

12
2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
CAMPUS ARAGÓN

Trabajo de Investigación

**SISTEMAS DE MEDICION DE
ENERGIA ELECTRICA**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO
E L E C T R I C O
P R E S E N T A N:

**ANGEL BUSTOS FELICIANO
EFREN NAVA SALGADO**

ASESOR: ING. J.J. RAMON MEJIA ROLDAN

MEXICO

1998

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

257786



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
CAMPUS ARAGÓN

UNIDAD ACADÉMICA

Ing. RAÚL BARRÓN VERA
Jefe de la Carrera de Ingeniería
Mecánica Eléctrica,
Presente.

En atención a la solicitud de fecha 20 de octubre del año en curso, por la que se comunica que los alumnos EFREN NAVA SALGADO y ÁNGEL BUSTOS FELICIANO, de la carrera de Ingeniero Mecánico Electricista, han concluido su trabajo de investigación intitulado "SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA", y como el mismo ha sido revisado y aprobado por usted, se autoriza su impresión; así como la iniciación de los trámites correspondientes para la celebración del Examen Profesional.

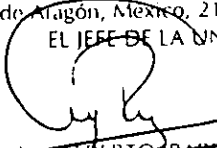
Sin otro particular, reitero a usted las seguridades de mi atenta consideración.

ATENTAMENTE

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"

San Juan de Aragón, México, 21 de octubre de 1997

EL JEFE DE LA UNIDAD


LIC. ALBERTO BARRA ROSAS

c c p Asesor de Tesis

c c p Interesado.

AIR/lla.

hsh



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGÓN
DIRECCIÓN

ÁNGEL BUSTOS FELICIANO
PRESENTE.

En contestación a la solicitud de fecha 4 de abril del año en curso, presentada por Efrén Nava Salgado y usted, relativa a la autorización que se les debe conceder para que el señor profesor, Ing. JOSÉ JUAN RAMÓN MEJÍA ROLDAN pueda dirigirles el trabajo de Tesis denominado, "SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA", con fundamento en el punto 6 y siguientes, del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobada su solicitud.

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"
San Juan de Aragón, México., 16 de abril de 1997
EL DIRECTOR


M en I CLAUDIO C. MERRIFIELD CASTRO



c c p Jefe de la Unidad Académica.
c c p Jefatura de Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
c c p Asesor de Tesis.



CCMC'AIR'lla.



INSTITUTO NACIONAL
DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGÓN

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGÓN
DIRECCIÓN

EFREN NAVA SALGADO
PRESENTE.

En contestación a la solicitud de fecha 4 de abril del año en curso, presentada por Ángel Bustos Feliciano y usted, relativa a la autorización que se les debe conceder para que el señor profesor, Ing. JOSÉ JUAN RAMÓN MEJÍA ROLDAN pueda dirigirles el trabajo de Tesis denominado, "SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA", con fundamento en el punto 6 y siguientes, del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobada su solicitud.

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"
San Juan de Aragón, México., 16 de abril de 1997
EL DIRECTOR


M en T CLAUDIO C. MERRIFIELD CASTRO




c c p Jefe de la Unidad Académica.
c c p Jefatura de Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
c c p Asesor de Tesis.

CCMC'AIR/IIa.

*A nuestra escuela:
En la que con esfuerzo y entusiasmo
realizamos nuestro objetivo final con ella.*

*A nuestros profesores:
Que con sus enseñanzas logramos
concluir la carrera profesional.*

*A nuestro asesor:
Ing. J. J. Ramón Mejía Roldán
Quien nos guió para el logro
de la presente tesis profesional.*

*Y en memoria del Ing. Juan Méndez Moreno
(finado).*

*Con todo mi cariño dedico
este trabajo a mis padres:
Eduardo Bustos López
Trinidad Feliciano de Bustos
Ya que gracias a su amor y confianza
hicieron posible la realización de esta meta
y quienes son para mí un símbolo
de lucha y ejemplo.*

*A todos y cada uno de mis hermanos:
Rodolfo Mónica Elba
Sergio Eduardo David
Alma y Gabriel
Quienes en todo momento de mi vida me
han brindado su apoyo y cariño.*

*A a la memoria de mis abuelitas:
Mamá Esperancita
Mamá Juanita
Quienes llenaron de cariño y ternura
mi infancia.*

A mi novia:

Erika

*Te doy las gracias por darme tu amor
y confianza en los tiempos difíciles y por estar
junto a mí entendiéndome y apoyándome.
Por ser una persona que vale mucho y hacer
de cada momento el más feliz de mi vida.*

*A mis padres:
Efrén Nava Román
Alicia Salgado Sánchez
Por darme la existencia y
poner su esperanza en mí.*

*A todos y cada uno de mis hermanos:
Giovana Martín Osvaldo
Felipe Liliana Alicia
Hugo y Víctor
A quienes quiero y esperan mucho de mí.*

*A a la memoria de mi amigo:
Ariel Dorantes Flores
Quien compartió momentos
felices de mi infancia.*

ÍNDICE

	<i>página</i>
Introducción.	1
 CAPÍTULO 1. ASPECTOS GENERALES DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y SUS TARIFAS.	
1.1	Tensión de suministro . 4
1.1.2	Tensión aplicable a cada tarifa. 4
1.1.3	Criterios a aplicar. 5
1.2	Subestaciones compartidas. 7
1.2.1	Subestaciones compactas. Descripción de componentes. 7
1.2.2	Gabinete de medición. 9
1.2.3	Gabinete con cuchillas de paso. 9
1.2.3	Gabinete de cuchillas de paso y pruebas. 10
1.2.5	Gabinete de cortacircuitos, fusibles y apartarrazos. 11
1.2.6	Gabinete de acoplamiento a transformador. 13
1.2.7	Gabinetes auxiliares. 13
1.2.8	Arreglos básicos en subestaciones com pactas. 15
1.3	Conceptos básicos que intervienen en la aplicación de las tarifas de energía eléctrica. 25
1.3.1	Tarifas de energía eléctrica. 25
1.3.2	Clasificación de las tarifas de energía eléctrica. 28
1.4	Concurrencia de tarifas. 29
1.5	Carga. 31
1.5.1	Carga total conectada. 31
1.5.2	Reglas para determinar la carga total conectada. 31

1.5.3	Demanda.	33
1.5.4	Tipos de demanda.	33
1.6	Medición de los servicios.	35
1.6.1	Conceptos a medir para efectos de facturación.	35
1.6.2	Cargo o bonificación del 2% por medición en el lado secundario o primario del transformador.	36
1.6.3	Estimación de consumo.	36
1.6.4	Estimación de demandas.	37
1.7	Lecturas.	39
1.7.1	Toma de lecturas.	39
1.7.2	Excepción en el periodo de toma de lecturas.	39
1.8	Factor de potencia.	39
1.8.1	Cargo por factor de potencia menor a 90%.	40
1.8.2	Bonificación por factor de potencia igual o superior a 90%.	40
1.8.3	Criterios a aplicar.	41
1.9	Facturación.	42
1.9.1	Determinación de la demanda y consumo por sub-periodos.	42
1.9.2	Cálculo de la facturación.	43
1.9.3	Consideraciones por fracciones.	43
1.9.4	Mínimo mensual.	44
1.9.5	Conceptos que integran la facturación.	44

CAPÍTULO 2. EQUIPOS DE MEDICIÓN.

2.1	Potencias eléctricas.	46
2.2	Medición de potencias en corriente continua y alterna monofásica.	48
2.3	Medición de potencias en corriente trifásica.	52
2.4	Medición de potencias reactivas en corriente trifásica.	63
2.5	Medidores de energía eléctrica.	64
2.6	Medidores de consumo.	64
2.6.1	Medidores de demanda máxima.	72

2.7	Medidores de factor de potencia.	84
2.7.1	Métodos para el cálculo del factor de potencia.	87
2.7.2	Efectos del bajo factor de potencia.	89
2.7.3	Efectos del bajo factor de potencia sobre la corriente.	90
2.7.4	Como mejorar el rendimiento en los sistemas trifásicos.	90
2.7.5	Corrección del factor de potencia.	91
2.7.6	Elección del capacitor adecuado para corregir el factor de potencia.	95
2.8	Medidores digitales multifunción.	100
2.8.1	Transformadores de instrumento.	102

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE ERRORES Y FALLAS.

3.1	Algunos errores en la medición.	108
3.1.1	Multiplicadores de lecturas mal calculados.	108
3.1.2	Selección incorrecta del equipo de medición.	110
3.1.3	Conexión incorrecta de medidores.	111
3.1.4	Conexiones incorrectas de medidores autocontenidos.	112
3.2	Errores en la facturación.	118
3.2.1	Multiplicador de lectura mal aplicado.	118
3.2.2	Aplicación incorrecta del 2%.	118
3.2.3	Factor de potencia.	119
3.2.4	Lectura mal tomada.	120
3.2.5	Servicio directo.	121
3.3	Fallas en los equipos de medición.	122
3.3.1	Fallas en los medidores.	122
3.3.2	Fallas de los transformadores de instrumento.	125
3.3.3	Fallas de los conductores.	126

CAPÍTULO 4. MÉTODOS PARA EL AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

4.1	El factor de potencia.	127
4.2	Inconvenientes de un bajo factor de potencia.	132
4.3	Métodos de corrección del factor de potencia.	136
4.4	Motores.	138
4.5	Eficiencia en un motor.	138
4.6	Importancia de las reparaciones en los motores eléctricos.	140
4.7	Motores de alta eficiencia.	142
4.8	Iluminación.	145
4.9	Sistemas de aire acondicionado.	148
4.1.0	Administración de la demanda.	150
4.1.1	Ejemplo de un proyecto de ahorro de energía eléctrica.	151
4.1.2	Generación de energía eléctrica.	156

CAPÍTULO 5. INSPECCIÓN A UN EQUIPO DE MEDICIÓN.

5.1	Inspección a un equipo de medición.	158
-----	-------------------------------------	-----

CONCLUSIONES.	177
----------------------	-----

APÉNDICE.	180
------------------	-----

BIBLIOGRAFÍA.	
----------------------	--

INTRODUCCIÓN

La demanda de energía eléctrica que el país necesita para continuar con su desarrollo económico y social debido a que nuestra nación está en constante crecimiento y que el consumo de esta energía tiene un impacto directo sobre las actividades productivas, se requiere que los sistemas de distribución a los consumidores se adecúen a estas necesidades actuales y que exista confiabilidad en la **medición** así como la correcta aplicación de las **tarifas** y **facturación** de esta energía eléctrica.

A medida que aumenta el número de municipios, pobladores y por ende usuarios atendidos por Luz y Fuerza del Centro (LyFC), se ha hecho necesario incrementar la capacidad de generación, transmisión, distribución y **comercialización** de la energía eléctrica, los sistemas eléctricos usados para el suministro de esta energía con carácter de servicio público, deben estar planeados en forma tal que cuenten con programas de operación y mantenimiento adecuados para lograr en su servicio un carácter uniforme que esté de acuerdo con el carácter permanente de la demanda.

En Luz y Fuerza se operan diversos sistemas con sus respectivos voltajes, los cuales se detallan en este trabajo, estos voltajes son suministrados a los usuarios de acuerdo a sus requerimientos.

Para poder cuantificar los consumos de esta energía y elaborar infraestructuras adecuadas es indispensable efectuar una correcta medición, logrando uniformidad y facilidad en la interpretación y aplicación de las tarifas en vigor y sus disposiciones complementarias, señalando los criterios que invariablemente deben observarse y que se complementan con los procedimientos comerciales establecidos ya que todo esto repercutirá directamente en los usuarios pues la finalidad es cobrarles su consumo real.

De algún modo este trabajo presenta las alternativas que permitan mejorar los sistemas de medición de la energía para poder efectuar una correcta facturación a cada uno de los usuarios y con ello detectar a los que tienen el servicio y no cubren adecuadamente sus consumos ocasionando con esto pérdidas a la empresa.

Las mediciones realizadas pueden ser en alta o baja tensión (A.T. ó B.T.) de acuerdo a las características del equipo y tratando siempre de optimizar los costos del equipo.

Este trabajo es el producto de la observación de los sistemas de medición y del análisis de las reclamaciones de los usuarios que se ha desarrollado durante un período que abarca varios años. En este trabajo se tratan problemas que se dan en los usuarios de energía eléctrica; de tipo doméstico, comerciales e industriales; dejándose a un lado aquellos que tienen instalaciones de tipo especial como las instalaciones de totalizadoras o pulsos, las que cuentan con equipo para tarifas interrumpidas con relojes de tiempo, o a control remoto (Pemex, fundidoras, empresas de servicio continuo y otras).

Así, este trabajo incluye en el primer capítulo los aspectos generales de las redes de distribución y sus tarifas, incluyendo sistemas de A.T. (elementos y funcionamiento de las subestaciones

compactas blindadas), sistemas de B.T. y las tarifas que actualmente se aplican a los consumidores para el cobro del servicio haciendo incapié en numerosos aspectos y disposiciones que rige la actual Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica y su reglamento en vigor.

En el capítulo dos se ven los equipos que más comúnmente son utilizados para medir el consumo en kilowatts-horas (KWH), en kilovolts-ampere reactivos-hora (KVARH) y la demanda en KW, incluyendo además, la definición y aplicaciones en estos equipos de los transformadores de instrumento, TC's y TP's, pasando posteriormente al análisis de errores y fallas en el capítulo tres.

En el capítulo cuatro se analiza la importancia del ahorro de la energía eléctrica y los métodos para optimizarla, incluyendo un ejemplo de un proyecto de ahorro de energía eléctrica, verificando posteriormente el funcionamiento de un equipo de medición por medio de una inspección en el capítulo 5 y concluyendo con un apéndice que incluye diversos formatos que se usan para la medición y la facturación del consumo de la energía eléctrica.

**SUBESTACIÓN CON CUCHILLAS DE PASO, 2 ½ SECCIONES
Y ACOPLAMIENTO A TRANSFORMADOR.**

DIMENSIONES SUBESTACIÓN INTERIOR

TENSIÓN KV	MEDICIÓN			CUCHILLAS DE PRUEBA				CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO				
	A1	B	C	D	A2	B	C	D	A3	B	C	D	A4	B	C	D
7.5	1000	1200	2100	250	700	1200	2100	180	1000	1200	2100	325	300	1200	2100	150
15	1000	1200	2100	250	700	1200	2100	180	1000	1200	2100	325	450	1200	2100	175
23	2000	2000	2600	325	700	2000	2600	230	1200	2000	2600	425	550	2000	2600	200
34	1800	2000	3000	425	1000	2000	3000	490	1650	2000	3000	550	800	2000	3000	260

Tabla 1.3

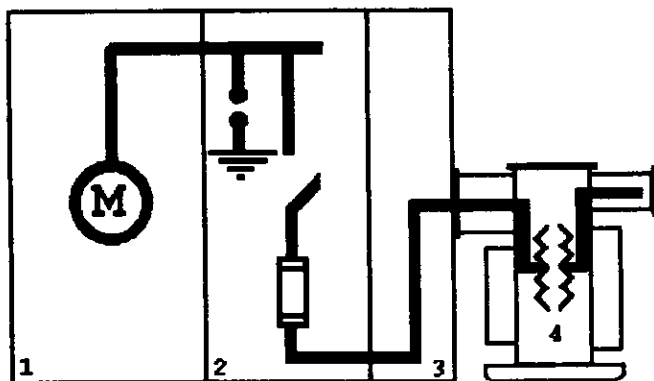
*Cantidades expresadas en milímetros.

DIMENSIONES SUBESTACIÓN INTEMPERIE

TENSIÓN KV	MEDICIÓN			CUCHILLAS DE PRUEBA				CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO				
	A1	B	C	D	A2	B	C	D	A3	B	C	D	A4	B	C	D
7.5	1000	1300	2200	275	700	1300	2200	190	1000	1300	2200	350	300	1300	2200	160
15	1000	1300	2200	275	700	1300	2200	190	1000	1300	2200	350	450	1300	2200	180
23	2000	2000	2730	360	700	2000	2730	210	1200	2000	2730	460	550	2000	2730	225
34	1800	2000	3130	460	1000	2000	3130	300	1650	2000	3130	590	800	2000	3130	280

Tabla 1.4

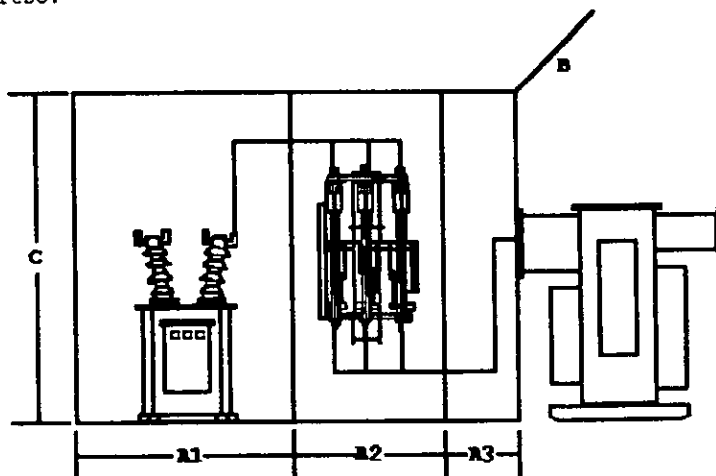
III) SUBESTACIÓN SIN CUCHILLAS, 2 SECCIONES Y ACOPLAMIENTO A TRANSFORMADOR.



1. Sección de medición.
2. Sección de cortacircuitos.
3. Sección de acoplamiento.
4. Transformador.

* Subestación dibujada en posición izquierda-derecha.

- A. 1-2-3 frente.
- B. Fondo.
- C. Altura.
- D. Peso.



**SUBESTACIÓN SIN CUCHILLAS, 2 SECCIONES
Y ACOPLAMIENTO A TRANSFORMADOR.**

DIMENSIONES SUBESTACIÓN INTERIOR

TENSION KV	MEDICION				CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO			
	A1	B	C	D	A2	B	C	D	A3	B	C	D
7.5	1000	1200	2100	250	1000	1200	2100	325	1000	1200	2100	150
15	1000	1200	2100	250	1000	1200	2100	325	1000	1200	2100	175
23	2000	2000	2600	325	1250	2000	2600	425	1200	2000	2600	200
34	1800	2000	3000	425	1650	2000	3000	550	1650	2000	3000	260

Tabla 1.5

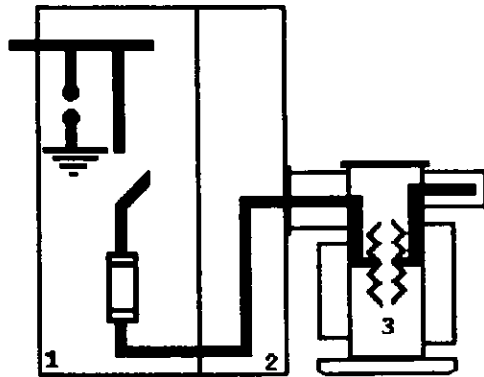
*Cantidades expresadas en milímetros.

DIMENSIONES SUBESTACIÓN INTEMPERIE

TENSION KV	MEDICION				CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO			
	A1	B	C	D	A2	B	C	D	A3	B	C	D
7.5	1000	1300	2200	275	1000	1300	2200	350	300	1300	2200	160
15	1000	1300	2200	275	1000	1300	2200	350	450	1300	2200	180
23	2000	2000	2730	360	1200	2000	2730	460	550	2000	2730	225
34	1800	2000	3130	460	1650	2000	3130	590	800	2000	3130	280

Tabla 1.6

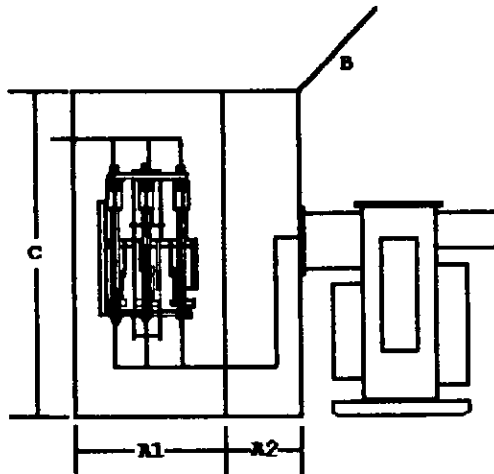
IV) GABINETE CON CORTACIRCUITO Y ACOPLAMIENTO A TRANSFORMADOR.



1. Sección de cortacircuitos.
2. Sección de acoplamiento.
3. Transformador.

* Subestación dibujada en posición izquierda-derecha.

- A. 1-2 Frente.
- B. Fondo.
- C. Altura
- D. Peso



**GABINETE CON CORTACIRCUITOS
Y ACOPLAMIENTO A TRANSFORMADOR.**

DIMENSIONES SUBESTACIÓN INTERIOR

TENSION		CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO			
KV	A1	B	C	D	A	B	C	D	
5	1000	1200	2100	325	300	1200	2100	150	
15	1000	1200	2100	325	450	1200	2100	175	
23	1200	2000	2600	425	550	2000	2600	200	
34	1650	2000	3000	550	800	2000	3000	260	

Tabla 1.7

*Cantidades expresadas en milímetros.

DIMENSIONES SUBESTACIÓN INTEMPERIE

TENSION		CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO			
KV	A1	B	C	D	A	B	C	D	
5	1000	1300	2100	350	300	1300	2200	160	
15	1000	1300	2200	350	450	1300	2200	180	
23	1200	2200	2730	460	550	2220	2730	225	
34	1650	2000	3130	590	800	2220	3130	280	

Tabla 1.8

**TABLA PARA SELECCIONAR FUSIBLES PARA UNA ADECUADA PROTECCION
DEL TRANSFORMADOR DE ACUERDO A SU VOLTAJE Y CAPACIDAD.**

TENSION DE SERVICIO KV	CAPACIDAD TRANSFORMADORA KVA											
	75	112.5	150	225	300	500	750	1000	1500	2000	2500	3000
	INTENSIDAD NOMINAL DE LOS FUSIBLES EN AMPERES											
2.4	40	63	100	160	160	250	-	-	-	-	-	-
4.16	25	40	40	63	100	160	200	315	-	-	-	-
6/7.2	16	25	40	40	63	100	160	200	315	-	-	-
13.8	10	10	16	25	25	40	63	100	125	160	200	-
20/23	6	6	10	16	16	25	40	63	100	125	160	160
34.5	-	6	6	10	16	25	40	40	63	-	-	-

Tabla 1.9

FÓRMULAS ELÉCTRICAS

	CORRIENTE CONTINUA		CORRIENTE ALTERNA	
	UNA FASE	2 FASES * 4 HILOS	3 FASES	
AMPERES conociendo HP	$\frac{HP \times 746}{E \times N}$	$\frac{HP \times 746}{2 \times E \times N \times f.p.}$	$\frac{HP \times 746}{1.73 \times E \times N \times f.p.}$	
AMPERES conociendo KW	$\frac{KW \times 1000}{E}$	$\frac{KW \times 1000}{2 \times E \times f.p.}$	$\frac{KW \times 1000}{1.73 \times E \times f.p.}$	
AMPERES conociendo KVA	$\frac{KVA \times 1000}{E}$	$\frac{KVA \times 1000}{2E}$	$\frac{KVA \times 1000}{1.73 \times E}$	
KW	$\frac{1 \times E \times I}{1000}$	$\frac{1 \times E \times I.p. \times 2}{1000}$	$\frac{1 \times E \times I.p. \times 1.73}{1000}$	
KVA	$\frac{1 \times E}{1000}$	$\frac{1 \times E \times 2}{1000}$	$\frac{1 \times E \times 1.73}{1000}$	
POTENCIA en la flecha HP	$\frac{1 \times E \times N}{746}$	$\frac{1 \times E \times 2 \times N \times f.p.}{746}$	$\frac{1 \times E \times 1.73 \times N \times f.p.}{746}$	
Factor de Potencia	Unitario	$\frac{W}{E \times I}$	$\frac{W}{1.73 \times E \times I}$	

I = Corriente en amperes.

E = Tensión en volts.

N = Eficiencia expresada en %

HP = Potencia en Horse Power

R.P.M. = $f \times 120$

P

f.p. = Factor de potencia.

KW = Kilowatts.

KVA = Kilovoltamperes

W = Potencia en watts.

R.P.M. = Revoluciones por minuto.

f = Frecuencia.

p = Número de polos.

*Para sistemas de 2 fases, 3 hilos, la corriente en el conductor común es 1.41 veces mayor que en cualquiera de los otros conductores.

Tabla 1.10

AMPERES POR TERMINALES EN TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

KVA	220 V	440 V	550 V	2400 V	4160 V	13,200 V
1.5	3.94	1.97	1.58	-	-	-
3	7.88	3.94	3.15	0.72	0.42	0.13
5	13.13	6.56	2.25	1.20	0.69	0.22
7.5	19.70	9.85	7.88	1.81	1.04	0.33
10	26.27	13.13	10.50	2.41	1.39	0.44
15	39.41	19.70	15.75	3.61	2.08	0.66
25	65.68	32.84	26.27	6.02	3.47	1.09
37.5	98.53	49.26	39.40	9.03	5.21	1.64
50	131.37	65.68	52.55	12.04	6.95	2.19
75	197.06	98.53	78.82	18.06	10.42	3.28
100	262.74	131.37	105.10	24.08	13.89	4.38
150	394.11	197.06	157.65	36.13	20.84	6.57
200	525.49	262.74	210.19	48.17	27.80	8.76
300	788.23	394.11	315.29	72.25	41.68	13.13
400	1050.97	525.49	420.39	96.34	55.58	17.52
500	1313.72	656.86	525.49	120.42	69.47	21.90
750	1070.57	985.29	788.23	180.64	104.21	32.84
1000	2627.43	1313.72	1050.97	240.84	138.95	43.79

** Para transformadores monofásicos multiplíquense los valores trifásicos por 1.73
Ejemplo: Un transformador monofásico de 5 KVA $13.13 \times 1.73 = 22.7$ amp. a 220 Volts.

Tabla 1.11

1.3 CONCEPTOS BÁSICOS QUE INTERVIENEN EN LA APLICACIÓN DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

1.3.1 TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Definición.

Las tarifas de energía eléctrica son las disposiciones específicas, que contienen las cuotas y condiciones que rigen para los suministros de energía eléctrica agrupados en cada clase de servicio.

Las tarifas se identifican oficialmente por su número y/o letra(s). Para la contratación y demás propósitos internos, las tarifas se denominarán invariablemente de acuerdo con su identificación, solamente en los casos en que sea preciso complementar la denominación, adelante de su identificación se escribirá el título de la respectiva tarifa, tal como a continuación se detallan:

IDENTIFICACIÓN

TÍTULO

1	Servicio doméstico.
1A	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados.
1B	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 28 grados centígrados.
1C	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados.
1D	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados.

1E

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados.

Todas las tarifas anteriores se aplicarán a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

IDENTIFICACIÓN

TÍTULO

9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión.
9M	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión.

Estas tarifas se aplicarán exclusivamente a los servicios en baja y media tensión respectivamente, que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

IDENTIFICACIÓN

TÍTULO

2	Servicio general hasta 25 KW de demanda.
3	Servicio general para más de 25 KW demanda.
5	Servicio para alumbrado público (aplicable en zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guajajara).
5A	Servicio para alumbrado público (a-

	plicable a todo el país excepto las zonas descritas en la tarifa anterior).
6	Servicio para bombeo de agua potable o negras de servicio público.
7	Servicio temporal.
O-M	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 1,000 KW.
H-M	Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 1,000 KW o más.
H-S	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión.
H-T	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión.
H-SL	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión para larga utilización.
H-TL	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión para larga utilización.
I-15	Tarifa para servicio interrumpible.
I-30	Tarifa para servicio interrumpible.
HM-R	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión.
HM-RF	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en media tensión.
HM-RM	Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión.
HS-R	Tarifa horaria para servicio de ---

	respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión nivel subtransmisión.
HS-RF	Tarifa horaria para servicio de --- respaldo para falla en alta tensión nivel subtransmisión.
HS-RM	Tarifa horaria para servicio de --- respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión.
HT-R	Tarifa horaria para servicio de --- respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión.
HT-RF	Tarifa horaria para servicio de --- respaldo para falla en alta tensión nivel transmisión.
HT-RM	Tarifa horaria para servicio de --- respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión.

1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

De acuerdo a su aplicación las tarifas se clasifican en:

Específicas. Son aquellas que se aplican a los suministros de energía eléctrica utilizados para los propósitos que las mismas señalan. A este grupo corresponden las siguientes: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 5, 5A, 6, 9 y 9A.

Usos generales. Son aquellas aplicables a cualquier servicio eléctrico, exceptuando los específicos antes señalados, salvo el caso de tarifa 6 a cuyo uso puede aplicarse la tarifa de uso general que corresponda a las condiciones de suministro. Este grupo comprende a las tarifas restantes.

1.4 CONCURRENCIA DE TARIFAS.

Es concurrencia de tarifas cuando el usuario destine la energía suministrada en un solo punto de entrega a dos o más de los usos previstos en las tarifas.

Criterios a aplicar.

En términos de las disposiciones relativas al suministro de energía eléctrica en vigor, para proporcionar servicio eléctrico dentro de un mismo predio o local conforme a dos o más tarifas, deberá existir una separación física efectiva de las instalaciones y de los puntos de entrega a satisfacción del suministrador.

Se convendrá con el cliente el tiempo necesario para efectuar las modificaciones y una vez efectuadas se contratarán los servicios aplicando las tarifas que correspondan.

Mientras que el cliente efectúa la separación efectiva de sus instalaciones y puntos de entrega, podrá continuarse aplicando la tarifa en que se encuentre contratado el servicio hasta el término del plazo convenido.

En caso de que el usuario no celebre el convenio o no efectúe la separación en el plazo convenido, el suministrador aplicará la tarifa que determine la mayor facturación que corresponda a las características del servicio.

El primer párrafo de la misma disposición complementaria 10, considera la imposibilidad de separar la instalación eléctrica en un servicio donde se deban aplicar dos o más tarifas y define que en estos casos se aplicará la tarifa específica o la general que corresponda a la tensión del servicio a la que demanda y al uso principal a que se destine la energía eléctrica.

En la práctica, esta imposibilidad se presenta cuando un solo motor o aparato se utiliza para fines distintos a los especificados en la tarifa contratada, tal es el caso de una bomba contratada en tarifa 9 cuando el agua extraída es a su vez utilizada par fines de suministro de agua potable, presentándose la disyuntiva de aplicar

la tarifa 6, caso en el que podrá aplicarse la tarifa general o específica dependiendo del uso principal al que se destine la energía eléctrica.

Cuando el uso diferente al autorizado por la tarifa, se presente en condiciones tales que no sea posible alimentarlo de las líneas generales por formar parte de las propias instalaciones del cliente y ubicadas en la parte interior de su predio, se deberá medir el uso parcial diferente y deducir el consumo de la registración general del servicio aplicando las tarifas que correspondan a cada uso, tal es el caso de unidades habitacionales ubicadas en el predio de la empresa y con una red interior particular. En este caso, el servicio se amparará en un solo contrato a nombre de la entidad, pero la facturación se emitirá aplicando las cuotas al número de servicios individuales que comprenda el conjunto.

Cuando se presenten casos de solicitudes de servicio en tarifa 9A en alta tensión, en las cuales quedan comprendidos suministros domésticos, pequeñas industrias y/o granjas en el mismo predio, estos servicios se contratarán por separado, conviniendo con el solicitante conectar al secundario de su transformador particular los citados suministros que se medirán y facturarán por separado.

TARIFA	CONCURRENCIA DE TARIFAS										
	1, 1A,1B 1CY1D	2	3	5Y5A	6	7	9 9M	OM	HM	HS	HT
1, 1A, 1B 1CY1D		X	X		X		X	X	XX	X	X
2	X		X				X	X	X	X	X
3	X	X					X	X	X	X	X
5Y5A											
6	X	X	X				X	X	X	X	X
7											
9y9M	X	X	X		X			X	X	X	X
OM	X	X	X		X		X		X	X	X
HM	X	X	X		X			X		X	X
HS	X	X	X					X	X		X
HT	X	X	X		X			X	X	X	

Tabla 1.12

1.5 CARGA.

Definición.

Se define como carga a la potencia entregada en un punto dado, expresada en Watts, Kilowatts u otras unidades convenientes.

1.5.1 CARGA TOTAL CONECTADA.

Es la suma de las capacidades de las lámparas, aparatos, motores y equipos que consumen energía eléctrica, considerados individualmente por su capacidad en Watts y que se encuentren conectados al sistema del suministrador.

