

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**"ANALISIS TECNICO-ECONOMICO DE LOS SISTEMAS DE
MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA PARA USUARIOS DE LAS
EMPRESAS ELECTRICAS"**

MARCO VINICIO SOSA RAMIREZ

**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO
EN LA ESPECIALIZACION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

QUITO-NOVIEMBRE-1996

DEDICATORIA

**A Dios Todopoderoso
A mis padres**

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer sinceramente al Ing. Mario Barba Clavijo, por su acertada dirección.

A los Ingenieros Carlos Herrera, Jefe del Departamento de Instalaciones de la EEQSA, Víctor Orejuela, Jefe del Departamento de Planificación del INECEL, Guillermo Vivero de ELECTROECUATORIANA, por su colaboración.

Además debo referirme a la gran ayuda prestada por el Ing. Carlos Maldonado, Jefe del Departamento de Acometidas de la EEQSA, que además de aportar con sus conocimientos, ha demostrado ser un amigo incondicional.

Al Tecnólogo Arturo Yanez Orquera, Jefe del Laboratorio de Medidores, y a todo el personal de dicho Laboratorio, que me han prestado todas las facilidades para culminar satisfactoriamente esta tesis.

Finalmente agradezco a Aldo Aguayo por la ayuda prestada y su apoyo moral, y a todas las personas que alguna manera colaboraron con la realización de este trabajo.

CERTIFICADO

Certifico que la presente tesis ha sido desarrollada por el señor Marco Vinicio Sosa Ramírez, bajo mi dirección.


Ing. Mario Barba Clavijo
DIRECTOR

INDICE GENERAL

CAPITULO I: GENERALIDADES

1.1	Introducción	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Alcance	2

CAPITULO II: TIPOS DE MEDIDORES

2.1	Medidores Electromecánicos	5
2.1.1	Principios de funcionamiento de los medidores electromecánicos	
2.1.1.1	Partes constitutivas de los medidores electromecánicos	5
2.1.1.2	Funcionamiento de los medidores electromecánicos	19
2.1.2	Tipos y características generales de los medidores electromecánicos	36
2.1.2.1	Medidores de energía activa	36
2.1.2.2	Medidores de energía reactiva	39
2.1.2.3	Ejecución especial de medidores	43
2.1.2.4	Medidores para medición informativa	47
2.1.3	Diagramas de conexión y fasoriales de los diferentes tipos de medidores electromecánicos	49
2.1.3.1	Principios para la conexión de medidores a la red eléctrica	49
2.1.3.2	Diagramas de conexión de los medidores de energía activa	50
2.1.3.3	Diagramas de conexión de los medidores de energía reactiva	62
2.1.4	Ventajas y desventajas del uso de estos medidores	71
2.1.4.1	Ventajas del uso de los medidores electromecánicos	71
2.1.4.2	Desventajas del uso de los medidores electromecánicos	72
2.2	Medidores Electrónicos	73
2.2.1	Tipos y características generales de los medidores electrónicos	73
2.2.1.1	Tecnologías de medida electrónica	73
2.2.1.2	Tipos y características de los medidores electrónicos	85
a.	Medidores electrónicos comunes	85
b.	Medidores electrónicos de prepago	96
2.2.2	Diagramas de conexión de los diferentes tipos de medidores	112
2.2.2.1	Conexión en el lado de bajo voltaje	112
2.2.2.2	Conexión en el lado de alto voltaje	126
2.2.3	Descripción del soporte de software para medición que traen estos medidores	130
2.2.3.1	Paquete de programación del medidor	130
2.2.3.2	Paquete para la toma de lectura de datos	134
2.2.3.3	Paquete de la estación central	134
2.2.4	Ventajas y desventajas del uso de estos medidores	135
2.2.4.1	Ventajas del uso de los medidores electrónicos	135
2.2.4.2	Desventajas del uso de los medidores electrónicos	137

CAPITULO III: ANALISIS TECNICO-ECONOMICO PARA DEFINIR EL TIPO DE MEDIDOR A UTILIZAR

3.1	Análisis técnico para determinar los medidores a instalar en función de la carga y la demanda	138
3.1.1	Especificaciones técnicas que definen un medidor	138
3.1.2	Especificaciones técnicas que definen los transformadores de medida	139
3.1.3	Parámetros que determinan el tipo de medidor a usar	140
3.1.4	Metodología a usarse en el análisis técnico	146
3.1.4.1	Acometidas en bajo voltaje	146
3.1.4.2	Acometidas en alto voltaje	150
3.2	Establecimiento de los costos de equipamiento	152
3.3	Determinación de la solución óptima del medidor a instalar	153
3.3.1	Determinación del costo por energía y demanda máxima no registrada por el medidor	153
3.3.1.1	Establecimiento de la energía y demanda máxima no registrada por el medidor	154
3.3.1.2	Costo por la energía y demanda máxima no registrada por el medidor	155
3.3.2	Criterio económico para la evaluación de costos	157
3.3.3	Metodología técnica-económica a usar	158

CAPITULO IV: DESCRIPCION GENERAL Y DETERMINACION DE ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS SISTEMAS DE TOMA DE LECTURAS DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

4.1	Sistema de toma de lecturas directa	160
4.1.1	Características generales del sistema de toma de lecturas directa	160
4.1.2	Componentes del sistema de toma de lecturas directa	161
4.1.2.1	Toma de lecturas directa de medidores electromecánicos	161
4.1.2.2	Toma de lecturas directa de medidores electrónicos	162
4.1.3	Descripción del proceso de toma de lecturas directa	163
4.1.3.1	Toma de lecturas directa de los medidores electromecánicos	164
4.1.3.2	Toma de lecturas directa de medidores electrónicos	164
4.2	Sistema de toma de lectura remota	165
4.2.1	Características generales del sistema de toma de lecturas remota	165
4.2.1.1	Toma de lecturas remota vía radio	167
4.2.1.2	Toma de lecturas remota vía línea telefónica	167
4.2.2	Componentes del sistema de toma de lecturas remota	168
4.2.2.1	Toma de lecturas remota vía radio	168
4.2.2.2	Toma de lecturas vía línea telefónica	173
a.	Toma de lecturas vía línea telefónica usando una unidad terminal remota	173
b.	Toma de lecturas vía línea telefónica de medidores electrónicos usando sus tarjetas opcionales de comunicación	180
4.2.3	Descripción del proceso de toma de lecturas remota	181
4.2.3.1	Toma de lecturas remota vía radio	181
4.2.3.2	Toma de lecturas vía línea telefónica	187
a.	Toma de lecturas vía línea telefónica usando una unidad terminal remota	187
b.	Toma de lecturas vía línea telefónica de medidores electrónicos usando sus tarjetas opcionales de comunicación	188

CAPITULO V: ANALISIS TECNICO-ECONOMICO PARA DETERMINAR EL TIPO DE TOMA DE LECTURAS DE CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA A UTILIZAR

5.1	Análisis técnico para determinar el tipo de toma de lecturas a utilizar considerando los diferentes usuarios	189
5.1.1	Establecimiento de los equipos necesarios para implementar una toma de lecturas directa	189
5.1.1.1	Equipo de medición	190
a.	Toma de lecturas directa de medidores electromecánicos	190
b.	Toma de lecturas directa de medidores electrónicos	190
5.1.1.2	Equipo de toma de lecturas	191
a.	Toma de lecturas directa de medidores electromecánicos	191
b.	Toma de lecturas directa de medidores electrónicos usando un activador de secuencia de despliegue de la pantalla	191
c.	Toma de lecturas directa de medidores electrónicos usando una computadora portátil	191
5.1.2	Establecimiento de los equipos necesarios para implementar una toma de lecturas remota	192
5.1.2.1	Toma de lecturas remota vía radio	192
a.	Equipo de medición	192
b.	Equipo de toma de lecturas	193
5.1.2.2	Toma de lecturas vía línea telefónica	195
a.	Toma de lecturas de medidores electromecánicos	195
b.	Toma de lecturas de medidores electrónicos	196
5.1.3	Consideraciones sobre la carga	199
5.1.3.1	Características de la carga	199
5.1.3.2	Proyección de la demanda y demanda de diseño	201
5.1.4	Determinación de la energía consumida mensualmente	202
5.2	Establecimiento de los costos de equipamiento	203
5.2.1	Toma de lecturas directa	204
5.2.2	Toma de lecturas remota	205
5.2.2.1	Toma de lecturas remota vía radio	205
5.2.2.2	Toma de lecturas remota vía línea telefónica	206
a.	Toma de lecturas de medidores electromecánicos o electrónicos usando una unidad terminal remota	206
b.	Toma de lecturas de medidores electrónicos usando sus tarjetas opcionales de comunicación	206
5.3	Determinación de la solución óptima del tipo de toma de lecturas del consumo de energía eléctrica a utilizar	207
5.3.1	Determinación del costo que pierde la Empresa Eléctrica por toma de lecturas y facturación	207
5.3.2	Criterio técnico-económico para determinar la solución óptima	208
5.3.3	Metodología técnica-económica a seguir	209

CAPITULO VI: EJEMPLOS DE APLICACION PARA USUARIOS DE LA EEQSA

6.1	Datos requeridos	211
6.1.1	Datos requeridos para realizar el análisis técnico-económico del tipo de medidor a usar	211

6.1.1.1	Tipos de usuarios y tarifas	211
6.1.1.2	Costo de los medidores de energía eléctrica	214
6.1.1.3	Costo de los transformadores de corriente	215
6.1.1.4	Costos de instalación	215
6.1.1.5	Tasa de actualización y tiempo de análisis	216
6.1.2	Datos requeridos en el ejemplo de aplicación para determinar el tipo de toma de lectura	216
6.1.2.1	Descripción de la zona de estudio	216
6.1.2.2	Costo de equipamiento de los sistemas de toma de lecturas	217
a.	Costo de equipamiento de la toma de lecturas directa	217
b.	Costos de equipamiento de la toma de lecturas vía radio	217
c.	Costos de equipamiento de la toma de lecturas vía línea telefónica	218
d.	Costos de equipamiento del sistema de prepago	218
6.1.2.3	Tasa de actualización, de interés y tiempo de análisis	218
6.1.2.4	Período de toma de lecturas y facturación	219
6.2	Procedimiento	219
6.2.1	Procedimiento seguido para determinar el medidor que se debe utilizar	219
6.2.1.1	Procedimiento seguido para graficar las curvas del costo total en función de la demanda máxima inicial	219
6.2.1.2	Uso de las curvas	222
6.2.2	Procedimiento a seguir para determinar el tipo de toma de lectura a usar	223
6.2.2.1	Determinación del equipo necesario y del costo de equipamiento del sistema de toma de lecturas directa	225
6.2.2.2	Determinación del equipo necesario y del costo de equipamiento de la toma de lecturas vía radio	226
6.2.2.3	Determinación del equipo necesario y del costo de equipamiento de la toma de lecturas vía línea telefónica	227
6.2.2.4	Determinación del equipo y del costo de equipamiento del sistema de prepago	229
6.3	Resultados	229
6.3.1	Resultados de los ejemplos de aplicación para determinar el tipo de medidor a usar	229
6.3.1.1	Curvas del costo total en función de la demanda máxima inicial	230
6.3.1.2	Uso de las curvas del costo total en función de la demanda máxima inicial	231
6.3.2	Resultados de los ejemplos de aplicación para determinar el tipo de toma de lectura a usar	232
6.3.2.1	Toma de lectura directa	232
6.3.2.2	Toma de lectura vía radio	233
6.3.2.3	Toma de lectura vía línea telefónica	233
6.3.2.4	Sistema de prepago	233
6.4	Análisis de los resultados	233
6.4.1	Análisis de los ejemplos de aplicación utilizados para determinar el tipo de medidor a usar	233
6.4.1.1	Usuario Residencial	233
6.4.1.2	Usuario Comercial	234
6.4.1.3	Usuario Industrial	235
6.4.2	Análisis del ejemplo de aplicación usado para determinar el tipo de toma de lectura	236

CAPITULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1	Conclusiones	248
7.2	Recomendaciones	250
ANEXO 1:	Determinación del burden de un transformador de corriente	252
ANEXO 2:	Curvas de carga de los diferentes tipos de usuarios	254
ANEXO 3:	Plano de la zona usada en el ejemplo de aplicación de la toma de lecturas	258
ANEXO 4:	Determinación técnica de los medidores a usar	261
ANEXO 5:	Obtención del costo total en función de la demanda máxima inicial-Usuario Residencial-Acometida 120/208V	267
ANEXO 6:	Obtención del costo total en función de la demanda máxima inicial-Usuario Comercial-Acometida 120/208V	272
ANEXO 7:	Obtención del costo total en función de la demanda máxima inicial-Usuario Industrial-Acometida 120/208V	276
BIBLIOGRAFIA		280

INDICE DE TABLAS:

DETERMINACION DEL TIPO DE MEDIDOR

Tabla 6-1 :	Costo de los medidores electromecánicos de energía activa	214
Tabla 6-2 :	Costo de los medidores electromecánicos de energía reactiva	214
Tabla 6-3 :	Costo de los medidores electrónicos	214
Tabla 6-4 :	Costo de los medidores electrónicos de prepago	215
Tabla 6-5 :	Costo de los transformadores de corriente	215
Tabla 6-6 :	Costos de instalación	215
Tabla 6-11:	Determinación técnica-económica del tipo de medidor considerando una acometida de 120/208 V	242
Tabla 6-12:	Determinación del tipo de medidor a usar considerando un usuario residencial	243
Tabla 6-13:	Determinación del tipo de medidor a usar considerando un usuario comercial	244
Tabla 6-12:	Determinación del tipo de medidor a usar considerando un usuario industrial	245

DETERMINACION DEL TIPO DE TOMA DE LECTURAS

Tabla 6-7 :	Determinación técnica-económica de del medidor a usar considerando a los usuarios de la Urbanización Campo Alegre	237
Tabla 6-8 :	Costo de equipamiento dela toma de lecturas vía radio	217
Tabla 6-9 :	Costo de equipamiento de la toma de lecturas vía línea telefónica	218
Tabla 6-10:	Tiempo de toma de lecturas y facturación	219
Determinación de costo de los medidores y sus accesorios:		
Tabla 6-15:	Toma de lecturas directa	246
Tabla 6-16:	Toma de lecturas vía radio	246
Tabla 6-17:	Toma de lecturas vía línea telefónica	246
Tabla 6-18:	Sistema de prepago	246
Costo total de cada sistema:		
Tabla 6-19:	Toma de lecturas directa	247
Tabla 6-20:	Toma de lecturas vía radio	247
Tabla 6-21:	Toma de lecturas vía línea telefónica	247
Tabla 6-22:	Sistema de prepago	247

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCION

Una de las principales actividades de las empresas suministradoras de energía eléctrica es la comercialización, que comprende la venta de energía a los usuarios. Para que la venta de energía refleje la realidad del mercado consumidor, se debe considerar como un aspecto fundamental de análisis la medición correcta de la potencia y energía entregada.

La elección correcta del sistema de medición, para obtener valores reales de potencia y energía eléctrica, es de fundamental importancia para las empresas eléctricas, ya que ello permite redistribución de inversiones muy altas. En el caso de la Empresa Eléctrica Quito S.A. las inversiones en medición están en el orden de los 4.500 millones de sucres anuales; ésto se debe especialmente a la cantidad de usuarios a los que deben servir, cuyo número asciende a alrededor de 400.000 usuarios, con un incremento anual aproximado de 30.000 usuarios.

Para tener mediciones correctas de la energía y potencia se debe tomar en cuenta dos aspectos: el sistema de toma de lecturas y el tipo de medidor a utilizar.

Un análisis técnico-económico para determinar el sistema de toma de lecturas del consumo de energía y potencia eléctrica y el tipo de medidor que se debe utilizar, considerando los diferentes tipos de usuarios, permitirá establecer esquemas óptimos que faculten un control adecuado de los abonados y sus consumos.

La elección adecuada del sistema de toma de lecturas permitirá tener gran versatilidad en la adquisición de datos necesarios para la facturación, disminuyendo los tiempos requeridos para la toma de lecturas y el procesamiento de las mismas.

1.2 OBJETIVOS

- Realizar un análisis técnico-económico para definir los tipos de medidores que deben usar las empresas suministradoras de energía eléctrica, considerando los diferentes tipos de usuarios.
- Efectuar un estudio técnico-económico para determinar el sistema de toma de lecturas del consumo de energía eléctrica, que podría ser implementado por las empresas suministradoras de energía eléctrica, de acuerdo a los diferentes tipos de usuarios.

1.3 ALCANCE

En este trabajo se desarrollará para cada caso una metodología:

- Metodología técnica-económica para determinar el tipo de medidor.
- Metodología técnica-económica para establecer el tipo de toma de lecturas.

Para definir el tipo de medidor o el sistema de toma de lecturas, usando las metodologías enunciadas anteriormente, se utilizan usuarios que tienen medición en bajo voltaje, con valores de demanda máxima de hasta 225 KVA. De esta manera los resultados obtenidos se aplicarán a abonados de esas características.

Para obtener las metodologías se dividió a la tesis en capítulos, que secuencialmente organizados permiten llegar al fin deseado. A continuación se describen los aspectos fundamentales que tratan cada uno los capítulos componentes de la tesis.

CAPITULO I: Se hace una descripción general de la tesis, estableciendo la justificación, los objetivos y el alcance de la misma.

CAPITULO II: Se definen las características funcionales y operativas de los medidores electromecánicos, electrónicos comunes y los de prepago. Se describen sus partes constitutivas, los principios de funcionamiento, los tipos, con los respectivos diagramas de conexión, las ventajas y desventajas del uso de los mismos.

CAPITULO III: Se desarrolla el método técnico-económico que permite determinar el tipo de medidor a usar. Para ello se consideran parámetros técnicos y económicos. Dentro de los parámetros técnicos están el tipo de acometida y la carga del usuario, la cual está definida por el tipo y su magnitud; estos permiten definir una gama de posibilidades, considerando un abonado. Con los criterios económicos, que son los costos de inversión, el costo por energía y demanda máxima no registrada por el medidor, todos llevados a valor presente, se determina la solución técnica-económica óptima.

CAPITULO IV: En este capítulo se realiza una descripción teórica de las características generales, de los componentes y del proceso de cada uno de los sistemas de toma de lecturas usados para la facturación de usuarios de las empresas eléctricas. Además se citan las especificaciones técnicas básicas, que deben cumplir los componentes de cada uno de los sistemas de toma de lecturas. Los sistemas analizados son: 1. Toma de lecturas directa; 2. Toma de lecturas remota vía radio; 3. Toma de lecturas remota vía línea telefónica.

CAPITULO V: Se define la metodología técnica-económica, que permite determinar el tipo de toma de lecturas a utilizar. Para establecer dicha metodología, se consideran las características de carga de los usuarios a los cuales se les desea implementar dicho sistema y los costos que involucra el establecimiento de la toma de lecturas. Los costos que se consideran son los de inversión o equipamiento y los costos que se generan por el proceso de toma de lecturas y facturación, todos llevados a valor presente.

CAPITULO VI: Para usuarios típicos de la Empresa Eléctrica Quito S.A. se generan curvas, que relacionan el costo total con la demanda máxima inicial, considerando medidores electromecánicos,

electrónicos comunes y los de prepago. Entre los tipos de abonados que se analizan están el residencial, el comercial y el industrial. En base a estas curvas se determina el tipo de medidor óptimo. Además para una área residencial, se establece el tipo de toma de lecturas que le convendría instalar en dicho sitio.

CAPITULO VII: Se redactan las conclusiones y recomendaciones sacadas del presente trabajo.

CAPITULO II

TIPOS DE MEDIDORES

2.1 MEDIDORES ELECTROMECHANICOS

2.1.1 Principios de funcionamiento de los medidores electromecánicos

2.1.1.1 Partes constitutivas de los medidores electromecánicos

Los medidores electromecánicos o de inducción están constituidos básicamente por dos partes:

a. Mecanismo de medición

b. Carcaza o cubierta protectora

a. **Mecanismo de medición**

El mecanismo de medición se compone de las siguientes partes (ver figura 2.1).

- a.1 Sistema motriz (2,3,4).
- a.2 Sistema rotor (5).
- a.3 Sistema de frenado (6).
- a.4 Sistema registrador o numerador-integrador (1).
- a.5 Dispositivos de ajuste.
- a.6 Armazón del mecanismo de medición.

Un medidor monofásico contiene cada uno de los sistemas arriba mencionados, mientras que los medidores polifásicos contienen uno o más de los sistemas nombrados anteriormente.

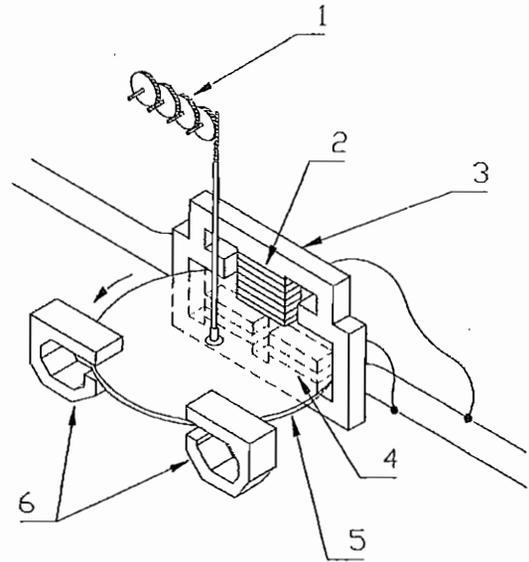


Figura 2.1: Partes constitutivas del mecanismo de medición

a.1 Sistema motriz

El sistema motriz, usualmente llamado estator o elemento, está formado por dos núcleos, uno con la bobina de voltaje y el otro con la bobina de corriente. Los núcleos están fijados en el armazón y con un contrapolo forman el entrehierro, por donde pasan los flujos magnéticos producidos en la bobina de voltaje y de corriente.

Los núcleos se construyen generalmente de láminas de acero al silicio. El material que se usa para la construcción de los núcleos es de chapa magnética de alta inducción y de permeabilidad prácticamente constante para obtener una relación del flujo a la corriente como un parámetro fijo, esto es:

$$\frac{\Phi}{i} = \text{constante}$$

donde:

Φ : Flujo magnético.

i : Corriente.

Esta condición se obtiene únicamente en la zona recta de la curva de histéresis.

En el medidor se tiene un entrehierro relativamente grande en los núcleos, tanto para el de voltaje como para el de corriente, que permite conseguir un alargamiento de la parte recta de la correspondiente curva de magnetización y, por tanto obtener la relación casi constante entre el flujo y corriente en el rango de medición.

La bobina de voltaje tiene gran número de espiras y muy alta inductancia, y se conecta al voltaje de la red; en tanto, que la bobina de corriente tiene pocas espiras, es de gran sección, tiene baja impedancia y se conecta en serie con la carga.

a.2 Sistema rotor

El sistema rotor está formado por dos partes:

a.2.1 El disco con el eje

El disco está montado sobre un eje vertical que posee un sinfín para impulsar el sistema registrador. El sinfín puede ser sobrepuesto o fresado sobre el mismo eje.

El disco es construido de lámina delgada de aluminio, de espesor no mayor a 1.5 mm. Este disco se desplaza en el entrehierro de los electroimanes del sistema motriz, al girar en torno al eje, cuyos extremos se apoyan en dos cojinetes.

a.2.2 Los cojinetes

Los medidores tienen dos cojinetes, el superior y el inferior, los cuales mantienen el disco en la posición correcta, hacen posible el movimiento con mínima fricción y amortiguan golpes.

a.2.2.1 Cojinete superior

El cojinete superior absorbe las fuerzas laterales impidiendo la inclinación del eje vertical. Este cojinete es normalmente tipo aguja.

Las partes constitutivas de un cojinete superior, que se muestran en la figura 2.2, son:

1. Casquillo con aguja.
2. Sinfin de plástico con el orificio para la aguja.
3. Eje del rotor.
4. Tornillo para ajustar la posición axial.

El casquillo con la aguja está fijado en su posición por un tornillo y el cojinete se forma de una parte con el orificio, que está sujeta al eje del rotor y gira.

El casquillo con la aguja está asegurado en el armazón de forma ajustable, de tal manera que el rotor no tenga la posibilidad de roce entre el disco y los polos de los sistemas motrices y de frenado durante el transporte.

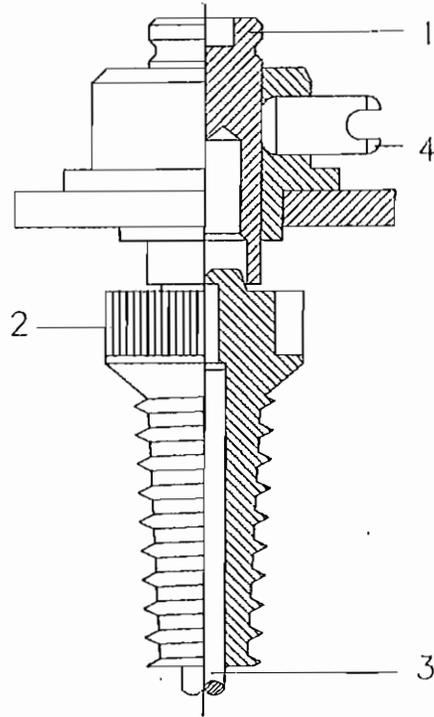


Figura 2.2: Partes constitutivas de un cojinete tipo aguja

a.2.2.2 Cojinete inferior

El cojinete inferior sirve de apoyo para el eje y soporta las fuerzas verticales.

El cojinete inferior puede ser mono-joya, de doble joya (con dos zafiros y una bola de acero), o tipo aguja con suspensión magnética.

a.2.2.2.1 Cojinete inferior mono-joya

En estos cojinetes el extremo inferior del eje vertical está acoplado a un balón, que está fijo al eje, el cual rota en la esfera del cojinete, la misma que se desplaza sobre una base de zafiro sintético de gran dureza cuyo armazón está suspendido por un resorte de compresión que permite el movimiento armonioso del rotor.

Estos cojinetes se usaban anteriormente, pero presentaban algunos problemas. El principal problema que presentaban es que se desgastaban en períodos de tiempo comparativamente cortos en relación con la vida útil del medidor. Esto se debe principalmente a que en la construcción de este tipo

de cojinete el balín está expuesto a la fricción en el punto de contacto entre éste y la esfera, lo que provoca desgaste progresivo del mismo con el transcurso del tiempo.

En la figura 2.3 se puede apreciar un cojinete inferior mono-joya.

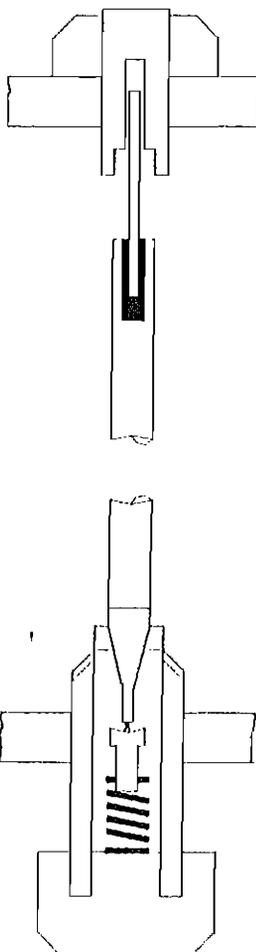


Figura 2.3: Cojinete mono-joya

Actualmente han sido reemplazados por los cojinetes de doble joya o los magnéticos.

a.2.2.2.2 Cojinete inferior de doble-joya

El cojinete inferior del tipo doble joya tiene dos zafiros y un balín libre de acero inoxidable. Las partes de un cojinete inferior de doble-joya, que se muestran en la figura 2.4, son:

1. Punta con zafiro
2. Balín libre
3. Casquillo con zafiro inferior
4. Manga de acoplamiento plástica
5. Fijación del cojinete
6. Resorte de compresión
7. Tapa del cojinete

El resorte de compresión, que posee este cojinete, protege los zafiros contra golpes en el transporte y en la manipulación.

En un cojinete doble-joya, el balín libre y altamente pulido automáticamente cambia su posición y se desgasta proporcionalmente en su superficie. El cojinete doble-joya se caracteriza por un alto grado de estabilidad, baja fricción y mantiene sus cualidades iniciales por un período de tiempo largo en servicio.

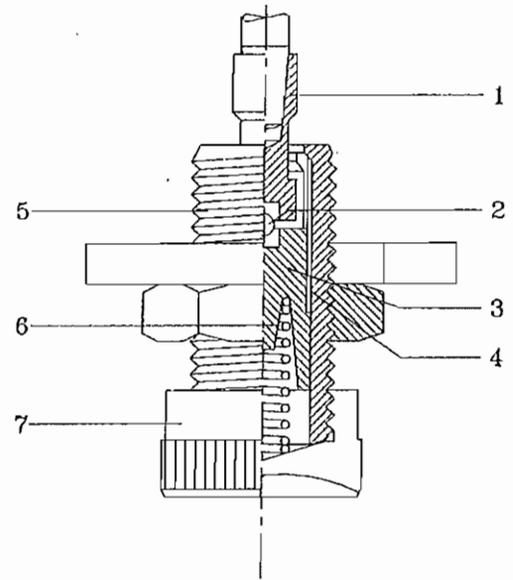


Figura 2.4: Partes constitutivas del cojinete de doble joya

a.2.2.2.3 Cojinete inferior tipo aguja con suspensión magnética

Este tipo de cojinete tiene dos imanes anulares con los campos magnéticos orientados en sentidos opuestos, y por efecto de repulsión tienden a levantar una arandela de material plástico fijada a la punta del eje del rotor, produciéndose así la disminución de la presión del rotor sobre la esfera del cojinete, que se mueve sobre la base de zafiro.

El cojinete inferior magnético elimina el peso con la fuerza magnética.

En la figura 2.5 se muestra un cojinete inferior con suspensión magnética.

El poder determinar si es mejor el cojinete doble-joya o el cojinete con la suspensión magnética es difícil, ya que uno u otro pueden ser bueno o malo, dependiendo de la calidad de la producción y de los materiales usados para su construcción. Estos dos tipos de cojinetes se desarrollaron para reemplazar el cojinete mono-joya con sus problemas y el resultado fue bueno. El cojinete magnético elimina el peso con la fuerza magnética, pero está expuesto a fuerzas laterales, que surgen con la acción del sistema motriz y el sistema de frenado (estos dos sistemas no trabajan en un punto y ambas fuerzas de momentos se equilibran con una fuerza lateral). En base a las experiencias prácticas del uso de estos dos tipos de

cojinete en las empresas suministradoras de energía eléctrica y a pruebas en laboratorio, se ha determinado que los mismos funcionan adecuadamente y se mantienen en buenas condiciones durante la vida útil del medidor. Además para considerar la seguridad en la producción de estos tipos de cojinetes se debería tomar en cuenta los países que tradicionalmente han producido los mismos. Así se tiene que los medidores con cojinete magnético han sido construidos tradicionalmente en USA o en Inglaterra, mientras que los medidores con cojinete doble-joya son provenientes de Europa Central, donde es tradición la producción de zafiros artificiales.

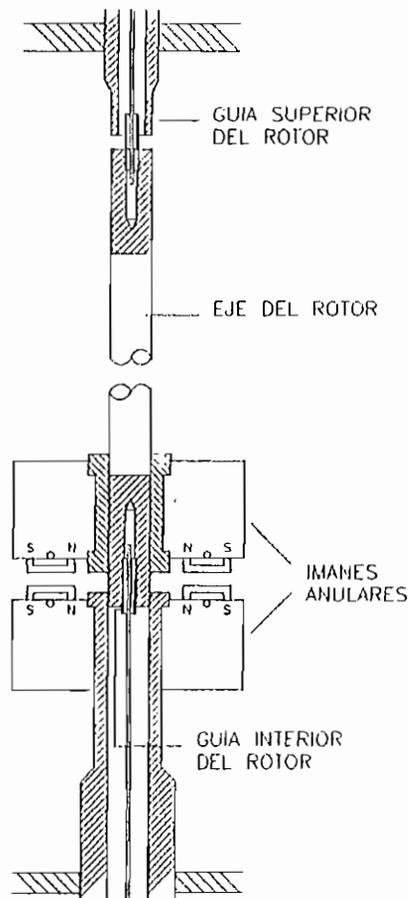


Figura 2.5: Partes constitutivas de un cojinete tipo aguja con suspensión magnética

a.3 Sistema de frenado

El sistema de frenado está compuesto de uno o más imanes fijados por un soporte en el armazón, los cuales abrazan al disco del sistema rotor. Los imanes directamente o por medio de un contrapolo forman un entrehierro por donde pasan los flujos magnéticos continuos producidos en los imanes. Estos flujos magnéticos también atraviesan el disco del sistema rotor.

El imán de freno es muy importante para la calibración y precisión de la medición; la confiabilidad de su operación depende de su posición adecuada así como de sus propiedades magnéticas.

Las características principales que debe cumplir este imán son: alta estabilidad magnética, gran fuerza coercitiva y mínima sensibilidad a las variaciones de la temperatura.

Los núcleos de los imanes tienen forma de U en su sección longitudinal y se los fabrica de aleaciones de Al-Ni-Co, que cumplen con las características anotadas anteriormente.

a.4 Sistema registrador o numerador-integrador

El sistema registrador se compone de tres partes principales:

a.4.1 El sinfín

El sinfín está fijado en el eje del disco y está acoplado al tren de engranajes del numerador.

a.4.2 El tren de engranajes

El tren de engranajes efectúa la conexión mecánica entre el sinfín y el numerador.

a.4.3 El numerador

El numerador es la parte del sistema registrador, que permite leer directamente el valor de la energía medida en 4, 5 o 6 dígitos, con o sin un decimal.

Existen dos tipos de numeradores en cuanto se refiere a su construcción y en consecuencia a la lectura; numeradores de manecillas (esferas) y numeradores de tambores (ciclométricos).

a.4.3.1 Numeradores de manecillas

Los numeradores de manecillas son anticuados, la lectura es difícil, su ventaja consistía en que presentaban menor fricción, pero ha sido superada con el uso de materiales plásticos en los numeradores ciclométricos.

a.4.3.2 Numeradores ciclométricos

Los numeradores ciclométricos permiten la lectura directa de la energía consumida de una manera sencilla. El tambor final (más derecho) está acoplado con el engranaje y gira continuamente. Para los medidores con la conexión directa a la red, este último tambor es el decimal. Otros medidores tienen tambores que traen cifras desde 0 a 9 y además el engranaje mutuo funciona como tambor decimal. Al realizar un tambor una vuelta completa, el tambor siguiente se desplaza en 1/10 parte de su circunferencia (de un número). La altura y ancho de los números de estos numeradores ciclométricos es variable y depende del fabricante, pero las dimensiones mínimas recomendadas son 4.5 mm de alto y 3 mm de ancho.

Los numeradores más modernos tienen tambores con efecto saltante. Este efecto se consigue con una rueda saltante entre el tambor decimal y el primer tambor numerador. Esta rueda actúa como un excentro, está acoplada con el tambor decimal hasta el punto de tope y el resto de la vuelta voltea libremente. Con este movimiento rápido se desplazan los tambores numeradores al instante sin pasar los números parciales. El numerador indica siempre números enteros, lo cual facilita realizar una lectura correcta.

a.5 Dispositivos de ajuste y compensación

Los dispositivos de ajuste y compensación sirven para calibrar a un medidor dentro de los límites de errores permitidos para que tengan una precisión adecuada.

Los dispositivos de ajuste y compensación son:

a.5.1 Dispositivo para compensar la no linealidad del acero

Para compensar la no linealidad del acero se usa un shunt magnético en el núcleo de corriente. Este shunt magnético compensa el error en la exactitud en la medición, que se produce debido a la disminución de la velocidad para cargas altas mayores que la nominal.

Este shunt magnético se denomina dispositivo automático de compensación de sobrecarga.

a.5.2 Dispositivo para compensar las variaciones del voltaje

El efecto de la variación de voltaje puede ser compensado por la inclusión de láminas ubicadas en los entrehierros auxiliares del núcleo de voltaje (Figura 2.6).

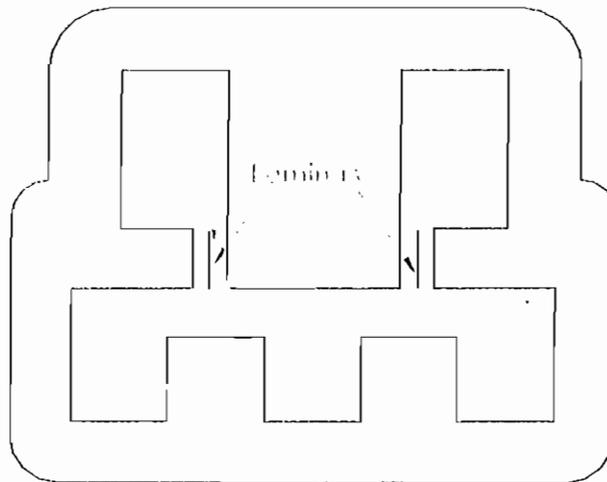


Figura 2.6: Dispositivo para compensar las variaciones de voltaje

Este mecanismo compensa al torque de frenado adicional que aparece cuando existe una variación de voltaje.

a.5.3 Dispositivo para compensar la variación de la temperatura

Con un incremento de la temperatura el flujo del imán permanente puede disminuir, de acuerdo a las características del material empleado. Es por esta razón que algunos fabricantes instalan un puente térmico entre los dos polos del imán, como se puede ver en la figura 2.7.

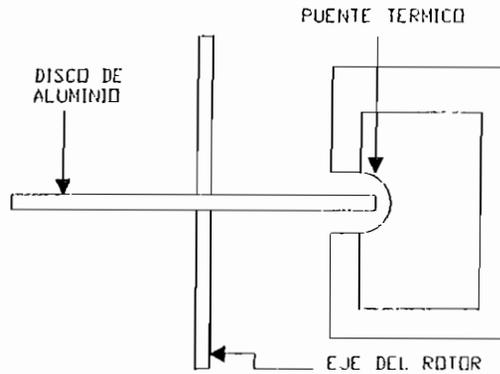


Figura 2.7 Puente térmico

a.5.4 Dispositivo para ajuste de carga baja

En carga baja los errores en la exactitud en la medición se deben principalmente a la fricción que se produce en las partes móviles del medidor tales como cojinetes, sistema registrador, etc. Dicha fricción produce torques de frenado perturbadores no lineales que elevan el frenado con la consecuente disminución de la velocidad del disco del sistema rotor.

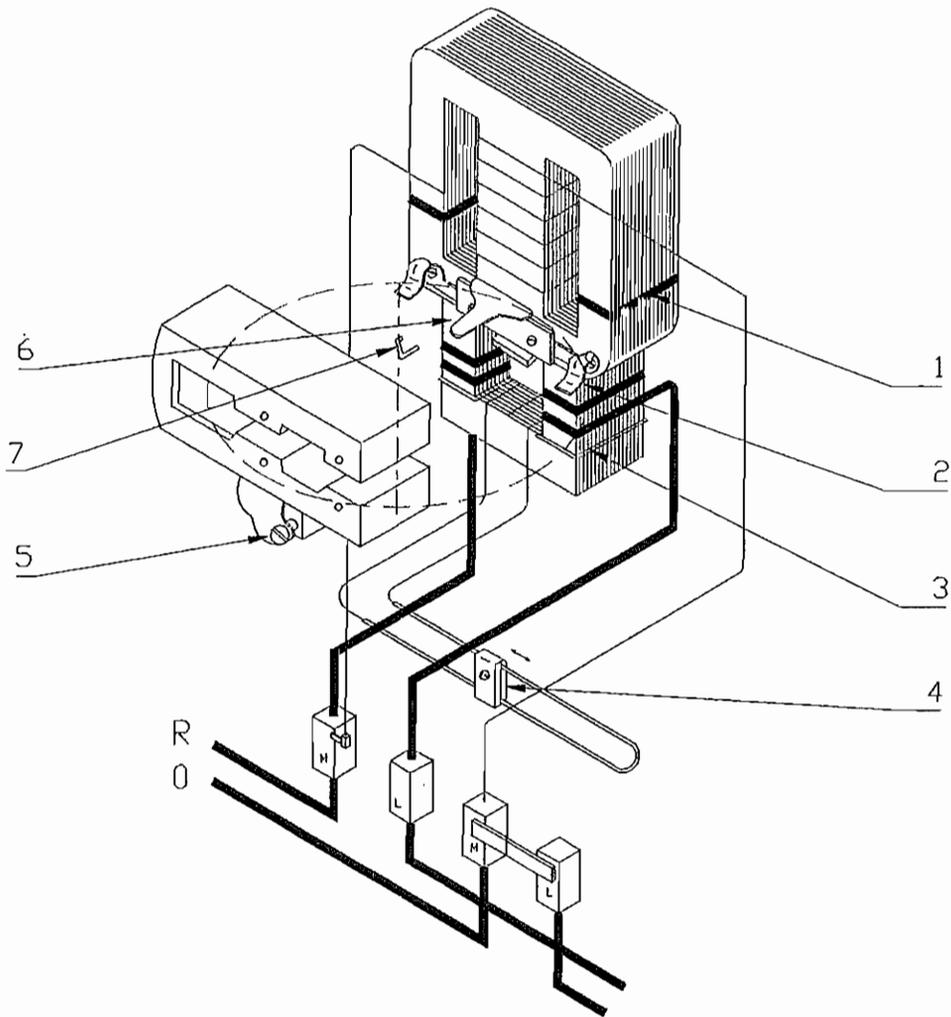
Para compensar el torque de frenado debido a la fricción se usa un dispositivo llamado "codo de regulación de pequeñas cargas", el que produce un ajuste fino (elemento #2 de la figura 2.8).

Para compensar la disminución de la velocidad del disco en cargas bajas se usa un dispositivo llamado "ajuste de carga baja" (elemento #1 de la figura 2.8), generalmente formado por espiras en cortocircuito sobre los brazos del núcleo de voltaje, que son construidas de material no magnético, y están colocadas paralelamente al disco.

a.5.5 Dispositivo para ajuste de carga alta

Los errores de exactitud en la medición en la zona de cargas altas se deben principalmente al frenado de corriente.

El ajuste en la zona de carga alta se la realiza por medio de la regulación de la ubicación del imán permanente de frenado, en base al elemento #5 de la figura 2.8. Con esto se cambia la velocidad del disco.



1. Espiras en cortocircuito
2. Codo de regulación de baja carga
3. Cuadras de carga
4. Cortocircuitador de carril
5. Tornillo de regulación del imán de freno
6. Lengüeta de frenado
7. Veleta de frenado

Figura 2.8: Dispositivos de ajuste y compensación del medidor

a.5.6 Dispositivos para ajuste de carga inductiva

Estos dispositivos permiten ajustar el ángulo entre flujos magnéticos de voltaje y de corriente a un valor de 90° .

Los métodos más frecuentemente usados para conseguir dicho cambio de ángulo son los siguientes (figura 2.9):

- Colocando algunas espiras sobre el núcleo del electroimán de corriente cortocircuitadas por una resistencia variable.
- Regulando el entrehierro "d" del núcleo del electroimán de voltaje por medio de un shunt magnético.
- Colocando un shunt magnético variable entre los polos del electroimán de intensidad.
- Colocando una chapa magnética regulable de cobre en el entrehierro.

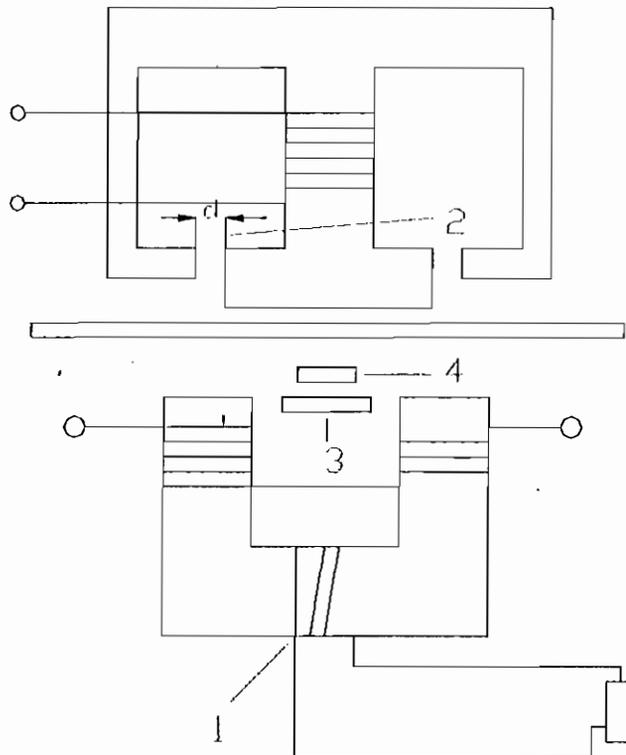


Figura 2.9: Dispositivos para ajuste de carga inductiva

En la figura 2.8 se puede ver dos elementos (#3 y #4) que permiten el ajuste de carga inductiva. Con el elemento #3 se tiene una regulación aproximada, en tanto que con el accionamiento del elemento #4, el ajuste es más exacto.

a.5.7 Dispositivo de ajuste para equilibrar los momentos motrices

En medidores polifásicos los momentos motrices de cada sistema motor que tiene el medidor, deben estar equilibrados, ya que si se tienen momentos motrices diferentes se originan errores en la medición, especialmente cuando se tienen cargas desequilibradas.

Para asegurar el equilibrio de los momentos motrices se usa un dispositivo de ajuste que consiste en un shunt magnético colocado en el núcleo de voltaje de cada sistema motriz.

a.5.8 Dispositivo para asegurar que el medidor no funcione sin carga

Para eliminar movimientos del disco del sistema rotor sin carga se tienen dos mecanismos:

- Una perforación (o pareja de perforaciones opuestas) en el disco.
- Una lengüeta de acero en el eje, con otra lengüeta en el elemento de voltaje.

