



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN
ELÉCTRICA BIDIRECCIONAL CON INTERROGACIÓN
AUTOMÁTICA A DISTANCIA, PARA LAS DISTRIBUIDORAS DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUATEMALA.**

Julio Arnoldo González Aguilar

Asesorado por el Ing. Marco Antonio Juárez López

Guatemala, mayo de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN ELÉCTRICA
BIDIRECCIONAL CON INTERROGACIÓN AUTOMÁTICA A DISTANCIA,
PARA LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUATEMALA.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA

FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

JULIO ARNOLDO GONZÁLEZ AGUILAR

ASESORADO POR EL ING. MARCO ANTONIO JUAREZ LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Angel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas.

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

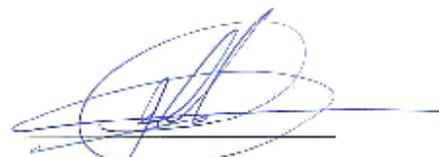
DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Edgar Neftaly Carrera Díaz
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN ELÉCTRICA BIDIRECCIONAL CON INTERROGACIÓN AUTOMÁTICA A DISTANCIA, PARA LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUATEMALA,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha veinticuatro de febrero de 2004.



Julio Arnoldo González Aguilar

Guatemala, 27 de Mayo de 2008

Ingeniero Otto Fernando Andrino González
Coordinado área de electrotecnia,
Escuela de Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala
Presente.

Estimado Ing. Otto:

Por medio de la presente le informo que he asesorado el trabajo de tesis titulado: **"Mejoramiento de los sistemas de medición eléctrica bidireccional con interrogación automática a distancia para las distribuidoras de energía eléctrica de Guatemala"**, desarrollado por el estudiante Julio Arnoldo González Aguilar, Carné 91-17312, previo a optar al título de Ingeniero Electricista.

Con base en la revisión y corrección de dicho trabajo, considero que ha alcanzado los objetivos propuestos, por lo que el estudiante y el asesor, nos hacemos responsables del contenido del mismo.

Muy atentamente



Ing. Marco Antonio Juárez
Colegiado No. 3114

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.162.2009

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN ELÉCTRICA BIDIRECCIONAL CON INTERROGACIÓN AUTOMÁTICA A DISTANCIA, PARA LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario **Julio Arnoldo González Aguilar**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Reyes
DECANO



Guatemala, mayo de 2009

/cc

AGRADECIMIENTO A:

DIOS

Por darme la fuerza y sabiduría para alcanzar este sueño.

MI ESPOSA

Silvia C. Villatoro, por su gran amor, apoyo y paciencia.

MIS PADRES

Miguel Arnoldo González y Romelia Aguilar de González, por su gran apoyo y amor a lo largo de mi carrera.

MIS HIJOS

Nátaly Rocío González V. y Edison Julián González V. , por ser una bendición hacia mi persona y ser la fuente de mi inspiración y fuerza para seguir hacia adelante.

MIS HERMANOS

Mirna González y Osman González, con mucho cariño y aprecio.

MI ASESOR

Ing. Marco Antonio Juárez, por el empuje, paciencia y gran ayuda para alcanzar esta meta.

**MIS COMPAÑEROS
DE TRABAJO**

Ing. Giovanni, Elmar, Rafa, Ing. Marvin,
Ing. Juan Pablo, Inga Dora, Inga. Flor,
Amilcar, Renato, Gerardo y Edgar, por
su apoyo y amistad.

**UNIVERSIDAD DE
SAN CARLOS DE
GUAEMALA**

Por darme la oportunidad de formarme
como profesional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
HIPÓTESIS	XV
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	1
1.1. Historia de los medidores de energía eléctrica	1
1.1.1. Medidor químico de Edison 1881	2
1.1.2. Medidor de vatios de Thomson 1889	3
1.1.3. Medidor de amperio-hora de Shallenberger 1888	3
1.2. Estructura de los medidores electromecánicos	4
1.2.1. Partes básicas que lo conforman	4
1.2.2. Detalle interno	5
1.2.3. Estator	6
1.2.4. Operación	7
1.3. Medidores de energía Eléctrica utilizados en líneas de distribución, subestaciones y grandes usuarios	7
1.3.1. Funcionamiento	10

1.3.2.	Estructura	11
1.3.3.	Parámetros eléctricos que pueden medir	13
1.3.4.	Formas de lectura actual	14
1.3.4.1.	Toma de lecturas vía lector óptico	14
1.3.4.2.	Toma de lecturas vía teléfono celular análogo	15
1.3.4.2.1.	Sistemas análogos (AMPS)	17
1.4.	Transformadores de Medida	17
1.4.1.	Transformadores de corriente	18
1.4.1.1.	Errores en los transformadores de corriente	19
1.4.1.1.1.	Clasificación de los errores	19
1.4.2.	Transformadores de potencia	21
1.4.2.1	Errores en los transformadores de potencial	21
1.4.2.1.1.	Error de relación	22
1.4.2.1.2.	Error de ángulo	22
1.4.2.2.	Norma Americana ANSI	23
1.4.3.	Efactor de la temperatura en los transformadores de medida	24
2.	TRANSMISIÓN DE DATOS BIDIRECCIONAL	27
2.1.	Métodos alternativos de comunicación remota, ventajas y desventajas	27
2.1.1.	Telefonía celular digital	27
2.1.1.1.	Telefonía celular	28
2.1.1.2.	Tecnología en sistemas digitales	29
2.1.1.2.1.	CDMA	29
2.1.1.2.2.	TDMA	30
2.1.1.2.3.	GSM	30
2.1.1.2.4.	GPRS	31

2.1.2.	Telefonía alámbrica	32
2.1.3.	Radio frecuencia	33
2.1.4.	Líneas de transmisión eléctricas (PLC)	35
2.1.4.1.	PLOC	36
2.1.4.2.	PLIC	37
2.1.5.	Fibra óptica	39
2.1.6.	Enlace satelital	41
2.2.	Software para la toma de lecturas vía remota	41
2.2.1.	Colectar datos	42
2.2.2.	Administración de datos	42
2.2.3.	Generación de informes y reportes	42
2.3.	Base de Datos	43
3.	USOS QUE SE LE PUEDE DAR A TODA LA INFORMACIÓN QUE ENVÍAN LOS MEDIDORES ELECTROMECÁNICOS MULTIFUNCIÓN	45
3.1.	Conceptos básicos de parámetros que registra el medidor electrónico multifunción	48
3.1.1.	Corriente eléctrica	48
3.1.2.	Energía	48
3.1.3.	Voltaje	49
3.1.4.	Potencia	49
3.1.5.	Tensión alterna	50
3.1.6.	Valores instantáneos y de cresta	51
3.1.7.	Ángulo de fase	52
3.1.8.	Desfase	53
3.1.9.	Corrientes trifásicas	55
3.1.9.1.	Potencia activa	57

3.1.9.2.	Potencia reactiva	57
3.1.9.3.	Potencia aparente	57
3.1.10.	Factor de potencia	58
3.1.11.	Distorsión armónica	59
3.1.11.1.	Distorsión armónica total	62
3.1.11.1.1.	Distorsión en voltaje	63
3.1.11.1.2.	Distorsión en corriente	64
3.2.	Usos y aplicaciones de la información	65
3.2.1.	Calidad del servicio	65
3.2.2.	Mercadeo	70
3.2.3.	Control de la instalación	73
3.2.4.	Planificación	76
3.2.5.	Operación y mantenimiento	80
3.2.6.	Balance de energía	85
3.2.7.	Sistema antifraude	87
3.2.8.	Facturación	88
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO	89
4.1.	Deducción de beneficios	91
4.2.	Deducción de gastos	96
4.2.1.	Implementación del sistema con tecnología digital GSM	96
4.2.2.	Implementación del sistema con tecnología digital GPRS	97
4.2.3.	Implementación del sistema con telefonía alámbrica	99
4.2.4.	Implementación del sistema con radio frecuencia	100
4.2.5.	Implementación del sistema en líneas de transmisión	101
4.2.6.	Implementación del sistema con fibra óptica o cobre	103
4.2.7.	Implementación del sistema con enlace satelital	104

4.3. Resumen	106
CONCLUSIONES	109
RECOMENDACIONES	113
BIBLIOGRAFÍA	115

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Partes básicas de un medidor electromecánico	5
2. Detalle interno de un medidor electromecánico	6
3. Estructura de un medidor electromecánico	6
4. Flujos en un medidor electromecánico	7
5. Entrada análoga – salida análoga	8
6. Entrada digital – salida digital	9
7. Entrada análoga – salida digital	9
8. Multiplicación por divisor de tiempo	10
9. Diagrama de bloques de medidor electrónico	11
10. Acoplamiento óptico	14
11. Transmisión de datos vía celular análogo	15
12. Instalación de un equipo de medida	16
13. Transformador de corriente	18
14. Transformador de potencial	21
15. Curvas de temperatura en transformadores de medida	25
16. Transmisión de datos vía planta celular digital	28
17. Transmisión de datos vía línea directa telefónica	33
18. Transmisión de datos vía radio frecuencia, si uno de los dos esta	34
19. Diagrama de transmisión de datos en una línea de alta tensión	35
20. Diagrama de servicio de transmisión de datos	36
21. Diagrama de conexión con fibra óptica	40
22. Estaciones de trabajo con su base de datos	44
23. Forma de onda de la tensión alterna	50

24. Creación de una onda senoidal	51
25. Ángulo de fases	53
26. Desfase entre fases	54
27. Desfases con distintas cargas	55
28. Desfase entre tensiones trifásicas	56
29. Triángulo de potencias	58
30. Componentes de la función periódica original	60
31. Carga lineal. Corriente y voltaje siempre proporcionales a lo largo de la línea de impedancia	61
32. Cargas no lineales	62
33. Usos de la información obtenida de los medidores	65
34. Diagrama unifilar subestación eléctrica-cliente	70
35. Diagrama fasorial normal	74
36. Diagrama fasorial con problema	75
37. Display de un medidor electrónico multifunción	76
38. Gráficos de demandas máximas mensuales de dos circuitos	79
39. Relé en un sistema KYZ de un medidor electrónico	84
40. Instalación de medidores en una red eléctrica	86
41. Recolección de datos para facturación	88

TABLAS

I.	Límites del factor de corrección del transformador de corriente	20
II.	Cargas normalizadas para el transformador de corriente normalizadas con el secundario de 5 A	20
III.	Límites del factor de corrección del transformador de potencial	23
IV.	Carga normalizada para transformadores de potencial	23
V.	Límites para la distorsión armónica de voltaje, según normas IEEE	63
VI.	Límites para la distorsión armónica de corriente, según normas IEEE	64
VII.	Datos almacenados en la memoria masiva de un medidor electrónico multifunción	67
VIII.	Tabla de distribución de tiempos de uso	72
IX.	Tabla con resumen de valores presentes netos	107

LISTA DE SÍMBOLOS

kW	Kilo watts (1,000 watts), medida de potencia eléctrica.
kWh	Medida de energía eléctrica.
V	Medida de voltaje, tensión o potencial.
I	Medida de corriente eléctrica.
Kvarh	Medida de energía eléctrica aparente.
f.p.	Factor de potencia.
°C	Medida de temperatura en grados centígrados.
RF	Radio frecuencia.
Mhz	Mega hertz.
ω	Velocidad angular
φ	Ángulo de desplazamiento

GLOSARIO

ANSI	" American Nacional –Estándar Institute ". Organización encargada de desarrollar normativas para la industria eléctrica en EEUU.
ATENUACIÓN	Pérdida de potencia de una señal al transitar por cualquier medio de transmisión.
BAUDIO	Unidad de la velocidad de transmisión de señales, equivalente a un bit por segundo.
BIT	Dígito Binario, que adquiere el valor de 1 ó 0 en el sistema numérico binario.
CIRCUITO	Serie de elementos eléctricos o electrónicos interconectados a través de conductores en uno o mas ciclos cerrados.
CLIENTE	Es quien accede a un producto o servicio por medio de una transacción financiera (dinero) u otro medio de pago. Quien compra, es el comprador, y quien consume el consumidor. Normalmente, cliente, comprador y consumidor son la misma persona
DISPLAY	Dispositivo de ciertos aparatos electrónicos que permiten

mostrar información al usuario.

MODEM

Aparato que convierte las señales digitales en análogas para su transmisión, o a la inversa.

PRECISIÓN

Capacidad de un instrumento de dar el mismo resultado en mediciones diferentes, realizadas en las mismas condiciones.

HIPÓTESIS

Los medidores multifunción en la actualidad tienen muchos elementos disponibles que no son explotados y que pueden ser de gran utilidad para las empresas distribuidoras de energía eléctrica, pero estos están de la mano con los medios de comunicación, ya que si estos medios fallan los medidores pierden una gran parte de su funcionalidad.

RESUMEN

Por muchos años la toma de lecturas a los medidores de energía eléctrica en las distribuidoras de energía eléctrica de Guatemala se ha hecho de forma manual-visual, o sea que ha llegado un persona a tomar las lecturas y luego las reporta para su facturación. A través del tiempo y del avance tecnológico desde aproximadamente 1,999 implementó el sistema remoto en algunas distribuidoras y dicha toma se realizó por medio de una línea telefónica análoga y un modem, para los grandes usuarios o de alto consumo, ya que los equipos son bastante caros.

Hoy día la tecnología ha dado un paso adelante en los mejoramientos de los sistemas de comunicación haciéndolo que la transferencia de datos sea más rápido y con más capacidad, así como los medidores de energía eléctrica por el mismo avance de los medios de comunicación están mutando a medidores que pueden proporcionar muchos parámetros de energía eléctrica, y con modems para distintos tipos de comunicación.

Estos cambios nos dejan la inquietud para hacer grandes proyectos en la mejora de nuestros sistemas, ya que nos dejan en una bandeja en primer lugar los nuevos medios de comunicación como por ejemplo: el mejoramiento en las líneas telefónicas en la red de Guatemala, ya que ahora son totalmente digitales, la fibra óptica, comunicación por medio de las líneas de distribución eléctrica, comunicación satelital, transmisión por radio frecuencia, etc.

Dicho cambio han echo que los medidores se transformen y dejen de ser

un simple dispositivo aislado que solamente lo visitan una vez por mes a ser una parte fundamental con más participación ya no solo para obtención de lecturas sino que también para: Estudios de caracterización de cargas, planificación, control, mantenimiento preventivo y correctivo, así como hacer que el medidor accione en momentos determinado ante cualquier falla automáticamente o por una orden del operador.

Solamente nos queda saber qué medio de comunicación y qué tipos de medidores de la nueva tecnología se adaptan de mejor manera para los distintos tipos de usuarios sin afectar y sin incurrir en gastos que a la postre no sean rentables, ya que cada tecnología por su diferencia se puede adaptar a un tipo de usuario pero no otro y viceversa.

OBJETIVOS

- **General**

- Mejoramiento de los sistemas actuales (medidor de energía eléctrica multifunción, medio de comunicación y administración de información) en los puntos de compra-venta de energía, subestaciones y grandes usuarios de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala.

- **Específicos:**

1. Cambio de medio de comunicación por uno moderno y disponible en el mercado.
2. Aprovechamiento de las virtudes de los medidores de energía eléctrica multifunción.
3. Administración de información que proporcionan los medidores multifunción.
4. Tendencias a futuro de los medidores multifunción y medios de comunicación.

INTRODUCCIÓN

En Guatemala como en muchos países las empresas que comercializan energía eléctrica, en sus puntos de compra como en sus puntos de venta a grandes usuarios están regidos por ciertas normas; normas que incluyen el uso de medidores que registren y almacenen varios parámetros eléctricos y permitan la comunicación a los mismos vía remota.

La forma de leer los medidores de energía eléctrica y la información que almacenan han ido cambiando constantemente, arrastrados por las cambiantes tecnologías; tecnologías que van desde el mismo medidor hasta el medio de comunicación.

Los medidores han evolucionado desde un simple medidor de watts-hora hasta un medidor multifunción que puede almacenar desde el parámetro básico watts-hora y una gran gama de parámetros eléctricos, hasta hacer que el medidor avise por cualquier evento que esté ocurriendo, a una estación de trabajo. Por lo anterior, el medidor se ha convertido en una herramienta de gran ayuda para muchos sectores de una empresa distribuidora el explotar al máximo las virtudes de este medidor.

También los medios de comunicación han ido evolucionando día a día y esto hace que los medios de comunicación utilizados actualmente se vuelvan obsoletos, se dejen de comercializar, y se conviertan en un riesgo para los medidores multifunción.

Este riesgo obliga a las empresas distribuidoras o comercializadoras de

energía eléctrica hacer un estudio y una migración a otros medios modernos de comunicación para no tener que recurrir, como se hacía en el pasado descargando la información de cada medidor en cada punto de medida, que aparte de ser un trabajo largo y engorroso, requería de mucho recurso humano. Además, podría impedir estar en constante comunicación con el medidor para la rápida solución de problemas.

Vale la pena mencionar que la gran mayoría de medidores multifunción que actualmente utilizan las empresas comercializadoras de energía eléctrica en Guatemala se adaptan a la mayoría de tecnologías de comunicación existentes, solamente será de encontrar el medio de comunicación que mejor se adapte a estos medidores y maximizar los beneficios de los mismos.

1. MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de energía eléctrica saben que los medidores de energía eléctrica son de vital importancia, ya que de ellos depende la facturación de la misma. Por la naturaleza complicada de esta energía es necesario tratarla de una manera especial, con una medida exacta y sólida, para lo cual han pasado varios años para perfeccionarlo.

Historia de los medidores de energía eléctrica

El medidor de energía eléctrica (Wattthora) ha sido una parte esencial para las empresas distribuidoras de la misma, sobre todo en los últimos años. Todo inicia en 1879, cuando Thomas Alva Edison hiciera práctico el primer equipo eléctrico, la lámpara incandescente, y no tenía intenciones de parar con sus investigaciones, ya que posteriormente se ocupó del perfeccionamiento de las dinamos para generar la corriente eléctrica que era esencial para el funcionamiento de las lámparas. Luego se dio cuenta de la contribución poderosa que esta nueva energía podía hacer en nuestra civilización y quiso contestar todas las necesidades del hombre con esta nueva energía pero al mismo tiempo, se dio cuenta que esta energía nunca se podría utilizar a gran escala comercial a menos que hubiera un método práctico para venderla.

Habría que imaginarse la situación difícil por la atravesó Edison, ya que la electricidad era algo completamente nuevo, la mayoría de la gente nunca había oído de esto. La mayoría de las personas no tenían la confianza que hoy

tenemos con esta energía. Thomas Alva Edison y sus hombres tuvieron que trabajar duro para vender esta idea y poder vender la electricidad.

1.1.1. Medidor Químico de Edison 1881

Uno de los primeros retos que encaró Edison fué crear algún dispositivo para medir la electricidad y asegurarle al cliente que era una medida exacta y precisa.

La primera solución de Edison fue crear un medidor químico en 1881. Este medidor funcionaba bajo el principio que si dos electrodos se colocaban en una solución química, al circular la electricidad a través de este un electrodo se deterioraba y le pasaba su masa al otro electrodo. Por lo tanto, para leer el medidor era necesario pesar los electrodos al principio y al final de cada período de factura.

Este medidor causó muchos problemas por que era poco eficiente y por que había que pesar los electrodos en presencia del consumidor. Este medidor a pesar que le realizaron algunas mejoras se uso unos pocos años ya que quedó en desuso cuando se introdujo la corriente eléctrica alterna alterna.

Desde entonces muchos hombres trabajaron en la creación del medidor que le diera satisfacción completa al cliente y a las compañías de energía eléctrica. Los líderes en este campo fueron: Thomson, Shallenberg, Lamphier y Duncan, quienes trabajaron en compañías que aún hoy fabrican medidores de energía eléctrica.

1.1.2. Medidor de vatios de Thomson 1889

El desarrollo temprano del medidor de energía eléctrica (vatímetro) del profesor Elihu Thomson, le concedió un premio grande en la exhibición de París en 1889. Esto fue el primer medidor práctico capaz de medir energía eléctrica (watthora). Este se podía usar en los circuitos alternos de la época y llegó a ser rápidamente el estándar a través de la industria.

El medidor de Thomson venció la mayoría de las dificultades operatorias del medidor químico de Edison. Aunque su certeza no estuviera hasta nuestros estándares modernos, era notable para un medidor de hace más de un siglo. Operó bajo el principio de un motor pequeño en derivación, los bobinados del campo se conectaron en serie con la línea, mientras que la bobina de la armadura fue pasado a un conmutador y este conectado a la línea. A este le introdujeron un disco de cobre entre la armadura y la hicieron girar entre astas de tres imanes permanentes.

1.1.3. Medidor de amperio-hora de Shallenberger 1888

Casi al mismo tiempo que Thomson trabajaba en su medidor, Oliver B. Shallenberger, desarrollaba otra clase de medidor que operaría exclusivamente en corriente alterna. En 1888 Shallenberger recibió una patente para este nuevo principio de medidor. El medidor de amperio-hora utilizaba algunos principios del medidor de energía eléctrica (watthora) de c.a., pero era como un diseño más sencillo y económico que este, Shallenberger creyó que este tendría una gran demanda.

El medidor de amperio-hora tenía un par de bobinas por donde pasaba la

corriente de línea, otro par de bobinas instaladas a un determinado ángulo recibían la energía por inducción el flujo producido hacía girar un elemento que se colocó en medio de ambas bobinas.

La sencillez y el costo del medidor de Shallenberger no pudieron con el medidor energía eléctrica (watthora) de Thomson ya que este utilizaba la medida verdadera de la energía eléctrica y la corriente alterna empezaba a ser más utilizada y popular.

Con estos principios varias personas siguieron trabajando en el mejoramiento de dichos medidores, hasta llegar al medidor electromecánico que en la actualidad utilizamos.

Básicamente un medidor electromecánico se utiliza para medir energía eléctrica en kWh de los cuales a continuación se detallan sus partes y funcionamiento.

1.2. Estructura de los medidores electromecánicos

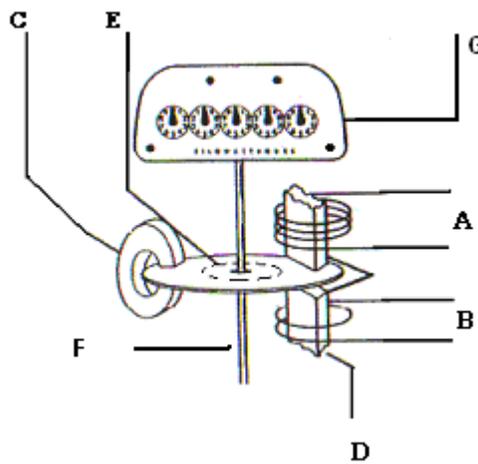
1.2.1. Partes básicas que lo conforman

El medidor electromecánico consta básicamente de las siguientes partes, (figura 1):

- a) Bobinas de voltaje.
- b) Bobinas de corriente.
- c) Imanes permanentes de frenado.
- d) Estator.

- e) Disco o Rotor.
- f) Eje.
- g) Registro.

Figura 1. Partes básicas de un medidor electromecánico

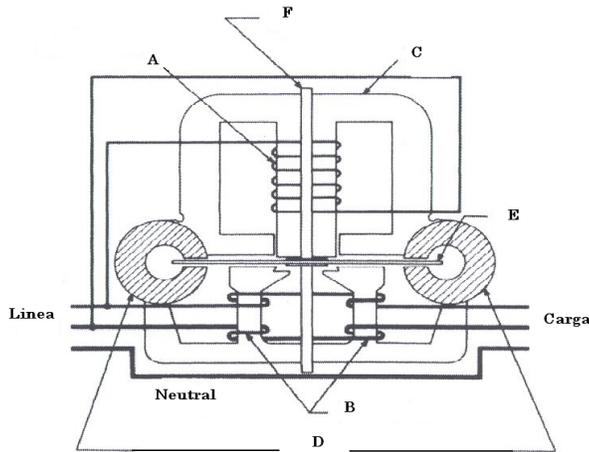


1.2.2. Detalle interno

En la figura 2 se muestran los detalles internos de un medidor electromecánico y los detalles de su conexión:

- a) Bobinas de voltaje con muchas vueltas.
- b) Bobinas de corriente con pocas vueltas.
- c) Laminaciones de acero eléctrico.
- d) Imanes de frenado.
- e) Disco de aluminio.
- f) Eje.