1.5.2 REGLAS PARA DETERMINAR LA CARGA TOTAL CONECTADA.

a) En la solicitud del suministro de la energía eléctrica, deberá quedar establecida la carga total conectada, la cual se determina en base a los datos que proporcione el futuro cliente, sirviendo para determinar la factibilidad de suministrar el servicio y para dimensionar el equipo de medición necesario.

b) En caso de existir equipo de reserva, es decir, que no pueda operar simultáneamente con el que está destinado a sustituir, no se computará como parte íntegra de la carga.

c) Para las lámparas incandescentes, se sumará la capacidad en Watts de cada una de ellas.

d) En las lámparas fluorescentes, de vapor de mercurio, de sodio, de cátodo frío y similares, se tomará su capacidad nominal más un 25% para considerar la capacidad en Watts de los aparatos auxiliares que se requieren para su funcionamiento. Este porcentaje podrá variar de acuerdo con los resultados que a solicitud del cliente obtenga el suministrador, por pruebas de capacidad de los equipos auxiliares, en cuyo caso, se podrá modificar el contrato tomando en cuenta dichos resultados.

e) En los aparatos de rayos X, máquinas soldadoras, punteadoras, etc., se tomará su capacidad nominal en voltamperes

a un factor de potencia de 90%, es decir, para obtener la potencia en Watts se multiplicará por 0.90 la capacidad en Voltamperes.

f) Tratándose de motores eléctricos, la capacidad de cada uno de ellos se tomará individualmente mediante la aplicación de la tabla que aparece en la disposición complementaria número 9, inciso a), de las tarifas para el suministro de energía eléctrica que contempla el rendimiento de los motores, misma que a continuación se detalla:

**EQUIVALENCIA DE MOTORES PARA DETERMINAR
LA CARGA CONECTADA EN WATTS**

CAPACIDAD CABALLOS DE POTENCIA	WATTS MOTORES MONOFÁSICOS	WATTS MOTORES TRIFÁSICOS	CAPACIDAD EN CABALLOS DE POTENCIA	WATTS MOTORES TRIFÁSICOS
1/20	60	-	4.50	4074
1/16	80	-	4.75	4266
1/8	150	-	5.00	4490
1/6	202	-	5.50	4945
1/5	233	-	6.00	5390
0.25	293	264	6.50	5836
0.33	395	355	7.00	6293
0.50	527	507	7.50	6577
0.67	700	668	8.00	7022
0.75	780	740	8.50	7458
1.00	993	953	9.00	7894
1.25	1236	1190	9.50	8340
1.50	1480	1418	10.00	8674
1.75	1620	1622	11.00	9535
2.00	1935	1844	12.00	10407
2.25	2168	2067	13.00	11278
2.50	2390	2290	14.00	12140
2.75	2574	2503	15.00	12860
3.00	2766	2726	16.00	13720
3.25	-	2959	20.00	16953
3.50	-	3182	25.00	21188
3.75	-	3415	30.00	24725
4.00	-	3618	40.00	32609
4.25	-	3840	50.00	40756

Para determinar la capacidad en Watts de motores con más de 50 Caballos de Potencia (H.P.), incluido el rendimiento, multiplíquense los Caballos de Potencia (H.P.) por 800.

Tabla 1.13

1.5.3 DEMANDA.

Definición.

Es la carga promedio en las terminales de una instalación o sistema en un intervalo especificado, expresado en Watts, Kilowatts u otras unidades convenientes (artículo 2o. de las disposiciones relativas al suministro eléctrico).

1.5.4 TIPOS DE DEMANDA.

I) Demanda por contratar.

Es la demanda que el suministrador y el cliente convienen inicialmente en el contrato respectivo, bajo reglas establecidas en las propias tarifas, a fin de procurar que su valor corresponda a los requerimientos de potencia del servicio.

Para efectos de contratación la demanda se establece en cifras enteras por lo que cualquier fracción de Kilowatt debe tomarse como Kilowatt completo.

II) Demanda máxima medida.

La demanda máxima medida se determina mensualmente por medio de los equipos de medición que indiquen la demanda media en Kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo de facturación.

La demanda máxima medida interviene para efectos de facturación en las tarifas 3, 7, O-M, H-M, H-S, H-T, H-SL y H-TL.

III) Demanda máxima medida en punta y en base.

La demanda en periodo de punta es la demanda máxima medida ocurrida en el tiempo comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas, de lunes a sábado, a excepción de las regiones Baja California, Baja California Sur y Noreste, para las cuales

durante los meses de junio a octubre será el tiempo comprendido de las 16:00 a las 22:00 horas.

Se exceptúan de esta consideración los días de descanso obligatorio establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la Fracción IX, así como los que se establezcan por acuerdo presidencial.

La demanda en periodo de base es la demanda máxima medida ocurrida en el resto de las horas del mes no comprendidas en el periodo de punta. Estos conceptos intervienen en las tarifas horarias.

IV) Demanda facturable.

Para las tarifas horarias H-M, H-S, H-T, H-SL y H-TL la demanda facturable es el resultado de sumar a la demanda máxima medida en periodo de punta, la quinta parte de la diferencia de demandas (base menos punta), cuando esta diferencia sea positiva. En aquellos casos en que la demanda máxima en periodo de punta sea superior a la demanda máxima medida en periodo de base, la diferencia de demandas será considerada igual a cero, siendo la demanda facturable igual al valor de la demanda en punta.

Fórmula aplicable:

$$DF = DMP + 1/5 (DMB - DMP)$$

En donde: DF = Demanda facturable
DMP = Demanda máxima de punta
DMB = Demanda máxima de base

Si $DMB - DMP$ es menor o igual a cero, entonces $DF = DMP$.

V) Modificación de la demanda contratada.

El usuario estará obligado a solicitar la modificación de su demanda contratada en los siguientes casos:

a) Cuando la demanda máxima medida rebase por tres veces consecutivas la demanda contratada, pero su valor sea menor a la carga conectada.

El suministrador dará aviso por escrito al usuario para que se ajuste a la demanda contratada, apercibiéndolo de que de no hacerlo, en la siguiente facturación dispondrá de 15 días para formalizar su nuevo contrato o se procederá a suspenderle el servicio al término de dicho plazo.

La nueva demanda la fijará el usuario pero no será menor al promedio de las tres demandas máximas registradas.

b) Cuando la demanda máxima rebase la carga conectada, el suministrador dará aviso por escrito al usuario otorgándole 15 días para que formalice su nuevo contrato o se procederá al corte del servicio al término de dicho plazo.

La nueva demanda será fijada por el usuario, pero no será menor a la demanda máxima que originó la modificación. La carga conectada será igual a la demanda contratada.

Independientemente de la actualización del depósito de garantía, serán aplicables el cobro de aportaciones por las obras específicas para respaldar la nueva demanda y/o la aportación por KVA de acuerdo a la tarifa.

1.6 MEDICIÓN DE LOS SERVICIOS.

1.6.1 Conceptos a medir para efectos de facturación.

El artículo 11 de las disposiciones relativas al suministro de **energía eléctrica**, establece que es obligación del suministrador instalar por su cuenta los equipos y aparatos de medición necesarios para determinar los siguientes conceptos:

- Consumo de energía eléctrica.
- Demanda o potencia máxima.
- Factor de potencia.

Los servicios que se suministren conforme a las tarifas H-S, H-T, H-SL, H-TL, H-M, OM y 3, tendrán prioridad en la instalación de los medidores necesarios para determinar todos los elementos de facturación.

La medición de los servicios proporcionados en las tarifas mencionadas en el párrafo anterior deberá ser mensual.

1.6.2 Cargo o bonificación del 2% por medición en el lado secundario o primario del transformador.

Según lo establece la disposición complementaria número 5.4, el cargo por medición en baja tensión, en servicios proporcionados en alta tensión, se calculará agregando el 2% a la facturación básica.

En los servicios con tarifa de baja tensión, si la medición se hace del lado primario del transformador, se hará una bonificación del 2% al importe de la facturación básica.

Una excepción a lo contemplado en el primer párrafo, lo constituye el caso en que un servicio sea suministrado en una tarifa de baja tensión mediante un transformador propiedad del cliente y la medición se realiza del lado de baja tensión del mismo. Por tratarse de una tarifa de baja tensión, no se adicionará a la facturación básica el cargo del 2%.

El origen del cargo o bonificación del 2% se basa en la estimación de la energía disipada en el transformador y que no se registra en la medición.

1.6.3 ESTIMACIÓN DE CONSUMOS.

En el artículo 25 de las disposiciones relativas al suministro de energía eléctrica, se establece que en los servicios en que por causas ajenas al suministrador no se pueda tomar la lectura en un periodo normal, el suministrador queda

facultado para estimar el consumo correspondiente a ese período, asimismo, la disposición complementaria número 7 de las tarifas, menciona que cuando los servicios en donde no intervenga la demana máxima medida sean suministrados sin aparatos de medición, por la imposibilidad o inconveniencia de instalarlos inmediatamente, se estimarán transitoriamente los consumos de energía, con el fin de aplicar la tarifa correspondiente durante un periodo no mayor de seis meses, computados a partir de la conexión del servicio.

El consumo se estimará de acuerdo al promedio de los tres últimos registros, excepto en tarifa 1A, 1B, 1C y 1D que será conforme al consumo registrado en el mismo mes del año anterior, teniendo cuidado en que esta situación no se presente durante mas de dos períodos de lecturas, por lo que deberán adoptarse las medidas necesarias a fin de corregir el equipo a la brevedad posible.

Por lo que se refiere a los servicios suministrados en baja tensión que se encuentren conectados de forma directa, se recurrirá a facturarlos en base al consumo de servicios similares que tengan medición.

Una vez instalados los medidores, se facturará con lecturas reales pero no se ajustarán los consumos estimados.

1.6.4 ESTIMACIÓN DE DEMANDAS.

Tratándose de estimación de demandas, el subinciso 5.1 de las disposiciones complementarias menciona que:

Cuando en un período de facturación ocurran averías o fallas, o no se disponga de la lectura del medidor de demanda máxima, el suministrador determinará el valor de la demanda máxima para fines de facturación, con base en la energía registrada en el mismo período y el promedio aritmético de los tres últimos factores de carga del respectivo servicio. En ningún caso, el valor determinado será superior a los valores históricos

de la demanda medida en sus registros de los últimos 12 meses que conserve el suministrador.

Demanda Máxima (KW) = KWH / Factor de Carga Promedio x Hrs. del periodo.

El factor de carga se define mediante la siguiente expresión:

Factor de Carga = KWH / Demanda máxima x Hrs. del periodo.

Factor de Carga promedio = $F_1 + F_2 + F_3 / 3$

En donde: F_1 = Factor de Carga 1 mes anterior.
 F_2 = Factor de Carga 2 meses anteriores.
 F_3 = Factor de Carga 3 meses anteriores.

En el caso de que únicamente exista historia de consumo y demanda de uno o dos meses, esta se utilizará para determinar el factor de carga promedio.

En caso de no haber historia de consumos y demandas para uno o dos de los tres meses señalados, el factor de carga promedio se obtendrá tomando los factores de carga de otros meses anteriores. Si el valor así calculado resultase mayor que cualquier demanda máxima registrada en la historia del servicio, dicho valor se ajustará a la mayor registrada.

En caso de estimación de demanda de nuevos servicios, se convendrá con el usuario el pago a cuenta, el cual se calculará en base a la demanda contratada y un factor de carga similar al de otros servicios del mismo giro. En forma posterior con el primer registro se efectuará el ajuste tomando como base los volúmenes de producción del usuario.

Deberá evitarse estimar la demanda en más de dos periodos normales de facturación, por lo que el equipo de medición debe ser corregido en ese lapso como máximo. Por ningún motivo en los casos mencionados se facturará consumo cero.

1.7 LECTURAS

1.7.1 Toma de lectura.

De acuerdo a lo establecido en la disposición complementaria número 5, en todos los servicios se deberán tomar las lecturas de los medidores dentro de las fechas normales programadas para dicha actividad, salvo en los casos de los servicios contratados en tarifa 7 en los que cuando cuenten con equipo de medición, se tomarán las lecturas al inicio y al término del contrato de suministro.

1.7.2 Excepción en el período de toma de lecturas.

Cuando por causas de programación, o porque en los lugares en los que se preste el servicio estén muy alejados de los centros administrativos del suministrador y no existan medios de transporte adecuados, este podrá solicitar autorización a la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial para que el período de toma de lectura sea hasta una vez cada 12 meses, con una tolerancia de 6 días en más o en menos, presentando el estudio justificativo correspondiente.

1.8 FACTOR DE POTENCIA.

En lenguaje no técnico lo podemos definir al Factor de Potencia como la relación que existe entre el volumen de energía eléctrica que desarrolla un trabajo útil, respecto al total de la energía que un aparato recibe.

1.8.1. Cargo por Factor de Potencia menor a 90%.

Se establece que el cliente procurará mantener un Factor de Potencia tan aproximado a 100% como le sea posible. Cuando el FP del servicio durante cualquier período de facturación, tenga un promedio menor de 90% (en atraso), el suministrador tendrá derecho a cobrar al cliente, la cantidad que resulte de aplicar al monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la siguiente fórmula:

$$\text{Porcentaje de recargo} = 3 / 5 \times ((90/FP) - 1) \times 100$$

Donde FP, es el Factor de Potencia registrado en el período de facturación y expresado en por ciento.

En ningún caso se aplicarán porcentajes de recargo superiores a 120%.

1.8.2. Bonificación por Factor de Potencia igual o superior a 90%.

Se establece que en el caso de que el Factor de Potencia tenga un valor igual o superior de 90%, el suministrador tendrá la obligación de bonificar al cliente la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación de acuerdo a la fórmula que a continuación se señala:

$$\text{Porcentaje de bonificación} = 1 / 4 \times (1 - (90/FP)) \times 100$$

Donde FP es el Factor de Potencia registrado en el período de facturación y expresado en por ciento.

En ningún caso se aplicarán porcentajes de bonificación superiores a 2.5%.

Los valores resultantes de la aplicación de los dos sucesos anteriores, se redondearán a un solo decimal.

Como regla general la medición del FP debe efectuarse en servicios de tarifas 3, O-M y en las horarias, sin embargo, deberá preverse en aquellos servicios cuya carga instalada incluya equipos que por su baja eficiencia de operación originen registros de bajo FP, esto sin importar la tarifa de que se trate.

1.8.3 Criterios a aplicar.

En servicios nuevos o en aquellos en donde se estime conviene la instalación del equipo para determinar el FP, se procederá de la manera siguiente:

a) Entregar al nuevo usuario una carta donde se le indique el recargo o bonificación a que estará sujeto en caso de que su servicio resulte con un FP menor o mayor al 90%.

b) La aplicación de la bonificación por FP se hará efectiva desde la primera vez que ocurra.

c) La aplicación del recargo por bajo FP se hará efectiva a la tercera vez que ocurra, avisando al usuario en las dos primeras facturaciones que adecúe sus instalaciones.

Cabe aclarar que si la estructura de la tarifa establece mínimo mensual, se comparará este mínimo que no debe incluir recargo por FP, ni 2% con el importe de la facturación neta que si lo comprende y se cobrará el que resulte mayor.

1.9 FACTURACIÓN.

1.9.1 Determinación de la demanda y consumo por subperíodos.

Se establece que "las cuotas mensuales de las tarifas se aplicarán por mes de calendario". Cuando se tenga el caso de que el periodo de facturación no coincida con el mes calendario, de modo que tengan que aplicarse cuotas mensuales establecidas en tarifas de diferente monto, se procederá a determinar el consumo promedio diario de energía eléctrica a fin de aplicar la tarifa vigente en cada subperiodo mensual.

Tratándose de la demanda máxima medida o facturable, las cuotas correspondientes se aplicarán proporcionalmente a los días del periodo de facturación vigente en el mismo.

Tomando en cuenta lo anterior, el procedimiento a seguir para calcular el consumo registrado en un periodo determinado es:

a) En base a las fechas de toma de lectura, determinar los meses involucrados en el periodo del consumo.

b) Establecer el número de días calendario que le corresponde a cada mes involucrado (DC).

c) Determinar el número de días reales de consumo para cada mes involucrado (DR).

d) Calcular el consumo promedio diario (CPD) dividiendo el consumo total entre el número de días del periodo.

e) Determinar el consumo asignable a cada subperiodo (CA),

para cada mes involucrado, el cual se obtendrá en base a la siguiente fórmula:

$$CA = CPD \times DR$$

1.9.2 Cálculo de la facturación.

A los consumos determinados en forma proporcional para cada mes de acuerdo al procedimiento anterior, se le aplica la estructura de la tarifa proporcionalizada, para hacerla compatible con los días reales facturados en cada mes, pero si los días reales de consumo son menores a los días calendario, los KWH de ese bloque se multiplicarán por el factor de proporcionalidad (FPP) para adecuarlo al subperiodo de consumo.

Para determinar el factor de proporcionalidad, para cada mes involucrado se divide el número de días reales de consumo entre los días calendario:

$$FPP = DR / DC$$

Tratándose de periodos de transición en tarifas de uso doméstico, en regiones con verano cálido (1A, 1B, 1C y 1D), podrá aplicarse el procedimiento de proporcionalidad descrito anteriormente o bien considerando el consumo promedio diario del bimestre anterior para aplicar la opción más favorable al cliente.

1.9.3. Consideraciones por fracciones.

Una vez obtenidos los conceptos que se establecen en el punto anterior, será necesario que para cada uno de los meses involucrados, se procederá a aplicar la estructura tarifaria que corresponda para obtener los importes parciales, que determinarán el monto de la facturación básica.

1.9.4. Mínimo mensual.

Es el valor mensual que como mínimo se debe facturar por el servicio proporcionado.

1.9.5. Conceptos que integran la facturación.

I.- Facturación básica. Es el resultado de aplicar las cuotas que específicamente señala la tarifa que corresponda, al consumo y demanda máxima, integrando el cargo fijo si procede.

II.- Facturación básica ajustada. Es el resultado de sumar o restar a la facturación básica el monto del ajuste por costo del combustible.

III.- Facturación normal. Corresponde a la facturación básica ajustada, más o menos el 2% por medición en baja o alta tensión. Cuando este cargo no proceda, la facturación normal será igual a la facturación básica ajustada.

IV.- Facturación neta. Es la facturación normal, incrementada o reducida por el recargo o bonificación según el valor del FP, si no existe este concepto, la facturación neta será igual a la facturación normal.

V.- Facturación neta bonificada. En el caso de la aplicación de la tarifa opcional I-30, la bonificación o penalización por concepto de demanda interrumpible, se integrará a la facturación neta. De no existir este concepto la facturación neta bonificada será igual a la facturación neta.

VI.- Cargo por mantenimiento. Es el importe que se agrega a la facturación neta bonificada por concepto de mantenimiento a las redes de distribución.

VII.- Derecho de alumbrado público (DAP). Establecido en algunas entidades federativas, mediante decretos locales, se calcula aplicando el porcentaje aprobado en cada estado a la facturación neta bonificada.

VIII.- Otros cargos y créditos. Son diversos conceptos que se pueden incluir en el aviso de recibo como por ejemplo, derechos de servicios comunes de iluminación y bombeo (DSCIB), cooperación de gobiernos del estado (CGE), depósitos de garantía, etc.

IX.- Impuesto al valor agregado (IVA). Es la tasa en por ciento que se traslada a los clientes, autorizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y que se aplica a la facturación neta bonificada, más el cargo por mantenimiento.

X.- Facturación total. Es el resultado de agregar a la facturación neta bonificada, y el cargo por mantenimiento, el derecho de alumbrado público otros cargos y créditos y el impuesto al valor agregado.

CAPÍTULO 2

EQUIPOS DE MEDICIÓN

En el presente capítulo se describen los diferentes métodos de la medición de la potencia eléctrica, la energía y del factor de potencia en alta tensión (A.T.), media tensión (M.T.) y baja tensión (B.T.) así como los transformadores de instrumento que son los Transformadores de Potencial (TP) y los Transformadores de Corriente (TC).

2.1 POTENCIAS ELÉCTRICAS

En las potencias eléctricas habrá de medirse el producto de las magnitudes correspondientes que, en el caso de la corriente continua por ejemplo, será el de la intensidad por la tensión, este producto será la potencia de dicho sistema, para el caso de la corriente continua se expresa en Watts. Si se desea medir el trabajo habrá de introducirse además el factor tiempo.

En corriente alterna monofásica habrá de calcularse el producto $V \cdot I \cdot \cos \theta$ para la potencia, y $V \cdot I \cdot \cos \theta \cdot t$ para el trabajo. En corriente alterna trifásica habrán de sumarse las potencias y trabajos de cada una de las fases, es decir, se habrá de combinar un producto con una suma. En corriente alterna se expresa en Watts para las potencias activas y en Volts-ampères reactivos para las potencias reactivas.

La construcción de un wattmetro con movimiento electrodinámico y su aplicación en un circuito o línea se muestran en la figura 2.1.

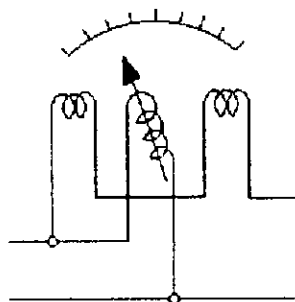


Figura 2.1
Diagrama de un wáttmetro.

En la construcción de un instrumento de esta naturaleza las bobinas estacionarias se componen de unas cuantas vueltas de alambre de cobre grueso y se conectan en serie con el circuito bajo prueba. Estas bobinas llevan la corriente del circuito y por lo tanto se llaman bobinas de corriente.

La bobina móvil en este caso, está formada por un gran número de vueltas de alambre de cobre muy delgado y según se indica en la figura está conectada en paralelo con el circuito bajo prueba. La corriente que circula por esta bobina es proporcional al voltaje de la línea, por lo cual se le da el nombre de bobina de potencial o voltaje.

De lo anterior se desprende que la intensidad del campo magnético desarrollado por las bobinas estacionarias será en relación con la corriente o amperaje que circula por el circuito, mientras que la intensidad del campo desarrollado por la bobina móvil será en relación con el voltaje del circuito.

Esto quiere decir que el torque o fuerza de rotación de la bobina móvil será en relación directa con el valor del amperaje y voltaje en el circuito y, por lo tanto, la desviación de la aguja indicadora del instrumento corresponderá a la potencia eléctrica del circuito.

En los wáttmetros indicadores el producto se obtiene directamente, ya que en los instrumentos electrodinámicos la desviación del indicador es proporcional al producto de las corrientes de las bobinas de campo y móvil, y al mismo tiempo depende del coseno de θ .

La adición de las potencias o valores parciales se puede llevar a cabo numericamente, o bien acoplado mecánicamente los instrumentos cuyos resultados tengan que sumarse, lo cuál a su vez, puede hacerse montándolos sobre un mismo eje o transmitiendo los movimientos de cada uno de los ejes, por medio de cintas o dientes, a un indicador común con lo que este señala el resultado total.

En la medida del trabajo eléctrico (el cuál se realiza mediante contadores) se parte del hecho de que el sistema móvil gira a un determinado número de revoluciones por unidad de tiempo, que es proporcional a la respectiva potencia, la multiplicación por el tiempo tiene lugar automáticamente, al contar las vueltas dadas.

Potencia $P =$ revoluciones por unidad de tiempo.

Trabajo $A =$ potencia \times tiempo = revoluciones por unidad de tiempo \times tiempo = revoluciones totales.

2.2 MEDICIÓN DE POTENCIAS EN CORRIENTE CONTINUA Y ALTERNA MONOFÁSICA.

La conexión de un wáttmetro se verifica según una de las figuras 2.2 ó 2.3.

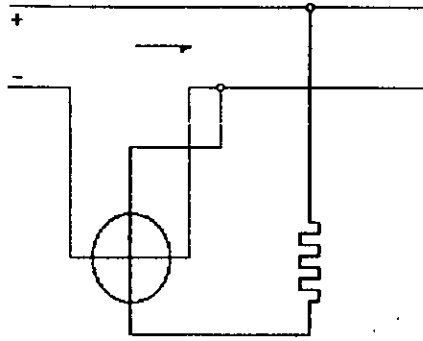


Figura 2.2
Medida de potencias en corriente continua
y alterna monofásica.

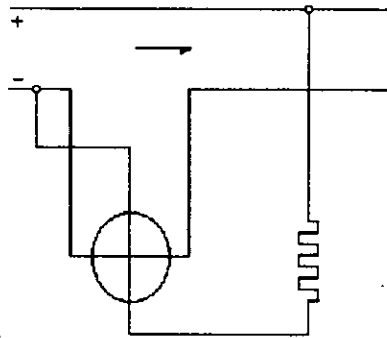


Figura 2.3
Medida de potencias en corriente continua
y alterna monofásica.

En el primer caso queda incluido en la medición el consumo de corriente de la bobina de tensión, en el segundo se incluye el resultado de la caída de tensión en la bobina de intensidad, lo que puede falsear el resultado de la medición. Ello puede dar lugar a considerables errores en la medición de potencias pequeñas.

Esta indicación errónea puede eliminarse por cálculo cuando se conocen los datos de los instrumentos de medición.

Si se han de medir grandes potencias, con tensiones mayores de 500 V la bobina de intensidad debe adaptarse para grandes corrientes por medio de una resistencia en paralelo figura 2.4, en caso de corriente alterna deberá de llevarse a cabo por medio de un transformador de corriente figura 2.5.

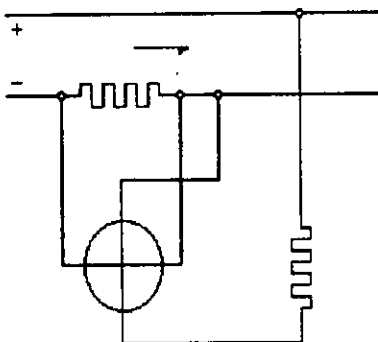


Figura 2.4
Medición de potencia en corriente continua.

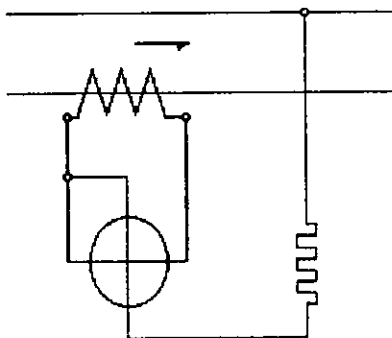


Figura 2.5
Medición de potencias en corriente
alterna monofásica para grandes intensidades.

Si la medida de corriente monofásica tiene que realizarse indirectamente (grandes intensidades y grandes tensiones), se hace

indispensable una separación de los circuitos de medición por medio de T.C. y T.P. figura 2.6.

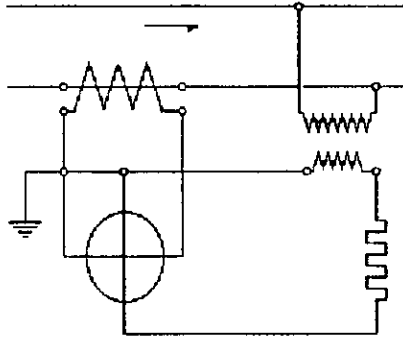


Figura 2.6
Medición de potencias en corriente alterna
monofásica para grandes intensidades y elevadas tensiones.

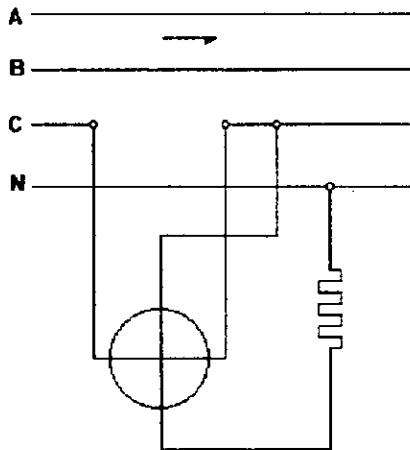


Figura 2.7
Medición de potencias en corriente trifásica con cuatro
conductores. Las tres fases están igualmente cargadas; el
neutro es accesible.

2.3 MEDICIÓN DE POTENCIAS EN CORRIENTE TRIFÁSICA.

Para la medición de potencias trifásicas debe de determinarse si se trata de potencias balanceadas o desequilibradas.

En el primer caso, es suficiente medir la potencia de una fase y multiplicar por tres el resultado obtenido.

La potencia trifásica vale $3 \times (V_f/\sqrt{3}) \times I \times \cos \theta$

I = Intensidad

V_f = Voltaje de fase

I es la corriente que circula por un conductor y V_f es la tensión entre fases. Pero en las mediciones se toma en cuenta la tensión simple (conductor y neutro) cuando se trata de sistemas de cuatro conductores y en los de tres conductores, se forma un neutro artificial, con ello actúa una tensión simple $V_s = V_f / \sqrt{3}$, y la potencia se puede escribir como:

$$P = 3 \times V_s \times I \times \cos \theta$$

Si el neutro es accesible se trabaja con la conexión de la figura 2.7. En los sistemas de corriente trifásica con tres conductores debe de crearse un neutro artificial por medio de tres resistencias de igual magnitud figura 2.8. En el ejemplo representado, las resistencias R_s y R_t son de la misma magnitud.

La resistencia R_{vt} es menor, en un valor igual a la resistencia de la bobina de tensión.

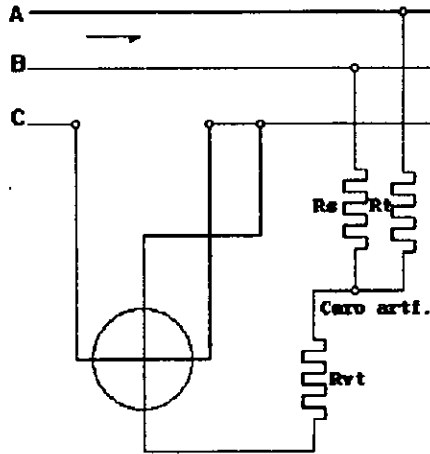


Figura 2.8
Medición de potencias en corriente trifásica
con tres conductores, cargas equilibradas y neutro inaccesible.

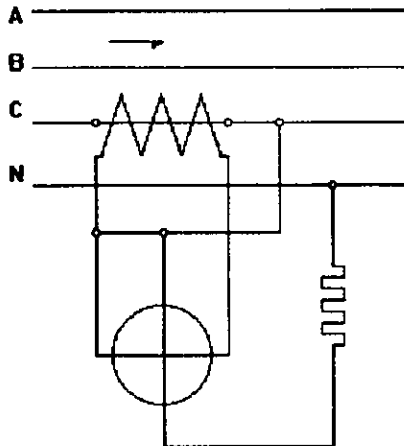


Figura 2.9
Medición de potencias en redes trifásicas de cuatro conductores.
Carga simétrica y neutro accesible.

Con cargas grandes y tensiones bajas deben de reducirse las elevadas corrientes por medio de un transformador de intensidad.

Las conexiones correspondientes se muestran en la figura 2.9. y 2.1.0 (conexión semi-indirecta).

Si en A.T. la medida debe de efectuarse de una manera completamente indirecta, la conexión de redes de cuatro conductores se efectúa através de T.C's y T.P's, según la figura 2.1.1.

En redes de tres conductores, en este caso debe de formarse un neutro artificial por medio de tres resistencias en el circuito secundario de dos transformadores (figura 2.1.2.). También puede alimentarse con tensión de una fase artificial, con condensador y resistencia, según la figura 2.1.3. Este método ahorra un transformador de medida, pero presenta la desventaja de depender de la frecuencia.

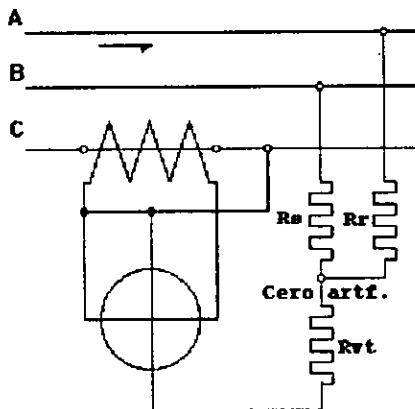


Figura 2.1.0
Medición de potencias en redes trifásicas de tres conductores.
Cargas simétricas.

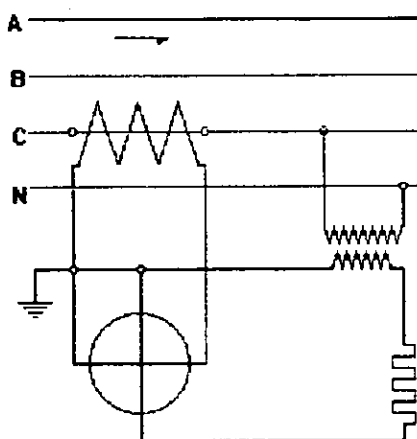


Figura 2.1.1
Medición de potencias en corrientes trifásicas
de cuatro conductores.