Estos dispositivos se pueden observar en la figura 2.8 (elementos #6 y #7).

a.6 Armazón del mecanismo de medición

En el armazón o bastidor están sujetos todos los componentes del medidor, incluyendo los dispositivos de ajuste. El armazón no solo une los componentes, también funciona como parte integral del circuito magnético operacional del núcleo de voltaje.

b. Carcaza o cubierta protectora

La carcaza forma el estuche del medidor y tiene como principales objetivos:

- Proteger al mecanismo de medición contra los efectos del medio ambiente, tales como polvo, humedad, etc. y contra manejo ilícito.
- Hacer posible la conexión a la red.
- Sellar al medidor.
- Mirar la lectura del numerador e información de la placa.

La carcasa se compone de la base y de la tapa, entre los cuales está un empaque plástico. En la base está fijado el bastidor, la tapa tiene una ventana para mirar el numerador, o es transparente por completo y tiene dispositivos para sellar.

Dependiendo de la conexión del medidor a la red, se pueden tener dos tipos de bases:

Tipo Bornera.

Tipo Socket.

- **Tipo Bornera**

La base tipo bornera tiene un bloque de terminales, que contiene bornes para la conexión eléctrica; el borne de tierra, si es necesario, está fijado con la base. El bloque de terminales tiene una tapa independiente, la cual tiene dispositivos para sellar.

- **Tipo Socket**

La base socket está formada de un chasis y de clavijas de contacto.

El chasis es elaborado de un material aislante y sirve para fijar el bastidor del mecanismo de medición.

Las clavijas de contacto son metálicas y permiten conectar el medidor a la red de alimentación.

2.1.1.2 Funcionamiento de los medidores electromecánicos

a. Descripción del funcionamiento de un medidor de inducción

La función de un contador, que es medir la energía, se realiza por la rotación del disco del sistema rotor. Esta rotación se produce por el torque o momento motriz (par motor), se controla por el torque o momento de frenado y el número de revoluciones en el tiempo se integra en el sistema numerador-integrador.

a.1 Torque motor o motriz

a.1.1 Descripción teórica de la formación del torque motor

El flujo de voltaje ϕ_v surge en la bobina de voltaje al pasar la corriente de magnetización, como consecuencia del voltaje V de la red, que se suministra en los terminales de la bobina. Como se puede observar en la figura 2.10 el valor de flujo magnético es proporcional a la fuerza electromotriz E , que se induce en la bobina. El valor de esta fem E depende del voltaje V_r absorbido por la resistencia de la bobina. El voltaje V_r es pequeño y puede considerarse despreciable, por tanto, se puede establecer que la fem E es igual al voltaje V aplicado a la bobina, lo cual permite concluir que el flujo ϕ_v es proporcional al voltaje V , que es una de las condiciones necesarias para que se forme un torque motor adecuado, que permita medir la energía.

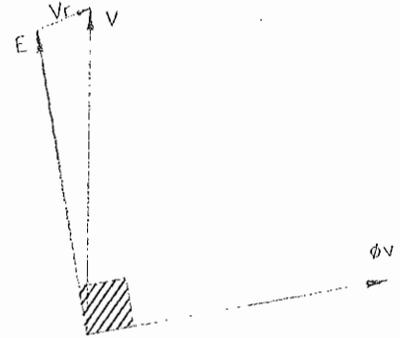


Figura 2.10: Diagrama vectorial de los voltajes que se inducen en la bobina de voltaje

El flujo ϕ_i surge en la bobina de corriente al pasar la corriente i de carga. La reluctancia de la bobina se puede considerar constante debido a su construcción con lo que se puede establecer otra condición necesaria para que se forme el torque motor adecuado, que es la proporcionalidad entre corriente de carga y el flujo. Esta condición se cumple con exactitud solamente para cierta zona del rango de corriente y no puede ser cumplida para el rango entre cero y la corriente máxima. Particularmente en la zona de corrientes bajas surge un efecto de no linealidad del acero, pero para las consideraciones básicas se desprecia y esta condición se toma por conveniente.

Estos flujos magnéticos alternos ϕ_v y ϕ_i , que atraviesan el disco, deben tener igual frecuencia pero deben ser desplazados en el espacio y en el tiempo para que puede formarse el momento motriz. Un flujo magnético sólo, o más flujos sin desplazamiento espacial y de tiempo no son suficientes para producir el par motor y se producen solamente vibraciones del disco. Para explicar esta función se utiliza la teoría de varios flujos magnéticos. Esta teoría considera el efecto mutuo de varios flujos magnéticos alternos y las corrientes inducidas por los mismos flujos en el disco, y dice:

El flujo magnético alterno ϕ_v de la bobina de voltaje al atravesar el disco de aluminio, induce en él corrientes de Foucault i_v (figura 2.11a). La interacción entre estas corrientes i_v y el flujo ϕ_i de la bobina de corriente da origen a una fuerza y , consecuentemente a un par motor.

Simultáneamente, el flujo alterno ϕ_i de la bobina de corriente induce corrientes de Foucault i_i en el disco, conforme puede ser visto en la figura 2.11b. La interacción entre estas corrientes i_i y el flujo ϕ_v da origen a una fuerza y , consecuentemente, al otro torque motor en relación al punto de rotación que es, el centro de disco.

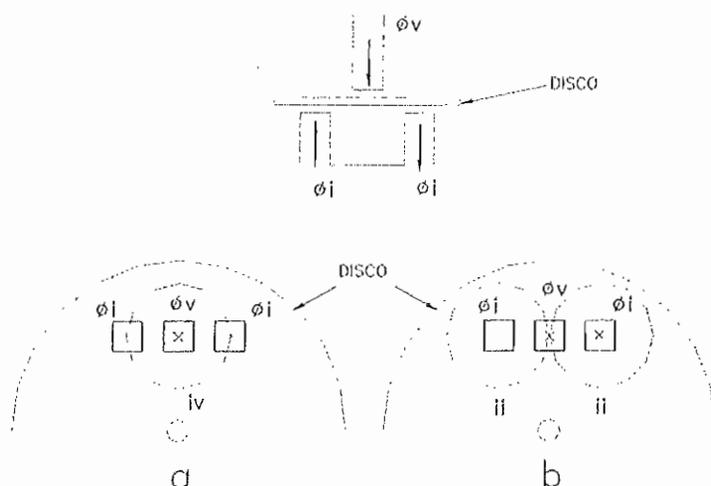


Figura 2.11: Flujos y corrientes inducidas en el disco

Estos dos torques motores, originados respectivamente por las dos interacciones explicadas anteriormente, tienen siempre el mismo sentido, provocando así el movimiento de la rotación del disco.

En la figura 2.12a hay un diagrama de la densidad de los flujos a lo largo del entrehierro con la distribución ideal (sinusoidal), que se presenta por una línea discontinua y la distribución real, que se presenta con línea continua. La distribución espacial depende del ancho del entrehierro, de las dimensiones de los núcleos de voltaje y corriente, de la dimensión del contrapolo y de la posición de los entrehierros auxiliares en el núcleo de voltaje.

La figura 2.12b muestra la geometría de los polos de campo que forman el entrehierro y la distribución espacial de los flujos magnéticos en el entrehierro del sistema motriz. El flujo magnético de voltaje ϕ_v atraviesa el disco en el centro y se cierra por un contrapolo. El flujo magnético de corriente ϕ_i atraviesa el disco en dos partes simétricamente al flujo de voltaje, cada parte tiene la dirección opuesta. Los dos componentes del flujo magnético de corriente tienen el mismo valor y están desfasados 180° , por lo que no producen solas el momento motriz y el efecto de ellas con el flujo de voltaje es igual y aditivo. Por eso, los dos flujos magnéticos de corriente pueden considerarse como un flujo con doble efecto. Las dimensiones de los polos determinan transcurso de los flujos.

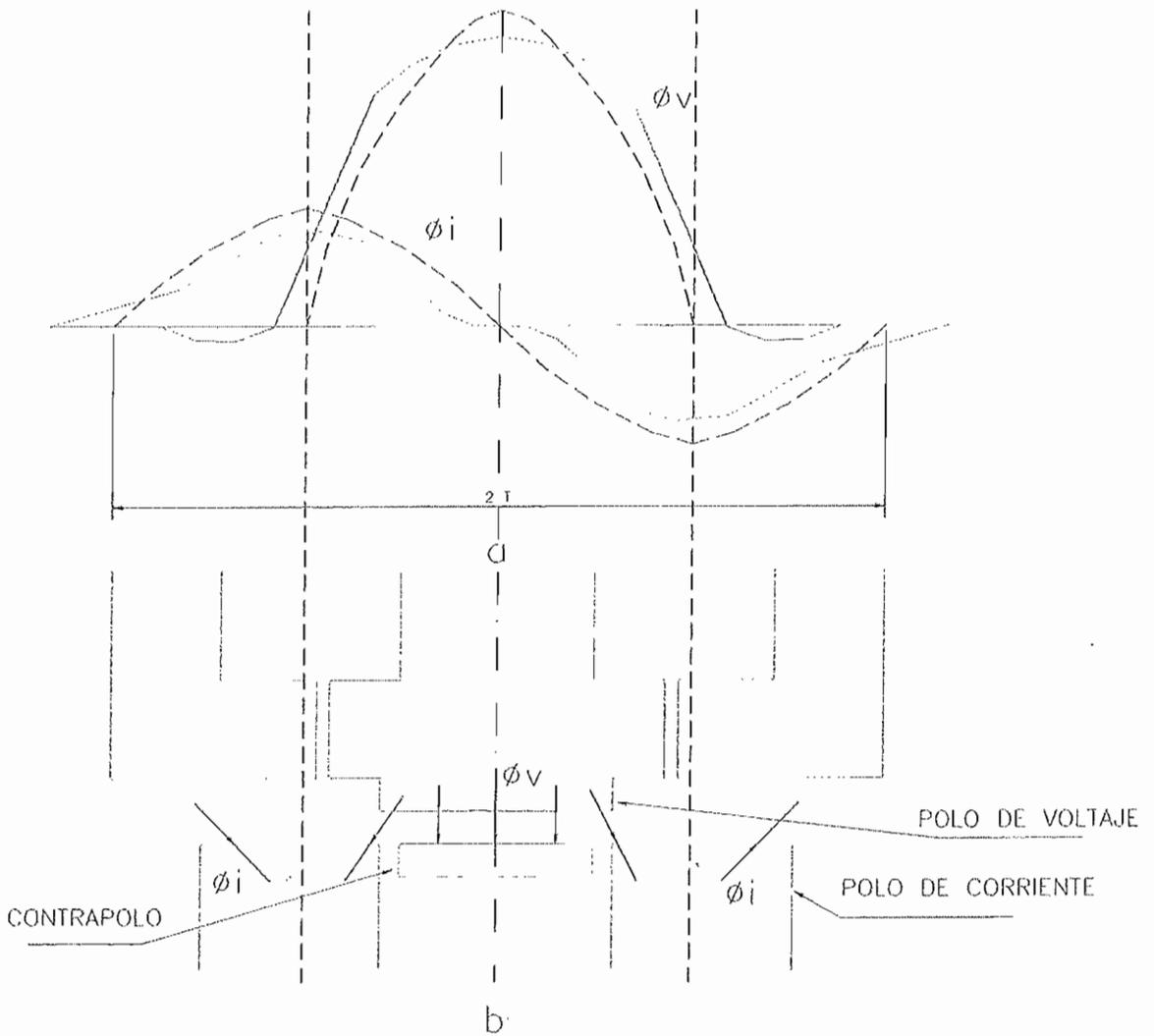


Figura 2.12: Distribución de los flujos magnéticos ϕ_v y ϕ_i

a.1.2 Expresión matemática del torque motor [6]

Es importante recordar el principio de inducción electromagnética, que dice: en un conductor por el que circula una corriente i , ubicado en un campo magnético de densidad B , se produce una fuerza F cuyo sentido se determina por la regla de la mano derecha y su módulo está dado por la expresión:

$$F = Bilsen\alpha \quad (2-1)$$

donde:

B : Es la densidad de campo magnético.

i : Es la corriente que circula por el conductor.

l : Es la longitud de la parte del conductor sobre la que actúa el campo magnético B .

α : Es el ángulo entre los vectores B e i en el espacio.

En el caso del medidor, la fuerza F está situada a una distancia d respecto del eje de rotación (centro del disco), lo cual produce un torque T sobre el disco de la forma:

$$T = Fd \quad (2-2)$$

$$T = (Bil \text{Sen} \alpha)d \quad (2-3)$$

Si se considera la densidad del campo magnético proporcional al flujo y normal a la dirección de circulación de corriente i , se puede escribir:

$$T = \frac{\emptyset}{A} ild \text{Sen} 90^\circ \quad (2-4)$$

$$T = \left(\frac{l}{A} d \right) \emptyset i \quad (2-5)$$

$$T = k' \emptyset i \quad (2-6)$$

siendo k' una constante que depende de la forma geométrica del polo, de la longitud sobre la que actúa el campo magnético, y de la distancia a la cual la fuerza está ubicada respecto del eje.

Si el flujo \emptyset y la corriente i son funciones periódicas en el tiempo, entonces el valor a ser considerado es el valor medio del torque:

$$T = k' \frac{1}{T} \int_0^T \emptyset i dt \quad (2-7)$$

Para explicar el funcionamiento del contador se considera que éste está conectado a una carga con un factor de potencia θ . Con esta carga se tiene:

$$v = \sqrt{2}V \text{ Sen} \omega t \quad (2-8)$$

$$i = \sqrt{2}I \text{ Sen}(\omega t - \theta) \quad (2-9)$$

donde:

- v : Voltaje aplicado a la carga.
- i : Corriente de carga.
- V: Valor eficaz del voltaje.
- I : Valor eficaz de la corriente.
- θ : Angulo de desfase entre el voltaje y la corriente.

La corriente i origina el flujo de corriente ϕ_i que está en fase con la misma. Por esta razón el flujo ϕ_i puede expresarse como:

$$\phi_i = \sqrt{2}\phi_i \text{ Sen}(wt-\theta) \quad (2-10)$$

La corriente i' que circula por la bobina de voltaje tiene la siguiente expresión:

$$i' = \sqrt{2}I' \text{ Sen}(wt-\beta) \quad (2-11)$$

donde:

- β : Angulo de desfase entre el voltaje y la corriente i' .

β será 90° para una bobina ideal.

La corriente i' produce el flujo de voltaje que está en fase con la misma y por tanto este flujo puede expresarse como:

$$\phi_v = \sqrt{2}\phi_v \text{ Sen}(wt-\beta) \quad (2-12)$$

Las fuerzas electromotrices inducidas en el disco son:

$$e_i = -\frac{d\phi_i}{dt} = -\sqrt{2}\phi_i w \text{ Cos}(wt - \theta) \quad (2-13)$$

$$e_v = -\frac{d\phi_v}{dt} = -\sqrt{2}\phi_v w \text{ Cos}(wt - \beta) \quad (2-14)$$

Las corrientes de Foucault inducidas en el disco son:

$$i_i = \frac{e_i}{R1} = -\frac{\sqrt{2}w}{R1} \phi_i \text{Cos}(wt - \theta) \quad (2-15)$$

$$i_v = \frac{e_v}{R2} = -\frac{\sqrt{2}w}{R2} \phi_v \text{Cos}(wt - \beta) \quad (2-16)$$

donde R1 y R2 son las resistencias eléctricas que presenta el disco a la circulación de las corrientes i_i e i_v respectivamente, considerando al disco como puramente resistivo.

Para el medidor de energía eléctrica se tienen dos torques motores a considerar, actuando simultáneamente:

- Interacción entre el flujo ϕ_i y la corriente i_v :

$$Tm1 = K1 \frac{1}{T} \int_0^T \phi_i i_v dt \quad (2-17)$$

Tomando en cuenta los valores instantáneos de ϕ_i e i_v indicados en los numerales (2-10) y (2-16), se puede escribir:

$$Tm1 = -K1'w\phi_i\phi_v\text{Sen}(\beta - \theta) \quad (2-18)$$

- Interacción entre el flujo ϕ_v y la corriente i_i :

$$Tm2 = K2 \frac{1}{T} \int_0^T \phi_v i_i dt \quad (2-19)$$

Con la misma consideración, se llega a:

$$Tm2 = K2'w\phi_i\phi_v\text{Sen}(\beta - \theta) \quad (2-20)$$

El torque motor resultante Tm , será la suma de los dos valores encontrados en las expresiones (2-18) y (2-20).

$$T_m = T_{m1} + T_{m2} \quad (2-21)$$

Aunque se tenga encontrado T_{m1} y T_{m2} con signos contrarios, el valor del T_m será calculado considerando T_{m1} y T_{m2} como positivos ya que en el espacio estos torques actúan siempre en el mismo sentido.

Así, la expresión anterior queda:

$$T_m = k'2\pi f\phi_i\phi_v\text{Sen}(\beta - \theta) \quad (2-22)$$

Como se ve el T_m depende de la frecuencia y es proporcional al producto de los valores eficaces de los flujos y al seno del ángulo de desfase entre ellos.

Según lo descrito en el numeral anterior se puede decir que:

$$\begin{aligned} \phi_i &= k_1 I \\ \phi_v &= k_2 V \end{aligned} \quad (2-23)$$

Si se considera una frecuencia fija, la expresión del torque motor resultante sería:

$$T_m = K_m V I \text{Sen}(\beta - \theta) \quad (2-24)$$

Es decir que para tener un torque motriz adecuado, que permita medir la energía consumida, se debe cumplir que el ϕ_i sea proporcional a la corriente i , el ϕ_v sea proporcional al voltaje V y el torque motriz debe ser lo más grande, para desprestigiar influencias como fricción y momentos de frenado parásitos. El momento motriz debe ser proporcional a los flujos magnéticos ϕ_i , ϕ_v y a una constante, que depende de las dimensiones de los polos. Además los flujos ϕ_i y ϕ_v deben estar desfasados 90° .

a.2 Torque de frenado

Cuando un medidor se pone en marcha aparecen los siguientes momentos de frenado:

a.2.1 Torque de frenado debido al flujo de voltaje (T_{fv})

Este torque de frenado se produce debido a la interacción del flujo de voltaje con las corrientes inducidas por el imán permanente, pero éstas se mantienen constantes mientras no varíe la velocidad, por lo que el torque T_{fv} se tendrá únicamente cuando se produzca una variación en la velocidad.

a.2.2 Torque de frenado debido al flujo de corriente (T_{fi})

El torque de frenado debido al flujo de corriente se produce por la interacción del flujo de corriente con la corrientes inducidas por el imán permanente. Como el flujo de corriente es proporcional a la variación de la corriente de carga, especialmente para cargas grandes, se puede producir un frenado excesivo, por lo que los medidores tienen incluido un mecanismo para su compensación automática.

a.2.3 Torque de frenado debido a la fricción (T_{fr})

Este torque se genera por la fricciones mecánicas, principalmente de los cojinetes y del engranaje del numerador. Su influencia es notable para cargas bajas, por lo que también el medidor posee un dispositivo para su compensación.

a.2.4 Torque de frenado producido por el imán permanente (T_f)

Para la regulación de la velocidad del disco, y como contraparte al torque motor, se tiene el torque de frenado, el cual proviene principalmente del imán permanente.

Para determinar la expresión del momento de frenado producido por el imán permanente se considera al disco de aluminio como una infinidad de conductores radiales superpuestos. Si el disco gira un ángulo $d\alpha$ se produce una variación del flujo \mathcal{O}_f generado por el imán permanente, en relación al área cubierta por la sección del polo dA . (ver figura 2.13).

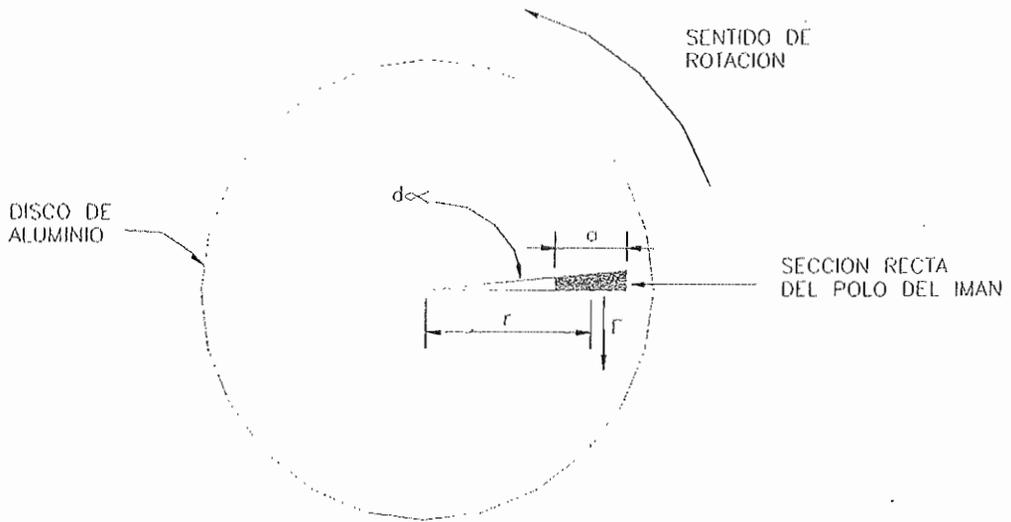


Figura 2.13 Fuerza que produce el torque de frenado

La fuerza electromotriz inducida en el disco es:

$$e = -d\Phi/dt = -B dA/dt \quad (2-25)$$

Como:

$$dA = rad\alpha \quad (2-26)$$

entonces el valor absoluto de la fuerza electromotriz será:

$$|e| = Bra(d\alpha/dt) \quad (2-27)$$

siendo:

B: Densidad del campo magnético en el entrehierro del imán permanente.

A: Sección recta del polo del imán permanente.

a: Longitud lateral del polo del imán.

r: Distancia del eje al imán permanente.

Si R es la resistencia que presenta el disco a la circulación de la corriente inducida en el mismo, la corriente que circula es:

$$i = |e|/R \quad (2-28)$$

y la fuerza que se genera está dada por la expresión:

$$F = Bia = Ba(|e|/R) \quad (2-29)$$

Al reemplazar (2-27) en (2-29) y simplificando se tiene:

$$F = B^2 a^2 \frac{r}{R} \frac{d\alpha}{dt} \quad (2-30)$$

Considerando que la fuerza está ubicada a una distancia r del eje de rotación, el torque de frenado es:

$$Tf = B^2 a^2 \frac{r^2}{R} \frac{d\alpha}{dt} \quad (2-31)$$

Como el $\phi_f = BA$, la ecuación anterior se puede escribir de la siguiente manera:

$$Tf = \phi_f^2 \frac{a^2 r^2}{RA^2} \frac{d\alpha}{dt} \quad (2-32)$$

Si se reemplaza $w = d\alpha/dt$, que es la velocidad angular del disco, en la expresión del torque de frenado, ésta queda:

$$Tf = \frac{a^2 r^2 \phi_f^2 w}{RA^2} \quad (2-33)$$

$$Tf = K_f \phi_f^2 w \quad (2-34)$$

en la que K_f es una constante que depende de la forma geométrica del imán, de su ubicación y de su flujo magnético.

Debido a que el flujo producido por el imán permanente es constante, se tiene:

$$Tf = K_f w \quad (2-35)$$

En consecuencia el torque de frenado total T_{ft} sería:

$$T_{ft} = T_{fv} + T_{fi} + T_{ff} + T_f \quad (2-36)$$

Todo medidor posee dispositivos de compensación que permiten despreciar el efecto de los torques debido a los flujos de voltaje y corriente, así como del torque de fricción. Considerando esta premisa la ecuación anterior quedaría así:

$$T_{ft} = T_f \quad (2-37)$$

a.3 Estado estable

El momento en que el disco empieza a girar, el flujo del imán permanente induce corrientes en el rotor produciendo el torque de frenado el cual debe ser compensado, este torque de frenado sin embargo es inferior al torque motor, y el disco puede adoptar la velocidad de equilibrio correspondiente a cada consumo, este equilibrio en la velocidad se obtiene debido que al aumentar la velocidad del disco, también crece el torque de frenado y se establece la igualdad de los momentos motriz y de frenado.

Es decir, en estado estable se tiene la igualdad de los torques motor y de frenado:

$$T_m = T_f \quad (2-38)$$

$$K_m PVISen(\beta - \theta) = K_r w \quad (2-39)$$

b. Funcionamiento de los dispositivos de ajuste

b.1 Errores del medidor de energía

b.1.1 Definición

El error ε de un medidor de energía eléctrica corresponde a la diferencia entre la energía E registrada por el medidor y la cantidad real de energía consumida E_o , generalmente tomada de la lectura de un medidor patrón.

Matemáticamente se puede definir el error relativo en tanto por ciento como:

$$\varepsilon\% = (E - E_0) / E_0 * 100 \quad (2-40)$$

Este error se debe principalmente a las cualidades del elemento motriz, del elemento de freno y a la calibración.

El medidor nunca mide la energía en forma exacta, pues con el movimiento del disco se originan ciertos errores que determinan que la velocidad no sea exactamente proporcional a la potencia consumida por el usuario. Estos errores son causados por factores internos, siendo los más principales la no linealidad del acero, fricción en los cojinetes y el integrador; momentos de frenado debido al flujo de corriente y de voltaje. Otros factores de inexactitud en la medición son la calibración incorrecta, presencia de suciedad en el medidor, posición errónea de funcionamiento, etc.

Los errores de un medidor se muestran en una curva característica.

b.1.2 Curva característica

La exactitud de los medidores no es igual con todos los valores de carga. La representación gráfica de los errores en función de la corriente genera una curva que se le conoce como curva característica, esta curva se la presenta para los factores de potencia 1 y 0.5, y representa el efecto combinado de los factores perturbadores y de las medidas para compensar los mismos.

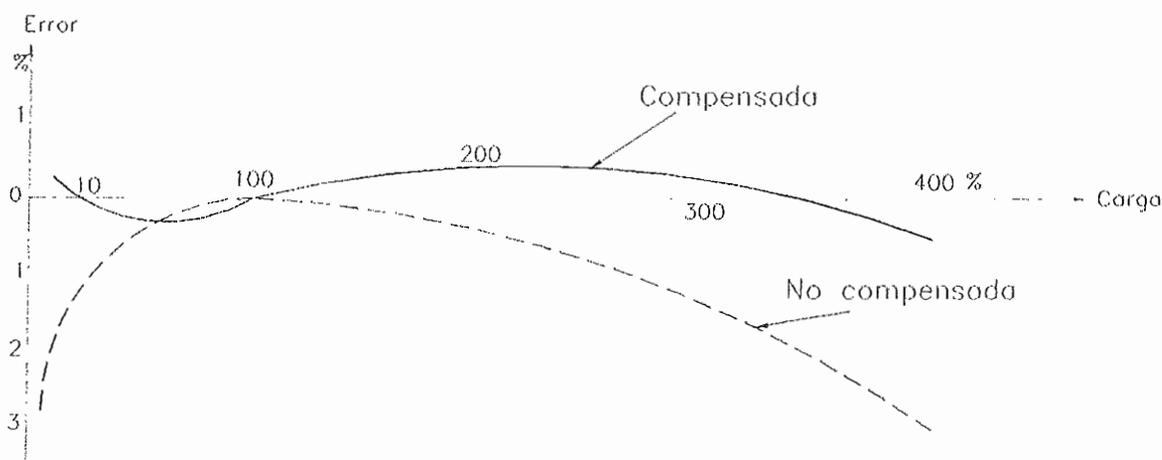


Figura 2.14: Curva característica natural y compensada de un medidor

Como se mencionó anteriormente los factores perturbadores son la no linealidad del acero, los momentos secundarios de freno debido al flujo de voltaje y corriente, y el momento de fricción en las partes móviles del medidor. Estos momentos perturbadores son no lineales y por esta razón elevan en

ciertas zonas de la carga el frenado en el medidor, lo que produce que la velocidad del disco disminuya y se presenten errores negativos. Estos errores se expresan con una curva característica natural, mostrada en la figura 2.14.

Para la obtención de esta curva se desconectan todos los dispositivos de compensación consiguiéndose una curva en un sentido de rotación y otra en el contrario; la resultante será el promedio de las dos, se sigue este procedimiento para eliminar completamente las influencias de las compensaciones y ajustes.

Como se observa en la figura 2.14, la curva característica natural tiene dos zonas, una zona de carga baja y otra de carga alta. Estas dos zonas presentan una declinación, mientras que la parte media es relativamente recta.

El torque de frenado de voltaje no tiene influencia en la curva característica, si el voltaje permanece constante. Este torque manifiesta su influencia cuando se presenta una variación del voltaje, sin embargo, como el medidor tiene incorporado un mecanismo de compensación automático para la variación de voltaje, su influencia es despreciable.

- **Zona de carga baja**

En esta zona no tiene una influencia el torque de frenado de corriente, porque su valor es pequeño.

Los errores en esta zona son debidos a la fricción y a la no linealidad del acero.

Los errores negativos en la zona de carga baja se compensan con un momento de compensación por medio del ajuste de carga baja. Este momento depende solamente del voltaje, surte efecto en sentido positivo y compensa el valor medio de los errores considerados; por consiguiente, se obtiene la curva característica en la zona baja como una típica forma de cuchara (figura 2.14).

- **Zona de carga alta**

En esta zona, a diferencia de la zona de cargas bajas, el frenado por fricción es despreciable frente al torque motriz.

El efecto de la no linealidad en esta zona es despreciable toda vez que se encuentra prácticamente en la zona lineal de la curva de histéresis.

Los errores en esta zona son debido principalmente al frenado de corriente. El medidor tiene un diseño tal que permite una minimización de este frenado.

b.2 Función de los dispositivos de ajuste y compensación

Estos dispositivos operan con flujos magnéticos para producir su efecto.

b.2.1 Dispositivo para compensar la no linealidad del acero

Como se mencionó anteriormente el dispositivo que se utiliza para compensar la no linealidad del acero, que se origina por el frenado de corriente, es un shunt magnético en el núcleo de corriente.

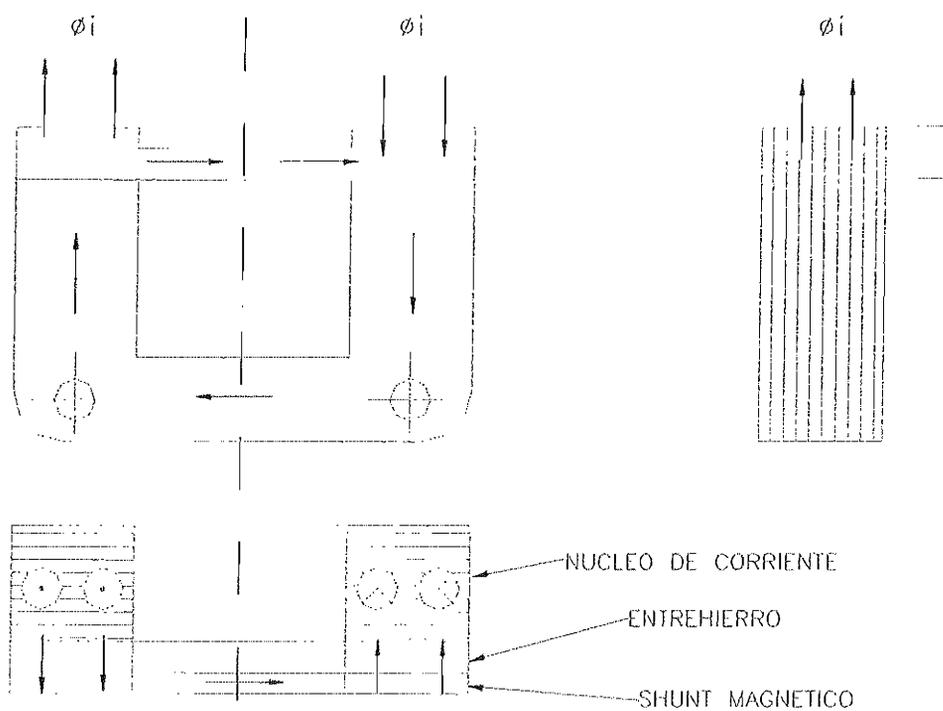


Figura 2.15 Núcleo de corriente con shunt magnético

Este shunt magnético causa una no linealidad necesaria, que compensa los errores negativos que se producen principalmente por la disminución de la velocidad con cargas altas.

El shunt magnético divide el flujo de corriente en dos, pero la parte del flujo que se cierra por el shunt no atraviesa el disco. Con corrientes altas el shunt se satura y el flujo efectivo Φ_i crece más rápidamente de lo debido a la corriente de carga compensando así el aumento del frenado de corriente (figura 2.15).

El shunt magnético debe compensar no solamente el frenado de corriente, sino también el crecimiento causado por la misma compensación.

b.2.2 Dispositivo para compensar las variaciones de voltaje

La característica principal de las láminas ubicadas en los entrehierros auxiliares del núcleo de voltaje es que su reluctancia crece con el incremento del flujo, permitiendo que el flujo efectivo que atraviesa el disco aumente, consiguiéndose que el torque motriz sea mayor en relación al voltaje que ha disminuido y al aumento en el torque de frenado, obteniéndose automáticamente la compensación.

b.2.3 Dispositivo para compensar la variación de la temperatura

En los circuitos eléctricos y magnéticos de un contador de inducción, una variación de la temperatura ambiente afecta a las resistencias de todos los bobinados y del disco, así como a las características magnéticas del imán permanente.

El cambio de la resistencia del disco no influye significativamente en el error, ya que afecta de la misma manera en la formación de los torques motriz y de frenado, por lo que la velocidad no varía, y se mantiene la precisión del medidor.

La variación de la resistencia de la bobina de corriente no causa un cambio en el error ya que la corriente de la carga no es afectada por la variación de la temperatura, solo aumenta o disminuye tanto la resistencia de la bobina como su caída de voltaje.

La resistencia de la bobina de voltaje se incrementa con un aumento de temperatura, por lo que el ángulo de pérdidas crece.

El puente que se utiliza como dispositivo automático para la compensación por aumento de la temperatura es construido de un material que tiene la capacidad de que, ante un incremento de la temperatura, aumenta la oposición al paso del flujo del imán, forzando a que la circulación sea a través

del disco, con lo que se logra que el torque de frenado permanezca dentro de lo previsto, y el medidor funciona automáticamente con la precisión establecida.

b.2.4 Dispositivo para ajuste de carga baja

Como se menciono anteriormente, en la zona de carga baja los errores en la medición se deben principalmente a la fricción que se produce en las partes móviles del medidor.

Uno de los elementos en donde se produce fricción son los cojinetes, en los cuales los fabricantes ponen mucho interés en su construcción ya que, como el mantenimiento es nulo, éste debe ser de tal forma que su exactitud se mantenga en el tiempo.

El dispositivo de ajuste de carga baja genera un flujo adicional desfasado del flujo de voltaje, por lo que se crea un torque motor adicional que pone en movimiento el disco con cargas bajas.

b.2.5 Dispositivo para ajuste de carga alta

Como se expresó anteriormente el ajuste en la zona de carga alta se realiza por medio de la regulación de la ubicación del imán permanente. Por medio de este método de ajuste se logra variar el flujo generado por el imán permanente que atraviesa el disco, consiguiendo de esta manera la mayor o menor interacción de las corrientes inducidas con el flujo del elemento de corriente, con lo cual se logra regular el torque de frenado.

b.2.6 Dispositivo para ajuste de carga inductiva

El ajuste de carga inductiva cambia el ángulo entre los flujos magnéticos de voltaje y de corriente. Este ajuste se realiza con el cambio de los ángulos de pérdidas del flujo de corriente o del flujo de voltaje.

b.2.7 Dispositivo de ajuste para equilibrar los momentos motrices

Este ajuste se emplea en medidores polifásicos para conseguir iguales torques o momentos en todos los sistemas motrices que tiene el medidor. El shunt magnético cumple esta tarea mediante la variación del flujo magnético de voltaje.

b.2.8 Dispositivo para asegurar que el medidor no funciones sin carga

Las lengüetas, que sirven de dispositivo de retención, se juntan en ausencia de corriente, es decir cuando el torque motriz es nulo. En este momento surge un momento de retención producido por el flujo magnético entre las dos lengüetas, y el disco se detiene. Con el aumento de la corriente el disco inicia su movimiento en un valor que debe ser igual o menor al valor de arranque normalizado.

2.1.2 Tipos y características generales de los medidores electromecánicos

2.1.2.1 Medidores de energía activa

a. Funcionamiento del medidor de energía activa

En un medidor de energía activa, la bobina de voltaje debe caracterizarse por tener impedancia elevada y es imprescindible que esta impedancia sea totalmente inductiva, para que la intensidad i' , que circula por la bobina de voltaje, quede desfasada 90° con respecto al voltaje de la red. Esto en la práctica no sucede debido a que la bobina tiene un gran número de espiras y por tanto, una considerable resistencia óhmica (entre 300 y 600 Ω), dependiendo este valor de la marca, modelo y del voltaje nominal del contador.[5] El máximo desfase que se consigue entre el voltaje y la corriente magnetizante i' en este electroimán es del orden de 80° . Es por esta razón que se usan los dispositivos de ajuste de carga inductiva, explicados anteriormente, para conseguir el desfase necesario de 90° .

Por lo explicado anteriormente se puede escribir que:

$$\beta = 90^\circ \quad (2-41)$$

Esta ecuación se la conoce como "Condición de 90° ".

Reemplazando (2-41) en (2-24) se tiene:

$$T_m = K_m V I \text{Sen}(90^\circ - \theta) \quad (2-42)$$

$$T_m = K_m (V I \text{Cos}\theta) \quad (2-43)$$

$$T_m = K_m P \quad (2-44)$$

Esta ecuación demuestra que el T_m es proporcional a la potencia activa consumida, en un medidor de energía activa.

En estado estable se tiene:

$$T_m = T_f \quad (2-45)$$

$$K_m P = K_t w \quad (2-46)$$

$$w = KP \quad (2-47)$$

en la que K es la constante general del medidor.

La ecuación anterior es fundamental en la exactitud de la medición de la energía y, además, determina que la velocidad del disco tiene que ser proporcional a la potencia activa P .

Considerando que la rotación es uniforme, se puede aplicar el tiempo de medición a la ecuación (2-47):

$$tw = Kpt \quad (2-48)$$

Pero Pt es la energía medida en el intervalo de tiempo t y tw es el número de revoluciones dadas por el disco; entonces, la ecuación (2-48) se transforma en:

$$N = KE \quad (2-49)$$

De lo expuesto anteriormente se concluye que, para lograr que un medidor de energía eléctrica activa tipo inducción cumpla adecuadamente su función, debe cumplir dos requisitos fundamentales:

- La velocidad de rotación del disco debe ser proporcional a la potencia eléctrica.
- El número de revoluciones del disco debe ser proporcional a la energía eléctrica.

El diseño y los materiales empleados en su fabricación están encaminados al cumplimiento de estas dos premisas.

b. Medidores monofásicos

La energía activa, para un sistema monofásico, se determina por la siguiente fórmula:

$$E_p = P \cdot t \quad (2-50)$$

$$E_p = (VI \cos \theta) t \quad (2-51)$$

Para poder medir esta energía se usan los medidores monofásicos. Estos por medio del sistema impulsor, formado por dos electroimanes con sus respectivas bobinas de voltaje y corriente, generan un torque motriz que hace girar el disco de aluminio, el que es frenado por un torque producido por el imán permanente para controlar el movimiento del mismo; el número de revoluciones se integra en el tiempo en el sistema numerador-integrador, quedando de esta manera registrada la energía.

La bobina de voltaje por estar conectada permanentemente a la red debe tener una potencia de disipación lo más baja posible, el valor que se acepta es del orden de 1 vatio por cada 100 voltios[5].

c. Medidores trifásicos

El medidor trifásico de energía activa integra los pares motor de 2 o 3 sistemas motrices por medio de un eje común que acciona un solo sistema registrador, el que totaliza la energía consumida en una instalación trifásica, esto es válido puesto que la energía activa total de un sistema trifásico puede expresarse de dos formas:

$$E_a = (3V_f I_f \cos \theta) t \quad (2-52)$$

donde:

V_f : Voltaje fase-neutro.
 I_f : Corriente de fase.

$$E_a = (\sqrt{3} V_L I_L \cos \theta) t \quad (2-53)$$

donde:

V_L : Voltaje entre fases.
 I_L : Corriente de línea.

Los medidores trifásicos de tres sistemas motor pueden tener las siguientes variantes:

- Un rotor con tres discos montados sobre el mismo eje, y con un sistema o mecanismo motor aplicado a cada disco.
- Un rotor de dos discos; sobre el primer disco están aplicados dos sistemas motor y sobre el segundo disco el restante y el imán de freno.
- Con el rotor de un solo disco sobre el cual actúan los 3 sistemas motor.

El imán o imanes de freno pueden ser aplicados sobre cualquiera de los discos independientemente del sistema motor. La construcción sin embargo debe permitir que los flujos de dispersión de un sistema motor no influyan en los flujos producidos por el sistema vecino.

Cuando los dos sistemas motor actúan sobre un mismo disco se colocan los sistemas motor diametralmente opuestos para que no se produzcan acciones mutuas entre los flujos.

2.1.2.2 Medidores de energía reactiva

a. Funcionamiento del medidor de energía reactiva

Los medidores de energía reactiva registran el consumo de una corriente desfasada 90° , en adelante o en retraso, en relación con el voltaje, durante cierto tiempo.

Los discos de los medidores de energía reactiva deben marchar a velocidad máxima cuando entre los vectores de voltaje y corriente hay un desfase de 90° . Para ello es condición necesaria que entre los flujos Φ_v y Φ_i haya un desfase de 90° pues, con este desfase, el campo giratorio es máximo.

Para que un medidor mida energía reactiva es necesario, por lo tanto, disponer las conexiones o recurrir a procedimientos mediante los cuales se consiga un desfase de 90° entre el flujo de corriente que está siempre en fase con la corriente de carga y el flujo de voltaje, es decir, debe conseguirse las condiciones expuestas en los diagramas vectoriales de la figura 2.16a (carga inductiva) y de la figura 2.16b (carga capacitiva), de forma que conservando el mismo principio de funcionamiento del medidor de energía activa, el vector Φ_v este desfasado 90° respecto al vector Φ_i . Nótese que en caso de carga capacitiva el medidor marchará en sentido opuesto a como lo hacia con carga inductiva.

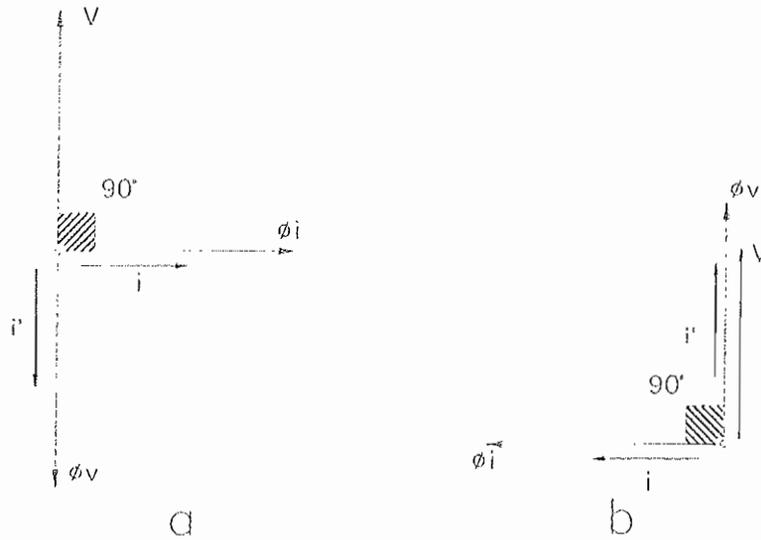


Figura 2.16: Diagrama vectorial de flujos en un medidor de energía reactiva

En las condiciones expuestas, cuando la carga es resistiva, es decir, cuando la corriente y voltaje están en fase, en el medidor de energía reactiva se obtienen ángulos de desfase entre los flujos de 0° o 180°, lo que no produce torque motor y, por lo tanto, el medidor se para.

En forma general en los medidores de energía reactiva se cumple:

$$T_m = K_m V I \text{Sen} \gamma \tag{2-54}$$

Si se consigue que:

$$\gamma = \theta \tag{2-55}$$

la expresión anterior se convierte en

$$T_m = K_m V I \text{Sen} \theta \tag{2-56}$$

La ecuación (2-56) determina que el torque motor es proporcional a la potencia reactiva y el medidor mide entonces la parte reactiva que se consume en la red.

Los medidores de energía reactiva pueden ser monofásicos o trifásicos, pero los medidores monofásicos ya no se construyen actualmente.

b. Medidores de energía reactiva trifásicos

La disposición constructiva de este tipo de medidores es muy parecida al de los medidores de energía activa. La colocación de las bobinas de corriente y voltaje sobre los correspondientes núcleos, la disposición constructiva de estos núcleos, así como los discos giratorios, imanes de frenado, cojinetes, etc. son iguales que en los medidores de energía activa, la diferencia radica en la forma de conexión interna entre los terminales de voltaje y las bobinas de voltaje. La conexión externa de los medidores de energía reactiva en la red no se diferencian de los medidores de energía activa.

Estos medidores tienen 2 o 3 sistemas motrices que actúan sobre un mismo eje al igual que los medidores de energía activa, y normalmente se producen para registrar consumos de cargas inductivas, estando siempre provistos con un dispositivo de antiretroceso. Este dispositivo puede funcionar con el disco o el integrador para evitar la integración de energía reactiva con la carga capacitiva, con lo cual se cambia el sentido de la rotación del disco. Si se quiere medir también la energía reactiva con la carga capacitiva, es necesario usar otro medidor más, con la conexión conmutada de conductores de corriente en el bloque de terminales (cambio de entrada y salida). El sentido de la energía reactiva se cambia también con la transición del consumo al suministro de energía activa. La integración falsa en este caso se evita deteniendo el disco del medidor de energía reactiva con un relé del sentido de la potencia.