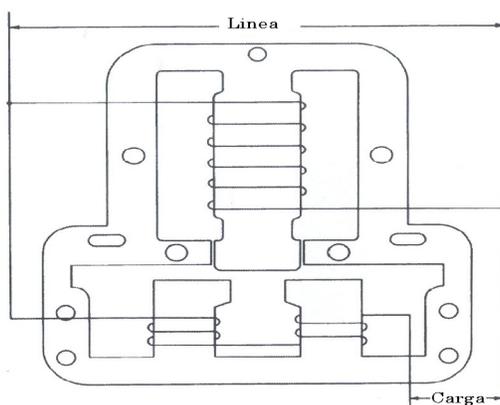
Figura 2. Destalle internos del medidor electromecánico



1.2.3. Estator

El estator consta de un núcleo de hierro con dos bobinas, una de potencia en paralelo a la red con un aproximado de 8000 vueltas de un conductor delgado para 240v. y una de corriente en serie a la red con una o dos vueltas con un conductor grueso como se muestra en la figura 3.

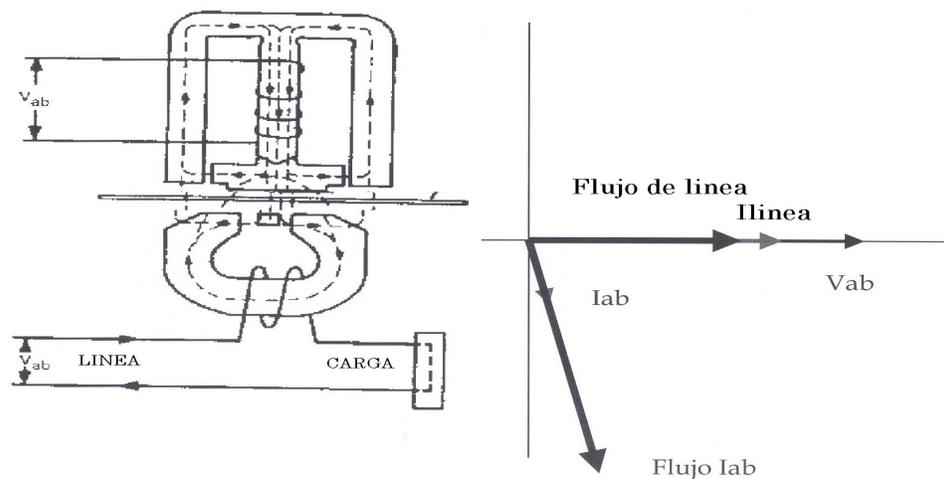
Figura 3. Estructura de un medidor electromecánico



1.2.4. Operación

Este medidor funciona básicamente bajo el principio del Dr. Ferraris, que se puede producir un torque electro magnéticamente por dos flujos alternos de corriente que tengan tanto un desplazamiento en tiempo como en espacio en la dirección del desplazamiento deseado; siendo 90 grados el desplazamiento máximo. En la figura 4 se muestra el diagrama de funcionamiento y su respectivo diagrama fasorial.

Figura 4. Flujos en un medidor electromecánico

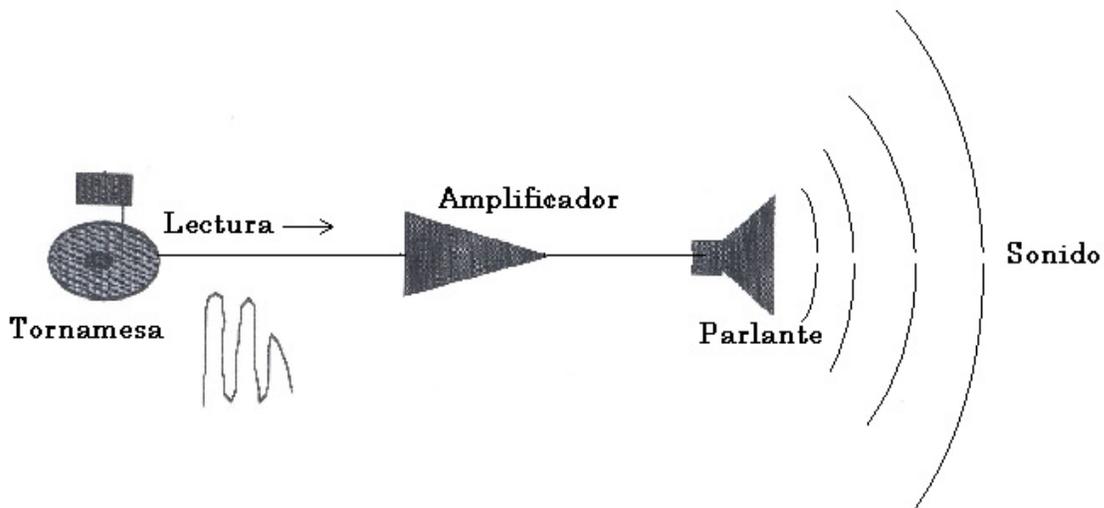


1.3. Medidores de Energía Eléctrica utilizados en líneas de distribución, subestaciones y grandes usuarios

En la actualidad para medir la energía eléctrica a grandes usuarios, plantas generadoras, líneas de distribución y subestaciones, se utilizan medidores electrónicos multifunción, a continuación su analogía con los electromecánicos.

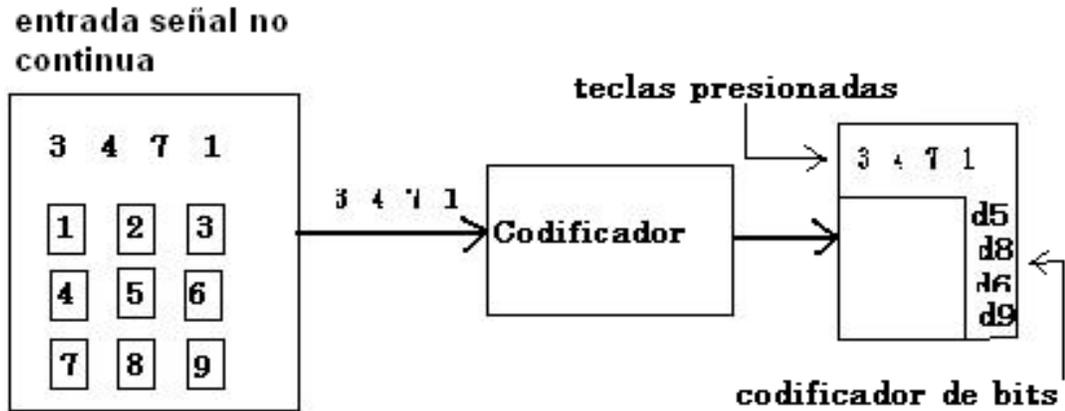
En general todos los medidores reaccionan ante una señal y devuelven otra señal, por ejemplo una tornamesa, gira un disco, en dicho disco se apoya una aguja la que toma la lectura análoga, esta pasa a través de un amplificador y luego por un parlante el cual emite una señal sonora análoga, como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Entrada análoga – salida análoga



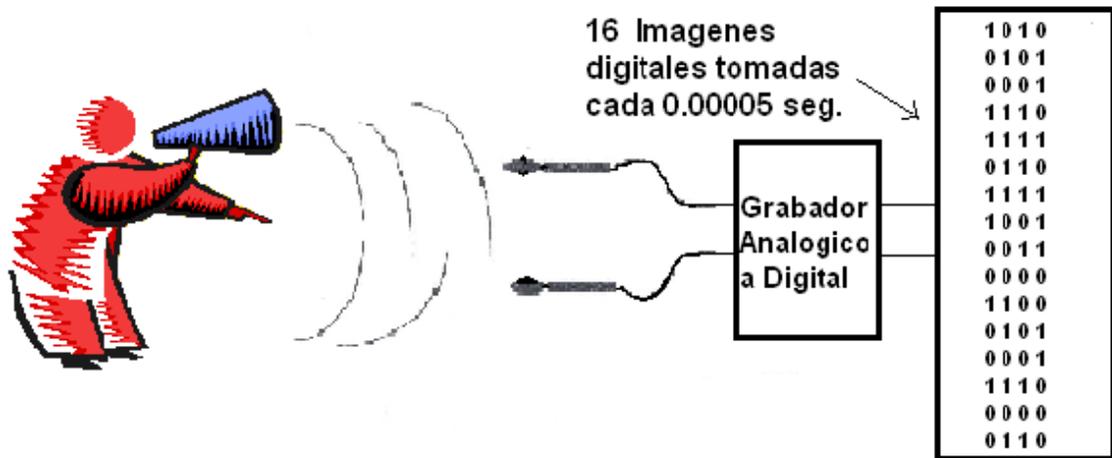
Por otro lado, si en sistema le ingresamos pulso (señal no continua) podemos obtener una salida de la misma manera, como se muestra en la figura 6.

Figura 6. Entrada digital – salida digital



O ingresar una señal análoga y obtener una señal digital, figura 7.

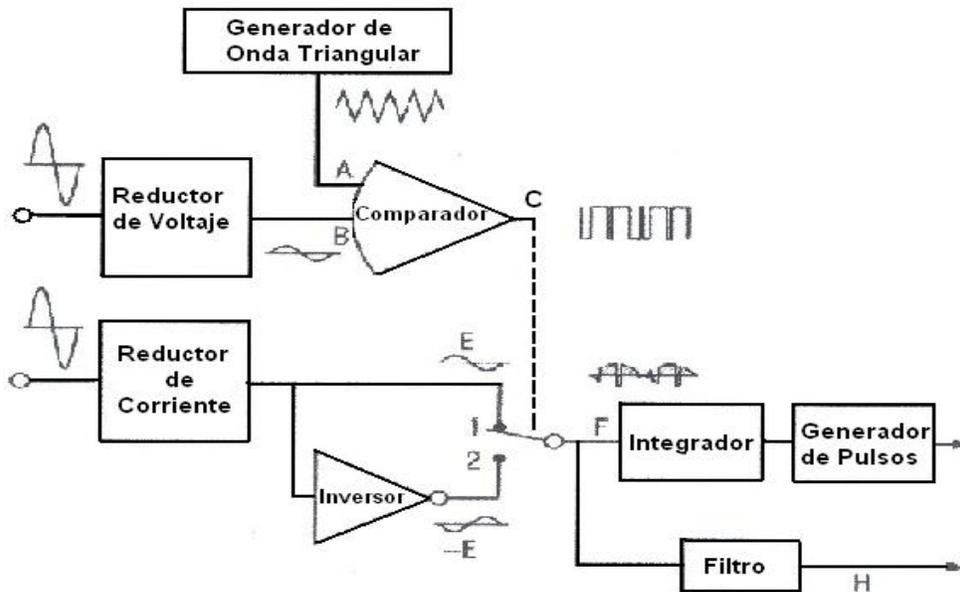
Figura 7. Entrada análoga – salida digital



Los medidores electrónicos reciben una señal análoga tanto de corriente como de potencial, la cual transforma en digital como se muestra en el diagrama

de bloques de la figura 8.

Figura 8. Multiplicación por divisor de tiempo



1.3.1. Funcionamiento

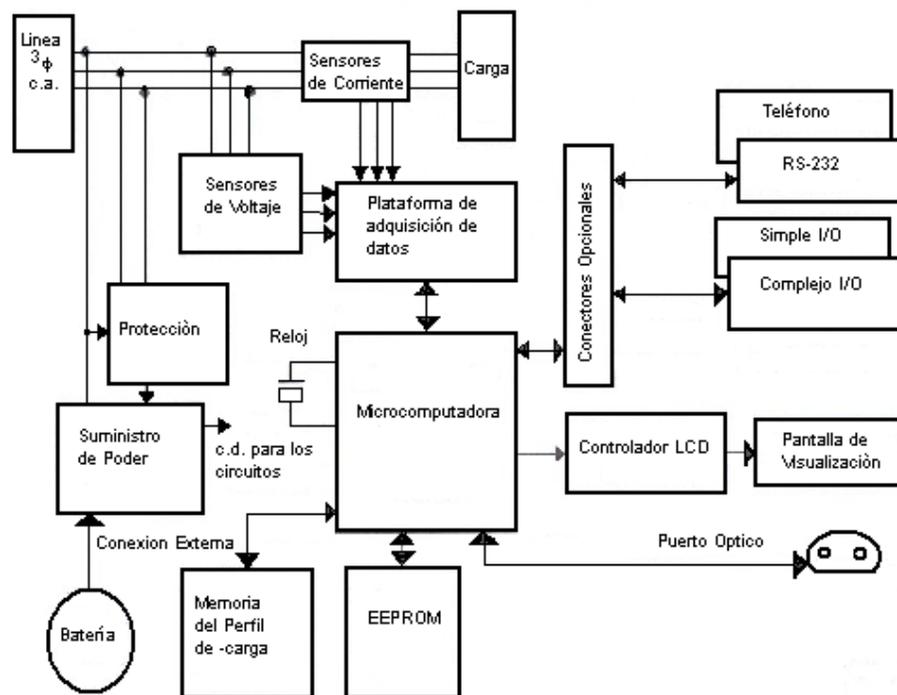
- Compara la señal de voltaje reducido (B) con una señal de referencia de voltaje con onda triangular (A) dejando pasar ondas cuadradas como se muestra en (C).
- Envía una señal de corriente reducida al switch 1 y opuesto a esta onda al switch 2. cuando el comparador de ondas (c) es positivo, entonces se acepta la señal de switch 1. Cuando es negativa se acepta la del switch 2.
- Esto produce a la entrada del integrador una onda que tiene un ancho proporcional al voltaje de la entrada y altura proporcional a la corriente de la entrada.
- Esta señal se envía al integrador que suma las secciones de la onda.

- e. Cuando se alcanza un total predeterminado el generador de pulsos envía un pulso de salida al registrador.

1.3.2. Estructura

Básicamente los medidores electrónicos multifunción utilizados en la actualidad para registrar los consumos de energía eléctrica en Industrias, Subestaciones, Generadores, etc. están formados por varias tarjetas o tableros con circuitos impresos que cumplen diferentes funciones y vienen ensambladas de muy diversas maneras, pero bajo el mismo principio como se muestra en la figura 9.

Figura 9. Diagrama de bloques de medidor electrónico



- a. Censores de corriente y voltaje. Son los encargados de tomar las muestras reales de voltaje y de corriente y disminuirlas para luego enviarlas a la plataforma de adquisición de datos.
- b. Plataforma de adquisición de datos. Este recibe las ondas senoidales de corriente y voltaje, las convierte en pulsos (convierte la señal analógica en digital) dichos pulsos los compara con una onda triangular permanente dicha plataforma
- c. entregara una serie de pulsos los cuales los cuales se les determina su magnitud. Esta normalmente se le llama plataforma de instrumento.
- d. Suministro de poder. Toma la señal de cualquiera de los tres potenciales y la trasforma a una magnitud más pequeña y convertida a c.d. con la que serán alimentados todos los circuitos o componentes electrónicos del medidor, además de contar con una fuente de alimentación extra en caso de faltar la señal de la línea, que el la batería, encargada de mantener con alimentación los circuitos mas importantes de la memoria del medidor para que este no pierda sus registros.
- e. Microcomputadora: Encargada de procesar toda la información proveniente de la plataforma de adquisición de datos, enviarla a donde corresponda para su almacenamiento, enviar resultados y recibir ordenes externas.
- f. Memoria de perfil de carga. Esta es la memoria en donde quedan almacenados ciertos resultados de las lecturas que dependen del tiempo (memoria volátil), o sea que a esta nunca le puede faltar la alimentación de c.d., es por esta la razón de la existencia de la batería.
- g. EEPROM, Encargada de almacenar los parámetros del medidor, algunos datos y el programa del mismo (memoria no volátil).
- h. Controlador LCD: envía los resultados para poder visualizarlos en una

pantalla de cristal.

- i. Puertos de comunicación: Por donde se puede comunicar con el interior de medidor, ya sea para programarlo o para obtener resultados que no aparecen en pantalla.

1.3.3. Parámetros eléctricos que pueden medir

Los medidores electrónicos en la actualidad vienen dotados para medir varios parámetros eléctricos, dichos medidores pueden ser programados para desplegar y almacenar la información de una gran cantidad de formas según los requerimientos de la instalación y las partes involucradas en un punto de suministro determinado, algunos de estos parámetros se mencionan a continuación:

- Energía , Kwh (en dos direcciones) total y por fase
- Demanda, Kw (en dos direcciones)
- Potencia reactiva, Kvarh.(en los 4 cuadrantes)
- Potencia activa, Kvah
- F.P.
- Voltajes
- Corrientes
- Armónicos
- Diagrama fasorial.

Estos parámetros pueden ser almacenados en su memoria masiva en intervalos de tiempo programados, desplegar y almacenar datos en bandas horarias y otros parámetro, alarmas, históricos, etc. por todo esto estos medidores reciben el nombre de medidores multifunción y de los que se detallará en el capítulo tres.

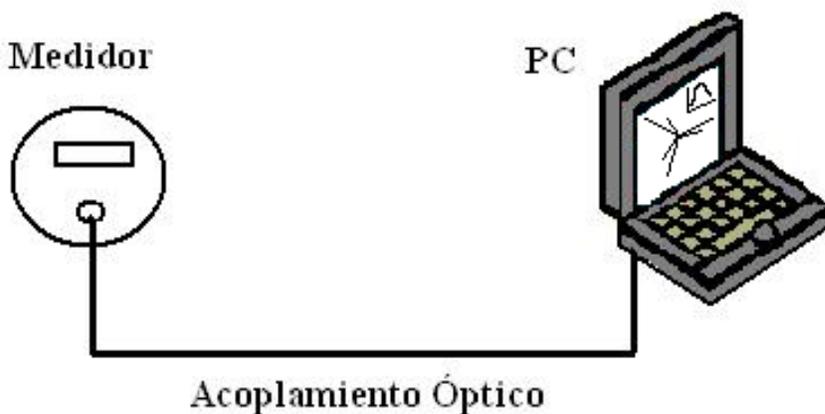
1.3.4. Formas de toma de lectura actual

En la actualidad existen dos formas de toma de lectura a los medidores electrónicos, una con una computadora con ayuda de un puerto óptico y el otro es vía teléfono celular análogo.

1.3.4.1. Toma de lecturas vía lector óptico

Los medidores de energía eléctrica electrónicos de la actualidad vienen diseñados casi en su totalidad con un puerto de comunicación óptico, como se puede ver en la figura 10. Para esta toma de lectura hay que llegar al punto de medida y con la ayuda de una computadora y un acoplamiento óptico se pueden descargar los datos guardados en memoria del medidor hacia la computadora a una velocidad de 9600 Baudios.

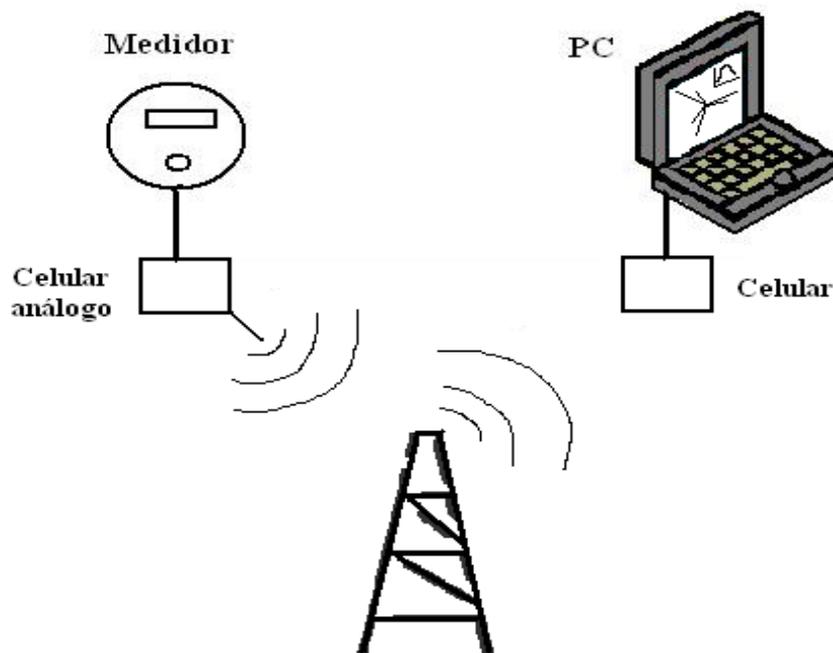
Figura 10. Acoplamiento óptico



1.3.4.2. Toma de lecturas vía teléfono celular análogo

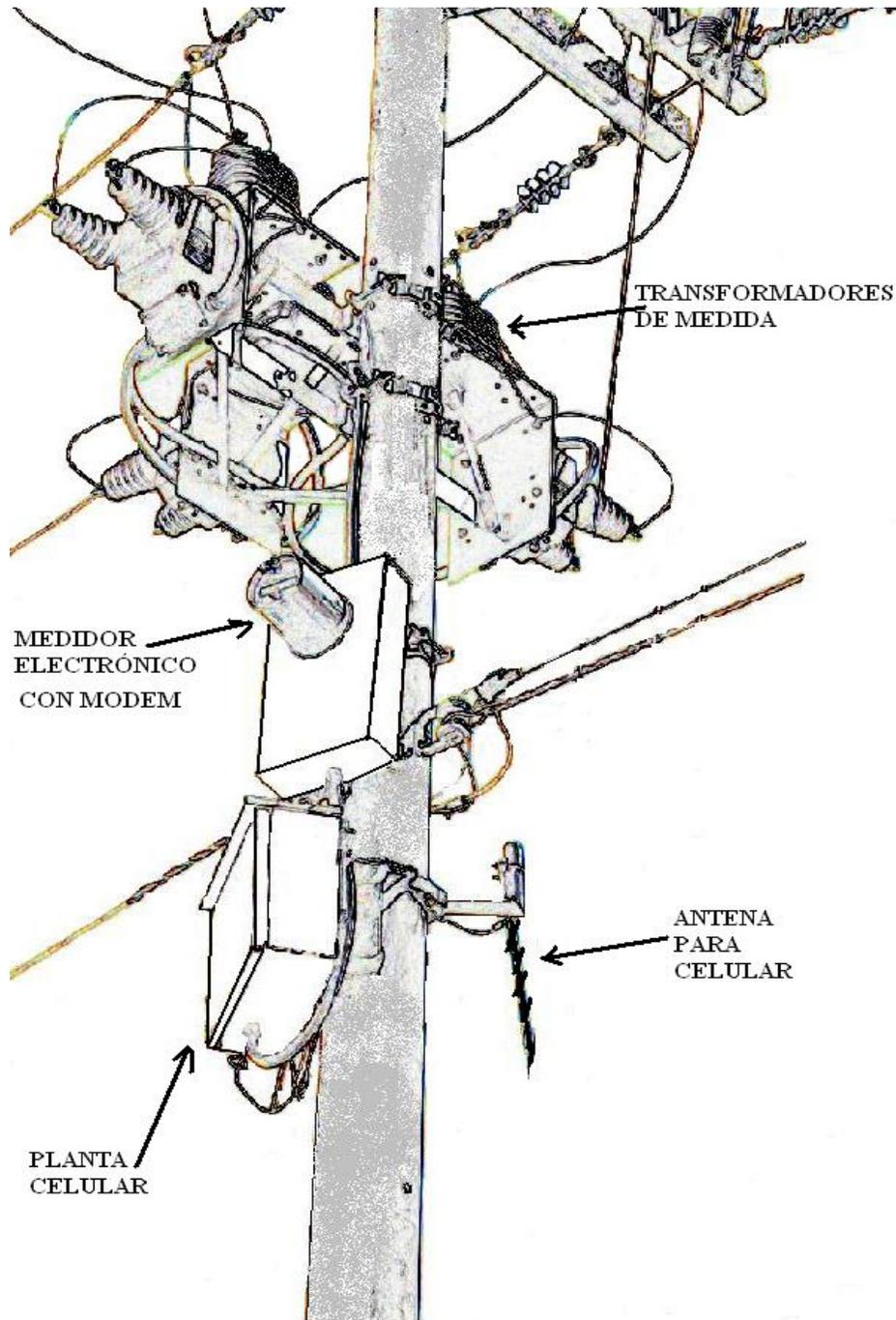
Los medidores electrónicos pueden venir a requerimiento con una tarjeta MODEM para transmitir datos a una velocidad de 1200 baudios vía teléfono celular análogo y conectarse como se muestra en la figura 11.

Figura 11. Transmisión de datos vía celular análogo



O instalado en un punto de medición como se muestra en la figura 12.

Figura 12. Instalación de un equipo de medida



1.3.4.2.1. Sistemas análogos (AMPS)

AMPS (Sistema telefónico Móvil Avanzado, por sus siglas en inglés) AMPS y los sistemas telefónicos móviles del mismo tipo dividen el espacio geográfico en celdas (en inglés *cells*, de ahí el nombre de telefonía celular), de tal forma que las celdas adyacentes nunca usan las mismas frecuencias, para evitar interferencias. La estación base de cada celda emite con una potencia relativamente pequeña. La potencia emitida es tanto más pequeña cuanto más pequeñas sean las celdas. Un pequeño tamaño de celda favorece también la reutilización de frecuencias y aumenta, la capacidad del sistema. Sin embargo, también requiere un mayor número de estaciones base y por tanto una mayor inversión.