Si la distribución de la potencia entre las tres fases es desconocida (consumo desequilibrado), deben de medirse separadamente las potencias de cada una de las fases y sumarlas.

En general, serían necesarios para ello tres wáttmetros, pero por medio de conexiones adecuadas, se han encontrado métodos para medir la potencia con menos instrumentos de los indicados .

Para la conexión con tres wáttmetros, son posibles las seis disposiciones representadas en las figuras 2.1.4. a 2.1.9. (directa, semidirecta o indirecta, para redes de tres o cuatro conductores).

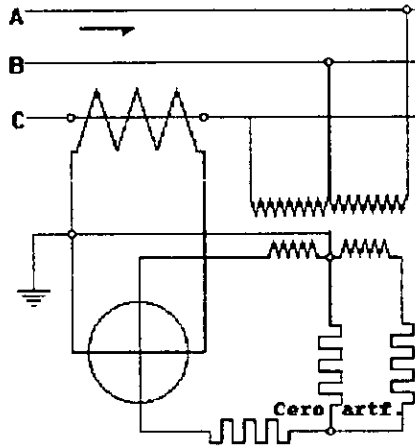


Figura 2.1.2
 Medición de potencias en redes trifásicas de tres conductores. Neutro no accesible.

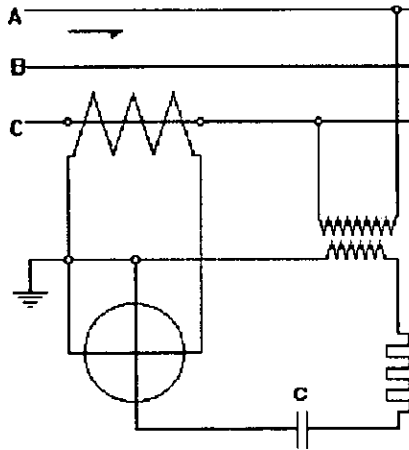


Figura 2.1.3.
 Medición de potencias en redes trifásicas de tres conductores. Neutro no accesible. Conexión solo utilizable para la sola frecuencia a la que se ha ajustado

La adición se puede llevar a cabo, ya sea numéricamente, o mejor aún, mecánicamente, acoplando rígidamente dos instrumentos de medida.

Una dificultad, en el caso de cargas oscilantes, es la exigencia de tener que leer simultáneamente los tres wáttmetros y además si el cuadro de medida es completo, los tres ampérmetros y los tres vóltmetros, por esta causa, y también para suprimir aparatos de medida, se han desarrollado métodos que requieren de menos instrumentos.

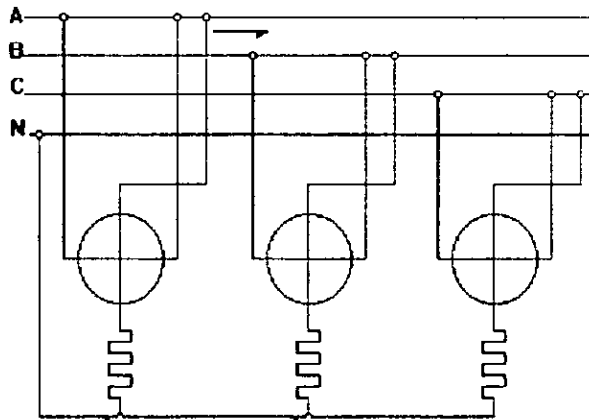


Figura. 2.1.4
Medición de Potencia en Redes Trifásicas de cuatro conductores con conexión directa para red con cargas desequilibradas.

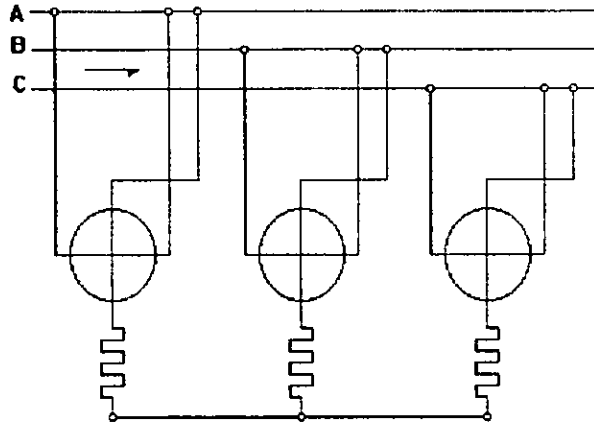


Figura 2.1.5
Medición de Potencias en Redes Trifásicas de tres conductores con
conexión directa para red con cargas desequilibradas.

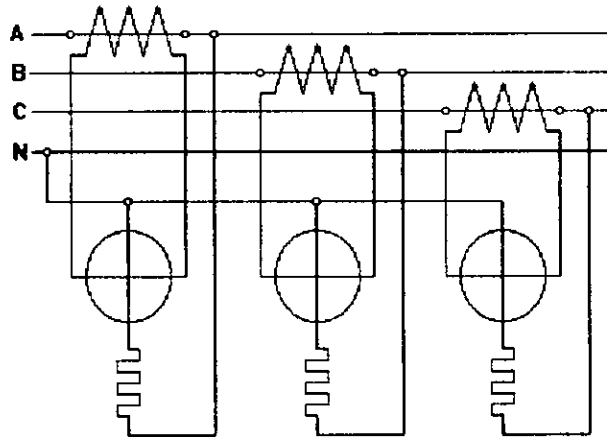


Figura. 2.1.6.
Medición de Potencia en Redes Trifásicas de cuatro hilos con
conexión semi indirecta, bobinas de intensidad conectadas a T.C's
para red con cargas desequilibradas.

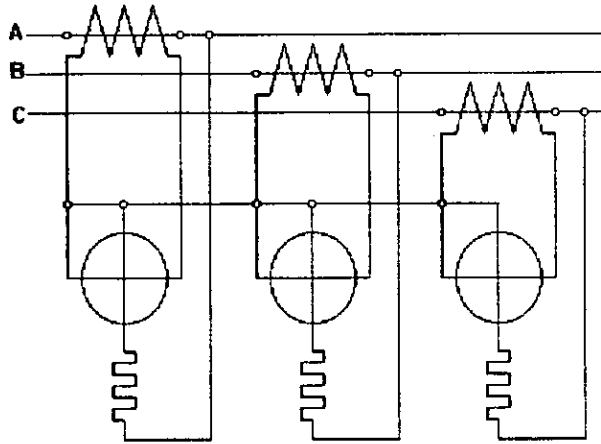


Figura 2.17

Medición de Potencias en Redes Trifásicas de tres hilos con conexión semi indirecta, bobinas de intensidad conectadas a T.C.'s para red con cargas desequilibradas.

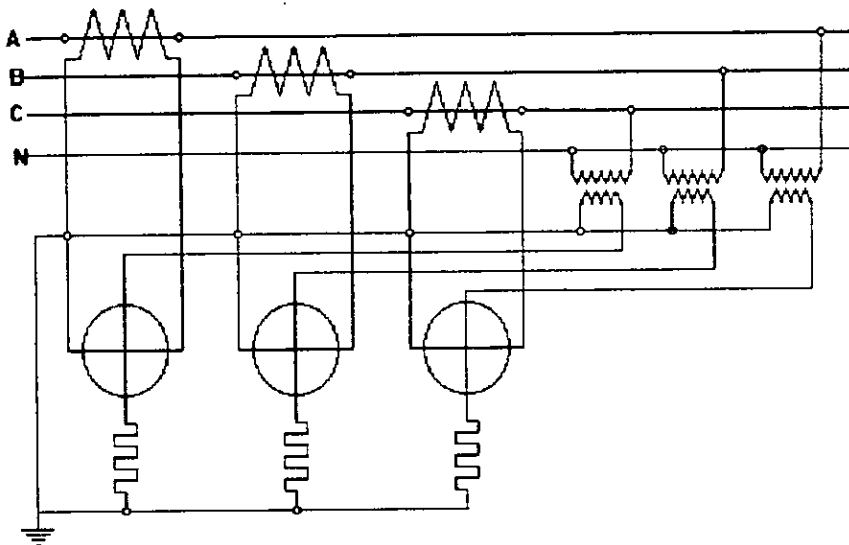


Figura 2.1.8.
 Medición de Potencias en Redes Trifásicas de cuatro conductores.
 Conexión indirecta para fases desequilibradas.

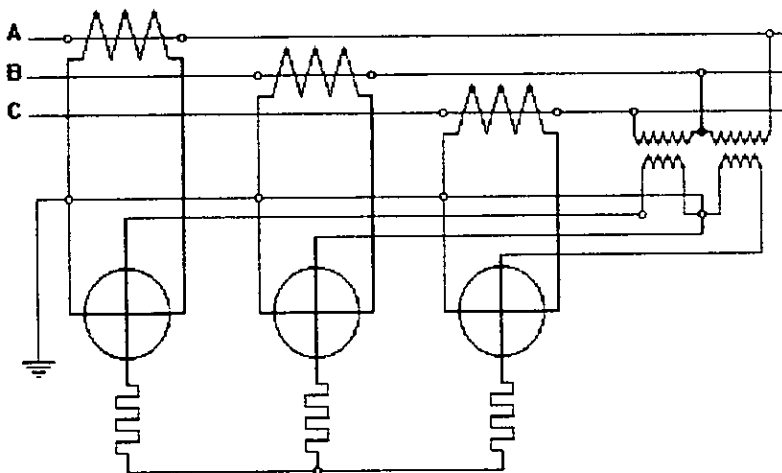


Figura 2.1.9.
 Medición de Potencias en Redes trifásicas de tres conductores.
 Conexión indirecta para fases desequilibradas.

El procedimiento más común empleado es el método de los dos wáttmetros, en el que las bobinas de intensidad de ambos wáttmetros se intercalan entre los dos conductores, mientras que las tensiones se toman entre estos y la tercera fase. De esta manera se tienen en cuenta todas las intensidades y tensiones. En efecto, las corrientes que circulan por el conductor C actúan en su retorno, en una de sus bobinas de intensidad, y, además de las tensiones de A con respecto a C, y B con respecto a C, se manifiesta la tensión de A con respecto a B, ya que las dos bobinas de tensión, con sus resistencias, quedan conectadas en serie. Esta última tensión sólo da lugar a una corriente mitad, pero se aplica dos veces. Las figuras 2.2.0., 2.2.1. y 2.2.2. muestran el método de los dos wáttmetros en conexión directa, semidirecta e indirecta.

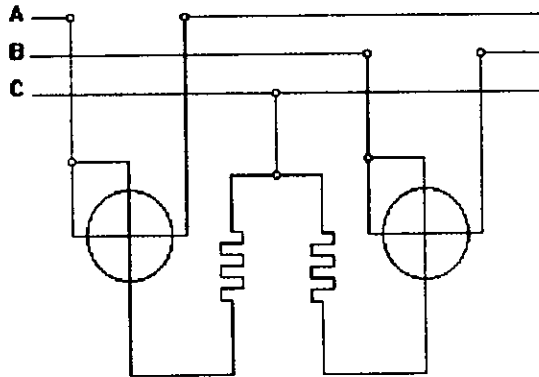


Figura 2.2.0

Medición de potencias en redes de corrientes trifásicas de tres conductores con cargas desiguales en las fases (método de los dos wáttmetros).

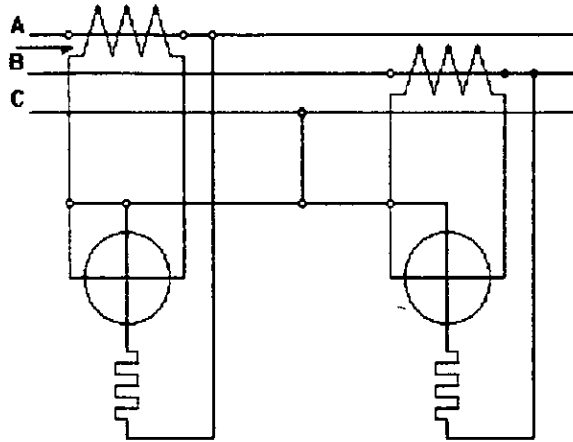


Figura 2.2.1
Medición de potencias en redes trifásicas con fases desequilibradas.
Conexión semidirecta.

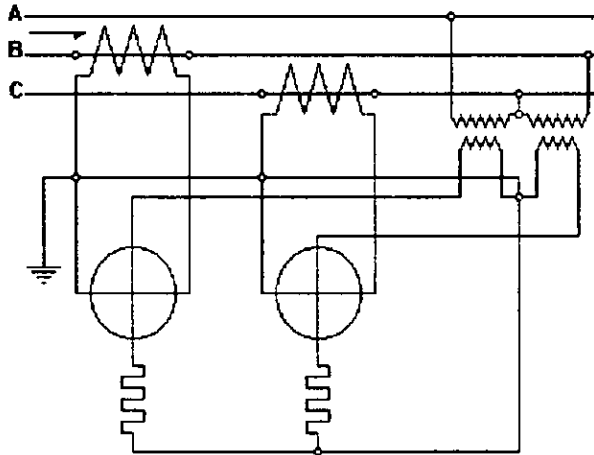


Figura 2.2.2
Medición de potencias en redes de corriente trifásica de cuatro
conductores con fases desigualmente cargadas. Conexión indirecta.

2.4 MEDICIÓN DE POTENCIAS REACTIVAS EN CORRIENTE TRIFÁSICA.

La conexión de la figura 2.2.3. nos muestra que con fases igualmente cargadas, se obtiene un defasaje de 90 grados colocando la bobina de tensión entre los conductores que no recorre la bobina de intensidad. Esta conexión puede llevarse a cabo igualmente através de transformadores de instrumento.

$$P_{\text{reactiva}} = V \times I \times \text{sen } \theta$$

Cuando las fases están desequilibradas se emplea el método de los dos wáttmetros (véase la figura 2.2.4.) llevando a cada wáttmetro una tensión defasada de 90 grados respecto a la intensidad. Esta tensión se toma de la fase no utilizada.

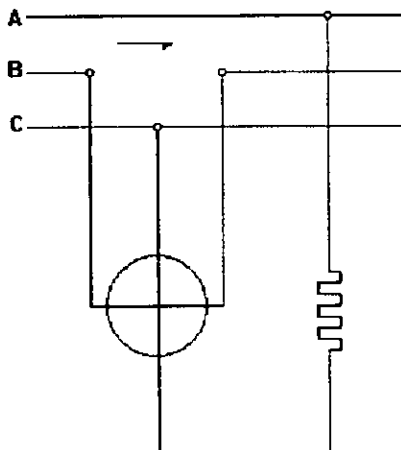


Figura 2.2.3
Medición de potencias reactivas en instalaciones trifásicas de tres conductores con fases igualmente cargadas.

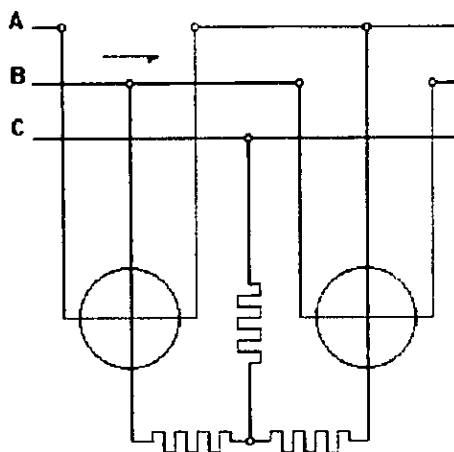


Figura 2.2.4
Medición de potencias reactivas en instalaciones trifásicas de tres conductores por el método de los dos wattímetros. Cargas asimétricas.

2.5 MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La mayoría de los equipos de medición de energía eléctrica que son utilizados por los consumidores están basados en el principio de inducción, los más comunes son los de **consumo**, **demanda máxima** y los de **factor de potencia (FP)**.

2.6 MEDIDORES DE CONSUMO.

Actualmente los medidores de consumo que mayormente utiliza la compañía de Luz y Fuerza son los wattorímetros de inducción, dispositivo que mide la energía eléctrica y está basado en la reacción de las corrientes inducidas sobre un campo magnético giratorio, actuando sobre un disco móvil y creando un par motor. Una primera clasificación es: monofásicos (una sola fase) y polifásicos (de dos o más fases). Otra clasificación es de acuerdo a la posición de sus terminales de conexión: a) Tipo "A", con block de conexiones; b) Tipo "S", de enchufe y c) Tipo tablero para usarse en tableros de subestaciones.

Dos condiciones son necesarias para que funcione un medidor las cuales son:

a) Que en el disco se produzcan corrientes eléctricas producidas por el campo de la bobina de potencial, este campo es constante.

b) Que estas corrientes estén afectadas por un campo magnético variable, producido por la bobina de intensidad.

Los medidores de inducción están constituidos por un elemento electromagnético, un disco o rotor, un freno magnético y un registro.

El elemento electromagnético está constituido por dos bobinas las cuales tienen la función de ejercer una fuerza proporcional a la potencia del circuito sobre el disco ($V \times I \times \cos \theta$), debe de hacerlo independientemente de las variaciones de la temperatura, voltaje y FP.

La bobina de potencial figura 2.2.5. se conecta en paralelo con la línea y está devanada con muchas vueltas de alambre delgado, formando un circuito altamente inductivo; la corriente y el flujo de la bobina de potencial están atrasados del voltaje de línea aproximadamente 90 grados, consecuentemente, para una carga de factor de potencia unitaria el flujo estará en fase con las corrientes inducidas en el disco producidas por la bobina de corriente, la cual está conectada en serie con la carga y está devanada con pocas vueltas de alambre grueso. Teóricamente el flujo de la bobina de potencial deberá de estar retrasado 90 grados detrás del voltaje aplicado; desafortunadamente no se tienen materiales con las características precisas que permitan construir el núcleo de la bobina de potencial, de manera que no produzca pérdidas y por ello el flujo no está a 90 grados exactamente. Por lo que se hace necesario un elemento de ajuste para compensar las pérdidas del núcleo.

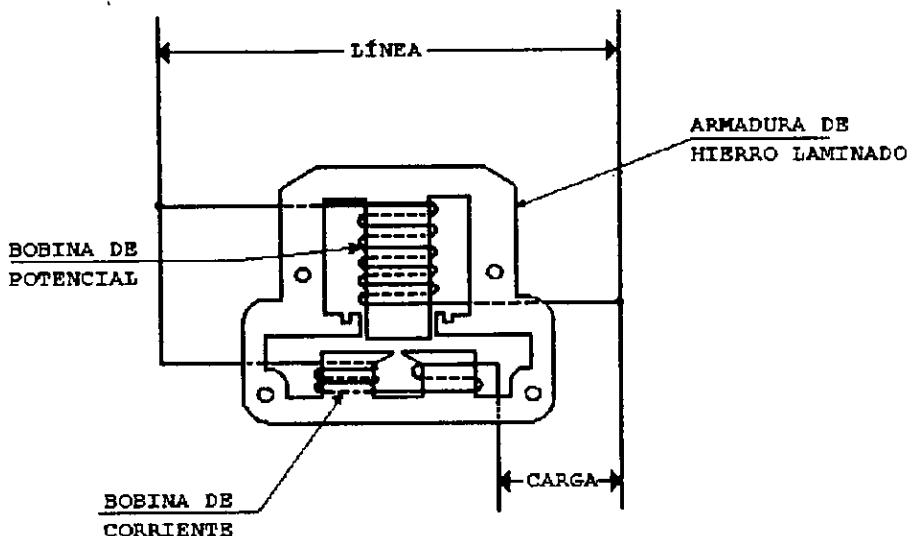


Figura 2.2.5 PARTES PRINCIPALES DE UN MEDIDOR MONOFÁSICO.

El medio de ajuste está constituido por medio de una pequeña bobina independiente, devanada normalmente sobre el núcleo de la bobina de potencial y sus espiras están enrolladas en sentido contrario a las de la bobina de potencial, dicha bobina está en serie con un par de alambres de resistencia que se soldan en sus extremos cerrando el circuito, de modo que al modificar la resistencia, corriendo el punto de cierre (soldadura) se aumenta o disminuye la resistencia y consecuentemente se varía la corriente inducida en la bobina, hasta obtener el flujo compensador deseado, dicho flujo tiene sentido contrario al de la bobina de potencial y tiene el fin de retrasar a la corriente con respecto del voltaje.

Cuando un medidor es ajustado correctamente el ángulo entre el flujo de la bobina de potencial y de la bobina de corriente es de 90 grados, cuando el factor es unitario.

Para que el par motor se produzca, es necesario que los dos campos estén fuera de fase, y la gran reactancia de la bobina de potencial, automáticamente proporciona esta condición. A FP unitario la corriente de carga y el voltaje están en fase, pero los dos campos del medidor están desplazados 90 grados uno del otro; a FP cero la corriente y el voltaje están a 90 grados, los dos campos en fase y ningún par motor se produce, siendo esta la condición deseada, puesto que a FP cero no hay potencia en el circuito.

El par motor es producido por una combinación de acción transformadora y acción motora. Mediante la acción transformadora, el flujo alterno de los campos generan corriente inducidas (corrientes de Eddy) en el disco; existen corrientes creadas por los campos de la bobina de potencial y la bobina de corriente.

Es necesario que los polos de potencial y los polos de corriente estén mecánicamente desplazados uno del otro, porque de otra manera no se produciría el par motor, puesto que las corrientes de Eddy generadas por un campo, pasarían a través del otro campo doblemente en dirección opuestas. En la figura 2.2.6. se muestra como se produce el par debido a la reacción de las corrientes por el campo de la bobina de corriente, con el flujo de la bobina de potencial.

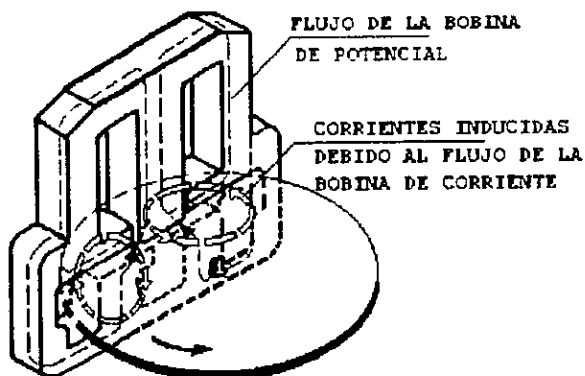


Figura 2.2.6 Generación del par motor en un medidor monofásico a Factor de Potencia unitario.

El disco o rotor está construido generalmente de cobre o aluminio (se prefiere el aluminio por ser un metal ligero y no ferromagnético) el cual puede girar sobre su eje vertical, cortando las líneas de fuerza de los campos magnéticos creados por las bobinas de corriente y de potencial.

En la figura 2.2.7 se muestra un medidor monofásico de uso comercial.

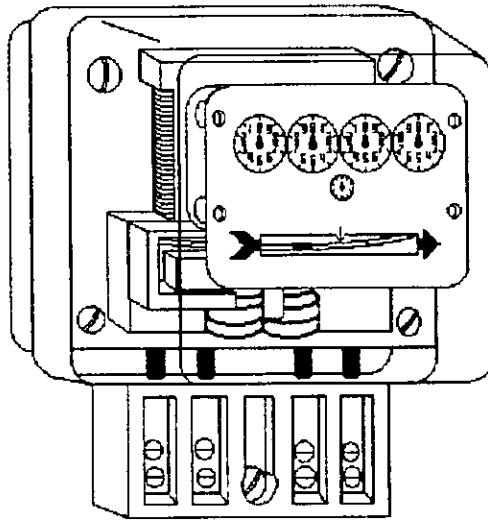


Figura 2.2.7
Medidor monofásico de uso comercial del tipo "A", con block de conexiones.

El sistema de freno magnético está constituido por uno o dos imanes permanentes, cuyo fin es regular la velocidad del disco, pues si no existiera un par antagonista contrario al producido por el electroimán el disco giraría rápidamente y el movimiento de este dejaría de ser proporcional a la potencia entregada. Para evitar que gire rápidamente cuando el electroimán lo esté haciendo girar o para que permanezca sin movimiento cuando haya sido suspendida la fuerza

del electroimán, los imanes permanentes son ajustables para calibrar su acción reguladora. Obsérvese que los efectos del imán permanente empiezan a producirse en el momento en que el disco empieza a girar, es decir, mientras el disco está parado, no hay variación en el número de líneas de fuerza cortadas por el disco, del campo fijo y constante creado por el imán, y por tanto no existe en ese momento el par antagónico antes mencionado. Por lo que se deduce que el imán no constituye, en un principio, ningún freno para el arranque del disco del medidor.

El registro es un dispositivo por medio del cual es contabilizada la energía eléctrica consumida en el circuito medido, es un mecanismo que mediante un tren multiplicador decimal que mide las revoluciones del rotor o disco del medidor, de forma acumulativa, el par motor que se produce en el giro del disco o rotor es función de la potencia que suministra el circuito y por lo tanto, la velocidad del disco es proporcional a la potencia, consecuentemente el tiempo que tarda el disco en dar una vuelta equivale a un valor en Kilowatt-hora (KWH), dependiendo esta constante del diseño de fábrica de cada medidor, esta constante se identifica como constante de watts-hora o Kh.

Los registros más comunes son el de manecillas y el ciclométrico pero existen actualmente registros digitales los cuales además de registrar la energía realizan otras funciones (figura 2.2.8.).

El de manecillas es el más simple de estos y tiene un valor constante en su construcción además posee también un valor constante de fricción, pero su lectura requiere de cierta práctica y cuidado al anotar las cifras. El ciclométrico da una lectura directa, pero el valor de fricción es más alto y requiere de mucho cuidado en su manejo. El más eficiente de los registros es el registro digital puesto que no existen problemas de fricción y sus lecturas son directas además de que el mismo medidor es capaz de realizar las

mediciones de la potencia reactiva y del factor de potencia además de la potencia consumida.

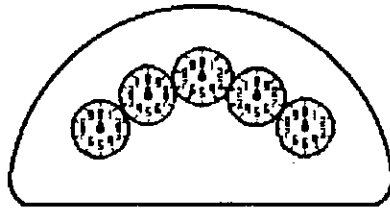


Fig. 2.2.8-a

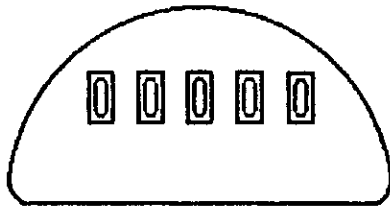


Fig. 2.2.8-b

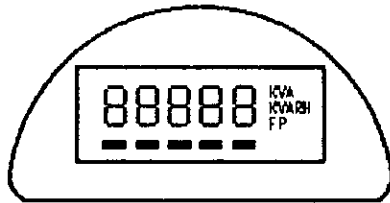


Fig. 2.2.8-c

Figura 2.2.8 Registros: a) De manecillas; b) ciclométrico y c) digital.

Para la lectura del registro de manecillas se considera que: la manecilla de la derecha indica las unidades de KWH, la siguiente a la izquierda, indica las decenas de KWH, después la que sigue indica las centenas de KWH y finalmente la que indica las unidades de millar. De esta manera, todo lo que se tiene que hacer es marcar la posición de cada manecilla para formar el número.

Si la manecilla se encuentra entre dos números consecutivos, se debe de tomar el más pequeño y si se encuentra exactamente sobre un número, hay que ver la manecilla siguiente de la derecha para determinar exactamente cual número es el correcto.

Por ejemplo en la figura 2.2.9., en la segunda manecilla (de derecha a izquierda) existe la duda de tomar la lectura de 0 ó de 1, pero la duda desaparece al observar la primera manecilla de la derecha que está marcando 1, lo que quiere decir que ya la escala de las unidades ya dio una vuelta completa rebasando un KWH, por lo que la segunda manecilla de la derecha debe de indicar ya el 1, pues recordemos que es la escala de las decenas.

En cambio, la cuarta manecilla de derecha a izquierda, que está marcando sobre el dos, su lectura debe de ser 1, puesto que la manecilla que está a su derecha se encuentra entre el 9 y el 0, indicando con ello que no se ha completado una unidad completa de la manecilla de la izquierda, por lo que se debe de tomar todavía como 1.

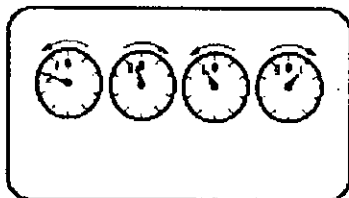


Figura 2.2.9
Registro de manecillas.

2.7. MEDIDORES DE DEMANDA MÁXIMA.

La demanda de KV se define como el promedio de carga eléctrica en un intervalo específico de tiempo, el periodo de tiempo durante el cual la carga es promediada, puede ser cualquier duración de tiempo, pero generalmente puede ser de 15 minutos.

La demanda máxima es la medición del promedio de potencia requerida en un intervalo de tiempo determinado; la facturación de la demanda, consiste en medirle a un consumidor el máximo consumo de carga durante cualquier intervalo de la demanda, y puede hacerse de manera mecánica o térmica.

La medición mecánica se hace por contacto directo de las revoluciones del disco de watt-horas con un registro mecánico marcado; y por el conteo de las revoluciones a través de impulsos las cuales son totalizadas durante un intervalo en una carátula con manecillas. La medición térmica se hace por medio de un dispositivo, de dos bobinas bimetálicas y un calentador o resistencia eléctrica que tiene un intervalo de tiempo basado en el efecto calorífico de la carga, la lectura se realiza mediante agujas indicadoras.

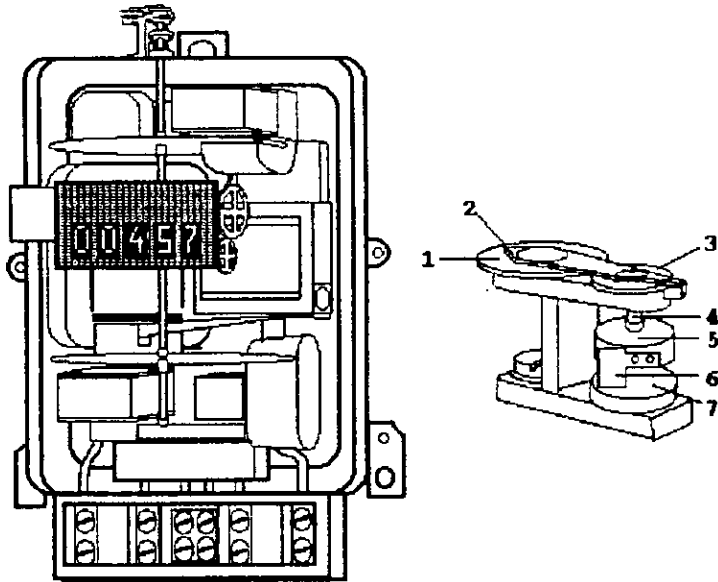
El mecanismo que marca el intervalo de tiempo, puede ser considerado como un reloj, el cual establece los intervalos de demanda. El mecanismo consiste de: motor de tiempo, engranes de reducción y levas marcadoras de tiempo (para efectuar la acción de regreso) que da una revolución por intervalo; la duración del intervalo de demanda está determinado por los engranes de reducción entre el rotor del motor y las levas, los engranes son diseñados para dar intervalos de unos cuantos minutos o para varias horas.

El alma del marcador de tiempo es el motor, este asegura que la operación de regreso de la aguja impulsora, sea precisamente en el final del intervalo de tiempo. Un medidor de demanda debe de operar de manera estable en un rango amplio de temperatura, mantener su velocidad sincrónica bajo cualquier condición, y un alto grado de aislamiento.

El contador de puntas empieza a contar sólo en el momento en que el par de giro es lo suficientemente grande para vencer el par antagonista del dispositivo de muelle que tiende a inmovilizar el disco de resultantes de la figura 2.3.0.

Estos contadores se adicionan a los contadores normales de demanda y registran sólo la demanda consumida por encima de un límite de carga convenido, permitiendo aplicar una tarifa superior. La figura 2.3.0 muestra un contador de demanda máxima, el mecanismo de muelle para el par antagonista se ha representado ampliado aparte. Si es vencido el par antagonista del muelle, la palanca del mismo, debido a la disposición inclinada del eje del mecanismo de muelle, desliza por un resalte y se aplica contra el siguiente. El par antagonista puede ajustarse a diferentes valores, según el valor de la potencia base.

La figura 2.3.1. muestra un contador con registro de cargas máximas. En el gráfico se muestran las cargas correspondientes a cada intervalo de 15 minutos, de tal manera que queda constancia, no sólo de la magnitud de las puntas de carga, sino también de la situación exacta de las mismas en el tiempo. Así podrá componerse cómodamente la tarifa a pagar por los grandes consumidores.