Los medidores trifásicos de energía reactiva consiguen el desfase en base a las características propias de las redes trifásicas, o sea, el desfase existente entre el voltaje fase-fase y el voltaje fase-neutro. Para ello se debe realizar conexiones especiales, denominadas artificiales, las cuales consisten en que cada bobina de voltaje, de cada sistema motor, se conecta al voltaje de línea o fase-fase de la red mientras que por cada bobina de corriente circula una corriente que no pertenezca a las fases a la cual fue conectada la bobina de voltaje.

Para entender mejor se describe el siguiente ejemplo, en el cual se considera que el medidor está conectado a una carga puramente inductiva. La bobina de voltaje, perteneciente al sistema motor 1, se le aplica un voltaje entre fases V23, cuyo vector está desfasado 90° con respecto al vector del voltaje V1, lo que se puede ver en el diagrama vectorial de la figura 2.17. El mismo procedimiento se hace con los otros sistemas motor 2 y 3.

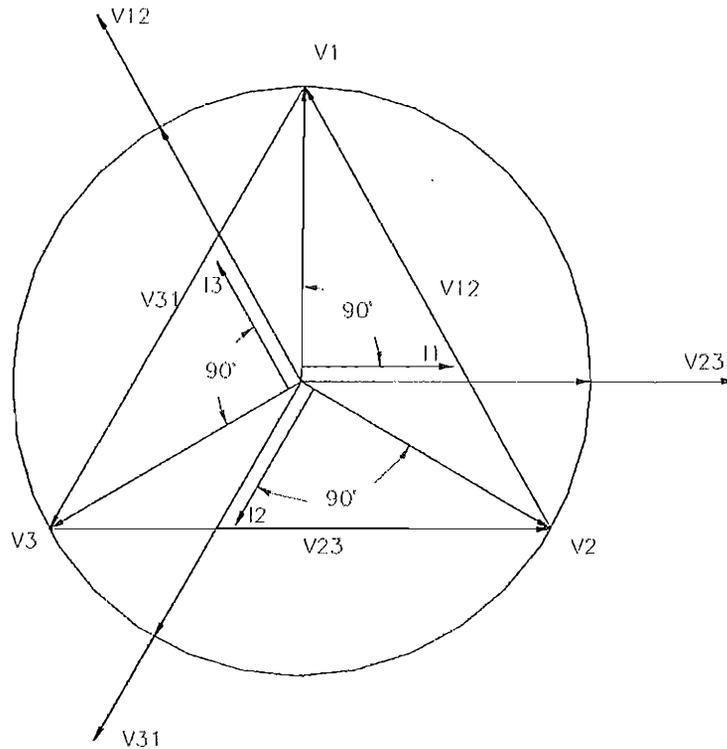


Figura 2.17: Diagrama vectorial de los voltajes de un sistema trifásico

Entonces cada sistema motor tendría aplicada a la bobina de corriente y de voltaje las siguientes magnitudes:

SISTEMA MOTOR	1	2	3
Intensidad de fase	I1	I2	I3
Voltaje aplicado	V23	V31	V12

Cuando $\cos\theta = 0$ el par motor tiene su máximo valor mientras que cuando $\cos\theta = 1$ (el voltaje y la corriente están en fase), el ángulo de desfase entre los flujos que producen los electroimanes de voltaje y corriente es 180° , lo que produce un par motor igual a cero. En consecuencia el medidor está registrando correctamente la energía reactiva.

Estos medidores trabajan bien en redes con voltajes simétricos. Para que cumplan su función adecuadamente deben estar instalados en la secuencia correcta de fases. Con la secuencia inversa de fases los resultados de la medición son completamente falsos.

2.1.2.3 Ejecución especial de medidores

Para establecer diferentes tarifas por consumo de energía o demanda los medidores están provistos de varios mecanismos suplementarios o accesorios. El medidor que contiene un mecanismo suplementario se llama medidor soporte y corresponde básicamente al medidor del mismo tipo sin accesorio. El accesorio se rige ya sea por la misma norma del medidor soporte o tiene su norma especial.

a. Medidores de doble tarifa

Este tipo de medidores tienen un integrador de dos numeradores (uno para tarifa normal y el otro para tarifa baja), cada uno impulsado por un solo rotor en cierto período de tiempo. La conmutación se acciona con un temporizador externo o un relé, que determina el período para cada tarifa. Este puede ser controlado por un reloj de conmutación tarifario o un receptor para mando a distancia. La conmutación de las tarifas en el integrador se efectúa con un electroimán, que cambia los engranajes de los numeradores.

Para mantener los momentos de fricción de los engranajes constantes se coloca un dispositivo de planetarios de modo que puede funcionar de uno y otro lado. El reloj es programable para que pueda funcionar de uno y otro lado, y para que puedan ajustarse los períodos diarios de tarificación de energía y en algunos casos semanal, cuando se tienen tarifas de utilización con diferentes costos los días sábados y domingos.

Las conexiones para este tipo de medidores son similares a las de un medidor de energía activa.

b. Medidores de triple tarifa

Los medidores de triple tarifa funcionan con el mismo principio de los medidores de doble tarifa, solamente con un numerador más. El tercer numerador se utiliza generalmente para la tarifa de consumo pico, eso es en tiempo de sobreconsumo de energía.

c. Indicador de demanda máxima

El indicador de demanda máxima sirve para medir el valor máximo de la potencia media. Como potencia media se comprende un promedio de la potencia instantánea en el período de integración de demanda, que generalmente es de 15 minutos, entendiéndose que mientras menor es el período de integración, la medición es más exacta.

Básicamente un indicador de demanda máxima funciona de la siguiente manera:

La potencia media se obtiene dividiendo la energía activa o reactiva dividida para el tiempo, este tiempo es el período de integración de demanda. La figura 2.18 demuestra como puede conseguirse los valores promedio de demanda en los períodos de 15 minutos con un medidor que pose un indicador de demanda máxima; en dicha figura se presenta la curva de carga, los valores que va tomando el indicador de demanda y el índice impulsor.

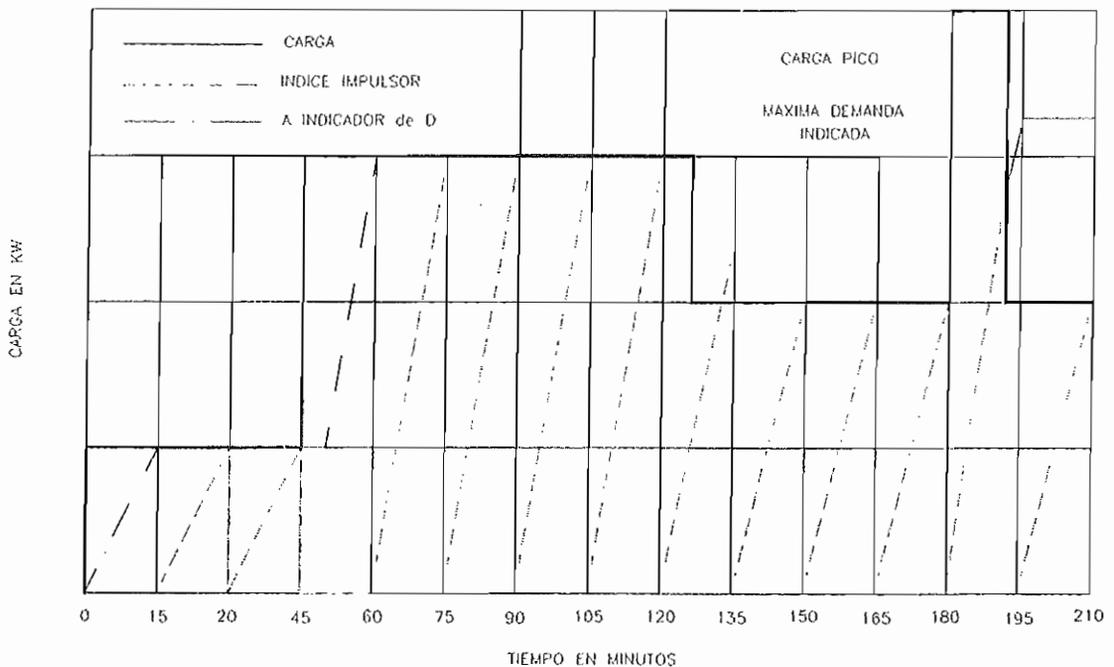


Figura 2.18: Curva de un registrador de demanda , intervalo 15 minutos

En los medidores de energía con indicador de demanda máxima, el rotor impulsa a través del tornillo sinfín el mecanismo registrador de energía y también el mecanismo indicador de la demanda durante el período de integración, en este tiempo el elemento impulsor se desplaza en un ángulo proporcional a la potencia media del período y arrastra el elemento indicador de demanda máxima. Al final del período de integración el engranaje del indicador de demanda máxima se desacopla y un elemento de reposición vuelve a cero el elemento impulsor, mientras el elemento indicador de máxima demanda permanece sobre la posición alcanzada y el proceso empieza un nuevo período. El indicador se desplazará al fin de cada período si se consigue un valor más grande de demanda. De esta manera el indicador tiene siempre la posición, que corresponde al valor máximo de la potencia media de todos los períodos desde la última reposición del indicador a cero.

Los elementos que permiten realizar la función anteriormente citada, son:

- **El elemento impulsor**, que se mueve por el eje del medidor soporte y mueve el indicador. Este elemento tiene una escala pequeña para indicar su posición instantánea.
- **El elemento desconectador**, que suelta el acople entre el indicador de demanda máxima y el medidor soporte. Este puede ser un electroimán conectado al temporizador externo (reloj comunitario) o mecanismo interno impulsado por un motor síncrono.
- **El elemento de reposición** restablece el elemento impulsor a su posición inicial sin afectar la posición del indicador. Este es generalmente un resorte espiral fijado en el eje del elemento impulsor.
- **El elemento temporizador** determina el período de integración y el tiempo de desenganche. Si es un reloj comunitario, el período se determina por un dispositivo de reloj. Si es un motor síncrono, el período se determina por la frecuencia de la red.
- **El indicador**, que puede ser: 1) una escala graduada en KW o KVAR, con una aguja que indique la carga media máxima durante el lapso de tiempo predeterminado, o 2) un tambor y un índice fijo. La fricción producida en este indicador es pequeña, pero esto no produce cambio en su posición con efectos externos (golpes, vibraciones, efectos magnéticos, etc.).
- **El dispositivo de puesta a cero** que permite poner en cero el indicador (aguja o tambor) manualmente, o por mando remoto. Si se maneja manualmente, debe ser provisto con una clave para sellar. Normalmente el indicador se pone en cero mensualmente, después de haber tomado lectura de la máxima demanda mensual.

Al final, pero dentro de cada período de integración, por el elemento temporizador se tiene un tiempo de desenganche. Este tiempo permite la reposición del elemento impulsor y su valor se determina de tal manera que influya lo menos posible en la exactitud del indicador de demanda máxima. Su valor es normalmente 9 o 12 segundos [1].

Los indicadores de demanda máxima, que trabajan con el tambor graduado, pueden tener un indicador acumulativo de demanda. Este es un tambor adicional para sumar las indicaciones de demanda máxima de operaciones sucesivas de puesta a cero.

Existe otro tipo de indicadores de demanda que tienen su base de funcionamiento en la desviación que puede conseguirse térmicamente a un elemento bimetálico cuando por él circula corriente, es decir, estos indicadores de demanda térmicos funcionan con el calor producido por la

corriente de consumo, son más sencillos y compactos además de ser independientes del medidor de energía.

El indicador de demanda máxima clase 1, puede emplearse en medidores soportes de cualquier clase 0.5, 1, 2, 3. Normalmente se usan indicadores de demanda máxima clase 1 con medidores de energía activa clase 2 o con medidores de energía reactiva clase 3. [9]

d. Indicador de demanda máxima con tarifa múltiple

El indicador de demanda máxima con tarifa múltiple es una combinación del integrador de tarifa múltiple con el indicador de demanda máxima. Cada parte de este accesorio trabaja como si estuviera instalado individualmente. Estos medidores se deben operar por un reloj de conmutación externa, porque el motor síncrono no tiene la posibilidad de ajuste al tiempo tarifario. Estos medidores se usan en la industria y su objetivo es evitar demasiada sobrecarga en redes eléctricas. Cada exceso del valor determinado de la potencia media se paga con un recargo en el consumo de la energía eléctrica, y para el consumidor es siempre más económico guardar el nivel por debajo del determinado como demanda máxima.

e. Medidores de sobrecarga

Los medidores de sobrecarga tienen el integrador con dos numeradores como el medidor de doble tarifa, pero la conmutación la realiza el mismo medidor dependiendo de la potencia medida. Un numerador, generalmente el inferior, mide el consumo total como el medidor normal. El otro numerador mide la energía, que se consume cuando se sobrepasa el valor determinado de la potencia. Este valor de potencia se puede ajustar con un dispositivo considerando el consumo total de energía. La energía consumida con una potencia mayor que la límite se paga con un recargo. La operación de la función sobrecarga se asegura sea por un mecanismo, que compara la velocidad del disco con una velocidad estable del motor síncrono, o por medio electrónico.

El accesorio electrónico detecta la velocidad del disco por un captador inductivo u óptico, sujeto en el diafragma con ramuras. Los impulsos producidos se comparan con la frecuencia de la red. La conmutación del numerador se opera por un electroimán. Medidores de sobrecarga se utilizan con la intención de equilibrar la carga de la red, ante todo donde la energía se produce básicamente por centrales hidroeléctricas con trabajo continuo.

f. Medidores con transmisores de pulsos

Los medidores con transmisores de pulsos tienen su aplicación en sistemas de medición industrial con puntos de medición remotos. Estos medidores están provistos con accesorios transmisores para producir pulsos eléctricos proporcionales a la energía medida y se rigen de acuerdo a la norma IEC 338. El transmisor o emisor de pulsos está incorporado en el medidor soporte, tiene su alimentación y su salida en el bloque de terminales. Esta salida hace posible la conexión para una línea de hilos auxiliares al equipo de recepción. Hay muchos tipos de equipos receptores que se pueden operar con medidores transmisores, básicamente son:

- **El totalizador**, que registra la suma de las energías en varios lugares. Esta suma se puede procesar como doble tarifa, demanda máxima, u otras combinaciones usadas para el medidor solo.
- **El indicador de demanda máxima de pulsos**, que trabaja separado del medidor soporte.
- **El controlador de demanda máxima** indica durante el período de integración de demanda el valor instantáneo de la potencia media y alarma cuando este valor se acerca al valor crítico.
- **Los registradores de potencia media** registran en una cinta o graban a una cinta valores de potencia media al final de cada período de integración de demanda, para ser evaluado cada mes por una computadora. Esto se utiliza en la distribución y consumo de grandes cantidades de energía.
- **Otro equipos receptores** se basan en computadoras para registrar y controlar valores de potencia o de energía. El objetivo es siempre medir para economizar el consumo de energía eléctrica en cantidades grandes.

2.1.2.4 Medidores para medición informativa

Los medidores descritos anteriormente se les utiliza para la facturación de energía, pero hay otros tipos, que sirven solamente para la medición informativa, no tienen postulados en normas y no se pueden usar para la facturación.

a. Medidores para suministro y consumo de energía

El medidor para suministro y consumo de energía tiene un integrador de dos numeradores como los de doble tarifa, pero los numeradores no se operan por un electroimán, sino operan por el sentido del movimiento del disco. El cambio se asegura con dos trinquetes de mecanismos antiretroceso. Un numerador opera con el movimiento del disco positivo (consumo) y el otro con el movimiento negativo (suministro). La exactitud en carga baja no alcanza para cumplir las normas, porque la influencia de la

fricción no se puede compensar; pero desde 20% Ib está cumplida [1]. El medidor suministro-consumo presenta una solución económica para la medición informativa.

b. Medidores de energía aparente

Los medidores de energía aparente registran la energía aparente de un sistema eléctrico, este tipo de energía no representa magnitud física sino puramente numérica, sin embargo pueden utilizarse este tipo de contadores en la estimación de máximas potencias aparentes utilizadas.

Este tipo de medidores tienen una exactitud que excede el recomendado en normas.

c. Medidores de pérdidas de transformadores

Estos medidores se utilizan para determinar pérdidas en el hierro y cobre, de transformadores grandes.

c.1 Medidor del cuadrado del voltaje

Este medidor se usa para medir pérdidas en el hierro, que son proporcionales al cuadrado del voltaje. El sistema motriz tiene las dos bobinas conectadas al voltaje de la red y la lectura no es en KWh, sino en KV^2h . El medidor se produce como monofásico y se conecta entre una fase y el neutro de la red trifásica secundaria. Para conseguir el valor de pérdidas, la lectura debe multiplicarse por un coeficiente, que contiene las pérdidas trifásicas que se producen en el hierro del transformador trabajando a voltaje nominal.

c.2 Medidor del cuadrado de la corriente

Este medidor se usa para medir pérdidas en el cobre, que son proporcionales al cuadrado de la corriente. El elemento motriz tiene las dos bobinas conectadas a un transformador de corriente y la lectura es en A^2h . El medidor también se produce como monofásico y se conecta en una fase de la red secundaria. La lectura debe multiplicarse por un coeficiente C_i , que contenga las pérdidas trifásicas que se producen en el cobre del transformador trabajando a corriente nominal y carga balanceada. Para la carga no balanceada se usan tres medidores, conectados cada uno en una fase; en este caso el coeficiente será igual a la tercera parte de C_i y para obtener el valor de las pérdidas se deberá sumar las lecturas de los tres medidores.

2.1.3 Diagramas de conexión y fasoriales de los diferentes tipos de medidores electromecánicos

2.1.3.1 Principios para la conexión de medidores a la red eléctrica

El número de elementos motrices depende del número de hilos de la red, así para el caso de una red monofásica bifilar se requerirá un solo elemento motriz, mientras que para redes polifásicas se necesitarán más elementos motrices. Cada elemento motriz produce un torque motor que es proporcional a una parte de la potencia total de la red, a la cual está conectado el medidor. Debido a que todos los elementos motrices actúan sobre el sistema rotor (con uno o más discos), sus torques motores se suman y el torque motor resultante será proporcional a la potencia eléctrica total. Para conseguir la medición metódicamente correcta, es decir, evitar los errores causados por la conexión incorrecta con cualquier asimetría de la carga, se debe realizar la conexión adecuada de los sistemas motrices.

Para obtener una conexión adecuada que tenga validez general para medición de la potencia y energía, en redes de corriente alterna con cualquier número de hilos, se debe usar el principio de Blondel o las conexiones artificiales.

2.1.3.1.1 Principio de Blondel

La figura 2.19 muestra una red, que tiene x hilos y en la cual están conectados los elementos motrices de un medidor polifásico usando el principio de Blondel. Según dicho principio esta conexión cumple con las siguientes reglas:

- El número mínimo de elementos motrices es igual al número de hilos en la red menos uno; en este caso sería igual a $x-1$.
- Las bobinas de corriente están conectadas en cualquier hilo, de manera que en cada hilo esté conectado una bobina, quedando un hilo libre.
- Las bobinas de voltaje están conectadas con sus entradas a las entradas de las bobinas de corrientes y las salidas están conectadas al hilo común libre.
- La potencia o energía total de la red es igual a la suma algebraica de las potencias o energías de todos los elementos.

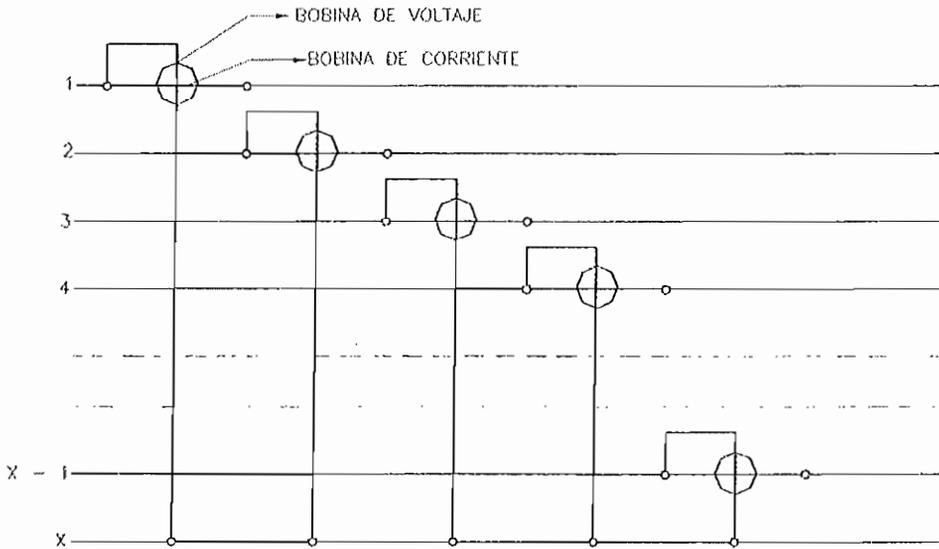


Figura 2.19: Medición de energía o potencia en una red con x hilos

2.1.3.1.2 Conexiones Artificiales

Se denominan conexiones artificiales a aquellas que no siguen el principio de Blondel y que necesitan de una investigación y establecimiento de condiciones, para que presenten una medición correcta de la energía y potencia.

2.1.3.2 Diagramas de conexión de los medidores de energía activa

a. Conexión en el lado de bajo voltaje [1]

a.1 Red monofásica bifilar

Una red monofásica bifilar es aquella que tiene 2 conductores, una fase y un neutro.

La medición de energía eléctrica, en este tipo de red, se hace a través de un medidor monofásico bifilar con un sistema motor, cuya bobina de corriente está conectada en serie y la bobina de voltaje en paralelo con el circuito de la red. La polaridad de las bobinas debe ser tal, que el disco gire en el sentido correcto. Cuando se cambia la polaridad (conmutación de la entrada y salida) de la bobina de corriente ó de la de voltaje, el sentido de giro cambia. Si se cambia la polaridad del circuito (conmutación de la fase y el neutro) el sentido de giro no cambia.

La bobina de voltaje debe estar conectada antes de la bobina de corriente en relación con la carga, como se muestra en la figura 2.20a. Si la bobina de voltaje fuese conectada después de la de corriente, como en la figura 2.20b, sus pérdidas serían incluidas en la medición.

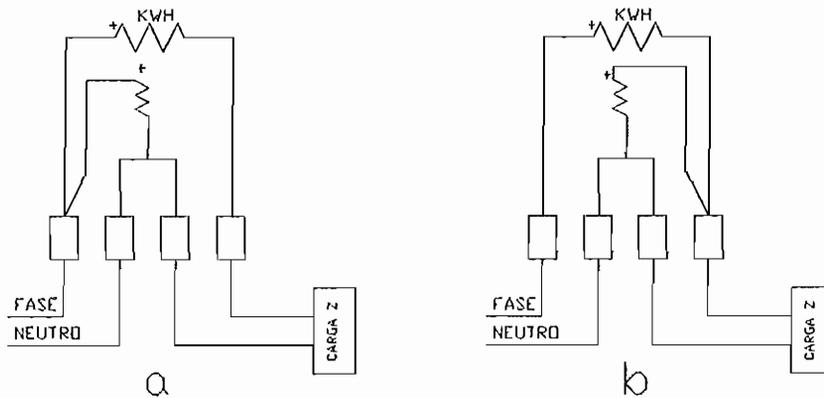


Figura 2.20: Conexión correcta e incorrecta de un medidor monofásico bifilar

Esto se puede comprobar si a cada circuito de la figura 2.20 se le desconecta la carga Z: En el montaje de la figura 2.20a, con carga desconectada, el disco del medidor permanece parado. En el circuito de la figura 2.20b, con carga Z desconectada, el disco del medidor no permanecerá parado, pues en este caso el medidor estaría registrando las pérdidas de la bobina de voltaje, por cuanto dicha bobina estaría en serie con la bobina de corriente, constituyendo una carga.

Para la conexión del medidor a redes monofásicas bifilares se emplea el principio de Blondel.

En la figura 2.21 se observan tres tipos de conexiones de medidores monofásicos bifilares. En Ecuador se usan cualquiera de estas conexiones.

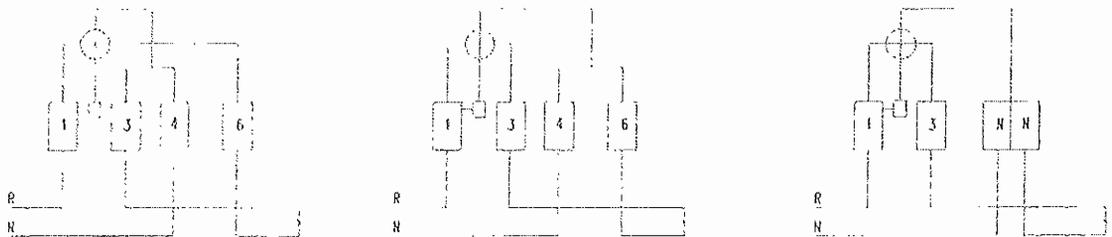


Figura 2.21: Conexiones de los medidores monofásicos bifilares

a.2 Red monofásica trifilar

La red monofásica trifilar es aquella que proviene de un transformador monofásico de distribución, del cual se utilizan dos conductores activos y uno derivado del centro del bobinado secundario del mismo, habiendo entonces la posibilidad de utilizar, por parte del usuario, tres voltajes, todos en fase entre sí.

La medición de la energía eléctrica, en redes de este tipo, se efectúa a través de un medidor monofásico trifilar (ver figura 2.22). Este está constituido básicamente de una bobina de voltaje y de una bobina de corriente de n espiras dividida en dos bobinas de $n/2$ espiras, quedando cada una de estas bobinas en serie con los dos conductores extremos R y S.

La conexión de este tipo de medidor a la red monofásica trifilar constituye una conexión artificial. Las corrientes que circulan por R y S deben ser iguales para que la medición no tenga error.

La figura 2.22 muestra el esquema de conexión del medidor monofásico trifilar, como se lo encuentra en la práctica.

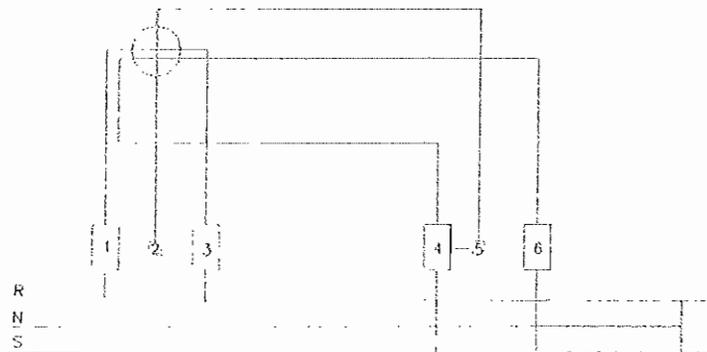


Figura 2.22: Conexión del medidor monofásico trifilar

a.3 Red bifásica trifilar

Las redes bifásicas trifilar provienen de redes trifásicas tetrafilares (conexión estrella), donde se usan solamente dos fases y el neutro para alimentar a la carga.

Según el principio de Blondel para medir la potencia y energía eléctrica de este tipo de red se usa un medidor bifásico trifilar, que tiene dos elementos motrices y uno o dos discos.

En la figura 2.23 se observa la conexión de un medidor bifásico trifilar en este tipo de red.

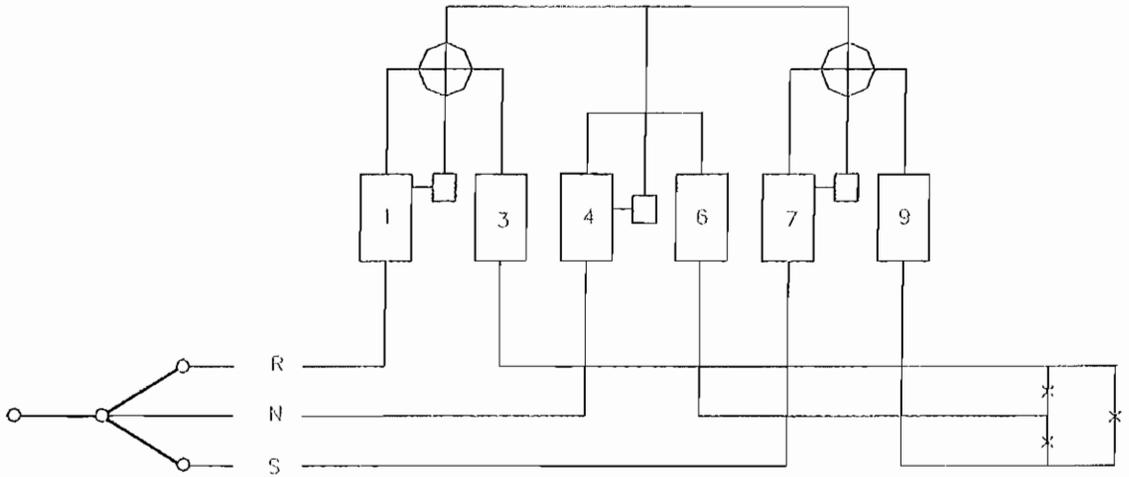


Figura 2.23: Conexión del medidor bifásico trifilar

El medidor bifásico trifilar se puede instalar también en lugar de un medidor monofásico trifilar.

a.4 Red trifásica trifilar

Para la medición de la energía activa en redes trifásicas trifilares (conexión delta) se usan medidores trifásicos, 3 hilos, de dos elementos motrices.

En la figura 2.24 se observa el diagrama de conexión de este medidor.

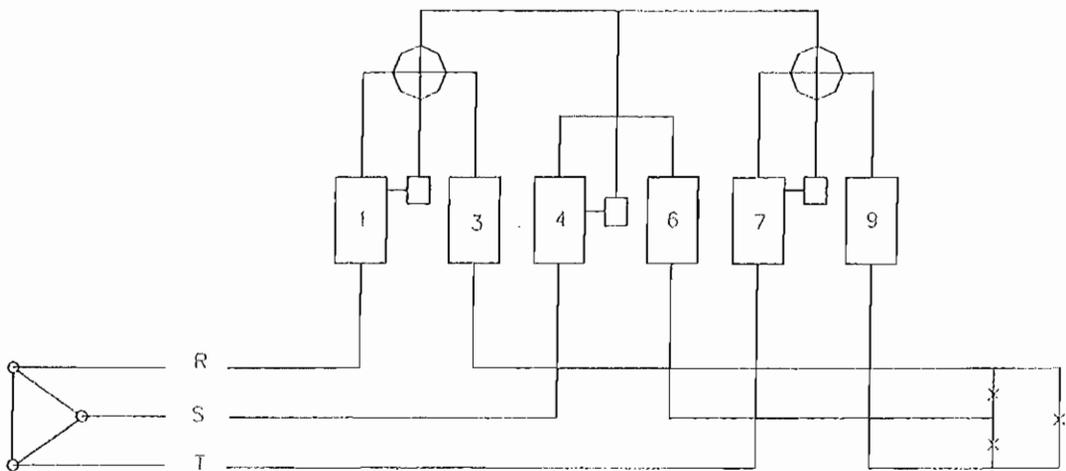


Figura 2.24: Conexión del medidor trifásico trifilar

Como se puede apreciar en el diagrama de conexión, las bobinas de voltaje están alimentadas entre fases. La construcción de este medidor es la misma que la del medidor bifásico.

a.5 Red trifásica tetrafilar

La medición en redes trifásicas tetrafilares (conexión estrella o delta), se realiza por medio de medidores trifásicos de 3 elementos, cuatro hilos, conexión en estrella, y el rotor con uno, dos o tres discos.

Para la medición de la potencia y energía eléctrica, en este tipo de redes, se puede usar transformadores de corriente o no.

a.5.1 Medición sin el empleo de transformadores de corriente

El medidor de potencia o energía eléctrica utilizado para medición en este tipo de redes, sin el uso de transformadores de corriente, es llamado medidor para instalación directa o para conexión directa.

El esquema de montaje está mostrado en la figura 2.25.

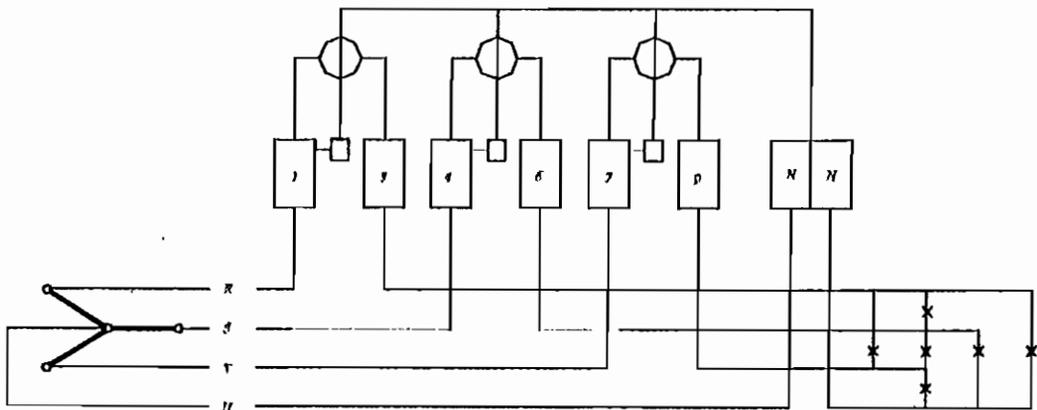


Figura 2.25: Conexión directa del medidor trifásico tetrafilar

a.5.2 Medición usando transformadores de corriente

El principio de conexión del medidor es el mismo usado anteriormente, lo que cambia es que se incluye dos transformadores de corriente entre las bobinas de corriente y los conductores que

alimentan a la carga (ver figura 2.26 y 2.27). Se debe anotar que los transformadores de corriente deben tener la misma relación de transformación.

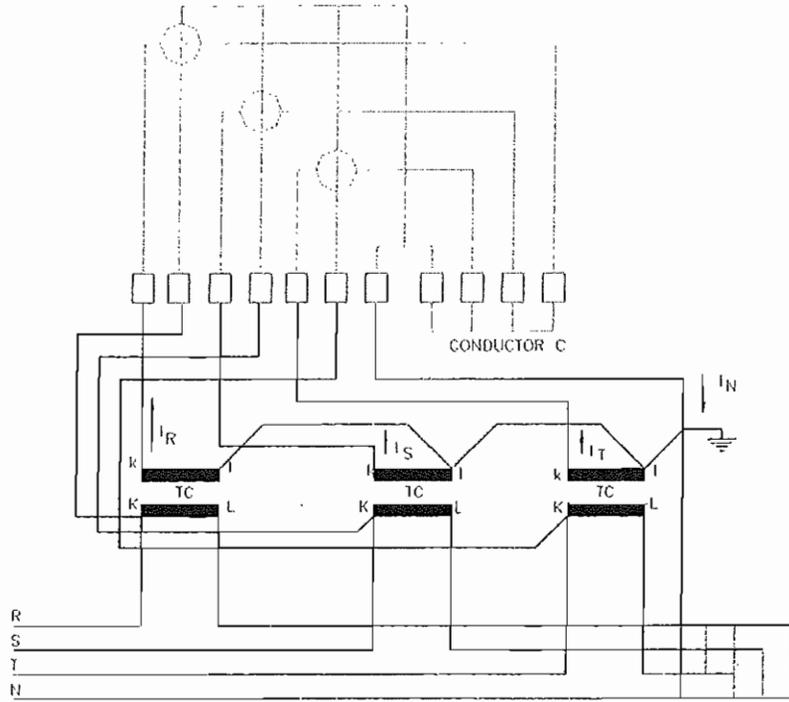


Figura 2.26: Conexión del medidor trifásico tetrafilar con 3 transformadores de corriente

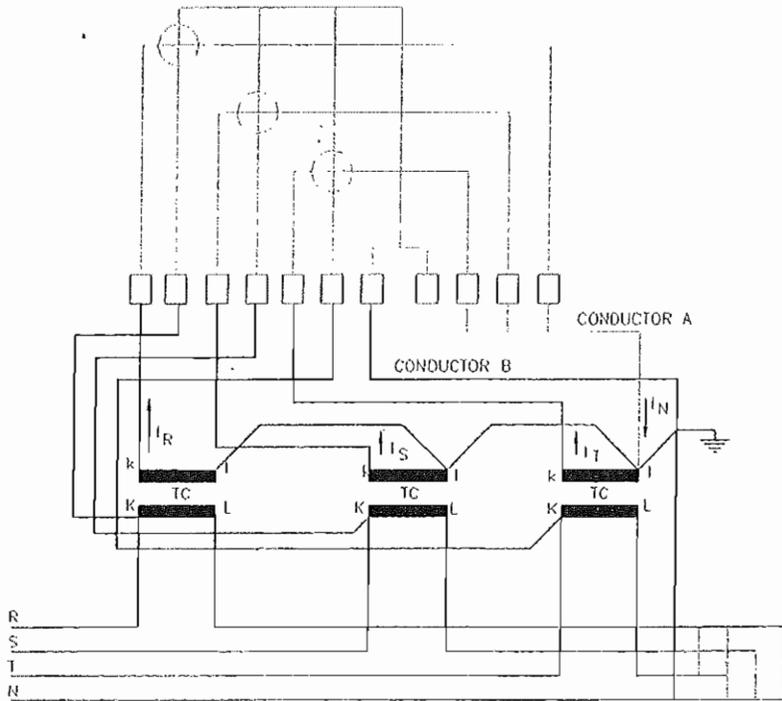


Figura 2.27: Conexión del medidor trifásico tetrafilar con 3 transformadores de corriente

El esquema de conexión de la figura 2.27 es el preferido en la práctica ya que posee dos conductores de retorno, uno para el circuito de corriente (conductor A) y el otro para el circuito de voltaje (conductor B). Esta forma de conexión trae dos ventajas:

- Se logra independizar los circuitos de voltaje y corriente.
- Evita la influencia de la corriente resultante $I_N = I_R + I_S + I_T$ sobre los voltajes que llegan a la bobinas de voltaje, pues en la figura 2.26 esta tiene influencia pues produce una caída de voltaje en el conductor de retorno común C.

Conforme lo que está indicado en las figuras 2.26 y 2.27, hay que aterrizar el secundario en el núcleo de los transformadores de corriente como medida de seguridad.

b. Conexión en el lado de alto voltaje [6]

b.1 Redes trifásicas trifilares

Las redes trifásicas trifilares provienen de primarios conectados en estrella con neutro aislado, o conectados en triángulo.

Para la medición de la energía, en este tipo de redes, se utilizan medidores trifásicos de dos o tres elementos, conectados a la red con transformadores de corriente y de voltaje.

Los esquemas de conexión que se usan son:

- Medición usando dos transformadores de corriente y dos de voltaje.
- Medición usando dos transformadores de corriente y tres de voltaje.
- Medición usando tres transformadores de corriente y dos de voltaje.

b.1.1 Medición usando dos transformadores de corriente y dos de voltaje

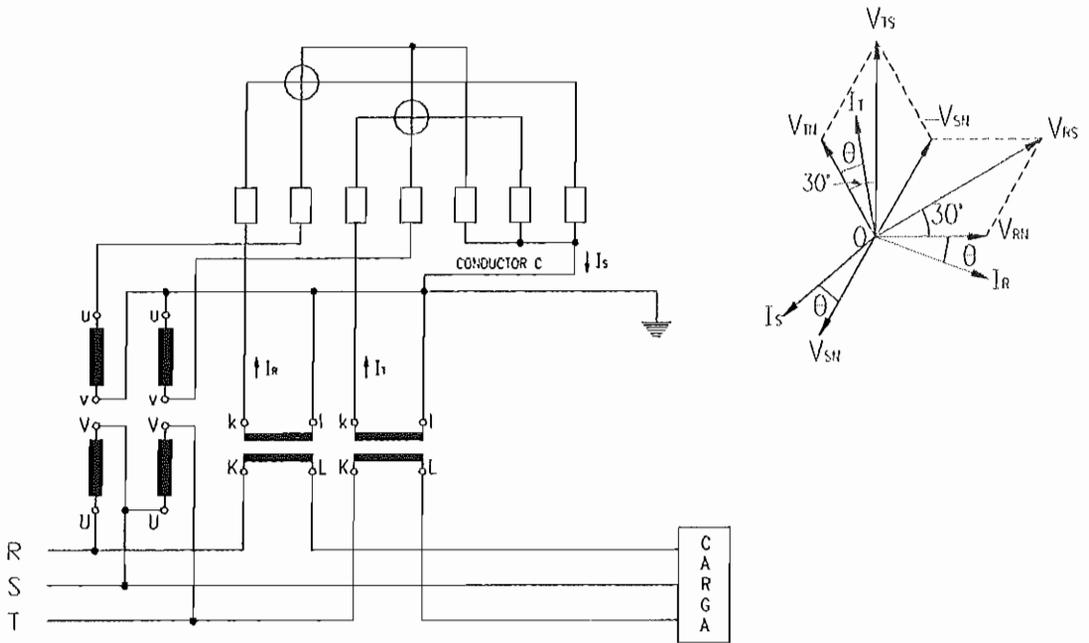


Figura 2.28: Conexión del medidor trifásico trifilar usando 2 transformadores de corriente y 2 de voltaje

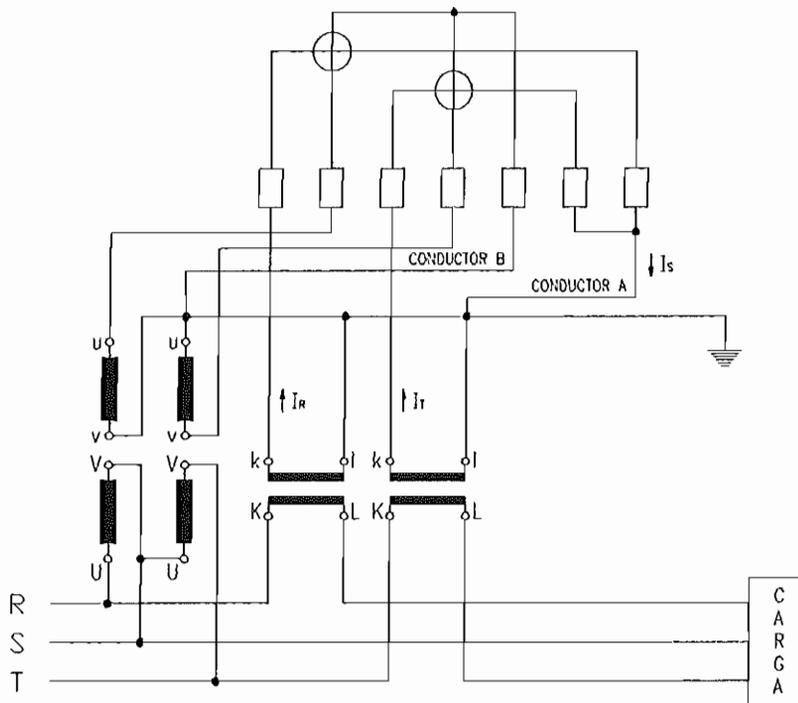


Figura 2.29: Conexión de un medidor trifásico trifilar usando 2 transformadores de voltaje y 2 de corriente

El esquema de conexión de la figura 2.29 es el más usado, pues posee dos conductores de retorno; uno para el circuito de corriente (conductor A) y el otro para el circuito de voltaje (conductor B). Esto permite tener dos conductores independientes entre sí.

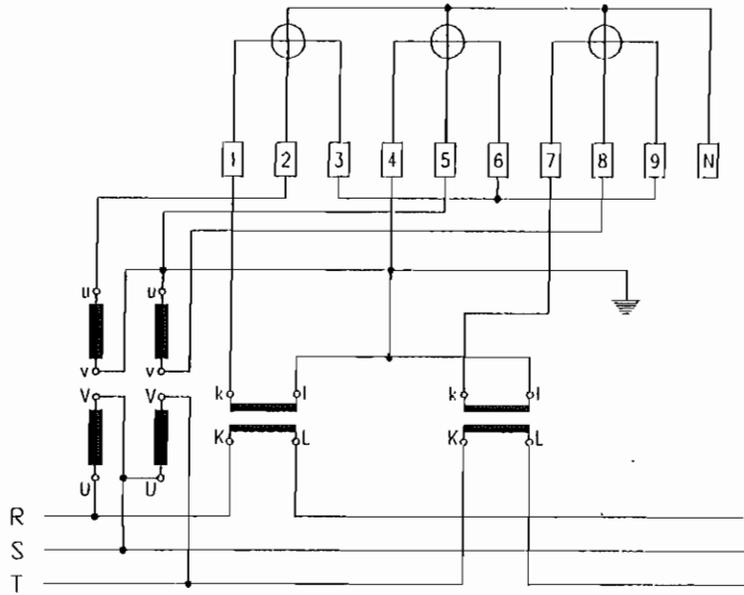


Figura 2.30: Conexión indirecta de un medidor trifásico trifilar de 3 elementos

En esta figura se puede observar un medidor trifásico de 3 elementos en conexión estrella. El terminal de tierra está conectado en el punto común de los transformadores de corriente, pero el terminal neutro del medidor no se conecta y está libre.

b.1.2 Medición usando dos transformadores de corriente y tres de voltaje

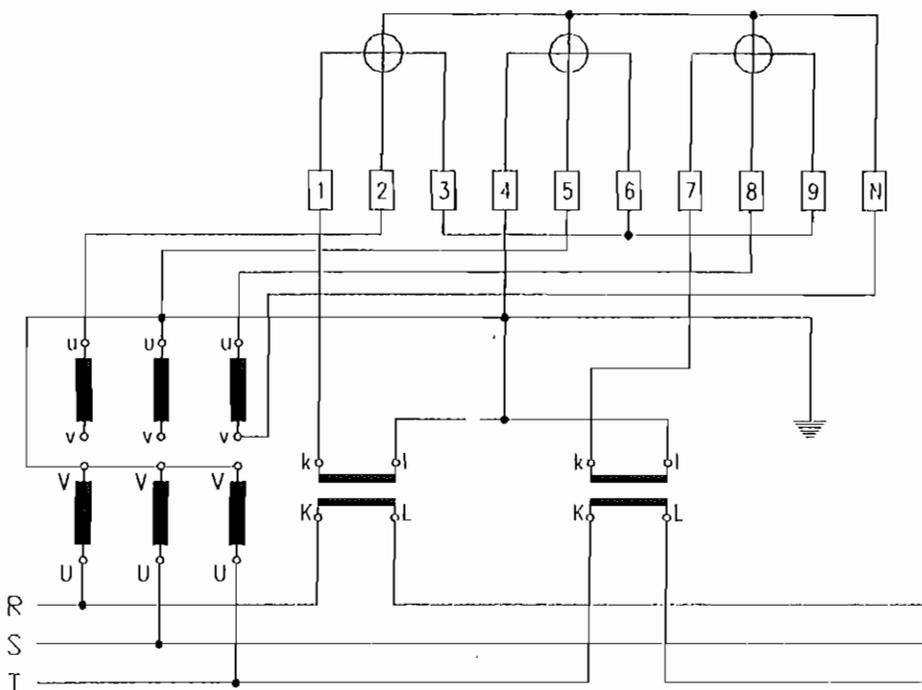


Figura 2.31: Conexión indirecta de un medidor trifásico trifilar de 3 elementos

En esta conexión el terminal neutro del medidor está conectado con el punto común de los transformadores de voltaje.