1.4. Transformadores de medida

Normalmente, los medidores de energía eléctrica no se pueden instalar en circuitos arriba de los 480 voltios y arriba de 200 amperios, para estos casos se utilizan transformadores de medida. Existen dos tipos de transformadores especiales que se usan en los sistemas de potencia para mediciones. Uno es el transformador de potencial y el otro es el transformador de corriente.

Los propósitos específicos para los que sirven los transformadores de instrumento, son entre otros los siguientes:

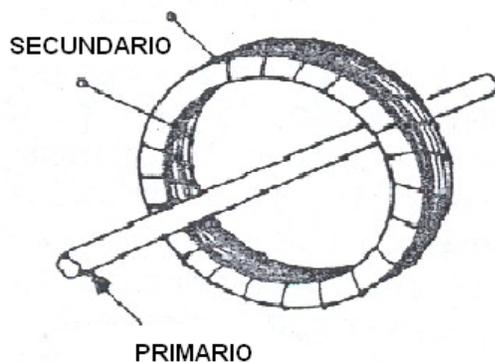
- a) Aislar los instrumentos de medición y protección del circuito primario o de alta tensión, permitiendo así medir indirectamente altos voltajes y altas corrientes.

- b) Dar mayor seguridad al personal al trabajar con valores reducidos de corriente como de voltaje.
- c) Permite la normalización de las características de operación de los medidores.

1.4.1. Transformador de corriente

Transformadores que toman la muestra de la corriente de una línea y la reducen a un nivel seguro y medible. En la figura 13 se muestra el diagrama de un transformador de corriente típico. El transformador de corriente consiste en un embobinado secundario envuelta alrededor de un anillo ferromagnético, con una línea primaria única, que pasa por el centro del anillo. El anillo ferromagnético retiene y concentra una pequeña muestra de flujo de la línea primaria. Luego, dicho flujo induce un voltaje y una corriente en el embobinado secundario.

Figura 13. Transformador de corriente



1.4.1.1. Errores en los transformadores de corriente

Los errores en un transformador de corriente son debidos a la energía necesaria para producir el flujo en el núcleo que induce la tensión en el devanado secundario que suministra la corriente a través del circuito secundario. Los ampervueltas totales disponibles para proporcionar la corriente al secundario son iguales a las ampervueltas del primario menos las ampervueltas para producir el flujo del núcleo.

Un cambio en la carga secundaria altera el flujo requerido en el núcleo y varía las ampervueltas de excitación del núcleo; el flujo de dispersión en el núcleo cambia las características magnéticas del mismo y afecta a las ampervueltas de excitación.

1.4.1.1.1. Clasificación de los errores

Los errores en un transformador de corriente varían con la tensión para la carga conectada en bornes de los terminales secundarios y el valor de la corriente secundaria.

Norma ANSI: Están definidas por los límites de error, en porcentaje de los factores de corrección del transformador para una corriente nominal secundaria del 100%. Los límites de corriente del 100% se aplican también a la corriente secundaria correspondiente al valor de corriente térmica continua máxima del transformador de corriente. Las clases y límites de precisión definidas en las normas ANSI pueden verse en la siguiente tabla.

Tabla I. Límites del factor de corrección del transformador de corriente

Clase de Precisión	Límites del factor de corrección del transformador	Límites del factor de potencia (inductivo) de la línea que se mide
1.2	1.012-0.988	0.6-1.0
0.6	1.006-0.994	0.6-1.0
0.3	1.003-0.997	0.6-1.0

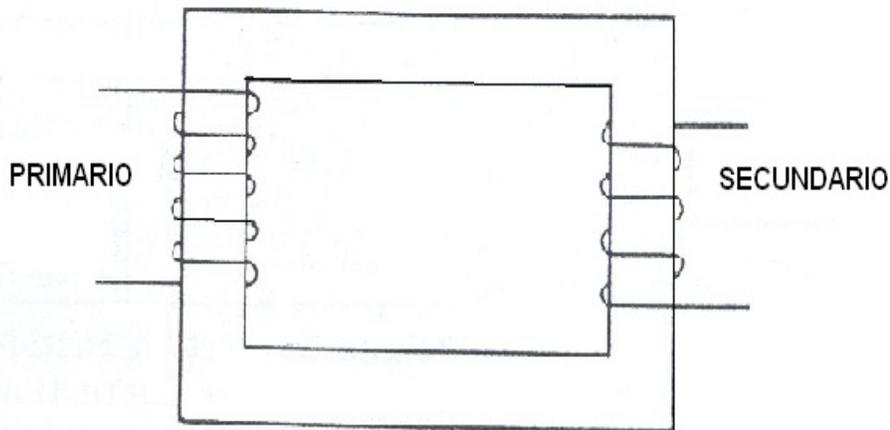
Tabla II. Cargas normalizadas para el transformador de corriente normalizadas con el secundario de 5 A

Designación de la Carga	Características de la Carga		Carga Secundaria a 60 Ciclos		
	Resistencia (Ohms)	Inductancia (Millihenries)	Impedancia (Ohms)	Volt-amperes	Power Factor
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.223	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.0
B-1	0.5	2.3	1.0	25.5	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50.0	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100.0	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200.0	0.5

1.4.2. Transformador de potencial

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión, figura 14. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra del voltaje del sistema de potencia, para que se mida con los instrumentos incorporados. Puesto que el objetivo principal es el muestreo del voltaje, deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos, estos se pueden conseguir de distinta precisión, dependiendo de que tan precisas deban de ser las lecturas.

Figura 14. Transformador de potencial



1.4.2.1. Errores en los transformadores de potencial

En los transformadores de potencial existen 2 tipos de errores que afectan a la precisión de las medidas hechas con transformadores de potencial.

1.4.2.1.1. Error de relación

Es la diferencia entre la relación verdadera entre la tensión del primario y secundario y la relación indicada en la placa característica.

1.4.2.1.2. Error de ángulo

Es la diferencia en la posición de la tensión aplicada a la carga secundaria y la tensión aplicada al devanado primario.

El error de ángulo se representa con el símbolo (α), está expresado en minutos y se define como positivo cuando la tensión aplicada a la carga, desde el terminal secundario marcado al no marcado, está adelantada respecto a la tensión aplicada al primario desde el terminal marcado al no marcado.

En el transformador de potencial interesa que los errores en la relación de transformación y los errores de ángulo entre tensión primaria y secundaria se mantengan dentro de ciertos límites. Esto se obtiene sobredimensionando tanto el núcleo magnético como la sección de los conductores de los enrollados.

La magnitud de los errores depende de la característica de la carga secundaria que se conecta al transformador de potencial.

Para su clasificación desde el punto de vista de la precisión (error máximo en la relación de transformación) las diversas normas sobre transformador de potencial exigen que los errores se mantengan dentro de ciertos valores para determinadas características de la carga.

1.4.2.2. Norma Americana ANSI

Estas normas han clasificadas características de precisión de los transformadores para el servicio con aparatos de medición.

La clase y límites de precisión definidas por norma ANSI, pueden verse en las siguientes tablas.

Tabla III. Límites del factor de corrección del transformador de potencial.

Clases De Precisión	Límites del factor de corrección del transformador	Límites del factor de potencia de la carga medida (en retardo)
1.2	1.012 - 0.988	0.6 – 1.0
0.6	1.006 - 0.994	0.6 – 1.0
0.3	1.003 - 0.997	0.6 – 1.0

Tabla IV. Carga normalizada para transformadores de potencial.

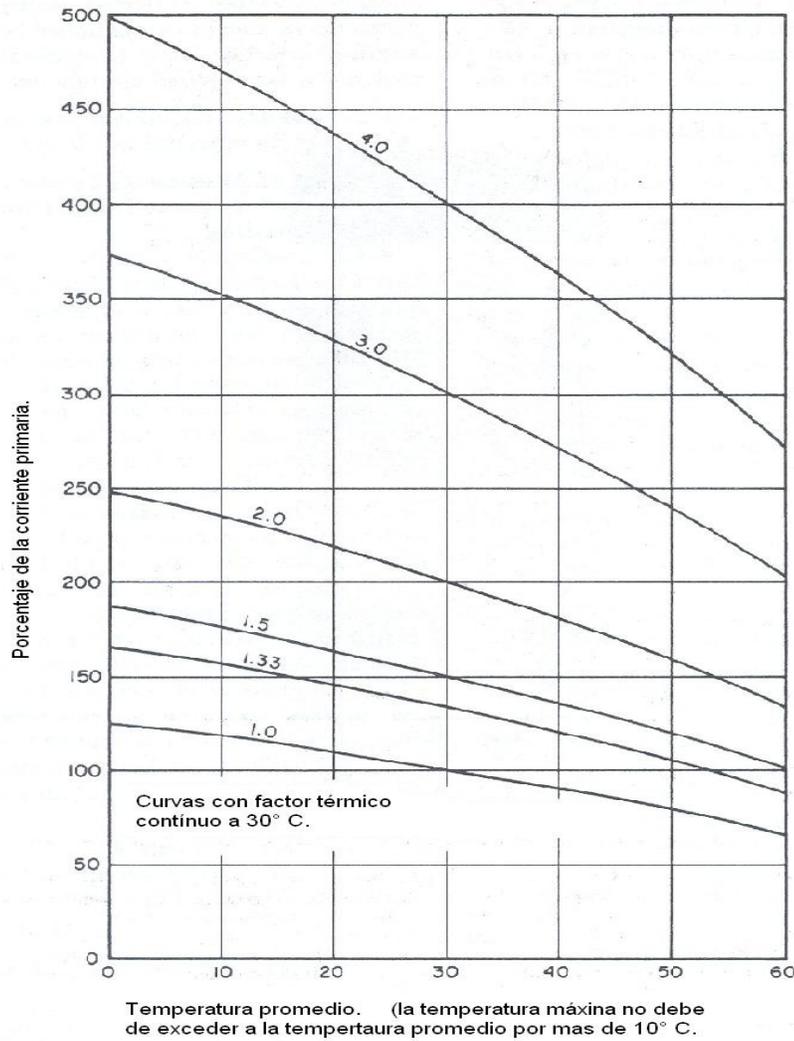
Carga.	VA a 120 Voltios.	Factor de Potencia de la Carga.
W	12.5	0.10
X	25.0	0.70
Y	75.0	0.85
X	200.00	0.85

Finalmente con esta normalización los transformadores de potencial se designan por la clase de precisión y la letra correspondiente a la carga normalizada para la cual se garantiza la precisión. En un transformador designado 0,6W, el error máximo de la relación de transformación no sobrepasa un 0,6% de la razón nominal, con un factor de potencia 0,1 y al variar la tensión entre 10% más y 10% menos de la nominal.

1.4.3 Efectos de la temperatura en los transformadores de medida.

Los transformadores de medida también vienen diseñados para operar a diversas temperaturas, diferentes a los 30 grados centígrados ambiente y se pueden cargar de acuerdo a las curvas de la figura 15. Con un promedio de temperatura y el factor térmico, podemos conocer el porcentaje de sobre corriente en el primario que podemos cargar al transformador. Por ejemplo, un transformador con un factor térmico 2.0 que operará a 55° C. se podrá usar en un 150 por ciento de la corriente.

Figura 15. Curvas de temperatura en transformadores de medida



2. TRANSMISIÓN DE DATOS BIDIRECCIONAL

2.1. Métodos alternativos de comunicación remota, ventajas y Desventajas

Tomado en cuenta que la transmisión de datos vía telefonía celular análoga es lenta y está en proceso de obsolencia, es necesario conocer otros medios de transmisión de datos que se adapte a la nueva tecnología y que soporte todo el sistema de medidores para los grandes usuarios, subestaciones 13.8kv, puntos de intercambio y generadores actualmente instalados.

Actualmente los medios más populares para la transmisión de datos son:

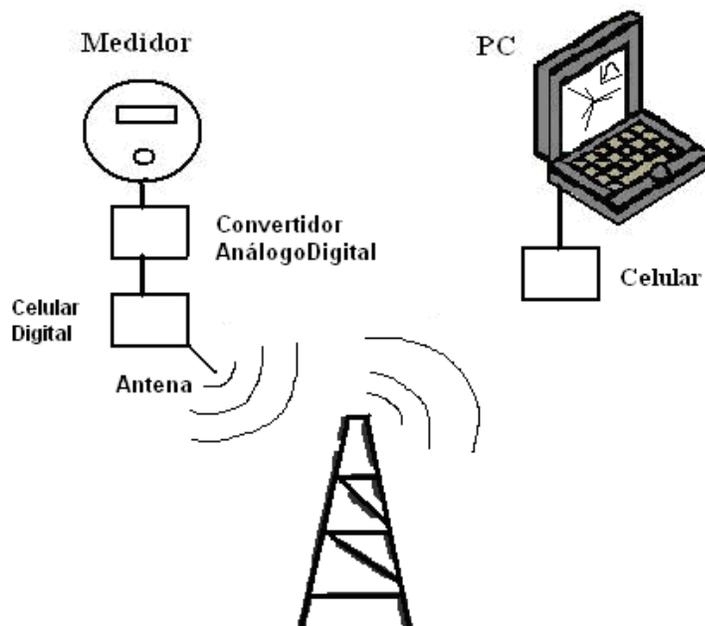
- Telefonía Celular Digital.
- Telefonía Alámbrica.
- Radio Frecuencia (RF)
- Líneas de Transmisión.
- Fibra Óptica o Cobre
- Enlace Satelital.

2.1.1. Telefonía Celular Digital

2.1.1.1. Telefonía Celular

Toda la tecnología Celular de punta es Digital por múltiples razones que mas adelante se detallan. La forma de instalación y conexión del conjunto medidor, MODEM, antena, planta telefónica, etc. es exactamente igual a las de las figuras 11 y 12 del capítulo 1, pero habrá que hacer alguna modificación en el mismo. Una opción es instalar un convertidor análogo-digital, una planta celular digital y una antena; para que sea compatible con el MÓDEM análogo que actualmente tienen los medidores, como se muestra en la figura 16. Otra opción es sustituir el MÓDEM interno análogo actual que tienen los medidores por otro de tecnología digital.

Figura 16. Transmisión de datos vía planta celular digital



2.1.1.2. Tecnologías en sistemas digitales

2.1.1.2.1. CDMA

(División de Código con Múltiples Accesos, por sus siglas en ingles): CDMA es una tecnología genérica que puede describirse, a grosso modo, como un sistema de comunicaciones por radio celular digital que permite que un elevado número de comunicaciones de voz o datos simultánea compartan el mismo medio de comunicación, es decir, utilizan simultáneamente un grupo común de canales de radio, de forma que cada usuario puede tener acceso a cualquier canal de forma temporal; el canal es un trozo de espectro de radio que asigna temporalmente a un tema específico, como, por ejemplo, una llamada telefónica.

O en otros términos las señales individuales se codifican con una secuencia digital aleatoria. Muchas conversaciones o señales se llevan a cabo simultáneamente enviando todas las comunicaciones en grupos de bits mezclados a la vez, y etiquetando cada grupo que pertenece a una comunicación específica con un código diferente. Por tanto, cada comunicación se puede recomponer en el orden correcto en el otro extremo, utilizando los códigos únicos vinculados a determinados grupos de bits.

En base a esto se observa que CDMA es una técnica de acceso múltiple y que en CDMA, cada comunicación se codifica digitalmente utilizando una clave de encriptación que solamente conocen los terminales involucrados en el proceso de comunicación.

2.1.1.2.2. TDMA

(División de tiempo con múltiple Acceso por sus siglas en ingles): Es un servicio inalámbrico digital que utiliza la multiplexación por división en el tiempo (TDM). Una frecuencia de radio está dividida en intervalos de tiempo, y luego los intervalos se asignan a múltiples llamadas. De esta forma, una única frecuencia puede admitir varios canales de datos simultáneos.

O dicho de otra manera es una tecnología para la telefonía móvil digital que distribuye los datos en alternantes ranuras de tiempo proveyendo acceso múltiple a un reducido número de frecuencias radiofónicas.

De este modo, una única frecuencia radiofónica (un único canal de comunicación) puede soportar flujos de información procedentes de usuarios diferentes: simplemente se deja pasar el flujo de información de cada usuario en distintos intervalos de tiempo cíclicos - a tiempo 1 pasan los datos del usuario A; a tiempo 2 los del usuario B; a tiempo 3 los del A; a tiempo 4 los del B, etc -.

2.1.1.2.3. GSM

(Sistema Global para las Comunicaciones Móviles, por sus siglas en inglés): Formalmente conocida como "*Group Special Mobile*" (GSM, Grupo Especial Móvil) es un estándar mundial para teléfonos móviles digitales creada con la intención de desarrollar una normativa que fuera adoptada mundialmente. El estándar es abierto y no es propiedad de ningún operador.

Para establecer y mantener las comunicaciones entre las terminales móviles y las estaciones bases de la red, GSM utiliza un sistema TDMA para cada una de las frecuencias de las que dispone. La comunicación en una determinada frecuencia se realiza a través de tramas temporales de 4,615 ms, divididas en 8 ranuras cada una. En esas ranuras se alojan los *canales lógicos* de GSM, que agrupan la información a transmitir entre la estación base y el móvil.

En 1987 el estándar GSM fue creado, los ingenieros decidieron usar canales de 200 KHz en lugar de los 30 KHz que empleaba TDMA y en lugar de usar 3 ranuras como TDMA, GSM tenía 8 ranuras, lo que permite ocho llamadas simultáneas en la misma frecuencia. GSM es hoy la única de las tres que provee servicios de datos tales como email, fax, navegación de Internet y acceso intranet/LAN inalámbrico y es el único servicio que permite realizar una llamada tanto desde Norteamérica como desde Europa.

2.1.1.2.4. GPRS

(Servicio General de radiocomunicación por paquetes, por sus siglas en inglés): Esta es una ampliación del sistema de comunicaciones móviles GSM que admite paquetes de datos. Permite un flujo continuo de paquetes de datos a través del sistema, por ejemplo para aplicaciones que admiten navegación web y transferencia de archivos. Con el GPRS, nuestro teléfono está siempre conectado a los servicios de datos, de modo que no es necesario marcar el número cada vez que deseamos acceder a los servicios de datos.

Es un paso entre GSM y las redes celulares de tercera generación que son las que transmiten imagen. GPRS ofrece una transmisión de datos más rápida (de

entre 9,6 Kbits y 115 Kbits) a través de una red GSM. Esto permite a los usuarios realizar llamadas telefónicas y transmitir datos simultáneamente. Por ejemplo, si dispone de un teléfono móvil GPRS, podrá realizar llamadas y recibir correos simultáneamente.

Las principales ventajas de GPRS son que reserva los recursos de radio únicamente cuando hay datos para enviar y reduce la dependencia en los elementos tradicionales de red conmutada de circuitos.

Los medidores de lectura remota pueden acoplarse y transferir los datos almacenados en memoria. Con los medidores actuales se debe de sustituir el MODEM actual o acoplar un convertidor análogo-digital, como se muestra en la figura 15. Lo ideal en este caso es tener MODEMS de por lo menos 9600/14.4K baudios para lograr la mayor velocidad en transmisión de datos.

Por otro lado, los medidores pueden transferir toda su información con cualquiera de las tecnologías digitales, para nuestro caso estamos sujetos a la tecnología existente en nuestro país como es la tecnología digital GSM.

2.1.2. Telefonía alámbrica

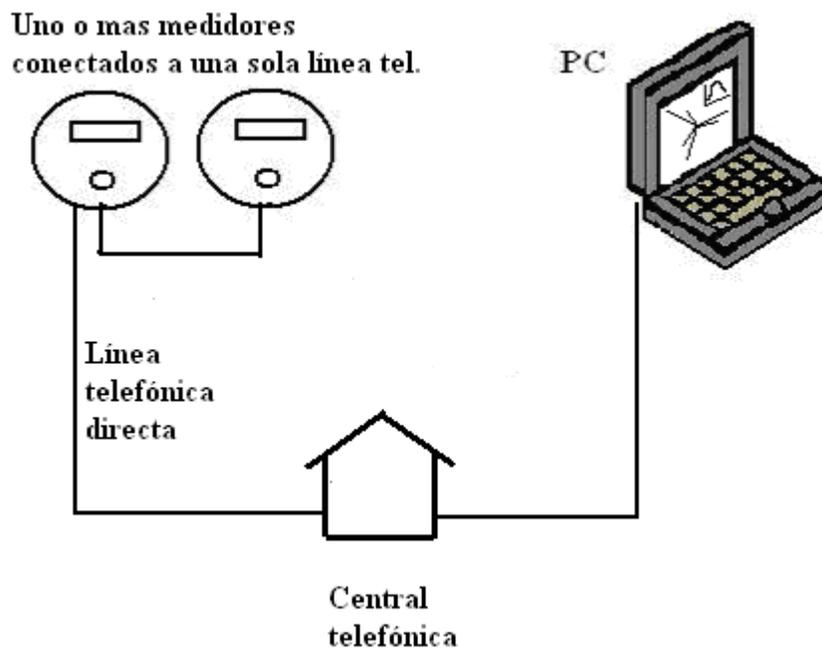
Esta tecnología es una de los más utilizadas en Estados Unidos de Norte América, y es uno de los métodos más sencillos. Este no es más que la conexión directa con línea de cobre entre un medidor, la central telefónica y la estación de trabajo en donde se interrogan los medidores ver figura 17.

Con esta tecnología los medidores quedan configurados de la misma manera que en un sistema de comunicación con celular análogo, pero los MODEM a

instalar son de 2400 baudios en lugar de 1200 baudios utilizado con telefonía celular análogo.

Para poder realizar el cambio habrá que sustituir los MODEM por otras de mayor velocidad por ejemplo de 9600/14.4K baudios y con esto cubrir el objetivo de transmitir a mayor velocidad y poder obtener la mayor cantidad de datos almacenados en nuestro medidor en un tiempo mas corto.

Figura 17. Transmisión de datos vía línea directa telefónica



2.1.3. Radio Frecuencia RF

Este sistema de transmisión de datos esta estructurado básicamente por varios medidores comunicados por medio de radio a una frecuencia aproximada de 900 Mhz. hacia un solo medidor, que es el medidor colector. Este medidor

colector es el encargado de recolectar toda la información de la memoria de todos los medidores de su alrededor hasta un máximo de distancia de 1.5 Km vista y toda esta información la guarda en su propia memoria.

El siguiente paso es interrogar al medidor colector, por cualquier otro medio (línea directa, celular, etc.) para descargar los datos en su memoria de todos los medidores mas la propia. Esto implica que todos los medidores tiene que venir implementados con tarjetas RF de 900Mhz y el medidor colector tendrá que tener una tarjeta RF de 900 Mhz y otra adicional que sería la una tarjeta MODEM para su comunicación por teléfono si este fuera el caso. En la figura 18 se muestra un diagrama de una red de medidores comunicados por medio de radio frecuencia.