- 1) Disco de ajuste.
- 2) Índice de ajuste.
- 3) Rueda dentada.
- 4) Eje del muelle.
- 5) Muelle espiral plano.
- 6) Palanca de retención.
- 7) Disco de resaltes.

Figura 2.3.0
 Contador con mecanismo controlador de las puntas de potencia. El mecanismo de muelle para el par antagonista se ha representado, ampliado, aparte.

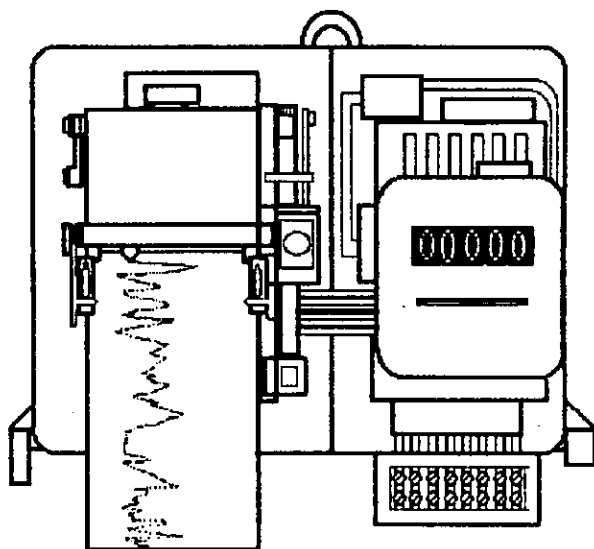


Figura 2.3.1
Contador con registro de las cargas máximas (AEG).

En ciertos usos de la energía eléctrica se requieren cantidades relativamente grandes de potencia en intervalos de tiempo comparativamente pequeños, que elevan de una manera considerable los costos del suministro, por eso ciertas tarifas no solo están basadas en la energía total entregada sino también en la proporción en que la energía es utilizada respecto al tiempo, lo cual se determina con la demanda máxima.

El significado de la demanda máxima se podría explicar observando la figura 2.3.2 , en la cual se muestra una curva típica de potencia, es decir, la variación de una carga que se mide en KW respecto al tiempo.

Área bajo la curva de potencia
(sombreada) = Energía total
del intervalo

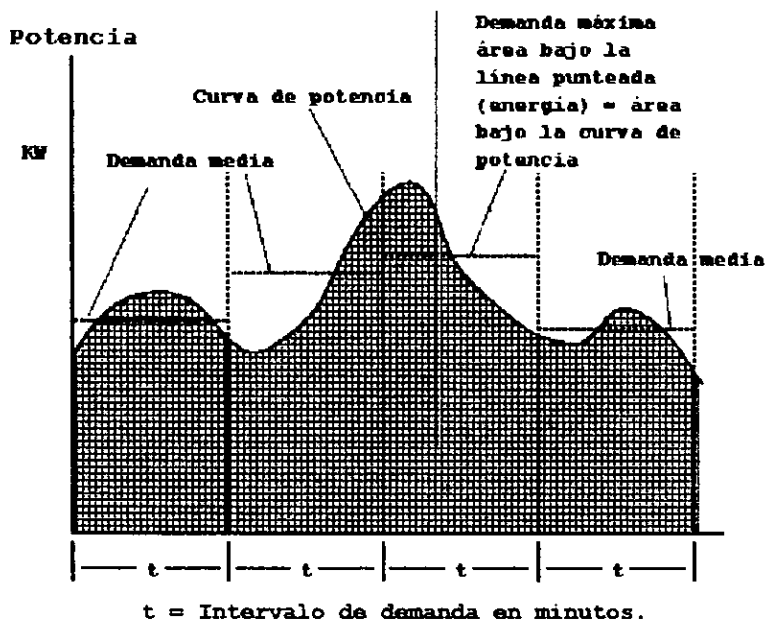


Figura 2.3.2.

Demanda por intervalo = Potencia medida en ese intervalo.

En cualquiera de los intervalos de tiempo o de demanda mostrados, el área bajo la línea punteada que se indica como "demanda" es exactamente igual al área rayada bajo la curva de potencia, cualquiera de estas dos áreas representa la energía consumida en cada intervalo de demanda.

De los cuatro intervalos de demanda que se muestran en la figura 2.3.2 existe uno cuya área es mayor; por ser esa área la mayor, recibe el nombre de "Demanda Máxima".

Resumiendo podemos afirmar que la demanda máxima es la utilización de energía mas grande que existe en un intervalo

especifico de tiempo o como la carga máxima promedio utilizada durante un intervalo de 15 minutos. En la figura se observa que la demanda en cada intervalo de tiempo es igual a la "potencia media" en cada intervalo; por lo consiguiente la demanda máxima también es una potencia media, pero que se distingue por ser la mayor.

El intervalo de demanda es el intervalo de tiempo durante el cual se divide la curva de potencia de la figura 2.3.2; este intervalo puede ser de cualquier duración, en nuestro país, de acuerdo a lo que especifican las tarifas es de 15 minutos.

Anteriormente se dijo que la potencia media o demanda es el área bajo la línea punteada en cada intervalo de demanda, si los intervalos se hicieran más cortos, llegaríamos a tal grado que lo que estaría comprendido en un intervalo sería un punto en la curva de potencia. Al valor expresado kilowatts de cualquier punto de la curva se le llama "Potencia Instantánea" y es la potencia que se puede medir con un wattmetro.

En la figura 2.3.2 existe un punto de la curva que representa el máximo valor de potencia instantánea que se alcanza; pudiera ser que en ese punto se representa una sobrecarga momentánea debida al arranque de un gran motor, sin embargo, dicha sobrecarga no causará daños en el equipo del suministrador, por esto es que el suministrador no usa el valor de potencia instantánea más grande, sino el máximo valor de la potencia media ó demanda máxima, como base para la facturación. Por último debe entenderse que todos los valores de potencia instantánea sucedidos en el intervalo de mayor consumo, se promedian respecto al tiempo para determinar la demanda máxima.

Luz y Fuerza utiliza actualmente tres métodos para efectuar la medición de la demanda máxima en consumidores con cargas bajas y medianas, dichos métodos consisten en instalar en un watthorímetro normal, ya sea:

a) Un registro de demanda tipo mecánico. Estos registros miden en KW de demanda a través de un tren de engranes operado por el mismo disco del wathhorímetro, tal y como lo hace el registro normal de KWH. En el registro un segundo tren de engranes es movido por la flecha del disco, este tren mueve un brazo que impulsa a la aguja indicadora. Para establecer el "intervalo de demanda" se incluye un motor y otro tren de engranes para desacoplar momentaneamente el engranaje del brazo impulsor e iniciarlo en cero al final de cada intervalo, acoplándolo nuevamente para que registre los KW del siguiente intervalo; mientras tanto la aguja indicadora ha quedado en alguna parte de la escala de KW y únicamente avanzará de ese punto hasta que haya una mayor registración de demanda en algun intervalo. Si la acción de restablecimiento del brazo impulsor no se efectúa, el brazo continuará acoplado hasta el tope de la escala; esto puede suceder cuando el motor ha fallado.

A los registros construídos con el principio descrito se les llama "registros de integraci3n" o de "intervalo en bloque".

Es muy importante el mecanismo del intervalo de tiempo, el corazón de este mecanismo es el motor, ya que de él depende que la funci3n de reposici3n de la registraci3n se efectúe precisamente al final de cada intervalo, debe tener un alto poder de arranque, una operaci3n estable en un rango amplio de temperatura, la conservaci3n de la sincronía bajo diversas condiciones de voltaje y frecuencia y un alto nivel de aislamiento.

Existen tres tipos básicos de registros mecánicos:

I) De aguja indicadora. La demanda máxima se indica en una escala sobre la orilla de la carátula del registro.

II) De diales indicativos. Son parecidos a los que se usan en el registro de KWH.

III) De diales acumulativos. Aquellos que permiten que la lectura permanezca fija durante el periodo siguiente.

b) Un registro de demanda tipo térmico. El medidor de demanda térmico determina una carga promedio con un intervalo de tiempo

propio y una curva de respuesta que está basada en el efecto calorífico de la carga.

El funcionamiento de este registro se basa en la conversión de energía eléctrica en calor. El calor generado en un circuito de una resistencia dada, es proporcional al cuadrado de la corriente que circula por esta. En la figura 2.3.3 se muestran los componentes básicos para el registro de la demanda en un medidor de demanda térmica. Uniendo dos tiras de metal con diferentes coeficientes de temperatura de dilatación se forma un elemento bimetalico; estos metales se dilatarán en una distinta proporción cuando se aplique calor y como están unidos, el elemento bimetalico se doblará.

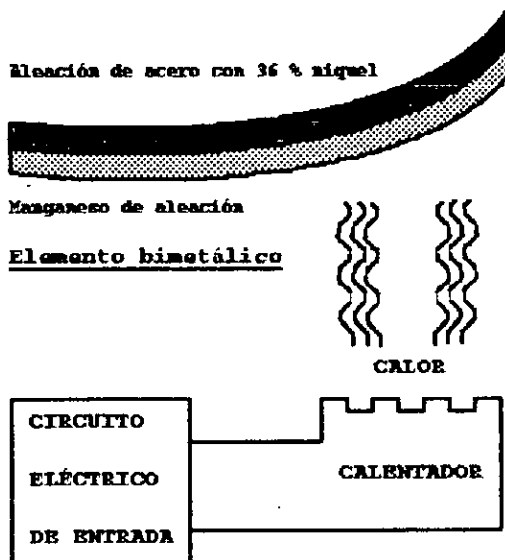


Figura 2.3.3
Componentes básicos de un registro de demanda térmica.

Cuando la tira bimetalica se enrolla dentro de un muelle espiral con uno de sus extremos fijos por fuera, el extremo interno se puede asegurar a un eje que girará con la torsión de la tira bimetalica al recibir calor. Mediante una aguja que fija al extremo del eje, se puede detectar la deflexión.

El medidor de demanda térmico responde lentamente a las variaciones de la carga; la indicación de un medidor de este tipo en cualquier momento no depende únicamente de la carga que se está midiendo en ese momento, sino también del valor previo de esa carga. Esto representa entonces un promedio continuo de carga, lo que constituye la medición de demanda sobre un período de tiempo.

Las curvas de calentamiento o enfriamiento de un cuerpo bajo ciertas condiciones ideales se aproximan a las curvas de respuesta de los medidores de demanda térmicos, teóricamente, los medidores con un intervalo de 15 minutos indican el 90% de una carga constante aplicada durante todo el intervalo, al término del cual, si se conserva dicha carga, la indicación se incrementará el 90% del 10% que no se registró en el intervalo anterior. La indicación que se alcance en cualquiera de los intervalos subsecuentes, será siempre proporcional al 90% de la diferencia entre la indicación al inicio del intervalo y la carga constante.

Los registros térmicos están diseñados para dar un error máximo del 1% a plena escala en todos los puntos de la escala. Como en cualquier elemento indicativo, el porcentaje de exactitud está expresado en relación a la escala completa.

En puntos bajos de la escala, el error en por ciento de la carga se incrementa inversamente con la misma.

c) Un registro de demanda tipo electrónico. Este tipo de registro está basado en un microprocesador programado para realizar funciones de medición de demanda, además está respaldado por una memoria no volátil que mantiene los valores de consumo, demanda, etc., cuando el voltaje cae por debajo del nivel mínimo de operación.

Incluye modo de prueba sin alterar los valores para

facturación, a opción presenta también salidas de pulsos y de fin de intervalo según las necesidades del usuario.

Existen varias señales de entrada y salida del microprocesador y básicamente son las siguientes:

- Señal de frecuencia (60 Hz) tomada de la línea de alimentación para controlar el intervalo de tiempo.

- Señal de pulsos del iniciador fotoelectrónico, que es proporcional a las revoluciones del disco del medidor contando con una relación de R/1 1/12. Esta señal se usa para la integración de consumos y demandas.

- Señalización de voltaje de entrada, utilizada para reconocer la ausencia de potencial.

- Interruptor para reiniciar el registro de la demanda máxima e inicialización de algunas variables que maneja el microprocesador.

- Interruptor para prueba en el laboratorio y campo, de modo que no se integre la energía y la demanda durante el periodo de pruebas.

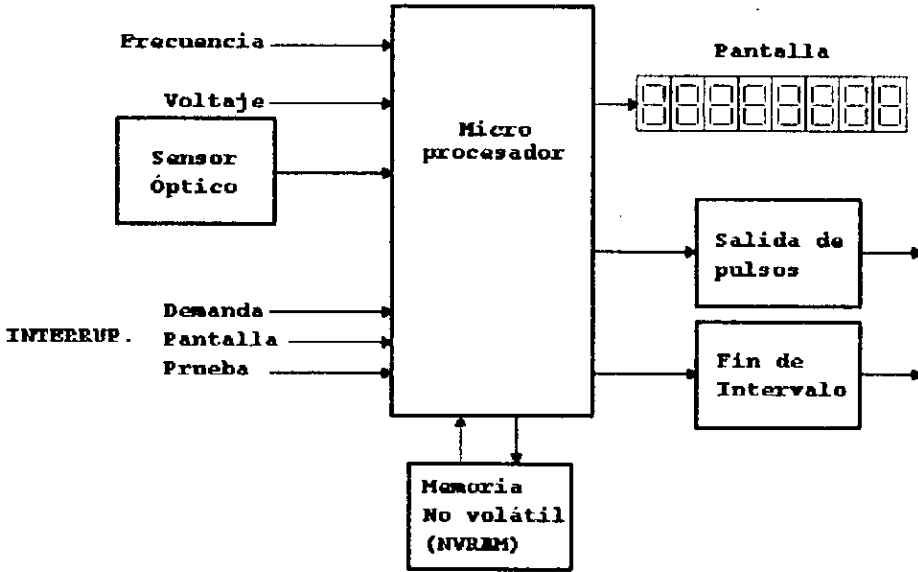


Figura 2.3.4
Registro electrónico M-90 (General Electric).

Se utiliza una pantalla de cristal líquido para mostrar los datos integrados y constantes programables.

Un relevador de mercurio para proporcionar salida de pulsos (KYZ) y poder usarla en otro dispositivo.

Un relevador de mercurio para poder proporcionar una salida de fin de intervalo, o una señalización de alarma para una demanda preestablecida.

El indicador de pulsos utilizado para enviar los pulsos al microprocesador es de tipo fotoeléctrico y está conformado por un conjunto de dos pares de led-fototransistores, dispuestos como se ilustra en la figura 2.3.5.

A través del conjunto de diodos fototransistores se hace pasar un disco ranurado (obturador), el cual está montado sobre la flecha del disco, de tal forma que da la misma cantidad de revoluciones que el disco del medidor.

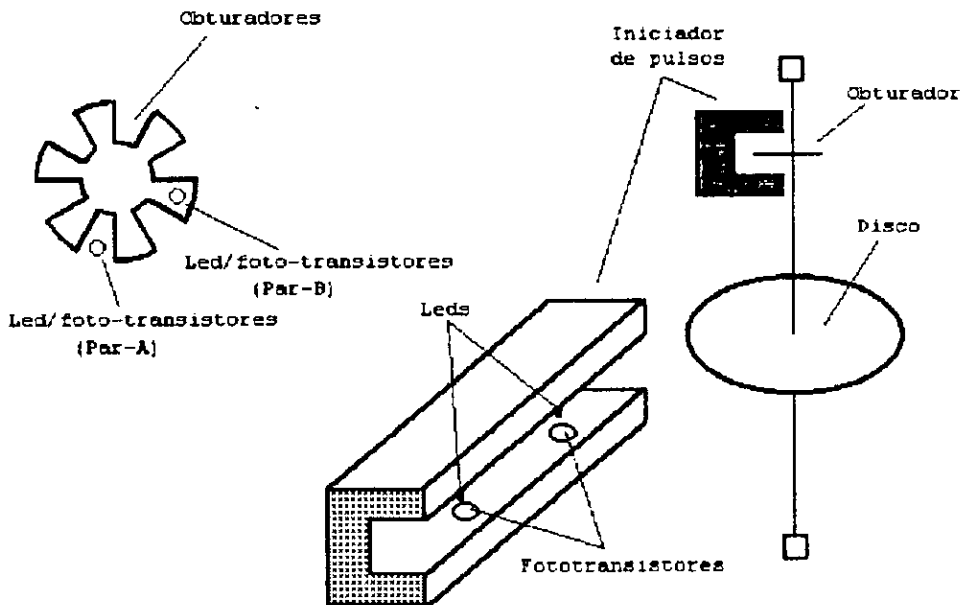


Fig. 2.3.5
Indicador de pulsos fotoeléctrico.

Al girar el disco ranurado va interrumpiendo secuencialmente el haz de luz de los led's lo que ocasiona que el fotodiodo correspondiente no sea conductor y por lo tanto el circuito asociado está apagado.

El microprocesador toma las salidas de los fototransistores A y B, analiza sus estados para compararlos con una tabla de verdad y detecta si la rotación del disco es correcta.

El microprocesador puede ser programado para detectar pulsos en ambas direcciones, es decir, de entrada y salida de energía a cualquier punto de entrega dando el valor neto. Puede también ser programado para únicamente detectar rotación del disco positiva, excluyendo las negativas.

Es recomendable el uso de esta última opción ya que con ello se elimina la posibilidad de contar pulsos "extras" cuando el disco del medidor gire en sentido negativo por mal ajuste de carga baja.

2.7. MEDIDORES DE FACTOR DE POTENCIA

Influencia del factor de potencia en los costos de suministro de energía eléctrica.

El suministro de energía a consumidores domésticos comunes, es normalmente monofásico y la carga es principalmente por alumbrado y calefacción, siendo el factor de potencia (FP) igual a uno o muy cercano a este valor, de modo que la potencia entregada es sustancialmente Volts-Amperes.

El consumidor industrial o de fuerza hace uso de aparatos como transformadores o motores, que requieren de una corriente de magnetización atrasada 90 grados con respecto al voltaje aplicado, además de la corriente que efectivamente produce trabajo útil. El costo de suministro de energía eléctrica no depende de los KWH consumidos y de la demanda máxima requerida, sino también depende del FP de la carga del consumidor.

Cuando las tarifas de venta de energía eléctrica no implican un cargo adicional por bajo FP, resulta que el consumidor que requiere 100 KVA, con 100% de FP, pagará lo mismo que aquel que requiere 200 KVA, con 0.5 de FP; pero el costo de la energía en este último caso es mayor a pesar de que en ambos casos los medidores indican 100 KW y para el mismo tiempo utilizado registrarán la misma cantidad de KWH, pues si consideramos el voltaje es el mismo en los dos casos, forzosamente se requiere suministrar el doble de amperes para la carga de 200 KVA que para la carga de 100 KVA.

Además de lo anterior, las pérdidas debido a bajo FP generadas por los usuarios, generan grandes pérdidas e inversiones en plantas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones y redes de distribución. Por lo tanto al mejorar el FP de la carga, resulta una reducción en las pérdidas en el sistema de suministro, haciéndose el uso más eficaz del equipo y líneas, abatiéndose así los costos de inversión y de operación.

Un medidor común de energía eléctrica (wathhorímetro) registra los KWH, consumidos con base en el producto del voltaje aplicado y la "componente en fase" de la corriente, por lo tanto si el FP del consumidor, como el caso de consumidores domésticos, es igual a uno, la corriente total está en fase con el voltaje, no hay corriente reactiva y el wathhorímetro mide integra la energía entregada.

Pero si el consumidor de tipo industrial tiene un FP mayor que la unidad existirá una corriente reactiva, con ángulo de fase de 90 grados, respecto al voltaje que no registra el wáttmetro. De aquí la necesidad de emplear medidores adicionales que permitan la determinación del FP del consumidor industrial y de conocer los diferentes métodos comerciales exactos para medida del FP. El costo extra del equipo necesario para determinar el FP no se justifica en pequeños consumidores, pero para consumidores mayores el costo extra se justifica al proporcionar los medios para encausar al consumidor de bajo FP a eliminar esa indeseable característica o bien para sancionarlo económicamente y poder compensar las inversiones causadas por sobrecargar las instalaciones.

Por lo tanto en circuitos monofasicos tenemos:

$$\text{Watts} = V \times I \times \cos \theta$$

$$\text{Volt-amperes} = V \times I$$

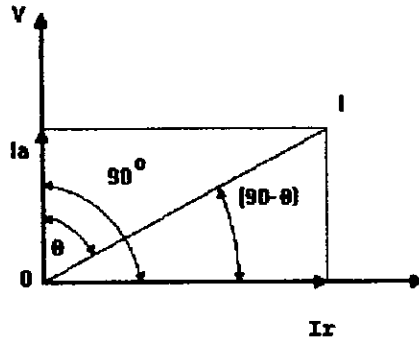
$$\text{El factor de potencia es} = V \times I \times \cos \theta / V \times I$$

En donde :

V = voltaje aplicado

I = corriente en el circuito

θ = ángulo de fase; lo que se puede apreciar en la siguiente grafica:



En la cual

OV = voltaje aplicado

OI = corriente total (potencia aparente)

OIa = corriente activa (potencia activa)

OIr = corriente reactiva (potencia reactiva)

θ = ángulo de fase (desplazamiento en grados eléctricos de la corriente total respecto al voltaje aplicado).

El diagrama muestra la relación entre el voltaje aplicado y las componentes de la corriente, el voltaje aplicado está representado por el vector OV y la corriente que fluye por el circuito por el vector OI, esta corriente está desplazada en fase respecto al voltaje por un ángulo θ , que se debe a aparatos que retardan la corriente. Lo normal en casos de cargas industriales es que la corriente sea atrasada por el empleo de transformadores, motores y otros; pero si la instalación industrial cuenta con bancos de capacitores, motores síncronos, etc., la corriente será corregida y hasta adelantada con respecto al voltaje, por el efecto de una componente adelantada 90 grados.

La corriente total del circuito (OI) puede considerarse como consistente de dos partes; una consistente activa (Ia) que produce

potencia activa o útil (corriente en fase con el voltaje aplicado) y una componente reactiva (I_r) que puede considerarse como una corriente parásita (corriente atrasada o adelantada con respecto al voltaje) que no produce trabajo útil en términos comerciales; por lo tanto:

$$FP = W / VA = V \times I \times \cos \theta / V \times I = \cos \theta$$

2.7.1 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE POTENCIA.

Existen varios métodos para el cálculo del FP, de carácter analítico los cuales son principalmente:

- a) Método de $W_1 - W_2$.
- b) Método de las fases cruzadas.
- c) Método de conexión Z.
- d) Método de la medición de reactivos KVARH (Kilo-Volts-A-Reactivos por hora).
- e) Método de QH.

El método $W_1 - W_2$ y el método de las fases cruzadas, sólo son válidos para cargas balanceadas por lo que al tener usuarios con cargas desbalanceadas deberán utilizarse los métodos de conexión Z, de medición directa de KVARH o el método de QH.

a) El método $W_1 - W_2$ consiste en conectar dos medidores en los servicios trifásicos donde la corriente de línea esté en fase con el voltaje de línea y mediante la siguiente ecuación se obtiene el FP.

$$\cos \text{arc tang } \theta = \sqrt{3} (W_2 - W_1 / W_2 + W_1)$$

b) Método de las fases cruzadas. Este método consiste, en desplazar hacia atrás 90 grados eléctricos, los voltajes aplicados

al medidor con respecto a los voltajes que genera la corriente de línea. Se usa la siguiente ecuación para obtener el factor de potencia.

$$\cos \text{ arc tang } \theta = \sqrt{3} / 2 (FT / WT)$$

Siendo FT el registro de la medición de fases cruzadas y WT el de KWH.

c) Método de conexión en Z. Este método consiste en atrasar 120 grados eléctricos los voltajes aplicados al medidor de KWH; para el cálculo del FP se usará la siguiente ecuación.

$$\cos \text{ arc tang } \theta = ((2Z / W) + 1) / \sqrt{3}$$

Donde Z es el registro total de la medición ZH y W es el registro total de KWH.

d) Método de la medición de reactivos KVARH, consiste en desplazar los flujos de las bobinas de corriente y seccionarlas, todos los medidores son de lectura directa, los cuáles constantemente y de manera interna tienen ajustes para que sus multiplicadores siempre tengan un valor de uno, para obtener el FP se usa la siguiente ecuación.

$$\cos \theta = KW / KVA$$

e) Método QH. En este método se hace un retraso de 60 grados eléctricos los voltajes aplicados al medidor de KWH, lo que nos permite tener registros de FP desde 30 grados adelantados hasta 90 grados atrasados.

2.7.2 EFECTOS DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA.

Cuando el FP de un circuito de corriente alterna es de 100%, se dice que se ha logrado el grado más deseable con relación a las condiciones de funcionamiento del circuito. En cambio, cuando el FP decrece al 50% ó menos, hay mucha pérdida de energía en el sistema, por lo cual, esta condición es indeseable. Por consiguiente, en casos de bajo FP se debe remediar esta circunstancia a fin de eliminar las pérdidas de energía, o cuando menos, reducirlas apreciablemente. A esta operación de aumentar el FP se le llama: **corrección del factor de potencia.**

Cuando el FP es bajo, aumenta la cantidad de energía reactiva o negativa, que tienen que abastecer las plantas de Luz y Fuerza, dado el aumento de la corriente reactiva ó magnetizadora en el sistema y los medidores o contadores eléctricos instalados en los lugares de consumo no registran dicha energía reactiva, excepto que existan medidores para registrar dicha energía (medidores KVARH).

El consumidor también ahorrará dinero en el costo de alambre, transformadores, fusibles y aparatos más grandes de arranque, si su FP es suficientemente alto. Por ejemplo, un motor de inducción que funciona con un FP de 50%, requiere el doble de corriente que uno igual que funciona con un FP de 100%, con la misma carga. El alambre necesario para el alambrado del primer motor, tiene que ser de un diámetro dos veces mayor que el segundo motor. Debido a la alta intensidad de la corriente del primer motor, se tienen que emplear aparatos más grandes de arranque, fusibles, transformadores, etc., de mayor capacidad, lo cual aumenta el costo global considerablemente.

2.7.3 EFECTO DEL FACTOR DE POTENCIA SOBRE LA CORRIENTE.

La energía que se suministra a los aparatos eléctricos, magnéticos o inductivos, se toma del generador de corriente alterna durante la primera mitad de cada alternación de ciclo (cuando se expande el campo magnético) y se devuelve al generador la siguiente mitad de la alternación del ciclo (cuando se contrae el campo). Esto causa que fluya continuamente la corriente magnetizadora del generador a la carga y luego de la carga al generador, dos veces cada ciclo. Así es que la energía neta o útil que se proporciona por efecto de la corriente magnetizadora es nula, ya que esta se presta a la carga por un instante y enseguida se devuelve al generador y esta acción es continua.

Cuando el FP es bajo, aumenta la intensidad de la corriente reactiva o magnetizadora, o sea, la que se requiere para excitar el equipo inductivo conectado en el circuito. Esta condición causa, a su vez, que se produzcan pérdidas de energía en el circuito y la magnitud de estas depende de la resistencia del circuito y de la intensidad de la corriente, ya que la potencia en watts es igual al producto de la resistencia y de la corriente que pasa por un circuito, elevada al cuadrado:

$$W = I^2 \times R$$

2.7.4 COMO MEJORAR EL RENDIMIENTO EN LOS SISTEMAS TRIFÁSICOS.

Uno de los factores más importantes para mejorar el comportamiento de un circuito trifásico es que la carga esté equilibrada. Supongamos que un sistema trifásico en condiciones de equilibrio está proyectado para soportar corrientes de línea de 70 A, con un FP de 0.567. Si se aumentase la corriente en una de las líneas hasta 100 A, las pérdidas por calor $I^2 \times R$ experimentarían un

incremento y, como consecuencia, el calor desarrollado en esta línea sería excesivo, por lo que la potencia útil que se podría obtener de esta línea sería menor.

El rendimiento de un sistema trifásico también puede ser mejorado con un FP mayor. El sistema anteriormente considerado tiene una potencia total de $1.732 \times 200 \text{ V} \times 70 \text{ A} \times 0.567 = 13,749 \text{ W}$. Bajo condiciones ideales se considera que el FP es igual o muy próximo a la unidad. Con FP unitario, este sistema daría una potencia de $1.732 \times 200 \text{ V} \times 70 \text{ A} \times 1 = 24,248 \text{ W}$. En la práctica un buen FP es de 0.85, 0.9 ó 0.95.

Si el FP del circuito anterior fuera mejorado de 0.567 a 0.9 con una intensidad de corriente de 70 A, la potencia total del sistema sería de $1.732 \times 200 \text{ V} \times 70 \text{ A} \times 0.9 = 21,823 \text{ W}$, con lo que la potencia adicional ganada sería de $21,823 - 13,749 = 8,074 \text{ W}$, de forma que en tales condiciones el comportamiento del sistema hubiese sido bastante más eficiente.

2.7.5 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.

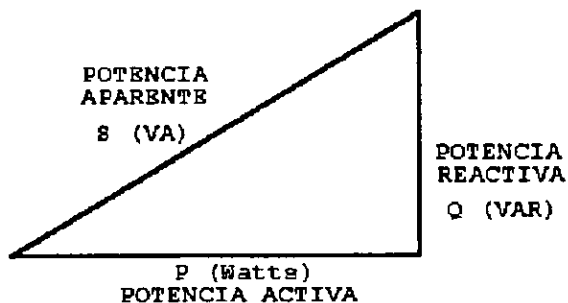
Existen algunos artefactos eléctricos, como ciertos motores y lámparas fluorescentes, que tienen un FP bajo, por ser aparatos inductivos, es decir, que la corriente que fluye por ellos va retrasada con respecto al voltaje, lo cual da por resultado que el FP sea bajo, se dice que en circuitos inductivos el FP está retrasado.

Como los efectos del capacitor (o condensador) son opuestos a los de una inductancia, es fácil de comprender que este dispositivo

se puede utilizar en un circuito eléctrico inductivo, para cancelar los efectos de la inductancia. Vamos a considerar un circuito en el que solamente hay un capacitor conectado a un generador.

Los capacitores tienen un FP casi de cero (1% ó menos), y si uno de ellos se conecta a un generador, haciendo al circuito capacitivo, se dice que el FP de este circuito está adelantado. Esto se debe a que, como el condensador tiene muy poca resistencia eléctrica, la energía que se disipa en forma de calor en el capacitor, es casi nula, puesto que $W = I^2 \times R$. Esta es la energía útil, puesto que no se devuelve al circuito.

Sabemos que la potencia aparente se compone de la potencia reactiva y la potencia activa o efectiva como indica la fig. 2.3.6



$$VA = \sqrt{W^2 + VAR^2}$$

Figura 2.3.6
Triángulo de las potencias.

La potencia reactiva es la que se utiliza para cargar el capacitor y se devuelve al circuito durante la descarga. La potencia activa es la que se disipa en forma de calor, la cual generalmente se utiliza para ejecutar algún trabajo, pero en el caso de un capacitor solamente se consume en su calentamiento. Por lo que antecede se comprende que en este caso casi toda la potencia aparente es reactiva y como el FP es igual a la potencia efectiva o activa, dividida entre la potencia aparente, aquel resultará ser casi cero. Los capacitores sirven para cancelar las corrientes retrasadas de los aparatos que funcionan con un FP retrasado (inductivos). En otras palabras, se pueden emplear los capacitores para elevar o corregir el FP de un sistema eléctrico cuyo factor sea bajo. De manera que si se conecta un capacitor de capacidad adecuada entre las terminales de un motor de inducción u otro artefacto que posea mucha inductancia, se disminuirá, por tanto, la corriente total que circula por la línea de alimentación.

En la figura 2.3.7-a se tiene un motor (carga inductiva) conectado a un generador de corriente alterna.

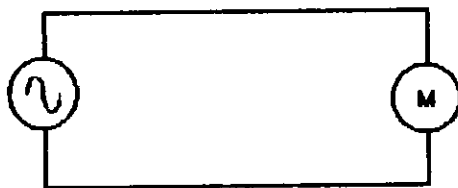


Figura 2.3.7-a Motor conectado a un generador.

Suponiendo que el motor requiere una corriente de magnetización, o corriente magnetizadora, poderosamente intensa.

En "b" de la misma figura, tenemos el mismo generador, pero ahora conectado a un capacitor de capacidad adecuada. En este caso el FP es casi cero, pero como en un circuito capacitivo la corriente va adelante del voltaje, se entiende que el FP está adelantado.



Figura 2.3.7-b Capacitor conectado a un generador.

Ahora bien, si se combinan las dos cargas, es decir, la capacitiva y la inductiva, tal como se ilustra en la "c" de la misma figura, la corriente de carga del condensador o capacitor, servirá como corriente magnetizadora para el motor, e inversamente la corriente de magnetización del motor servirá como corriente de carga del capacitor. En otra palabras, los efectos del capacitor neutralizan a los del motor (inductancia) porque se ha logrado la condición de resonancia de corriente. De esta manera se encuentra corregido el FP. Por consiguiente la única corriente que fluye por la línea de alimentación es la efectiva.