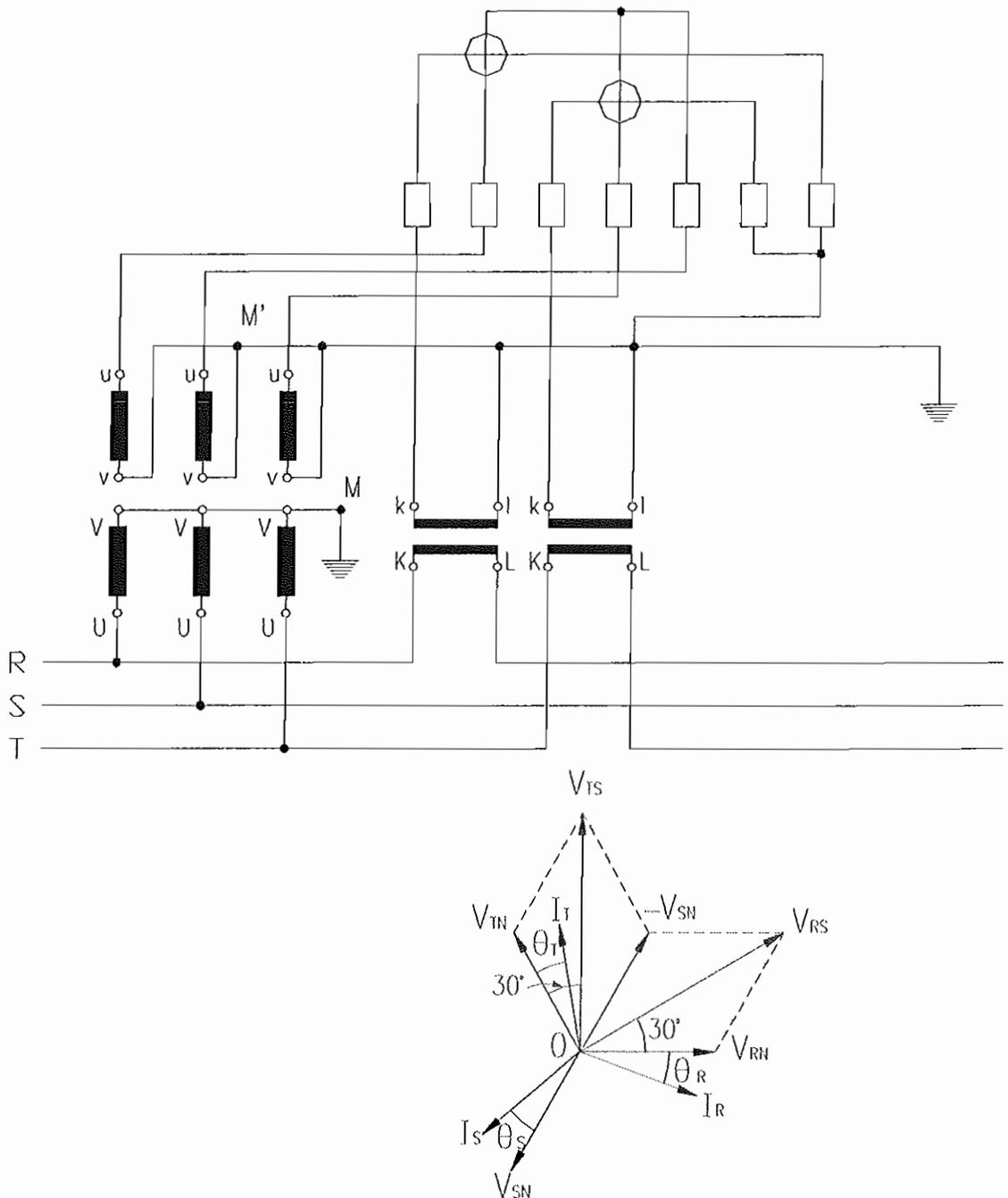


Figura 2.32: Conexión indirecta de un medidor trifásico trifilar de 2 elementos

En esta conexión el punto común M de los tres enrollamientos primarios y el punto común M' de los tres enrollamientos secundarios de los transformadores de voltaje deben estar

sólidamente aterrados. Este montaje tiene una ventaja de que los transformadores de voltaje son sometidos a voltajes fase-neutro del sistema.

b.1.3 Medición usando tres transformadores de corriente y tres de voltaje

Si el lado primario está conectado en estrella con neutro aterrado, la medición es hecha por medio de un medidor trifásico de 3 elementos motrices, que puede ser conectado de acuerdo al esquema de conexión que muestra la figura 2.33, en la que son utilizados tres transformadores de corriente y tres de voltaje, observándose que los conductores de retorno de los circuitos secundarios de voltaje y corriente, respectivamente, deben ser independientes entre sí.

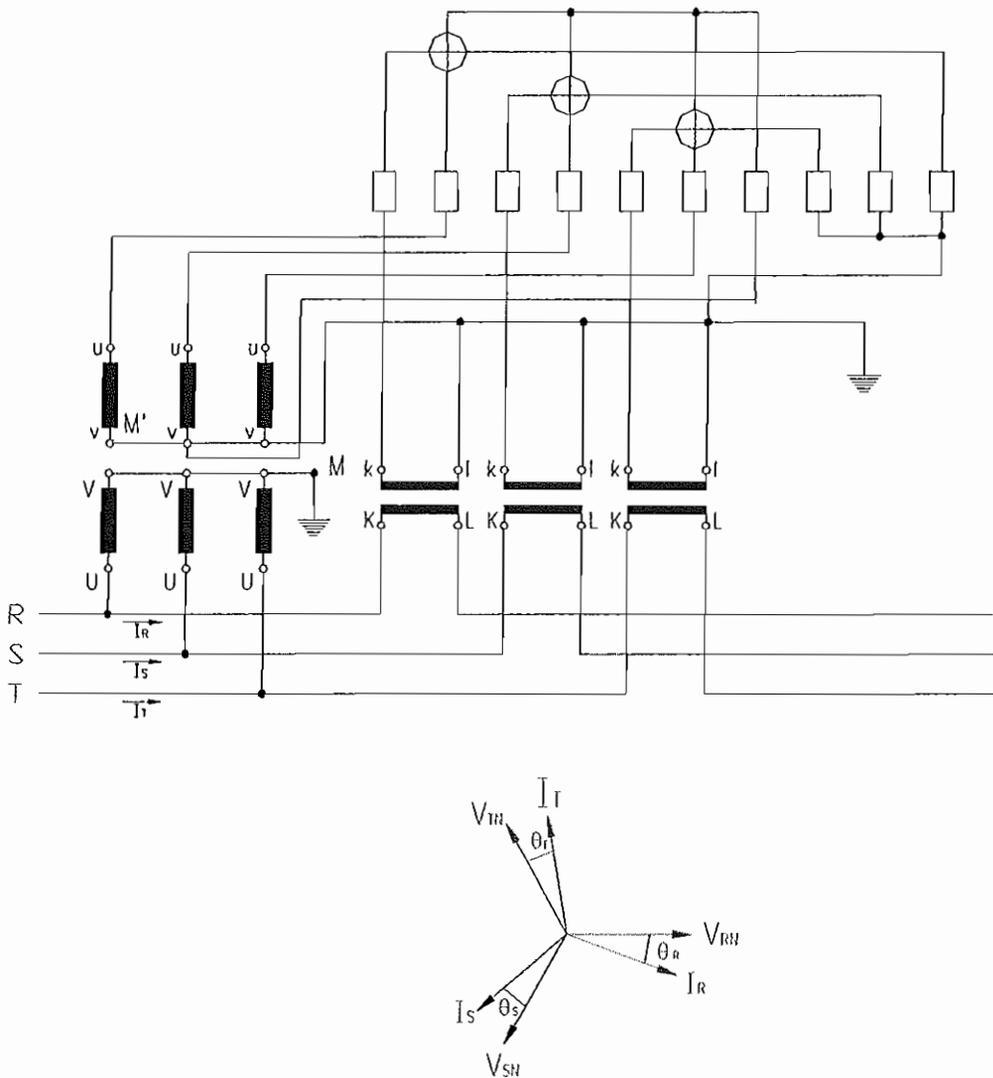


Figura 2.33: Conexión indirecta de un medidor trifásico trifilar de 3 elementos usando 3 transformadores de voltaje y 3 de corriente

Los montajes que muestran las figuras 2.32 y 2.33 únicamente deben ser utilizadas si se puede realizar un firme aterramiento común entre el neutro primario de los transformadores de voltaje (punto M de las figuras 2.32 y 2.33) y el neutro del sistema de potencia.

b.2 Redes trifásicas tetrafilares

Para la medición en el lado de alto voltaje de redes trifásicas tetrafilares se usan generalmente medidores trifásicos de 3 elementos motrices.

En las figuras 2.34 y 2.35 se tienen dos esquemas de conexión de este medidor en una red trifásica tetrafilar. El esquema de la figura 2.35 se aplica especialmente en el caso que el medidor esté alejado del puesto de instalación de los transformadores de medida y, como puede apreciarse en la figura, es común una parte de los circuitos secundarios de los transformadores de intensidad.

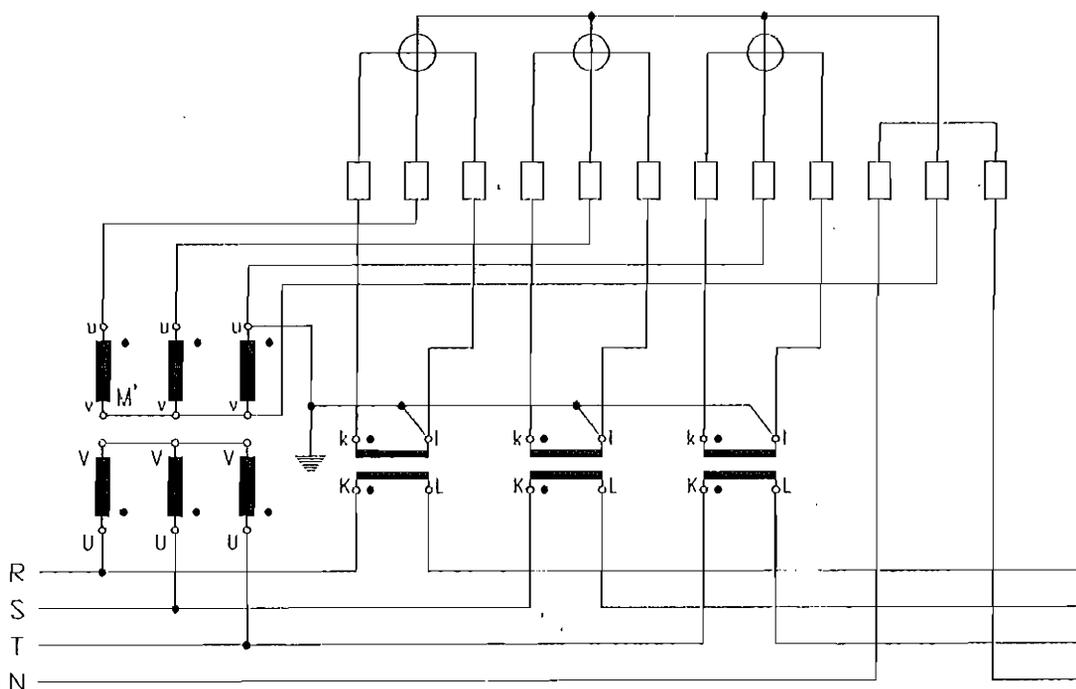


Figura 2.34: Conexión indirecta de un medidor trifásico trifilar de 3 elementos usando 3 transformadores de voltaje y 3 de corriente

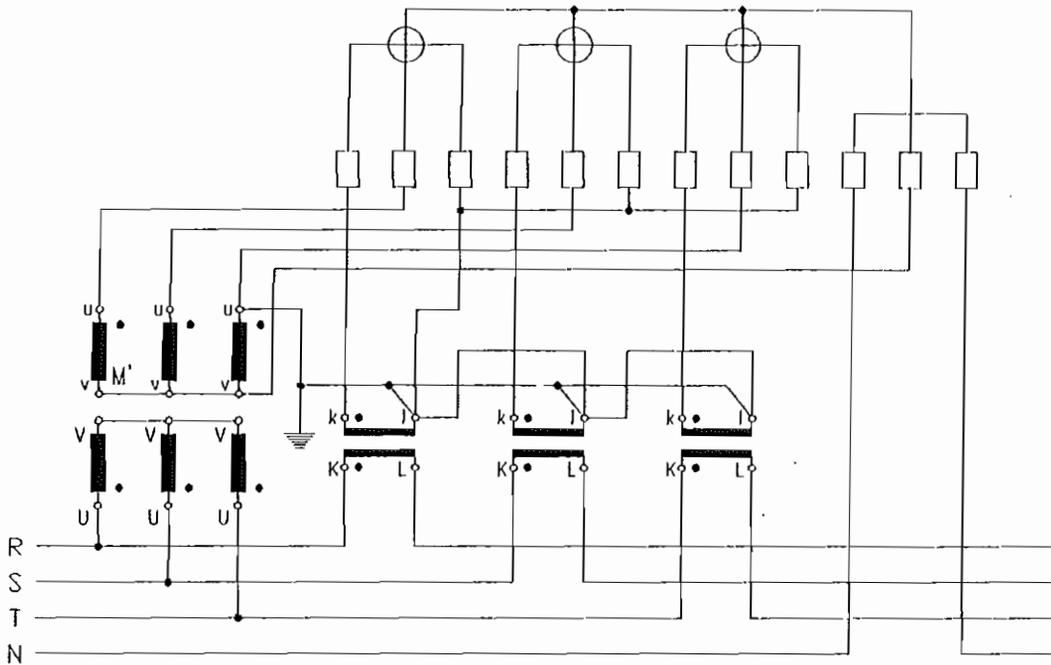


Figura 2.35: Conexión indirecta de un medidor trifásico tetrafilar con transformadores de corriente

2.1.3.3 Diagramas de conexión de los medidores de energía reactiva [1]

a. Conexión en el lado de bajo voltaje

a.1 Redes trifásicas

a.1.1 Redes trifásicas trifilares

a.1.1.1 Medición directa

Para sistemas trifásicos trifilares equilibrados se usan medidores trifásicos, en los que los desfases entre los flujos Φ_i y Φ_v se obtienen mediante conexiones artificiales. Los medidores más frecuentemente utilizados, que usan esta forma de conexión, son:

- Medidores con desfase interno de 60° .
- Medidores de dos elementos con neutro artificial.

- **Medidores con desfaseamiento interno de 60°**

Estos medidores, con dos sistemas motrices, se usan para registrar la energía reactiva de redes trifásicas trifilares equilibradas (figura 2.36). En este caso, el ángulo de desfase entre los flujos es 60° . Como se puede apreciar en la figura 2.36, en el primer sistema motriz se conecta la bobina de corriente a la fase R y la bobina de voltaje entre el voltaje existente entre las fases S y T; en el segundo sistema motriz, la bobina de corriente se conecta en la fase T, mientras que la bobina de voltaje está conectada entre las fases R y T. Si se considera una carga resistiva e inductiva, el diagrama vectorial correspondiente será el mostrado en la figura 2.37.

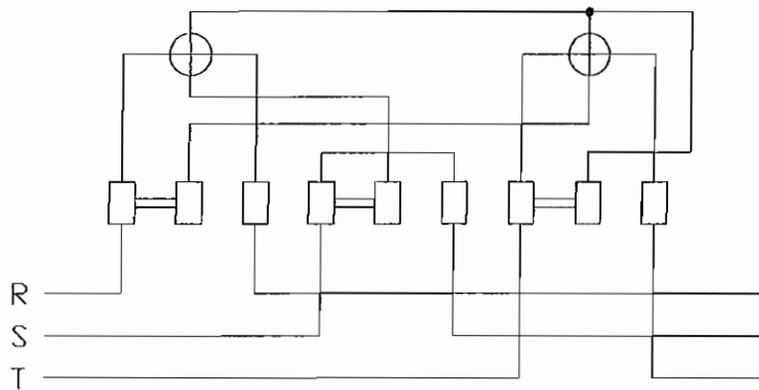


Figura 2.36: Conexión de un medidor trifásico para energía reactiva con 2 elementos

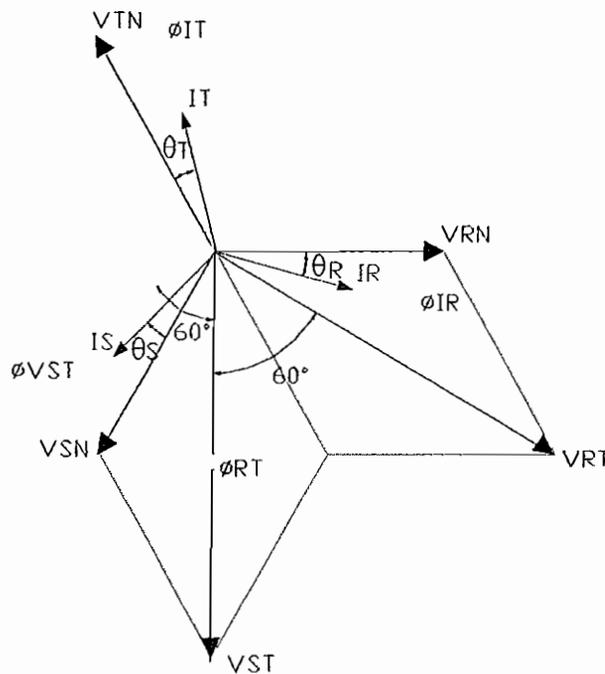


Figura 2.37: Diagrama vectorial de un medidor trifásico para energía reactiva con carga R-L

El conexionado de este medidor, mostrado en la figura 2.36, debe tener en cuenta las siguientes observaciones:

- El conexionado debe efectuarse en el mismo orden de sucesión de fases indicado en el esquema, pues, de lo contrario, las indicaciones del medidor serán totalmente erróneas.
 - Los tres voltajes de línea han de ser exactamente iguales y deben estar exactamente desfasados 120° entre sí; de no ser así, las indicaciones del medidor serán erróneas puesto que los flujos de voltaje no son iguales ni en magnitud ni en fase.
- **Medidores de dos elementos con neutro artificial**

Para medir energía reactiva en redes equilibradas trifásicas a 3 hilos se usan medidores con tres elementos motrices, donde sólo dos elementos son completos, es decir, tienen la bobina de corriente y la bobina de voltaje; mientras que el tercer elemento posee una bobina idéntica a las bobinas de voltaje de los otros elementos motrices y sirve para formar conexión estrella con las otras dos bobinas de voltaje, obteniéndose de esta manera un punto neutro, con voltaje cero. (ver figura 2.38).

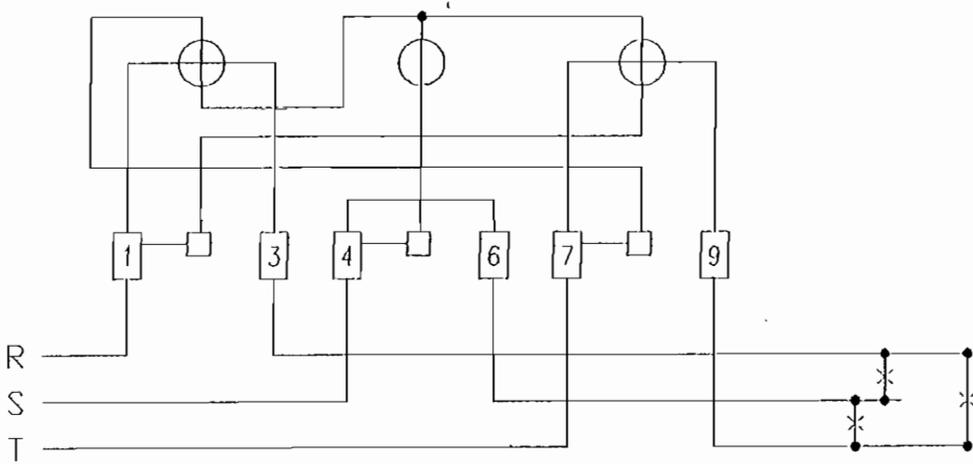


Figura 2.38: Conexión de un medidor trifásico de 2 elementos con neutro artificial

a.1.1.2 Medición semidirecta o usando transformadores de corriente

Para la medición de energía reactiva, en redes de 3 hilos equilibradas, se utilizan los siguientes esquemas de conexión.

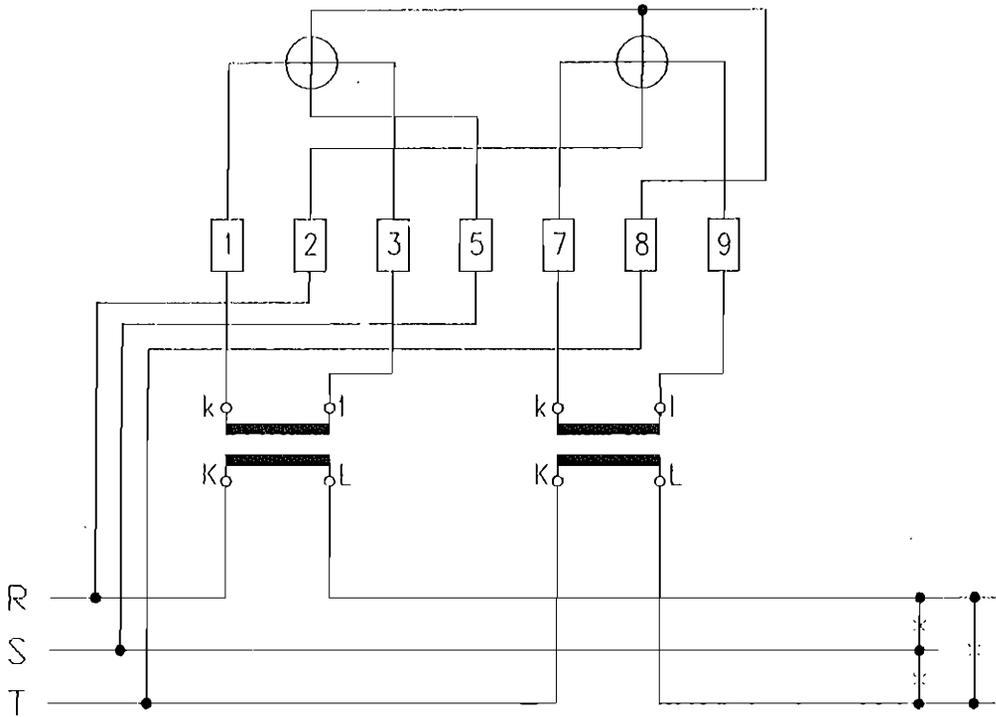


Figura 2.39: Conexión semidirecta de un medidor trifásico de 2 elementos

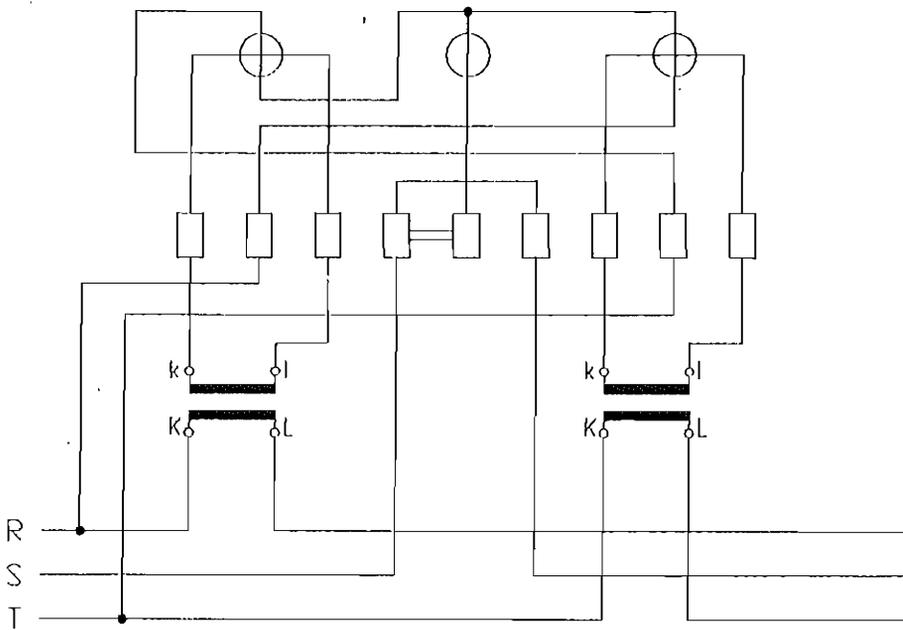


Figura 2.40: Conexión semidirecta de un medidor trifásico de 2 elementos con neutro artificial

a.1.2

Redes trifásicas tetrafilares

a.1.2.1 Medición directa

Para redes equilibradas de 4 hilos se usan medidores con conexiones artificiales, siendo los más usados:

- Medidores de tres elementos, conectados en delta.
- Medidores de dos y medio elementos.
- **Medidores de tres elementos, conectados en delta**

Para este caso el diagrama de conexión se representa en la figura 2.41. Como se puede observar en esta figura, cada bobina de voltaje está conectada entre el voltaje fase - fase que no corresponda a la fase de la corriente que pasa por la bobina de corriente. Con esta conexión puede obtenerse un ángulo de desfase de 90° exactos entre los flujos Φ_i y Φ_v , suponiendo siempre que el sistema es equilibrado.

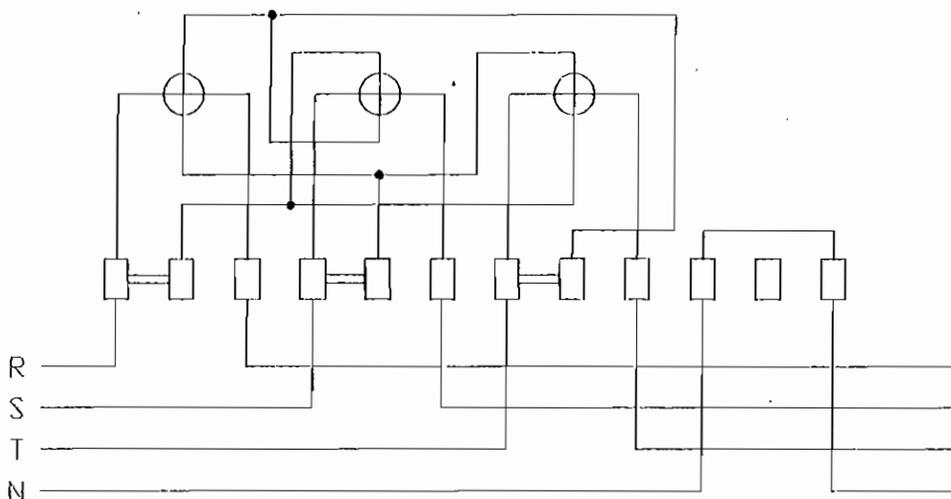


Figura 2.41: Conexión artificial de un medidor trifásico para energía reactiva con 3 elementos

El diagrama vectorial correspondiente, considerando una carga puramente inductiva, se muestra en la figura 2.42.

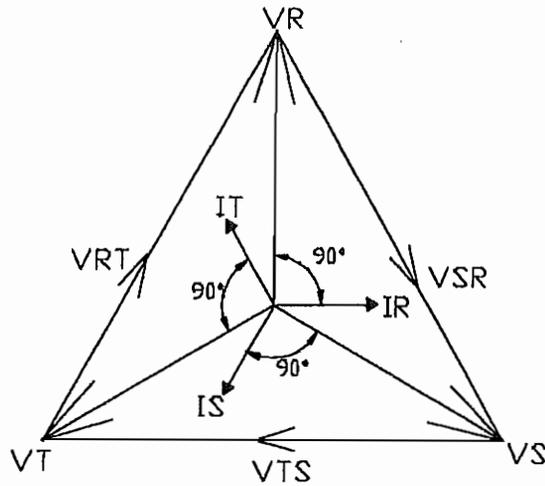


Figura 2.42: Diagrama vectorial de un sistema trifásico equilibrado, en estrella, con cargas puramente inductivas

Para poder determinar el desfase que se produce entre los flujos, se recurre a la ayuda de un diagrama vectorial de flujos correspondiente a una fase, que se muestra en la figura 2.43. Según puede apreciarse en dicha figura, la corriente I_R de la fase R está en fase con el V_{TS} . El flujo de corriente ϕ_{IR} está en fase con la corriente I_R , mientras que el $\phi_{V_{TS}}$ está desfasado 90° respecto al V_{TS} y, por lo tanto, también respecto al flujo de corriente ϕ_{IR} .

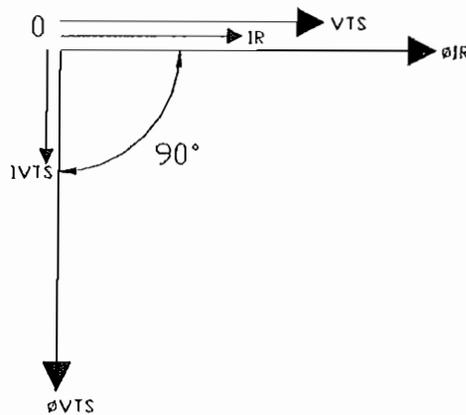


Figura 2.43: Diagrama vectorial de flujos para una fase de un medidor trifásico para energía reactiva de 3 elementos

Para que este tipo de medidores mida la energía reactiva correctamente debe cumplir las siguientes observaciones:

- El conexionado debe realizarse en el mismo orden de sucesión de fases indicado en el esquema de montaje.

- El sistema debe ser totalmente equilibrado.
- **Medidores de dos y medio elementos**

El esquema de conexión de este medidor, con su respectivo diagrama vectorial, se muestra en la figura 2.44.

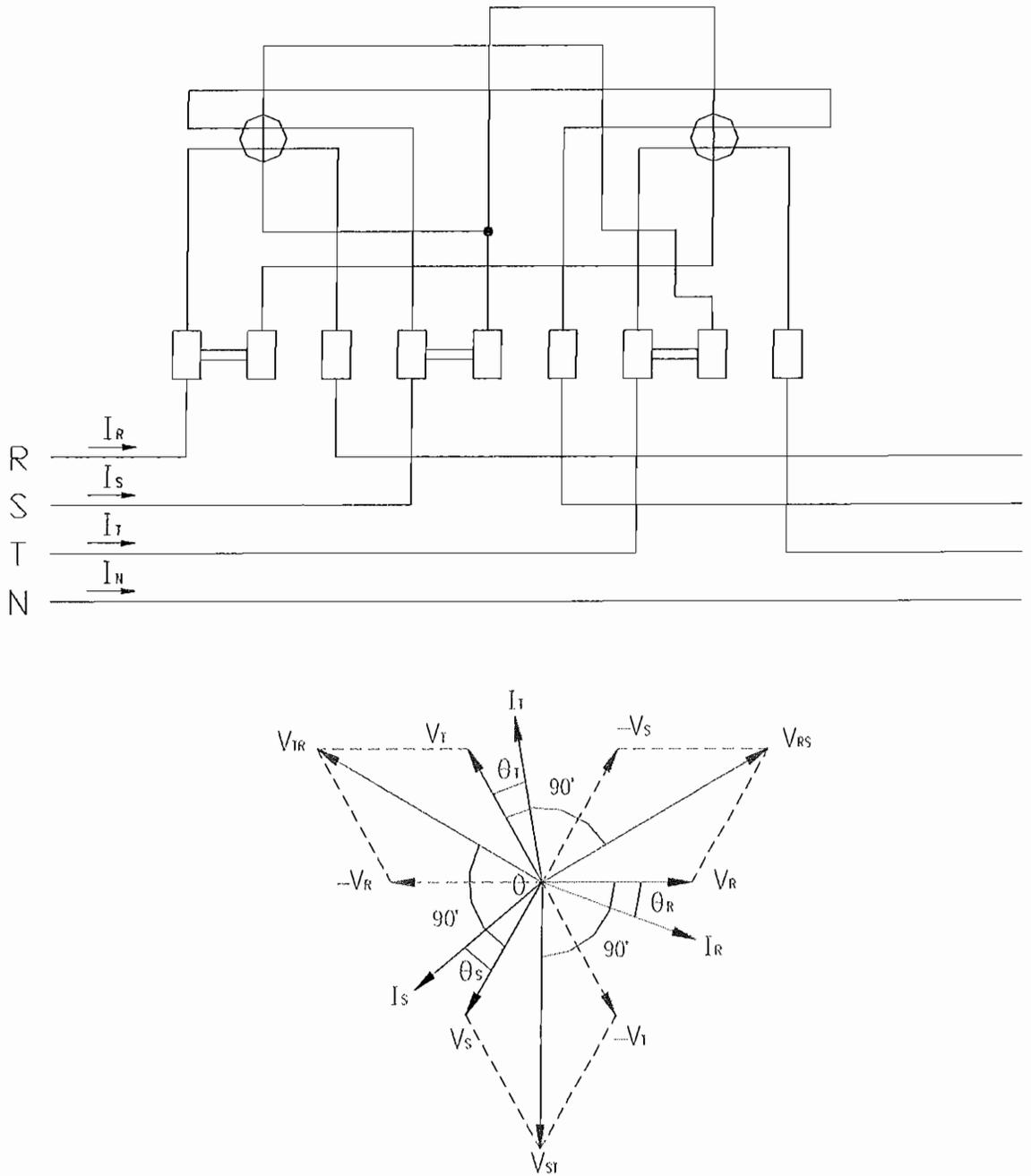


Figura 2.44: Conexión directa de un medidor trifásico de dos y medio elemento

a.1.2.2 Medición semidirecta o usando transformadores de corriente

La figura 2.45 muestra la conexión de un medidor trifásico para medir energía reactiva en redes de 4 hilos equilibradas. Este está conectado a la red por medio de 3 transformadores de corriente.

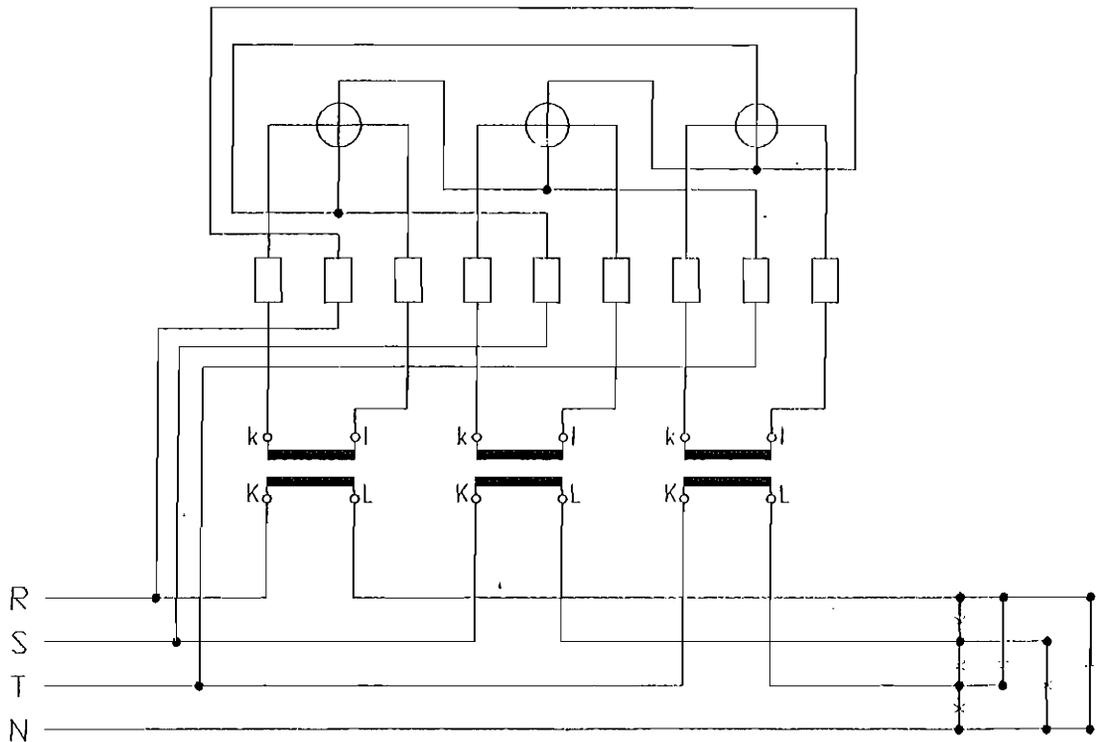


Figura 2.45: Conexión de un medidor trifásico de 3 elementos

b. Conexión en el lado de alto voltaje

b.1 Redes trifásicas

b.1.1 Redes trifásicas trifilares

Para medir la energía reactiva en el lado de alto voltaje de sistemas trifásicos trifilares equilibrados, se usan generalmente medidores de dos elementos con desfase interno de 60° o de dos elementos con neutro artificial, conectados a la red por medio de dos transformadores de corriente y dos de voltaje.

Los diagramas de conexión se muestran en las figuras 2.46 y 2.47.

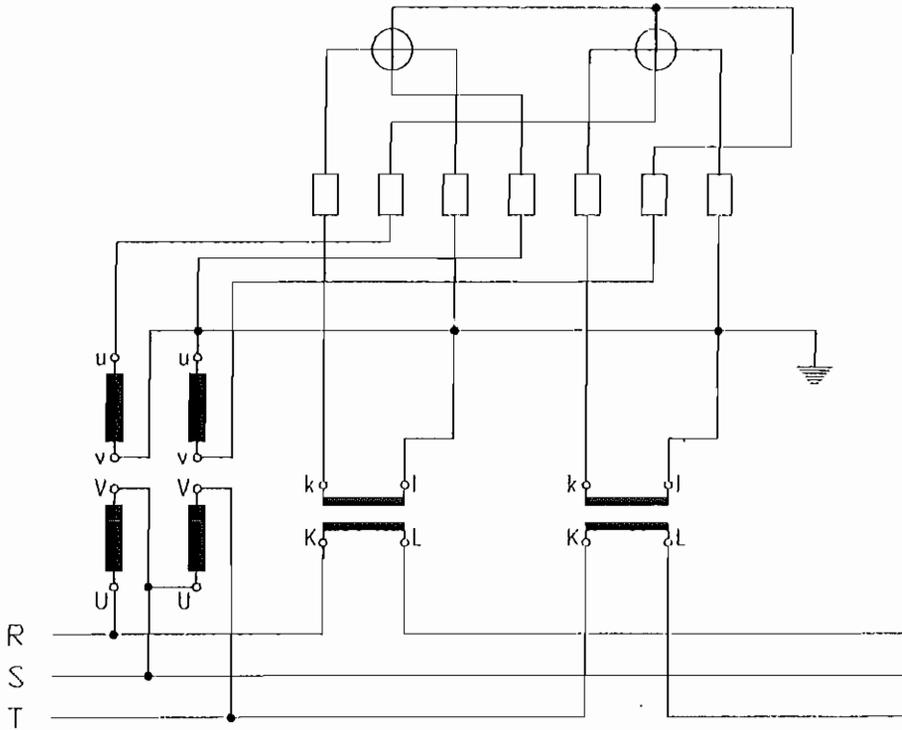


Figura 2.46: Conexión indirecta de un medidor trifásico de 2 elementos con desfaseamiento interno

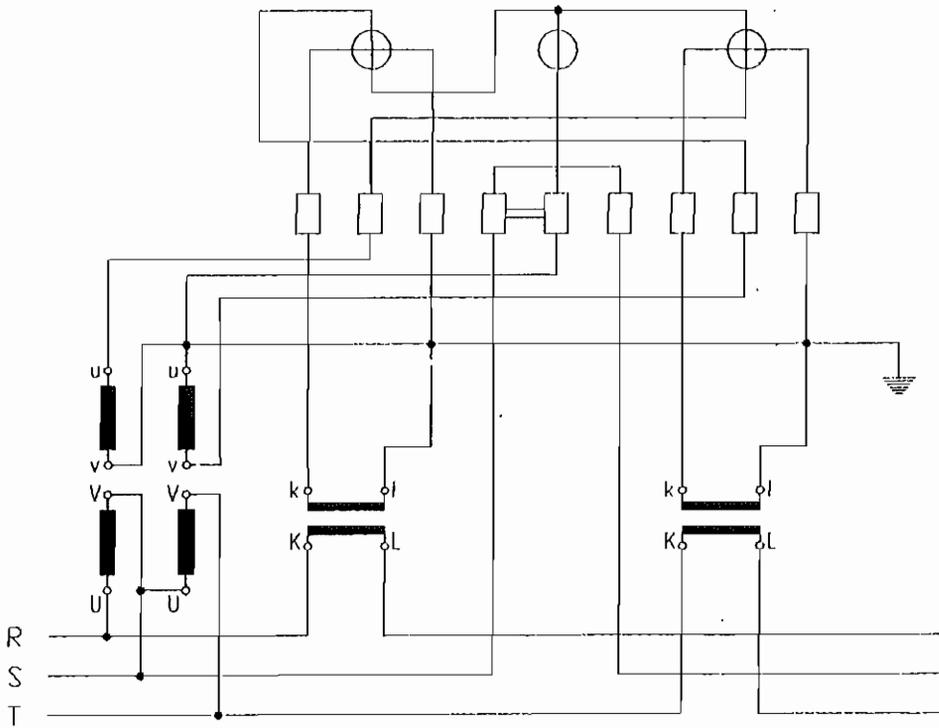


Figura 2.47: Conexión indirecta de un medidor trifásico de 2 elementos con neutro artificial

b.1.2 Redes trifásicas tetrafilares

Para la medición de la energía reactiva en redes trifásicas tetrafilares equilibradas se utilizan medidores trifásicos tres elementos, conectados a la red con 3 transformadores de corriente y 3 de voltaje.

El esquema de conexión que más se usa se muestra en la figura 2.48.

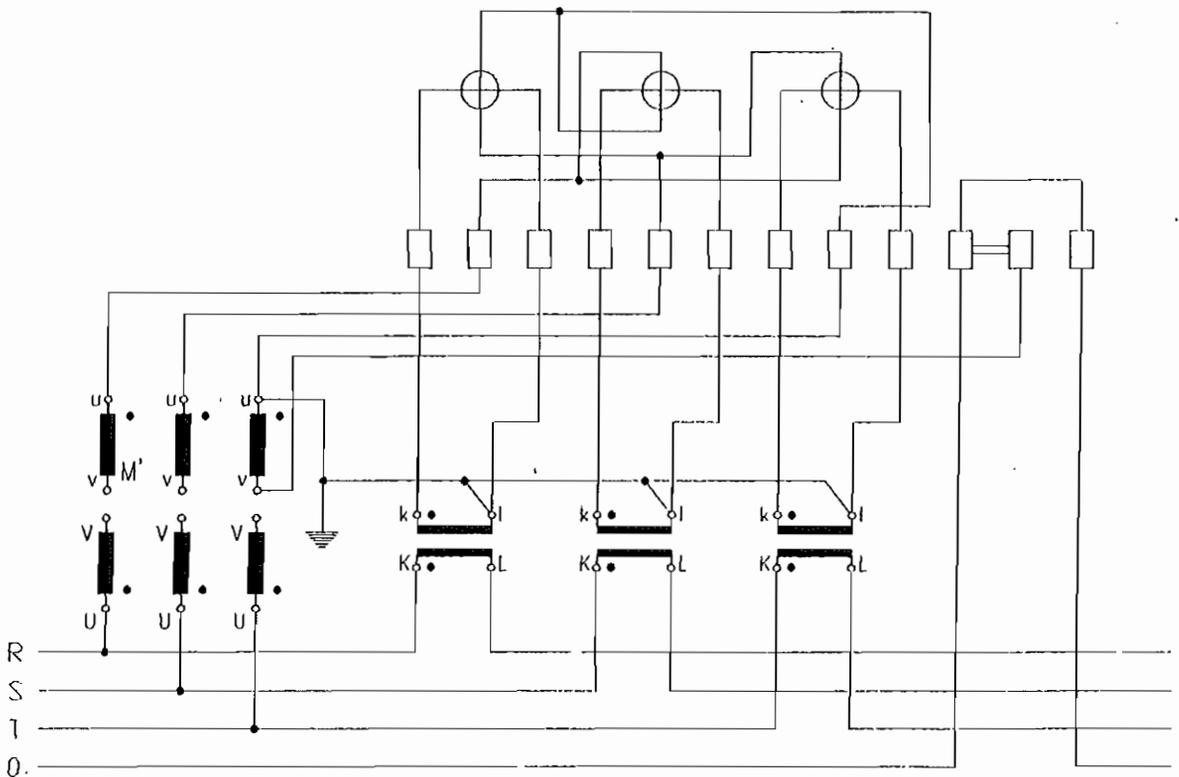


Figura 2.48: Conexión indirecta de un medidor trifásico de 3 elementos

2.1.4 Ventajas y desventajas del uso de estos medidores

2.1.4.1 Ventajas del uso de los medidores electromecánicos

Las principales ventajas del uso de los medidores electromecánicos son:

- El precio de los medidores electromecánicos es más bajo que el de los medidores electrónicos.
- Los medidores electromecánicos mantienen la información de la última lectura de potencia o energía consumida, cuando se produce una falla en los mismos.