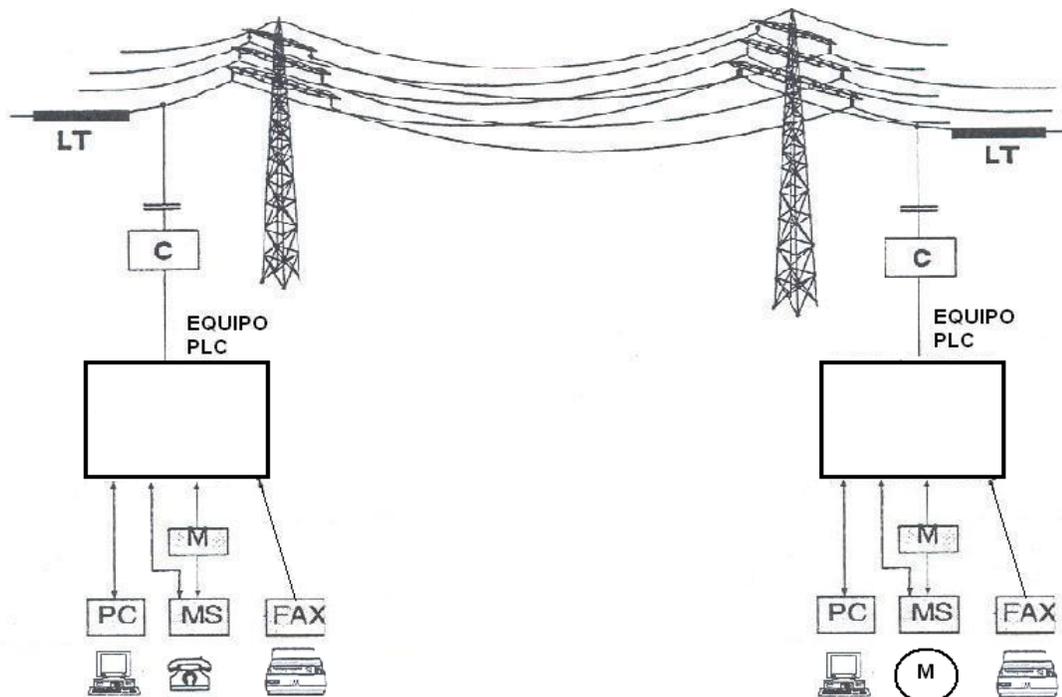
Figura 18. Transmisión de datos vía radio frecuencia



2.1.4. Líneas de Transmisión (PLC siglas en inglés):

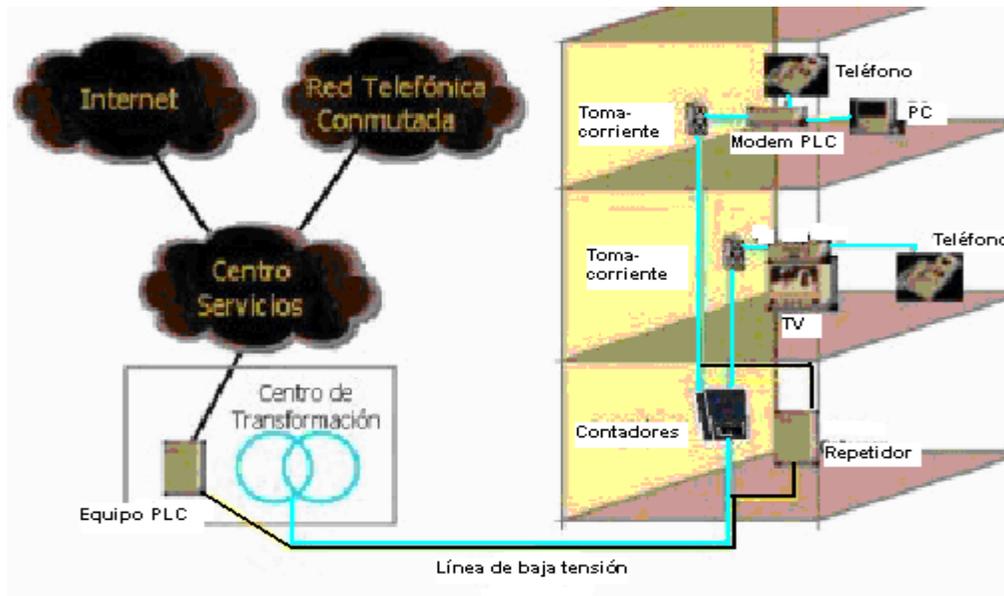
Esta es una tecnología basada en la transmisión de datos utilizando como infraestructura la red eléctrica. Figura 19.

Figura 19 Diagrama de transmisión de datos en una línea de alta tensión



Y también en algunos países ya ofrecen mediante este medio, cualquier servicio basado en IP, como podría ser telefonía IP, Internet, videoconferencia, datos a alta velocidad y los mas importante que se pueden instalar medidores de energía eléctrica los cuales envía su información aun colector al inicio de un circuito, parecido al de la figura 20.

Figura 20 Diagrama de servicio de transmisión de datos



Hay dos tipos principales de **Power Line Communications (PLC)**:

2.1.4.1. PLOC

(*Power Line Outdoors Telecoms* o comunicaciones extrahogareñas utilizando la red eléctrica). Esto es, la comunicación entre la subestación eléctrica y la red doméstica o industrial.

2.1.4.2. PLIC

(*Power Line Indoors Telecoms* o comunicaciones intrahogareñas utilizando la red eléctrica). Esto es, utilizando la red eléctrica interior de la casa, para establecer comunicaciones internas.

Para nuestro caso tenemos que partir de la transmisión de datos intrahogareña ya que nuestros medidores están instalados en diversos puntos de la red.

El concepto técnico es sencillo, desde la estación de transformación hasta el usuario final se utiliza la red eléctrica y a partir de la estación de transformación se conecta con la red de telecomunicaciones convencional. Esto supone que se podrá tener acceso a Internet en cualquier punto de la geografía donde llegue la red eléctrica no siendo necesario acceso a la red telefónica, lo que posibilita el acceso a internet en puntos donde la red telefónica no existe y por consiguiente acceso a información a todos los medidores de energía eléctrica.

Esta tecnología, para el caso de la comercialización de internet aún no está disponible en nuestro país, este servicio solamente lo prestan algunas distribuidoras de energía eléctrica en Europa. Para el caso de las mediciones eléctricas ya hay dispositivos y medidores que operan con esta tecnología y que la están promocionando en todos los países y para las distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala ya es una opción de interrogación remota.

La señal utilizada para transmitir datos a través de la red eléctrica suele ser de 1,6 a 30 Mhz, la cual difiere mucho de la frecuencia de la red eléctrica

convencional (50 Hz - 60 Hz, según el país) esto supone que la posibilidad de interferencias entre ambas señales es prácticamente nula, a lo sumo podrá haber una pequeña proporción de armónicos del orden del 0.5%, el cual es muy inferior al 5% normado por IEEE 519, que por su alta frecuencia y muy pequeña amplitud es prácticamente inofensiva para las líneas de distribución y los transformadores de potencia.

Entre las características más destacadas del PLC tenemos:

- Tecnología de banda ancha
- Velocidades de transmisión de hasta 200 Mbps en el tramo de la Media y Baja Tensión.
- Proceso de instalación sencillo y rápido para el cliente final.
- Enchufe eléctrico (Toma única de alimentación, voz y datos.)
- Sin necesidad de obras ni cableado adicional.
- Equipo de conexión Módem PLC
- Transmisión simultánea de voz y datos.
- Conexión de datos permanente (activa las 24 horas del día)
- Permite seguir prestando el suministro eléctrico sin ningún problema

Para acceder a este servicio, es necesario un módem especial PLC por cada conexión particular doméstico o empresa. Este módem, que es el único aparato del que se tendrá que preocupar el usuario para el caso de internet, pero para los medidores, es problema de la empresa distribuidora y estos medidores se conecta con un equipo denominado 'repetidor' situado en el cuarto de contadores del edificio o manzana. Este último equipo puede atender hasta 256 módems.

El costo de estos medidores o los MODEMS no tiene ningún impacto económico sobre el usuario ya que en Guatemala las empresas distribuidoras son las dueñas de los equipos de medida y en este caso también de los equipos de comunicación.

2.1.5 Fibra óptica

La fibra óptica consiste en una o varias guías de luz a través de un material especial que la encamina y es aproximadamente del grosor de un pelo. A esto le podemos añadir que en la fibra óptica la señal no se atenúa tanto (hasta 0.2 dB/km en el conductor y 1 dB en los empalmes) como en el cobre, ya que en las fibras no se pierde información por refracción o dispersión de luz consiguiéndose así buenos rendimientos. En el cobre, las señales se ven atenuadas en mayor grado por la resistencia del material a la propagación de las ondas electromagnéticas. Además, en la fibra óptica se pueden emitir simultáneamente varias señales con distintas frecuencias, lo que en telefonía se llama unir o multiplexar diferentes conversaciones eléctricas.

En un sistema de transmisión por fibra óptica existe un transmisor que se encarga de transformar las ondas electromagnéticas en energía óptica o en luminosa. Una vez que es transmitida la señal luminosa por las minúsculas fibras, en otro extremo del circuito se encuentra un tercer componente al que se le denomina detector óptico o receptor, cuya misión consiste en transformar la señal luminosa en energía electromagnética, similar a la señal original.

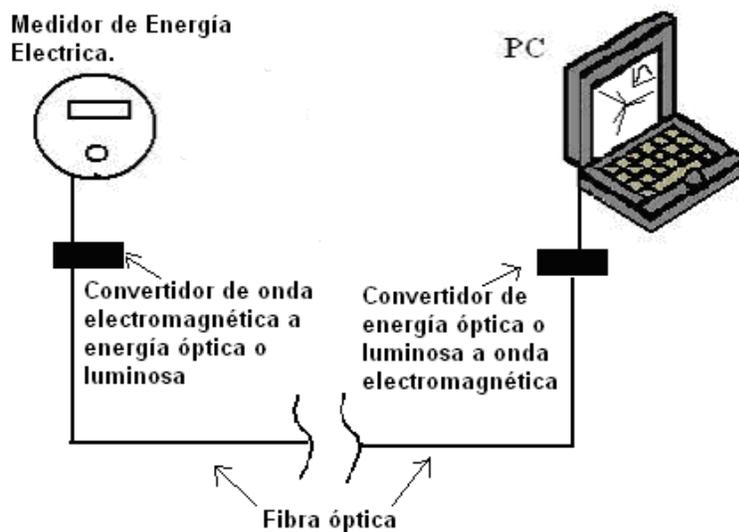
El sistema básico de transmisión se compone en este orden, de señal de entrada, amplificador, fuente de luz, corrector óptico, línea de fibra óptica

(primer tramo), empalme, línea de fibra óptica (segundo tramo), corrector óptico, receptor, amplificador y señal de salida.

En resumen, se puede decir que este proceso de comunicación, la fibra óptica funciona como medio de transportación de la señal luminosa, generado por el transmisor de LED'S (diodos emisores de luz) y láser.

Para el caso de la comunicación que necesitamos con los medidores de energía eléctrica tiene que existir una fibra óptica desde el medidor, hasta donde se encuentra nuestra estación de trabajo Figura 21

Figura 21. Diagrama de conexión con fibra óptica



Actualmente en nuestro medio existen diferentes redes de fibra óptica de diferentes compañías, las cuales prestan el servicio y arrendamiento de equipo necesario para transmitir por medio de su red. La gran desventaja que tiene este

medio de transmisión es que abren un canal exclusivo desde la estación de trabajo hasta el medidor y esto tendría que hacerse para todos los medidores lo que se tornaría difícil por la cantidad grande de medidores instalados ya que tendría que abrir una canal que deja en línea a cada medidor por ejemplo si hay instalados 500 medidores, en nuestra estación de trabajo necesitamos 500 puertos habilitados RS-232.

2.1.6. Enlace Satelital

Al medidor de energía eléctrica se le puede instalar un dispositivo con una antena que lo enlazaría satelitalmente, dicha información tienen que ser bajada primeramente con una antena que tendrá el operador de la red de fibra óptica, antena que se comunica con el satélite, para enviarla por este medio a la estación de trabajo.

2.2. Software para la toma de lecturas vía remota

Todos los medidores electrónicos traen su software exclusivo tanto para su programación como para su interrogación pero con estos programas solamente se puede interrogar un medidor a la vez.

Cuando se trata de un grupo grande de medidores instalados no es tan fácil interrogar cada uno de los medidores uno por uno, es necesario un sistema para interrogarlos automáticamente y que administre toda esta información.

Existen varios tipos de software multivendor para cumplir con este requerimiento, como por ejemplo: MV90, primeride, Stara, etc. los cuales cumplen con las siguientes características:

2.2.1. Colectar Datos

En estos programas hay que identificar a cada uno de los medidores por su nombre y por su número de teléfono, si tuviera una planta celular, una línea telefónica directa o teléfono a través de PLC o por su dirección de IP si estuviera conectado por medio de fibra óptica. Estos a su vez interrogan automáticamente a todos los medidores a una hora y fecha programada.

2.2.2. Administración de Datos

Estos programas tiene la capacidad de almacenar toda la información que se le programe para que les baje a los medidores de una manera ordenada y organizada. Para que dicha información pueda ser manipulada y operada por varias estaciones de trabajo, es necesario que toda esta información sea almacenada en una base de datos.

2.2.3. Generación de informes y reportes

Después de haber colectados datos, de organizarlos en una base de datos, viene la parte esencial o el producto final; y es generar cualquier informe o reporte para utilizarlos por ejemplo: En facturación, observación de la calidad de la Energía y tomar medidas en su mejoramiento, balances de energía, estadísticas, mantenimientos, etc.

2.3. Base de datos

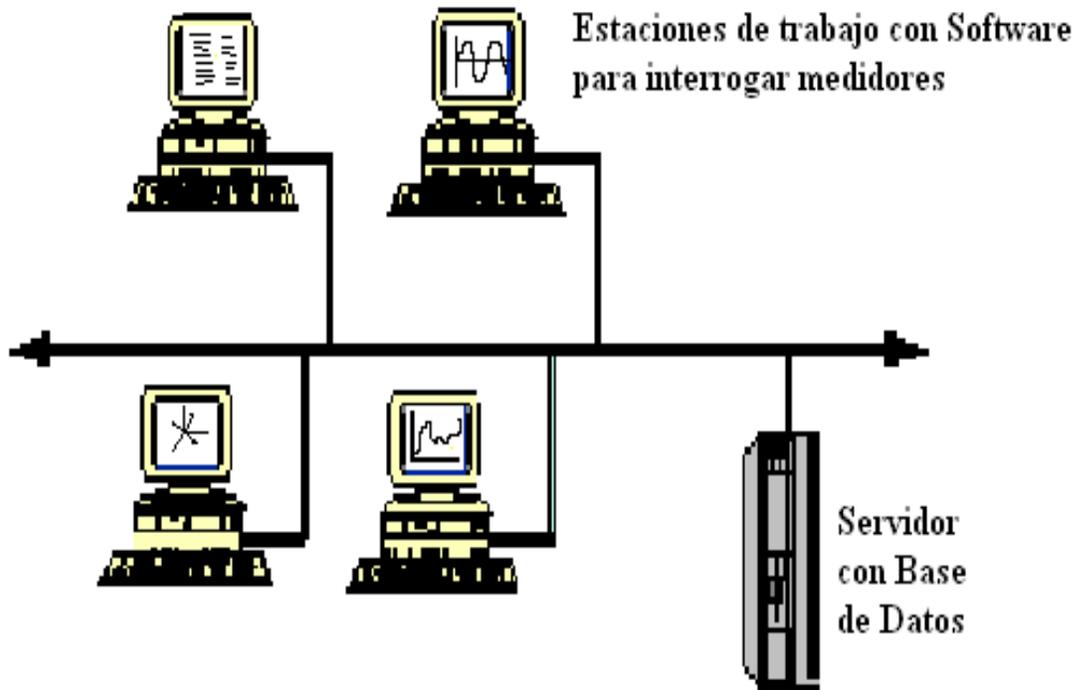
Es cualquier conjunto de datos organizados para su almacenamiento en la memoria de un ordenador o computadora, diseñado para facilitar su mantenimiento y acceso de una forma estándar.

La información se organiza en campos y registros. Un campo se refiere a un tipo o atributo de información, y un registro, a toda la información sobre un individuo. Por ejemplo, en una base de datos que almacene información de tipo agenda, un campo será el NOMBRE, otro el TELEFONO, otro la DIRECCIÓN..., mientras que un registro viene a ser como la ficha en la que se recogen todos los valores de los distintos campos para un individuo, esto es, su nombre, teléfono, dirección.. Los datos pueden aparecer en forma de texto, números, gráficos, sonido o vídeo.

Normalmente las bases de datos presentan la posibilidad de consultar datos, bien los de un registro o los de una serie de registros que cumplan una condición. También es frecuente que se puedan ordenar los datos o realizar operaciones sencillas, aunque para cálculos más elaborados haya que importar los datos en una hoja de cálculo. Para facilitar la introducción de los datos en la base se suelen utilizar formularios; también se pueden elaborar e imprimir informes sobre los datos almacenados.

En la figura 22, se muestra la manera en que quedan instalados cuatro estaciones de trabajo, cada una con su software para la interrogación de los medidores y un servidor que contiene la base de datos.

Figura 22. Estaciones de trabajo con su base de datos



3. USOS QUE SE LE PUEDE DAR A TODA LA INFORMACIÓN QUE ENVÍAN LOS MEDIDORES ELECTRÓNICOS MULTIFUNCIÓN.

En los capítulos anteriores se describen los medidores electrónicos y su capacidad de almacenar distintos parámetros eléctricos así como los medios alternativos de comunicación, que nos ayudarán a obtener los mayores beneficios.

Como en todo proyecto es necesario saber los beneficios que se puede obtener al ejecutar el mismo.

En años anteriores era suficiente que los medidores registraran la energía activa y reactiva en un período determinado de tiempo así como la demanda máxima alcanzada también en un período determinado de tiempo. Pero a raíz de las exigencias del mercado de compra y venta de energía eléctrica, exigencias de algunos entes externos reguladores, y del mantenimiento en la propia red eléctrica y de los mismos medidores, ha surgido esta nueva generación de medidores que nos proporcionan mucha información, y con la ayuda de la nuevas tecnología de comunicación existentes puede ser canalizada a diversos sectores dentro de las empresas de distribución para su respectivo análisis.

Las normas que han surgido por ejemplo son las del Administrador del Mercado de Mayoristas que es un ente decretado por el congreso de la republica quien con sus normas NCC-14 indica las características que deben de tener los medidores de energía eléctrica para los grandes usuarios. A continuación como

ejemplo se presenta un resumen de las de las normas que tiene que ver directamente con el medidor:

a. NCC-14.3. Magnitudes a registrar y almacenar en memoria.

Deberán registrarse las siguientes magnitudes:

- Registro acumulado de energía activa y reactiva entregada y/o recibida.
- Potencia activa y reactiva máxima entregada y/o recibida.
- Potencia activa entregada y/o recibida instantánea.
- Factor de potencia instantáneo.
- Voltaje instantáneo en fases.

Se deberán almacenar las siguientes magnitudes:

- Energía activa entregada y/o recibida para el período de integración.
- Energía reactiva entregada y/o recibida para el período de integración.
- Potencia activa máxima entregada y/o recibida para el período de integración.

b. NCC-14.8. Comunicaciones.

Cada medidor o registrador deberá contar con un medio de comunicación que permita efectuar la lectura de memoria de acuerdo a los días establecidos, deberá tener además la posibilidad de comunicación con una computadora mediante conexión con cable o mediante una interfase óptica.

Las anteriores normas más la necesidad de la empresas distribuidoras de tener más registros y mejor comunicación con los mismos ha obligado al mejor uno de los medidores multifunción. Estos medidores vienen dotados de una memoria denominada "masiva" ya que en ella se almacena en intervalos de tiempo de 10, 15, 30, 60, etc., minutos correspondientes a ese período de tiempo tales como: energía activa total y por fase, energía reactiva total y por fase, energía aparente, demandas máximas total y por fase, voltaje por fase, corriente por fase, corriente de fuera de balance, factor de potencia, distorsión armónica, etc. esto en ambos sentidos (entregado y recibido).

Por otro lado, estos medidores pueden acumular los parámetros eléctricos necesarios para facturación por bandas horarias a lo largo del día; guardan historiales de diversos eventos, y despliegan gráficos, diagramas fasoriales, valores de corriente, voltajes y factor de potencia instantáneos, etc. Dichos conceptos se explicaran en este mismo capítulo. Toda esta información puede ser enviada a diversos sectores dentro y fuera de la empresa de distribución que puede ser para aplicaciones específicas.

Antes de explicar los usos que se le pueden dar a todos los parámetros eléctricos que despliegan o almacenan los medidores multifunción se definirán algunos conceptos básicos, ya que de su interpretación en el medidor, se toman muchas decisiones para hacer algunas mejoras.

3.1. Conceptos básicos de parámetros que registra el medidor Multifunción.

3.1.1. Corriente Eléctrica

Cuando se transfieren partículas de carga a través de cualquier superficie de dos dimensiones (como la sección transversal de un conductor), la tasa de transferencia neta de carga con respecto al tiempo se denomina flujo de corriente. Por consiguiente, es importante recordar el hecho que la corriente se refiere a la transferencia neta de carga eléctrica (dq). La unidad de corriente en el sistema MKS es el ampere (abreviado por medio de la letra A), equivale a la transferencia de un coulomb de carga por segundo. Si empleamos el símbolo literal $i(t)$ para la corriente y tenemos la siguiente ecuación.

$$i(t) = \frac{dq}{dt}$$

3.1.2. Energía

El que la energía no pueda crearse, sólo transformarse, constituye un postulado fundamental de la física. Este postulado se conoce como la *conservación de la energía*. La energía eléctrica puede producirse a partir de muchos tipos de energía, como la química (como se conoce la batería), la mecánica (como el caso de generador hidroeléctrico), la atómica (en un reactor nuclear), etc. La unidad MKS básica de la energía (o trabajo) es el joule (J). El símbolo literal que utilizaremos para la energía es $w(t)$. en electricidad

normalmente la energía está dada en kWh y no es mas que el trabajo/unidad de tiempo.

3.1.3. Voltaje

Si se consume energía (como trabajo) sobre una cantidad de carga, la relación entre el trabajo y la carga recibe el nombre de voltaje. Por ejemplo, en una batería se efectúan procesos químicos para realizar trabajo sobre partículas cargadas, de manera que aparece un voltaje a través de sus terminales. La unidad de voltaje en el sistema MKS es el volt (V), equivale a una energía de un joule suministrada a una carga de un coulomb. Emplearemos el símbolo literal $v(t)$ para el voltaje. Por tanto,

$$v(t) = \frac{dw}{dq}$$

3.1.4. Potencia

La cantidad de trabajo que se realiza en el tiempo se define como potencia. La unidad MKS de la potencia es el watt (W). Es igual a un joule de trabajo por segundo. Utilizaremos el símbolo literal $p(t)$ para la potencia. Por consiguiente, en términos de la energía, vemos que

$$p(t) = \frac{dw}{dt} \quad \text{y} \quad w(t) = \int_{-\infty}^t p(\tau) d\tau$$

Puesto que no siempre es conveniente la especificación de condiciones en $t = -\infty$ (como lo requiere el límite inferior de la integral en la relación anterior), una relación integral alternativa entre potencia y la energía que se encuentra

con frecuencia es

$$w(t) = w(t_0) + \int_{t_0}^t p(\tau) d\tau$$

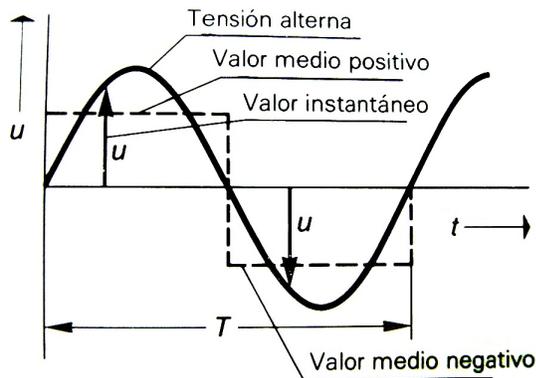
Pueden escribirse expresiones alternativas similares para cualquiera de las otras relaciones integrales que se emplean. Como la tasa de transferencia de carga respecto al tiempo (dq/dt), y el voltaje es una cantidad determinada por la relación entre el trabajo y la carga (dw/dq), vemos que el producto del voltaje por la corriente (dw/dt), es decir, la potencia. En consecuencia, podemos escribir

$$p(t) = v(t)i(t)$$

3.1.5. Tensión alterna

Una tensión alterna repite periódicamente su valor instantáneo u , tanto en magnitud como en signo (+ o -), es decir, el trazado de su curva con respecto al tiempo se va repitiendo de forma rectangular, transcurrido un tiempo T . El valor medio + (media aritmética de todos los valores instantáneos positivos) es igual al valor medio - (media aritmética de todos los valores instantáneos negativos). Figura 23.

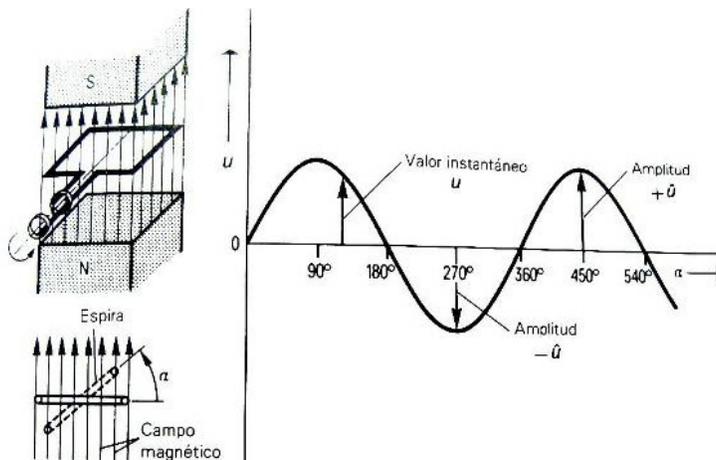
Figura 23. Forma de onda de la tensión alterna



3.1.6. Valores instantáneos y de cresta

Para la generación y el suministro de energía eléctrica se recurre a tensiones alternas de curva senoidal. Una tensión de tales características se obtiene por inducción al hacer girar una espira cerrada a un número constante de revoluciones por unidad de tiempo, es decir, a una velocidad angular constante, en el interior de un campo magnético (figura 24).