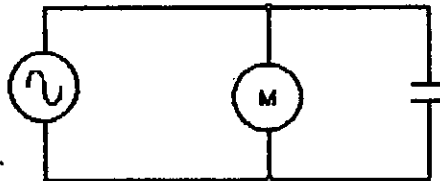


Figura 2.3.7-c Capacitor conectado a un motor.

2.7.6. ELECCIÓN DEL CAPACITOR ADECUADO PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA.

Los capacitores que se emplean para la corrección del FP, no se designan en términos de Faradios de capacidad, sino en potencia expresada en Kilovoltamperes, a determinado voltaje y frecuencia. Esto es se designan en términos de la potencia o la capacidad de KVA que absorben, o toman del circuito de corriente alterna de determinado voltaje y frecuencia. Así es que la unidad KVA aplicada al capacitor, significa:

$$\text{KVA} = E \times I / 1,000$$

Donde E - Voltaje que toma el capacitor del circuito

I - Corriente que toma el capacitor del circuito

En la placa de especificaciones de los capacitores se indica su potencia asignada en KVAR y el voltaje y la frecuencia del circuito en el cual están destinados a utilizarse.

Los datos de placa de algunos capacitores comerciales son por ejemplo:

Capacitor ABB
Conexión Δ
Capacidad 14 KVAR
Voltaje 483 V
Frecuencia 60 Hz
Fases 3

Capacitor Novacap
Conexión Δ
Capacidad 21 KVAR
Voltaje 240 V
Frecuencia 60 Hz
Fases 3

Capacitor ABB
Conexión Δ
Capacidad 50 KVAR
Voltaje 480 V
Frecuencia 60 Hz
Fases 3

Capacitor RTC
Conexión Δ
Capacidad 20/24 KVAR
Voltaje 230 V
Frecuencia 60 Hz
Fases 3

La capacidad de uno de esos capacitores se determina con la siguiente fórmula:

$$C = (I \times 1 \times 10^6) / (2 \times \pi \times f \times E)$$

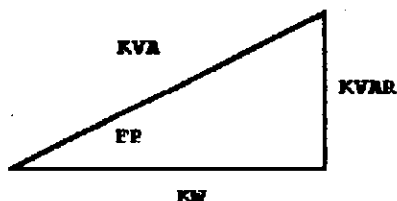
C = capacidad en microfarads.

I = corriente en amperes.

f = frecuencia en ciclos por segundo.

E = Tensión.

Para escoger la potencia adecuada del capacitor para la corrección del FP después de que se sabe que el FP es bajo, ya sea porque se ha medido directamente con un medidor de FP, o porque se ha calculado con la ayuda de un wáttmetro, un vóltmetro y un ampérmetro, como ya se ha explicado, se procede a escoger la potencia del condensador, o grupo de condensadores necesarios para llevar a cabo la corrección del FP.



$$KVA = KW / FP$$

$$KVAR = \sqrt{(KVA^2 - KW^2)}$$

Figura 2.3.8-a

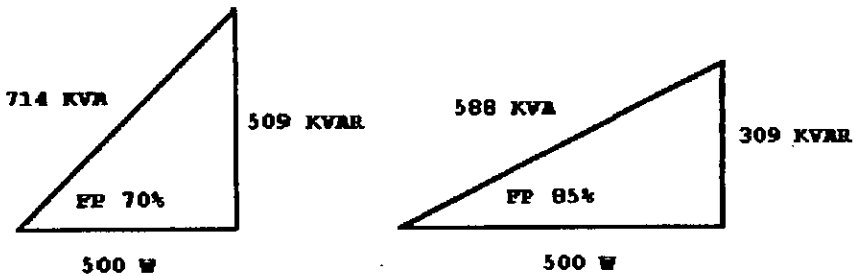


Figura 2.3.8-b

Los Kilovoltamperes reactivos (KVAR) capacitivos requeridos para la corrección del FP se obtienen mediante las siguientes fórmulas y diagramas vectoriales de las figuras 2.3.8-a y b.

En nuestro ejemplo tenemos una carga de 500 KW con un FP de 70% y deseamos corregir al 85%.

FP 70%

$$KVA = KW / FP = 500 / 0.70 = 714$$

$$KVAR_1 = \sqrt{(KVA^2 - KW^2)} = \sqrt{(714^2 - 500^2)}$$

$$KVAR_1 = \sqrt{(509,796 - 25,000)} = \sqrt{259,796} = 509$$

FP 85%

$$KVA = KW / FP = 500 / 0.85 = 588$$

$$KVAR_2 = \sqrt{(588^2 - 500^2)} = \sqrt{(345,744 - 250,000)}$$

$$KVAR_2 = \sqrt{95,744} = 309$$

$$\begin{aligned} \text{KVAR CAPACITIVOS CORRECTIVOS: } & KVAR_1 - KVAR_2 \\ & = 509 - 309 = 200 \end{aligned}$$

En nuestro ejemplo debemos conectar en la carga inductiva unos capacitores que sumen 200 KVA, a un voltaje y una frecuencia adecuadas, en paralelo con dicha carga, como en el ejemplo de la figura 2.3.9., para corregir el FP.

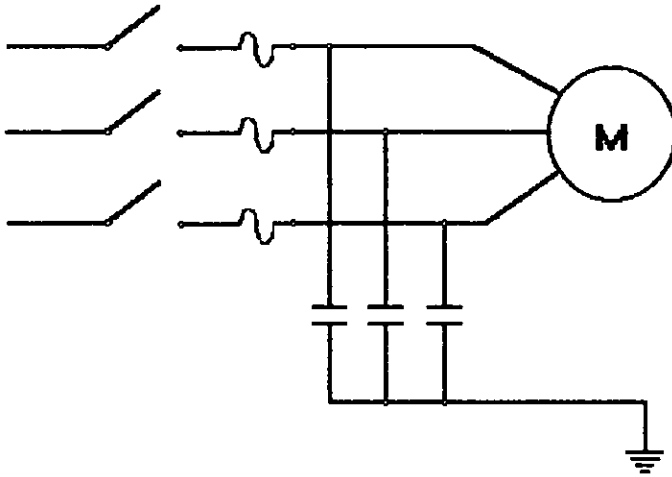


Figura 2.3.9.

Capacitores conectados a una motor (carga inductiva)
para aumentar el FP.

En la tabla 2.1 se muestra otro procedimiento.

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA CALCULAR EL VALOR DE LA POTENCIA CAPACITIVA NECESARIA PARA AUMENTAR EL FACTOR DE POTENCIA

Factor de potencia deseado (en tanto por ciento)	100	95	90	85	80
Factor de potencia primitivo (en tanto por ciento)	Factores de corrección				
65	1,169	840	685	549	419
66	1,138	810	654	518	388
67	1,108	779	624	488	358
68	1,078	750	594	458	328
69	1,049	720	565	429	298
70	1,020	691	536	400	270
71	922	663	507	372	241
72	964	635	480	344	214
73	936	608	452	316	186
74	909	580	425	289	158
75	882	553	398	262	132
76	855	527	371	235	105
77	829	500	344	209	78
78	802	472	318	182	52
79	776	447	292	156	26
80	750	421	266	130	
81	724	395	240	104	
82	698	369	214	78	
83	672	343	188	52	
84	646	317	162	26	
85	620	291	136		
86	593	265	109		
87	567	238	82		
88	540	211	56		
89	512	183	28		
90	484	155			
91	456	127			
92	426	97			
93	395	66			
94	363	34			

Tabla 2.1

2.8 MEDIDORES DIGITALES MULTIFUNCIÓN.

Actualmente existen en el mercado medidores multifunción, los cuales son capaces de realizar todas las funciones de medida sin tener que cambiar las conexiones de este y sin necesidad de equipo adicional, además de medir la cantidad de potencia consumida, la potencia real y la reactiva pueden medir el factor de potencia, los voltajes de las fases, las corrientes, la frecuencia y demanda máxima. Otra de las ventajas de estos medidores es la de monitoreo a distancia puesto que pueden ser conectados a una unidad de monitoreo central simplificando y agilizando el control y la toma de decisiones.

Algunos de estos medidores son capaces de operar relevadores al ser sobrepasada la demanda máxima estimada la cual se programa en dicho medidor.

En la figura 2.4.0 se muestra un medidor digital multifunción.

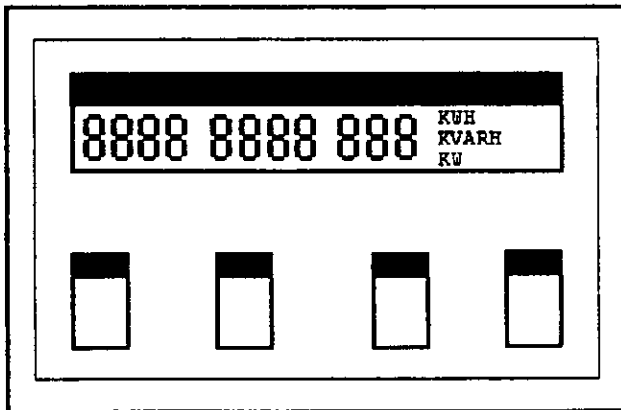


Figura 2.4.0
Medidor digital multifunción.

En la figura 2.4.1 muestra el diagrama de bloques que ilustra el funcionamiento de un medidor digital multifunción. La conexión del medidor se realiza por medio de transformadores de potencial y de corriente, en el primer paso se transforma la señal analógica que proviene de los transformadores a una señal digital para que pueda ser procesada por el medidor esto se logra mediante el muestreo de la señal analógica y la codificación de dicha señal, en el siguiente paso se realizan los cálculos necesarios para determinar los demás parámetros los cuales no se obtienen de forma directa. Posteriormente se realizan las funciones de memoria en donde se almacena la información la cual ha sido procesada, finalmente el último bloque representa un bus de direcciones que envía la información a un display local, a un controlador de contactos y a una unidad remota de monitoreo.

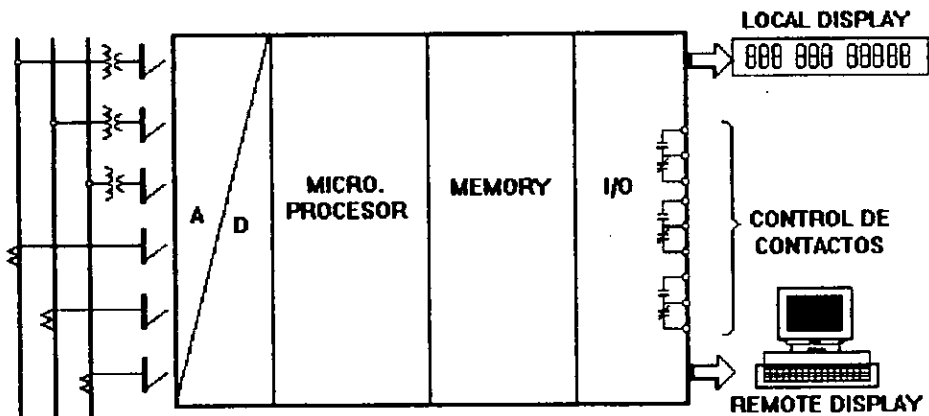


Figura 2.4.1

Diagrama a bloques de un medidor digital multifunción.

2.8. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Los transformadores de instrumento son parte esencial de muchos sistemas de medición eléctrica, ya que reducen las magnitudes de las corrientes y de los voltajes que no pueden ser medidos de una forma directa a niveles seguros tanto para los operadores como para los equipos de medición, de esta manera, los voltajes y las corrientes son transformados a valores secundarios para ser medidos y usados en relevadores y otros instrumentos que son diseñados con valores de 120 V ó 5 A.

Una segunda función de un transformador de instrumento es la de dar aislamiento entre el primario y el secundario del circuito; simplificando la construcción de los aparatos de medición y que además, como ya se dijo, proporcione seguridad al personal que usa estos aparatos.

Se tienen dos tipos de estos transformadores, el de potencial (TP) y el de corriente (TC).

Los transformadores de instrumento se calculan especial y cuidadosamente para dar relación de transformación muy exactas, entre los valores de voltaje y de corriente, dentro de los límites para los cuales han sido diseñados.

Los transformadores de intensidad o de corriente, se conectan siempre en serie con la línea cuya corriente se quiere medir, como se indica en la figura 2.4.2.

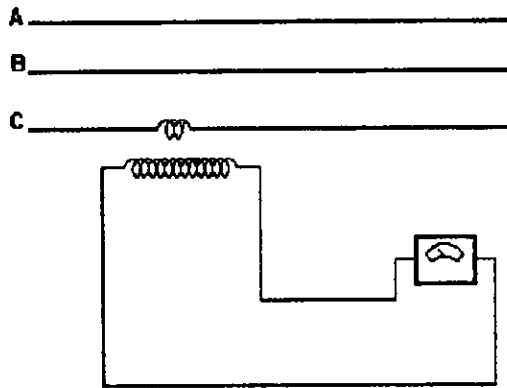


Figura 2.4.2
Conexión de un transformador de corriente.

El arrollamiento primario suele consistir en sólo una o dos vueltas y en algunos casos en solo un conductor recto que pasa a través del núcleo alrededor del cual se embobina el secundario. Este produce el mismo efecto y la misma relación de transformación que una vuelta.

En los circuitos que soportan corrientes muy intensas, el flujo creado por una vuelta o incluso por una sección corta de un conductor recto, es suficiente para inducir el voltaje apropiado en el arrollamiento o devanado secundario, ya que los instrumentos necesitan muy poca energía para accionar sus elementos móviles.

El arrollamiento secundario se compone de un gran número de vueltas y sus terminales están conectadas directamente con las terminales del ampermetro, wáttmetro o wathhorímetro que el transformador tiene que accionar.

El secundario del TC debe de conectarse siempre a tierra para mayor seguridad en el caso de una perforación del aislamiento, lo

que podría permitir que el alto voltaje de la línea pasara al circuito de bajo voltaje.

Algunas precauciones que se deben de tomar con estos transformadores como se ha dicho, en el caso del TC, que tiene su primario conectado a una línea activa o cargada, es que no debe de dejarse nunca con su secundario en circuito abierto.

Antes de desconectar al aparato de medida del secundario del TC, debe de ponerse en corto circuito el secundario del transformador, con una conexión segura. Si no se hace esto, cuando se saca el instrumento o desconecta se desarrollará un voltaje peligrosamente alto en el devanado secundario del transformador. Este voltaje elevado puede perforar el aislamiento del arrollamiento secundario del transformador o del aparato de medida en el momento de desconectarlo o de reconectarlo, o puede producir severa conmoción al operador que este haciendo o quitando las conexiones.

Un TC se parece a un transformador elevador de voltaje, con el secundario como arrollamiento de alto voltaje, funcionaria como dicho transformador si no fuera por el hecho de que los instrumentos conectados al secundario tienen una resistencia muy pequeña y la corriente que circula normalmente por el secundario crea un flujo que se opone al flujo primario y limita el voltaje inducido a un valor muy bajo.

Debe dejarse siempre en corto circuito el arrollamiento secundario hasta después que se han conectado a él los instrumentos. Este corto circuito no producirá daños al arrollamiento secundario, ni lo quemará a consecuencia de una sobrecarga, porque la intensidad de la corriente que tiende a pasar por el arrollamiento secundario, cuando se pone en corto circuito, crea inmediatamente un flujo intenso que neutraliza más completamente el flujo del primario y no permite inducir un voltaje muy pequeño en el secundario, mientras su circuito está cerrado.

Sin embargo, si se dejara abierto este circuito, no pasaría por él ninguna corriente y no habría flujo secundario que se opusiera al campo inductor primario y esto permitiría al flujo primario adquirir su valor normal e inducir en el secundario un voltaje muy elevado.

La polaridad de los transformadores de corriente suele indicarse por medio de marcas blancas permanentes, puestas en conductores terminales primarios y secundarios.

Los sentidos relativos instantáneos de la corriente se marcan entrando en el terminal primario y saliendo del terminal secundario.

Las relaciones de los TC's pueden expresarse en diferentes valores, como 15/5, 50/5, 80/5, 150/5, 250/5, 300/5, 400/5 ó 600/ 5. Estas indicaciones significan que la intensidad de la corriente nominal máxima en el secundario es de 5 A, cuando el primario está plenamente cargado por el número de amperes expresado por la primera cifra. En otras palabras los transformadores se calculan para las diferentes relaciones de transformación. Con los TC's de este tipo, es posible emplear ampérmetros, wáttmetros o wathhorímetros con la bobina de corriente de una capacidad máxima de 5 A.

Un transformador de potencial es igual a un transformador de potencia monofásico ordinario, con la salvedad de que sólo tiene unos cuantos watts de capacidad. Los arrollamientos primarios de los transformadores de potencial se componen de un gran número de vueltas y se conectan en paralelo con las líneas de alto voltaje y se protegen con fusibles especiales conocidos con el nombre de fusibles para transformadores de potencial. En la figura 2.4.3 se ilustra cómo se conecta.

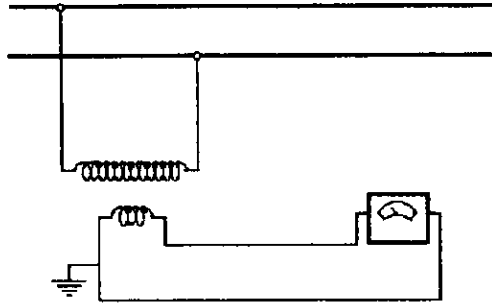


Figura 2.4.3
Conexión de un transformador de potencial.

Los secundarios suelen bobinarse más o menos para 100 V y en la figura 2.4.3 se muestra la conexión para un transformador de potencial y el instrumento de medición, correctamente conectado a su secundario. Los secundarios de estos transformadores se conectan también a tierra por razones de seguridad y para poner directamente a tierra el voltaje en caso de que fallara el aislamiento entre los arrollamientos.

En la práctica los transformadores de potencial se diseñan para diferentes relaciones de transformación. Algunas de las relaciones de transformación usadas son:

3,600/120 con una constante de transformación de 30,
 4,800/120 con una constante de transformación de 40,
 11,500/115 con una constante de transformación de 100,
 13,200/132 con una constante de transformación de 100 y
 23,000/115 con una constante de transformación de 200.

Estas relaciones de transformación (Kp) o constantes, se usan en circuitos de alta tensión de 6 KV y 23 KV, como el voltaje que se aplica al primario es el que existe entre fase y tierra, lo deducimos de la siguiente forma:

$$6,000 \text{ V} / \sqrt{3} = 3,464.6 \text{ V}$$

$$23,000 \text{ V} / \sqrt{3} = 13,279 \text{ V.}$$

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE ERRORES Y FALLAS

En este capítulo se analizarán en forma breve los errores que más frecuentemente se cometen en la medición y facturación de los servicios de energía eléctrica de los usuarios, así como las fallas ocasionadas por los equipos de medición.

3.1 ALGUNOS ERRORES EN LA MEDICIÓN.

Los errores que se cometen generalmente en la medición son los ocasionados por la aplicación de constantes o multiplicadores mal calculados, por la selección incorrecta de los equipos de medición y por la mala conexión que se hace de los medidores.

3.1.1. MULTIPLICADORES DE LECTURAS MAL CALCULADOS.

Las constantes o multiplicadores que con más frecuencia se calculan mal son:

a) La constante K_r o multiplicador de la lectura propio del medidor. La mayoría de los medidores utilizados por Luz y Fuerza, tienen una K_r unitaria; sin embargo es necesario comprobar esto, pues con un solo caso que se presente de un medidor con K_r diferente

a la unidad utilizada para la facturación, repercutirá de manera negativa en los consumidores y en la empresa. En los medidores de KWH se utiliza la siguiente expresión para calcular la K_r .

$K_r = R_r \times R_s \times K_h / 10\ 000$, en donde:

R_r = relación de registro.

R_s = primera reducción.

K_h = constante de watthoras.

La prueba que se utiliza para comprobar los medidores monofásicos, es la llamada prueba nocturna, la cual consiste en comprobar los consumos de varios medidores, conectados en serie a una misma carga con un medidor maestro del cual se conocen todas sus constantes y se encuentra calibrado. Si alguno de los medidores al final de la prueba da una diferencia de consumo en relación con el medidor maestro, será una indicación fuerte de que el medidor tiene una K_r distinta a los demás y por lo tanto se le someterá a estudio para determinar su K_r .

Esta prueba, además nos sirve para saber si los medidores quedaron bien ensamblados después de la reparación o mantenimiento, cuando se trata de medidores usados y así sólo enviar al personal de verificación, medidores susceptibles de ser calibrados

b) Constante o multiplicador de lecturas debido al uso de transformadores de instrumento. Cuando se usan transformadores de corriente (TC's) y de potencial (TP's), los registros de los medidores deben ser incrementados por el producto de las relaciones de los TC's y TP's.

3.1.2. SELECCIÓN INCORRECTA DEL EQUIPO DE MEDICIÓN.

Al seleccionar el equipo de medición, es posible que se esté eligiendo un equipo que sea incorrecto para realizar la medición, y así con frecuencia se selecciona:

a) **Equipo muy sobrado.** Decimos que un equipo está sobrado, cuando la carga instalada es menor al 5% de la capacidad nominal. Esto puede ocasionar bajos registros de energía, debido a fricciones en la base del disco, o a flujos magnéticos distorsionados en los transformadores de corriente como en los propios medidores. Aunque los equipos modernos tienen compensaciones para trabajo a baja carga, no es recomendable hacerlo.

b) **Equipo sobrecargado.** Cuando por un equipo circula más del 20% de la clase (capacidad máxima) del medidor, decimos que el equipo está sobrecargado; como en el caso anterior esto también puede ocasionar, lecturas bajas en los registros de energía, debido a que en el medidor se produce un par de frenado por una interacción entre los flujos magnéticos, proporcional al cuadrado del flujo producido por la bobina de corriente. También se puede visualizar tomando en cuenta que, la fuerza de frenado es una función de las corrientes de Eddy multiplicadas por el flujo, y en este caso las corrientes de Eddy aumentan a medida de que el flujo aumenta, de tal forma que la fuerza de frenado aumenta con el flujo que se ha multiplicado por el mismo.

En el caso de los TC's, una sobrecarga los puede llevar al punto de saturación donde ya no dan una respuesta fiel de la corriente en el primario, y aunque se aumente la corriente primaria, la corriente secundaria no aumenta y en cambio empieza a sufrir deformaciones; además un transformador de corriente con su núcleo saturado, aunque se disminuya su corriente primaria no dará una respuesta correcta en el secundario.

c) **Medición inadecuada al circuito de entrega.** Al no instalar un aparato de medición apropiado a los hilos de corriente (fases) que se está proporcionando al consumidor, se puede medir de más o no medir la corriente. De la misma forma cuando se instala un medidor inadecuado a la conexión del circuito de entrega se cometen los errores antes mencionados.

d) **Mediciones incompletas.** Se les denomina así cuando las mediciones realizadas a los usuarios, a los cuales les falta el medidor de demanda o el de los KVARH, que por su tarifa o tipo de instalación se les debe de aplicar. Se les deberá procurar hacer las instalaciones apropiadas para que las mediciones de las cargas sean correctas. Se basará en las tarifas en vigor y en la importancia de las cargas, para decidir si se instala medidores de KWH, KW, y KVARH.

3.1.3. CONEXIÓN INCORRECTA DE MEDIDORES

Primero daremos una clasificación de los wathhorímetros o medidores más comunes:

MEDIDOR	FASES	HILOS	ELEMENTOS	CONEXIÓN
Monofásico	1	2	1	Monofásica
Monofásico	1	3	1	Monofásica
Polifásico	2	3	2	Network
Polifásico	3	3	2	Trifásica
Polifásico	3	4	3	Trifásica estrella
Polifásico	3	4	2	Trifásica estrella
Polifásico	3	4	3	Trifásica delta
Polifásico	3	4	2	Trifásica delta

Tabla 3.1

Cada uno de estos medidores deben de instalarse en los circuitos apropiados para los cuales fueron diseñados, un cambio de instalación, dará un error en la medición.

Se cuenta con los siguientes circuitos de entrega a los consumidores:

Monofásico de dos hilos.

Monofásico de tres hilos.

Bifásico de tres hilos (estrella incompleta o network).

Trifásico de tres hilos delta.

Trifásico de tres hilos estrella.

Trifásico de cuatro hilos estrella.

Trifásico de cuatro hilos delta.

A continuación se dan unos ejemplos clásicos de medidores mal conectados o mal seleccionados, todos con FP igual a 1 ó 100.

3.1.4 Conexiones incorrectas de medidores autocontenidos.

a) Medidor monofásico de dos hilos, un elemento conectado en serie con el neutro, en un circuito monofásico de dos hilos.

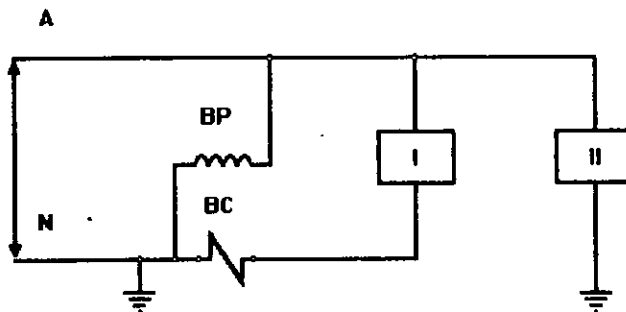


Figura 3.1

Los valores que se obtuvieron son los siguientes:

Carga I.- Medida correcta 100%.

Carga II.- No se mide (tiene la conexión a un neutro distinto).

b) Medidor monofásico de tres hilos, un elemento, una de las bobinas conectada en serie con el neutro, en un circuito monofásico de tres hilos.

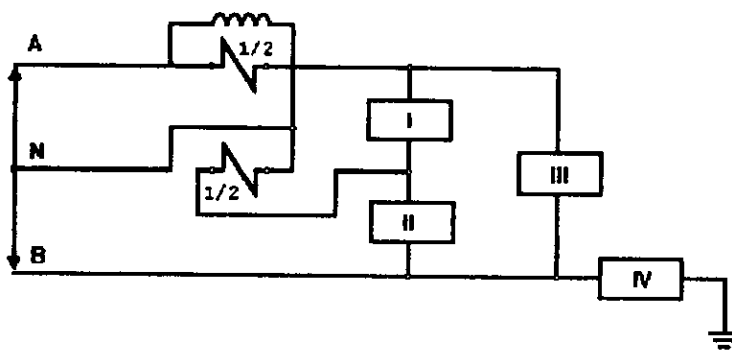


Figura 3.2

Los valores que se obtuvieron son:

Carga I.- Medida correcta 100%.

Carga II.- Medida en un 50%.

Carga III.- Medida en un 25%.

Carga IV.- No se mide (tiene la conexión a un neutro distinto).

c) Medidor monofásico de tres hilos. un elemento conectado en un circuito bifásico de tres hilos.

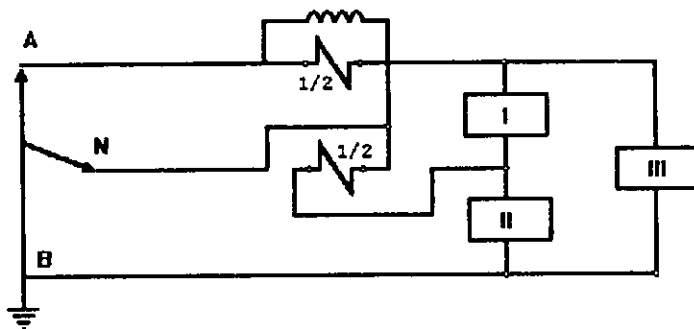


Figura 3.3

Los valores que se obtuvieron son:

Carga I.- Medida correctamente 100%.

Carga II.- Medida en un 75%.

Carga III.- Medida en un 75%.

d) Medidor monofásico de tres hilos, un elemento conectado en un circuito bifásico de tres hilos, con una de sus bobinas en serie con el neutro.

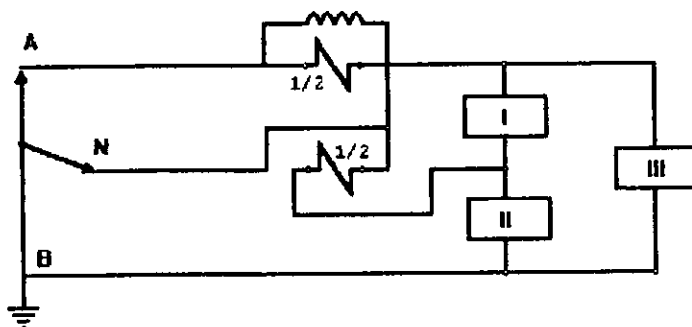


Figura 3.4

Los valores obtenidos fueron

Carga I.- Medida correctamente 100%.

Carga II.- Medida en un 25%.

Carga III.- Medida en un 25%.

e) Medidor polifásico tres fases, cuatro hilos, delta, dos elementos, conectado en circuito de tres fases, cuatro hilos, estrella.

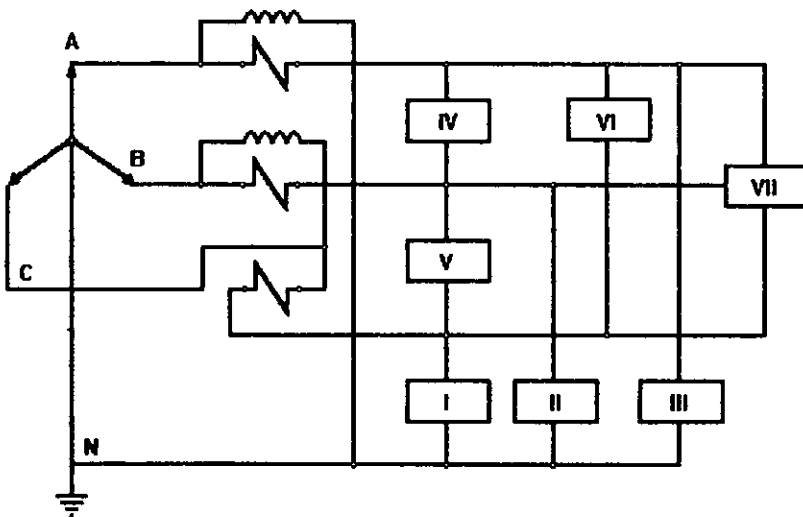


Figura 3.5

Los resultados obtenidos fueron:

Carga I.- Medida en un 75%.

Carga II.- Medida en un 75%.

Carga III.- Medida correctamente en un 100%.

Carga IV.- Medida en un 75%.

- Carga V.- Medida correctamente 100%.
- Carga VI.- Medida en un 75%.
- Carga VII.- Medida en un 83.33%.

f) Medidor polifásico tres fases, cuatro hilos, delta, dos elementos, conectado en un circuito de tres fases, cuatro hilos, delta, con la fase alta cambiada de posición.

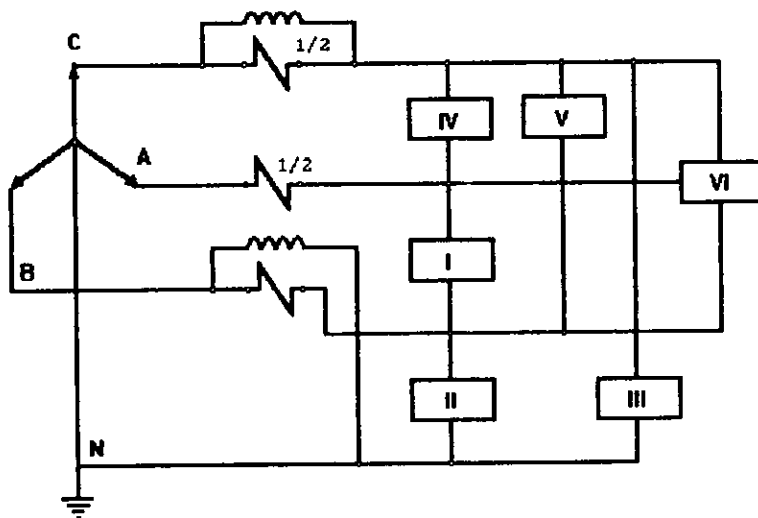


Figura 3.6

Los valores obtenidos fueron:

- Carga I.- Medida en un 75%.
- Carga II.- Medida correctamente 100%.
- Carga III.- Medida en un 50%.
- Carga IV.- Medida correctamente en un 100%.
- Carga V.- Medida en un 50%.
- Carga VI.- Medida en un 75%.

g) Medidor polifásico de tres fases, cuatro hilos, delta, dos elementos, conectado en un circuito tres fases, cuatro hilos, delta, con una bobina en serie con el neutro y fase alta cambiada de posición.