- No requieren de software para poder ser instalados.
- Requieren de un equipo de contrastación más sencillo, que el requerido por los medidores electrónicos.
- Los medidores electromecánicos pueden ser reparados fácilmente, usando un equipo sencillo.
- En los medidores electromecánicos, se puede realizar la toma de lecturas de los datos registrados por los mismos, a pesar de que no exista el suministro de energía eléctrica.

2.1.4.2 Desventajas del uso de los medidores electromecánicos

Las principales desventajas del uso de estos medidores son:

- Por manipuleo de una persona, puede ser alterado con mayor facilidad el funcionamiento adecuado de un medidor electromecánico, sin que exista un registro del intento de dicho fraude.
- Se requiere equipo adicional para medición de energía activa, reactiva, demanda máxima, etc., cuando se desea aplicar diferentes tarifas, lo cual encarece su uso.
- Cumplen una función específica durante todo su período de vida útil, sin la posibilidad de ser implementadas otras funciones para control y supervisión del consumo de los usuarios de las empresas eléctricas.
- Los problemas de funcionamiento que pueden presentar los medidores electromecánicos no son fáciles de detectar, pudiendo estar trabajando con este problema durante largo tiempo.
- Requieren accesorios adicionales para toma de lecturas remota.
- Los medidores electromecánicos tienen funciones limitadas; las necesidades impuestas por nuevas estructuras tarifarias, control de tarifas, control de carga, nuevas técnicas de lectura remota, no pueden ser realizadas por estos medidores.
- Presentan errores altos en el registro de la potencia o energía consumida, debido a que tienen clases de exactitud altos.
- Son fabricados para registrar un número determinado de magnitudes eléctricas, sin poder medir otras, tales como el factor de potencia. Así, un medidor de energía activa solo registrará dicho tipo de energía, sin la posibilidad de medir, con este mismo equipo, por ejemplo la energía reactiva.
- Estos medidores no detectan fraudes simples, tales como la desconexión de los mismos, pérdida de una fase, etc.

2.2 MEDIDORES ELECTRONICOS

2.2.1 Tipos y características generales de los medidores electrónicos

2.2.1.1 Tecnologías de medida electrónica

a. Modelo de un medidor electrónico

b. Tipos de tecnología de medida electrónica

a. Modelo de un medidor electrónico

Las etapas básicas que tiene un medidor electrónico son:

a.1 Etapa de censamiento

a.2 Etapa de multiplicación

a.3 Etapa de conversión digital

a.4 Registrador

El diagrama de bloques se presenta en la figura 2.49.

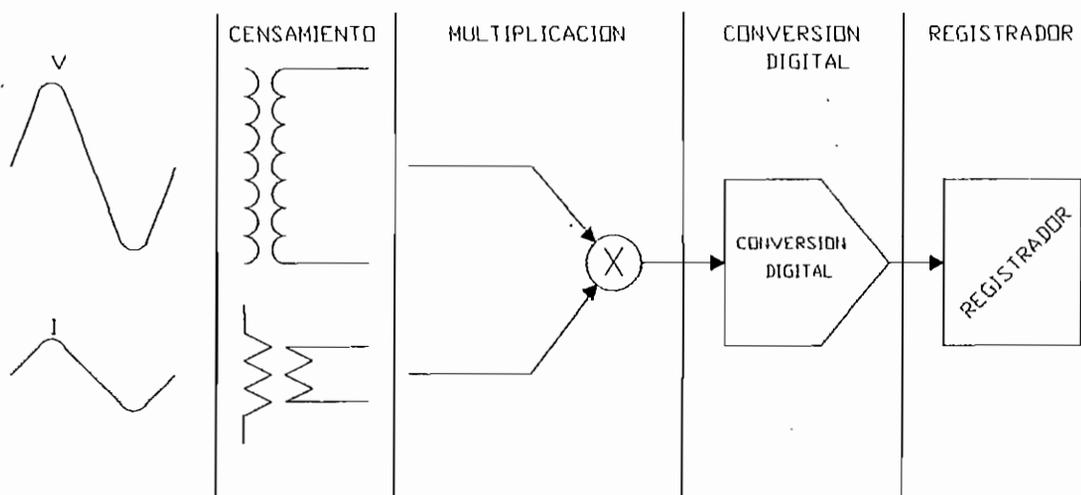


Figura 2.49: Modelo de un medidor electrónico

a.1 Etapa de censamiento

Lo que se hace en esta etapa es reducir las señales de voltaje y corriente, que provienen de la red de alimentación, a niveles bajos que sean adecuados para que puedan ser procesados en la etapa de multiplicación, conservando la forma original de las señales de entrada.

Además con esta etapa se consigue el aislamiento eléctrico entre la línea de voltaje y los circuitos eléctricos y electrónicos que componen el medidor.

a.2 Etapa de multiplicación

En esta etapa se realiza la multiplicación de las señales de voltaje y corriente provenientes de la etapa de censamiento. La forma como se realiza dicha multiplicación determina el tipo de tecnología de multiplicación usada en la medición electrónica.

a.3 Etapa de conversión digital

En esta etapa se convierten las señales analógicas que salen del circuito multiplicador en señales digitales; dichas señales representan cantidades de potencia y energía consumida. La configuración de esta etapa depende de la tecnología de multiplicación que se esté usando.

a.4 Registrador

En el registrador se captan las señales provenientes de la etapa de conversión digital y se las procesa. Su función principal es almacenar los pulsos o palabras digitales que provienen de la etapa de conversión digital, para luego desplegarlas.

b. Tipos de tecnología de medida electrónica

Para obtener el producto del voltaje por la intensidad, que permite determinar la potencia y la energía, existen varios tipos de tecnologías pero los más usados son:

b.1 Marca-espacio**b.2 Muestreo digital**

b.3 Efecto Hall

b.4 Transconductancia

b.1 Marca-espacio

b.1.1 Descripción del funcionamiento

El diagrama de bloques de los circuitos integrados de un medidor electrónico, que usa la tecnología marca-espacio, se muestra en la figura 2.50.

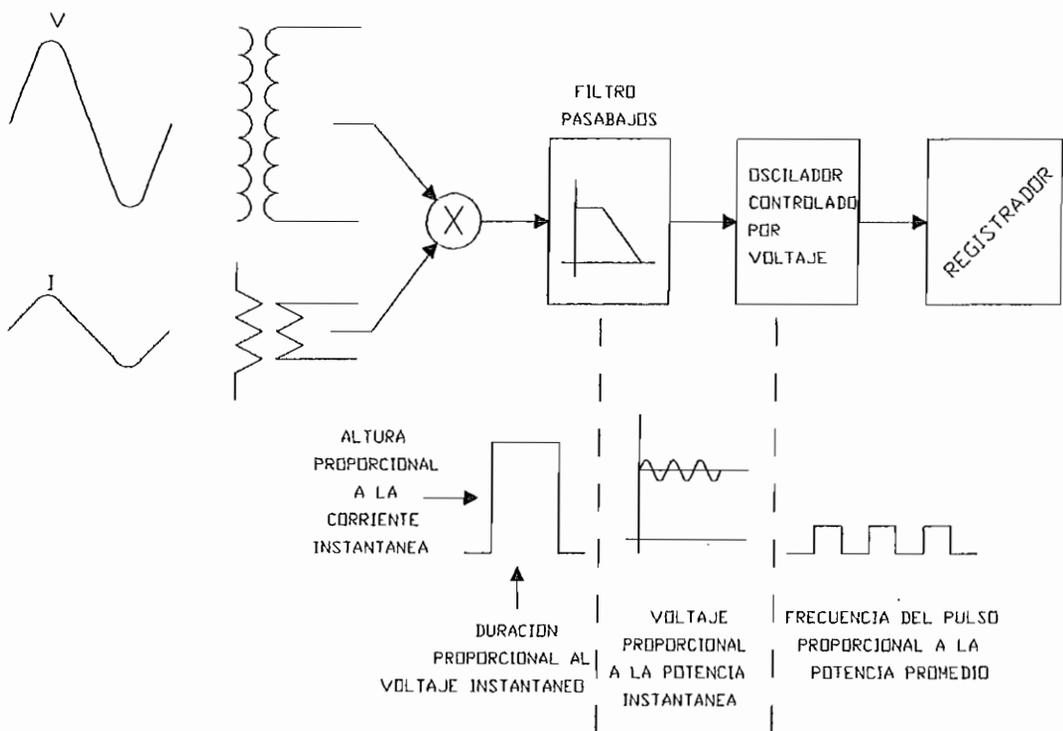


Figura 2.50: Diagrama de bloques de los circuitos integrados de un medidor que usa la tecnología marca-espacio

En este caso la etapa de sensado está formada básicamente de transformadores de precisión de voltaje y de corriente.

El multiplicador, basado en la tecnología marca-espacio, usa como base la conversión de señales en impulsos de duración variable, por esto a este multiplicador también se le llama

multiplicador de pulsos modulados en espacio y amplitud. Con este multiplicador se puede efectuar la multiplicación analógica de dos señales, variando la amplitud de los pulsos con una segunda señal.

El diagrama de bloques del multiplicador se muestra en la figura 2.51.

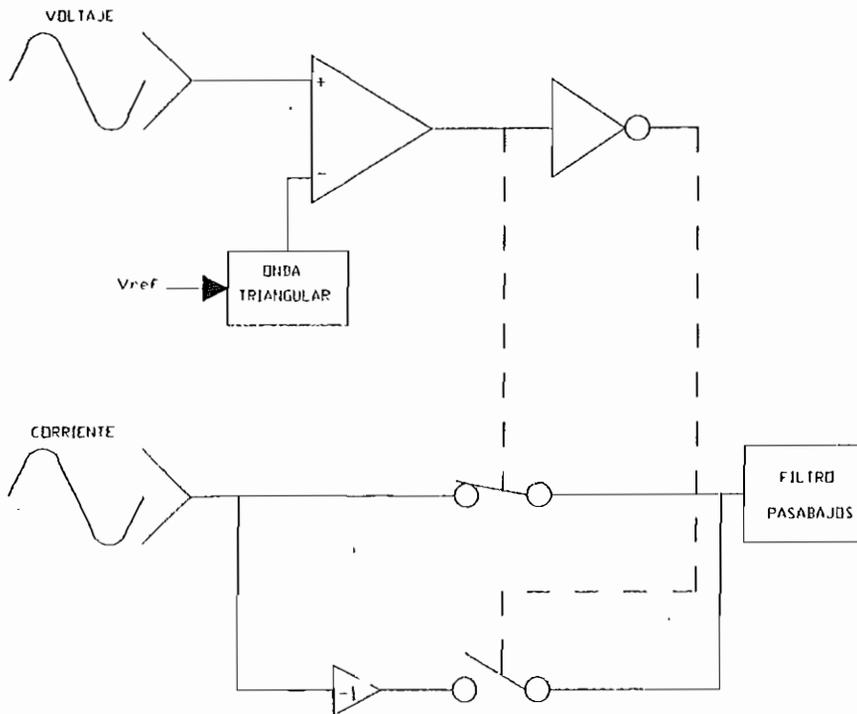


Figura 2.51: Multiplicador con tecnología marca-espacio

A la salida del circuito multiplicador se obtiene un tren de pulsos modulados en duración y altura; la duración es proporcional al voltaje instantáneo y la altura es proporcional a la corriente instantánea. Es decir, con este multiplicador se está obteniendo un muestreo instantáneo de la potencia.

El filtro pasabajos deja pasar las señales provenientes de la etapa de censamiento, cuya frecuencia es menor que una frecuencia de corte para la cual está diseñado dicho filtro, generando una señal de voltaje proporcional a la potencia instantánea.

Con el oscilador controlado por voltaje se obtienen pulsos variables en frecuencia de acuerdo a las variaciones de voltaje que se produce en la señal que proviene del filtro. La frecuencia

de dicho tren de pulsos es proporcional a la potencia promedio y representa cantidades de potencia por pulso.

Este tipo de tecnología se usa para la construcción de medidores con errores de linealidad y precisión extremadamente bajos, es decir, errores menores al 0,2%. Con esta tecnología se fabrican los medidores patrones.

b.1.2 Ventajas y desventajas del uso de esta tecnología

Las ventajas de esta tecnología de multiplicación son:

- Presenta una excelente relación exactitud costo.
- Debido a los componentes que forman el circuito se puede integrar.
- La interface al registrador es sencilla y es única.
- Puede tener muy buena respuesta a armónicos.

Las desventajas de esta tecnología son:

- Con esta tecnología no se puede obtener información de magnitudes eléctricas por fase.
- Usualmente la calibración tiene que ser hecha en hardware.
- No es útil para medición de KVA.
- Esta tecnología tiene una arquitectura inflexible.

b.2 Muestreo digital

b.2.1 Descripción del funcionamiento

El diagrama de bloques del medidor, que usa la tecnología de muestreo digital, se aprecia en la figura 2.52.

La etapa de censamiento está formado de transformadores de precisión de voltaje y de corriente.

En este tipo de tecnología se utilizan 2 circuitos de conversión analógica digital; uno para transformar las señales analógicas de voltaje provenientes de los transformadores de voltaje a

señales digitales y el otro para transformar las señales analógicas de corriente provenientes de los transformadores de corriente en señales digitales. Es decir, los circuitos conversores efectúan la conversión numérica de los señales de voltaje y corriente independientemente.

Este circuito multiplicador utiliza las técnicas de muestreo y codificación para obtener la potencia y energía consumida por el usuario.

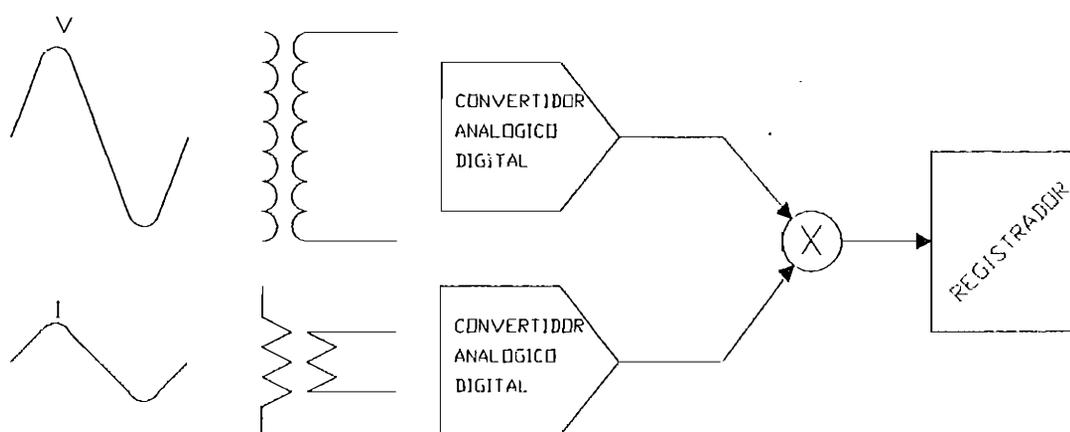


Figura 2.52: Diagrama de bloques de un medidor que usa la tecnología del muestreo digital

Para obtener la potencia activa, reactiva y aparente el circuito multiplicador resuelve las siguientes ecuaciones:

$$W = V_{inst} * I_{inst} \quad (2-57)$$

$$VAR = V_i * I_{inst} \quad (2-58)$$

$$VA = V_{rms} * I_{rms} \quad (2-59)$$

$$V_{rms} = \frac{1}{\sqrt{N}} \sqrt{\sum_{\phi \rightarrow N} V^2} \quad (2-60)$$

$$I_{rms} = \frac{1}{\sqrt{N}} \sqrt{\sum_{\phi \rightarrow N} I^2} \quad (2-61)$$

donde:

V_{inst}	:	Voltaje instantáneo.
I_{inst}	:	Corriente instantánea.
V_i	:	Es un vector desfasado 90° en retraso con respecto al voltaje.
N	:	Es el número de muestras por segundo.

Todos estos cálculos se hacen por fase. Para obtener el valor total se suman los valores obtenidos en cada fase.

b.2.2 Ventajas y desventajas del uso de esta tecnología

Las ventajas de la tecnología de muestreo digital son:

- Se puede obtener magnitudes eléctricas por fase.
- Permite hacer calibración por software.
- Con el muestreo digital se puede medir VA en forma precisa.
- Cuando se utiliza esta tecnología se puede obtener más magnitudes eléctricas que con las otras tecnologías de medida.

Las desventajas de esta tecnología son:

- Esta tecnología es más costosa aunque la relación costo/característica sea todavía competitiva.
- El costo y el comportamiento están íntimamente relacionados.
- Arquitectura inflexible.

b.3 Efecto Hall

b.3.1 Principio del efecto Hall

El efecto Hall dice que cuando una corriente I_y circula por un material semiconductor, expuesto a un campo magnético B_z perpendicular a la dirección de esta corriente, se produce en el sentido del tercer eje un voltaje V_{hx} (de Hall) proporcional al producto $I_y B_z$ de modo que $V = k I_y B_z$ (figura 2.53).

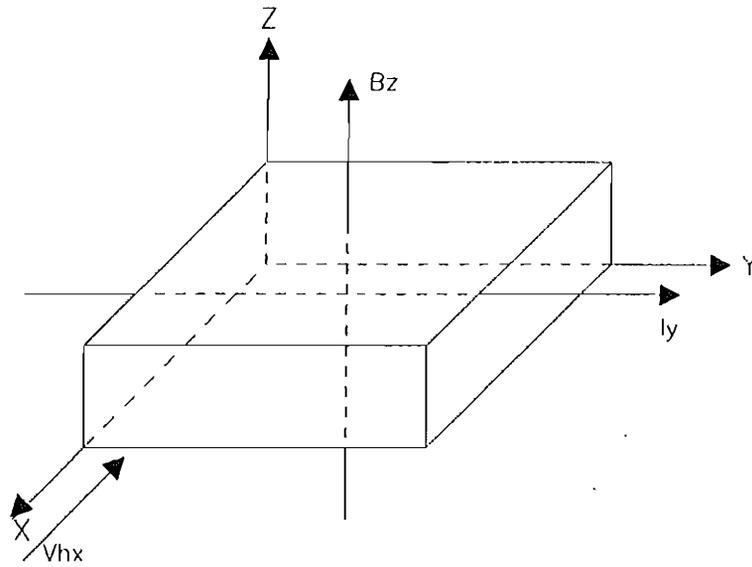


Figura 2.53: Principio del efecto Hall

b.3.2 Descripción del funcionamiento

El diagrama de bloques de un medidor, que usa la tecnología Hall, se representa en la figura 2.54.

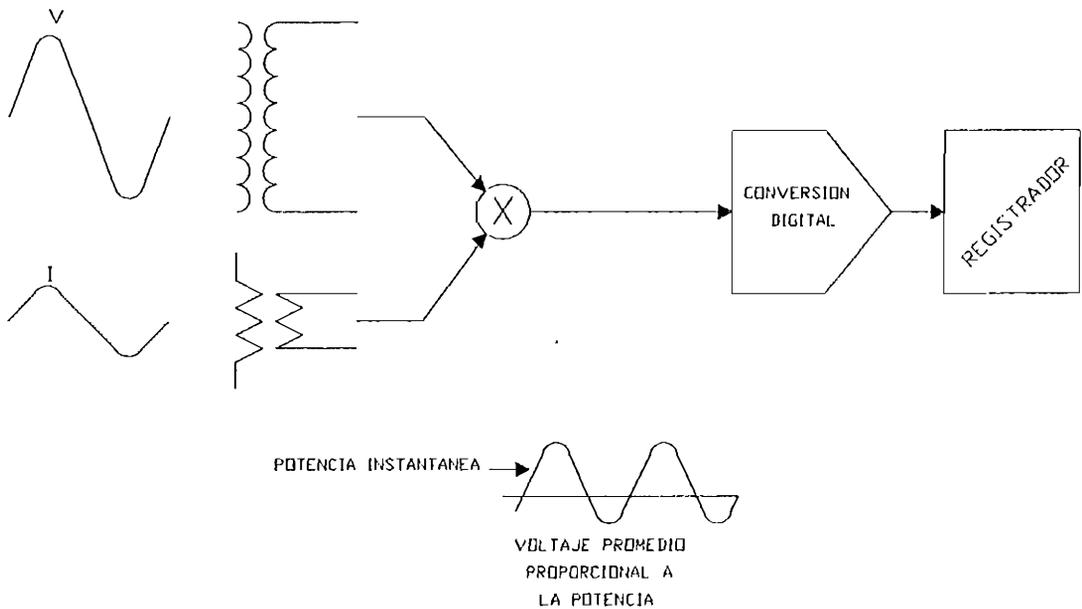


Figura 2.54: Diagrama de bloques de un medidor que usa el Efecto Hall

En esta tecnología de medida, un mismo circuito realiza la etapa de censamiento y de multiplicación.

Para explicar el funcionamiento del multiplicador que usa el efecto Hall se usa la figura 2.55.

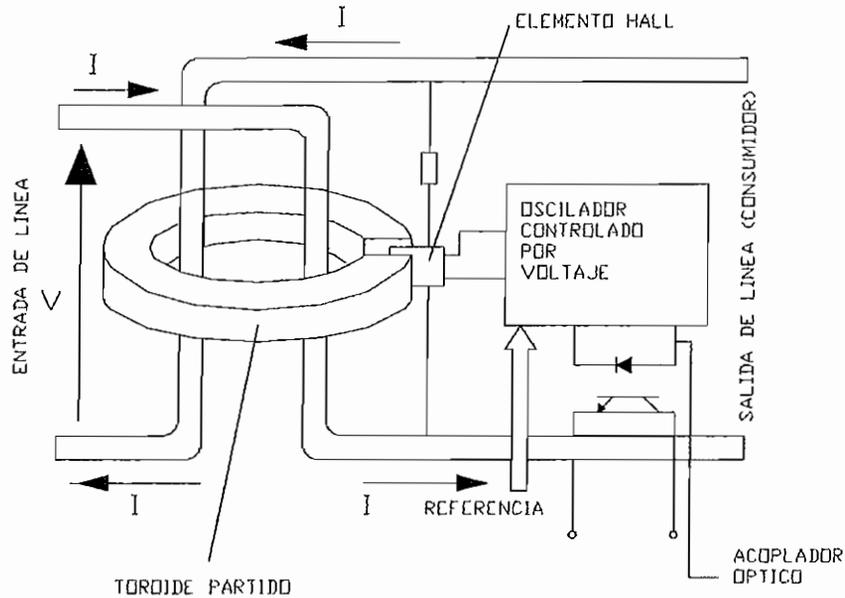


Figura 2.55: Multiplicador que usa el Efecto Hall

La corriente I de línea al circular dentro del toroide genera un campo magnético B_z perpendicular al elemento Hall. Por medio de un divisor resistivo, el voltaje de línea hará circular una corriente I_y por el elemento Hall perpendicular al campo B_z . Se tendrá, debido al efecto Hall, un voltaje V_{hx} proporcional a B_z e I_y .

Como la densidad de flujo magnético B_z es producido por la corriente I de línea que se desea medir y la corriente que recorre la célula Hall es proporcional al voltaje del sistema, obtendremos un multiplicador cuya salida será proporcional a la potencia requerida por el consumidor.

A la salida del multiplicador se obtiene una señal analógica proporcional a la potencia instantánea.

Después esta señal pasa a una etapa de conversión digital para discretizar la señal analógica, generándose trenes de pulsos que son enviados al registrador.

b.3.3 Ventajas y desventajas del uso de esta tecnología

Las ventajas que presenta usar esta tecnología son:

- Sus partes constitutivas son muy sencillas.
- Tiene un moderado comportamiento a bajo costo.

Las desventajas que presenta esta tecnología son:

- El efecto Hall permite únicamente medición directa de energía activa. Para que pueda medirse energía reactiva debe usarse el método de desplazamiento de fase. Con esta tecnología no es posible medir potencia o energía aparente.
- La linealidad no es tan buena como la que se obtiene con la tecnología espacio-marca.
- Para la construcción y montaje del circuito multiplicador se debe poseer una tecnología avanzada, además que los materiales usados deben ser de muy alta calidad.

b.4 Transconductancia

b.4.1 Descripción del funcionamiento

El diagrama de bloques de un medidor, que usa esta tecnología de medida, se presenta en la figura 2.56.

Cuando se usa esta tecnología un solo circuito hace el censamiento y la multiplicación.

El circuito multiplicador que usa la transconductancia es un multiplicador analógico que permite obtener una señal analógica proporcional a la potencia consumida por el usuario, siendo imposible obtener las magnitudes V e I independientemente.

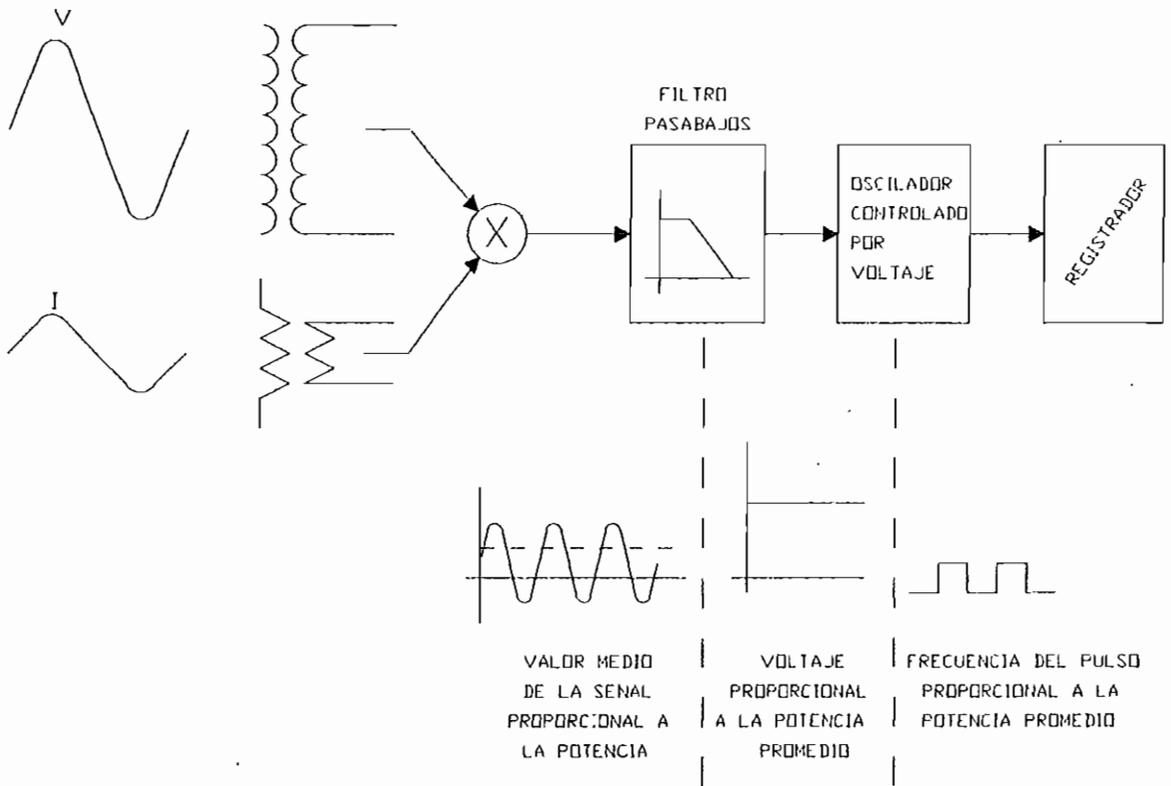


Figura 2.56: Diagrama de bloques de un medidor que usa la tecnología de la transconductancia

El funcionamiento del multiplicador a transconductancia se puede apreciar en la figura 2.57.

La señal que proviene del multiplicador pasa a un filtro pasabajos que permite obtener una señal de voltaje continua.

El oscilador controlado por voltaje permite generar un tren de pulsos cuya frecuencia es proporcional a la potencia promedio. Estos trenes de pulsos son enviados al registrador.

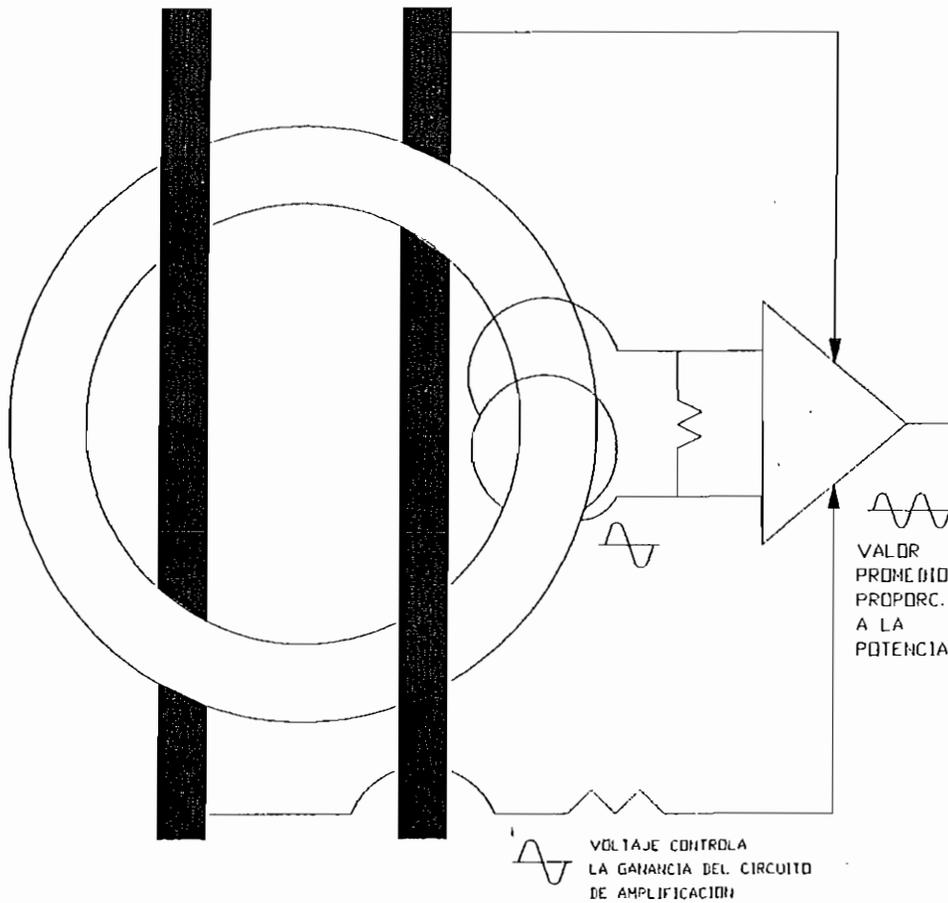


Figura 2.57: Multiplicador a transconductancia

b.4.2 Ventajas y desventajas del uso de la tecnología de transconductancia

Las ventajas de usar la transconductancia son:

- Esta tecnología se presta muy bien para procesos de fabricación de circuitos integrados.
- Con la transconductancia se tiene un rendimiento moderado a bajo costo.
- Esta tecnología es bien conocida.
- Esta tecnología es confiable.

Las desventajas de la transconductancia son:

- El rendimiento de los circuitos construidos en base a esta técnica de medición, en cuanto a su linealidad y temperatura, no es tan bueno como las tecnologías del muestreo digital o de espacio-marca.
- La utilización de la transconductancia para la medición polifásica no es muy adecuada.

La tecnología más utilizada para la fabricación de los medidores, que se usan para la facturación de la energía eléctrica, es el muestreo digital. Se usa la técnica del muestreo digital ya que permite obtener más magnitudes eléctricas que las otras tecnologías y además presenta mayor exactitud en la medición de la energía activa, reactiva, factor de potencia, etc. cuando se tienen cargas desbalanceadas con presencia de armónicos. Esto se debe a que el muestreo digital usa un método aritmético y realiza cálculos por fase, para determinar las diferentes magnitudes eléctricas.

2.2.1.2 Tipos y características de los medidores electrónicos

a. Medidores electrónicos comunes

Los medidores electrónicos pueden ser monofásicos o polifásicos.

a.1. Partes constitutivas de estos medidores

Los medidores electrónicos monofásicos y polifásicos, que se les utiliza para el registro de la energía y potencia eléctrica, están constituidos de los siguientes componentes:

a.1.1 Carcaza o cubierta protectora

La carcaza o cubierta protectora está compuesta de la tapa y la base.

a.1.1.1 Tapa del medidor

La tapa del medidor está generalmente hecha de policarbonato o acrílico y sirve para proteger a los circuitos del medidor del medio ambiente y especialmente de los rayos ultravioleta.

Se fabrican las tapas con este material para conseguir reducir el peso del medidor y además evitar la fragilidad que se tendría si se utilizara tapas de vidrio.

La parte frontal de la tapa puede ser fabricada de policarbonato claro o de vidrio tratado.

La forma de la tapa depende de la base que tenga el medidor. Si la base es tipo socket, la tapa es de forma cilíndrica, mientras que si la base es tipo bornera la tapa tiene una forma rectangular.

a.1.1.2 Base del medidor

Dependiendo de la conexión del medidor a la red, se pueden tener dos tipos de bases:

Base tipo socket.

Base tipo bornera.

- **Base tipo socket**

La base socket está formada de un chasis y de clavijas de contacto.

El chasis es elaborado de un material aislante, que resulta de la mezcla de resina y fibra de vidrio, lo que le hace resistente al arco eléctrico y contra golpes. El chasis sirve para proteger los circuitos eléctricos y electrónicos del medidor, contra los efectos del medio ambiente.

Además esta base tiene clavijas de contacto metálicas, hechas de acero inoxidable, para alimentar al medidor.

Entre la base y la tapa se tiene un empaque y un filtro de fibra de vidrio, para evitar la entrada de polvo y permitir la evacuación de la humedad.

- **Base tipo bornera**

La base es generalmente fabricada de aluminio fundido a troquel, lo cual le hace resistente a la corrosión.

La base tipo bornera tiene una caja de bornes, los cuales permiten la conexión a la red eléctrica. Esta caja de bornes está construida con un material plástico, resistente al arco eléctrico y a

la humedad. Esta caja tiene una tapa de aluminio, independiente de la tapa principal, con dispositivos para sellar.

La base y la tapa poseen dispositivos para sellar, para evitar el ingreso de polvo o agua al interior del medidor.

a.1.2 Tarjetas de circuitos impresos

Los medidores electrónicos están formados de dos tipos de tarjetas:

a.1.2.1 Tarjetas principales

a.1.2.2 Tarjetas opcionales

a.1.2.1 Tarjetas principales

El número de tarjetas principales, su estructura y la función que cumplen depende del fabricante de los medidores electrónicos, pero la mayoría de ellos utiliza tres tarjetas principales.

a.1.2.1.1 Tarjeta de transformación

Esta tarjeta está formada principalmente de:

- Transformadores de censamiento de voltaje o corriente.
- Transformador de suministro de energía.

Los transformadores de censamiento de voltaje y corriente reducen las señales de voltaje y corriente a niveles adecuados, para que sean compatibles con los circuitos de estado sólido. También estos transformadores aíslan eléctricamente los componentes electrónicos del medidor, de la red de alimentación.

El transformador de suministro de energía provee de energía a todos los componentes electrónicos del medidor.

a.1.2.1.2 Tarjeta de medición

La tarjeta de medición está compuesta fundamentalmente de:

- Cristal de reloj de cuarzo.
- Chips de medición.
- Potenciómetros de calibración.

El cristal de reloj de cuarzo provee una referencia de tiempo, independiente de la frecuencia de la línea.

Los chips de medición son los encargados de obtener la energía activa y reactiva consumida.

a.1.2.1.3 Tarjeta del registrador

La tarjeta del registrador está formada básicamente por:

- Pantalla líquida de cristal.
- Microprocesador.
- Configuración EEPROM.
- Memoria RAM.
- Diodos rojos emisores de luz visible.
- Diodos emisores de luz infrarrojo.
- Interruptor de junquillo.
- Interruptores internos, etc.

La pantalla líquida de cristal es la que permite mostrar información acerca de la operación del medidor. La información que puede ser desplegada es:

- Pulsos recibidos desde el medidor.
- Modos de operación.
- Cantidades medidas.
- Períodos de tarifa, etc.

El microprocesador es el que procesa la información que proviene del circuito de medida y permite desplegar esos datos en la pantalla de cristal líquido.

La configuración EEPROM sirve para el almacenamiento no volátil de los parámetros de operación del medidor.

La memoria RAM es usada para almacenar las lecturas que hace el medidor y registrar el estado del medidor.

Los diodos rojos emisores de luz visible son generalmente dos y proveen una indicación visual de los wh y varh.

Los diodos emisores de luz infrarroja son generalmente dos y se les usa para pruebas y calibración del medidor en bancos de pruebas. Estos proveen una interface a los bancos de pruebas para calibración.

El interruptor de junquillo, que se pone en funcionamiento por medio de un imán, activa la secuencia de despliegue desde el exterior del medidor, sin remover la tapa del mismo.

Los interruptores internos sirven para entrar en el modo de secuencia de prueba, para realizar el arranque inicial del medidor, para efectuar la inicialización de datos, etc.

a.1.2.2 Tarjetas opcionales

Las tarjetas opcionales, que pueden ser incluidas en un medidor, son:

a.1.2.2.1 Tarjeta de relés

Esta tarjeta provee salidas auxiliares para relés. Estos relés pueden ser programados para salida de pulsos, alarmas, control de carga, alertas a demanda umbral, etc. Los relés que se utilizan son de estado sólido o de mercurio humedecido.

Cada salida del relé es programada individualmente con una constante, que representa unidades eléctricas por pulso. Las unidades eléctricas que se definan dependen de la función que se le asigne al relé.

a.1.2.2.2 Tarjetas de comunicación

Cuando los medidores electrónicos tienen instalado estas tarjetas, se puede establecer comunicación remota con los mismos, usando además una estación central como punto de recolección de los datos transmitidos desde los medidores. La seguridad de estos datos está garantizado a través de códigos de identificación y de claves de acceso, que tiene cada medidor, los cuales son definidos por el usuario, cuando se programa al medidor usando el software correspondiente. También comandos y transferencia de datos son revisados en ambos terminales de la comunicación, es decir, en el medidor y en la estación central.

Las tarjetas de comunicación opcionales, que pueden ser instaladas en los medidores electrónicos, son la tarjeta de módem y la que tiene una interface comunicación de alta velocidad RS232.

*** Tarjeta de módem**

Esta tarjeta permite tener comunicación remota con el medidor electrónico, a través de la línea telefónica. La tarjeta de módem está compuesta básicamente por los siguientes componentes:

- 3 Leds para indicación visual; el primero indica la transmisión de datos, el segundo la recepción de datos y el tercero la marcación del tono.
- Chip del módem.
- Conectores RJ11 o RJ31, generalmente de 6 pines.

Con la tarjeta de módem instalada, el medidor puede iniciar una llamada a la estación central y a través de la línea telefónica, realizar una descarga de los datos almacenados en su memoria, a dicha estación. El medidor puede ser programado para discar a un número telefónico, denominado número primario, o a dos diferentes números telefónicos, denominados primario y secundario, considerando diferentes períodos de tiempo en el día. Estos números telefónicos son especificados por el usuario y tienen una extensión determinada de caracteres, dentro de los cuales se puede definir comandos de operación del módem, que afecten la tasa de baudios, marcación del tono, períodos de retardo, etc. Los números telefónicos son almacenados en la memoria del medidor.

Si la descarga de datos no es exitoso en los períodos de tiempo del día, y si el medidor está programado para discar cada día hasta tener éxito, entonces un intento de discado ocurrirá cada día, durante dichos períodos, hasta que los datos sean exitosamente descargados. Los intentos de discado son limitados a un número especificado por el usuario, por cada número telefónico, durante cualquier período de discado. Entre cada llamada existen un período de espera, definido en minutos.

La transmisión de datos, en la línea telefónica, se realiza a 300 o 1200 baudios asincrónicos, en forma dúplex.

Existen dos formas de conexión a la red telefónica; la una se denomina conexión RJ31 y la otra RJ11.

La conexión RJ31 se usa cuando la línea va a ser compartida con el abonado, por lo cual se requiere un censor de línea ocupada o de desconectado. Este censor hace que el medidor cuelgue, si se encuentra en línea, cuando el abonado levante el auricular para llamar, consiguiéndose de esta manera que el usuario tenga prioridad en el uso de la línea telefónica.

La conexión RJ11 se utiliza cuando la línea telefónica no va a ser compartida, es decir, será usada exclusivamente por el medidor y por lo tanto, no se requiere el censor.

Para conectar el medidor a la red telefónica se utiliza un cable telefónico, que va desde J9 (en la tarjeta del módem) a un conector externo, ubicado en la base del medidor; luego se usa una línea RJ11 o RJ31, que va desde el conector externo a la red telefónica. Esta línea tiene en sus dos extremos dos conectores, el tipo RJ11 ó el tipo RJ31.

*** Tarjeta con interface de comunicación de alta velocidad RS232**

Esta tarjeta tiene el conector RS232 de 6 pines, J10.

Con este pórtico de alta velocidad RS232 se puede realizar conexiones a un módem externo, para tener comunicación remota con el medidor.

a.1.2.2.3 Tarjeta de medida de amperios y voltios por fase

Con esta tarjeta opcional se obtiene medición de magnitudes eléctricas por fase tales como voltaje, corriente, corriente por el neutro; además es posible compensar las pérdidas en el transformador.

a.1.3 Batería

La batería del medidor contiene generalmente electrolito, en celdas de ácido-plomo.

La batería se usa para mantener algunas funciones del medidor durante los cortes de energía. Las funciones que soportará la batería cuando está cargada completamente son:

- El mantenimiento de la memoria RAM: Para retener los datos medidos.
- El mantenimiento del tiempo: La batería permite mantener el tiempo del reloj interno.
- La marcación de los intervalos: La batería provee de energía para periódicos trabajos del microprocesador durante cortes de energía que permiten efectuar los fines de intervalo, para el cálculo de la demanda.
- El discado telefónico opcional durante o después de la falla de energía: Cuando el medidor tiene la tarjeta opcional de módem y está formateado adecuadamente, puede llamar a la Central utilizando la energía de la batería cuando se produce una falla de energía.

Una batería puede durar 20 años almacenada (no conectada), siempre que se haga un control periódico de su nivel de carga. El tiempo de vida útil de la batería, cuando está conectada al medidor y está soportando las funciones del mismo debido a la falta de energía eléctrica, es aproximadamente 5 años a temperaturas alrededor de 23°C. [16]

El tiempo que mantienen la carga las baterías almacenadas depende de la temperatura del medio ambiente en donde se encuentran guardadas; a mayor temperatura del lugar de almacenamiento la batería se descargará más rápido. Es por esto que se recomienda guardar las baterías en sitios con temperaturas de alrededor de 20°C. [14]

a.1.4 Puerto óptico

El puerto óptico está montado sobre la parte frontal de la tapa del medidor y provee comunicaciones bidireccionales entre el medidor y una lectora de mano, lo que permite descargar los datos almacenados en la memoria del medidor a la lectora.

a.2 Características de este tipo de medidores

Las principales características de este tipo de medidores son:

- * Estos medidores son instrumentos electrónicos dirigidos por software, por lo que el usuario puede configurar o programar los medidores de acuerdo a sus necesidades.
- * Estos medidores ofrecen 3 modos de operación para desplegar los datos en la pantalla. Estos modos son:
 - Modo normal
 - Modo alternativo
 - Modo de prueba

En cada modo de operación se define la secuencia de presentación de los datos y las unidades eléctricas que se desea desplegar en la pantalla; es decir, el usuario define los elementos que quiere observar en cada modo de operación. Para definirlos debe programarse al medidor.

Generalmente el medidor estará funcionando en modo normal; en dicho modo el medidor desplegará las unidades eléctricas y datos definidos por el programador en forma sucesiva, para uso del abonado o del lector. En el modo alternativo se tendrán datos operativos y unidades eléctricas que requieren ver los funcionarios de la empresa eléctrica, para estudios específicos. El modo de prueba se usa para probar el funcionamiento del medidor, sin afectar los datos recolectados por el mismo.

- * Las magnitudes eléctricas que se requieran medir son seleccionadas por el usuario a través de programación.

Con estos medidores se pueden obtener las siguientes magnitudes eléctricas:

- Energía activa entregada o recibida.
 - Energía reactiva entregada o recibida.
 - Energía y potencia aparente.
 - Factor de potencia.
 - Demanda indicativa: es la máxima demanda dentro de un período establecido por el usuario del medidor.
 - Demanda acumulativa: es la suma de las máximas demandas de todos los períodos definidos por el usuario.
 - Demanda acumulativa continua: es la suma de las demandas indicativa y acumulativa, etc.
- * Todas las unidades eléctricas seleccionadas por programación para ser desplegadas en pantalla, pueden ser almacenadas en el medidor en una base de tiempo de uso de la energía, lo cual permite realizar una tarificación en tiempo real considerando diferentes estaciones, diferentes días dentro de la semana, etc.
- * En estos medidores se pueden tener claves de acceso o códigos de seguridad; los cuales no permiten programar o reprogramar el medidor, ni adquirir los datos almacenados en el mismo. Además pueden estar provistos de un conector de no formateo, el cual cuando está instalado en el medidor, no permite programar al mismo, constituyéndose en una llave física.
- * Estos medidores tienen precisión de 0.2, 0.5, 1 o 2.
- * El medidor puede registrar y grabar la demanda en intervalos, lo cual permite generar perfiles de carga. Para ello se debe definir la longitud del intervalo de demanda, que generalmente es 15 minutos, el número de bits de almacenamiento, etc.
- * El medidor permite monitorear la calidad del servicio de energía eléctrica. Para realizar esta tarea el medidor efectúa las siguientes acciones:
- Detecta sobrevoltajes o sobrecorrientes: Para realizar esta tarea se deben definir primeramente, mediante programación, las cantidades umbrales máxima y mínima, el tiempo que debe durar el evento para que sea considerado en la detección.
 - Detecta magnitudes eléctricas mayores que una umbral definida por programación, tales como demanda, energía activa, reactiva, etc.
 - Detectar voltajes menores que el definido por el usuario. En este caso los medidores le indican además de la magnitud, la fase donde ocurrió, la fecha y el día del suceso.