Figura 24. Creación de una onda senoidal



El valor instantáneo u de la tensión varía en función del ángulo de giro α de la espira en la figura 22. Al máximo valor instantáneo de la tensión, tanto si el sentido es positivo como si es negativo, se le denomina amplitud \hat{u} o valor de cresta. Para cada ángulo de giro α de la espira se puede calcular el correspondiente valor instantáneo u de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$u = \hat{u} \cdot \text{sen} \alpha$$

Si ω es la velocidad angular, entonces en ángulo recorrido es:

$$\alpha = \omega \cdot t$$

Por lo que,

$$u = \hat{u} \cdot \text{sen} \omega t$$

3.1.7. Ángulo de fase

Al momento consideramos con la fórmula anterior una tensión alterna que tenga paso por 0 a positiva cuando $\omega t = 0$, el ángulo de barrido ωt hasta el instante t es el ángulo de fase o, simplemente, la fase de la tensión alterna.

Pero la tensión alterna también puede tener un paso por 0 a positiva en otro instante t por ejemplo, a un ángulo φ_u antes de $\omega t = 0$ como se muestra en la figura 23. La forma de la curva será entonces la correspondiente a la función

$$u = \hat{u} \cdot \text{sen}(\omega t + \varphi_u)$$

Cuando $t = 0$, el ángulo de fase $(\omega t + \varphi_u)$, será $(0 + \varphi_u) = \varphi_u$. Se define φ_u como el ángulo para el cual la fase de la tensión alterna es nula o ángulo de fase nulo.

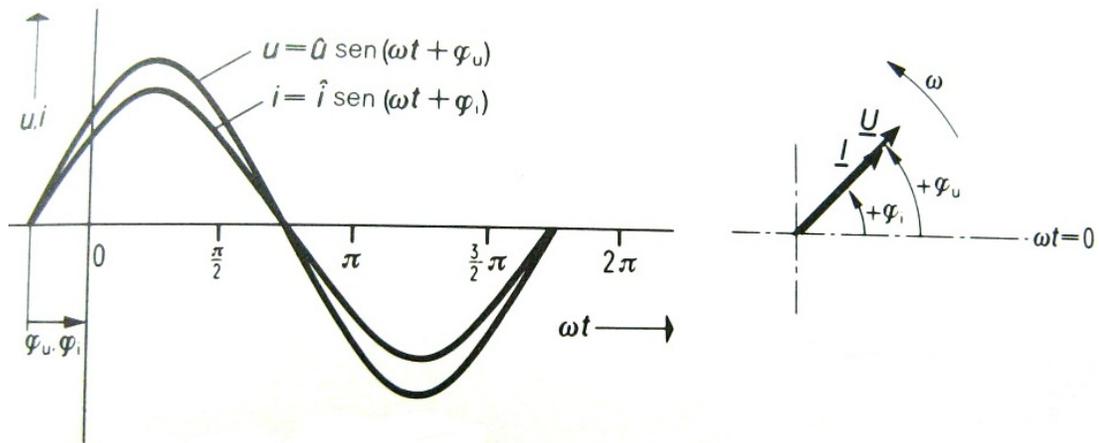
En el diagrama vectorial de la figura 25, el vector tensión mantiene un ángulo φ_u de adelanto con respecto al eje de abscisa o de referencia $\omega t = 0$.

Las mismas consideraciones son válidas cuando en lugar de tensiones se trate de intensidades alternas:

$$i = \hat{i} \cdot \text{sen}(\omega t + \varphi_i)$$

φ_i será el ángulo de la fase nula de la intensidad.

Figura 25. Ángulo de fases



Si la intensidad y la tensión tienen su paso por 0 a positivas en el mismo instante (figura 23), significa que tienen el mismo ángulo de fase nula, es decir, que $\varphi_u = \varphi_i$. Tensión e intensidad estarán en igualdad de fase o, simplemente en fase.

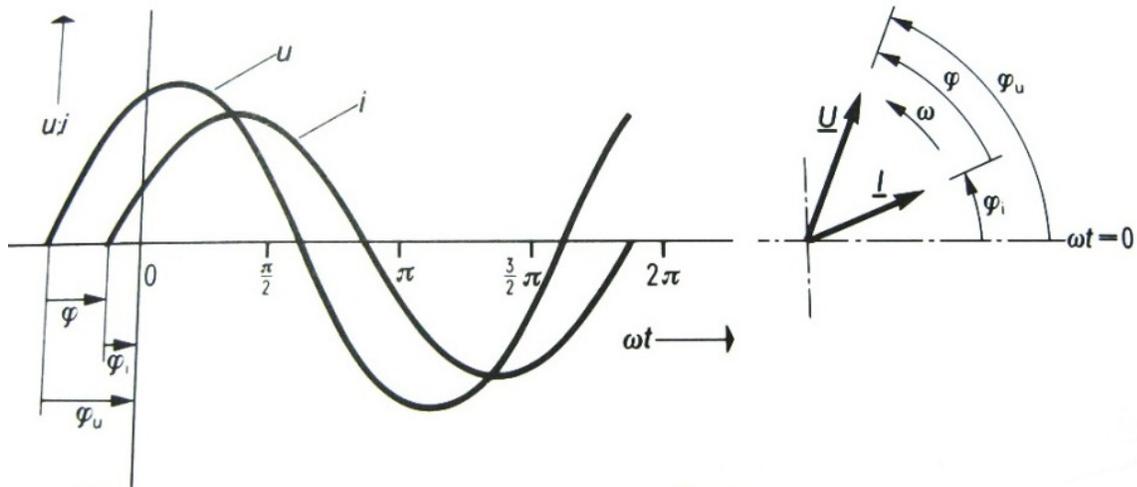
3.1.8 Desfase

En muchos casos, la intensidad y la tensión no están en fase, entonces cada una de ellas se comporta siguiente su respectiva ecuación:

$$u = \hat{u} \cdot \text{sen}(\omega t + \varphi_u) \quad \text{y}$$

$$i = \hat{i} \cdot \text{sen}(\omega t + \varphi_i)$$

Figura 26. Desfase entre fases



Como podemos ver la tensión pasa por 0 antes que la intensidad y la diferencia entre ambas es:

$$\varphi = \varphi_u - \varphi_i$$

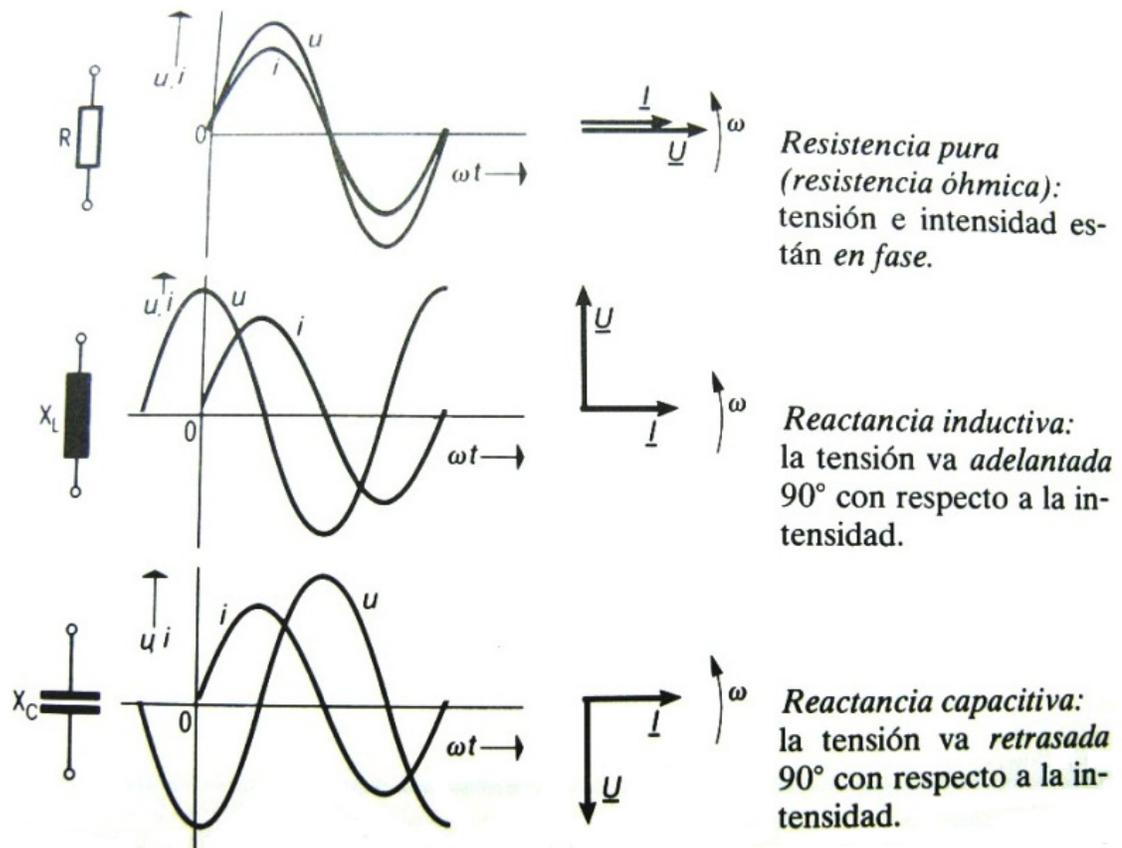
φ se define como el ángulo de desplazamiento de fase o desfase entre la tensión y la intensidad.

Decimos entonces que la tensión lleva un adelanto de fase de φ o bien que la intensidad lleva un retraso de fase φ (figura 26).

Podemos decir también que existen tres comportamientos diferentes según tres tipos de cargas diferentes (resistiva, reactancia inductiva y reactancia capacitiva) que provocan adelantos o atrasos entre las ondas de voltaje y

corriente, como se muestra en la figura 27.

Figura 27. Desfases con distintas cargas



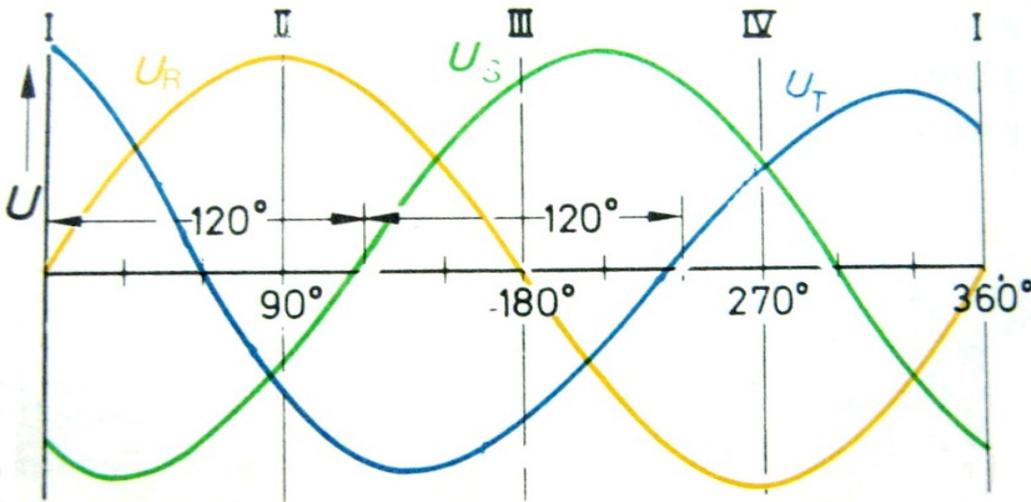
3.1.9. Corrientes trifásicas

En una red de alimentación con solo dos conductores resulta insuficiente en muchos casos debido al gran consumo de energía que precisan un gran número de instalaciones y aparatos. Por ello, para la obtención y distribución de la energía eléctrica se suele utilizar el sistema de corrientes alternas trifásicas, llamado también simplemente sistema trifásico. De este otro modo se disponen

de otras tensiones diferentes.

Y esta no es más que tres tensiones alternas acopladas y desfasadas 120° como se muestra en la figura 28.

Figura 28. Desfase entre tensiones trifásicas



En donde U_R , U_S y U_T podrían ser voltaje en la fase a (VA), voltaje en la fase b (VB) y voltaje en la fase c (VC) respectivamente o corrientes (IA) de la fase a, (IB) de la fase b e (IC) de la fase c respectivamente.

Por lo tanto, el cálculo de la potencia será un poco distinta a la descrita en el inciso 3.1.5 para la potencia en una sola fase, a parte que los distintos tipos de carga provocan (resistiva, reactiva inductiva y reactiva capacitiva) provocan cada una un tipo de potencia diferente que son las siguientes:

3.1.9.1. Potencia Activa

Esta potencia no es mas que la potencia que necesitan las cargas totalmente resistivas y esta determinada por la siguiente ecuación:

$$P = \sqrt{3}U.I.\cos\varphi$$

3.1.9.2. Potencia Reactiva

Es la potencia requerida por las cargas reactivas ya sea inductivas o capacitivas y esta determinada por la siguiente ecuación:

$$Q = \sqrt{3}U.I.\sen\varphi$$

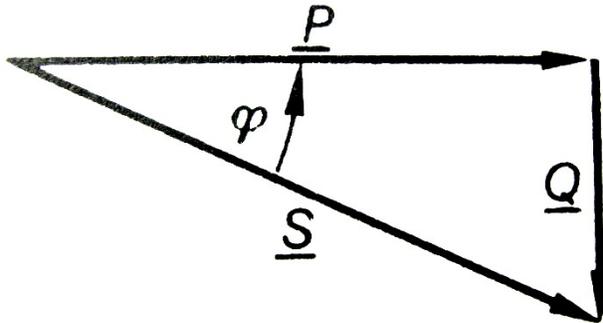
3.1.9.3. Potencia Aparente

Es la potencia resultante o total entre la potencia activa y la reactiva determinada por la siguiente ecuación:

$$S = \sqrt{3}U.I$$

Dichas potencias generalmente se representan con un triángulo rectángulo, conocido como el triangulo de las potencias, como se muestra en la figura 29

Figura 29. Triángulo de potencias



3.1.10. Factor de Potencia

El factor de potencia simplemente es un indicativo de que parte de la potencia aparente se transforma en potencia activa. El factor de potencia es el $\cos \varphi$.

El ángulo φ es el ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje. Se dice que si la onda de corriente va un ángulo φ por detrás del voltaje existe carga inductiva (transformadores, motores, etc.) entonces este tiene un factor de potencia en atraso. Si la onda de corriente va un ángulo φ por delante del voltaje existe carga capacitiva (capacitores) entonces este tiene un factor de potencia en adelanto.

También este ángulo puede estar definido por un triángulo rectángulo Figura 27 en donde el factor de potencia es:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}$$

3.1.11. Distorsión armónica

La distorsión armónica es cuando el voltaje o la corriente de un sistema eléctrico tiene deformaciones con respecto a la forma de onda senoidal, y se dice que la señal está distorsionada. Esta es producida por tres categorías diferentes:

- Dispositivos electrónicos de potencia
- Dispositivos productores de arcos eléctricos
- Dispositivos Ferromagnéticos

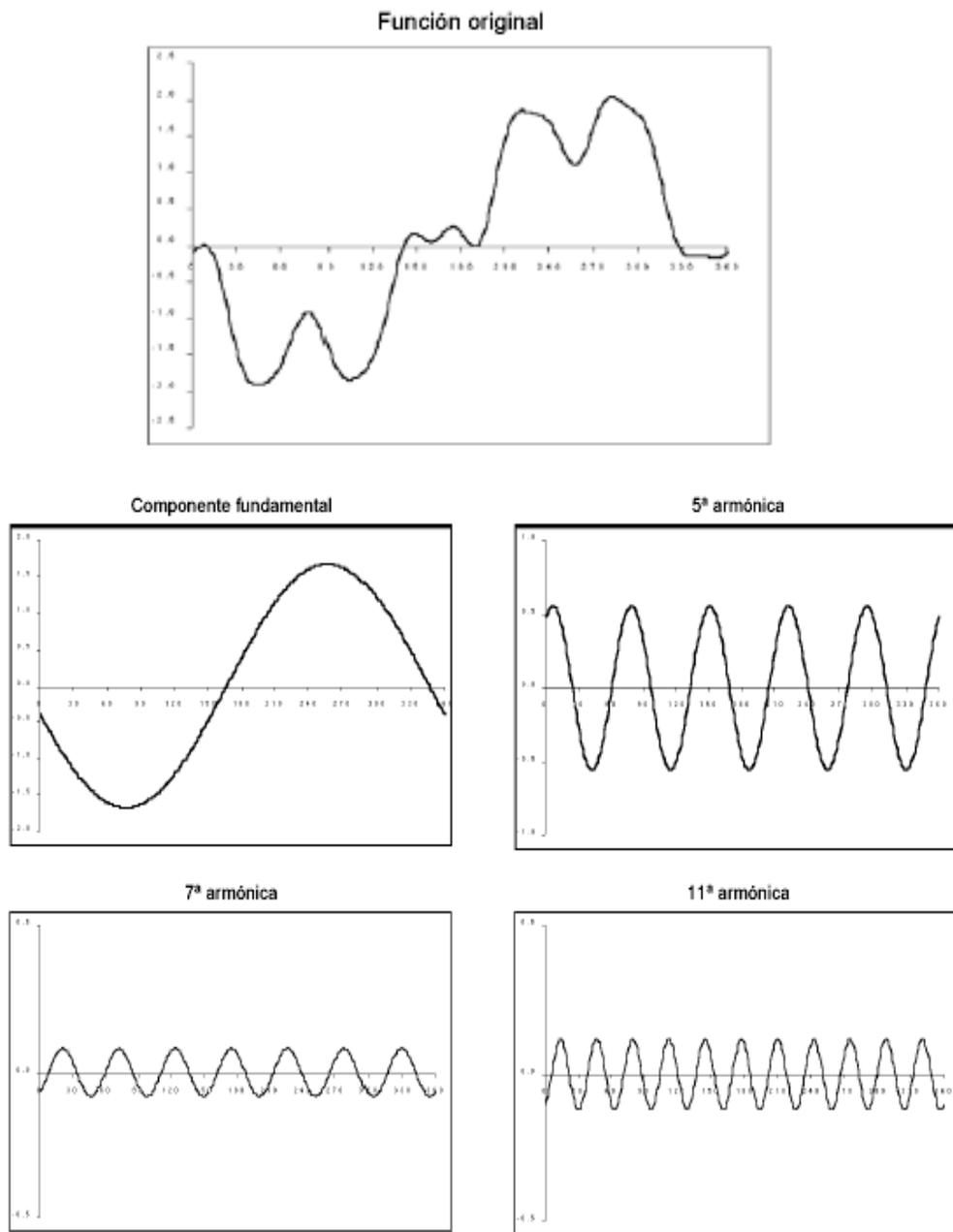
Algunos de los equipos y procesos que se ubican en estas categorías son:

- Motores de corriente directa accionados por tiristores
- Inversores de frecuencia
- Fuentes ininterrumpidas UPS
- Computadoras
- Equipo electrónico
- Hornos de arco
- Hornos de inducción
- Equipos de soldadura
- Transformadores sobreexcitados.

Este concepto proviene del teorema de Fourier y define que, bajo ciertas condiciones analíticas, una función periódica cualquiera puede confederarse integrada por una suma de funciones senoidales, incluyendo un término constante en caso de asimetría respecto al eje de las abscisas, siendo la primera armónica, denominada también señal fundamental, del mismo período y

frecuencia que la función original y el resto serán funciones senoidales cuyas frecuencias múltiplos de la función de la fundamental. Estas componentes son denominadas armónicas de la función periódica original. (figura 30).

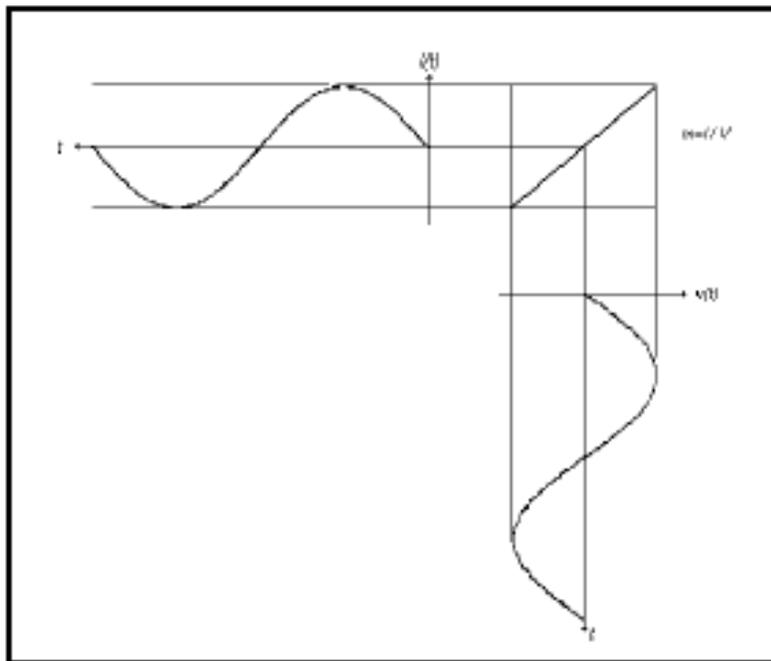
Figura 30. Componentes de la función periódica original



Las ondas simétricas contienen únicamente armónicas impares, mientras que para ondas asimétricas existen tanto armónicas pares como impares.

Cuando se aplica un voltaje senoidal a cargas tales como resistencias, inductancias, capacitores, se produce una corriente proporcional que también es senoidal, por lo que se denominan cargas lineales (fig. 31)

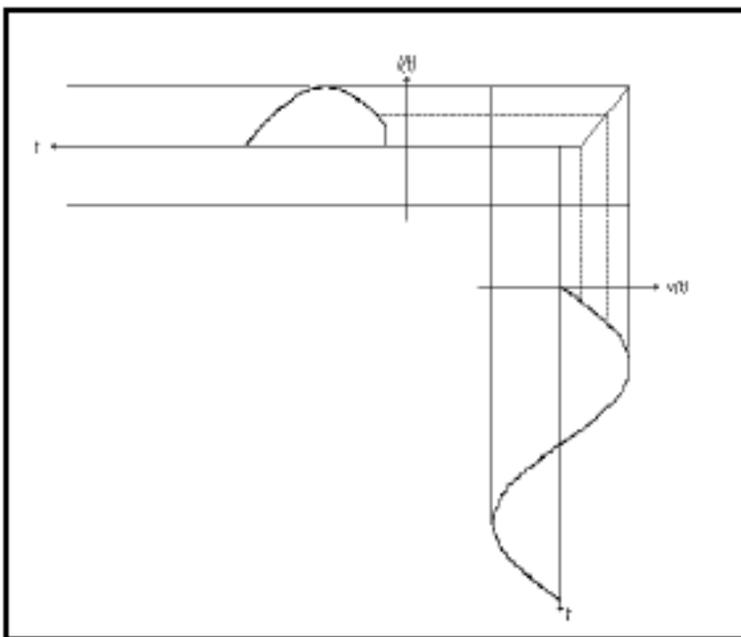
Figura 31. Carga lineal. Corriente y voltaje siempre proporcionales a lo largo de la línea de impedancia



En los circuitos en los que su curva corriente-voltaje no es lineal, el voltaje aplicado no es proporcional a la corriente, el resultado es una señal distorsionada con respecto a la senoidal. (Fig. 32).

En conclusión la distorsión armónica en los sistemas eléctricos es provocada por las cargas no lineales, contaminando la red y pudiendo afectar incluso a otros usuarios que posean únicamente cargas lineales.

Figura 32. Cargas no lineales



3.1.11.1 Distorsión armónica total

Es la relación entre el contenido armónico de la señal y la primera armónica o fundamental . Su valor se ubica entre el 0% e infinito.

Es el parámetro de medición de distorsión más conocido, por lo que es recomendable para medir la distorsión en parámetros individuales (V y I). y están determinada de la siguiente manera:

3.1.11.1.1 Distorsión en voltaje (THD_{V_n})

Esta está determinada de la siguiente manera:

$$THD_{V_n} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{I_n} \times 100\%$$

Donde:

- V_h : Magnitud de la componente armónica individual
- V_n : Voltaje nominal fundamental del sistema
- h : Orden de armónico

Estas le corresponden al distribuidor controlarlas y existen límites según ciertas normas como se muestra en la tabla V.