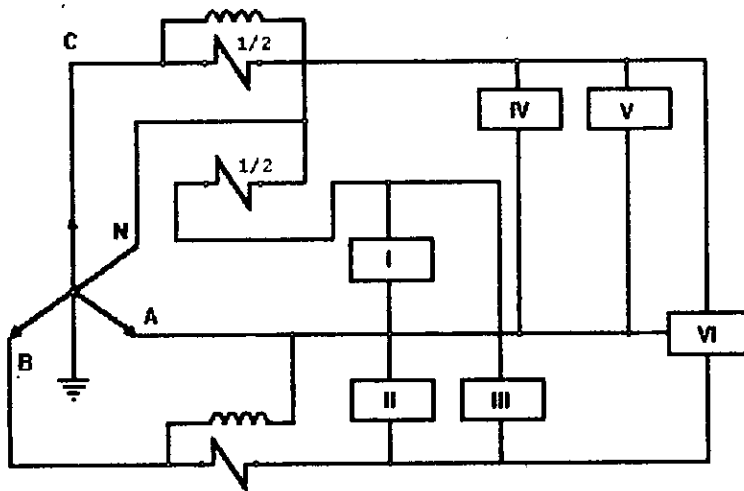


Figura 3.7

Los valores obtenidos fueron:

- Carga I.- No se mide.
- Carga II.- Medida correctamente 100%.
- Carga III.- Medida al doble 200%.
- Carga IV.- Medida en un 37.5%.
- Carga V.- Medida en un 87.5%.
- Carga VI.- Medida en un 75%.

3.2. ERRORES EN LA FACTURACIÓN

Los principales errores en la facturación se dan principalmente por las siguientes causas:

3.2.1. MULTIPLICADOR DE LECTURA MAL APLICADO

Cuando un equipo de medición lleva un multiplicador de lectura (factor), diferente de la unidad, el departamento de medición y de servicios lo hace notar en la orden de conexión o en la de cambio. Sin embargo, por distintas razones en ocasiones al facturar el servicio se hace con un factor distinto al real. cuando esto sucede hay que efectuar a la brevedad posible ajustes, cargos o créditos al consumidor afectado.

Con las revisiones periódicas a los listados de facturación es posible minimizar estos problemas, también puede hacerse con las inspecciones y pruebas de los equipos de medición.

3.2.2. APLICACIÓN CORRECTA DEL 2%

Las tarifas aprobadas para la facturación de la energía eléctrica, establece que si un servicio de alta tensión (A.T.) se mide en el lado de baja tensión (B.T.) su facturación deberá de incrementarse en un 2%, debido a las pérdidas de transformación. En ocasiones no se efectúa en la forma establecida y es cuando se deben de hacer ajustes, cargos o créditos al consumidor. Veamos algunos casos.

a) Servicio de A.T. medido en A.T. y le cargan un 2%: definitivamente en un servicio de este tipo no se deben de hacer recargos del 2%, puesto que en la medición en A.T. se toma en cuenta la energía total que se le está entregando al consumidor. Por lo tanto se debe de hacer una bonificación de lo que se le estuvo cobrando en exceso.

b) Servicio B.T. y medido en B.T. y le cargan el 2%: en las tarifas de B.T. ya está incluido en el valor de la misma lo que Luz y Fuerza ha invertido en transformarla, por lo tanto un cobro del 2% está incorrecto. Una vez más en estos casos hay que bonificarle al consumidor el exceso de cobro.

c) Servicio de B.T. medido en A.T. y le cargan el 2%: en un caso como este lo correcto es disminuir cada facturación en 2%, puesto que en la tarifa ya está incluido el costo por transformación. En caso de estarlo cargando hay que bonificarle nuevamente al consumidor.

d) Servicio de A.T. medido en B.T. y no se cobra el 2%: tampoco es adecuado cobrar de menos, como se explicó al principio de esta sección un servicio con tarifa de A.T. medido en el lado de B.T. debe de aplicársele el cargo de 2% por pérdidas de transformación.

3.2.3. FACTOR DE POTENCIA

Anteriormente se mencionó que existen varios métodos para medir el FP, por la misma razón se utilizan diferentes formas para calcularlo y esto da lugar a una serie de errores que se cometen:

a) Se calcula mal el método W_1/W_2 : es muy común entre el personal de facturación referirse al medidor W_1 como el bajo, es decir el que registra consumos menores; esto sucede en servicios con

factor de potencia inductivo, pero cuando es el factor de potencia capacitivo el medidor que registra menores es el W_2 y aquí es cuando empiezan los problemas, pues frecuentemente toman a W_1 como el medidor que registra menos, causando con esto errores en la facturación.

b) Se utiliza un método para calcularlo distinto al tipo de medición instalado: a pesar de que en facturación tienen el aviso que les envía el departamento de Medición y Servicios, donde se notifica que tipo de medición de FP tiene instalado cada servicio, ocasionalmente al estar facturando el servicio, se comete el error de calcular el FP mediante la aplicación de un método diferente, causando errores en la facturación.

c) No se calcula el FP, teniendo que hacerlo algunas ocasiones a pesar de que un servicio cuenta con medición para FP, en facturación no se toma en cuenta para hacer el cálculo del recibo. Es muy conveniente notificar a la Gerencia Comercial este problema, para que en futuras facturas se incluya el cálculo del FP.

d) Se incluye el consumo del medidor para FP a los consumos del medidor de KWH; esto es normal pero puede suceder por error que al dar de alta un servicio las tarjetas de lectura del medidor para FP salgan como si fueran para KWH. Debe de efectuarse una refacturación del servicio para saber lo que realmente se debió de cobrar al usuario.

3.2.4. LECTURA MAL TOMADA

Este es un problema frecuente, pues en ocasiones las manecillas de los medidores están desviadas de la posición normal, esta anomalía se soluciona fácilmente cuando el consumidor acude a las oficinas de Luz y Fuerza, pues sólo se tiene que consultar el historial (registro de facturación) del mismo y la lectura actual,

que servirán para formarse un criterio y hacer una refacturación en recibos posteriores de acuerdo a los consumos reales.

3.2.5. SERVICIO DIRECTO

Se denomina así a la instalación del servicio sin medición. En estos casos para llevar a cabo la facturación se usan tablas debidamente elaboradas y autorizadas por la Secretaría de Energía, Minas e Industrias Paraestatales y de acuerdo a los horarios característicos del tipo de servicio que se trate, se estiman los consumos de energía en base a los aparatos que se tengan instalados (censo de carga conectada). Sin embargo, algunas ocasiones ocurre lo siguiente:

a) Sin consumos estimados. Esto significa que solo se están cobrando los cargos fijos y nada por consumo en KWH, situación que debe de regularizarse lo antes posible, ya sea instalando medidor o aplicando la tabla de consumos estimados.

b) Consumos mal estimados. Al aplicar la tabla de consumos estimados para un determinado servicio, se puede incurrir en el error de no tomar en cuenta todos los aparatos que tiene el consumidor y entonces no se le factura en forma adecuada. Sin embargo, el propio consumidor al conectar más aparatos de los que manifestó, automáticamente ocasiona que los consumos que se le estiman no correspondan a los reales, por lo que en estos casos se hace necesario solicitarle a un inspector que periódicamente (aproximadamente cada bimestre) revise la carga conectada del servicio a facturar hasta que este regularice su situación y le sea instalado el equipo de medición, ya que un servicio no podrá realizar contrato con la empresa suministradora hasta que este no haya cubierto la totalidad de sus pagos en lo que corresponde a los consumos ilícitos.

c) No considerar la tarifa adecuada. Se debe considerar que al estimar los consumos de un servicio que se encuentre conectado de forma directa a las líneas propiedad de Luz y Fuerza, además de cobrar lo que a mantenimiento y combustible corresponde, se debe determinar en base a la carga conectada del servicio la tarifa que al mismo corresponda, debido a que si este se encuentra dentro de las tarifas 1 ó 2, no se hará el cargo por lo que a la *demanda* corresponda, por el contrario, un error común es aquel en el que aún cuando el servicio se encuentra incluido en tarifas como la 3 o superiores, no se hace el cargo en la facturación estimada por el concepto de *demanda*, debiendo efectuarse ya que de no ser así, esto repercutirá como pérdidas para la empresa suministradora.

3.3. FALLAS EN LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN

Entre estos se consideran: las fallas de los medidores, las fallas de los transformadores de instrumento y las fallas en los conductores.

3.3.1. FALLAS EN LOS MEDIDORES.

Los medidores son aparatos precisos y con una vida útil prolongada, pero en ocasiones presentan fallas en su funcionamiento lo cual provoca errores en la medición, siendo los más comunes:

a) Bobinas abiertas en corto o a tierra. Cuando se abre una bobina de potencial del medidor del cual va conectada, deja de producir un par que hace girar al disco; si es un medidor polifásico de KWH, este fenómeno se refleja en una disminución considerable de los consumos en KWH; si tiene demanda mecánica, este se va al tope si el motor de la misma queda sin energía; si tiene medidor de KVARH y es al medidor de KWH al que le falla la bobina de potencial, entonces el FP del servicio se ve disminuido considerablemente.

Cuando se abre una bobina de corriente, es usual que el consumidor reporte el problema, pues se queda sin energía en esa fase. Cuando quedan en corto algunas espiras de la bobina de corriente, el disco sufre una disminución de su par. Sin embargo, cuando este problema se presenta en la bobina de potencial, puede no ser muy notorio la disminución del par. En ambos casos, esto se detecta al verificar el medidor. Esto puede llevarse a cabo mediante lo que se denomina como *orden de revisión (O.R.)*, la cual consiste en probar, calibrar y sellar a los medidores, y si en esta prueba se detectara alguna falla en dicho equipo de medición, se corregirá y se procederá a refacturar el servicio en base y proporción a los consumos y demandas (si el equipo cuenta con medidor de Demanda) posteriores a esta Orden de Revisión. Esta refacturación podrá ser a favor del usuario si su equipo se encontrase descalibrado en más, pues esto significa que se le han estado facturando consumos y demandas (si es el caso) mayores a las reales. Dicha facturación también podrá ser en contra del usuario si su equipo de medición se encontrase descalibrado en menos, pues esto significaría que se le han estado facturando consumos y demandas (si es el caso) menores a las reales.

b) Soportes dañados del disco. En los medidores con suspensión magnética del disco, no se han detectado problemas a la fecha. Los medidores que utilizan el sistema de *pivote* tienen varios inconvenientes. En los de *pivote*, la superficie sobre la que giran se va deteriorando provocando un movimiento no uniforme del disco, lo cual repercute en un registro anormal. En los de *joya*, se despedaza la superficie y su efecto es igual al antes descrito. En los dos casos al estar cerca de un medidor con esta falla, se escucha un ruido muy especial que señala el problema.

c) Registros defectuosos. Algunos medidores traen engranes vencidos, con dientes rotos, de material muy suave, de ejes flojos, y otros defectos que se reflejan siempre en un registro de lectura baja del medidor.

d) Discos defectuosos. Esto no es muy frecuente, pero cuando los discos están vencidos también se registran bajas lecturas.

e) Manecillas desviadas o sueltas. Este problema puede venir desde la fábrica o se ocasiona en los laboratorios de medición, donde al darle mantenimiento a los medidores se dejan mal las manecillas. Esto provoca innumerables problemas con los consumidores, pues los consumos aumentan o bajan mucho y es difícil dejar al consumidor satisfecho.

f) Imán deficiente. Cuando el imán de un medidor pierde su fuerza, el disco tiende a girar más de prisa pues el efecto de frenado que ejerce el imán disminuye causando un aumento en la lectura registrada por el medidor.

g) Block de conexiones dañado. Este problema se presenta cuando las conexiones del medidor no están bien apretadas, lo que ocasiona un calentamiento excesivo del block, provocando que se funda el tornillo con el conductor y sea prácticamente imposible un corte preventivo en el medidor, además esto produce sulfatación en sus terminales provocando así falsos contactos.

h) Ajustes dañados. Ciertos medidores traen tuercas de plástico para hacer los ajustes y con el tiempo se abren impidiendo el ajuste, cuando esto sucede el medidor no se puede calibrar correctamente.

i) Motores de las demandas dañados. Los motores de las demandas de muchos tipos de medidores, requieren de un mantenimiento periódico, o de lo contrario fallarán, dejando al sistema integrador de la demanda sin reseteo de tiempo, por lo que esta se va al tope.

3.3.2. FALLAS DE LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

En los servicios cuya medición se hace a través de TP's y TC's, es necesario efectuar una continua supervisión del equipo, para detectar fallas en:

a) Transformadores de corriente. Estos se usan para convertir los valores de las corrientes a valores de fácil utilización, normalmente de 5 amperes. Un TC puede fallar en su aislamiento, o también se pueden presentar cortos en sus bobinas; normalmente una falla de aislamiento deja fuera por completo al TC, sin embargo un corto circuito de una o varias espiras del TC provoca un cambio en la relación de transformación. Mediante las pruebas de Burden y de relación, se puede determinar si un TC está o no en buen estado.

b) Transformadores de potencial. Se utilizan para convertir los valores primarios a valores de fácil utilización, normalmente de 120 V. Así como los de corriente los hay para circuitos de alto y bajo voltaje.

La falla más común en los TP's es la del aislamiento y cuando esto sucede, normalmente quedan dañados por completo y sin respuesta en el secundario.

c) Auto transformadores defasadores. Cuando se desea medir energía relativa, se pueden utilizar los defasadores, cuya función principal es la de dar en su secundario voltajes de la misma magnitud que se le aplica al primario pero defasados 90 grados. Cuando falla el aislamiento de estos dispositivos, la respuesta

secundaria disminuye en magnitud y varía en el ángulo.

Mediante pruebas de voltajes y midiendo los ángulos con el fasómetro, podemos comprobar el funcionamiento de un defasador.

3.3.3. FALLAS DE LOS CONDUCTORES

En el área de medición y servicios se utilizan conductores para las acometidas y los transformadores de instrumento. Si nos concentramos en los conductores que se utilizan para llevar las señales de los TC's y TP's a los medidores podemos comentar lo siguiente:

a) Falla en el aislamiento. Este tipo de falla tiene consecuencias distintas según se trate de circuitos de corriente o de potencial. Si se trata de un circuito secundario de un TC, en el cual normalmente un conductor está aterrizado, y le falla el aislamiento al conductor sin aterrizar y este hace contacto con algún punto a tierra, actuará como un puente entre las terminales del TC y entonces la corriente ya no pasará por la bobina del medidor y en el conductor no aterrizado del secundario de un TP, se presentará un corto circuito.

b) Falla del conductor. Si un conductor se abre en un circuito de corriente, se presenta como un burden infinito al TC provocando un aumento de voltaje en ese punto, hasta que se satura el TC, y entonces ya no da respuesta el secundario. Cuando lo anterior se presenta en un TP, la señal se interrumpe pero no se causan daños al transformador de potencial.

CAPÍTULO 4

MÉTODOS PARA EL AHORRO DE ENERGÍA

En este capítulo se describen de manera breve y práctica algunos métodos para reducir los consumos de la energía eléctrica, así como para aprovechar al máximo la misma, reduciendo con ello los costos que por el suministro de esta pagan los consumidores.

4.1 EL FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia es el elemento que representa a la cantidad de energía aprovechada por una carga la cual es alimentada por una determinada cantidad de corriente. En los circuitos eléctricos de corriente directa, la potencia es el producto del voltaje por la corriente, es decir, es el resultado de multiplicar los volts por los amperes. Sin embargo, en los circuitos de corriente alterna, entre estas cantidades se llega a presentar un ángulo, en donde su coseno es el factor de corrección por el que hay que multiplicar el producto del voltaje y la corriente (potencia aparente), para obtener la potencia real.

La potencia real en electricidad se designa usualmente como potencia activa y el factor de corrección $\cos \theta$, como factor de potencia o simplemente FP. Con frecuencia suele multiplicarse por 100 a $\cos \theta$ para expresarlo en por ciento.

El ángulo de fase o defasamiento entre el voltaje y la corriente, depende de la carga que se está alimentando. En los circuitos eléctricos se distinguen dos tipos básicos: cargas resistivas y cargas reactivas. Estas últimas a su vez se dividen en inductivas y capacitivas.

Al aplicar el voltaje a una carga resistiva, la corriente que toma se encuentra en fase con este, es decir el defasamiento es igual a 0° y en el caso de las cargas reactivas, la corriente se defasa 90° , en atraso si es inductiva y en adelante si es capacitiva.

La mayoría de las cargas en las instalaciones eléctricas son una combinación de los tipos básicos que se han descrito, predominando las de naturaleza inductiva como: motores de inducción, balastos para lámparas fluorescentes, soldadoras de arco, etc., cuyo factor de potencia es en atraso, por el retraso de la corriente en relación al voltaje. Precisamente las cargas inductivas son el origen del bajo FP, con los inconvenientes que ocasiona, y para contrarrestarla, se emplean cargas capacitivas que por sus características se oponen a sus efectos.

En la tabla 4.1. se indican valores típicos del FP, expresado en por ciento, para diferentes equipos industriales, donde los valores corresponden a factores de potencia en atraso, con excepción de los capacitores donde el FP es en adelante, y de los motores y condensadores síncronos, que pueden presentar las dos características.

EQUIPO	FACTOR DE POTENCIA
-Motores de inducción:	
De fase partida	55 a 75
De fase partida integrales	75 a 85
Polifásicos de jaula de ardilla de alta velocidad	75 a 90
De baja velocidad	70 a 85
-Soldadoras tipo transformador	50 a 60
-Soldadoras de tipo motor generador	50 a 70
-Hornos eléctricos de arco	80 a 90
-Hornos eléctricos de inducción	60 a 70
-Compresoras de aire	50 a 80
-Soldadoras de arco	35 a 60
-Alumbrado con lámparas de descarga	70 a 80
-Alumbrado fluorescente	75 a 80
-Lámparas incandescentes	100
-Hornos y aparatos de calefacción a base de resistencias eléctricas	100
-Motores síncronos	Variable
-Condensadores síncronos	Variable
-Capacitores (en adelanto)	85 a 95

Tabla 4.1.

En la figura 4.1. se puede observar la relación de fase, entre el voltaje y la corriente en una carga predominantemente inductiva. Nótese que la corriente se atrasa con respecto al voltaje, pero su defasamiento es menor de 90° , por la componente resistiva de la carga.

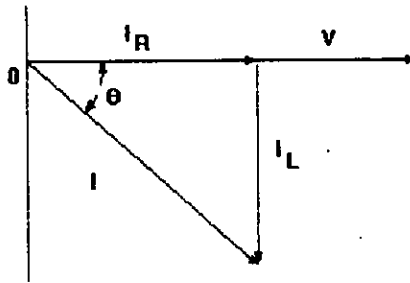


Figura 4.1

La corriente I_R o activa, asociada con la parte resistiva de la carga y en fase con el voltaje, es capaz de producir un trabajo útil: movimiento, calor, luz, sonido etc.; e I_L o corriente reactiva, asociada con la parte reactiva de la carga y que por estar en cuadratura con el voltaje, no produce un trabajo, en sentido físico, pero tiene la importantísima función de generar el flujo magnético necesario para el funcionamiento de los dispositivos de inducción.

Ya que $I_R = I \cos \theta$, el producto VI_R da como resultado la potencia activa. El producto VI_L donde $I_L = I \sin \theta$, define la potencia reactiva, que se representa con la letra Q y que se expresa volt amperes reactivos o VAR.

Como I_R e I_L están defasadas 90° , otro tanto ocurre con las potencias P y Q asociadas con ellas. Por esta razón para obtener la potencia total, P y Q no se pueden sumar directamente, sino en forma vectorial como se muestra en el triángulo de las potencias de la figura 4.2. Nótese que la potencia total, que se representa con la letra S , no es otra que la potencia aparente VI .

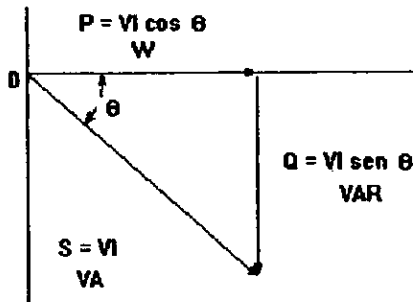


Figura 4.2.

Del triángulo de potencias se obtiene que:

$$\begin{aligned} \text{FP} &= \cos \theta \\ \text{FP} &= P / S \\ \text{FP} &= P / \sqrt{P^2 + Q^2} \end{aligned}$$

Es decir, el factor de potencia se puede expresar como la relación trigonométrica de las potencias activa y aparente.

Generalmente las unidades para la potencia aparente, activa y reactiva: VA, W y VAR, respectivamente, resultan inapropiadas para las cantidades que se manejan en los sistemas eléctricos y se prefiere usar KVA, KW y KVAR, que se definen en las fórmulas que se tienen en la tabla 4.2. En esta tabla se han incluido las relaciones de potencia para los circuitos trifásicos, en donde el voltaje V es el de línea o entre fases.

En la práctica es común designar a las potencias por sus unidades, las que al sustituirse en las fórmulas anteriores dan como resultado las siguientes expresiones, con las que con frecuencia se define al factor de potencia.

$$FP = KW / KVA$$

$$FP = KW / \sqrt{(KW^2 + KVAR^2)}$$

CANTIDAD	UNIDAD	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
Potencia aparente	VA	VI	1.73 VI
S	KVA	VI/1000	1.73 VI / 1000
Potencia activa	W	VI x FP	1.73 VI x FP
P	KW	VI x FP/1000	1.73 VI x FP / 1000
Potencia reactiva	VAR	VI $\sqrt{(1-FP^2)}$	1.73 VI $\sqrt{(1-FP^2)}$
Q	KVAR	VI $\sqrt{(1-FP^2)}/1000$	1.73VI $\sqrt{(1-FP^2)} / 1000$

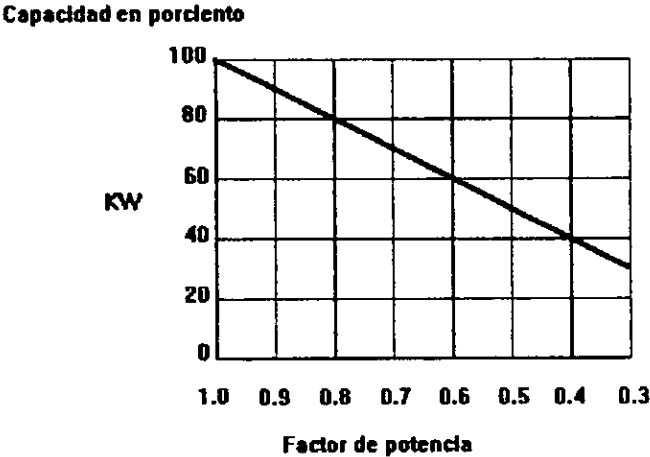
Tabla 4.2.

4.2 INCONVENIENTES DE UN BAJO FACTOR DE POTENCIA

Las cargas eléctricas pueden consumir potencia reactiva en tal magnitud, que afectan al FP de una instalación. Al aumentar la corriente reactiva, mayor será su ángulo y por lo tanto su FP será menor. Aparejado se tiene un incremento en la corriente total con

serios inconvenientes, no sólo para el usuario sino también para la compañía de suministro de energía eléctrica, como los que se describen a continuación.

Una disminución en la capacidad de los equipos de generación, distribución y maniobra de la energía eléctrica. El tamaño de los conductores y otros componentes de los equipos mencionados, se diseñan para cierto valor de corriente y, para no dañarlos se deben de operar sin que esto se rebase. El exceso de corriente debido a un bajo FP, puede obligar a utilizar conductores de un mayor calibre y por lo tanto más caros, e incluso la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación y de transformación, si la corriente demandada llega a sobrepasar la capacidad de los equipos existentes. En la figura 4.3., se muestra la curva típica de un transformador de distribución, en donde se puede observar como su capacidad depende directamente del FP. Para valores reducidos de este, la carga útil del equipo se ve notoriamente disminuida.



Influencia del factor de potencia en la capacidad de transformadores.
Figura 4.3.

Un incremento en las pérdidas por calentamiento. La potencia que se pierde por calentamiento está dada por la expresión I^2R , donde I es la corriente total y R es la resistencia eléctrica de los equipos bobinados en generadores, transformadores y conductores. Como un bajo FP implica un incremento de la corriente total, debido al aumento de su componente reactiva, las pérdidas pueden aumentar de manera significativa. La figura 4.4. muestra el efecto del factor de potencia en las pérdidas de un circuito alimentador de 100 metros de longitud, conductores 2/0, 440 V y una corriente de 150 A cuando trabaja con un factor de potencia unitario.

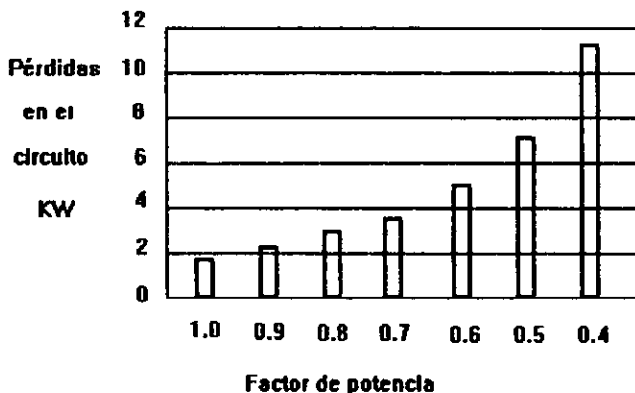


Figura 4.4.

Una deficiente regulación de voltaje. Un factor de potencia reducido ocasiona un abatimiento del voltaje de alimentación de las cargas eléctricas que pueden experimentar una reducción sensible en su potencia de salida. Esta reducción del voltaje se debe en gran medida, a la caída que se experimenta en los conductores de transformadores y circuitos por los cuales la corriente en exceso

circula por ellos. Para el circuito descrito en el punto anterior, en la figura 4.5. se muestra gráficamente la pérdida de voltaje que se presenta al reducirse el FP.

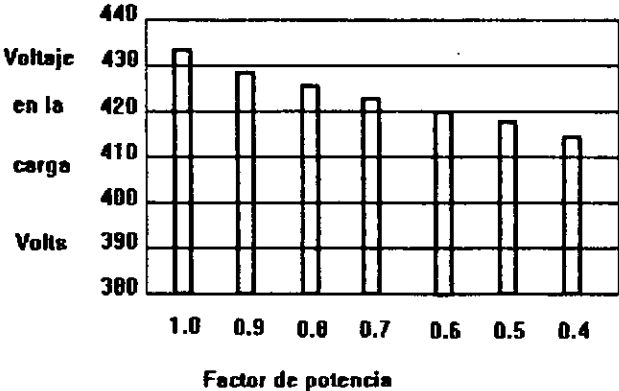


Figura 4.5.

Un incremento en la facturación de la energía eléctrica. Un bajo factor de potencia significa energía desperdiciada y afecta a la adecuada utilización del sistema eléctrico. Por esta razón en las tarifas eléctricas se ofrece una reducción en la factura de electricidad en instalaciones con un FP mayor al 90% y también se imponen cuotas a manera de multas si el FP es menor que la cifra señalada. En la tabla 4.3. se muestran las expresiones para calcular los porcentajes de bonificación y recargo, que por FP, se aplican a los cargos por consumo y demanda máxima de energía y que no excederán los porcentajes máximos que ahí se indican. En las fórmulas el FP está expresado en por ciento.

Concepto	Fórmula	% máx. aplicable
Bonificación	$1/4(1-90/FP) \times 100$	2.5
Recargo	$3/5(90/FP-1) \times 100$	120

Tabla 4.3

De acuerdo con la tabla, un usuario que opera con un FP de 80%, tiene que pagar un recargo del 7.5% sobre el monto de su cuenta eléctrica. Este recargo puede alcanzar la cantidad del 120% en el caso extremo de tener un FP del 30%.

4.3 MÉTODOS DE CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

El primer paso para corregir el factor de potencia en una instalación eléctrica es el de prevenirlo, para lo cual se debe de evitar en lo posible la demanda excesiva de potencia reactiva. Por ejemplo, adecuando la capacidad de los motores y transformadores a sus cargas reales. Sin embargo, con frecuencia esto no es suficiente y se deben de emplear equipos auxiliares para corregirlo. Estos equipos de naturaleza capacitiva, toman una corriente en adelanto con respecto al voltaje, en el caso ideal a 90°, que se opone a la corriente inductiva de las cargas de la instalación.

Por ningún motivo se debe sobrecompensar la carga, ya que un exceso de $KVAR_C$, es tan perjudicial como la falta de ellos. En la práctica, principalmente por razones económicas, los $KVAR_L$ no se cancelan totalmente, sino se les mantiene dentro de los valores aceptables.

Los equipos que se utilizan para compensar la potencia reactiva y así corregir el factor de potencia son básicamente:

- Motores síncronos. Estos motores pueden proporcionar un trabajo mecánico y, al mismo tiempo, comportarse como una carga capacitiva, en caso de operar sobre-excitado. Aunque pueden considerarse como una ayuda para mejorar el FP, no constituye una forma de compensación fácilmente controlable. Se llegan a justificar cuando se requieren motores nuevos y de tamaño considerable con respecto a la instalación.

- Capacitores síncronos. Son motores diseñados exclusivamente para corregir el FP. Generalmente son motores de gran tamaño y capaces de proporcionar potencia reactiva, tanto de índole capacitivo como inductivo. Sin embargo, son equipos cuyo empleo implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento costoso, por lo que realmente son utilizados en plantas industriales.

- Capacitores de potencia. Debido a su bajo costo, fácil instalación, pérdidas insignificantes, mantenimiento casi nulo y la gran variedad de combinaciones en que se pueden ensamblar, hacen de los capacitores, la forma más práctica y más económica para mejorar el FP.

Además, la inversión inicial es rápidamente recuperable, tan solo por los ahorros que se tendrían, al evitar pagar los recargos que por bajo FP, se hacen en la cuenta de electricidad.

Los capacitores se agrupan en unidades o bancos, fijos o desconectables y se conectan en paralelo con las cargas inductivas, para compensar la potencia reactiva requeridas por éstas. Comercialmente se encuentran en diversos rangos; por ejemplo en baja tensión en 240 y 480 V, en unidades de 5 a 120 KVAR; y en alta tensión de 2.4 a 20 KV, en unidades de 30 a 360 KVAR y aún mayores.

Cuando la potencia reactiva de una instalación presenta variaciones importantes, la corrección del FP frecuentemente involucra bancos de capacitores automáticos con unidades desconectables, que permiten adecuar de manera permanente, la potencia de los bancos a las necesidades cambiantes de la carga.

4.4 MOTORES

Alrededor del 70% del consumo de la energía eléctrica generada se debe al funcionamiento de los motores eléctricos. Incontables aplicaciones se tienen en la industria, el comercio, los servicios y el hogar. Si consideramos un rendimiento del orden del 80% del universo de los motores en aplicaciones industriales, cerca del 15% de la energía eléctrica industrial se convierte en pérdidas en los motores eléctricos. Por lo que la conservación de los motores en la industria, presenta uno de los campos más fértiles para el ahorro de energía eléctrica.

4.5 EFICIENCIA EN UN MOTOR

La eficiencia o rendimiento en un motor eléctrico es una medida de su habilidad para convertir la potencia eléctrica que toma de la línea en potencia mecánica útil. Se expresa usualmente en por ciento de la relación de la potencia mecánica entre la potencia eléctrica, esto es:

$$\text{Eficiencia} = (\text{Potencia Mecánica}) / (\text{Potencia Eléctrica}) \times 100$$

$$\text{Eficiencia} = (0.746 \times \text{CP salida}) / (\text{KW entrada}) \times 100$$

También se puede expresar como la potencia de entrada menos las pérdidas, dividida entre la potencia de entrada.

$$\text{Eficiencia} = (\text{KW entrada} - \text{KW pérdidas}) / (\text{KW entrada}) \times 100$$

Las pérdidas consumen sólo una porción de la potencia de entrada y se pueden agrupar de la siguiente manera:

- Pérdidas eléctricas en los devanados (I^2R).
- Pérdidas magnéticas o en el núcleo.
- Pérdidas mecánicas por fricción y ventilación.
- Pérdidas indeterminadas.

