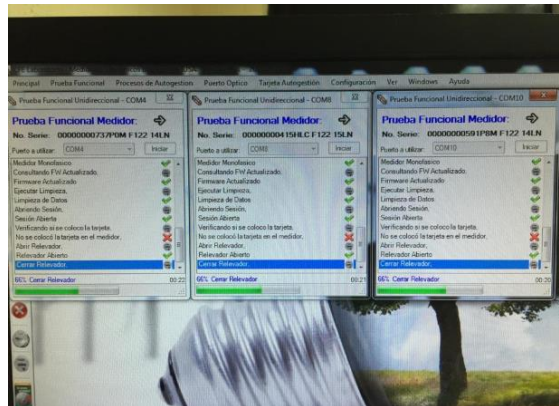


Imagen 37: plantilla de autogestión para reconfiguración de datos.



Imagen 38: medidor con “chupón” para ingreso de datos.

Al termino de este proceso se quitan los chupones para después se inicie el tarjeteo que consiste en actualizar una tarjeta de autogestión con la cual el medidor podrá leer la información contenida en ella, algunos de los datos serán las fechas de facturación, cambios de tarifas, o que si el medidor se activara con la tarjeta o quedara para ser la facturación como normalmente la conocemos.



Imagen 39: activación de parámetros con tarjeta de autogestión.

Al finalizar, se crea un archivo con el cual se harán las activaciones de los medidores en los programas que ayudan para verificar a quienes fueron entregados, a que personal fue asignado o quien realizó la colocación del medidor y donde está ubicado. Esto se hace en una hoja de Excel para mayor facilidad de manejo de la información.

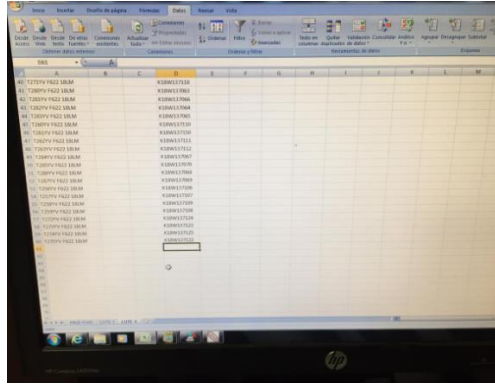


Imagen 40: archivo para fácil manejo de información de los medidores.

Cuando ya se tiene todo en orden, el siguiente paso es poner nuevamente otros sellos a los medidores para tener más seguridad en el equipo. Esto se hace tomando el alambre que tienen el nuevo sello pasándolo por los orificios del medidor accionando un mecanismo que mantiene sujeto el medidor con el capelo. Al realizar esto, los medidores ya están disponibles para su utilización en los nuevos domicilios activando y reutilizando los equipos que están en buenas condiciones.



Imagen 41: medidores con capelos nuevos para instalación en los domicilios.