Tabla V. Límites para la distorsión armónica de voltaje, según normas IEEE

IEEE 519

<i>Límites de Distorsión Armónica en Voltaje en % del voltaje nominal</i>		
Nivel de tensión en la Acometida (V_n)	Distorsión armónica individual	Distorsión armónica total THD V_n
$V_n < 69$ kV	3.0%	5.0%
69 kV $< V_n < 161$ kV	1.5%	2.5%
$V_n > 161$ kV	1.0%	1.5%

3.1.11.1.2 Distorsión en corriente

(TDD)

Esta está determinada de la siguiente manera:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \times 100\%$$

En donde:

- I_h : Magnitud de la armónica individual
- I_L : Corriente máxima fundamental de la carga
- h : Orden de armónico impar.

Los límites máximos de esta también están bajo ciertas normas como se muestra en la tabla VI.

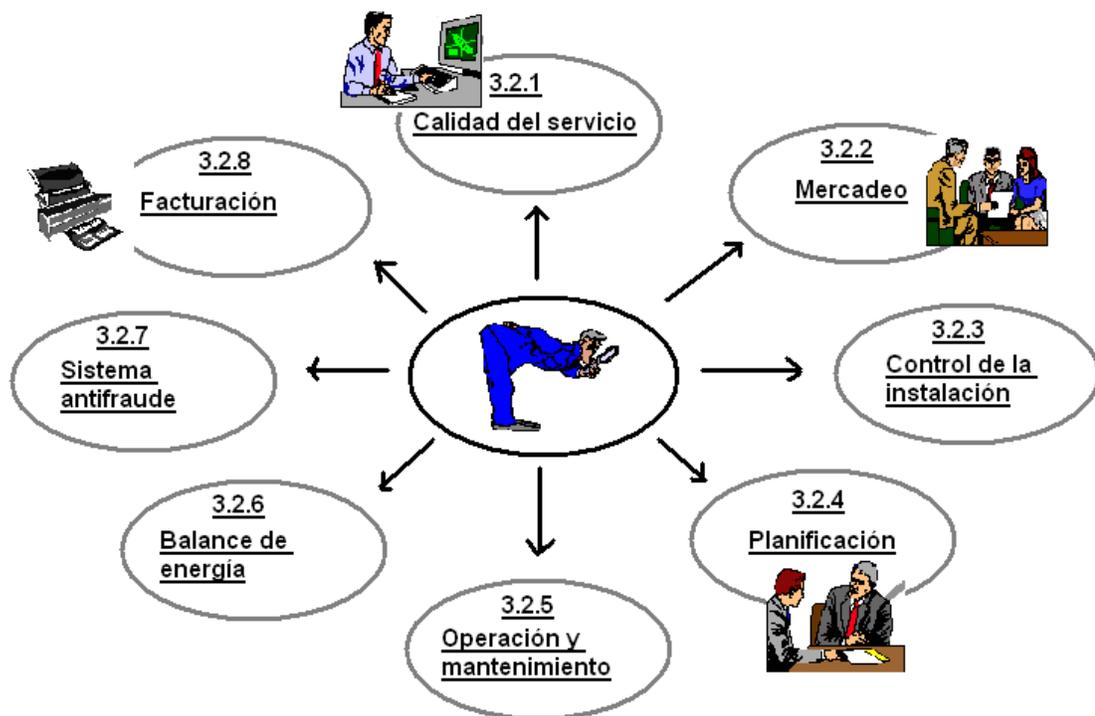
Tabla VI. Límites para la distorsión armónica de corriente según normas IEEE

IEEE 519						
Límites de la distorsión armónica en corriente en la acometida						
I_{cc}/I_L	TDD	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$
$V_n \leq 69 \text{ kV}$						
<20	5.0%	4.0%	2.0%	1.5%	0.6%	0.3%
20-50	8.0%	7.0%	3.5%	2.5%	1.0%	0.5%
50-100	12.0%	10.0%	4.5%	4.0%	1.5%	0.7%
100-1000	15.0%	12.0%	5.5%	5.0%	2.0%	1.0%
>1000	20.0%	15.0%	7.0%	6.0%	2.5%	1.4%
$69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$						
<20*	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
20-50	4.0%	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%
50-100	6.0%	5.0%	2.25%	2.0%	0.75%	0.35%
100-1000	7.5%	6.0%	2.75%	2.5%	1.0%	0.5%
>1000	10.0%	7.5%	3.5%	3.0%	1.25%	0.7%
$V_n > 161 \text{ kV}$						
<50	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
≥ 50	4.0%	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%

3.2. Usos y aplicaciones de la información.

A continuación se ejemplifica por medio de un gráfico algunas de las áreas y usos dentro y fuera de una empresa distribuidora en donde puede ser de mucha utilidad esta información obtenida por los medidores electrónicos multifunción, figura 33.

Figura 33. Usos de la información obtenida de los medidores



3.2.1. Calidad del Servicio

La calidad de la energía se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobre-tensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje suministrado al usuario.

Se puede decir, que el objetivo de la calidad de la energía es encontrar los caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario, y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de la compañía suministradora de energía eléctrica, para lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad.

Además prestar un servicio de calidad es una parte elemental para un distribuidor de energía eléctrica para su buena relación con el cliente, por otro lado la calidad del servicio en nuestro país está supervisado y el mal servicio penalizado por entidades reguladoras externas a la empresa distribuidora.

Para lograr el objetivo del suministro de energía eléctrica con calidad una herramienta muy útil es el medidor de energía eléctrica electrónico multifunción, estos valores de calidad de energía son un valor agregado que dan los medidores multifunción.

Para el control de la calidad de la energía necesitamos que los medidores de energía eléctrica registren en su memoria masiva cada 15 minutos los siguientes parámetros:

- kWH total
- kWH por fase
- kVARH
- Voltaje por fase
- Corriente por fase
- Factor de Potencia
- Armonicos (THD)

Como se muestra en la Tabla VII:

Tabla VII. Datos almacenados en la memoria masiva de un medidor electrónico multifunción

FECHA	HORARIO	IA	IB	IC	VA	VB	VC	WH	WHA	WHB	WHC	VARH	F.P.	THD
05/12/2005	11:30	0.3	0.36	0.15	119	118	119	96	36	42	18	44	0.91	0
05/12/2005	11:45	0.36	0.41	0.26	118	118	117	120	42	48	30	58	0.9	0
05/12/2005	12:00	0.35	0.35	0.2	120	119	118	108	42	42	24	39	0.94	0
05/12/2005	12:15	0.26	0.31	0.15	117	116	118	84	30	36	18	43	0.89	0
05/12/2005	12:30	0.2	0.26	0.15	118	117	118	72	24	30	18	39	0.88	0
05/12/2005	12:45	0.2	0.21	0.1	117	116	117	60	24	24	12	18	0.96	5
05/12/2005	13:00	0.15	0.21	0.05	117	116	117	48	18	24	6	12	0.97	0
05/12/2005	13:15	0.15	0.26	0.15	116	115	117	66	18	30	18	22	0.95	0
05/12/2005	13:30	0.21	0.26	0.21	116	115	117	78	24	30	24	33	0.92	4
05/12/2005	13:45	0.21	0.32	0.21	116	114	117	84	24	36	24	41	0.9	0
05/12/2005	14:00	0.26	0.32	0.26	115	114	116	96	30	36	30	44	0.91	0
05/12/2005	14:15	0.31	0.37	0.26	115	113	116	108	36	42	30	55	0.89	0
05/12/2005	14:30	0.36	0.41	0.31	117	116	117	126	42	48	36	37	0.96	10
05/12/2005	14:45	0.41	0.46	0.31	118	117	118	138	48	54	36	55	0.93	0
05/12/2005	15:00	0.31	0.46	0.25	117	118	119	120	36	54	30	44	0.94	0
05/12/2005	15:15	0.31	0.41	0.26	116	117	117	114	36	48	30	16	0.99	0

A continuación se detalla el significado de cada una de las columnas de la tabla, interpretación de los resultados y posibles soluciones a algún problema:

- FECHA: Es la fecha en cualquier formato programado en que ocurrieron los eventos de las columnas de la derecha.
- HORARIO: Es la hora en que ocurrieron los eventos almacenados en las

columnas de la derecha. Estas dos son de mucha importancia para llevar el control de fechas y horarios en que ocurren eventos indeseados.

- IA, IB y IC: Son las corrientes en la Fase A, B, C respectivamente, los cuales son muy importantes para la calidad del servicio mantenerlas balanceadas o en otras palabras con las magnitudes muy parecidas para que el sistema funcione correctamente, los desbalances entre las fases son muy fáciles de detectar con esta memoria masiva. Si hubiera algún problema de desbalance habría que hacer un estudio para corregirlas.
- Con VA, VB Y VC que son los voltajes en las fases A, B y C respectivamente se puede observar la regulación de voltaje por fase en el circuito el cual es recomendable que se mantenga en $\pm 5\%$ del valor nominal para que los equipos de los usuarios funcionen en óptimas condiciones y no sufran fallas, si esta regulación se saliera del límite también habrá que hacer el estudio respectivo para la instalación o modificación de los reguladores de voltaje u otros dispositivos.
- Con los WHA, B, C que son las potencias reales en las fases A, B y C respectivamente, se usan para lo mismo que con las corrientes, esto serviría para validar si el sistema está balanceado o desbalanceado.
- Con el F.P. podemos verificar si el factor de potencia se encuentra por debajo del límite establecido por las normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones, si este se encuentra por debajo habrá que hacer el estudio correspondiente para instalar o mejor algún banco de capacitores.

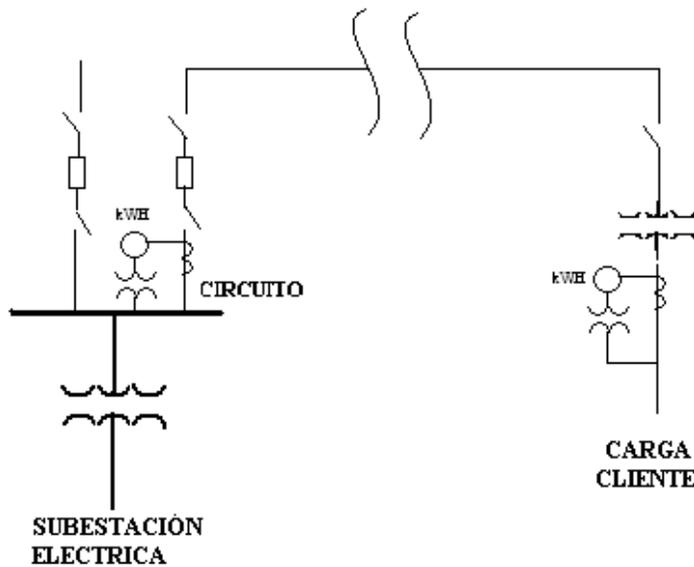
- Con el dato de la distorsión armónica total (THD) que puede medirse por separado, distorsión armónica para voltaje o para corriente, se puede observar que porcentaje de los valores de la onda de la componente fundamental están distorsionadas, las cuales pueden repercutir en el sistema como se explica en el inciso 3.1.11 si la misma se está salido de los límites normados, si el porcentaje de la distorsión armónica supera el porcentaje normado, habrá que hacer el estudio para la instalación de equipos para la reducción de las mismas.

Estos datos también pueden ser almacenados para poder tener un historial de una línea o circuito y de un cliente para poder ver como ha sido el servicio prestado y como se puede mejorar en el futuro.

Lo anterior es referente a la memoria masiva de un medidor el cual nos despliega un valor promedio a cada 15 minutos, pero también le podemos explotar los mismos parámetros que en la memoria masiva, pero en valores instantáneos, para cuando se está ajustando algún equipo monitorearlo para observar los cambios hasta que los trabajos queden concluidos.

A continuación se muestran un diagrama unifilar de la ubicación de los medidores tanto en circuito como con clientes conectados a una misma línea, figura 35.

Figura 34. Diagrama unifilar subestación eléctrica-cliente



3.2.2. Mercadeo

Es importante dentro de la función de mercadeo, conocer el significado de cada uno de los parámetros eléctricos que puede registrar el medidor electrónico multifunción y así poderle mostrar y explicar al cliente las ventajas de almacenar todos esos parámetros como medio para auditar la calidad del servicio que se presta.

Apartir la figura 34, se obtiene la siguiente información útil para esta auditoría.

- FECHA: La fecha en que ocurre un evento.
- HORA: La hora en que ocurre un evento en rangos de 15 minutos.
- WH: Potencia activa o watts hora acumulada en rangos de 15

minutos

- WHA: Potencia activa o watts hora acumulada en rangos de 15 minutos en la fase A.
- WHB: Potencia activa o watts hora acumulada en rangos de 15 minutos en la fase B.
- WHC: Potencia activa o watts hora acumulada en rangos de 15 minutos en la fase C.
- VARH: Potencia reactiva varh acumulada en rangos de 15 minutos.
- F.P.: Factor de potencia cada 15 minutos.
- VA: Voltaje promedio calculado en cada rango de 15 minutos en la fase A.
- VB: Voltaje promedio calculado en cada rango de 15 minutos en la fase B.
- VC: Voltaje promedio calculado en cada rango de 15 minutos en la fase C.
- IA: Corriente consumida en la fase A en rangos de 15 minutos.
- IB: Corriente consumida en la fase B en rangos de 15 minutos.
- IC: Corriente consumida en la fase C en rangos de 15 minutos.
- THD: Armónicos.

Por otro lado, los medidores a lo largo de la historia se han utilizado para medir la energía eléctrica consumida en un período de tiempo determinado, normalmente mensual. Estos medidores pueden almacenar la energía consumida en pequeños rangos de tiempo diarios lo que se conoce como banda horaria.

La banda horaria no es más que la acumulación de energía eléctrica en un sub-período de tiempo del día, por ejemplo: de 18:00 a 22:00 horas. El medidor

internamente va acumulado toda la energía consumida en un período de tiempo por ejemplo un mes, pero solo en el horario correspondiente al sub-período..

Esto puede ser de gran utilidad para el mercadeo ya que se puede ofrecer la energía eléctrica a distintos precios en el transcurso del día, o dicho en otras palabras, la empresa distribuidora asigna un precio diferente en cada rango de horas en el día. El consumidor, si así lo desea, puede usarla en los horarios en que la distribuidora tenga más económica la energía para tener un mejor rendimiento en los costos de producción.

Un ejemplo de la una distribución horaria para bandas horarias se muestra en la tabla VIII.

Tabla VIII. Tabla de distribución de tiempos de uso

	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00	
BANDA A	■	■	■	■																		■	■	■	
BANDA B					■	■	■	■	■	■	■	■													
BANDA C													■	■	■	■	■	■							
BANDA D																			■	■	■				

En la tabla VIII se indica que a este medidor se le programaron 4 bandas horarias lo que significa que la empresa distribuidora le cobrará con 4 diferentes

precios la energía, este es uno de los factores de mayor peso para el mercadeo.

Estos medidores tiene otra gran característica que le puede ser de mucha utilidad al cliente. Estos se pueden programar para que envíen tantos pulsos como eventos hayan ocurrido, como por ejemplo si la demanda llega a una cantidad muy grande este avisará enviado un pulso que se puede utilizar para activar una alarma, activar un equipo, etc.. A esto se le llama KYZ de lo que se detallará en la sección 3.6 de este capítulo.

3.2.3. Control de la instalación

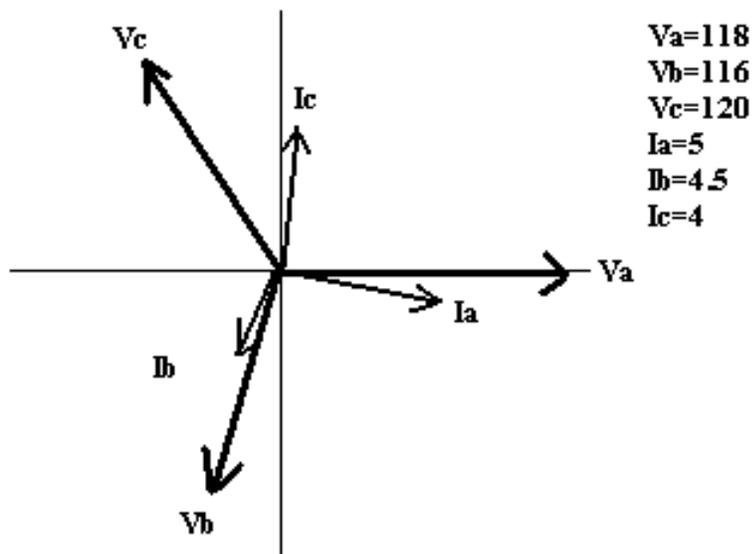
Es de vital importancia que todo equipo de medida quede bien instalado para una buena facturación o para no perjudicar a un cliente. Normalmente cuando se hace una instalación nueva de un equipo de medida (transformadores de medida y medidor), el personal de campo responsable del trabajo debe de percatarse que el medidor quede bien instalado, lo que los lleva a hacer pruebas de rutina en la instalación.

Al usar el medidor con las características de las que hemos tratado en el capítulo anterior, podremos hacer algunas pruebas y chequeos a distancia del medidor y por consiguiente de la instalación.

Al momento de energizar el medidor en su nueva instalación, este automáticamente, comienza a almacenar datos y entre ellos diagramas fasoriales, y valores instantáneos de corriente voltaje y potencia. Con estos valores instantáneos son con lo que se puede hacer una comparación entre lo que está registrando el medidor instalado en ese momento y lo que el personal de campo está obteniendo con su equipo de campo. Por eso, es de mucha

importancia que el medidor tenga un medio de comunicación eficiente desde un inicio, para poder monitorearlo.

Figura 35. Diagrama fasorial normal



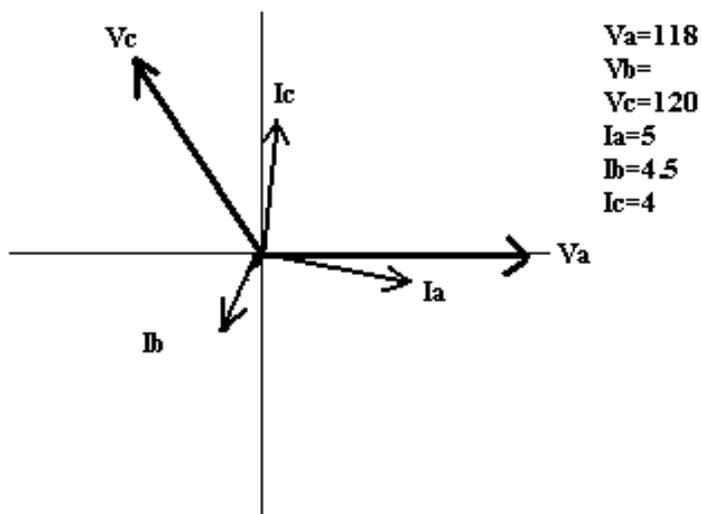
En la figura 35 se muestran los datos obtenidos de un medidor instalado, los cuales pueden compararse con los obtenidos por el personal de campo. Esta figura a simple vista refleja una instalación en buen estado, en cuanto a su secuencia y relación de fases, solamente habrá que comparar los datos de voltajes, corrientes y ángulos con los obtenidos con el equipo de campo y comprobar que todo coincida, en esta figura se puede observar que los parámetros básicos se están registrando, ya que de ellos depende que todos los demás parámetros que almacene el medidor sean las lecturas correctas.

Por ejemplo, si en la misma instalación se encuentra el diagrama fasorial de la figura 38. el cual no muestra un voltaje, la persona en su estación de trabajo

detecta el problema e informa inmediatamente al personal de campo que en la instalación o en el propio medidor existe un problema que hay que reparar.

Este problema puede ser causado por que el transformador de potencial de dicha fase esté dañado, que la línea de ese voltaje en algún punto de conexión tenga un falso contacto o este roto o que el mismo medidor esté dañado internamente lo cual provocaría la sustitución inmediata. Y así de esta manera se puede garantizar una instalación exitosa.

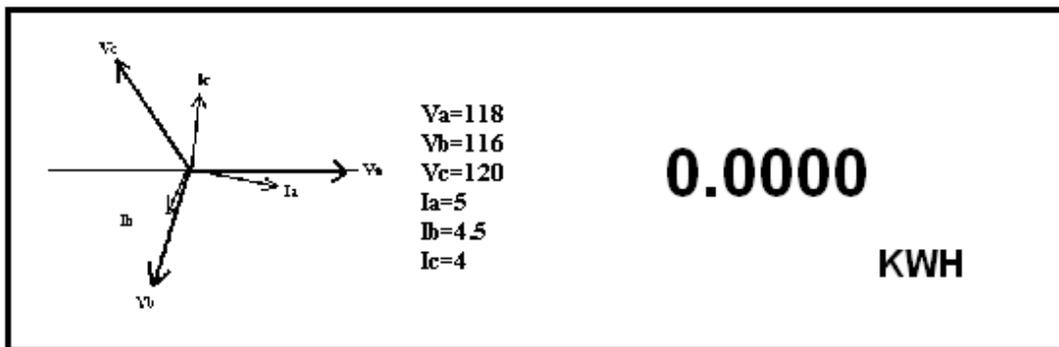
Figura 36. Diagrama fasorial con problema



Adicionalmente el personal de campo chequea voltajes y corrientes en el primario, luego en secundario de los transformadores de medida los que deben coincidir con los que está registrando el medidor. Los valores registrados por el medidor son trasladados vía remota al operador que los comparará en el mismo instante con el personal de campo.

También se puede lograr este chequeo de la nueva instalación solamente con el personal de campo, ya que los medidores pueden desplegar la información y parámetros que despliega el propio equipo de campo, como se muestra en la figura 37. y garantizar que la lectura que registre el medidor sea la correcta.

Figura 37. Display de un medidor electrónico multifunción



3.2.4. Planificación

Esta área es muy importante dentro de la estructura de una empresa de distribución de energía eléctrica ya que en ella se analizan los circuitos o líneas de distribución y así poder determinar y cumplir con objetivos como los siguientes:

- Satisfacer la demanda en cada línea o circuito.
- Hacer las transferencias de carga entre líneas o circuitos adecuadas.
- Diagnosticar circuitos, líneas de distribución y usuarios, para pronosticar su crecimiento.
- Planteamiento de objetivo.

- Y definir acciones para cumplir los objetivos.
- Otros.

En la etapa de diagnóstico y pronóstico la información más importante que se necesita es la energía (kWH) y la demanda (kW); por eso es importante contar con medidores de energía eléctrica con memoria masiva de la energía, para tener información precisa. A continuación un ejemplo:

FECHA	HORARIO	KWH	KW Max.
05/12/2005	11:45	20	28
05/12/2005	12:00	18	26
05/12/2005	12:15	14	20
05/12/2005	12:30	12	19
05/12/2005	12:45	10	19
05/12/2005	13:00	8	15
05/12/2005	13:15	11	16
05/12/2005	13:30	13	21
05/12/2005	13:45	14	23
05/12/2005	14:00	16	25
05/12/2005	14:15	18	22
05/12/2005	14:30	21	25
05/12/2005	14:45	23	30

En donde las columnas tiene el siguiente significado:

- FECHA: La fecha en que ocurre un evento.
- HORA: La hora en que ocurre un evento en rangos de 15 min.
- KWH: La energía en Kilowatts-hora acumulada en cada 15 min.
- KW Max.: Demanda máxima Kilowatts en cada intervalo de 15 min.

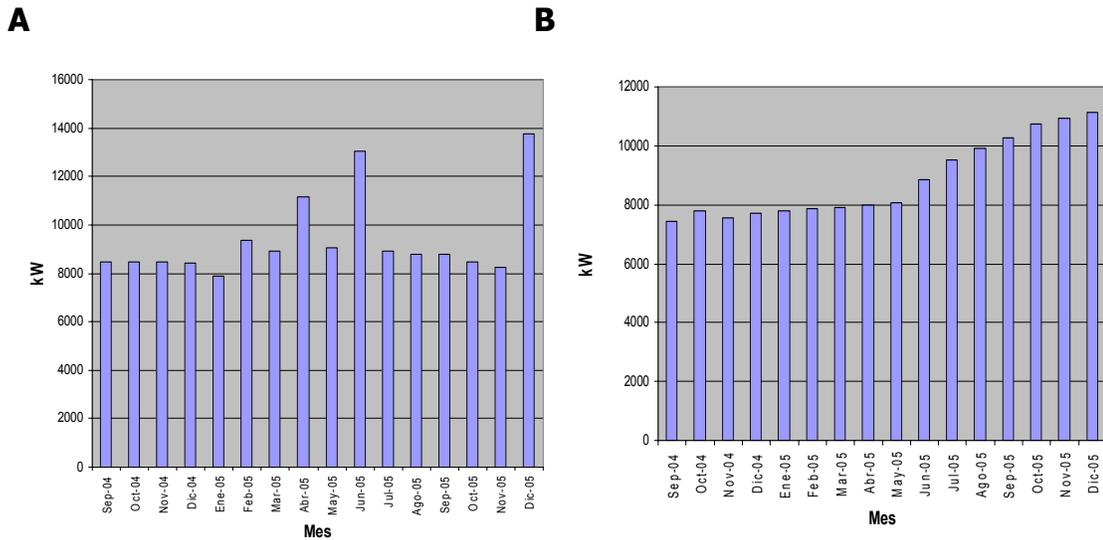
Esta información puede obtenerse en un rango de tiempo determinado y para cada circuito o línea de distribución, instalando los medidores apropiados en cada punto a evaluar.