En la figura 4.6. se muestra la variación de las pérdidas con respecto de la carga de un motor eléctrico de 10 CP

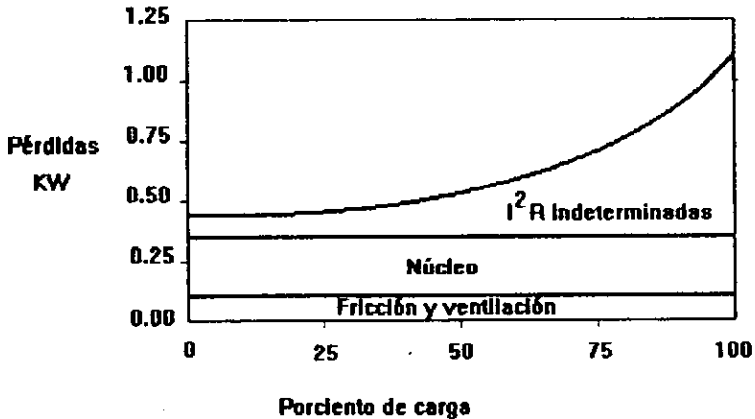


Figura 4.6.

En condiciones normales de tensión y frecuencia las pérdidas mecánicas y magnéticas se mantienen casi constantes, independientemente de la carga impulsada; no así las pérdidas eléctricas e indeterminadas que varían con la potencia exigida en la flecha del motor. La máxima eficiencia del motor se obtiene cuando las pérdidas constantes son similares a las pérdidas variables. En los motores estándar o de eficiencia normal, esto ocurre cuando se encuentran operando entre el 75% y el 95% de su potencia nominal, disminuyendo ligeramente cuando la carga se incrementa y de manera importante si esta se reduce cuando la carga se disminuye lo cual se muestra en la figura 4.7, donde se tiene una curva típica de eficiencia en relación con la carga aplicada, para un motor de 10 CP.

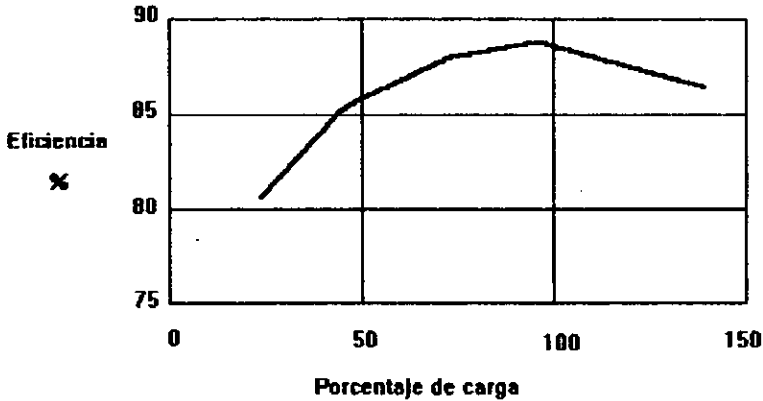


Figura 4.7.

4.6 IMPORTANCIA DE LAS REPARACIONES EN LOS MOTORES ELÉCTRICOS.

La reparación inadecuada de un motor puede ocasionar un incremento en las pérdidas y adicionalmente en los motores de corriente alterna, la reducción del FP. Todo esto conduce a una

disminución de su eficiencia. Una reparación deficiente debida a materiales inadecuados o de mala calidad repercutirá en el desempeño del motor.

Por ejemplo un motor que sufrió un desperfecto en su devanado y que por ello hay que reembobinarlo, puede reducir considerablemente su eficiencia, si durante el proceso de reparación, se presentan:

- Calentamiento desmedido del hierro al quitar el devanado.
- Daños en las ranuras al quitar el devanado dañado y montar el nuevo.
- Diferente calidad y calibre del alambre.
- Daños en los cojinetes y mal alineamiento.
- Mayor tiempo de secado final.

Por las razones antes mencionadas es importante que cuando un motor sea reparado. los trabajos los efectúe personal capacitado para garantizar que la compostura sea realizada correctamente y que los materiales utilizados sean de calidad igual o superior a los originales.

La misma atención debe de presentarse a las partes eléctricas del motor como a las partes del sistema mecánico del motor, tales como cojinetes, el eje y el sistema de ventilación o enfriamiento. Con frecuencia los daños que sufren los devanados tienen su origen en desperfectos mecánicos. Un motor mal reparado al ser instalado nuevamente, gastará más energía que antes. Cuando los daños sean mayores puede resultar más económico sustituir un motor que repararlo. Es necesario evaluar técnica y económicamente la posibilidad de hacerlo.

4.7 MOTORES DE ALTA EFICIENCIA.

Debido a las necesidades de ahorro de energía en todos los sectores, algunos fabricantes de motores eléctricos se han dedicado a mejorar su eficiencia por medio de mejorar los diseños y manufactura, realizando diversas acciones entre las que se pueden mencionar:

- Utilización de acero con mejores propiedades magnéticas.
- Reducción del entrehierro.
- Reducción del espesor de la laminación.
- Incremento en el calibre de los conductores.
- Utilización de ventiladores y sistemas de enfriamiento más eficientes.
- Utilización de mejores materiales aislantes.

El resultado ha sido disponer de motores con pérdidas menores de hasta un 45% que los demás motores estándar. Por ejemplo, la reducción del 30% en las pérdidas de un motor de 10 CP con una eficiencia del 83%, incrementa su valor a un 88.5%. Por otro lado a diferencia de los motores estándar, los de alta eficiencia se mantienen en un amplio rango de carga. Esto se puede observar en la figura 4.8, que muestra una gráfica de la variación de la eficiencia con la carga.

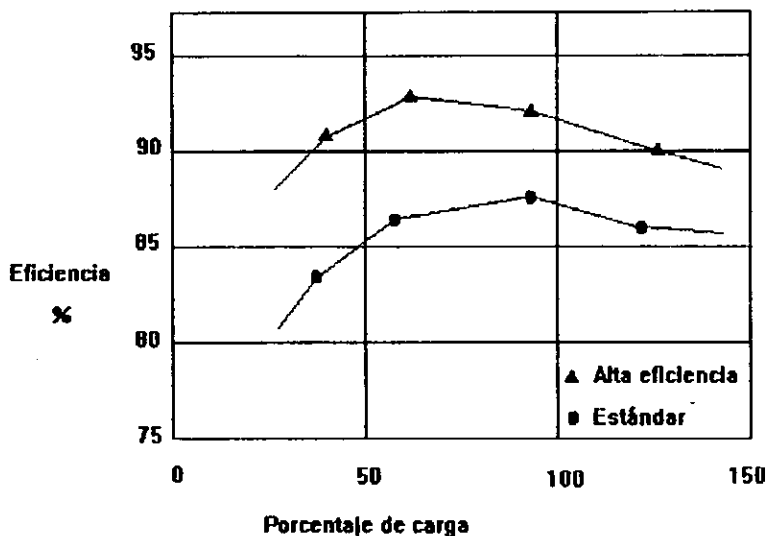


Figura 4.8.

La manufactura y el uso de mejores materiales se traduce en un costo mayor. Los motores de alta eficiencia tienen un precio entre un 15 y 30% más que sus similares estándar, pero este sobreprecio puede ser recuperado en un período razonable, con los ahorros que se obtienen en el consumo de energía eléctrica.

En la gráfica de la figura 4.9 se muestran valores promedios de eficiencia en motores estándar y de alta eficiencia. Se puede observar que conforme aumenta la potencia, el rango de mejora en la eficiencia, es menor. Lo anterior se debe a las mejoras técnicas utilizadas en la fabricación de motores de gran capacidad que se han venido aplicando desde hace tiempo.

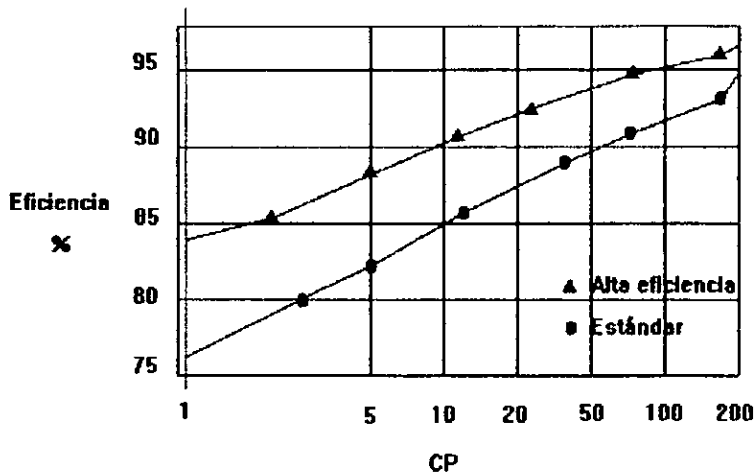


Figura 4.9.

En México la utilización de motores de alta eficiencia ha sido limitada entre otros factores por la falta de información, su mayor costo inicial, y la indiferencia de usuarios en los que existe poco interés en el ahorro de energía cuando la facturación no es relevante. Para incentivar a estos últimos se requiere de una normalización y una certificación de los estándares mínimos de funcionamiento.

Los motores de alta eficiencia son fabricados para aplicaciones industriales y para trabajar entre voltajes que van de 115, 200, 230, 460, 575, 2,300 y 4,160 Volts. En la tabla 4.4 se muestran los valores de eficiencias a plena carga de los motores según su capacidad y el número de polos.

Número de polos

Motor HP	2	4	6
1	75.5	82.5	80
1.5	82.5	84	85.5
2	84	84	86.5
3	85.5	87.5	87.5
5	87.5	87.5	87.5
7.5	88.5	89.5	89.5
10	89.5	89.5	89.5
15	90.2	91	90.2
20	90.2	91	90.2
25	91	92.4	91.7
30	91	92.4	91.7
40	91.7	93	93
50	92.4	93	93
60	93	93.6	93.6
75	93	94.1	93
100	93.6	94.1	93.6
125	94.5	94.5	94.1
150	94.5	95	95
200	95	95	95

Tabla 4.4.

4.8 ILUMINACIÓN.

Uno de los desperdicios más comunes de energía se da en la iluminación de plantas industriales y oficinas de las empresas. Este tipo de desperdicios son los mas fáciles de evitar.

Existen tres sencillas maneras de ahorrar energía eléctrica las cuales son:

- Lámparas y balastos ahorradores de energía.
- Uso de reflectores ópticos.
- Controles de iluminación.

Las lámparas incandescentes son las que cuentan con la menor eficiencia, debido que su funcionamiento esta basado en el calentamiento de un filamento hasta el rojo-blanco, con lo cual convierte el 95% de la energía que consume en calor y solo un 5% en luz, por lo que no es aconsejable su uso. En el mercado existen gran cantidad de lámparas flourescentes compactas que pueden sustituir a los tradicionales focos incandescentes, debido a que emiten aroximadamente el mismo flujo luminoso, consumen aproximadamente 75% menos energía y emiten una luz agradable. En la tabla 4.5 se muestra una comparación entre los dos tipos de lámpara antes mencionadas.

Lámparas de luminosidad equivalente

Fluorescente		Incandescente
10,000 horas	Duración	1,000 horas
7 Watts	=	40 Watts
9 Watts	=	60 Watts
13 Watts	=	75 Watts

Tabla 4.5.

Para los tradicionales sistemas de iluminación fluorescente actualmente existen en el mercado tubos y balastros de las mismas dimensiones que son ahorradoras de energía. En la tabla 4.6 se muestra una comparación entre los sistemas tradicionales y los ahorradores.

Flourescente tradicional		Flourescente ahorrador
Con balastro tradicional		Con balastro ahorrador
75 W	=	60 W
40 W	=	34 W
39 W	=	30 W

Tabla 4.6.

Cabe mencionar que los sistemas de dos pines son más eficientes y duran más que los de un solo pin.

Los reflectores ópticos son aditamentos los cuales se colocan en los gabinetes para mejorar la iluminación hasta en un 50% y consisten en superficies altamente reflejantes, además de que se recomienda pintar las áreas de colores claros.

Es recomendable el uso de fotoceldas para disminuir el alumbrado y aprovechar la luz del sol, en las luminarias cerca de la ventana, además de usar controles de encendido y apagado automático del alumbrado en base a horarios preestablecidos (timers) o sensores de presencia (se colocan en lugar de los apagadores).

En la figura 4.1.0 se muestra el diagrama de conexión de un interruptor con fotocelda.

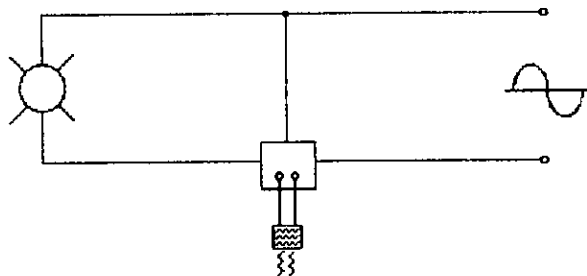


Figura 4.1.0.

Diagrama de conexión de un interruptor con fotocelda.

4.9 SISTEMAS DE AIRE ACONDICIONADO.

Para comprender como se comporta la temperatura en un local cerrado, debemos de analizar las fuentes de cambios de temperatura. Estas son cinco distintas:

El calor transferido por conducción de la parte caliente a la parte fría a través de las losas, paredes y pisos (Q_1).

El calor transferido por la energía solar (Q_2).

El calor infiltrado a través de aberturas de puertas y ventanas (Q_3).

El calor que emana de las máquinas y equipos de las empresas (Q_4).

El calor que se desprende de la gente (Q_5).

En verano la ganancia de calor se da de la suma de Q_1 , Q_2 , Q_3 , Q_4 , y Q_5 . En invierno la pérdida de calor se da de la suma de Q_1 y Q_3 menos la suma de Q_2 , Q_4 y Q_5 . En la medida en que controlemos (Q) estaremos en la capacidad de ahorrar energía destinada al aire acondicionado.

Para el control de los factores antes mencionados es necesario tomar las siguientes medidas:

En el caso de que no exista un adecuado aislamiento térmico en las paredes y techos existirá un gran intercambio de calor por el factor Q_1 , esto se puede evitar si aplicamos sobre estas superficies algún material aislante. En el mercado existen una gran cantidad de productos a base de fibra de vidrio, polietiretano y polietireno, que reducen el intercambio de calor en forma importante.

El segundo factor, Q_2 o la energía solar, puede controlarse a través de la orientación de las oficinas o naves industriales, minimizando con ello las áreas de exposición directa al sol en sus instalaciones, estudiando la trayectoria del sol y su ángulo sobre sus edificios.

El tercer factor a controlar, Q_3 es el calor que se transfiere por puertas y ventanas abiertas mal selladas, es necesario que las ventanas y puertas estén bien selladas además de permanecer cerradas, en el caso de las puertas es recomendable que se instalen cierrapuertas automáticos, además de que si se trata de paso continuo se instalen puertas dobles.

En muchas ocasiones los equipos generan calor Q_4 . Esto es inevitable en muchas empresas que depende de máquinas generadoras, de calor para su producción, es necesario analizar la manera para disminuir este calor con aislamientos térmicos o colocándolos en

lugares donde este calor se disipe fácilmente. Las lámparas incandescentes generan más calor que las fluorescentes, además de consumir mucha más energía.

Realizando la serie de recomendaciones anteriores el ahorro de energía eléctrica será bastante perceptible además de que los gastos de mantenimiento y reparación serán disminuidos al ser accionados menos frecuentemente los equipos.

En el caso de las cámaras de refrigeración son aplicables las anteriores recomendaciones y en el caso de hornos o equipos que para la generación de calor utilicen resistencias eléctricas, es recomendable si es más costeable el cambio de este medio por el de quemar gas, que es el sistema mas económico de todos.

4.10 ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA.

Es necesario que se tomen medidas drásticas para reducir la demanda máxima en las empresas, puesto que tenerlas provoca una gran inversión de recursos en la construcción de los sistemas de generación y distribución.

Algunas de estas medidas son sumamente sencillas como son la distribución de la demanda máxima en más horas de trabajo, evitar operar sistemas de alto consumo al mismo tiempo u operarlos en momentos en que exista algun receso de las actividades. Aplicar estas medidas depende de los procesos de las diferentes empresas.

Tomando en cuenta, que en el caso de la tarifa OM, el reducir el pico de la demanda a la mitad significa un ahorro de un 25% en los costos de la electricidad para su empresa.

4.11 EJEMPLO DE UN PROYECTO DE AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Se trata de un restaurante de comida rápida, el cual se encuentra en la ciudad de Monterrey N.L., es un inmueble de un piso que está constituido por una zona de venta y consumo, mostrador, cocina, sanitarios, cuartos de almacenamiento de suministros, cámaras frías y servicio para automóviles.

Es importante mencionar la relevancia de los sistemas de refrigeración para conservar la frescura y calidad de los alimentos, así como del aire acondicionado, que como sabemos, es indispensable en Monterrey en una gran parte del año. El servicio de energía eléctrica se suministra a 13,200 volts, por lo que es aplicable la tarifa OM.

Durante un periodo de 12 meses se obtuvieron los valores promedio mensuales indicados en la tabla 4.7.

Concepto	Valores mensuales
Demanda KW	131
Consumo KWH	52,647
Importe \$	12,346.14

Tabla 4.7.

Además de que se realizaron varias mediciones de acuerdo con el tipo de carga según se muestra en la tabla 4.8.

Tipo de carga	Demanda KW	‡	Consumo	‡
Aire acond.	54.44	41.70	17,070.51	32.43
Refrigeración	12.56	9.62	10,024.04	19.04
Iluminación	32.29	24.74	15,130.83	28,72
Cargas electrónicas y resistivas	29.12	22.29	9,113.24	17.31
Otros equipos	2.14	1.65	1,305.65	2.48
Total	130.55	100	52,647.27	100

Tabla 4.8.

Como se observa, la carga más importante corresponde al aire acondicionado y a la iluminación, siguiendo las electrónicas, resistivas y la refrigeración. Cabe mencionar que referente a las cargas electrónicas y resistivas, no fue posible establecer ninguna recomendación puesto que estos sistemas consisten en implementos de preparación y proceso de alimentos, que son especificados por la franquicia. También se tenía un bajo FP, por lo que las acciones correctivas se encaminaron en eficientizar las cargas antes mencionadas, así como también a elevar el factor de potencia.

La problemática que fue detectada durante el diagnóstico fue la siguiente:

- Existencia de un gran número de lámparas fluorescentes e incandescentes ineficientes.

- El alumbrado fluorescente estaba compuesto por 203 luminarios de los siguientes tipos: 4x39, 4x20, 2x75, 4x20, 2x39, 1x105, 1x75, 1x39, 2x55 y 2x39 W.

- El alumbrado incandescente estaba formado por 46 lámparas de 25, 40, 50 y 90 W.

- El alumbrado exterior cuenta con 11 lámparas HID de vapor de sodio de 400 W, con una distribución eficiente por lo que este sistema queda excluido del proyecto.

- El sistema de aire acondicionado integrado por tres unidades de 19 HP y una de 13 HP, operaba de forma manual con un uso continuo durante el día.

- El FP estaba bajo (80% y las disposiciones de tarifas disponen un 90% como mínimo).

- Una limitante para corregir el sistema de iluminación, es la de conservar la disposición de las lámparas y no afectar los plafones ni la decoración existente.

Las acciones que se tomaron fueron de diferentes índoles, las cuales consistieron en: colocar reflectores especulares en gabinetes con lámparas de 2x75 W y se retiró una lámpara de cada gabinete y se colocó un balastro de 2x75 W por cada dos gabinetes.

En 100 gabinetes de 0.60 m x 0.60 m, con lámparas de 4x20 W se instalaron reflectores especulares. En cada uno de los gabinetes se retiraron dos lámparas y se colocó solo un balastro de 2x20 W por cada gabinete.

En 3 gabinetes de 0.30 m x 1.22 m con lámparas de 2x39 W se instalaron reflectores especulares. En cada gabinete se retiró un tubo de 39 W y se conectó un balastro de 2x39 W por cada dos gabinetes y un balastro de 1x39 W en el gabinete restante.

Sustitución de todas las lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas de 15 W de tipo electrónico.

En 25 gabinetes de 0.60 m x 1.22 m con lámparas de 4x39 W se instalaron reflectores especulares. En cada gabinete se retiraron 2 lámparas de 39 W y se conectó un balastro de 2x40 W por cada gabinete.

En el sistema del aire acondicionado, se instaló una bomba ahorradora en la salida del condensador, en la salida de cada uno de los 6 sistemas reciprocantes de aire acondicionado, para reducir la presión de descarga del compresor; adicionalmente se instaló una retroalimentación de salida del condensador a la entrada del mismo, de tal forma que se reduce el consumo de potencia del sistema en un 7% por cada °C que se baje la temperatura de condensación del sistema.

Se instaló un aditivo (en una cantidad del 10% del total del aceite), en los compresores de los 6 sistemas de aire acondicionado este aditivo se adiciona con el objeto de poder bajar el consumo de potencia del compresor hasta un 10%.

Se instaló un control automático para optimizar el uso de 4 unidades de aire acondicionado y 4 de refrigeración. Este dispositivo, además, controla el nivel de la demanda en horas pico.

Para el buen funcionamiento del sistema de control fue necesario la instalación de 8 sensores de temperatura en interiores y exteriores, los cuales se sincronizan con el controlador, de manera que permiten el encendido de los equipos de aire acondicionado, sólo cuando la temperatura rebasa el nivel de confort de 23°C. En el caso de que la temperatura disminuya de este nivel, el control apagará los sistemas. Para refrigeración, se mantendrá la prioridad de temperatura requerida por los alimentos, es decir 2°C; asimismo, el controlador también programa los encendidos y apagados de los sistemas en base al horario de ocupación del inmueble, permitiendo su encendido minutos después del horario de apertura y su apagado, minutos antes del cierre.

El FP de los motores de aire acondicionado y de refrigeración se corrigió instalando bancos de capacitores de 37.5 KVAR totales.

A partir de las acciones anteriores, el consultor estimó que se lograría un ahorro en el consumo de energía eléctrica de 7,573 KWH mensuales y 19 KW de demanda que representan el 16% y 15%, ahorros que se reflejarían en las facturaciones mensuales equivalentes a \$12,328.00 por concepto de consumo, \$7,015.00 por demanda más corrección del FP \$7.705.00 lo que hace un total de \$27,048.00 anualmente, para lo cual era indispensable invertir \$60,266.00 el periodo de recuperación sería de 27 meses.

Lo anterior fueron valores estimativos y los reales se muestran en la tabla 4.9 los cuales rebasan las expectativas al haberse ahorrado 60% más en consumo, 30% en demanda y 53% en el importe de las facturaciones. Debido a lo anterior, se obtendrán ahorros anuales de \$57,267.00 (\$4,772.00 mensuales) por lo que el periodo de recuperación será de casi 13 meses, siendo este proyecto altamente rentable.

Concepto	Consumo KWH Mensual	Demanda KW Mensual	Importe \$ Mensual
Ahorro pronosticado	7,573.50	19.00	2.254.00
Ahorro Actual	18,880.00	27.33	4,772.31
Desviación (%)	59.89	30.48	52.77
% de ahorro por contrato	15.97	14.96	
% de ahorro actual	30.10	18.06	31.15

Tabla 4.9.

En la tabla 4.9. se observa la gran rentabilidad de los proyectos de energía eléctrica aplicados a restaurantes, cuando se conjugan acciones correctivas de los principales sistemas consumidores y sin afectar la operación del negocio, ni el confort de los clientes.

Las nuevas tecnologías permiten sustituir lámparas incandescentes por fluorescentes compactas sin afectar la decoración ni el aspecto de los alimentos.

El anterior caso constituye un claro ejemplo de lo que puede lograrse en establecimientos similares, principalmente en zonas de clima cálido.

4.1.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La generación de energía eléctrica en México está constituida por tres métodos los cuales son la generación hidroeléctrica, la termoeléctrica y la nucleoelectrica. La primera es la más limpia de todas puesto que no genera ningún tipo de contaminante, ayuda a mejorar la ecología de las regiones puesto que el agua almacenada es también utilizada para el riego mejorando así la economía de la zona además de que su tiempo de vida útil es el más largo de todas las generadoras. Su generación es constante y permanece funcionando todo el tiempo. Este método genera alrededor del 18.5% de la generación total.

Las termoeléctricas generan el 69% aproximadamente. Este tipo de generación utiliza algún tipo de combustible para accionar un sistema mecánico y posteriormente transformar esta energía cinética en energía eléctrica. Pero estas plantas generadoras producen una gran cantidad de bióxido de carbono lo cual es perjudicial para el medio ambiente; produciendo 233,178 miles de millones de

kilocalorias anualmente, esto contribuye al calentamiento de la tierra además de que su operación es costosa y su tiempo de vida es corto. Las termoeléctricas utilizan diferentes combustibles como carbón, combustóleo, diésel y gas, pero también se clasifican por su tipo de generación los cuales son: vapor, ciclo combinado, combustión interna y turbogas, todos estos tipos de generación requieren de un tiempo de calentamiento más o menos largo antes de empezar a generar siendo las de turbo gas las que entran en operación más rápidamente.

En México existe solamente una nucleoelectrónica la cual genera aproximadamente el 8% de la energía generada, los desechos que esta produce son de los más peligrosos los cuales tienen un tiempo de vida activa de miles de años, siendo por ello que ha causado mucho temor entre la sociedad y un rechazo generalizado por parte de esta.

A lo largo del día la demanda de energía eléctrica varía considerablemente en las diferentes horas del día presentándose dos considerables picos los cuales ocurren en la mañana de las 5:00 horas hasta 11:00 horas y al atardecer de las 18:00 a las 22:00 horas, debido principalmente al inicio de las actividades en hogares, empresas y fábricas, y por la tarde a la entrada en operación del alumbrado público y la llegada a los hogares de las personas de regreso de sus actividades.

Por lo anterior el costo de generación por KWH no es el mismo durante el día que durante la noche puesto que en las horas pico tienen que entrar en operación plantas generadoras de arranque rápido cuya operación es más costosa que la de las demás. Por lo que es necesario suavizar en la medida de lo posible el consumo de la energía eléctrica.

CAPÍTULO 5

INSPECCIÓN A UN EQUIPO DE MEDICIÓN

A continuación se procederá mediante una inspección, a verificar el funcionamiento de un equipo de medición de Cuenta Especial, conectado en alta tensión (A.T.) a través de tres transformadores de corriente (seriales) y tres transformadores de potencial; con tres medidores de KWH, tres medidores de KVARH y un medidor de Demanda Máxima (demanda térmica) instalado en una subestación dentro del predio de un usuario y cuya capacidad de transformación es de 112.5 KVA con una relación de 23,000/220/127 volts. Este equipo de medición se le conoce más comúnmente como equipo "tradicional".

Este tipo de trabajo está contemplado en la definición de labores de los Inspectores "A" y para cada inspección intervendrán dos personas: un Inspector "A" y un Ayudante de Inspector.

La documentación principal requerida es:

- Forma DA-381-A, reporte de inspección. (Se anexa copia en el apéndice).
- F-DA-247-A, hoja de control o de datos complementarios. (Se anexa copia en el apéndice).

Este tipo de inspecciones sólo requiere coordinarse ocasionalmente con la autoridad competente, por ejemplo cuando se va a infraccionar a un usuario de cuenta especial que ha violado la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica, las disposiciones relativas al suministro de energía eléctrica, etc.

En otras ocasiones se requiere la coordinación y el auxilio de otros departamentos como el de Medidores Pruebas, para precisar algún daño en los equipos de medición.

Para continuar con esta prueba, es pertinente de antemano revisar la hoja de control que en el apéndice se anexa, con el fin de comprender el porqué de los cálculos que a continuación se efectuarán.

La parte más importante de esta hoja de control es aquella en la que lleva como subtítulo "MEDIDORES DE KWH", ya que es aquí en donde se vaciarán los datos obtenidos de las pruebas eléctricas efectuadas al equipo de medición.

Se hace la observación que los datos que a partir de este momento se irán indicando y obteniendo, corresponden a una prueba verídica realizada a un equipo de medición "tradicional", de un servicio cuya razón social, giro, número de cuenta, dirección, tarifa, etc., se pueden observar en la forma DA-381-A, reporte de inspección, que se anexa en el apéndice y que pertinente es que sea revisada antes de proceder a lo siguiente.

Primeramente es necesaria la obtención de la **Potencia Medida (Pm)**. Para lograr esto, se deben identificar de antemano, los tres medidores de KWH, los cuales, se ubican generalmente en los equipos "tradicionales" por debajo de los tres medidores KVARH y por encima del medidor de Demanda Máxima. Hecho esto se procederán a tomar los "tiempos" en cada uno de los tres medidores, es decir, se tomará cronómetro en mano, el tiempo que tarda en dar determinado número de

revoluciones el disco integrador de cada medidor KWH. Si al momento de la inspección los discos integradores de los medidores se encontrasen girando a una velocidad muy grande, entonces el tiempo se tomará por ejemplo a tres revoluciones o más, de lo contrario, si dicha velocidad es pequeña, bastará con una revolución para efectuar las pruebas. Dichos tiempos tomados a una revolución arrojaron los siguientes datos:

$t_1 = 47$ segundos por revolución.

$t_2 = 47$ segundos por revolución.

$t_3 = 50$ segundos por revolución.

Nótese que los tiempos deben ser tomados para el mismo número de revoluciones en los tres medidores.

La obtención de la Pm_t se hace mediante la siguiente fórmula:

$$Pm_t = Pm_1 + Pm_2 + Pm_3$$

Las Pm individuales se obtienen además partiendo de la siguiente fórmula:

$$Pm_1 = (3600 \times Rev \times Kh \times Kl) / t$$

En donde:

Pm_1 = Potencias medidas individuales (Pm_1 , Pm_2 y Pm_3).

3600 = Segundos que contiene una hora.

Rev = Revoluciones que dió el disco en la -- prueba.

Kh = Constante de calibración. Es el equivalente en Watts-Hora que el medidor registra por cada revolución del disco integrador. Esta constante es asignada por el fabricante y va en función de la velocidad del disco.

$Kl_{KWH} =$ Constante de lectura.

La Kl o constante de lectura puede tener diversos valores dependiendo el tipo de medición del que se esté hablando. Se dice que existen tres tipos de mediciones:

a) Medición directa. Esta clase de medición se utiliza en servicios cuya carga conectada es menor a 40 KW y la tensión de operación es de 440 V, 220 V ó 127 V. En LyF estas mediciones se usan normalmente en circuitos monofásicos o trifásicos incluidos en las tarifas 1 ó 2 y algunos de servicios de otras tarifas. Para efectuarlas se utilizan wathhorímetros monofásicos, si el servicio es polifásico se instalan los medidores monofásicos necesarios o un medidor polifásico. Para este tipo de medición la $Kl = Kr$ (constante de lectura propia del medidor) = 1.

b) Medición semi-indirecta. En servicios cuya carga conectada es superior a 40 KW y el voltaje de operación es de hasta 440 V ó en suministros en media tensión, medidos en el lado de baja tensión se instalan equipos de medición semi-indirecta, conexión estrella, con medidores con terminales de corriente y potencial separadas conectados con tablilla de pruebas y tres transformadores de corriente. Para este tipo de medición la $Kl = Kr \times Kc$, en donde Kc es la constante de transformación de los TC'S.

c) Medición indirecta. Este tipo de medición se utiliza en servicios cuya tensión de suministro es mayor a 440 KV (en LyF 6 KV y 23 KV) y la medición se hace en el lado de alta tensión. Se usan dos tipos de conexiones: tres fases, tres hilos, delta abierta y tres fases, cuatro hilos, estrella. En ambas se utilizan medidores con terminales de corriente y potencial separadas, conectados con tablilla para prueba, con tres TC's y tres TP's. Para este tipo de medición la $Kl = Kr \times Kc \times Kp$, en donde además la Kp es la constante de transformación de los TP's.

Para nuestro caso la Kl_{KWH} o constante de lectura está relacionada directamente con el número de veces que la corriente y el voltaje son reducidos para que queden dentro de rangos adecuados para su medición y su manejo seguro para la conexión de los instrumentos de medición, esto mediante el uso de TC's y TP's y se obtiene de multiplicar la Kc o constante de transformación de los TC's y la Kp o constante de transformación de los TP's. En el equipo en cuestión tenemos TC's de 15/5 Amp. que implica una $Kc = 3$, y tenemos TP's relación 13,200/132 V que implican una $Kp = 100$, por lo que la Kl será:

$$Kl_{KWH} = Kc \times Kp \times Kr$$

$$Kl_{KWH} = 3 \times 100 \times 1$$

$$Kl_{KWH} = 300$$

Procedamos ahora a obtener las Pm individuales considerando que en el tipo de medidor Sangamo S3B, de 5 A, la Kh es de 1/3:

$$Pm_1 = (3600 \times 1 \times 1/3 \times 300) / 47$$

$$Pm_1 = 7,659.57 \text{ W}$$

$$Pm_2 = (3600 \times 1 \times 1/3 \times 300) / 47$$

$$Pm_2 = 7,659.57 \text{ W}$$

$$Pm_3 = (3600 \times 1 \times 1/3 \times 300) / 50$$

$$Pm_3 = 7,200 \text{ W}$$

Obtengamos ahora la Pm_t :

$$Pm_t = Pm_1 + Pm_2 + Pm_3$$

$$Pm_t = 7,659.57 + 7,659.57 + 7,200$$

$$Pm_t = 22,519.14 \text{ W}$$

$$Pm_t = 22.519 \text{ KW}$$

Continuaremos nuestra inspección con la obtención de la Potencia Reactiva (Pr), para lo cual es necesario repetir el procedimiento que se ha efectuado con los medidores KWH, pues una vez identificados los medidores KVARH se procederá a obtener los "tiempos" de los mismos. Dichos tiempos tomados a una revolución arrojaron los siguientes datos:

$t_1 = 48$ segundos por revolución.