- Determina la existencia o no de la distorsión armónica en las medidas realizadas de la energía o de la potencia.
 - Monitorea el balance de fases: El medidor realiza esta tarea cuando la diferencia entre los voltajes de diferentes fases o entre corrientes de diferentes fases exceden un voltaje o corriente umbral.
 - Monitorea la frecuencia.
- * Cuando los medidores electrónicos están equipados con las tarjetas de comunicación, pueden ser programados para iniciar una llamada telefónica a la estación central, cuando ocurren algunos de los siguientes eventos:
- Cambio del estado inicial de las magnitudes eléctricas de entrada, por ejemplo, para monitorear la pérdida de voltaje en una fase.
 - Diagnóstico de autoprueba de falla.
 - Llamada en el evento de una falla de energía: El medidor electrónico puede ser programado para llamar a la estación central, cuando ocurre una interrupción del servicio de energía eléctrica. Esta característica se puede seleccionar para que suceda después de un tiempo programado, dentro de la falla, para lo cual se debe usar la batería, o después del corte de energía.
 - Llamada programada: El medidor puede ser programado para iniciar la descarga de los datos a la estación central.

También al estar equipado los medidores electrónicos con las tarjetas de comunicación se puede establecer comunicación con los mismos, desde la estación central, para programarlos, darles instrucciones operativas, etc.

- * Los medidores electrónicos pueden registrar diferentes magnitudes eléctricas entregadas al consumidor, por parte de la empresa suministradora de energía eléctrica, funcionando de esta manera como un medidor convencional. Pero también pueden efectuar mediciones, considerando un flujo bidireccional, es decir desde la empresa eléctrica hacia el consumidor y viceversa, con lo se registrarán magnitudes eléctricas entregadas al abonado y recibidas del mismo; dicha característica se conoce como medición en cuatro cuadrantes.
- * Con los medidores electrónicos se puede realizar control de carga; así a través de los mismos la empresa eléctrica podría controlar el funcionamiento de los sistemas de calefacción o aire acondicionado de un determinado hogar, durante ciertas horas del día. Para ello los medidores

deben estar equipados con una tarjeta de comunicación, que permita conectarse a un módem externo.

b. Medidores electrónicos de prepago

Estos medidores electrónicos forman parte de un sistema completo de pago, por consumo de electricidad. Este sistema es una estructura de pago, que usa básicamente tarjetas para la compra de electricidad.

b.1 Partes del sistema de prepago por consumo de electricidad

Las partes del sistema de prepago de electricidad, mostradas en el diagrama de bloques de la figura 2.58, son:

b.1.1 Tarjeta de crédito para compra de electricidad

b.1.2 Medidor de prepago

b.1.3 Terminal ubicado en el sitio de venta de las tarjetas de crédito

b.1.4 Estación maestra del sistema o controlador

b.1.5 Equipo adicional de servicio

En el diagrama de bloques de la figura 2.58 se observan todos los elementos que componen este sistema, pero el equipo mínimo necesario para poder implementar el sistema de prepago es el medidor electrónico de prepago, el terminal ubicado en el punto de venta y la tarjeta del consumidor.

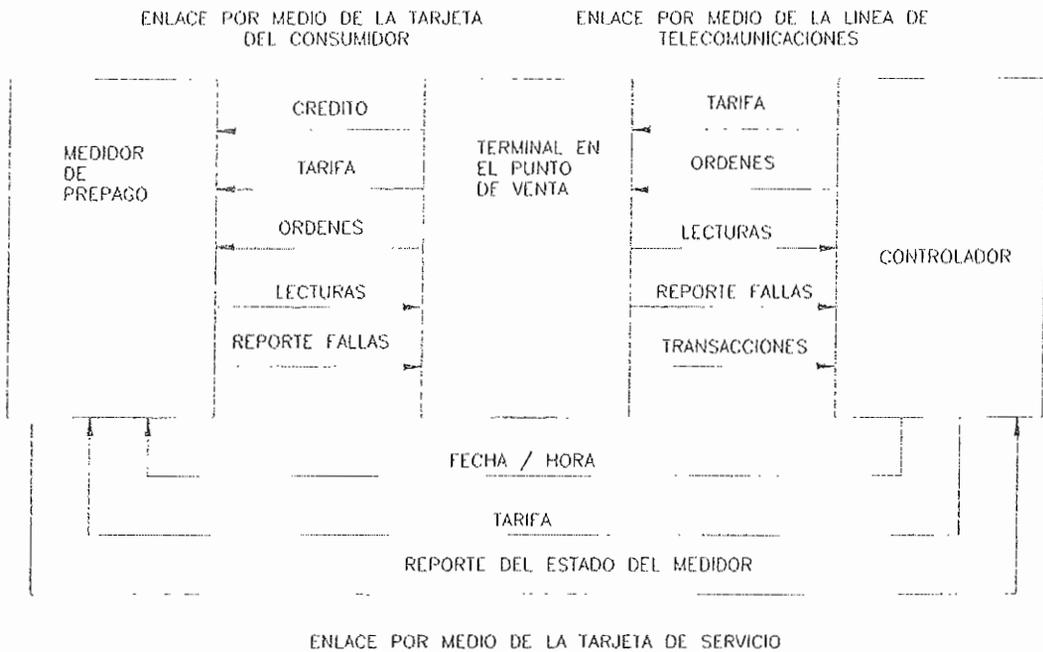


Figura 2.58: Diagrama de bloques del sistema de prepago por consumo de electricidad

Como se puede apreciar en la figura anterior, existen dos caminos de transferencia de datos entre los medidores de electricidad de los consumidores y el controlador, el primero es a través de la tarjeta del consumidor y la línea de telecomunicaciones y el segundo camino es a través de la tarjeta de servicio. Los datos que se transfieren comprenden tablas de tarifa, lecturas de los medidores, mensajes de órdenes, reportes de fallas, etc.

b.1.1 Tarjeta de crédito para compra de electricidad

Estas tarjetas de crédito son programadas en una computadora y pueden tener circuitos integrados en su estructura, tales como un microprocesador, memoria no volátil.

El sistema de prepago usa dos tipos de tarjetas de crédito; la tarjeta del consumidor y la tarjeta de servicio.

b.1.1.1 Tarjeta del consumidor

La tarjeta del consumidor transfiere datos, en cualquier dirección, entre el medidor del consumidor y el terminal que se encuentra en el sitio de venta. Esta tarjeta es programada con números de referencia, únicamente identificados por el consumidor y su medidor. Solamente

cuando estos números se igualan con los del medidor se puede cargar la tarjeta en el mismo. Esto asegura que una tarjeta del consumidor pueda ser solamente usada en un medidor.

Normalmente la tarjeta del consumidor es válida para un solo medidor y por una sola vez.

b.1.1.2 Tarjeta de servicio

La tarjeta de servicio es usada por un empleado de la empresa eléctrica para funciones de programación, reprogramación, tareas de servicio para el medidor, y como medio de transferencia de datos entre el medidor y el controlador. Con esta tarjeta se puede prestar servicio a algunos medidores.

Las típicas tareas de servicio son:

- Ajuste del reloj del medidor.
- Fallas en el limpiado de la memoria del medidor.
- Proveer datos globales, tales como tarifas, crédito de emergencia límite o umbral, etc.
- Coleccionar información del estado del medidor: lecturas y parámetros operativos del medidor, reportes de seguridad.

Esta tarjeta tiene un reloj de tiempo real y una batería de respaldo, que le permite cumplir adecuadamente sus funciones. Posee esta estructura, porque se la utiliza en el sitio donde están instalados los medidores de prepago.

b.1.2 Medidores de prepago

b.1.2.1 Estructura de los medidores de prepago

Los medidores de prepago están formados de un circuito integrado, que realiza la medición de la energía eléctrica, un lector de tarjeta, un microprocesador, un contactor, una pantalla de cristal líquido y un chip de memoria. Todos estos elementos se puede apreciar en la figura 2.59.

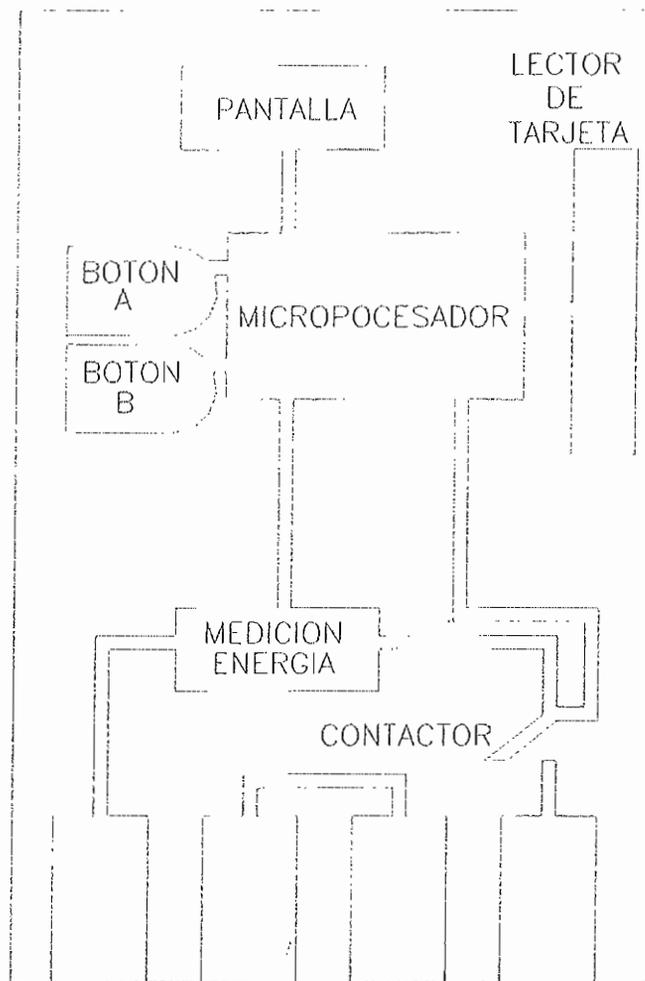


Figura 2.59: Estructura interna de un medidor de prepago

Además en la estructura interna del medidor se tienen molduras para guiar la entrada de la tarjeta.

La cubierta del medidor está formada por dos partes, una base y una unidad activa. La base está cubierta con una tapa de plástico, para evitar contactos accidentales. En la unidad activa se encuentran los elementos electrónicos y la interface para el usuario. Por medio de conectores, que posee la unidad activa, se enchufa a la base. Además se asegura la unidad activa a la base por medio de 2 tornillos cubiertos con sellos, que se destruyen al removerlos.

b.1.2.2 Tipos de medidores

Existen dos tipos de medidores de prepago, los monofásicos y los trifásicos. Estos medidores sólo registran energía activa.

b.1.2.2.1 Medidores monofásicos

Existen dos tipos de medidores monofásicos de prepago, el que es accionado por una tarjeta magnética y el que es accionado por una tarjeta numérica.

En el medidor accionado por la tarjeta numérica, para transferir crédito al mismo, se debe introducir 20 dígitos numéricos, que están escritos en la tarjeta, para lo cual se usa un panel con botones para pulsar (elemento 7 de la figura 2.60), que se encuentra en la parte frontal del medidor.

En el segundo tipo de medidor, para transferir la energía eléctrica comprada se debe introducir la tarjeta magnética en un orificio, que se encuentra en la parte frontal del medidor.

Los medidores monofásicos tiene normalmente los siguientes componentes:

- Una pantalla de cristal líquido, donde se indica el crédito remanente que tiene el medidor y los KWh comprados (elemento 1 de la figura 2.60).
- Un circuito breaker para protección contra sobrecarga y de desconexión. Este se desconecta cuando el crédito ha finalizado o cuando hay muchos aparatos eléctricos en uso. La corriente de disparo del breaker puede ser fijada a un valor menor al nominal, lo cual se especifica cuando se efectúa la programación inicial del medidor. Los medidores monofásicos tienen 1 circuito breaker (elemento 2 de la figura 2.60).
- LEDs que le indican al consumidor si el crédito de electricidad está bajo o finalizó (elemento 3 de la figura 2.60).
- LEDs que le indican al consumidor si la tarjeta fue aceptada o rechazada (elementos 4 y 5 de la figura 2.60).
- Un LED que indica la velocidad de consumo de la electricidad, lo cual permite concientizar a los usuarios para que efectúen la conservación de la energía. Este LED fulgura más rápido mientras más electricidad se usa (elemento 6 de la figura 2.60).

En la figura 2.60 se muestra la parte frontal de un medidor monofásico, que se activa con una tarjeta numérica.

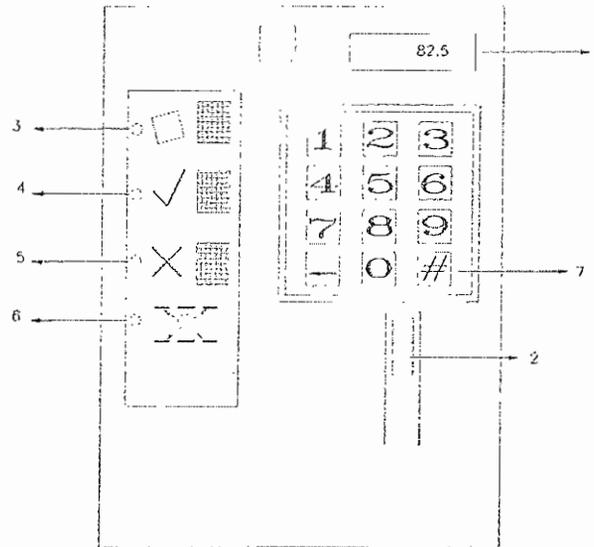


Figura 2.60: Vista frontal de un medidor monofásico de prepago

b.1.2.2.2 Medidores trifásicos

Al igual que los medidores monofásicos, existen dos tipos de medidores trifásicos, el que es accionado por una tarjeta numérica y el que es accionada por una tarjeta magnética.

Cuando se realiza la transferencia de crédito de electricidad al medidor, por medio de cualquiera de las dos tarjetas, éstas ya no pueden ser usadas otra vez. En el caso de la tarjeta magnética, una vez leída dentro del medidor, es marcada y borrada por el mismo.

Los elementos constitutivos de los medidores trifásicos son:

- Un interruptor interno por fase, el cual puede ser programado para que se desconecte a una corriente menor a la nominal.
- Una pantalla de cristal líquido que indica si la tarjeta fue aceptada o rechazada, el estado del interruptor interno, el consumo , crédito disponible, etc.
- Un LED emisor de luz, que le indica al usuario la velocidad de consumo de la electricidad.
- Un puerto óptico, que sirve como interface para un lector, obteniéndose una lectura en el sitio donde está ubicado el medidor.

- Un supresor de picos por fase, para proteger a los circuitos electrónicos de bajos voltajes y sobrevoltajes.

En la figura 2.61 se muestra la parte frontal de un medidor trifásico de prepago, activado con una tarjeta magnética.

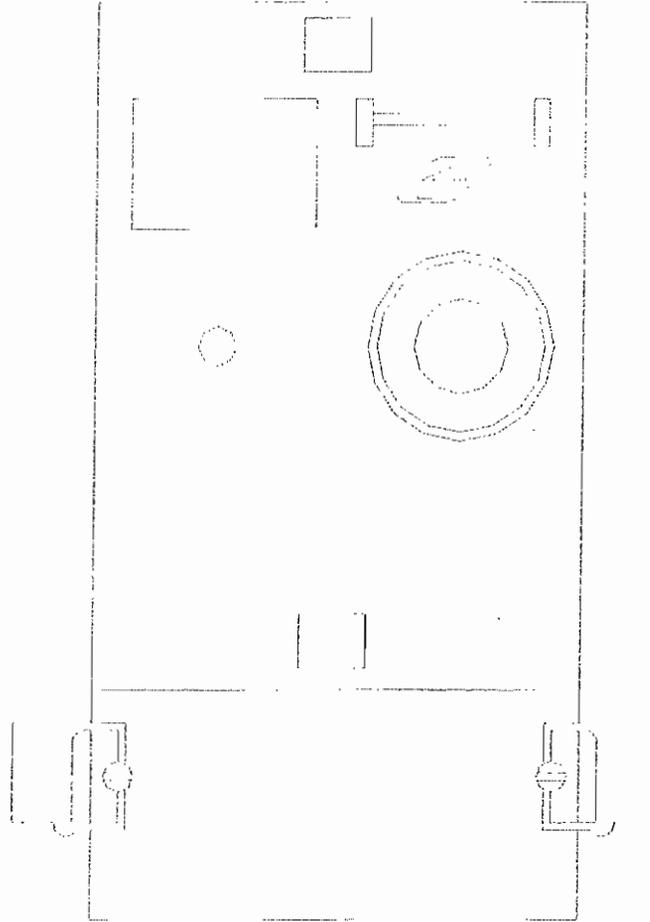


Figura 2.61: Vista frontal del medidor trifásico de prepago

b.1.2.3 Operación de los medidores

El consumidor usa una tarjeta, llamada tarjeta del consumidor, para comprar electricidad. Este crédito, junto con otros datos tales como información tarifaria, mensajes con órdenes, son transferidos al medidor, cuando se inserta la tarjeta en el mismo.

Mientras la tarjeta está dentro del medidor recibe lecturas del consumo de electricidad, mensajes de fallas y fraudes y la situación de crédito, los cuales son transferidos al terminal, que existe en el sitio de venta, cuando se compra la siguiente tarjeta de crédito.

Los detalles de las transacciones, junto con la información del medidor, son enviados periódicamente por medio de líneas de telecomunicaciones desde los terminales de los sitios de venta a una computadora, donde se instala el controlador.

Para tener información adicional tal como la energía consumida, información de tarifa, etc., se debe presionar el botón, que se encuentra en la parte frontal de la tapa del medidor. Una vez presionado el botón comienza la secuencia de despliegue, que fue especificada por la Empresa Eléctrica. Si el botón no ha sido presionado en un período de 10 segundos, en la pantalla aparecerá el crédito disponible.

El medidor no tiene definida sus funciones operativas y el contactor está abierto, cuando no está conectado a la red eléctrica.

Una vez instalado el medidor y alimentado con energía se procede al programar el mismo. Para ello se usa la tarjeta de servicio, la cual es insertada dentro del medidor para que se transfieran las instrucciones de programación al mismo. Estas instrucciones son desplegadas en la pantalla. Durante este proceso de programación un número de código tarifario y un número de referencia del consumidor son introducidos. Después de realizado esto se produce una descarga de los parámetros del medidor a la tarjeta de servicio, la cual transfiere esta información al controlador. En este momento el medidor está listo para trabajar.

Con esta forma de programar al medidor se asegura que este tendrá una tarjeta específica del consumidor, la cual no podrá ser usada en otro medidor.

En el modo de prepago, el medidor mide la energía usada y se disminuye el crédito que fue transferido al medidor, desde la tarjeta del consumidor. La proporción a la cual el crédito se utiliza depende del uso de la energía y la estructura tarifaria que se utilice. Cuando todo el crédito ha sido usado se produce la desconexión automática del suministro de electricidad, por parte del medidor. Una desconexión del suministro de electricidad es automáticamente restaurada una vez que una tarjeta válida del consumidor, conteniendo crédito comprado, se inserte dentro del medidor.

El medidor puede ser programado de acuerdo a dos condiciones de crédito de emergencia, para que no se produzca la desconexión del flujo de energía eléctrica, cuando el crédito alcance el valor de cero.

- Crédito de emergencia límite

El medidor puede ser programado para ofrecer una cantidad adicional de crédito, conocida como crédito de emergencia límite, el cual cuando es seleccionado, se pone en disposición del consumidor, cuando su crédito normal ha alcanzado el valor de cero.

Cuando este crédito ha sido usado se produce la desconexión automática del suministro de electricidad por parte del medidor.

- Crédito de emergencia umbral

El medidor puede ser programado con una característica de no desconexión, la cual consiste en definir un punto máximo, hasta el cual el crédito de emergencia todavía es útil (crédito de emergencia umbral). Si se supera el período de tiempo definido por este punto, debido a que el usuario incurrió en un débito, el contactor se abre y el medidor se desconecta automáticamente.

Estos créditos de emergencia sirven cuando el usuario encuentra que su crédito está agotándose o ya se ha agotado, y que él no tiene la posibilidad de comprar más crédito en ese momento.

Para restaurar el suministro de energía, en cualquiera de los dos casos citados anteriormente, se procede a comprar una tarjeta del consumidor, que contenga crédito, e insertarla dentro del medidor.

Para transferir los créditos de emergencia al medidor se usa una tarjeta del consumidor, que contenga comandos especiales.

Para restaurar el crédito de emergencia usado se debe comprar suficiente crédito, de tal manera que se cubra el crédito de emergencia definido y quede un crédito que permita el funcionamiento adecuado del medidor. Si la cantidad de crédito no es suficiente para cubrir todo el

crédito de emergencia, entonces se puede programar al medidor para que coja un porcentaje del crédito para parcialmente cubrir el crédito de emergencia, dejando el resto para energía.

El medidor, además de trabajar en el modo de prepago, puede ser programado para operar dentro de otros tres modos, los cuales ofrecen al consumidor diferentes métodos de pago por el consumo de la energía eléctrica.

Los tres modos son: modo crédito límite, pago semanal y modo crédito.

- **Modo de crédito límite**

En este modo de operación, al medidor se le programa para que tenga una cantidad de energía adicional, la cual no forma parte de la energía comprada por el usuario. Esta cantidad de energía corresponde a un crédito, que la empresa eléctrica le concede a dicho usuario; el cual se denomina crédito límite.

Si el abonado consume más energía que la correspondiente al crédito límite, el contactor del medidor se abre.

- **Pago semanal**

En el modo de operación pago semanal, el usuario paga una cantidad específica cada semana. Con esta forma de recaudación se asegura pagos regulares, pero se puede generar una deuda, debido a que el abonado puede consumir más energía de la que está pagando.

En base al monto de la deuda se produce la desconexión del medidor, así si la deuda es algunas veces mayor que la cantidad que se paga semanalmente, se produce dicha desconexión. El monto de deuda es definido por la empresa eléctrica.

- **Modo de crédito**

En este modo de operación, la unidad opera como un medidor de crédito normal. La energía usada es medida y puede ser desplegada sobre la pantalla. Las lecturas del medidor pueden ser transferidas al terminal, usando ya sea la tarjeta del consumidor o la tarjeta de servicio.

b.1.2.4 Funciones del medidor

El medidor ejecuta muchas funciones, indiferente de su modo de operación, siendo las más principales la tarificación, mensajes con órdenes y reportes de fallas y fraudes.

b.1.2.4.1 Tarificación

Durante el proceso de programación inicial, una tarifa y su código son introducidos dentro del medidor. La tarjeta del consumidor, comprado en el sitio de venta, contiene el crédito comprado y el dato global. El dato global incluye la tarifa, identificada por el código tarifario, junto con parámetros adicionales tales como crédito de emergencia umbral y límite, el porcentaje de débito, etc.

Cuando la tarjeta es insertada dentro del medidor, el dato global es verificado y si éste contiene más datos informativos de los que están en el medidor, estos son transferidos a la memoria de los medidores.

Con estos medidores se puede implementar una estructura tarifaria, en la que se puede considerar tipos de estaciones, definir períodos de tiempo durante el día, uso que se de a la energía entregada por la empresa eléctrica.

Si se definen períodos de tiempo durante el día, la energía que se consume durante los mismos, se puede almacenar en cualquiera de los siete registros que poseen los medidores de prepago.

También en estos medidores se puede definir tarifas de acuerdo a la cantidad de energía eléctrica consumida por el usuario, es decir, se puede definir una tarifa desde cero hasta una cantidad determinada de KWh, otra tarifa desde esta cantidad hasta otra, etc.

b.1.2.4.2 Mensajes con órdenes

Los mensajes para el medidor de prepago son transmitidos desde el controlador, a través del terminal y la tarjeta del consumidor. Entre estos se tienen:

- Nuevo consumidor: Envía los datos correspondientes del nuevo consumidor y resetea al medidor.

- Reemplazo de tarjeta: Envía la información de la nueva tarjeta.
- Cambio de tarifa: Reemplaza el código tarifario que se está usando por otro.
- Cambio del modo: Fija otro modo de operación del medidor.
- Cancelación de un consumidor: Esta orden hace que en el medidor se borre el código de referencia, el código tarifario y se abra el contactor.
- Cancelación de una deuda: Borra de la memoria del medidor una deuda que está pendiente.
- Ajuste de crédito: Fija el crédito, que fue comprado por el abonado, en el medidor.
- Generación de una descarga de datos: Esta orden produce una descarga de las lecturas del medidor y de su estado de crédito, con la respectiva hora y la fecha en que se produce.

Todos los mensajes introducidos al medidor son reconocidos, receptados e implementados por él.

Si una orden cambia los parámetros del medidor, una descarga instantánea de las lecturas del medidor y del estado financiero es automáticamente efectuada hacia la tarjeta, la cual transfiere dicha información al terminal ubicado en el punto de venta.

b.1.2.4.3 Información de fallas y fraudes

Las fallas y fraudes son grabados en la memoria del medidor, para después ser transferidos a la tarjeta y de allí al terminal ubicado en el punto de venta. Esta información se generará como un reporte de seguridad.

Las fallas y fraudes incluyen:

- Energía reversa.
- Ajuste del reloj.
- Pérdida del suministro de energía eléctrica.

Cuando el reporte de la falla o el fraude es transferido al terminal se produce el reconocimiento de dicho hecho.

b.1.3 Terminal ubicado en el sitio de venta

El terminal, generalmente ubicado en el sitio de venta de las tarjetas, es una computadora operada por el vendedor, el cual pide la tarjeta de identificación del consumidor y ejecuta la operación tecleando sobre la pantalla de la computadora; además se tienen comandos de ayuda en pantalla que guían al vendedor para que utilice correctamente las funciones existentes. Junto con el terminal hay una impresora para realizar reportes, para imprimir tarjetas numéricas, facturas, etc.

El terminal almacena datos globales que le transfieren las tarjetas individuales, los cuales son después transmitidos al controlador. Además el terminal actualiza tarjetas del consumidor y guarda los datos transferidos desde los medidores, acerca de su estado operativo.

La información que almacena el terminal puede ser transferido al controlador vía módem o disquete.

El terminal puede actuar como un unidad de administración, control y supervisión independiente, o como un "esclavo", cuando existe un sistema con estación maestra.

Los niveles de operación, en los cuales puede trabajar el terminal, son tres: operador, supervisor y administrador. Para acceder a cada nivel de operación se requiere una tarjeta y una clave de acceso. El usuario puede cambiar su clave de acceso e incluso se puede programar para que las claves expiren en una fecha determinada, lo cual fuerza a los usuarios a cambiar su clave regularmente. En el nivel del operador, se pueden efectuar tareas tales como vender tarjetas de crédito de electricidad, registrar y borrar consumidores, etc. En el nivel de supervisor, se permite realizar tareas asociadas a la administración del sistema y se puede tener cuatro supervisores en este nivel. El nivel del administrador es usado por autoridades de la empresa eléctrica, para fijar los parámetros de operación del terminal, de acuerdo a sus necesidades y además para hacer diagnósticos del mismo.

b.1.3.1 Operación

Cuando una tarjeta del consumidor es insertada en el terminal, ésta es revisada por el mismo. Una vez que el terminal verifica la tarjeta, se procede a transferir el crédito comprado a la misma. Un recibo, donde consta la transacción de recepción efectuada, es producida como prueba de compra para el consumidor.

Cuando se inserta una tarjeta en el terminal se transfieren órdenes específicas para el medidor, datos globales, información tarifaria. Durante este mismo proceso también se recuperan lecturas del medidor y reportes de eventos desde la tarjeta y se almacenan en un reporte de transacciones, para transferencia posterior al controlador.

El terminal del punto de venta es actualizado periódicamente, usualmente una vez al día, en la noche. Durante esta actualización, todos los detalles de las transacciones hechas son transferidos al controlador. En este punto, el controlador carga cualquier mensaje de nuevo consumidor o cambios de tarifa.

Los parámetros operacionales del terminal pueden también ser transmitidos. Con esta acción se asegura un control total de cada transacción hecha en el terminal y el crédito total existente entre actualizaciones.

Para manejar el terminal o para ver sus datos de operación se debe conocer las claves de acceso; lo cual garantiza la seguridad y confiabilidad en el manejo del mismo.

El valor de cada transacción es sumado dentro de un registro, donde se encuentran las transacciones anteriores de las antiguas actualizaciones. Estos registros son impresos por el supervisor y son transferidos, durante la actualización, a la Empresa Eléctrica. Estos valores son usados por la Empresa Eléctrica y el supervisor para verificar que los pagos fueron cobrados correctamente, cuando se hicieron las ventas de electricidad en el terminal.

b.1.4 Controlador

Dentro del sistema de prepago, el controlador es el encargado de proveer el manejo de la base de datos y bancario, administrativo y de control contra fraudes, constituyéndose en la estación maestra de dicho sistema. El sistema de estación maestra se comunica con el terminal, en regulares intervalos de tiempo, permitiendo flujos de datos permanentes.

Las funciones principales del controlador son:

- Generar ordenes específicas para el medidor y datos globales originales (tarifas y crédito de emergencia límite/umbral).
- Efectuar la actualización de los terminales en los sitios de venta.

- Mantener la base de datos del consumidor.
- Producir reportes estadísticos.

Para realizar estas funciones el controlador necesita un software especial. Este software debe estar instalado en una computadora personal 486 y requiere un módem para tener la conexión al sistema exterior. El software está formado por los siguientes componentes:

- **Software de comunicaciones**

Con el software de comunicaciones, el controlador periódicamente envía datos a los terminales, para actualizar las funciones de los mismos. Los datos transferidos incluyen:

- Datos globales que comprenden tarifas y el crédito de emergencia límite y umbral.
- Mensajes con órdenes para el medidor.
- Información acumulada del estado del medidor, estos datos son enviados desde el terminal al controlador.

El controlador se comunica con el terminal por medio de un módem, pudiendo tener conectado a él algunos terminales.

- **Software de la base de datos**

El software de la base de datos es usado para almacenar y mantener los datos de los consumidores y producir reportes estadísticos, transacciones de ventas hechas en el terminal, balances de energía, etc. La base de datos usada puede ser instalada en la computadora principal. La base de datos puede ser interrogada por terminales “esclavo”, ubicados en la red. Múltiples controladores pueden alimentar una misma base de datos.

Adicionalmente, el controlador puede generar una tarjeta especial, llamada tarjeta de servicio, la cual es usada por un empleado de la Empresa Eléctrica para realizar ciertas acciones de servicio, en el mismo sitio donde están ubicados los medidores.

b.1.5 Equipo adicional de servicio

Entre el equipo adicional, que puede implementarse en el sistema, se tiene:

b.1.5.1 Lector

El lector sirve para extraer datos del medidor y puede ser usado en el sitio donde el medidor está instalado, pues posee una batería.

Con el lector se pueden extraer los siguientes datos del medidor:

- Crédito remanente.
- Consumo de electricidad con la fecha.
- Versión del software.
- Reporte del estado del medidor, etc.

Estos datos capturados por el lector se pueden imprimir.

b.1.5.2 Carga de prueba calibrada

La carga de prueba es una carga resistiva, que usada juntamente con el lector, sirve para verificar la calibración del medidor.

b.2 Beneficios del sistema de prepago por consumo de electricidad

El sistema de prepago ofrece a las Empresas Eléctricas los siguientes beneficios:

1. Se mejora el flujo de caja, ya que:

- Se asegura recaudar pagos adelantados.
- Se consigue una frecuencia garantizada de pagos:
- Hay una anticipada recuperación de débitos.
- Se tiene control sobre situaciones futuras de débito.
- No se producen recibos para facturación.

2. Se mejora la recolección de datos, puesto que:

- Se consigue una lectura automática y regular del medidor.
- Se generan amplios reportes de fallas y fraudes.

- Se tienen reportes automáticos del estado de los medidores.
 - Se obtienen lecturas oportunas, para realizar reportes estadísticos.
3. Se obtiene un mantenimiento bajo, ya que:
- El medidor no requiere de frecuentes exámenes.
 - El sistema no requiere de visitas de servicio, ya que es autónomo.
 - Hay un reducido número de desconexiones.
 - Se elimina la desconexión y reconexión, por no pago de los consumidores.
 - No se necesita lectores de medidores.
 - Reduce el costo del manejo del sistema.
4. Se puede realizar control por fraude.
5. El sistema de prepago es versátil, ya que permite tener una estructura tarifaria variable.
6. Se tienen dos caminos de comunicación entre el medidor y el controlador.

El servicio al consumidor es mejorado, ofreciendo al mismo los siguientes beneficios:

1. Manejo de su presupuesto.
2. Control del uso de su electricidad.
3. Eliminación de la desconexión y los costos de reconexión.
4. Conveniencia de la compra.

2.2.2 Diagramas de conexión de los diferentes tipos de medidores [15]

Dependiendo de la conexión del medidor a la red, se tienen dos bases, la socket y la tipo bornera. En los diagramas de conexión se usará la letra S para indicar que es una base tipo socket, y la letra A para un base tipo bornera.

2.2.2.1 Conexión en el lado de bajo voltaje

- a. Redes monofásicas
- b. Redes trifásicas

a. Redes monofásicas

a.1 Redes monofásicas bifilares

a.1.1 Medición directa

Para redes monofásicas de 2 hilos o bifilares, se usan medidores electrónicos monofásicos de 1 elemento, 2 hilos, forma 1S o 1A.

El diagrama de conexión se muestra en la figura 2.62.

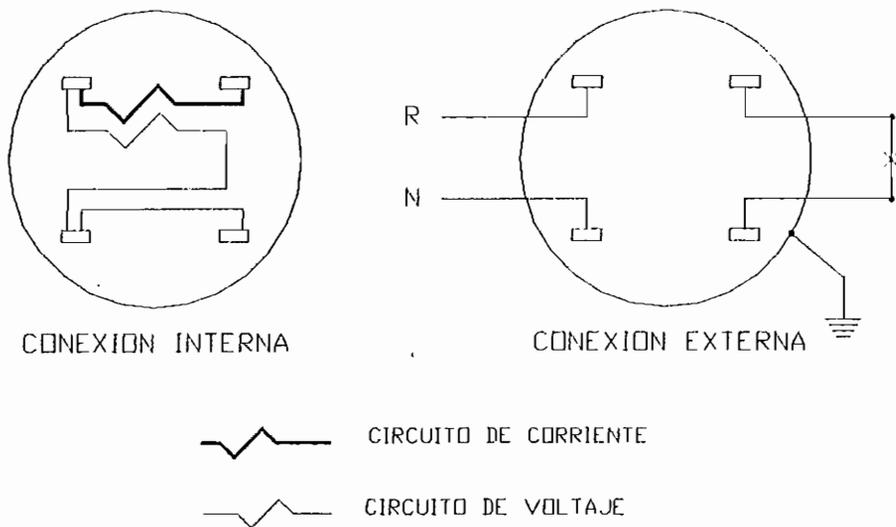


Figura 2.62: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 1S

El circuito de corriente es el componente del elemento de medida, a través del cual circula corriente de la red a la cual está conectada el medidor electrónico. El circuito de voltaje es el componente del elemento de medida, el cual está conectado al voltaje de la red donde está instalado el medidor. [31]

a.1.2 Medición semidirecta

Para medición semidirecta en redes monofásicas bifilares se usan generalmente medidores electrónicos de 1 elemento, 2 hilos, forma 3S o 3A, con un transformador de corriente.

El diagrama de conexión se muestra en la figura 2.63.

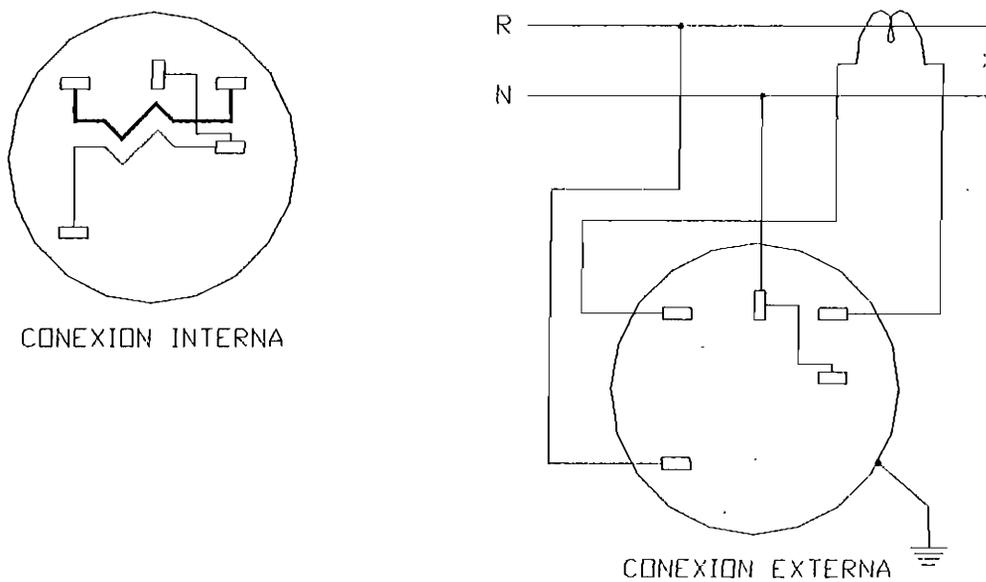


Figura 2.63: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 3S

a.2 Redes monofásicas trifilares

a.2.1 Medición directa

En este tipo de red se usan medidores electrónicos monofásicos de 1 elemento, 3 hilos, forma 2S o 2A.

El diagrama de conexión se muestra en la figura 2.64.

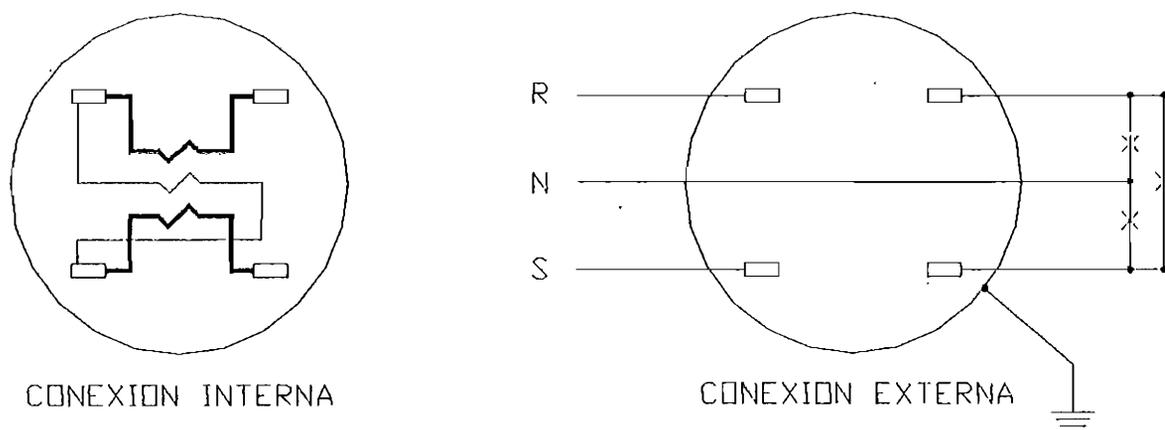


Figura 2.64: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 2S

a.2.2 Medición semidirecta

Para medición semidirecta se usan medidores monofásicos de 1 elemento, trifilares, forma 4S o 4A conectados a la red con dos transformadores de corriente.

El diagrama de conexión se muestra en la figura 2.65.

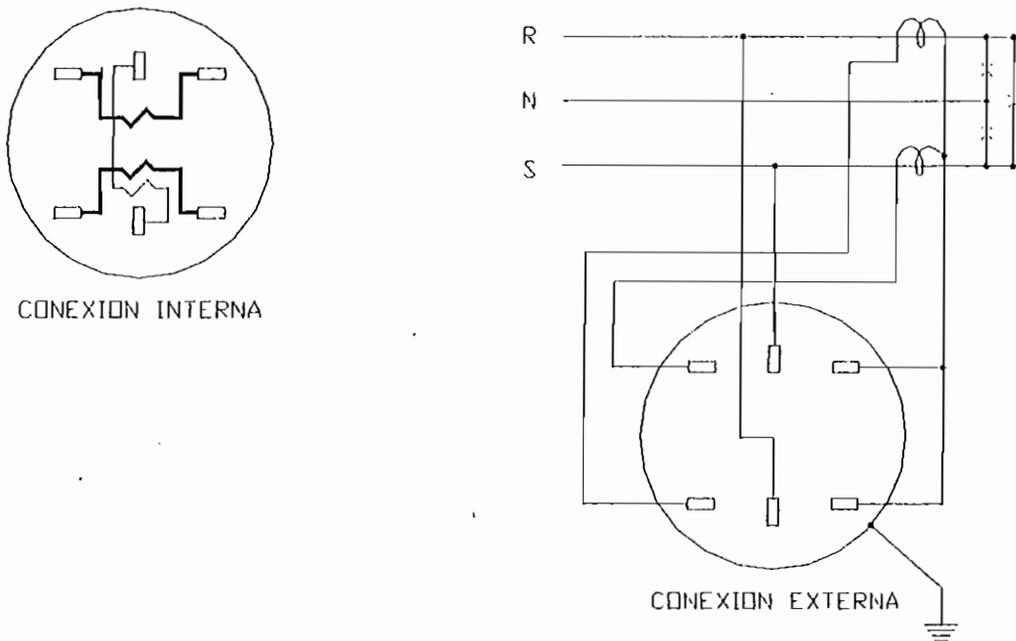


Figura 2.65: Diagrama de conexión del medidor forma 4S

b. Redes trifásicas

b.1 Redes bifásicas trifilares

b.1.1 Medición directa

Para redes de 2 fases, 3 hilos se usan medidores de 2 elementos, 3 hilos, forma 12S, 12A o 13S, 13A.

El diagrama de conexión del medidor 12S se muestra en la figura 2.66.

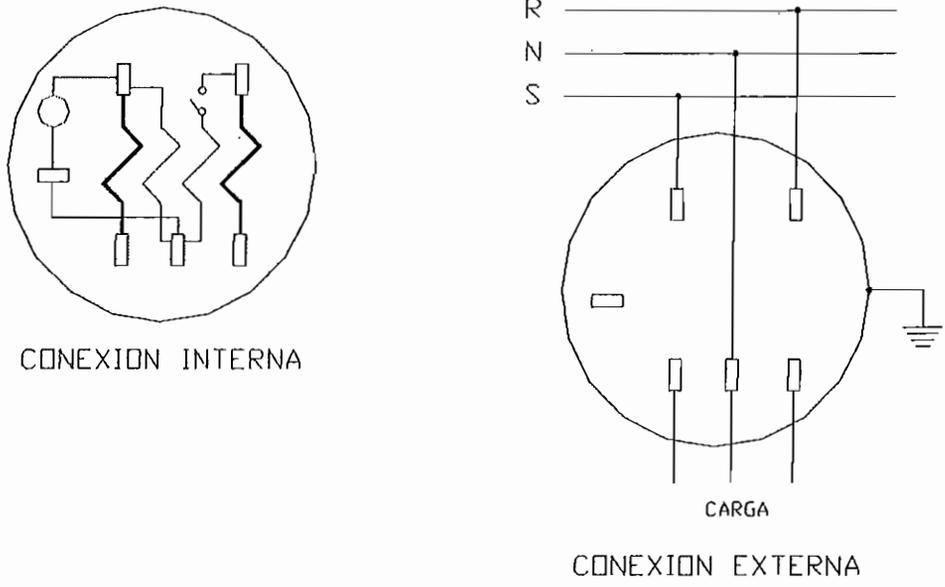


Figura 2.66: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 12S

Los diagramas de conexión de los medidores 13S y 13A se muestran en la figura 2.67.