Teniendo un historial de este tipo podemos ver:

- El horario diario en que sucede la demanda máxima: para poder ver si esta carga la soporta la línea o el transformador sin sufrir daños.
- Horarios en que se pueden hacer trasferencias sin afectar la capacidad de la línea ni del transformador.
- Según el historial podemos ver la tasa de crecimiento y ver si a futuro tanto la línea como el transformador podrán satisfacer la demanda.

Los mejor para todo esto, es graficar todo un historial y de esta manera podemos ver de una manera más sencilla el comportamiento en el tiempo de dicho circuito, figura 38.

Figura 38. Gráficos de demandas máximas mensuales de dos circuitos.



Si los datos de los gráficos de la figura 40 por ejemplo pertenecen a una subestación con un transformador de potencia de 25 MVA con dos circuitos A y B representados con las dos gráficas, ambos con conductores de 750 MCM, se puede notar que los conductores de ambas están llegando a su capacidad máxima al igual que el transformador. Por lo que, por ejemplo, como medida inmediata, habrá que trasladar cargas a otros circuitos menos cargados y, si el crecimiento sigue a este ritmo, considerar ampliar la subestación o hacer una nueva para los lugares más densos, etc.

Si es un medidor instalado con un cliente, el cliente puede hacer sus mismas planificaciones para su banco de transformadores y perspectivas para sus circuitos en el futuro.

3.2.5. Operación y mantenimiento

Es de suma importancia que un equipo de medida (transformadores de medida y medidores) se encuentren en óptimas condiciones ya que un equipo que este midiendo mal repercute en pérdidas para la empresa distribuidora de energía eléctrica.

La mayoría de las fallas tanto en los transformadores de medida, cableado y medidor, se pueden detectar vía remota a través del mismo medidor desde una estación de trabajo y así corregir cualquier problema que presenten.

Los medidores usados actualmente se les pueden programar para que guarden un historial con una gran gama de eventos que están relacionados con fallas de los transformadores de medida, conductores o el mismo medidor y en el peor de los casos, que el medidor haya sido manipulado. Dicho historial indica la fecha y hora en que sucede un evento.

A continuación se enumera y describen algunas de las fallas detectables en el historial más comunes y su significado para el mantenimiento correctivo respectivo al equipo de medida.

- **Desconexión:** El medidor almacena este evento si el mismo fue desconectado por alguna persona o hubo algún corte de energía eléctrica. Por lo que solamente habrá que determinar con una unidad especial que lleva el registro de las interrupciones en el servicio de energía eléctrica, para determinar si en el sector en donde se encuentra dicho medidor hubo en realidad alguna interrupción. De no haber habido alguna interrupción habrá que inspeccionar dicha

instalación para verificar que el medidor no lo hayan desconectado personas ajenas a la empresa distribuidora.

- **Conexión:** Almacena este registro cuando por cualquiera de las causas del la desconexión se ha reestablecido el servicio.
- **Falta fase de potencial:** Es indicado cuando el medidor detecta que le falta algún potencial, este indica qué potencia es el que hace falta. Esta falta de potencia es debida a que algún transformador de potencial está dañado, algún problema en el conductor o falso contacto o que el mismo medidor tenga algún daño interno.
- **Falta fase de corriente:** Este registro lo almacena cuando falta cualquier corriente el mismo indicará qué corriente es la que hace falta y esto es debido a alguna falla en algún transformador de corriente, problema en los conductores, falso contacto o problemas en el mismo medidor.
- **Corriente elevada:** Esto lo indica cuando el medidor detecta una corriente muy elevada que está en el orden de la capacidad máxima del medidor, por lo que habrá que estudiar un cambio del equipo de medida por otro de mayor capacidad.
- **Voltaje fuera de rango:** Lo registrará en su historial cuando detecte que el voltaje está fuera del rango para el que se programó. Si esto es muy recurrente esto tiene que ser resuelto por el sector de la empresa distribuidora, encargada de la calidad del servicio.

- **Potencia inversa:** Si el medidor está alambrado de una manera inversa o el medidor ha sido instalado de cabeza y el mismo no ha sido programado para energía recibido, este puede grabar en su historial un flujo inverso de energía eléctrica por lo que habrá que revisar si el medidor ha sido programado correctamente o instalado incorrectamente.

- **Batería baja:** Lo indicará cuando la batería que alimente la memoria del medidor está descargada, por lo que habrá que chequear la razón por lo que la misma se encuentra en este estado. Puede ser que haya ocurrido una desconexión bastante prolongada y la misma se hay descargado por la que habrá que esperar que ya reestablecido el servicio la misma se recargue de lo contrario se le puede hacer un test vía remota para chequearla ya que si esta se encuentra dañada habrá que sustituirla.

- **Batería fallada:** Indicará que la batería ya está dañada y hay que sustituirla. Para ambos caso del inciso 3.5.8 y 3.5.9 el medidor corre peligro de perder toda su información si llegase a faltar el servicio de energía eléctrica y la batería no ha sido reparada.

- **Mal funcionamiento de programa:** Cuando el software instalado al medidor está dando algún problema. Este medidor habrá que reprogramarlo o cambiarlo.

- **Memoria llena:** Medidor que ya no tiene espacio para almacenar mas datos por lo que habrá que limpiarlo.

- Alta corriente en el Neutral.: Si la corriente en el neutral es más grande la programada, la cual es provocada por desvalance entre fases.

Por otro lado, en el historial quedan grabados otros eventos como: si alguien se comunicó con el, por el MODEM o por otro puerto, si le bajaron datos, si lo programaron o lo reprogramaron, si intentaron ingresar o si ingresaron, etc.

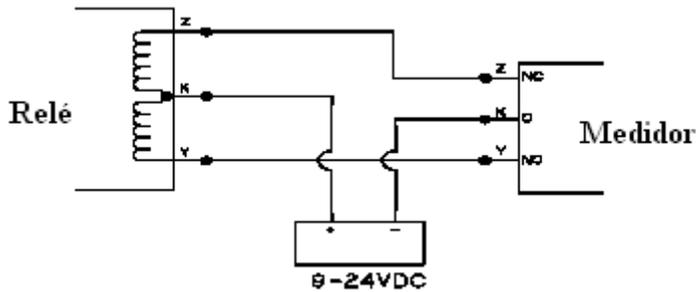
La mayoría de estos datos almacenados en el historial del medidor pueden codificarse para que los despliegue en la pantalla del medidor y cualquiera lo pueda reportar.

Lo más importante de todo esto es que estos medidores vienen provistos de una aplicación y es el de avisar cuando sucede algún evento, en otras palabras si un medidor detecta un evento, por ejemplo que le falta una fase de corriente, este automáticamente llamará a un número de teléfono programado anteriormente y este con ayuda de un software lee el aviso.

Esta aplicación es una de las más importantes ya que con ella se puede tener un mejor control del buen funcionamiento de los medidores, ya que cualquier falla en el equipo de medida es detectada al instante y este a su vez informa inmediatamente, por lo que cualquier problema puede ser corregido en el menor tiempo posible.

Otra aplicación que es muy importante para el modo de operación de estos medidores es el uso de las señales KYZ. Estos medidores vienen provistos de unos relés, que responden a una tarjeta electrónica y a su vez envía pulsos según se programe el medidor. Como se puede ver en la figura 39.

Figura 39. Relé en un sistema KYZ de un medidor electrónico



Los medidores se pueden programar para que este envíe pulsos KYZ cuando suceda algún evento en especial que queramos controlar por ejemplo:

- Si se le programa al medidor para que envíe un pulso cuando el factor de potencia alcance algún límite establecido, este pulso se puede utilizar para acoplar al circuito algún banco de capacitores, esto para algún cliente o para algún circuito en alguna subestación eléctrica.
- Al programarle que envíe un pulso cuando se ha pasado alguna demanda máxima establecida, este pulso se puede utilizar si fuera el caso de alguna industria que este abra algunos circuitos que no son muy importantes o si es en alguna subestación para algún circuito envíe alguna señal o alarma a los operadores para que realicen alguna transferencia de cargas hacia otros circuitos menos cargados o bien que este mismo pulso realice este trabajo.
- Si el medidor detecta que hay un desbalance entre fases mas grande de lo establecido, puede enviar un pulso como alarma o para que este realice transferencias automáticamente de cargas entre fases.

- Otros indicadores que se le pueden programar a los medidores que también son muy importantes son: si hay flujo en sentido inverso, si hay algún potencial muy bajo o fuera de rango o si llegara a faltar alguno, etc.

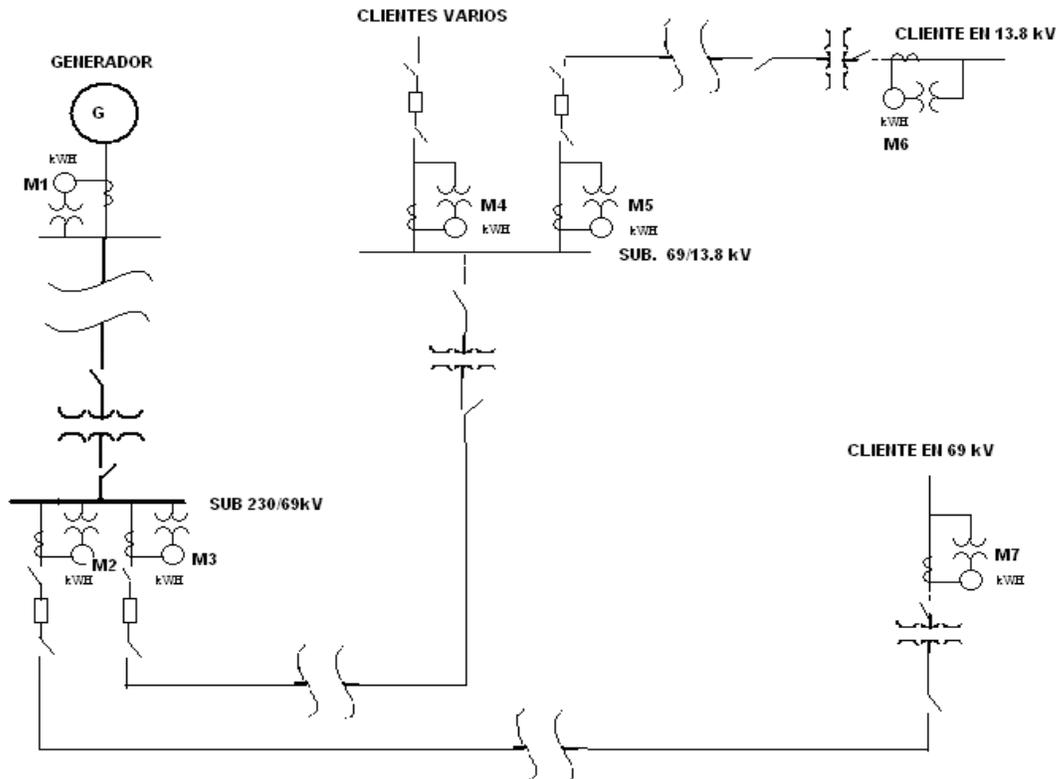
3.2.6. Balance de Energía

Un balance de energía es el cálculo en porcentaje de la cantidad de energía que se pierde en un sistema eléctrico. Para la empresa distribuidora, existen dos tipos de pérdidas; pérdidas técnicas: Son todas aquellas pérdidas de energía en las líneas de transmisión o distribución, subestaciones, transformadores de potencia, etc. y pérdidas no técnicas: que comprenden: fraude, autoconexiones, alteración en instrumentos de medición, medidores dañados, etc. (De el uso de estos medidores como medida antifraude se explica en otro inciso mas adelante).

Para el caso del balance de energía, estos medidores son de mucha utilidad en el área de las pérdidas técnicas, ya que se pueden colocar estos medidores en todos los puntos frontera o puntos de intercambio de energía eléctrica y con un buen medio de comunicación se pueden coleccionar todos los datos de los medidores en un tiempo muy corto y en un solo rango establecido de tiempo.

Los medidores pueden estar distribuidos como se muestra en la figura 40. que representa una parte una red eléctrica.

Figura 40. Instalación de medidores en una red eléctrica



Como nos podemos dar cuenta en todos los puntos frontera existe un medidor de energía eléctrica, con el que se pueden calcular las pérdidas en cada tramo de línea, desde la misma línea e incluyendo el transformador de potencia, por ejemplo desde M2 hasta M7.

O en forma global podemos ver la cantidad de energía que entra a la red, para nuestro caso medido con M1 y compararlo contra lo que estamos entregando, medidos con los medidores M4, M6 y M7. Por su puesto que la red es mucho mas grande que el representado en el diagrama de la figura 28 por eso es de suma importancia que dichos medidores estén comunicados de una manera eficiente con la o las estaciones de trabajo.

Un ejemplo de esto son los grandes generadores y puntos de intercambio del sistema nacional interconectado.

3.2.7. Sistema antifraude

El fraude, es un mal que acosa a todos los países y sin duda alguna todos buscan la manera de aminorarla, nosotros no somos la excepción. Imaginémonos que en cada punto de medida en entrega a un cliente tengamos a una persona cuidando que no toque el medidor de la impresa distribuidora y si lo llegasen a tocar inmediatamente el cuidador llame a la empresa y avise que están tocando el medidor para un posible fraude.

Pues de esta misma manera pueden funcionar este tipo de medidores, solamente es cuestión de programarlos para que avisen cuando surjan determinados eventos. Por ejemplo el medidor se puede programar para que cuando cuándo se interrumpan una o mas señales de corriente o voltaje el medidor automáticamente al reestablecerse el servicio llame a un número que le fue programado e informe a la estación de trabajo que ha pasado algo en al medición. Por lo que habrá que acudir de inmediato al punto de suministro a verificar lo sucedido.

O si dicho medidor no esta programado para hacer dicha llamada automática, será suficiente con que se haga una revisión rutinaria de el historial del medidor para determinar si no algún mensaje de error como los enumerados en la sección 3.5.

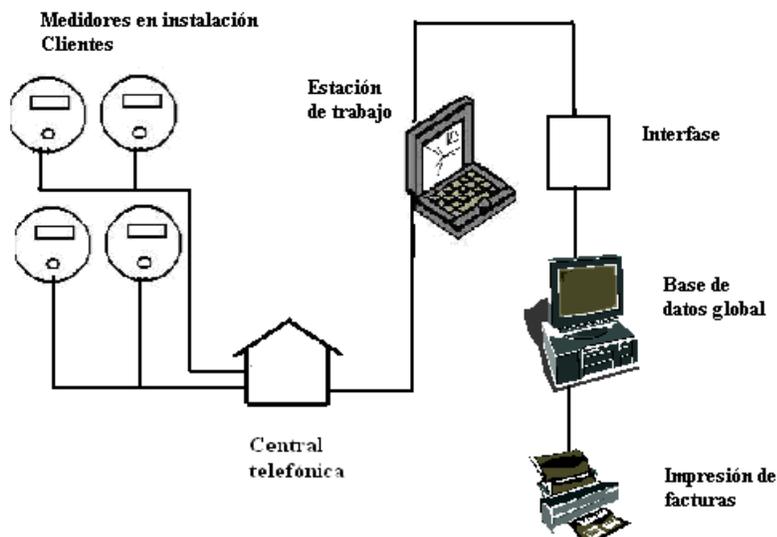
3.2.8. Facturación

Utilizando un buen medio de comunicación como los expuestos en el capítulo 2 entre el medidor y la o las estaciones de trabajo, se pueden obtener las lecturas de cientos de medidores en un solo día, lo que es de suma importancia ya que hay entes reguladores que dan un pequeño tiempo después de finalizado el mes para poder facturar.

Las lecturas obtenidas, también pueden ser depositadas en una base de datos, en la cual el usuario vía Internet puede consultar las lecturas de su medidor.

Por otro lado, se puede crear una interfase que pueda enlazar las lecturas obtenidas vía remota hacia el sistema de facturación de la empresa distribuidora de energía eléctrica, de modo que la facturación esté en el menor tiempo posible, como se muestra en la figura 41.

Figura 41. Recolección de datos para facturación.



4. ANÁLISIS ECONÓMICO

En los capítulos anteriores se expusieron algunas maneras o formas en las que se pueden actualizar y mejorar los sistemas actuales del conjunto: transmisión, recopilación, procesamiento y uso de datos de medidores de energía eléctrica multifunción en las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala.

En este capítulo evaluaremos cada uno de esos puntos de mejoramiento para tomar la decisión de cual es el mejor proyecto, con el que se obtengan los mejores beneficios y que también se adapte a nuestro medio.

Es importante saber antes de iniciar la respectiva evaluación que el sistema actual utilizado tendrá que ser sustituido por que la tecnología que se utiliza para comunicarse con los medidores electrónicos multifunción ya está desapareciendo y ya no es fácil encontrar algún operador que preste este servicio y por que existen medios de comunicación más rápidos que pueden facilitar aún mas el traslado de la información.

También es importante mencionar que los medidores multifunción utilizados actualmente se adaptan perfectamente a la mayoría de tecnologías y sistemas de comunicación modernos enumerados en los capítulos anteriores, lo que facilitará en gran manera su migración a otro sistema.

Como referencia para el inicio de la evaluación económica tomaremos una distribuidora con 850 puntos de medición los cuales ya tienen un medidor

multifunción comunicados con teléfono celular análogo.

La evaluación económica de los sistemas expuestos se realizarán para un período 1 años o 12 meses (n), utilizando una tasa de interés del 12% anual o 1% mensual (i). Como utilizaremos un valor presente de inversión (P), un valor de salvamento (F) y una renta mensual por el servicio prestado (R), encontraremos lo que nos costaría hoy si pagamos todo el proyecto o sea el Valor presente neto VPN.

Para traer los valores al presente es necesario que conozcamos algunas formulas con las que lo podemos realizar:

Para traer un valor futuro al presente utilizaremos:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n}$$

$$P = \frac{F}{(1+0.01)^{12}}$$

$$P = F / 1.12682503$$

Y si queremos traer un grupo de rentas al presente utilizaremos:

$$P = R * \frac{((1+i)^n - 1)}{(1+i)^n i}$$

$$P = R * \frac{((1+0.01)^{12} - 1)}{(1+0.01)^{12} 0.01}$$

$$P = R(11.2550)$$

Por lo tanto, el valor presente neto es: en donde PR es un valor presente de las rentas mensuales y PF es un valor presente traído del salvamento.

$$VPN = -P - PR + PF$$

Para que un proyecto sea aceptado el valor presente neto tiene que ser > que 0, y será necesario también cuantificar los ingresos o beneficios que se obtendrán al hacer la migración.

Debido a que los beneficios serán los mismos cualquiera que sea el medio que se implemente, se realizará primeramente el análisis de beneficios y posteriormente este se utilizará para cada uno de los sistemas.

4.1. Deducción de beneficios.

Para el análisis económico es muy importante cuantificar los beneficios de modernizar y mejorar el sistema expuesto en el capítulo 1.

En la actualidad es común el uso de las plantas telefónicas análogas que permiten obtener la información de todos los medidores en un tiempo considerable y que permite la facturación en los primeros días de cada mes.

Pero, ¿qué pasaría si en un momento determinado dejara de funcionar o colapsara por completo el sistema análogo?

De no migrar rápidamente a otro sistema como los que se están evaluando las repercusiones serían muy graves y habría que hacerlo todo en el campo como se hacía en tiempos anteriores.

Al cuantificar el colapso implicaría hacer manualmente lo que hace un sistema automático actualmente y seguramente en un tiempo mayor con el único medio que quede disponible de una manera más inmediatamente y es tomando cada lectura en el punto con una computadora portátil y un lector óptico como el expuesto en el capítulo 1 inciso 1.3.4.1.

Tomando en cuenta que para automatizar nuevamente un sistema de este tipo con otra tecnología llevaría por lo menos 1 año, el cual se desglosa de la siguiente manera: 2 meses para el estudio y pruebas con diferentes medios de comunicación y equipos, 1 mes para la aprobación del proyecto y aprobación de fondos, 1 mes para hacer la gestión de compras y selección del proveedor, 3 meses para la entrega de todo el material y equipo, 1 mes para gestión de habilitación de platas telefónicas si fuera el caso y 4 meses para instalar todo el equipo nuevamente.

Para leer todos los puntos de referencia (850) en forma manual en un máximo de 3 días (que es un tiempo muy grande ya que con un sistema automático esto se lee en un día), y partiendo que:

- Una persona pueda interrogar un promedio de 12 lecturas en un día en el punto de medida, lo cual significa que podrá tomar 36 lecturas en 3 días; entonces: se necesitaran 24 personas para obtener dichas lecturas. Esto representará: 1 persona a Q150.00 /persona.día = $Q\ 150.00 /persona.dia \times 3\ días = Q\ 450.00$ /Persona X 24 personas = Q 10,800.00 al mes.

- 24 personas implica tener 24 computadoras portátiles a Q 8,000

/computadora X 24 computadoras = Q 192,000.00 como un gasto inicial.

- 24 computadoras implica tener 24 lectores ópticos a Q 3,900.00 /óptico X 24 ópticos = Q 93,000.00 este es otro gasto inicial.
 - Esto también implicaría, si no comprar vehículos, rentarlos. Esto sería Q 700 /vehículo.día X 24 vehículos X 3 días = Q 50,400.00 al mes en renta de vehículos.
 - Si cada vehículo consume Q 150.00 de gasolina promedio al día sería Q 150.00 /vehículo.día X 24 vehículos X 3 días = Q 10,800.00 en gasolina al mes.
- También será necesario una persona adicional que descargue toda la información de las computadoras portátiles, asumiremos que se le pagará Q 6,000.00 por mes.
- Además, si en promedio se toman unas 15 lecturas en el transcurso del mes por solicitud del cliente, corroborar lecturas, etc. para lo cual emplean tres días la persona descrita en el párrafo anterior, necesitará un vehículo por tres días Q 2,400.00 al mes y Q 450.00 de gasolina lo que nos suma un total de Q 2,850.00 mensuales.
- Por otro lado, no se podrán hacer chequeos remotos y constantes a los medidores para verificar su estado, si asumimos que de los 850 puntos, 3 sufren cualquier tipo de daño (ambientales, accidentales o provocados) por cada mes y que cada uno registra un promedio de

60,000 kWh/mes que equivaldría a Q 70,000.00 en energía y si tomamos que estos fallan a la mitad del mes, $Q 70,000.00 / 2 = Q 35,000.00$ /medidor X 3 medidores = Q 105,000.00 en energía al mes se dejarían de registrar, pero como esta energía igual se cobra por proyecciones o históricos, asumiremos que 2 clientes reclaman y no pagan si no hasta después de los reclamos y gestiones correspondientes esto implicaría por lo menos Q700.00 en intereses que ese dinero pudiera ganar mas Q 300.00 en gastos varios por pérdida de tiempo personal haciendo gestión de cobro, etc. nos dará una pérdida de Q 1,000.00 por mes.

El mejoramiento no solo evita el colapso anteriormente descrito sino trae otros beneficios adicionales que se pueden tomar en cuenta, los que mencionaremos a continuación:

- El mejoramiento incluye que los mismo medidores avisen cuando existe algún problema en el o su instalación. si por lo menos 3 puntos de medición tuvieran algún problema al mes y el medidor avisara podríamos detectar sus fallas en el instante los que nos podría solucionar una pérdida de registro de lectura muy parecido al caso anterior Q 1,000.00 por mes, así como fortalece la credibilidad del sistema de facturación.
- Para el área de calidad del servicio también es una herramienta muy útil por la información de los voltajes, corrientes, armónicos, factor de potencia, etc. lo que les podría significar ahorro en equipos por aproximadamente Q 1,500,000.00, en donde se estiman 3 equipos para rotarlos en diferentes puntos de la red.

- Otra parte que no se pagará será el gasto mensual por servicio al operador de la red análoga que aproximadamente son Q 110.00 por cada planta si esto lo multiplicamos por 850 puntos tendremos $Q\ 110.00 \times 850 = Q\ 93,500.00$
- Los demás beneficios no se cuantificarán ya que estos se pueden implementar utilizando la información que actualmente se descarga de los medidores. Estos sería otros beneficios de gran peso y utilidad.