$t_2 = 48$ segundos por revolución.

$t_3 = 50$ segundos por revolución.

La Pr_t se obtiene de la siguiente fórmula:

$$Pr_t = Pr_1 + Pr_2 + Pr_3$$

Las Pr individuales se obtienen de la siguiente fórmula:

$$Pr_i = (3600 \times Rev \times Kh \times Kl) / t$$

En donde:

- Pr_i = Potencias reactivas individuales (Pr_1 , Pr_2 y Pr_3).
- 3600 = Segundos que contiene una hora.
- Rev = Revoluciones que dió el disco en la -- prueba.
- Kh = Constante de calibración. Es el equivalente en Volts-Amperes-Reactivos-Hora que el medidor registra por cada revolución del disco integrador.
- Kl_{KVARH} = Constante de lectura.

Para el caso de los medidores KVARH la Kl_{KVARH} se obtendrá a partir de la Kl_{KWH} , mediante la siguiente fórmula:

$$Kl_{KVARH} = Kl_{KWH} / \sqrt{3}$$

$$Kl_{KVARH} = 300 / 1.732$$

$$Kl_{KVARH} = 173.2$$

Procedamos ahora a obtener las Pr individuales considerando que en el tipo de medidor Sangamo S3B, de 2.5/10 A, la Kh es de 1/3:

$$Pr_1 = (3600 \times 1 \times 1/3 \times 173.2) / 48$$

$$Pr_1 = 4,330 \text{ W}$$

$$Pr_2 = (3600 \times 1 \times 1/3 \times 173.2) / 48$$

$$Pr_2 = 4,330 \text{ W}$$

$$Pr_3 = (3600 \times 1 \times 1/3 \times 173.2) / 50$$

$$Pr_3 = 4,156.8 \text{ W}$$

Obtenemos ahora la Pr_t:

$$Pr_t = Pr_1 + Pr_2 + Pr_3$$

$$Pr_t = 4,330 + 4,330 + 4,156.8$$

$$Pr_t = 12,816.8 \text{ W}$$

$$\mathbf{Pr_t = 12.816 \text{ KW}}$$

Una vez que se han obtenido los valores de la Pm y Pr procederemos a obtener el Factor de Potencia (FP) a partir de la siguiente fórmula:

$$FP = \text{Cos} (\tan^{-1} (Pr / Pm))$$

$$FP = \text{Cos} (\tan^{-1} (12.816 / 22.519))$$

$$FP = \text{Cos} (\tan^{-1} 0.569)$$

$$FP = \text{Cos} 29.639$$

$$\mathbf{FP = 0.86}$$

De acuerdo a lo anterior ya hemos obtenido los parámetros que de acuerdo a lo que los medidores registran, se ha estado cobrando al usuario de este servicio de energía eléctrica. Pasaremos ahora a calcular la **Potencia Útil**, sinónimo de la potencia que en realidad está siendo consumida por este servicio, puesto que hasta el momento aún no hemos determinado si los medidores se encuentran registrando de manera correcta, para ello procederemos a obtener las corrientes que por fase se encuentren presentes en este servicio. Denominaremos de ahora en adelante a estas corrientes como "amperajes" y se representarán por la letra I. Para la obtención de este parámetro haremos uso de un multímetro de gancho.

Este tipo de medición debe hacerse por necesidad, en todas y cada una de las inspecciones de equipos de medición de Cuentas Especiales, conectados en Alta Tensión (A.T.), a través de transformadores de instrumento, para saber si nuestro equipo se encuentra con la precisión adecuada para sus fines y para la posible detección de fraudes.

Para localizar el lado de Baja Tensión (B.T.) en un transformador de fuerza, deberán seguirse los siguientes pasos:

I) Es conveniente consultar con el Ingeniero o Encargado de Mantenimiento, cual es el lado de B.T. y a que tensión se encuentra, apoyados siempre en los datos de placa de dicho transformador.

II) Asegurarse que la carcasa del transformador esté conectada a tierra efectiva.

III) Si no existe gabinete de distribución, por comparación se puede auxiliar con los siguientes puntos:

LADO BAJA TENSIÓN

a) Letras impresas
X0, X1, X2, X3

LADO ALTA TENSIÓN

a) Letras impresas
H1, H2, H3

b) Aisladores más pequeños que en A.T.

b) Aisladores más grandes que en B.T.

c) Conductores de mayor calibre que en A.T.

c) Conductores de menor calibre que en B.T.

d) Distancia entre conductores menor que en A.T.

d) Distancia entre conductores mayor que en B.T.

IV) Ubicación del transformador de fuerza, con relación al gabinete de distribución (por lo general en B.T.) y a la subestación (en A.T.).

V) Eventualmente nos encontraremos con transformadores en los que tanto el primario como el secundario están en A.T., por lo que debemos apegarnos estrictamente a todos los puntos de esta secuencia de localización para evitar cometer errores que provoquen un accidente de consecuencias graves.

VI) Se deberán hacer las mediciones necesarias haciendo uso de los guantes para A.T. y sin objetos metálicos en los bolsillos o en el cuerpo (relojes, medallas, esclavas, cinturones, etc.).

Este tipo de trabajo se hace en servicios contratados como el de nuestro ejemplo en tarifa OM, es decir, suministrados en A.T. y existiendo una subestación propiedad del usuario.

Haciendo caso de los puntos anteriores se tomarán los amperajes por fase así como los voltajes entre fases del lado secundario del transformador para la determinación de la Pu que se obtiene de la siguiente fórmula:

$$P_u = E_u \times I_u \times \sqrt{3} \times FP$$

Donde:

- Pu - Potencia Útil.
- Eu - Voltaje tomado entre fases en promedio.
- Iu - Amperaje de las tres fases en promedio.
- $\sqrt{3}$ - 1.732
- FP - Factor de Potencia.

Para los voltajes se tienen los siguientes valores:

$$E_{u_{1-2}} = 217 \text{ V}$$

$$E_{u_{1-3}} = 222 \text{ V}$$

$$E_{u_{2-3}} = 220.5 \text{ V}$$

Por lo que Eu será:

$$E_u = (E_{u_{1-2}} + E_{u_{1-3}} + E_{u_{2-3}}) / 3$$

$$E_u = (217 + 222 + 220.5) / 3$$

$$E_u = 219.83 \text{ V}$$

En el caso de los amperajes tendremos:

$$I_{u_1} = 64.5 \text{ Amp}$$

$$I_{u_2} = 65 \text{ Amp}$$

$$I_{u_3} = 63.5 \text{ Amp}$$

Por lo que Iu será:

$$I_u = (I_{u_1} + I_{u_2} + I_{u_3}) / 3$$

$$I_u = (64.5 + 65 + 63.5) / 3$$

$$I_u = 64.33 \text{ Amp.}$$

Partiendo de lo anterior obtendremos ahora el valor de la Pu:

$$Pu = Eu \times Iu \times \sqrt{3} \times FP$$

$$Pu = 219.83 \times 64.33 \times 1.732 \times 0.86$$

$$Pu = 21,064.29 \text{ W}$$

$$Pu = 21.064 \text{ KW}$$

Si comparamos el resultado obtenido con el valor de la Pm también obtenida, podemos concluir lo siguiente:

$$Pm = 22.519 \text{ KW}$$

$$Pu = 21.064$$

Se observa que la Pu es menor con respecto a la Pm en un 6.46%, esto nos indica que al usuario se le ha estado cobrando un 6.46% de energía eléctrica de más, de la que en realidad ha utilizado, sin embargo, dentro de las normas LyF esto es correcto, ya que no importa si se cobre de más o de menos, siempre y cuando este exceso o deficiencia estén dentro de un 10% permisible por la normatividad de LyF.

Con lo anterior se ha comprobado de manera práctica el buen funcionamiento de los medidores de KWH y los medidores de KVARH. Pasemos por lo tanto a verificar el funcionamiento del medidor de Demanda Máxima partiendo de una sencilla fórmula que es la siguiente:

$$Pi = \text{Lec. roja} \times Kl_{KWH}$$

En donde:

Pi	=	Potencia Indicada.
Lec. roja	=	Lectura de la aguja roja que al momento de la inspección - se encuentre indicando el medidor de Demanda Máxima.
Kl_{KWH}	=	Constante de lectura KWH.

Para nuestro caso la lectura roja indica un valor de 70 por lo que la P_i será:

$$P_i = 70 \times 300$$

$$P_i = 21,000 \text{ W}$$

$$P_i = 21 \text{ KW}$$

Comparemos ahora el resultado anterior con la P_u ya obtenida:

$$P_u = 21.064 \text{ KW}$$

$$P_i = 21 \text{ KW}$$

Se puede ver ahora que la P_i es menor en un 0.3% comparada con la P_u , lo cual indica que al usuario se le ha estado cobrando ese 0.3% de menos en lo que a su demanda respecta, esto compensa un poco el cobro de más que en lo que a sus consumos respecta. Podemos decir por lo tanto que la aguja roja del medidor de Demanda Máxima se encuentra descalibrada en menos, sin embargo está dentro de lo permisible ya que ni siquiera es un 1% de diferencia, siendo lo permitido como ya se ha dicho hasta un +, - 10%.

De lo anterior podemos afirmar que el medidor de Demanda Máxima se encuentra trabajando de manera satisfactoria de acuerdo a los estudios eléctricos ya desarrollados.

Ahora bien, es necesario verificar el funcionamiento de los TC's para ello comprobaremos su relación de transformación obteniendo su constante de transformación o K_c , haciendo uso de la siguiente fórmula:

$$K_{cc} = (E_{u_{AT}} \times I_{u_{AT}}) / (e_m \times i_m) \text{ Kp}$$

En donde:

- Kcc = Constante de transformación comprobada de los TC's.
- $E_{u_{AT}}$ = Voltaje útil del lado de alta tensión (23 Kv).
- $I_{u_{AT}}$ = Corriente útil del lado de alta tensión medida por fase y promediada.
- e_m = Voltaje promedio entre fases medido en tablilla de pruebas.
- i_m = Promedio de amperaje tomado en los secundarios de corriente de los TC's, entrada o salida de corriente de los medidores KWH.
- Kp = Constante de transformación de los TP's.

Para nuestro caso tenemos que:

Al tomar los amperajes útiles del lado de alta tensión se obtuvieron los siguientes datos:

$$I_{u_{AT1}} = 0.65 \text{ Amp}$$

$$I_{u_{AT2}} = 0.64 \text{ Amp}$$

$$I_{u_{AT3}} = 0.63 \text{ Amp}$$

Por lo que la $I_{u_{AT}}$ será:

$$I_{u_{AT}} = (I_{u_{AT1}} + I_{u_{AT2}} + I_{u_{AT3}}) / 3$$

$$I_{u_{AT}} = (0.65 + 0.64 + 0.63) / 3$$

$$I_{u_{AT}} = 0.65 \text{ Amp}$$

Para los amperajes medidos en los secundarios de los TC's se tomaron los siguientes valores:

$$i_{m1} = 0.22 \text{ Amp}$$

$$i_{m2} = 0.21 \text{ Amp}$$

$$i_{m3} = 0.20 \text{ Amp}$$

Por lo que i_m será:

$$i_m = (i_{m1} + i_{m2} + i_{m3}) / 3$$

$$i_m = (0.22 + 0.21 + 0.20) / 3$$

$$i_m = 0.21 \text{ Amp}$$

Para los voltajes entre fases en tablilla de pruebas se obtuvieron los siguiente valores:

$$e_{m1-2} = 219 \text{ V}$$

$$e_{m1-3} = 221 \text{ V}$$

$$e_{m2-3} = 220 \text{ V}$$

Por lo que e_m será:

$$e_m = (e_{m1-2} + e_{m1-3} + e_{m2-3}) / 3$$

$$e_m = (219 + 221 + 220) / 3$$

$$e_m = 220 \text{ V}$$

Partiendo de lo anterior, podemos obtener ahora el valor de la K_c comprobada:

$$K_{cc} = (E_{u_{AT}} \times I_{u_{AT}}) / (e_m \times i_m) K_p$$

$$K_{cc} = (23,000 \text{ V} \times .64 \text{ Amp}) / (220 \text{ V} \times 0.21 \text{ Amp}) \times 100$$

$$K_{cc} = 14,720 / (46.2 \times 100)$$

$$K_{cc} = 3.18$$

Si comparamos este valor con el de la Kc tenemos:

Kc = 3

Kcc = 3.18

Se puede observar con esto que los TC's trabajan de manera adecuada pues al comprobar la Kc arroja un valor mayor en 6% al valor de la Kc, lo cual dentro de normas LyF es aceptado.

Observemos ahora la parte intermedia de la hoja de control que en el apéndice se anexa. Se pueden observar dos tipos de estudios, el primero por "horario" y el segundo por "diferencia de lecturas", estos estudios que se hacen de acuerdo al horario de trabajo y a la diferencia de lecturas obtenida de las lecturas encontradas al momento de la inspección y las últimas lecturas facturadas en el recibo de pago, tienen como fin comparar los resultados que de estos estudios se obtengan, con los consumos facturados en el recibo presentado por el usuario. Dicha comparación no debe sobrepasar un 10% en más o en menos, ya que de ser así, indicaría anomalías en este servicio como podrían ser:

a) Que el tomador de lecturas haya tomado equivocadamente alguna lectura en la facturación última, problema que sería corregido en la siguiente facturación.

b) Que la empresa en cuestión haya dejado de laborar determinado tiempo o haya disminuido su producción, ya sea por vacaciones, por la reducción de su personal, por reparación de algunos equipos, etc., de ser así los estudios diferirán de los consumos facturados en el recibo, por lo que será necesario investigar con la persona que atiende al momento de la inspección, el porcentaje aproximado en el que bajaron su producción en ese periodo de facturación y poder así hacer coincidir dicho porcentaje con el porcentaje de diferencia de los estudios. Así mismo podría darse el caso que la empresa incrementase su personal y su carga conectada y con ello aumentase su producción, lo que haría diferir

de igual manera los estudios antes mencionados con los consumos que el recibo presentase, no obstante, se procedería de la misma forma que en el caso anterior.

c) Que al momento de la inspección la empresa en cuestión se encontrase laborando a un porcentaje menor al acostumbrado, por ejemplo dentro del horario de comida, que es el momento en el que la mayor parte de la carga esta fuera de uso. Esto arrojaría una Pm menor a la acostumbrada por este servicio y de ser así los estudios por horario diferirán de los consumos del recibo, no obstante se haría coincidir este porcentaje de reducción con el porcentaje de reducción encontrado en los estudios de la misma manera que en los casos anteriores.

Los estudios que a continuación se desarrollarán son calculados a razón de un mes, debido a que para efectos de cuentas especiales, la facturación se realiza mensualmente.

En los estudios por horario haremos uso de la siguiente fórmula:

$$KWH_{\text{horario}} = 4.34 \times \text{Días a la semana} \times Pm \times \text{Hrs. diarias}$$

En donde:

4.34	=	Factor que indica el número de semanas que contiene un mes y se obtiene de la sig. fórmula: $365/12/7 = 4.34$ 365 = días que tiene un año 12 = meses que tiene un año. 7 = días que tiene una semana.
Días a la semana	=	Días a la semana que la empresa en cuestión labore.
Pm	=	Potencia medida (al momento de la inspección).

Hrs. diarias = Horas diarias que labore la empresa en cuestión.

De acuerdo a los datos obtenidos en la inspección esta empresa labora todo el año, durante 16 horas diarias. Substituyendo estos datos en la fórmula anterior se obtiene que:

$$KWH_{\text{horario}} = 4.34 \times 7 \times 22.519 \times 16$$

$$KWH_{\text{horario}} = 10,946.03$$

En los estudios por diferencia de lectura se aplicará la siguiente fórmula:

$$KWH_{\text{lect}} = ((\text{Lect. actual} - \text{Lec. anterior}) \times 4.34 \times K_l \times \text{Días a la semana}) / \text{Días}$$

En donde:

- Lect. actual = Lectura encontrada en los medidores al momento de la inspección.
- Lect. anterior = Última lectura facturada en el recibo de pago presentado.
- 4.34 = Factor que indica el número de semanas que contiene un mes y se obtiene de la sig. fórmula:
 $365/12/7 = 4.34$
 - 365 = días que tiene un año .
 - 12 = meses que tiene un año.
 - 7 = días que tiene una semana.
- K_{lKWH} = Constante de lectura KWH.
- Días a la semana = Días a la semana que la empresa empresa en cuestión labore.
- Días = Días contados a partir del día siguiente del último día de facturación hasta el día de la inspección.

Para nuestro caso si observamos el reverso de la hoja de datos complementarios anexada, en su parte que como subtítulo dice "DATOS COMPLEMENTARIOS AL REPORTE DE INSPECCIÓN. Medidores de K.W.H.-K.Lect." , podremos ver los siguientes datos:

Med.Núm. 0916543	Lect. actual	5466
	Lect. anterior	5447
Med.Núm. 0916544	Lect. actual	5656
	Lact. anterior	5638
Med.Núm. 0916545	Lect. actual	5534
	Lect. anterior	5515

Además se tienen 46 días contados a partir del último día de facturación a la fecha de la inspección, es decir, del 10 de febrero al 26 de marzo de 1996.

Substituyendo estos valores en la fórmula anterior tenemos:

Para el primer medidor:

$$KWH_{lect} = ((5466 - 5447) \times 4.34 \times 300 \times 7) / 46$$

$$KWH_{lect} = (19 \times 4.34 \times 300 \times 7) / 46$$

$$KWH_{lect} = 173,166 / 46$$

$$KWH_{lect} = 3,764.47$$

Para el segundo medidor:

$$KWH_{lect} = ((5656 - 5638) \times 4.34 \times 300 \times 7) / 46$$

$$KWH_{lect} = (18 \times 4.34 \times 300 \times 7) / 46$$

$$KWH_{lect} = 164,052 / 46$$

$$KWH_{lect} = 3,566.34$$

Para el tercer medidor:

$$KWH_{lect} = ((5534 - 5515) \times 4.34 \times 300 \times 7) / 46$$

$$KWH_{lect} = (19 \times 4.34 \times 300 \times 7) / 46$$

$$KWH_{lect} = 173,166 / 46$$

$$KWH_{lect} = 3,764.47$$

Obteniendo ahora los KWH totales:

$$KWH_{lect} = 3,764.47 + 3,566.34 + 3,764.47$$

$$KWH_{lect} = 11,095.28$$

Comparemos ahora los consumos del recibo presentado con los resultados obtenidos en los estudios:

Consumos del recibo	-	11,035	KWH
---------------------	---	--------	-----

Estudios por horario	-	10,946.03	KWH
----------------------	---	-----------	-----

Estudios por diferen- cia de lectura	-	11,095.28	KWH
---	---	-----------	-----

Podemos observar que los resultados de ambos estudios no difieren en más de 10% de los consumos del recibo, por lo que se concluye que el servicio se encuentra laborando normalmente y que por lo tanto se denomina como servicio correcto en todos los aspectos, ya que no existe fraude ni ninguna anomalía dentro del mismo.

CONCLUSIONES

Con los problemas actuales en lo que a crisis económica se refiere, es necesario que las compañías suministradoras de la energía eléctrica, para nuestro caso Luz y Fuerza del Centro, efectúen el cobro por concepto de energía eléctrica a sus usuarios apropiadamente, es decir, que se les cobre lo real y evitar que por error de la compañía suministradora se vean afectados sus intereses, ya sea cobrándoles de más o que al efectuar una inspección se determine mediante esta el mal funcionamiento del equipo de medición instalado y/o una situación de fraude o manipulación al mismo y en consecuencia se hayan hecho cobros menores a los reales y por ello se tenga que efectuar una refacturación a los servicios que en estas condiciones se encuentren y que ascienden a un total del 16% de la facturación total anual de LyF.

Así mismo deberán reforzarse los programas de inspección a usuarios con bajos consumos, consumos nulos y anomalías detectadas por trabajadores de la empresa suministradora, a fin de evitar un mal uso de la energía eléctrica.

En los programas de inspecciones que se efectúen a industrias las cuales cuenten con subestación propia, deberán siempre inspeccionarse los equipos de fuerza con los que estas cuenten (transformadores, interruptores, apartarayos, fusibles de las capacidades adecuadas, etc.), esto con el fin de que estos siempre

cuenten con el mantenimiento preventivo necesario para evitar un percance dentro de dichas subestaciones y el cual pudiera provocar que se vieran afectados otros servicios alimentados por el mismo ramal.

Para el buen cobro que debe efectuarse a los usuarios, el factor más importante es la aplicación correcta de las tarifas, ya que en ocasiones dichos usuarios pagan de más por desconocimiento de las mismas, tal es el caso de pozos de riego, bombeo de agua potable o negras en los cuales no debe cobrarse la demanda, debido a que para estas tarifas existe un subsidio o bien que paguen de menos como en el caso de la tarifa 7 para servicio provisional pues al solicitarle a la compañía suministradora el uso de la energía eléctrica, se comete el error de cobrarle de acuerdo a la carga conectada desde el primer mes y no a tarifa 7, esto es un error muy frecuente por parte de la compañía suministradora, ya que un servicio que vaya a utilizar la energía eléctrica por un período determinado (obras, construcción de puentes y vías de comunicación, etc.) debe aplicarse la tarifa 7 durante el primer mes de uso de la misma siendo esta tarifa la más cara, y posterior al primer mes se deberá aplicar la tarifa de acuerdo a la carga conectada. Este tipo de error genera pérdidas significativas para la empresa.

Por otra parte la medición en los circuitos de distribución es un parámetro importante, ya que con el mismo podremos planear adecuadamente el crecimiento de la región. También constituye un auxiliar para programar mantenimientos, cambio de conductores, instalación de reguladores, bancos de capacitores, restauradores, mejoras a tierras etc.

El crecimiento de la demanda de la energía eléctrica es alrededor de un 7.5% anualmente, lo que significa la necesidad de aumentar la capacidad de generación al doble en tan solo 15 años lo cual necesitaría de una tremenda inversión y que no sería posible en un período de tiempo tan corto.

Por medio de las medidas mencionadas en este trabajo se pueden obtener ahorros de energía de un 10 a un 50 % dependiendo del tipo y las características de cada una de las instalaciones a las cuales se les apliquen.

Para que seamos competitivos con el resto del mundo es necesario que sea creada una cultura del ahorro no solo en el ámbito energético sino también en el uso de todos nuestros recursos los cuales se han explotado indiscriminadamente y con un gran desperdicio.

Es necesario que sean revisadas las normas que rigen a las instalaciones eléctricas y hacerlas más estrictas, asimismo estimular el ahorro de energía e incentivar el uso de equipos de alta eficiencia.

APÉNDICE

Evaluación de los ajustes y convenios.

El procedimiento para realizar la recuperación económica es muy importante y delicado y para ello se cuenta con una serie de hojas de datos, de las cuales, se anexan las dos más importantes enseguida y que son la base del programa de inspección y prueba.

El criterio que se aplica en la evaluación determinará el monto a recuperar. El usuario será notificado mediante un documento oficial la cantidad a pagar ya sea por daños al equipo, consumos ilícitos, reforma de contrato por aumento de carga o cambio de razón social, etc.

Al detectar una anomalía en un programa de inspección y prueba se llevan a cabo los siguientes trámites:

Se elabora el reporte de inspección y su hoja de datos complementarios, destacando en ambos el tipo de anomalía encontrada e incluyendo en el primero la orden de trabajo (O.T.) a efectuar con cargos, pudiendo ser, retiro de líneas de fraude en forma permanente, cobro de un equipo de medición quemado por sobrecarga, instalación de medidores KVARH, una orden de revisión (O.R.), cobro de los consumos ilícitos, etc. Se elabora notificación dirigida al usuario con el monto a pagar, detallando la anomalía encontrada,

otorgándole un tiempo pertinente para el pago descrito y citándolo a pagar a las oficinas de Luz y Fuerza, en donde además de manera verbal se le explicará el desperfecto y el porqué de este, pudiendo además hacer un convenio de pago dependiendo del monto a pagar.

Una vez efectuado el pago, se elabora la relación de trabajos a ejecutar dirigido al Departamento de Cuentas Especiales o bien al Departamento de Medidores y Pruebas, según el caso. Los representantes de estos departamentos discutirán la notificación de órdenes de trabajos revisando el historial de consumo del usuario en cuestión y procederán a ejecutar los trabajos.

De esta manera, si el desperfecto lo amerita, el Departamento de Cuentas Especiales procederá a refacturar este servicio en base y proporción a sus tres primeras lecturas regulares posteriores a la ejecución de los trabajos.

Suc. o Agencia Texcoco

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
REPORTE DE INSPECCION

Nº 132116

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 30, 31, 33, 34, 35 y 44 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 31 de Mayo de 1993, por la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal, el Señor Inspector debidamente acreditado por esta empresa, está autorizado para hacer la inspección de sus instalaciones y aparatos o equipos destinados al uso de la energía eléctrica en los lugares en que ésta se utiliza, con objeto de comprobar el cumplimiento de las estipulaciones del contrato. **En ruta de inspección.**

Documento No. _____ de _____ De _____ 19 ____ Procedencia _____
 Inspección Practicada el día 26 de marzo de 1996.

\$ 20,435.00

No. de Cuenta 45-07-718-0401-4 Trifa OM Recibo presentado 96-01-11 a 96-02-09
 Consumidor Empresas He-Yo S.A. Dem. Fact. 150 KW Dem. Conti. 328 KW Cons. 11,035 KWH
 Dirección Camino Paseo de las Aves s/n Carretera los Reyes Texcoco Méx.
 Giro * Rastro de aves.

MEDIDORES KWH		MEDIDORES KVAHR		MED. DE DEM. MAX No. <u>1906786</u>	
NUM	LECT.	NUM	LECT.	LECTURA: ROJA	NEGRA
<u>0916543</u>	<u>5466</u>	<u>0882680</u>	<u>6243</u>	<u>70</u>	<u>120</u>
<u>0916544</u>	<u>5656</u>	<u>0882681</u>	<u>6410</u>	CAPACIDAD DE LA SUBEST <u>112.5 KVA</u>	
<u>0916545</u>	<u>5534</u>	<u>0882682</u>	<u>6699</u>	CONSTANTE DE LECT. <u>300</u>	
				LUGAR DE LOS MED. <u>Subestación.</u>	

Al practicar esta inspección Se encontró el equipo de medición sellado correctamente, conectado y registrando. Se verificó su funcionamiento realizando los estudios correspondientes con resultados satisfactorios. No se apreciaron huellas de manipulación o fraude en el servicio.
Se anexa hoja de datos complementarios, copia de registro de facturación y sobre con sellos retirados.

Inspector "A"
 INSPECTOR

Ayudante de Inspector
 INSPECTOR

Jefe de Grupo
 Va. Bo. ENCARGADO

CONFORME

En relación con el servicio arriba citado hemos de agradecer a usted se sirva girar sus órdenes a fin de ejecutar el trabajo que a continuación se cita; rogándole nos informe en la copia señalada para el efecto, la fecha y número de orden con que fue ejecutado y la forma en que quedó este servicio.

FECHA DE REVISION MAR94

DATOS COMPLEMENTARIOS AL REPORTE DE INSPECCION

Medidores de K.W H - K. Lect 300

Núm. 0916543 Ant. 5447 Lect. 5466 Núm. 0916544 Ant. 5633 Lect. 5656 Núm. 0916545 Ant. 5515 Lect. 5534

Sangamo S3B

5 Amp. Kh 1/3

SELLOS QUE SE ENCONTRARON

Caja Protectora 0483 LyF (dos)
 Tapa de Mecanismo 1o. 0496 LyF 2o. 0496 LyF 3o. 0496 LyF
 Caja de Conexiones 1o. 0190 LyF 2o. 0190 LyF 3o. 0190 LyF

SELLOS QUE SE DEJARON

Caja Protectora 7269 LyF (dos)
 Tapa de Mecanismo 1o. Mismo 2o. Mismo 3o. Mismo
 Caja de Conexiones 1o. Mismo 2o. Mismo 3o. Mismo

Medidores de K.V.A.H.R. - K Lect 173,2

Núm. 0882680 Lect. 6243 Núm. 0882681 Lect. 6410 Núm. 0882682 Lect. 6699

Sangamo S3B

2.5/10 Amp. Kh 1/3

SELLOS QUE SE ENCONTRARON

Caja Protectora 0483 LyF (dos)
 Tapa de Mecanismo 1o. 0496 LyF 2o. 0496 LyF 3o. 0496 LyF
 Caja de Conexiones 1o. 0190 LyF 2o. 0190 LyF 3o. 0190 LyF

SELLOS QUE SE DEJARON

Caja protectora 7269 LyF (dos)
 Tapa de Mecanismo 1o. Mismo 2o. Mismo 3o. Mismo
 Caja de Conexiones 1o. Mismo 2o. Mismo 3o. Mismo

MEDIDOR DE D.M NUMERO 1906726 LECTURA NEGRA 120 ROJA 70

Sangamo WD4P 5 Amp.
 Esc. 0-2000, 3 elemen.
 t=32 min. Multix1
 Se encontró

SELLOS

Quedó

Caja Protectora 0483 LyF (dos) 7269 LyF (dos)
 Tapa de Mecanismo 0496 LyF Mismo
 Caja de Conexiones 0496 LyF Mismo
 Palanca de Ajuste 0054886 LyF Mismo

CAJA PROTECTORA TRANSFORMADORES B T RELACION _____ / 5

SELLOS

Se encontró _____ Quedó _____

TANQUE TRANSFORMADORES A.T - Relación Amperes 15 / 5 Volts 13,200/132 V

Conexión e 23,000 Volts Elementos III

SELLOS

Se encontró 0483 LyF (dos) Quedó Mismos.

Fecha. 26-marzo-97

Inspector _____

BIBLIOGRAFÍA.

LIBROS.

" Medidas Eléctricas Industriales y Ensayos de Máquinas Eléctricas "

Eliás Hurtado Pérez.

Editorial Servicios de Publicaciones. Universidad de Valencia, España, 1987.

" Manual Práctico de Medidas Eléctricas "

Michael Tooley.

Editorial Paraninfo, 1989.

"Medidas Eléctricas "

Mark Minasi.

Editorial Ventura, 1991.

" El Sector Eléctrico en México "

Autores varios.

INEGI, 1992.

" Fundamentos de Mediciones Eléctricas "

Textos técnicos de la Universidad de Cataluña.

Varios autores.

España, 1987.

" Electricidad Elemental "

Luis Alvarado Tello.

Editorial Capacitación Científica.

México, 1988.

" Máquinas Eléctricas "

Stephen J. Chapman.

McGraw Hill

1991.

" American Electrician Handbook "

Tenth edition, McGraw Hill Book Company.

Terrell Croft, Clifford C., John H. Watt and Wilford Y.
Summers.

1991.

" Instalaciones Eléctricas "

Tomo 1 y 2.

Manual SIEMENS DOSSAT S.A.

Albert F. Spitta.

1981.

" Redes Eléctricas "

Jacinto Viqueira Landa

Representaciones y Servicios de Ingeniería S.A.

" Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia "

William D. Stevenson.

McGraw Hill.

" Circuitos de Corriente Alterna "
Rooseell N. Kerchner, Corcoran.
Editorial CECSA.

Textos especializados, revistas y normas.

" Equipos de Medición de Energía Eléctrica "
Juan Belmont.
Textos de Luz y Fuerza del Centro.
1994.

" Apuntes de Medición "
Hector Ernesto Velasco Belmont.
Apuntes de Luz y Fuerza del Centro.
1995.

" Normas de Distribución "
Luz y Fuerza del Centro.
Subdirección de distribución y comercialización.

" Instructivo para la interpretación y aplicación de las
tarifas generales autorizadas "
Luz y Fuerza del Centro, Gerencia Comercial.
1993.

Folletos sobre el ahorro de Energía Eléctrica.
Autores varios.
FIDE y LyF.
1997.