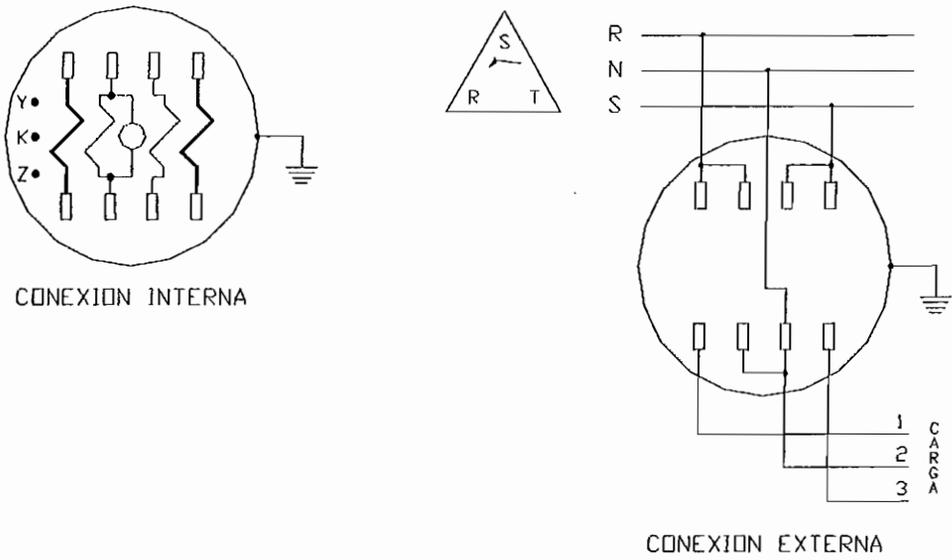


Figura 2.67a: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 13S

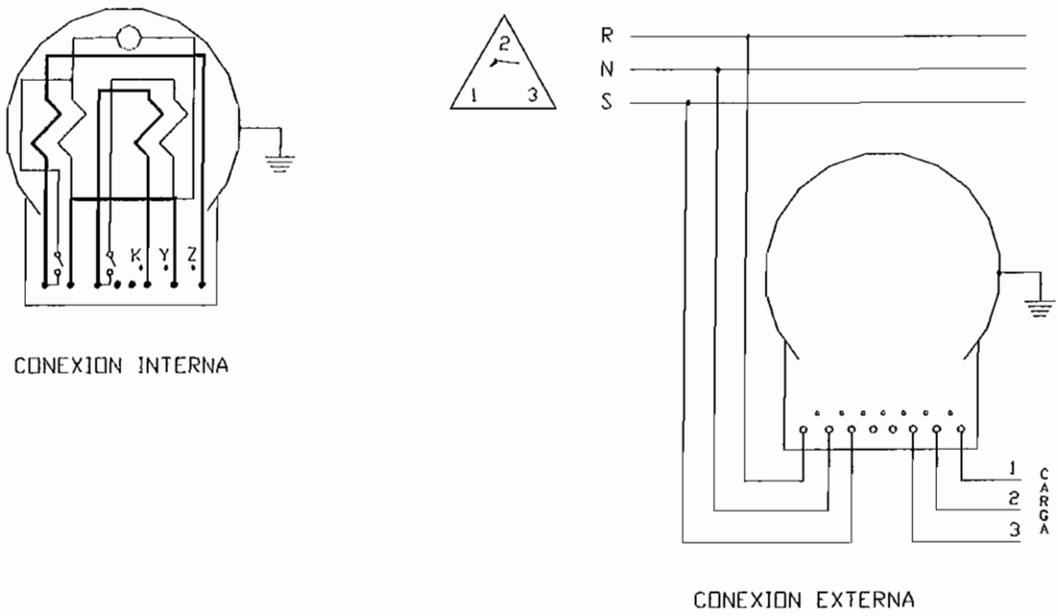


Figura 2.67b: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 13A

b.1.2 Medición semidirecta

En este tipo de red se utilizan medidores de 2 elementos, 3 hilos, forma 5S o 5A, con dos transformadores de corriente.

Los diagramas de conexión se muestran en la figura 2.68.

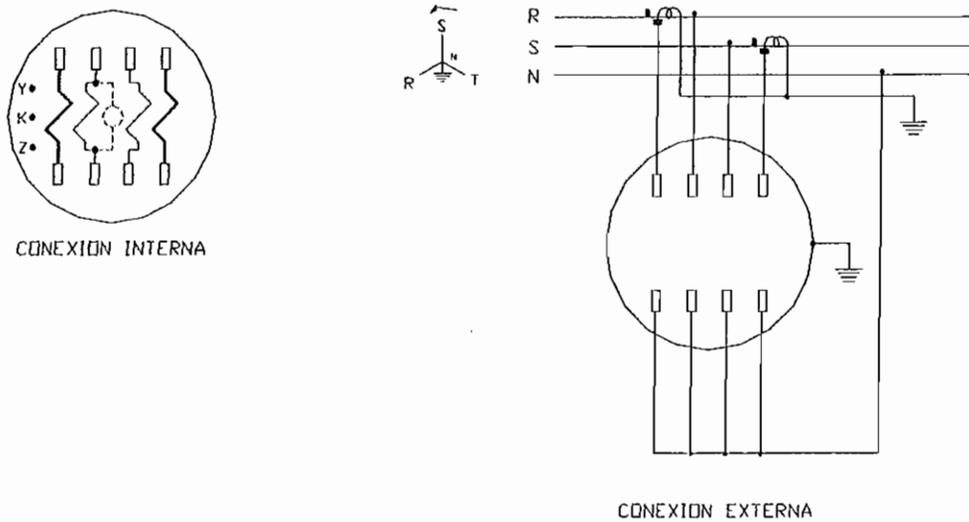


Figura 2.68a: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5S

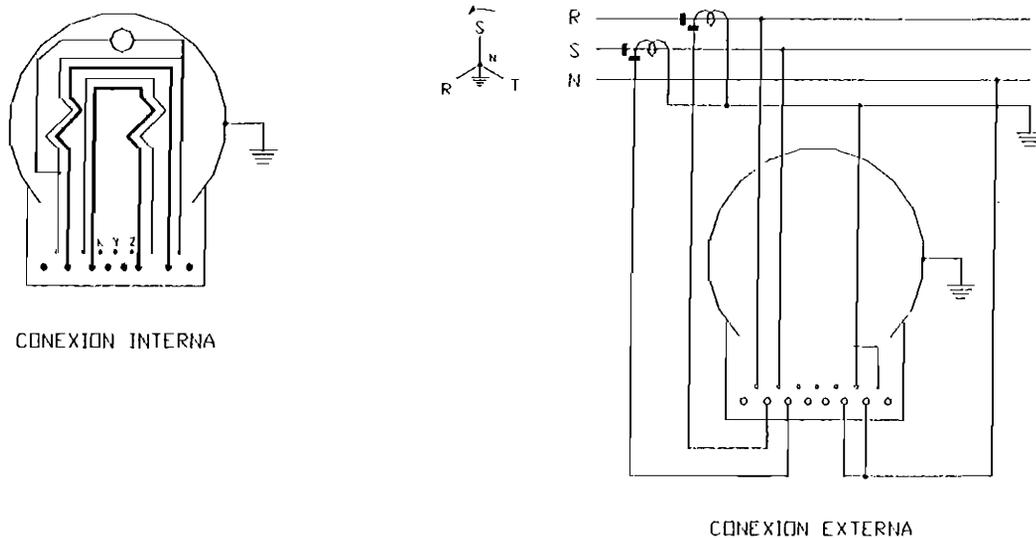


Figura 2.68b: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5A

b.2 Redes trifásicas trifilares

b.2.1 Medición directa

Para redes trifásicas trifilares delta se usan medidores de 2 elementos, 3 hilos, formas 12S, 12A o 13S, 13A.

La conexión del medidor forma 12S se muestra en la figura 2.69.

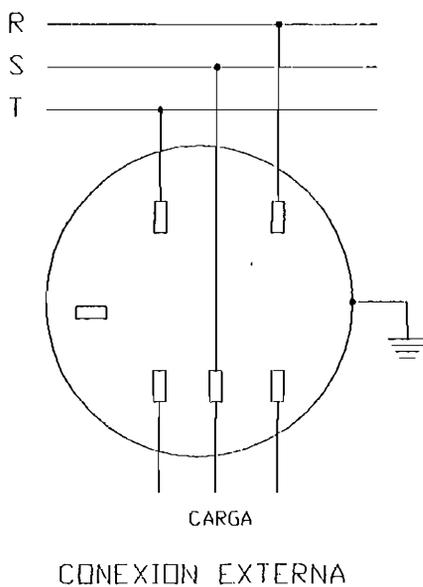
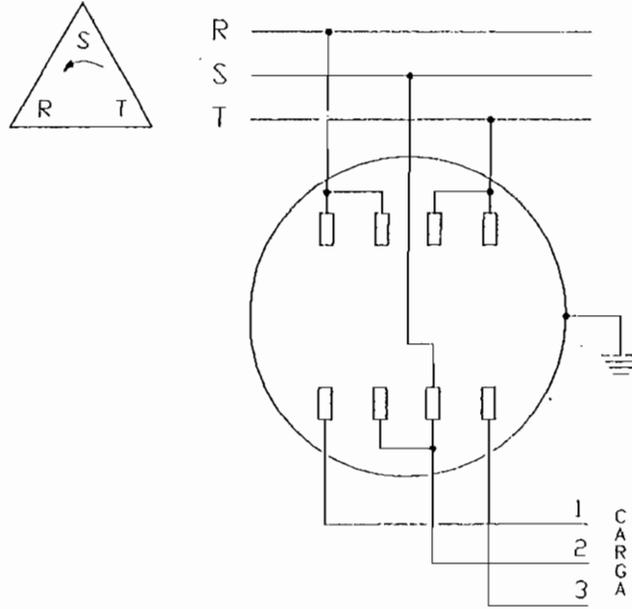


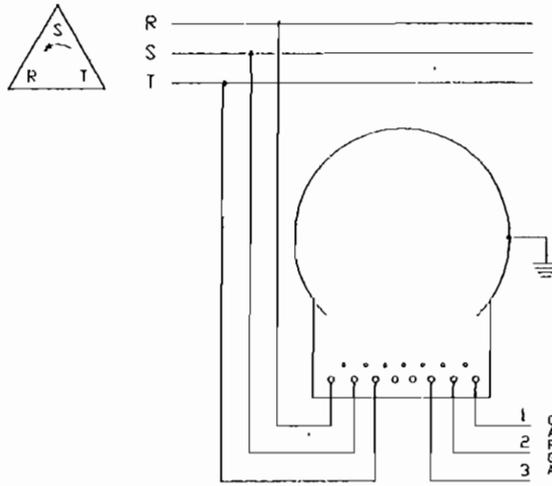
Figura 2.69: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 12S

Las conexiones del medidor forma 13S y 13A se muestran en la figura 2.70.



CONEXION EXTERNA

Figura 2.70a: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 13S



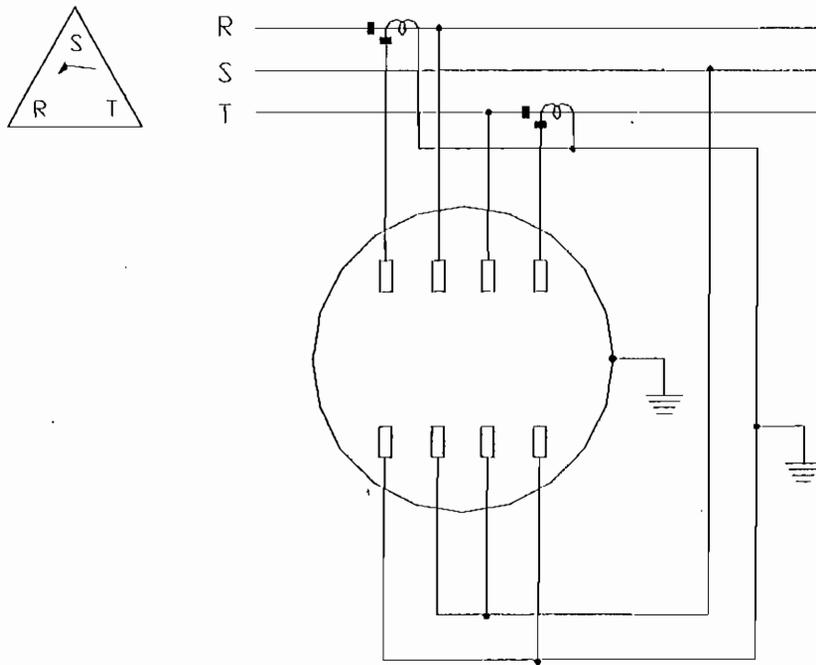
CONEXION EXTERNA

Figura 2.70b: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 13A

b.2.2 Medición semidirecta

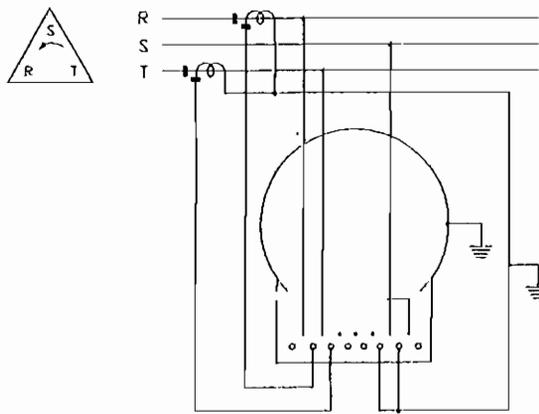
Para redes trifásicas trifilares delta se utilizan medidores electrónicos de 2 elementos, 3 hilos, formas 5S o 5A. Estos medidores están conectados a la red con dos transformadores de corriente.

Los diagramas de conexión se muestran en la figura 2.71



CONEXION EXTERNA

Figura 2.71a: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5S



CONEXION EXTERNA

Figura 2.71b: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5A

b.3 Redes trifásicas tetrafilares

b.3.1 Medición directa

En redes trifásicas tetrafilares delta se usan medidores trifásicos, de 2 elementos, 4 hilos, forma 15S o 15A.

El diagrama de conexión se muestra en la figura 2.72.

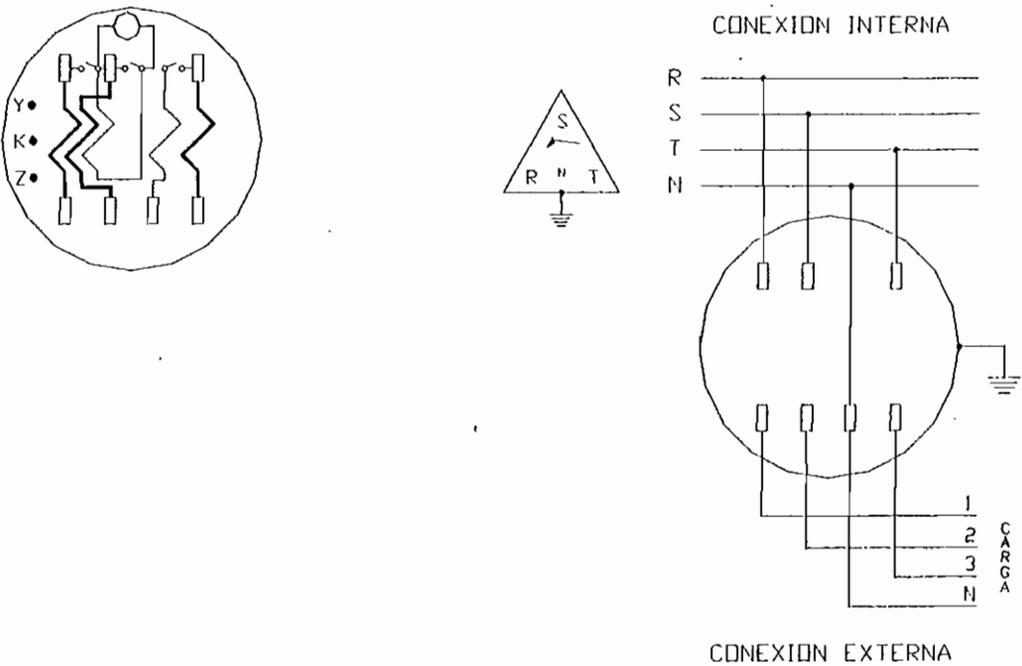


Figura 2.72: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 15S

Para redes trifásicas tetrafilares Y se usan medidores electrónicos de 2 elementos, 4 hilos Y, forma 14S o 14A.

El diagrama de conexión se muestra en la figura 2.73.

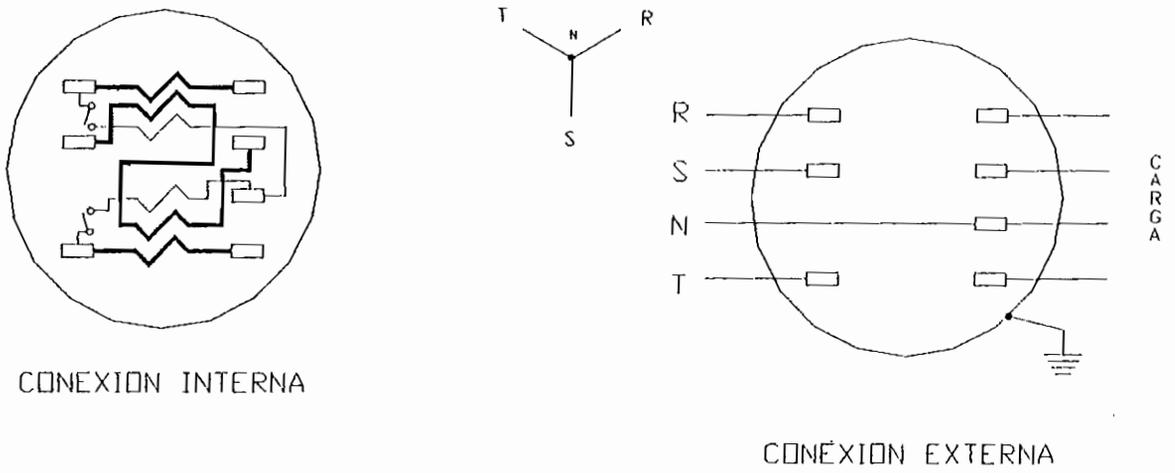


Figura 2.73: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 14S

Para redes trifásicas tetrafilares Y o delta se usan medidores electrónicos de 3 elementos, 4 hilos, formas 16S o 16A.

El diagrama de conexión del medidor forma 16S se muestra en la figura 2.74.

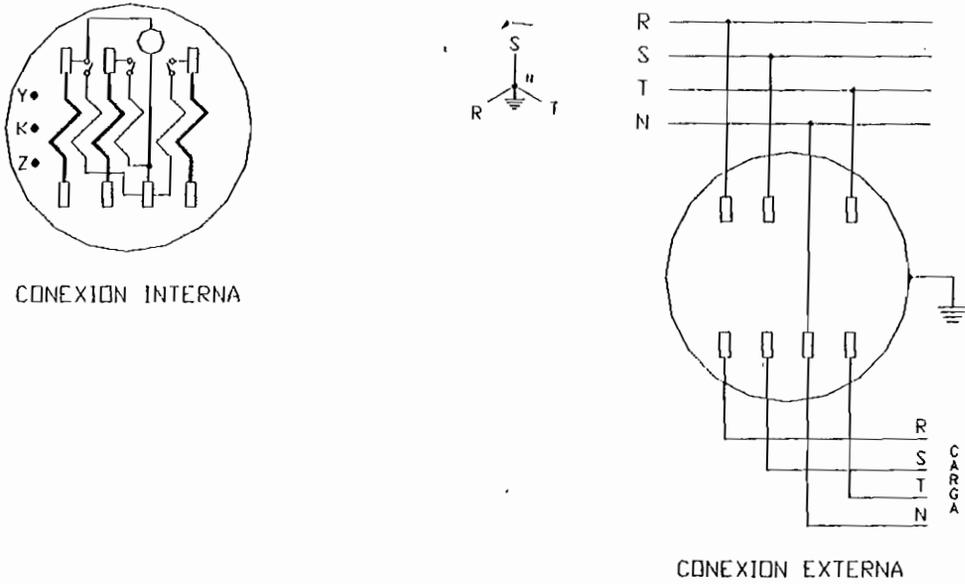


Figura 2.74: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 16S

b.3.2 Medición semidirecta

Para redes trifásicas tetrafilares Y se usan medidores electrónicos de 2 elementos, 4 hilos Y, forma 6S o 6A conectados a la red a través de 3 transformadores de corriente.

El diagrama de conexión del medidor forma 6S se muestra en la figura 2.75.

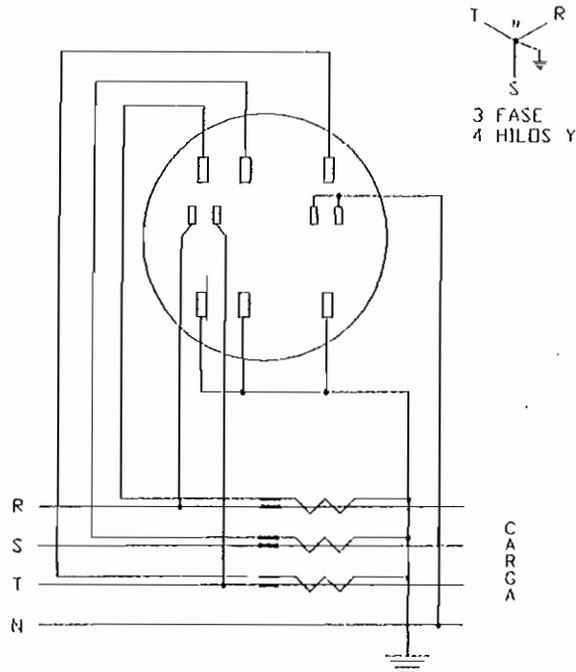


Figura 2.75: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 6S

Para redes trifásicas tetrafilares delta se utilizan medidores electrónicos de 2 elementos, 4 hilos, forma 8S o 8A, conectados a la red con 3 transformadores de corriente. Los diagramas de conexión, tanto del medidor 8S como 8A, se muestran en la figura 2.76.

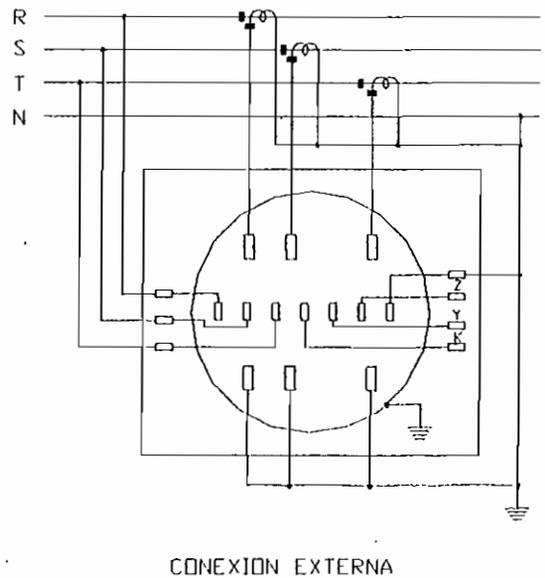
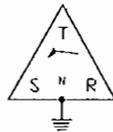
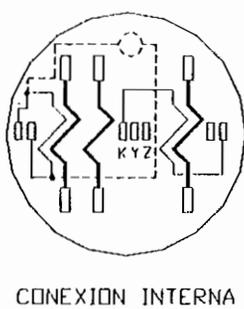


Figura 2.76a: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 8S

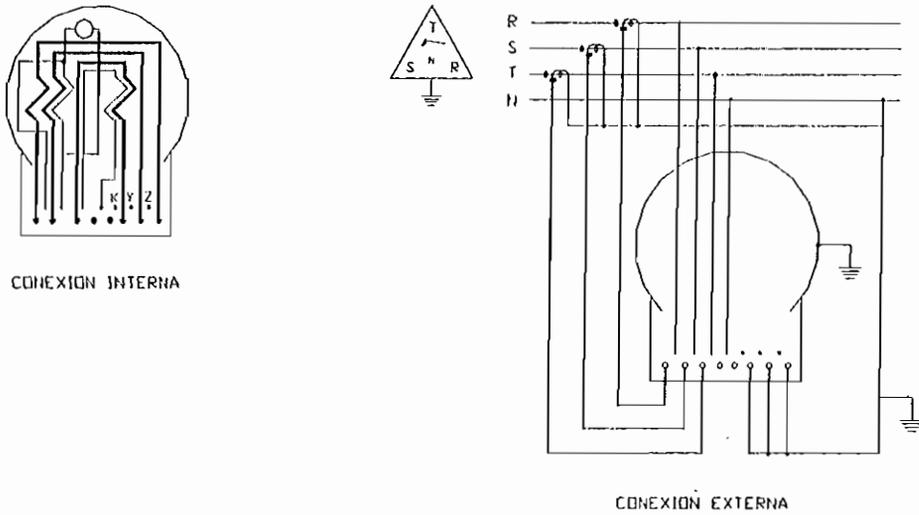


Figura 2.76b: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 8A

Para redes trifásicas tetrafilares Y se usan medidores electrónicos de dos elementos, 4 hilos, forma 5S o 5A. Para conectarse a la red se usan tres transformadores de corriente. Las figuras 2.77a y 2.77b muestran los diagramas de conexión.

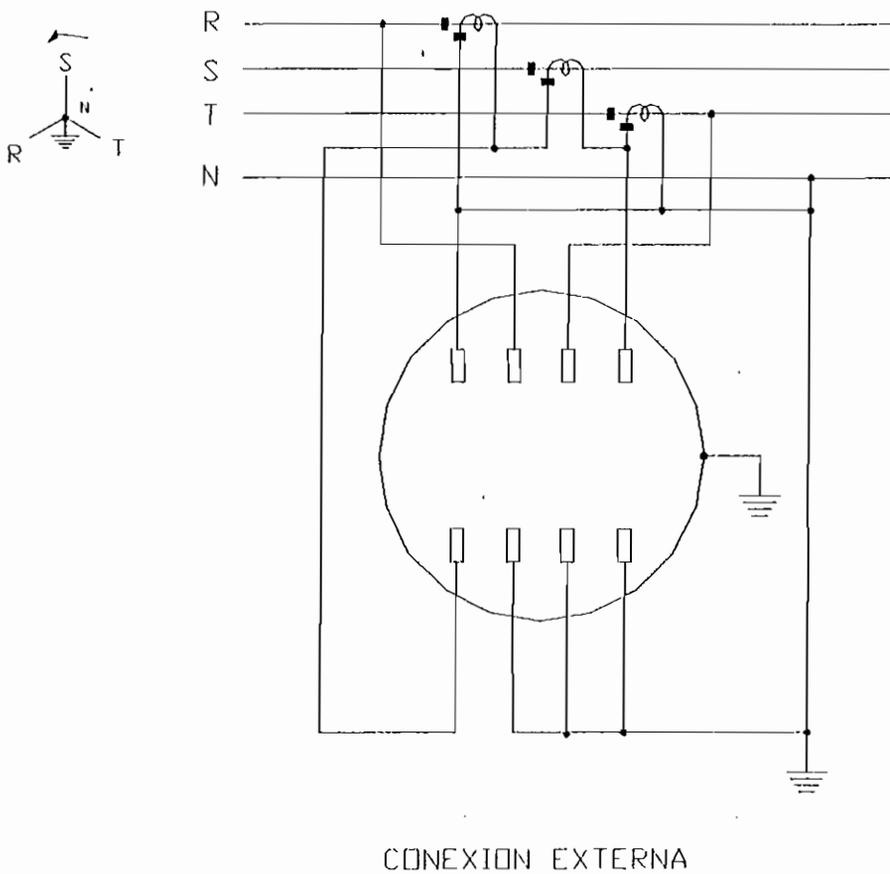


Figura 2.77a: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5S

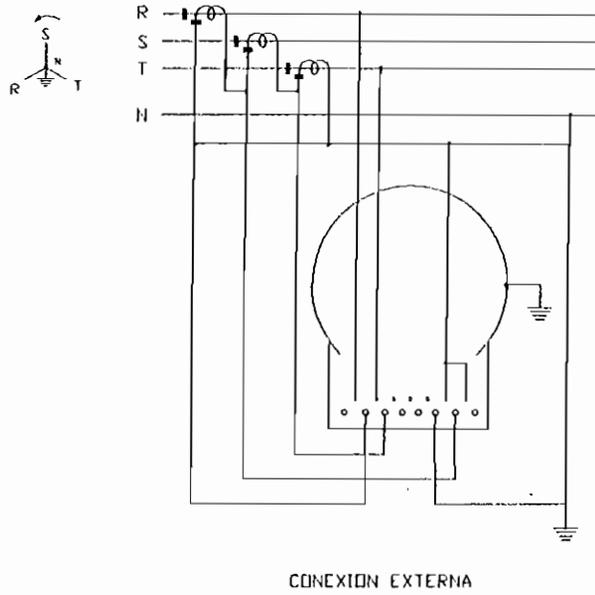


Figura 2.77b: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5A

Para redes trifásicas tetrafilares Y o delta se usan medidores electrónicos de 3 elementos, 4 hilos, forma 9S o 9A. La figura 2.78 muestra el diagrama de conexión de este medidor, el cual está conectado a la red por medio de 3 transformadores de corriente.

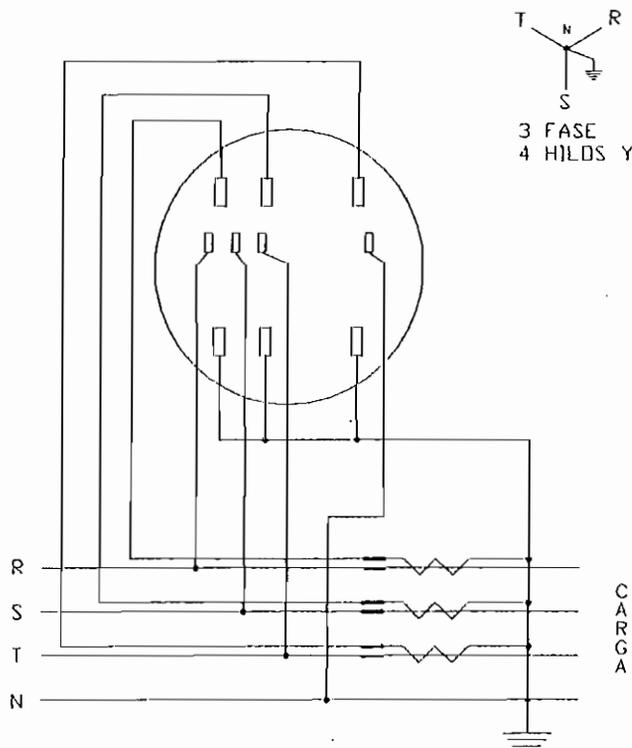


Figura 2.78: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 9S

2.2.2.2 Conexión en el lado de alto voltaje

a. Redes trifásicas

a.1 Redes bifásicas trifilares

Para redes bifásicas trifilares se usan los medidores de 2 elementos, 3 hilos, forma 5S o 5A con dos transformadores de corriente y dos de voltaje. La conexión se muestra en la figura 2.79.

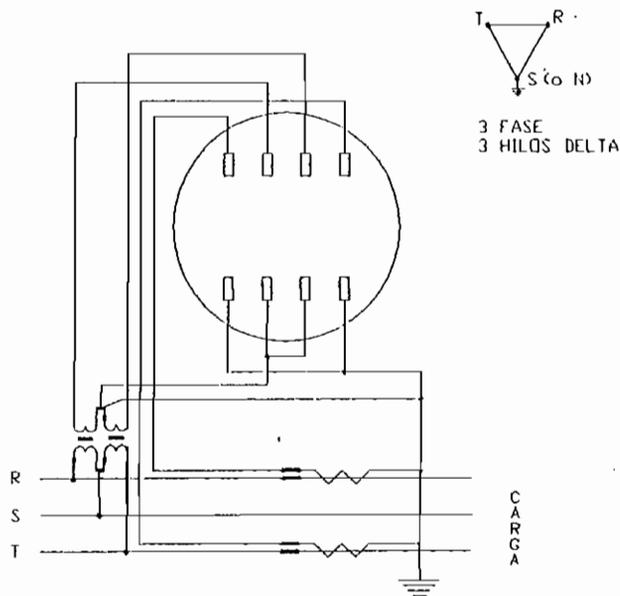


Figura 2.79: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5S

a.2 Redes trifásicas trifilares

En redes trifásicas trifilares delta se utilizan medidores electrónicos de 2 elementos, 3 hilos, formas 5S o 5A, para la conexión a la red se usan 2 transformadores de corriente y dos de voltaje.

Los diagramas se muestran en la figura 2.80.

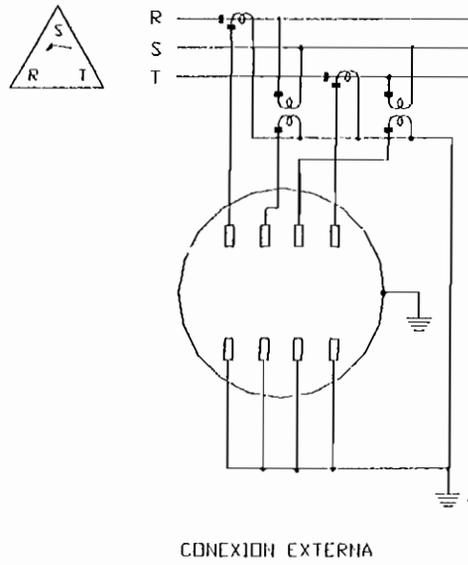


Figura 2.80a: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5S

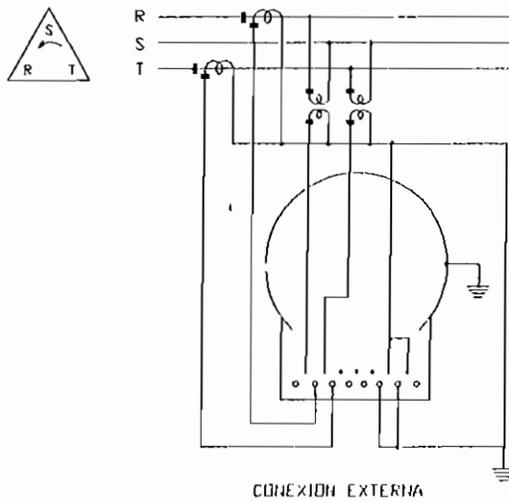


Figura 2.80b: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5A

a.3 Redes trifásicas tetrafilares

En redes trifásicas tetrafilares, Y se usan medidores electrónicos de 2 elementos, 4 hilos Y, forma 6S, 6A o 5S, 5A conectados a la red con tres transformadores de corriente y dos de voltaje.

En el figura 2.81 se muestra el diagrama de conexión del medidor forma 6S.

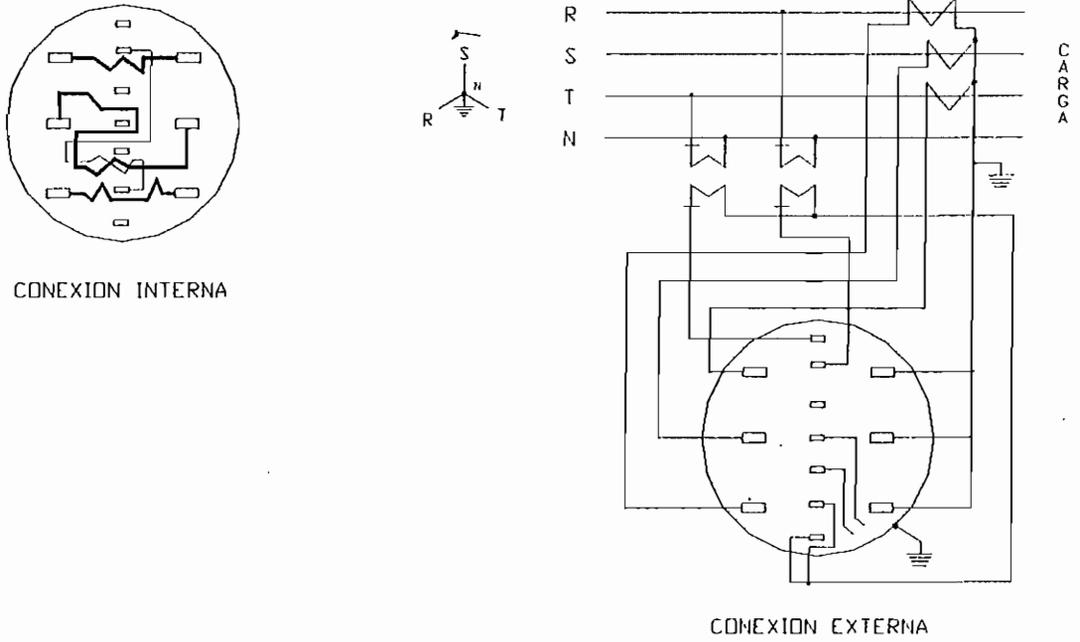


Figura 2.81: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 6S

Las figuras 2.82a y 2.82b muestran los diagramas de conexión de los medidores forma 5S y 5A.

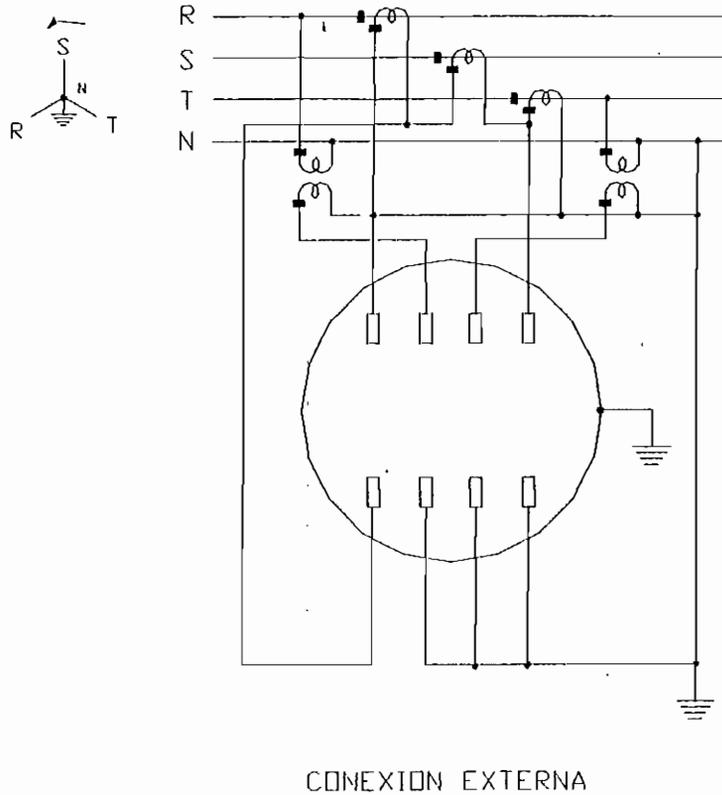
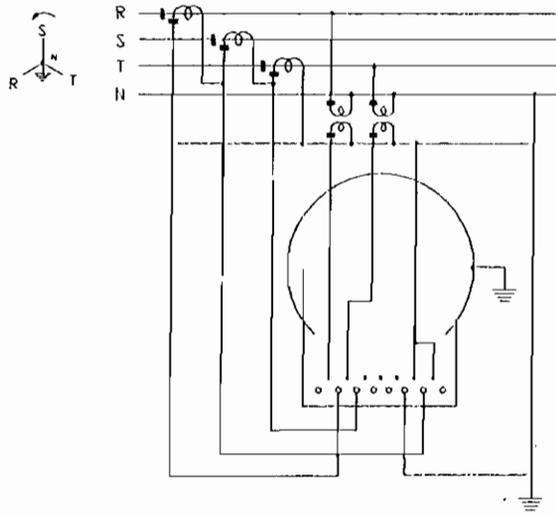


Figura 2.82a: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5S para medición indirecta

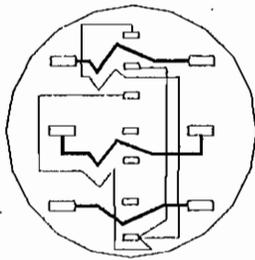


CONEXION EXTERNA

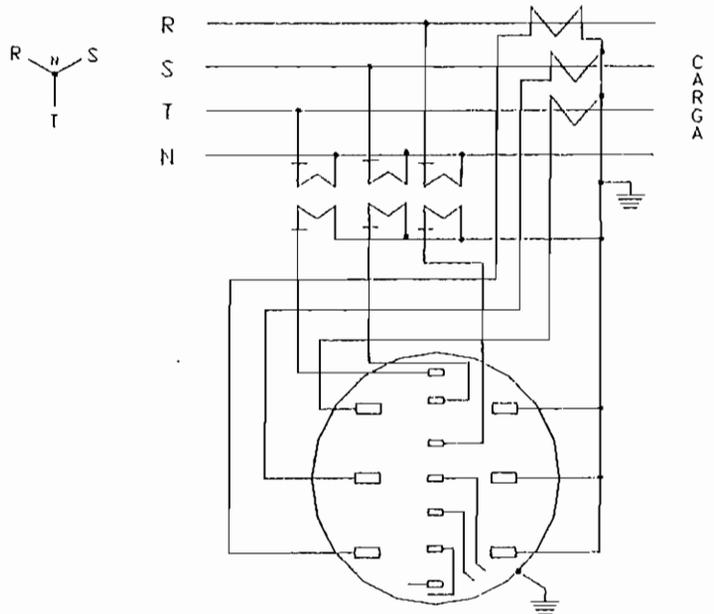
Figura 2.82b: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 5A para medición indirecta

Para redes trifásicas tetrafilares Y o delta se usan medidores electrónicos de 3 elementos, 4 hilos, forma 9S o 9A.

El diagrama de conexión se muestra en la figura 2.83, en la cual se puede apreciar que el medidor está conectado a la red a través de tres transformadores de corriente y tres de voltaje.



CONEXION INTERNA



CONEXION EXTERNA

Figura 2.83: Diagrama de conexión del medidor electrónico forma 9S para medición indirecta

2.2.3 Descripción del soporte de software para medición que traen estos medidores

El medidor electrónico, por ser un aparato programable, trae soporte de software, el cual está constituido básicamente por tres paquetes de programación, que funcionan con el sistema DOS. Estos paquetes permiten programar y realizar la recolección de datos.

Los tres paquetes de programación, que traen estos medidores, son:

- Paquete de programación del medidor.
- Paquete para la toma de lectura de datos.
- Paquete de la estación central.

2.2.3.1 Paquete de programación del medidor

Con este paquete se pueden ejecutar las siguientes acciones:

- Programar al medidor.
- Editar ciertos parámetros operativos tales como, claves de acceso, números telefónicos para comunicación remota, etc.
- Fijar o ajustar la hora en el medidor.
- Fijar parámetros de comunicación.
- Cancelar los registros de datos del medidor, etc.

Dentro de las actividades mencionadas anteriormente, la más importante es la programación del medidor, la cual puede realizarse ya sea en el laboratorio o en el sitio donde estén instalados los medidores.

Para programar al medidor se deben seguir dos pasos:

1. Crear el archivo de programación, el cual contendrá los parámetros operativos del medidor. Este archivo se genera en forma de tablas. En este archivo de configuración se definen básicamente los siguientes aspectos:

- Tarifación de tiempo real, considerando tipos de estaciones, de días; definiendo períodos de tiempo en cada tipo de día, etc.
- Secuencia de despliegue de la información, en la pantalla.
- Definición de los datos y magnitudes eléctricas que registrará el medidor, etc.

2. Introducir el archivo de programación, en la memoria del medidor electrónico.

El hardware, que requiere este tipo de paquete, es: [29]

- Una computadora personal laptop o desktop, modelo 386 DX con:
 - 640 KB de memoria, como mínimo.
 - Un drive 3 1/2" de 1.44 MB.
 - Disco duro de 20 MB, como mínimo.
 - Puertos: COM1 de 9 o 25 pines, LPT1 de 25 pines.
 - Monitor monocromático, VGA, CGA o EGA.
 - Sistema operativo DOS 3.2 o más.
- Interface óptica para conectar el puerto serial del medidor con el puerto óptico del medidor.

La estructura de este tipo de paquetes está formada de un menú principal con varios submenús, los cuales al ser desplegados aparecen en ventanas, para facilitar el uso del mismo.

- **Creación del archivo de programación**

Los pasos, que se requieren para crear un archivo de programación, son los siguientes:

- a. Se ingresa al programa de configuración, a través de su archivo ejecutable.
- b. Una vez dentro del programa se escoge el comando que permite programar al medidor; al accionar este comando se desplegarán algunos menús, los cuales servirán para definir las funciones operativas del medidor.

A continuación se detallan los pasos que permiten generar el archivo de programación, una vez dentro del programa, usando los menús correspondientes:

- * Se establece las características del archivo de programación, tales como el nombre del archivo, la descripción del contenido del mismo, etc.
- * Se escoge el tipo de medidor; generalmente se especifica su versión. Dicha información normalmente se encuentra en la placa de características del medidor.
- * Se definen los tipos de usuarios.
- * Se establece la estructura tarifaria. Aquí se definen:

- Tipo de tarifa, pudiendo ser fuera de pico, en pico, medio pico 1, medio pico 2.
 - Año de inicio de la estructura tarifaria que se está definiendo, duración de la misma.
 - Tipos de días, dividiendo a cada día en períodos de tiempo, donde cada período tiene una determinada tarifa. Estos períodos están definidos entre 2 horas específicas.
 - Tipos de estaciones, con la fecha de inicio y de fin de cada una. Dicha fecha tiene un formato con el día y mes correspondiente.
 - Se asigna cada día de la semana a los tipos de días, definidos en el numeral anterior.
- * Se escogen los mensajes que se almacenarán en el buffer del medidor.
- * Se definen las unidades eléctricas que irán asociadas a cada entrada auxiliar.
- * Se ubican los parámetros que registrarán la secuencia de despliegue de los datos en pantalla, tales como tiempo de permanencia del mensaje en la pantalla, el número total de dígitos enteros y decimales que tendrán las unidades que serán desplegadas, etc.
- * Se definen las unidades eléctricas que serán almacenadas en los canales de recolección de pulsos, indicando además el número de bits en que se almacenarán, intervalo en minutos. Esto permite obtener perfiles de carga.
- * Se escogen los datos y unidades eléctricas que aparecerán en pantalla, en el modo de despliegue normal, para que observen los abonados. Generalmente se dispone de más de 100 parámetros para ser desplegados en pantalla.

La información, que podría mostrarse en este modo, sería:

- Números de identificación del medidor.
 - Tiempo de trabajo de la batería.
 - Día y fecha actual.
 - Energía activa total entregada.
 - Energía reactiva total entregada.
 - Demanda máxima entregada.
 - Factor de potencia promedio entregado, etc.
- * Se definen los datos y unidades eléctricas que aparecerán en pantalla, en el modo de despliegue alternativo, para que observe el lector. Los datos, que podrían mostrarse en este modo, son:
- Números de identificación del medidor.
 - Día y fecha actual.
 - Nombre del archivo con el que se programó al medidor.
 - Factor de transformación.
 - Energía activa total entregada previa.
 - Energía activa total entregada.