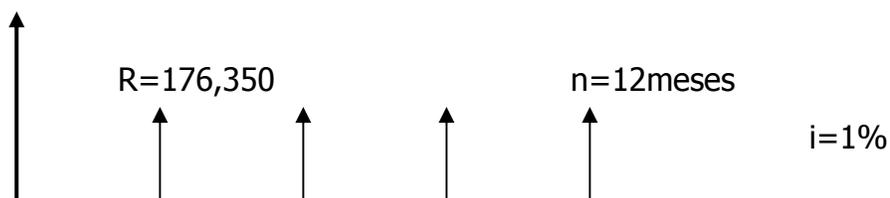
Tomando en cuenta lo anteriormente descrito calcularemos el valor presente de todos los beneficios el cual nos servirá para compararlo con los gastos que se deducirán más adelante.

$$\text{Inversión inicial} = 192,000.00 + 93,000.00 + 1,500,000.00 = \mathbf{1,785,000.00}$$

$$\text{Mensuales} = 10,800.00 + 50,400.00 + 10,800.00 + 6,000.00 + 2,850.00 + 1,000.00 + 1,000.00 + 93,500 = 176,350$$

$$\text{Interés} = 12\% \text{ anual o } 1\% \text{ mensual}$$

$$P=1,785,000.00$$



$$\text{VPN} = 1,785,000.00 + R(11.2550)$$

$$\text{VPN} = 1,785,000.00 + 176,350(11.2550)$$

$$\text{VPN} = 1,785,000.00 + 1,984,832.91$$

VPN = 3,769,832.91.

Entonces el valor presente neto en beneficios será **Q 3,769,832.91** en un año.

4.2. Deducción de gastos.

4.2.1. Implementación del sistema con tecnología digital GSM.

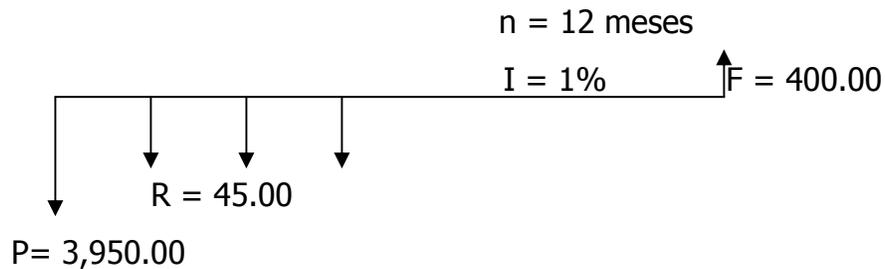
Para implementar esta tecnología haremos un leve análisis de lo necesario que hay que implementar y el costo por unidad. Para este caso no es necesario hacer cambio de medidores ya que el MODEM de los mismos soporta esta tecnología, lo que se desglosa a continuación será lo necesario.

- Es necesario retirar la planta análoga instalada actualmente e instalar la planta digital la cual tiene un costo de: Q 3,000.00.
- La habilitación de estas plantas con un operador tiene un costo de: Q 100.00.
- La mano de obra para realizar el cambio en la instalación es de: Q 700.00.
- Accesorios varios: Q 150.00
- La renta mensual a pagar por el servicio con el operador es de Q 45.00.
- El costo de mantenimiento no lo tomaremos en cuenta ya que este tendrá el mismo costo que actualmente tiene.
- Costo de recuperación de Q 400.00

Total gato inicial = -3,000.00 – 100.00 – 700.00 – 150.00 = -3,950.00

Total rentas al mes = - 45.00

Salvamento = 400.00



Entonces tenemos que el valor presente neto es:

$$VPN = -3,950.00 - 45.00(11.2550) + 400.00/1.12682503$$

$$VPN = -3,950.00 - 506.47 + 354.97969$$

$$VPN = - 4,101.49$$

Para todo el sistema:

$$VPN = -4,101.49 \times 850 = \mathbf{-3,486,273.98}$$

4.2.2. Implementación del sistema con tecnología digital GPRS.

Implementar este sistema implica hacer cambios muy parecidos a los del inciso 4.2.1.

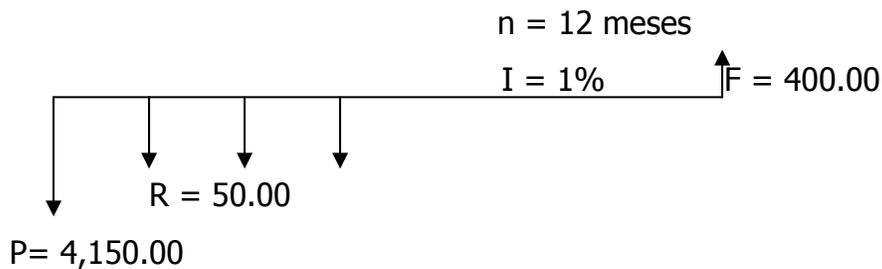
- Es necesario retirar la planta análoga instalada actualmente e instalar la planta digital la cual tiene un costo de: Q 3,000.00.
- La habilitación de estas plantas con un operador tiene un costo de: Q 100.00.
- La mano de obra para realizar el cambio en la instalación es de: Q 700.00.

- Accesorios varios: Q 150.00
- La renta mensual a pagar por el servicio con el operador es de Q 50.00
- El costo de mantenimiento no lo tomaremos en cuenta ya que este tendrá el mismo costo que actualmente tiene.
- Cambio en el hardware y software en la estación de trabajo proporcional a un medidor Q 200.00
- Costo de recuperación de Q 400.00

Total gato inicial = $-3,000.00 - 100.00 - 700.00 - 150.00 - 200.00 = 4,150.00$

Total rentas al mes = -50.00

Salvamento = 400.00



Entonces tenemos que el valor presente neto es:

$$VPN = -4,150.00 - 50.00(11.2550) + 400.00/1.12682503$$

$$VPN = -4,150.00 - 562.75 + 354.97$$

$$VPN = -4357.78$$

Para todo el sistema:

$$VPN = -6,046.04 \times 850 = -\mathbf{3,1704,113.00}$$

4.2.3. Implementación del sistema con telefonía alámbrica.

Este es uno de los medio más comunes y está disponible casi en cualquier punto en donde se requiera una medición y un sistema de telemedida. El implementar esta tecnología no implica hacer mayores cambios en sistema actual; se podría utilizar el mismo MODEM de 1200 baudios pero para obtener mejores resultados lo mejor es cambiarlos por MODEMS de 2400 baudios.

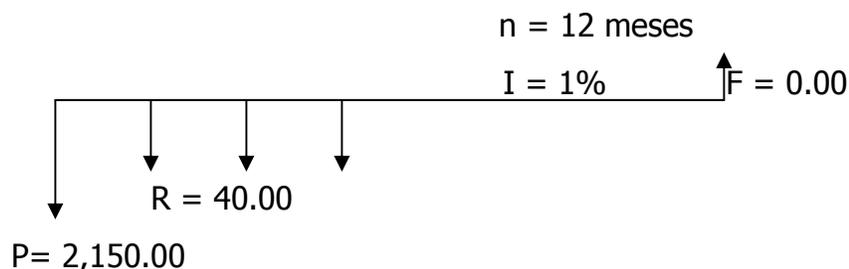
A continuación el listado de cambios y trabajos a realizar con sus respectivos costos.

- Costo inicial de una línea alámbrica: Q 650.00
- Renta mensual por la línea alámbrica: Q40.00
- MODEM de 2400 baudios: Q750.00
- Accesorios varios: Q150.00
- Mano de obra: Q 600.00
- El costo de mantenimiento no lo tomaremos en cuenta ya que este tendrá el mismo costo que actualmente tiene.
- Recuperación Q 0.00

$$\text{Total gato inicial} = -650.00 - 750.00 - 600.00 - 150.00 = - 2,150$$

$$\text{Total rentas al mes} = - 40.00$$

$$\text{Salvamento} = 0$$



Entonces tenemos que el valor presente neto es:

$$\text{VPN} = -2,150.00 - 40.00(11.2550) + 0$$

$$\text{VPN} = -2,150.00 - 450.20 + 0$$

$$\text{VPN} = - 2,600.20$$

Para todo el sistema:

$$\text{VPN} = - 2,600.20 \times 850 = - \mathbf{2,210,172.63}$$

4.2.4. Implementación del sistema con radio frecuencia.

La implementación de este sistema sí implica hacer cambios de medidores, ya que se necesita que el medidor master tenga dos tipos de MODEMS, uno para teléfono u otro medio y otro para radio frecuencia que es con el que comunica con los demás medidores esclavos. El medidor master o recolector puede interrogar a por lo menos 1000 medidores a no mas de una distancia de 4 km., resulta que pueden hacer lugares en donde se encuentran medidores más concentrados y otros en donde se encuentran sumamente dispersos, para este caso se puede asumir que el recolector puede enlazarce únicamente con 4 medidores y el conjunto de 5 medidores para la unidad se dividirá en 5.

- Medidor multifunción con dos tipos de MODEM para recolector o uno con tarjeta RF, promedio: Q 4,000.00
- Costo inicial de línea alámbrica una sola para los 5 medidores: Q 200.00
- Accesorios varios: Q 150.00
- Mano de obra: Q 600.00
- Renta promedio mensual por la línea telefónica: Q 9.00
- El costo de mantenimiento no lo tomaremos en cuenta, ya que este

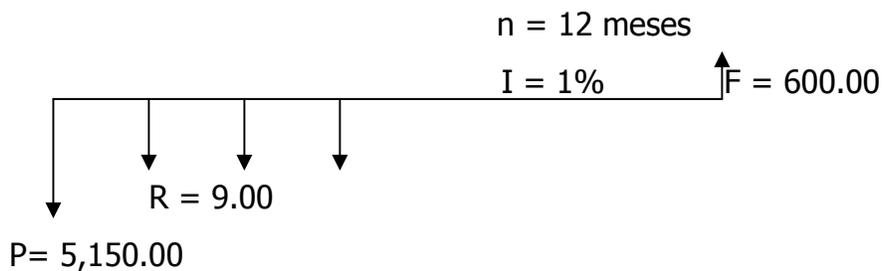
tendrá el mismo costo que actualmente tiene.

- Actualización del software promedio para cada medidor Q 200
- Recuperación: Q 600.00

$$\text{Total gato inicial} = -4,000.00 - 200.00 - 150.00 - 600.00 - 200.00 = - 5,150.00$$

$$\text{Total rentas al año} = - 9.00$$

$$\text{Salvamento} = 700.00$$



Entonces tenemos que el valor presente neto es:

$$\text{VPN} = -5,150.00 - 9.00(11.2550) + 600.00/1.12682503$$

$$\text{VPN} = -5,150.00 - 101.29 + 532.46$$

$$\text{VPN} = - 4,718.83$$

Para todo el sistema:

$$\text{VPN} = - 4,718.83 \times 850 = - \mathbf{4,011,002.24}$$

4.2.5. Implementación del sistema en líneas de transmisión.

Esta parece ser la tecnología del futuro para la lectura de medidores de energía eléctrica no solo para los medidores instalados en industrias o sub-estaciones eléctricas sino que también domiciliarias y comerciales.

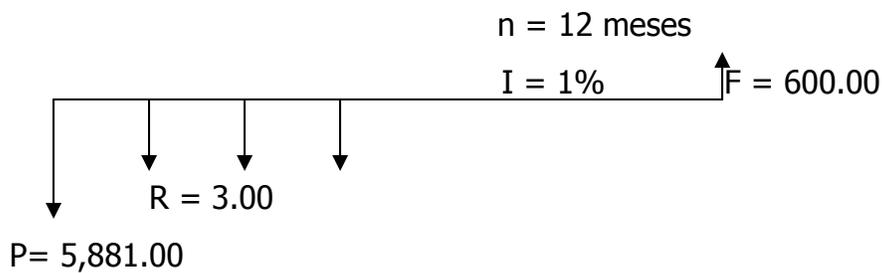
Este método implica instalarle a cada medidor un dispositivo de comunicación o MODEM PLC para que su comunicación entre por la línea y un recolector en cada subestación dicho recolector se interrogará por cualquiera de los medios existentes de comunicación en las subestaciones.

- Modems PLC por medidor Q 1000.00
- Recolector, asumiendo que sea 30 recolectores a un costo de Q 90,000
Para los 30 sería 2,700,000 promedio para cada medidor: Q 3,375.00
- Gasto inicial por comunicación al colector Q 106.00
- Renta promedio para los 30 puntos en comunicación Q 3.00
- Accesorios varios: Q 150.00
- Mano de obra: Q 1000.00
- El costo de mantenimiento no lo tomaremos en cuenta ya que este tendrá el mismo costo que actualmente tiene.
- Actualización del software promedio para cada medidor Q 250.00
- Recuperación: Q 600.00

$$\text{Total gato inicial} = -1,000.00 - 3,375.00 - 106.00 - 150.00 - 1,000.00 - 250.00 \\ = - 5,881.00$$

$$\text{Total rentas al mes} = - 3.00$$

$$\text{Salvamento} = 600.00$$



Entonces tenemos que el valor presente neto es:

$$\text{VPN} = -5,881.00 - 3.00(11.2550) + 600.00/1.12682503$$

$$\text{VPN} = -5,881.00 - 33.76 + 532.46$$

$$\text{VPN} = - 6,379.70$$

Para todo el sistema:

$$\text{VPN} = - 6,379.70 \times 850 = - \mathbf{4,574,951.34}$$

4.2.6. Implementación del sistema con fibra óptica o cobre.

Este es uno de los medios de transmisión para los datos de los medidores más rápido y efectivo.

El construir una red de este tipo solamente para la interrogación de los medidores es demasiado costoso, lo mejor es rentar los espacios con alguna empresa que ya tenga toda una red.

No es necesario hacer ningún cambio de medidor ya que los actuales tiene su puerto de comunicación directo RS-232 para este caso, en donde si habrá que hacer cambios es en el programa de lectura masiva de medidores y comprar una actualización que soporte esta tecnología.

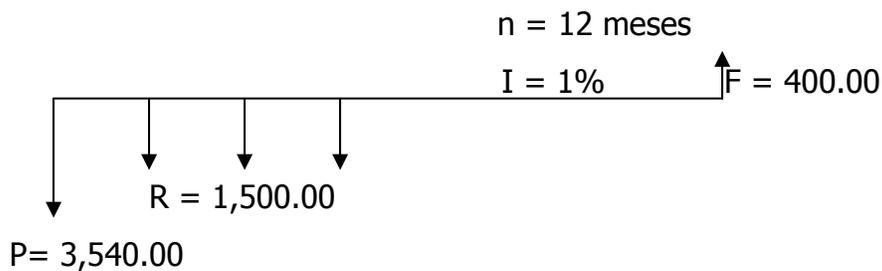
- Instalación del equipo hasta el medidor: Q 2,500.00
- Renta mensual por espacio en fibra óptica: Q 1,500.00
- Actualización del software y hardware para interrogación masiva de medidores: proporcional a un medidor: Q 200.00
- Mano de obra: Q 600.00

- El costo de mantenimiento no lo tomaremos en cuenta ya que este tendrá el mismo costo que actualmente tiene.
- Accesorios varios: Q 150.00
- Recuperación: Q 400.00

$$\text{Total gato inicial} = -2,500.00 - 200.00 - 600.00 - 150.00 = 3,450.00$$

$$\text{Total rentas al mes} = -1,500.00$$

$$\text{Salvamento} = 400.00$$



Entonces tenemos que el valor presente neto es:

$$\text{VPN} = -3,450.00 - 1,500.00(11.2550) + 400.00/1.12682503$$

$$\text{VPN} = -3,450.00 - 16,882.61 + 354.97$$

$$\text{VPN} = -19,977.63$$

Para todo el sistema:

$$\text{VPN} = -19,977.63 \times 850 = -16,980,991.04$$

4.2.7. Implementación del sistema con enlace satelital.

Este medio de comunicación se realizará de una manera muy parecida que al de fibra óptica. Adicionalmente a eso hay que hacer un contrato con alguna empresa que brinde el servicio de enlazar el medidor satelitelmente, instalando

un equipo y una antena en el medidor.

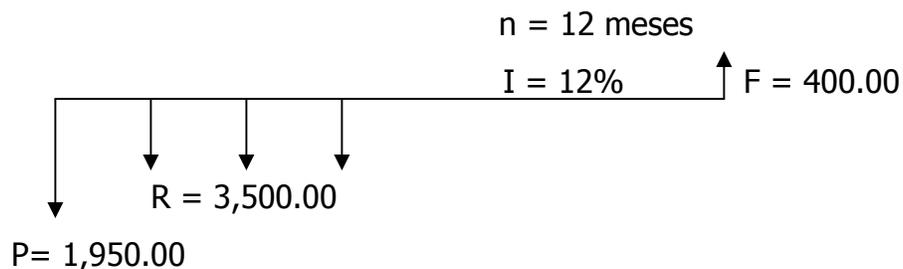
De todas manera hay que hacer algún contrato con alguna empresa que baje la información y la envíe vía fibra óptica como el sistema del inciso 4.6.

- Instalación del equipo hasta el medidor: Q 1,000.00
- Renta mensual por el espacio a satélite: Q 2,000.00
- Renta mensual por espacio en fibra óptica: Q 1,500.00
- Actualización del software y hardware para interrogación masiva de medidores: proporcional a un medidor: Q 200.00
- Mano de obra: Q 600.00
- El costo de mantenimiento no lo tomaremos en cuenta ya que este tendrá el mismo costo que actualmente tiene.
- Accesorios varios: Q 150.00
- Recuperación: Q 400.00

Total gato inicial = - 1,000.00 - 200.00 - 600.00 - 150.00 = 1,950.00

Total rentas al mes = - 2,000.00 - 1,500.00 = 3,500.00

Salvamento = 400.00



Entonces tenemos que el valor presente neto es:

$$\text{VPN} = -1,950.00 - 3,500(11.2550) + 400.00/1.12682503$$

$$\text{VPN} = -1,950.00 - 39,392.77 + 354.97$$

$$\text{VPN} = - 40,987.79$$

Para todo el sistema:

$$\text{VPN} = - 40,987.79 \times 850 = - \mathbf{34,839,622.75}$$

4.3. Resumen.

A continuación un resumen de los resultados obtenidos en los incisos anteriores de este análisis económico, el mismo se analizó para un año que es tiempo estimado en el que se puede regresar a la normalidad en caso de pérdida de comunicación con los medidores.

Tabla IX. Tabla con resumen de valores presentes netos.

No.	Sistema a implementar	Gasto Total	Beneficios	VPN Total
4.2.1	Implementación del sistema con tecnología digital GSM.	-3,486,273.98	3,769,832.91	Q 283,558.93
4.2.2	Implementación del sistema con tecnología digital GPRS	- 3,704,113.00	3,769,832.91	Q 65,719.91
4.2.3	Implementación del sistema con telefonía alámbrica	-2,210,172.63	3,769,832.91	Q 1,559,660.28
4.2.4	Implementación del sistema con radio frecuencia.	-4,011,002.24	3,769,832.91	-Q 241,169.33
4.2.5	Implementación del sistema en líneas de transmisión	-4,574,951.34	3,769,832.91	-Q 805,118.43
4.2.6	Implementación del sistema con fibra óptica o cobre	-16,980,991.04	3,769,832.91	-Q 13,211,158.13
4.2.7	Implementación del sistema con enlace satelital	-34,839,622.75	3,769,832.91	-Q 31,069,789.84

CONCLUSIONES

1. La información que pueden almacenar los medidores multifunción existentes puede ser utilizadas por las áreas responsables de la calidad del servicio, planificación, balance de energía, etc. para hacer estudios y análisis de las redes de energía eléctrica a corto, mediano y largo plazo; así como para evaluar la eficiencia y calidad de la energía que se transporta en la misma.
2. El monitoreo constante y la habilitación de alarmas y avisos en los medidores multifunción serán una herramienta de gran ayuda para hacer más eficiente un programa de mantenimiento preventivo y también para corregir fallas en el menor tiempo posible.
3. Los medidores multifunción se adaptan a la mayoría de medios de comunicación existentes en Guatemala: Celular GSM y GPRS, líneas telefónicas directas, radio frecuencia (no para todos los casos), redes de distribución eléctricas de mediana y baja tensión, fibra óptica y enlace satelital.
4. Un cambio oportuno en los medios de comunicación utilizados actualmente (sistemas celular análogos) puede evitar la falta de comunicación total o parcial de todo un sistema, sistema que para activarlo nuevamente con un medio de comunicación existente y moderno en Guatemala llevaría por lo menos un año.

5. Para hacer este cambio de comunicación la tecnología que mejor se adapta a los medidores multifunción por economía y confiabilidad es la línea alámbrica, pero tiene la dificultad que está limitada por la red alámbrica de los operadores, no en todos los puntos de medición hay disponibilidad de la red.
6. El segundo medio de comunicación que económicamente es más factible e igual de fiable que el primero es el celular GSM el cual tiene cobertura en casi todos los puntos de medición y hay disponibilidad.
7. La migración a otro medio de comunicación es de carácter obligatorio por lo que se propone que la migración del sistema existente se realice a dos medios de comunicación: líneas telefónicas directas y líneas celulares GSM.
8. Para una futura migración no habrá que perder de vista los sistemas que están en crecimiento para la transmisión de datos: GPRS por la velocidad de transmisión, radio frecuencia por su flexibilidad ya que no depende de un operador y PLC en líneas de distribución por que garantiza la cobertura a cada cliente o punto de medida sobre la misma red del distribuidor de energía eléctrica.
9. Así mismo, no hay que perder de vista que estos medios de comunicación permitirán en un futuro, que no solo los medidores multifunción para grandes usuarios y puntos de compra de energía se puedan interrogar a distancia, si no que todos los usuarios: domiciliarios, comerciales y edificios, lo cual permitirá hacer estudios más completos como los mencionados en el inciso 1 y 2 así como la comunicación con

cada medidor para hacer acciones de corte y reconexiones, cambios de tarifas, etc.

RECOMENDACIONES

1. Migrar a otros medios de comunicación como: líneas telefónicas directas y plantas celulares digitales GSM.
2. Habilitar avisos y alarmas que hagan saber a los operadores del sistema que hay problemas en la medición en el instante para poder hacer planes de mantenimiento a corto plazo o actuar en el menor tiempo posible para la solución de problemas.
3. Explotar al máximo los parámetros eléctricos en el perfil de carga de los medidores multifunción para que sean de mucha utilidad en los diversos análisis de una red eléctrica.
4. Posterior a la migración, es necesario continuar con los estudios de los próximos medios de comunicación y medidores multifunción para la futura migración a otro u otros sistemas ya que la tecnología cambia constantemente y los medios de comunicación y medidores multifunción se perfilan con mejores propiedades para la mejor administración de las mediciones y de las redes de distribución de energía eléctrica.

BIBLIOGRAFÍAS

1. **ABB**, Introducción a los medidores. Tutorial de medidores, abril 2006.
2. **ABB**, Medidores electromecánicos. Tutorial de medidores, abril 2006.
3. **ABB**, Medidores electrónicos. Tutorial de medidores, abril 2006.
4. **ABB**, Sistemas AMR. Tutorial de medidores, abril 2006.
5. **BOCA URBINA, Gabriel**. Evaluación de proyectos, 4ta. Edición, México: McGraw-Hill/interamericana editores, S.A. de C.V. 2002.
6. **GE**. Manual de medidores monofásicos y polifásicos.
7. **GE**, Kv2. Medidor multifunción, Bidireccional. Presentación Ver. 3
8. **LANDIS + GYR**. MAXSYS, 2510 Medidores electrónicos multifunción. Manual Rev. 2.00
9. **LANDIS + GYR**. S4/S4e Medidores de estado sólido. Manual Re. 5
10. **NEXUX**, 1262/1272. Manual Nexos, ver. 1.02, Febrero 2005
11. **NORMAS DEL MERCADO DE MAYORISTAS NCC-14**. Resolución número 307-02

12. www.noticialdot.com/index.thp. PLC, martes 23 septiembre 2003
13. www.noticiasdot.com. Que es y como funciona la tecnología de internet por red eléctrica. Editado por Angel Cortéz.
14. www.monografias.com/tecnologías. Tecnologías CDMA, GSM,GPRS. Marzo 2003.
15. www.tuveras.com. El transformador.
16. www.wikipedia.com. Sistema telefónico móvil avanzado. Modificada por última vez a las 20:11 del 25 de abril del 2006.
17. **VAN, Valkenburg**. Análisis de redes, 3ª. Edición, México: Editorial Limisa, S.A. de C.V. 1996