- Energía activa total entregada en la hora pico.
 - Energía reactiva total entregada.
 - Demanda máxima entregada en la hora pico.
 - Demanda máxima entregada fuera de la hora pico.
 - Factor de potencia promedio.
 - Factor de potencia neto entregado, etc.
- * Se asignan las variables eléctricas a cada salida de los relés.
- * Se definen los datos y unidades eléctricas que se desplegarán en el modo de secuencia de prueba.

Se pueden o no seguir todos los pasos para obtener este archivo, esto depende de las tarjetas que contenga el medidor electrónico y de las funciones que desempeñará.

• **Introducción del archivo de programación**

Una vez creado el archivo de programación se procede a introducir el mismo en el medidor electrónico. Para realizarlo se procede de la siguiente manera:

Primeramente se efectúa el arranque inicial del medidor. Con este arranque se limpian todos los datos de los registros, todo lo que contiene la memoria RAM y todos los parámetros operativos definidos en la configuración EEPROM.

Para realizar el arranque inicial del medidor, se debe presionar los botones de arranque, que se encuentran generalmente en la parte frontal del medidor.

Después se entra al paquete de programación del medidor, usando su archivo ejecutable. Una vez dentro del mismo, se procede a escoger el archivo de programación que fue elaborado.

El siguiente paso es llenar una serie de características en relación con el medidor, así se ubican los números de identificación del medidor, la relación de transformación, claves de acceso, etc. También se verifica la fecha y hora.

Una vez definido todos los parámetros citados anteriormente, se usa el comando que permite descargar las tablas al medidor.

2.2.3.2 Paquete para la toma de lectura de datos

Este paquete permite:

- Fijar parámetros de comunicación, para establecer comunicación con los medidores electrónicos.
- Recolectar el registro de lecturas, generalmente en un archivo tipo ASCII.
- Ver las lecturas del registro, en la pantalla de la computadora, que se esté usando para realizar dicha tarea.

Los requerimientos de hardware, que necesita este paquete, dependen del tipo de toma de lecturas que se esté aplicando. En el caso de toma de lecturas directa se requiere el mismo hardware que fue citado en el numeral anterior.

Cuando se tiene toma de lecturas remota, se requiere una computadora con las características descritas en el numeral 2.2.3.1, además de un módem incorporado a la misma.

Para realizar la toma de lecturas se efectúan los siguientes pasos:

- Se ingresa al paquete, por medio de su archivo ejecutable correspondiente.
- Se responden preguntas para establecer una comunicación adecuada entre el medidor y la computadora, siendo las más importantes, el tipo de comunicación, ya sea vía puerto óptico o módem, la ubicación del puerto, generalmente el COM1, la clave de acceso, etc.
- Después de escribir el nombre del archivo, donde se tendrán las lecturas del medidor.
- Luego se genera el archivo de lectura.

2.2.3.3 Paquete de la estación central

El paquete de la estación central suministra funciones adicionales de comunicación vía módem, para los medidores electrónicos.

Con este paquete se pueden realizar las siguientes acciones:

- Formateo : Se puede introducir a los medidores electrónicos los parámetros de formateo o configuración definidos por el usuario, vía línea telefónica o mediante la interface del puerto óptico.

- **Recolección de datos:** Cuando los medidores son interrogados, pueden enviar los datos al programa de la Estación Central, mediante líneas telefónicas. Para efectuar esta tarea el medidor electrónico debe poseer una tarjeta de módem interno, que opera generalmente a 300 o 1200 baudios. Computadoras portátiles pueden también usarse para recolectar los datos a través del puerto óptico y transferir la información a la Estación Central.
- **Conversión y reportes de los datos recolectados:** Si el medidor está equipado con la característica opcional de grabación de los intervalos de datos, la recolección de información puede ser exportada mediante la Estación Central a LOTUS, QPRO o EXCEL, para la creación de varios gráficos estadísticos de análisis y generación de reportes.

El hardware, que requiere este paquete, es:

- Una computadora personal 486 modelo DX de 33 MHz, con las siguientes características:
 - 4 MB de memoria RAM.
 - Disco duro de 60 MB mínimo, con 10 MB libres en el disco.
 - Monitor monocromático, VGA, CGA o EGA.
 - Un drive 3 1/2" de 1.44 MB.
 - Módem incorporado.
 - Sistema operativo DOS 3.2 o más.

2.2.4 Ventajas y desventajas del uso de estos medidores

2.2.4.1 Ventajas del uso de los medidores electrónicos

Las principales ventajas del uso de estos medidores son:

- Los medidores electrónicos presentan una alta precisión en la medida de las diferentes magnitudes eléctricas, inclusive con la presencia de armónicos en la carga que se está midiendo.
- La arquitectura modular del medidor electrónico, consistente en una estructura que permite añadir tarjetas de circuitos impresos, le hace más flexible para que satisfaga los requerimientos del usuario y además para que el medidor trabaje usando todas sus funciones, sin que se desperdicie alguna acción que pudiera realizar.
- Con un medidor electrónico se puede registrar más datos y magnitudes eléctricas, que con un medidor electromecánico. Así, con un medidor electrónico se obtienen mediciones de energía

activa, energía reactiva, energía aparente, factor de potencia, demanda máxima, etc. Entre los datos que puede mostrar este tipo de medidor son la dirección de la potencia que se está midiendo, la identificación del medidor, fecha y hora, etc. Esto trae como consecuencia la reducción del número de equipos necesarios para la facturación de un determinado abonado; así por ejemplo, si un usuario requiere que se le registre energía activa y reactiva, necesitará dos medidores electromecánicos y solamente un medidor electrónico.

- Como los medidores electrónicos pueden realizar mediciones en los cuatro cuadrantes, se puede registrar potencia o energía entregada al usuario, o recibida del mismo, con lo cual se puede utilizar como medio para comprar o vender energía.
- Con los medidores electrónicos se puede realizar control contra fraudes, ya que pueden almacenar eventos tales como, interrupciones en el suministro de la energía eléctrica, accesos al medidor, etc.
- Son más difíciles de alterar su funcionamiento, ya que requieren ser reprogramados para cambiar sus funciones operativas. Además tienen claves de acceso, para evitar la alteración de las funciones y datos almacenados en su memoria.
- El medidor electrónico, con la tarjeta de relés, puede ejecutar acciones tales como el control de carga, establecimiento de alarmas, etc. Así también estos medidores, cuando tienen instaladas las tarjetas opcionales de comunicación, permiten establecer una comunicación remota vía línea telefónica o vía módem con ellos, usando además una estación central, para captar los datos transmitidos.
- Con los medidores electrónicos se puede monitorear la calidad del servicio de la energía eléctrica, detectando sobrevoltajes, sobrecorrientes, bajos voltajes, etc. Para realizar esta tarea, se requiere que tengan instalado una tarjeta opcional de medida de amperios/voltios por fase.
- Los medidores electrónicos permiten establecer aplicaciones tales como tarifación en tiempo real, grabación de intervalos de demanda. En estos medidores se puede definir diferentes tarifas considerando tipos de estaciones, tipos de días, períodos de tiempo en el día, etc. Además la grabación de los intervalos de demanda permite generar curvas de carga, ya que el medidor es capaz de producir archivos, conteniendo datos de demanda con la fecha y hora donde ocurrió. La graficación de las curvas de carga se pueden obtener usando paquetes computacionales, tales como el EXCEL.
- Permite controlar el factor de potencia en el transcurso del tiempo, con mediciones instantáneas.
- Tienen clases de exactitud menores que los medidores electromecánicos. Así los medidores electromecánicos de energía activa son de clase 1 y los de energía reactiva son de clase 3, en cambio que los electrónicos pueden ser de clase 0.5 o 0.2. Esto permite obtener mediciones

más exactas de la energía, demanda, factor de potencia, etc., registrando valores más cercanos a los reales.

2.2.4.2 Desventajas del uso de los medidores electrónicos

Las principales desventajas del uso de estos medidores son:

- Los medidores electrónicos son más caros que los medidores electromecánicos.
- Necesitan de personal especializado para la programación del medidor.
- Si existe un corte de energía y falla la batería, se pierden todos los datos almacenados en el medidor electrónico.
- A los medidores electrónicos se les debe programar, para definir sus funciones operativas, antes de que entren en funcionamiento. Esto implica la necesidad de tener el software adecuado, para cumplir dicha tarea.
- Si no se programan adecuadamente a los medidores electrónicos, los datos y magnitudes que registren no reflejarán la realidad del consumo.
- Requieren un equipo de contrastación más complejo que el requerido por los medidores electromecánicos.
- Para reparar los medidores electrónicos se requiere equipo complejo y personal especializado.

CAPITULO III

ANALISIS TECNICO–ECONOMICO PARA DEFINIR EL TIPO DE MEDIDOR A UTILIZAR

3.1 ANALISIS TECNICO PARA DETERMINAR LOS MEDIDORES A INSTALAR EN FUNCION DE LA CARGA Y LA DEMANDA

3.1.1 Especificaciones técnicas que definen un medidor

Las especificaciones técnicas básicas que definen un medidor son las siguientes:

- **Número de fases:** Es el número de hilos que se conectarán a las fases de la red, donde se instalará el medidor.
- **Número de hilos:** Es el número total de hilos que se conectarán al medidor, en el cual están incluidos los hilos activos (fases) y el hilo neutro.
- **Número de elementos:** En caso de medidores electromecánicos, el elemento es el sistema motriz de dicho medidor; mientras que para los medidores electrónicos el elemento es la parte del medidor que

produce un pulso de salida, cuya frecuencia es proporcional a la energía. El número de elementos depende del tipo de conexión del medidor.

- Tipo de conexión: El tipo de conexión depende del tipo de red a la cual se conectará el medidor.
- Voltaje nominal o de referencia: Es el valor de voltaje, para el cual fue construido el medidor y con el cual se tiene un funcionamiento adecuado del mismo.
- Intensidad nominal o base: Es el valor de corriente, para el cual fue construido el medidor y con el cual se tiene un funcionamiento adecuado del mismo.
- Intensidad máxima: Es el mayor valor de corriente que el medidor puede soportar, satisfaciendo los requerimientos de exactitud que establecen las normas, bajo las cuales fue fabricado.
- Frecuencia nominal: Es la frecuencia a la cual se tiene un funcionamiento adecuado del medidor.
- Clase de exactitud: Es un número que indica los límites permisibles de error, en porcentaje, para todos los valores que componen el rango de medida del medidor. Este rango está compuesto por los valores comprendidos entre el 10% de la corriente nominal y la corriente máxima.

3.1.2 Especificaciones técnicas que definen los transformadores de medida

3.1.2.1 Especificaciones técnicas que definen un transformador de corriente

Las especificaciones técnicas básicas que definen un transformador de corriente son:

- Corriente nominal primaria: Es el valor de corriente que recorre el primario del transformador de corriente, para el cual fue construido el mismo.
- Corriente nominal secundaria: Es el valor de corriente que recorre el secundario del transformador de corriente, para el cual fue construido el mismo.
- Relación nominal: Es la relación entre la corriente nominal primaria y la corriente nominal secundaria.
- Clase de exactitud: Es el valor máximo del error, expresado en porcentaje, que podrá ser introducido por el transformador de corriente en la indicación del equipo, al cual está instalado.
- Carga nominal o burden: Es la carga, en base a la cual se satisfacen los requisitos de exactitud del transformador de corriente.
- Nivel de aislamiento: El nivel de aislamiento define la especificación del transformador de corriente, en cuanto a las condiciones que debe satisfacer su aislamiento en términos de voltaje.

3.1.2.2 Especificaciones técnicas que definen un transformador de voltaje

Las especificaciones técnicas básicas que definen un transformador de voltaje son:

- **Voltaje nominal primario:** Es el valor de voltaje para el cual fue construido el transformador de voltaje, el cual se aplica en los terminales del primario de dicho transformador.
- **Voltaje nominal secundario:** Es el valor de voltaje para el cual fue construido el transformador de voltaje, el cual se aplica en los terminales del secundario de dicho transformador.
- **Relación nominal:** Se define como la relación entre el voltaje nominal primario y el voltaje nominal secundario.
- **Clase de exactitud:** Es el valor máximo del error, expresado en porcentaje, que podrá ser introducido por el transformador de voltaje en la indicación del equipo, al cual está instalado.
- **Carga nominal:** Es la carga en base a la cual se satisfacen los requisitos de exactitud del transformador de voltaje.
- **Potencia térmica:** Es la mayor potencia aparente que un transformador de voltaje puede soportar en régimen permanente, funcionando a voltaje y frecuencia nominales, sin exceder los límites de elevación de temperatura especificados por el fabricante.
- **Nivel de aislamiento:** El nivel de aislamiento define la especificación del transformador de voltaje, en cuanto a las condiciones que debe satisfacer su aislamiento en términos de voltaje.

3.1.3 Parámetros que determinan el tipo de medidor a usar

Los factores o parámetros, que influyen en la elección adecuada del tipo de medidor a usar, son el tipo de acometida y la carga del usuario.

3.1.3.1 El tipo de acometida

La acometida es la línea de alimentación que sirve para llevar la energía desde la red de distribución de un Empresa de suministro de energía eléctrica, hasta la instalaciones del cliente.

Las principales características que definen una acometida son:

- **Número de fases e hilos de la acometida.**
- **Voltaje de la red a la cual está conectada la acometida.**
- **Frecuencia nominal de la red.**

Los tipos de acometidas dependen del tipo de redes de distribución a las cuales están conectadas las mismas, existiendo dos tipos de acometidas, acometidas en bajo voltaje y acometidas en alto voltaje.

a. Acometidas en bajo voltaje

Son aquellas que están conectadas a las redes secundarias de distribución.

Los principales tipos de redes secundarias que se tienen son:

- * Red monofásica bifilar (1F-2H): Es la red que proviene de un transformador monofásico de distribución y está formada de un conductor activo(fase) y el neutro. Los voltajes de un circuito monofásico de dos hilos pueden ser de 120V, 240V o 480 V, siendo el más usado el de 120V.
- * Red monofásica trifilar (1F-3H): La red monofásica trifilar es aquella que proviene de un transformador monofásico de distribución, del cual se utiliza dos conductores activos y uno derivado del centro del bobinado secundario del mismo. Los voltajes de una red monofásica de 3 hilos pueden ser 120/240V o 240/480V.
- * Red trifásica tetrafililar estrella (3F-4H): La red trifásica tetrafililar estrella proviene de un transformador trifásico, o un banco de transformadores monofásicos con los bobinados secundarios conectados en estrella. Esta tiene tres conductores activos y el neutro. Los voltajes de esta red pueden ser 120/208V, 121/210V, 127/220V, 254/440V o 277/480V.
- * Red trifásica tetrafililar delta (3F-4H): Esta red proviene de un banco de 2 ó 3 transformadores monofásicos, conectados en delta en el lado del secundario, y está formada por tres conductores activos y la derivación central del bobinado secundario (neutro) de uno de estos transformadores. Los voltajes de esta red pueden ser 120, 240V o 480V.

Una vez determinado los tipos de redes secundarias existentes se puede establecer los tipos de acometidas existentes:

- * Acometida monofásica bifilar: Está formada de un conductor activo y el neutro y proviene de una red monofásica bifilar, trifilar, o de una red trifásica tetrafililar delta o Y.
- * Acometida monofásica trifilar: Está formada de dos conductores activos y un neutro y proviene de una red monofásica trifilar o de una red trifásica tetrafililar delta.

- * Acometida bifásica trifilar: Esta acometida tiene dos hilos activos y un neutro y proviene de una red trifásica trifilar estrella.
- * Acometida trifásica tetrafililar estrella: Es aquella que proviene de una red trifásica tetrafililar estrella.
- * Acometida trifásica tetrafililar delta: Es aquella que proviene de la red trifásica tetrafililar delta.

b. Acometidas en alto voltaje

Son aquellas que están conectadas a las redes primarias de distribución.

La red primaria de distribución más utilizada es la trifásica trifilar (3F-3H). Esta red proviene del primario de un transformador de distribución, que está conectado en delta, y está formada de 3 conductores activos. Los voltajes de una red trifásica trifilar son 6.3 KV, 13.8 KV, 23 KV.

Esta red primaria define un tipo de acometida, la trifásica trifilar.

La acometida trifásica trifilar es aquella que tiene tres conductores activos y proviene de una red primaria trifásica trifilar.

3.1.3.2 Carga del usuario

a. Características de la carga

Un parámetro fundamental, que permite determinar el tipo de medidor a utilizar, es la carga del usuario.

Una de las características que define la carga es la demanda.

" La demanda de una instalación o de un sistema es la carga en los terminales de recepción, promediada sobre un intervalo especificado de tiempo." [35] Este intervalo se denomina intervalo de demanda.

El valor de demanda que usualmente es de importancia, es el de demanda máxima [35].

" La demanda máxima de una instalación o de un sistema, es la mayor demanda ocurrida durante un período de tiempo determinado." [35]

Para establecer la demanda máxima, se tiene que definir el intervalo de demanda y el período durante el cual esta demanda fue la máxima de todas las otras demandas. Se pueden tener intervalos de demanda de 15', 30', etc. , siendo el más usado el de 15'. En cuanto al período, este puede ser diario, semanal, mensual o anual; en este trabajo se considera un período mensual.

La demanda máxima puede ser determinada por medio de dos definiciones básicas de las características de la carga, la del factor de carga y la del factor de demanda:

" El factor de carga es la relación entre la carga promedio definida en un período específico de tiempo, respecto a la carga pico ocurrida durante ese período." [35] La carga pico puede ser la carga máxima instantánea o la carga máxima promediada sobre un período definido de tiempo.

" El factor de demanda es la relación entre la demanda máxima de un sistema, respecto a la carga total conectada del sistema." [35] La carga conectada es la suma de las cargas de los aparatos conectados al sistema. El factor de demanda es usualmente menor que la unidad.

La relación de las dos definiciones básicas, enunciadas anteriormente, con la demanda máxima, son las siguientes expresiones:

$$DM = \frac{Dm}{Fc} \quad (3-1)$$

$$DM = CI * Fd \quad (3-2)$$

donde:

DM: Demanda máxima de una carga individual o de un grupo de cargas.

Dm: Demanda promedio en un intervalo de tiempo.

Fc : Factor de carga.

Fd : Factor de demanda.

CI : Carga instalada.

Si estos factores son conocidos y pueden ser lo suficientemente exactos, entonces la demanda máxima también podrá ser determinada con igual exactitud.

La carga instalada es la suma de las demandas nominales de todos los aparatos que componen el sistema.

La determinación de la carga instalada de un usuario se basa en valores promedios de carga, siendo los siguientes los más utilizados:

Punto de iluminación : 100W.

Punto de tomacorriente: 150W.

Salida especial : Potencia de diseño, en caso de no disponer del dato de ese equipo se puede asumir los siguientes valores:

Calentador de agua	:	3000W.
Ducha eléctrica	:	3000W.
Cocina eléctrica	:	8000W.
Cocineta eléctrica	:	3000W.
Secadora de ropa	:	6500W.
Lavadora de ropa	:	1000W.
Horno de microondas	:	1000W.

El procedimiento a seguirse consiste en sumar las potencias unitarias de todos los equipos del usuario, obteniendo de esta manera la carga instalada.

El factor de carga y de demanda dependen del tipo de carga que se esté analizando, por lo que es necesario definir los tipos de cargas que son servidos por las empresas suministradoras de energía eléctrica.

Las empresas eléctricas realizan la definición del tipo de carga de sus usuarios, en base al uso que el abonado dé al servicio de energía eléctrica que le suministra la empresa eléctrica. Usando este criterio se tienen tres tipos de usuarios:

- Usuario residencial.
- Usuario comercial.
- Usuario industrial.

Un usuario residencial es aquel, cuyo servicio de energía eléctrica es destinado exclusivamente a uso doméstico en las habitaciones, que normalmente constituyen la residencia de una unidad familiar.

Un usuario comercial es aquel, cuyo servicio de energía eléctrica, es destinado por el abonado o sus inquilinos para fines de negocios o actividades profesionales, y a locales destinados a cualquier otra actividad, por la cual el propietario o arrendatario reciba cualquier remuneración del público que a él concorra.

Un usuario industrial es aquel cuyo servicio de energía es utilizado en lugares destinados a la elaboración o transformación de productos por cualquier medio industrial.

Para encontrar la carga instalada de un usuario residencial, comercial o industrial se sigue el procedimiento descrito anteriormente, lo que varía para usuario comercial e industrial es que hay que incluir las cargas especiales, tales como motores.

b. Consideraciones del crecimiento de la carga

La evolución de la demanda y su distribución en el sistema, definida en principio por la distribución de la población y por la tendencia en la utilización de la energía para las diferentes aplicaciones, está influenciada por múltiples factores asociados básicamente al desarrollo regional, orientados por planes concretos de obras de infraestructura, planes de inversión, aprovechamiento de recursos, etc. El crecimiento de la carga en una cierta área, es un fenómeno natural, debido a la adición de nuevas cargas o al incremento adicional a las cargas ya existentes. [40]

En este trabajo se asume que el crecimiento de la carga, se produce a una determinada tasa de crecimiento acumulativo mensual T_d , en relación con el número de meses.

Este efecto del crecimiento de la carga puede ser introducido en el análisis técnico, multiplicando la demanda máxima inicial por el factor $(1 + T_d)^n$, en la que n es el período de vida útil del medidor.

c. **Proyección de la demanda y demanda de diseño**

El aumento de carga puede ser debido a la adición de nuevas cargas o debido al crecimiento de la carga existente.

La carga está caracterizada por la demanda máxima unitaria y su proyección. Estos elementos son suficientes para reflejar los cambios en la naturaleza de la carga del consumidor [41].

El valor de la demanda máxima unitaria se obtiene usando las expresiones matemáticas (3-1) o (3-2), y es válida para las condiciones iniciales del sistema. Para determinar su proyección se debe considerar los incrementos de la misma, que tendrán lugar durante el período de vida útil del medidor.

Este incremento progresivo de la demanda, que ocurre en un período determinado de meses, se calcula mediante la tasa de crecimiento mensual T_d , la cual permite determinar el valor de la demanda máxima unitaria proyectada $DMUp$, para cada uno de los meses, a partir de las condiciones iniciales. El cálculo se realiza con la siguiente expresión:

$$DMUp = DMU * \left(1 + \frac{Td}{100} \right)^n \quad (3-3)$$

donde:

DMU :	Demanda máxima unitaria actual.
DMUp:	Demanda máxima unitaria proyectada.
T_d :	Tasa mensual de crecimiento de la demanda [%].
n :	Número de meses al cual se calcula la $DMUp$.

3.1.4 **Metodología a usarse en el análisis técnico**

3.1.4.1 **Acometidas en bajo voltaje**

Los pasos para determinar el tipo de medidor, cuando estos están instalados en acometidas en bajo voltaje, son:

- a. Determinar el tipo de carga.

La carga a ser servida puede ser monofásica o trifásica, el establecimiento del tipo de carga determinará si el medidor puede ser monofásico o trifásico.

- b. Determinar el tipo de acometida que alimentará a la carga.

La acometida es la red que provee de energía a todos los equipos que tiene un determinado usuario.

Cargas monofásicas pueden ser alimentadas con acometidas monofásicas bifilares o trifilares y bifásicas trifilares; mientras que cargas trifásicas pueden ser alimentadas con acometidas trifásicas.

El número de fases e hilos de la red determina el número de fases, hilos y elementos que debe poseer el medidor.

- c. Determinar el voltaje de la acometida: Este voltaje determina el voltaje nominal o de referencia que debe tener el medidor.

Se puede conectar un medidor, que tenga un voltaje nominal menor o mayor al que tenga el voltaje de la red, dentro de ciertos rangos de variación establecidos en normas. Así el medidor trabajará adecuadamente en régimen permanente si su voltaje varía desde 0.9 a 1.1 V_n . [31]

- d. Determinar la máxima corriente de carga.

Para determinar la máxima corriente de carga se debe conocer la magnitud de la demanda máxima del usuario y el tipo de red de alimentación a la carga.

Los casos que se pueden presentar son:

Red monofásica bifilar:

$$I_{Lcarga} = \frac{DM_{carga}}{V_f * f_p} \quad (3-4)$$

Red monofásica trifilar:

$$I_{Lcarga} = \frac{DMcarga}{2Vf * fp} \quad (3-5)$$

Red bifásica trifilar:

$$I_{Lcarga} = \frac{DMcarga}{2Vf * fp} \quad (3-6)$$

Red trifásica tetrafililar estrella o delta:

$$I_{Lcarga} = \frac{DMcarga}{3Vf * fp} \quad (3-7)$$

donde:

DMcarga :	Demanda máxima del usuario [KW].
Ilcarga :	Máxima corriente de carga [A].
Vf :	Voltaje fase-neutro de la red [V].
fp :	Factor de potencia de la carga.

La magnitud de esta corriente determina el tipo de conexión del medidor. Los tipos de conexión que se pueden presentar son dos: conexión directa y semidirecta.

d.1 Conexión directa: En este caso la máxima corriente de carga determina la corriente máxima que debe soportar el medidor, si dicha corriente de carga es menor que la corriente de fase de la acometida.

Si la corriente máxima de carga es mayor que la corriente de fase de la acometida, se debe usar transformadores de corriente.

d.2 Conexión semidirecta: En este caso, como el medidor no puede soportar la máxima de corriente de carga, por sus propias limitaciones constructivas, se tiene que usar transformadores de corriente.

La definición de las especificaciones técnicas del transformador de corriente se realiza de la siguiente manera:

- * La corriente nominal primaria del transformador de corriente está determinada por la máxima corriente de carga, de la siguiente manera: Con este valor de corriente de carga se escoge el valor normalizado más cercano, considerando siempre el inmediato superior, si no existe un valor exacto al calculado.
- * La corriente nominal secundaria del transformador de corriente está normalizada a un valor de 5 A.
- * La relación nominal se obtiene dividiendo la corriente nominal primaria para la corriente nominal secundaria.
- * La clase de exactitud: Se recomienda valores de 0.5 o 0.3 cuando los transformadores de corriente serán usados con medidores de energía eléctrica, que sirven para facturación de un abonado. [6]
- * Para determinar la carga nominal o burden del transformador de corriente se procede de la siguiente manera:
 - a) Se establece las pérdidas activas y reactivas del circuito de corriente de cada uno de los equipos de medición conectados al secundario del transformador de corriente; estos valores son dados por los fabricantes o se establecen en normas. Luego se suman dichas pérdidas, obteniéndose la potencia de pérdidas activa y reactiva total que soporta dicho transformador, por la acción de todos los instrumentos de medida.
 - b) Se determina la potencia activa de pérdidas que produce el conductor, que permite la conexión entre el secundario del transformador y los instrumentos de medida.
 - c) Se realiza la suma de todas las potencias activas y reactivas, y con esto se obtiene la carga nominal real (VA) del transformador de corriente.
 - d) Con esta carga real se escoge el valor normalizado más cercano, considerando siempre el inmediato superior, si no existe un valor exacto al calculado.

En el anexo I se muestra el cálculo del burden de un transformador de corriente.

- * Los voltajes que definen el nivel de aislamiento son el voltaje a frecuencia industrial y el de impulso. Estos se determinan en base a las condiciones particulares de utilización del transformador, tales como atmósfera contaminada, altitud, etc. Estos voltajes aseguran el aislamiento que tiene que haber entre los bobinados y el nivel de aislamiento que debe tener el aislante del transformador de corriente.

La corriente nominal secundaria del transformador de corriente determina la corriente nominal del medidor.

- e. Determinar la clase de exactitud del medidor.

Los valores recomendados para la clase de exactitud, cuando se tienen medidores para el registro del consumo de la energía eléctrica y facturación, son de 2, 1, 0.5 para medidores de energía activa. [31]

Para medidores de energía reactiva se recomiendan clases de exactitud de 3 y 2. [33]

3.1.4.2 Acometidas en alto voltaje

Los pasos para determinar el tipo de medidor, cuando está instalado en acometidas en alto voltaje, son:

- a. Determinar el tipo de carga.

La carga a ser servida puede ser monofásica o trifásica, el establecimiento del tipo de carga determinará si el medidor es monofásico o trifásico. Generalmente la carga a ser servida con acometidas en alto voltaje son trifásicas.

- b. Determinar el tipo de red que alimentará a la carga.

Cargas trifásicas pueden ser alimentadas con redes trifásicas trifilares o trifásicas tetrafilares.

El número de fases e hilos de la red determina el número de fases, hilos y elementos que debe poseer el medidor.

- c. Determinar el voltaje de la acometida: Las magnitudes de voltaje de la acometida determinan el tipo de conexión del medidor. En este caso, debido a que los niveles de voltaje de las acometidas en alto voltaje son mayores que los voltajes máximos que pueden soportar los medidores de energía eléctrica, el tipo de conexión que se recomienda es indirecta, es decir, usando transformadores de voltaje y corriente.

c.1 Determinación de las especificaciones técnicas que definen un transformador de corriente.

El método que se utiliza es el mismo que fue descrito en el numeral d.2.

La corriente nominal secundaria del transformador de corriente determina la corriente nominal del medidor.

c.2. Determinación de las especificaciones técnicas que definen un transformador de voltaje.

Los pasos para determinar las especificaciones técnicas, que definen el transformador de voltaje a usar, son:

- * El voltaje nominal primario del transformador de voltaje está determinado por el voltaje de la acometida. Como se debe escoger el valor normalizado del voltaje primario, para hacerlo se ubica el valor más cercano al voltaje de la acometida, considerando el inmediato superior si no existe un valor exacto.
- * El voltaje nominal secundario está normalizado a un valor de 110 V.
- * La relación nominal se obtiene dividiendo el voltaje nominal primario para el voltaje nominal secundario.
- * La clase de exactitud: Se recomienda valores de 0.5 o 0.3 cuando los transformadores de voltaje serán usados con medidores de energía eléctrica que sirven para facturación de un abonado. [6]
- * La carga nominal o burden será determinada tomando en cuenta las pérdidas eléctricas internas de los instrumentos eléctricos, que serán conectados en el secundario del transformador; estos valores son normalmente dados por los fabricantes, o se puede obtener en normas.

La cuantificación del burden se obtiene de la siguiente manera:

- a) Se determinan las pérdidas activas y reactivas del circuito de voltaje de cada uno de los instrumentos eléctricos, los cuales los proporcionan los fabricantes o se encuentran en normas; después de lo cual se suman todas las pérdidas, obteniéndose la pérdidas activas y reactivas totales.

- b) Se calcula la potencia aparente de pérdidas, en base a la potencia activa y reactiva de pérdidas obtenidas en el numeral anterior.
 - c) En base al valor calculado se busca el valor normalizado más cercano al calculado, siempre considerando el inmediato superior.
- * La potencia térmica está determinada en base a la temperatura máxima que puede soportar el material aislante usado para la construcción del transformador de voltaje. La potencia térmica no debe ser inferior a 1.33 veces la carga nominal en VA, cuando el transformador de voltaje está conectado entre la fase y el neutro de un sistema con neutro sólidamente puesto a tierra. [6]
- * El nivel de aislamiento está definido por el voltaje a frecuencia industrial y el de impulso, los cuales están definidos por las condiciones particulares de utilización del transformador de voltaje.

El voltaje nominal secundario del transformador de voltaje define el voltaje nominal del medidor.

- d. Determinar la clase de exactitud que tendrá el medidor.

Los valores recomendados para la clase de exactitud, cuando se tienen medidores para el registro del consumo de la energía eléctrica y facturación, son de 2, 1, 0.5 para medidores de energía activa.[31]

Para medidores de energía reactiva se recomiendan clases de exactitud de 3 y 2. [33]

3.2. ESTABLECIMIENTO DE LOS COSTOS DE EQUIPAMIENTO

El equipo que se requiere para registrar la energía, demanda, etc. de un abonado cualquiera, es el siguiente:

- El medidor.
- Los accesorios: En este caso los accesorios constituyen los transformadores de voltaje y de corriente.

En ciertos casos, dependiendo del tipo de carga y de acometida, se requerirá el medidor sin los transformadores de corriente o de voltaje, mientras que para otros casos si se requerirán dichos accesorios.

Cada uno de los equipos nombrados anteriormente tienen un costo, los cuales forman parte del costo de equipamiento.

Otro costo que se debe tomar en cuenta para determinar el costo de equipamiento, es el que se genera por la instalación del equipo en el sitio donde se le ubicará. Este costo tiene que reflejar el trabajo que realiza la persona encargada de instalar los medidores. El costo de instalación depende de dos factores, del tipo de red que se tenga en el sitio y del tipo de conexión del medidor a la red, pudiendo ser esta directa, semidirecta o indirecta.

Los tres costos citados anteriormente componen el costo de equipamiento, el cual expresado matemáticamente sería:

$$C_{eq} = C_m + C_a + C_i \quad (3-8)$$

donde:

- C_{eq} : Costo de equipamiento para instalar un medidor.
- C_m : Costo del medidor.
- C_a : Costo de los accesorios.
- C_i : Costo de la instalación.

En ciertos casos el costo de los accesorios es cero, ya que no se requiere instalar transformadores de voltaje o corriente junto con el medidor.

3.3 DETERMINACIÓN DE LA SOLUCIÓN ÓPTIMA DEL MEDIDOR A INSTALAR

3.3.1 Determinación del costo por energía y demanda máxima no registrada por el medidor

3.3.1.1 Establecimiento de la energía y demanda máxima no registrada por el medidor

La demanda media se calcula con la siguiente expresión matemática [39]:

$$Dm = \frac{E}{T} \quad (3-9)$$

donde:

Dm: Demanda promedio definida en un período específico de tiempo [KW].

E : Energía consumida por un usuario durante un período específico de tiempo [KWh].

T : Período de tiempo establecido [horas].

En el presente estudio se considera como período de tiempo 1 mes, es decir 720 horas. Se considera este período de tiempo ya que la lectura de los medidores se realiza mensualmente.

Entonces la energía consumida por un usuario cualquiera se determinará de la siguiente forma:

$$E = Dm * T \quad (3-10)$$

Si en la expresión anterior, se considera la demanda media en función del factor de carga y la demanda máxima, como se indica en la ecuación (3-1), la expresión (3-10) quedaría:

$$E = DM * Fc * T \quad (3-11)$$

donde:

E : Energía consumida durante un mes [KWh].

DM: Demanda Máxima ocurrida durante un mes [KW].

Fc : Factor de carga.

T : 720 horas.

Para establecer la energía no registrada por el medidor se debe determinar la energía real consumida por el usuario y la energía registrada por el medidor. Pero la energía registrada por el medidor puede ser determinada con la precisión o exactitud del mismo, la cual indica los máximos límites de error en la medición de la energía o potencia registrada por el mismo, de la siguiente manera:

$$Er = E \pm (E * pr) \quad (3-12)$$

donde:

Er: Energía registrada por el medidor [KWh].

E : Energía real consumida por el usuario [KWh].

pr: precisión del medidor.

De tal manera que la energía no registrada por el medidor sería:

$$Enr = E - [E \pm (pr * E)] = \pm pr * E \quad (3-13)$$

$$Enr = DM * Fc * T * pr \quad (3-14)$$

donde:

Enr: Energía no registrada por el medidor [KWh].

pr : Precisión del medidor.

Así también el medidor no registra la demanda máxima real que se produce al mes, por lo cual se establece un error en la medición de la demanda máxima, el cual puede ser determinado con la siguiente expresión:

$$DMnr = DM * pr \quad (3-15)$$

donde:

DMnr: Demanda máxima no registrada por el medidor [KW].

La deducción de la fórmula anterior se efectúa realizando el mismo procedimiento seguido para establecer la energía no registrada por el medidor.

3.3.1.2 Costo por la energía y demanda máxima no registrada por el medidor

Para establecer los costos mensuales por energía y demanda máxima no registrada se deben tomar en cuenta fundamentalmente la tarifa y la energía o demanda máxima no registrada por el medidor.

Para determinar el costo mensual por energía no registrada por el medidor, se debe usar la tarifa que cobra la empresa por el consumo de energía eléctrica y la energía no registrada por el medidor. La expresión matemática que permite calcular este costo es:

$$Cenr = Enr * tfe \quad (3-16)$$

$$Cenr = DM * Fc * pr * T * tfe \quad (3-17)$$

donde:

Cenr : Costo mensual por energía no registrada por el medidor [Suces].

DM : Demanda máxima ocurrida durante el mes [KW].

Fc : Factor de carga.

pr : Precisión del medidor.

tfe : Tarifa por energía consumida [Suces/KWh].

T : 720 horas.

De igual manera, para determinar el costo mensual por la demanda máxima no registrada por el medidor se obtiene considerando la tarifa, que la empresa eléctrica cobra por la demanda máxima que se produjo en el mes, en un determinado abonado y la demanda máxima no registrada por el medidor. La expresión matemática que permite obtener dicho costo es:

$$CDMnr = DMnr * tfp \quad (3-18)$$

$$CDMnr = DM * pr * tfp \quad (3-19)$$

donde:

CDMnr: Costo mensual por demanda máxima no registrada por el medidor [Suces].

DM : Demanda máxima que se produce durante el mes [KW]

pr : Precisión o clase de exactitud del medidor.

tfp : Tarifa por demanda máxima [Suces/KW].

El costo por energía y demanda máxima no registrada por el medidor, es calculada para cada mes, debido a que la lectura se realiza generalmente cada mes. Este valor no es fijo y varía mes a mes, debido a que se calcula en base a la demanda máxima unitaria, la cual no permanece fija y cambia; en este estudio se considera una variación mensual de la demanda máxima.

La variación del costo por energía y demanda máxima no registrada por el medidor, que interviene en la evaluación económica, puede reflejarse mensualmente, introduciendo el costo por energía no registrada por el medidor $Cenr_k$ y el costo por demanda máxima no registrada por el medidor $CDMnr_k$ donde $k=1, \dots, N$; siendo N la vida útil del medidor en meses.

Para este trabajo se tiene que los costos por energía y demanda máxima no registrada por el medidor varían mes a mes, por lo que el valor presente del costo, será calculado mediante el factor de valor presente correspondiente para cada mes.

La suma del valor presente de todos los costos por energía o demanda máxima no registrada de cada mes, en el período de N meses y el costo de equipamiento, constituirá el costo total, donde N es la vida útil del medidor.

Para el cálculo del valor presente se utiliza la tasa de descuento o tasa de actualización Rm . Las expresiones matemáticas que permiten obtener el valor presente del costo por energía no registrada por el medidor y el valor presente del costo por demanda máxima no registrada por el medidor son:

$$VPCenr = \sum_{k=1}^N \left(\frac{Cenr_k}{(1 + Rm)^k} \right) \quad (3-20)$$

$$VPCDMnr = \sum_{k=1}^N \left(\frac{CDMnr_k}{(1 + Rm)^k} \right) \quad (3-21)$$

donde:

- VPCenr : Valor presente del costo por energía no registrada por el medidor.
- Rm : Tasa mensual de actualización.
- $Cenr_k$: Costo mensual por energía no registrada por el medidor, del mes k .
- k : 0,1,2,...,N siendo N el período de vida útil del medidor.
- VPCDMnr: Valor presente del costo por demanda máxima no registrada por el medidor.
- $CDMnr_k$: Costo mensual por demanda máxima no registrada por el medidor, del mes k .

3.3.2 Criterio económico para la evaluación de costos

Existen varios métodos para la evaluación económica de proyectos. Unos buscan definir la contribución del proyecto a la economía en términos de valor agregado, del aporte de divisas y

reducción de importaciones. Dentro de este esquema se inscribe el método de los efectos. Otros con una visión menos macroeconómica, hacen el análisis en función de la relación beneficio-costos, tratando de reflejar tanto los costos como los beneficios, en precios económicos.[40]

La solución óptima técnico-económico está determinada por la evaluación técnica, que determina los tipos de medidores a usar, con lo cual se determinará los costos de inversión o equipamiento. Al relacionar, para cada alternativa, el valor presente de los costos mensuales por energía o potencia no registrada por el medidor de todo el período de vida útil, con la inversión, se puede encontrar la solución óptima. Por lo tanto, el estudio económico es realizado, mediante costos de inversión y costos mensuales por energía y potencia no registrada por el medidor, llevados a valor presente. Mediante la evaluación económica de cada una de las alternativas, se podrá realizar la comparación económica y determinar la conveniencia de la utilización de una de ellas.

3.3.3 Metodología técnica-económica a usar

En este numeral se presenta el procedimiento técnico-económico para determinar el tipo de medidor a usar.

El procedimiento que se sigue es:

- * Se definen técnicamente los medidores que se recomiendan para cada usuario que se esté analizando, para lo cual se usa la metodología descrita en el numeral 3.1.4.
- * Se establece el costo total, el cual incluye un costo de inversión y un costo por energía o demanda no registrada por el medidor. El costo de inversión abarca costos del medidor, de sus accesorios (transformadores de medida) y costos de instalación.

Matemáticamente el costo total se calcularía de la siguiente manera:

$$CT = Ceq + VPCenr + VPCDMnr \quad (3-22)$$

donde:

- CT : Costo total referido al año inicial.
- Ceq : Costo de equipamiento para instalar un medidor.
- VPCenr : Valor presente del costo por energía no registrada por el medidor.

VPCDMnr: Valor presente del costo por demanda máxima no registrada por el medidor.

Dependiendo del tipo de usuario que se analice, se establecen los tipos de tarifas. Así, generalmente a un usuario residencial promedio, las empresas eléctricas le aplican una tarifa por consumo de energía activa y no por demanda máxima; mientras que un usuario comercial o industrial promedio tiene dos tarifas, la por energía consumida y la de demanda máxima. Debido a esto, en algunos casos el VPCDMnr es cero.

- * La metodología que se utilizará para determinar el tipo de medidor a usar, definido un valor específico de demanda, considera la inversión de cada una de las alternativas, que cumplen técnicamente lo establecido, para luego evaluar económicamente dichas alternativas en todo el período de vida útil, escogiendo como óptima la que tenga el menor valor presente del costo total.

CAPITULO IV

DESCRIPCION GENERAL Y DETERMINACION DE ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS SISTEMAS DE TOMA DE LECTURAS DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

4.1 SISTEMA DE TOMA DE LECTURAS DIRECTA

4.1.1 Características generales del sistema de toma de lecturas directa

En este sistema, la lectura de los medidores de energía eléctrica la realiza un lector, el cual, registra las magnitudes eléctricas indicadas en el numerador o en la pantalla del medidor.

Se puede realizar toma de lecturas directa de medidores electromecánicos y electrónicos.

En la toma de lecturas directa de medidores electromecánicos, los lectores registran diferentes magnitudes eléctricas (energía activa, reactiva, demanda máxima, etc.), indicadas en los numeradores de varios medidores; esto dificulta más el proceso, ya que el lector tiene que realizar más mediciones y por tanto se hace más susceptible a cometer errores.

El lector puede realizar la lectura directa de medidores electrónicos de dos formas; la una es usando un imán para activar la secuencia de despliegue de datos, en la pantalla, y la otra es utilizando una computadora portátil. La descripción de estos dos tipos de tomas de lecturas se realizará en el siguiente numeral.

Las limitaciones de este sistema de toma de lecturas son:

1. Se realiza a través de lecturas manuales, que traen como consecuencia:

- Costo elevado en recursos humanos.
- Posibilidad de errores humanos en la lectura.
- Posibilidad de fraude e intentos de soborno.
- Problemas de seguridad para el usuario y el personal lector.
- Dispersión de la lectura.

2. Dificulta la elaboración de la información referente al control sobre la utilización correcta de la demanda contratada, y la aplicación de diferentes tarifas.

3. Retrasa la facturación correspondiente, para cobro al usuario.

4.1.2 Componentes del sistema de toma de lecturas directa

Para definir los componentes del sistema de toma de lecturas directa se debe considerar dos casos; la toma de lecturas directa de medidores electromecánicos y la de medidores electrónicos.

4.1.2.1 Toma de lecturas directa de medidores electromecánicos

Los medidores electromecánicos no requieren ningún accesorio adicional para realizar la toma de lecturas directa.

En este tipo de toma de lecturas, el lector requiere un libro, donde registra las lecturas hechas.

Este libro de registros tiene la siguiente estructura básica:

Nro.Medidor	Dirección	Lectura Anterior	Lectura Probable	Lectura tomada

4.1.2.2 Toma de lecturas directa de medidores electrónicos

Se puede tener dos modalidades de toma de lecturas directa de medidores electrónicos.

a. Toma de lecturas usando un activador de la secuencia de despliegue de la pantalla

Antes de establecer el equipo que se requiere para realizar esta toma de lecturas, se debe determinar las características que deben tener los medidores electrónicos, para poder implementar este sistema. En este caso, el medidor electrónico debe poseer un interruptor magnético tipo junquillo, que puede ser activado externamente por un magneto o un imán. Este interruptor, que se encuentra debajo de la tapa protectora, permite controlar la secuencia de despliegue de las magnitudes eléctricas, que aparecen en la pantalla de cristal líquido del medidor.

El equipo, que el lector necesita para realizar este tipo de toma de lecturas, es:

- Un imán, para activar la secuencia de despliegue de las magnitudes eléctricas, en la pantalla.
- Un libro de registros.

El libro de registros tiene la siguiente estructura:

Nro. medidor	Dirección	Tarifa	Lectura Anterior				Lectura Tomada				
			KWh	Kvarh	KW	fp	KWh	Kvarh	KW	fp	

El libro de registros tiene esta estructura, ya que con los medidores electrónicos se pueden registrar más magnitudes eléctricas que con los medidores electromecánicos, considerando además la aplicación de diferentes tarifas a un mismo abonado.

b. Toma de lecturas usando una computadora portátil

En este caso, el medidor electrónico debe tener un puerto óptico, el cual está generalmente montado sobre la parte frontal de la tapa del medidor.

Para esta tipo de toma de lecturas el lector requiere:

1. Una computadora portátil: Esta computadora presenta los siguientes requerimiento de hardware y software.

- Microcomputadora personal LAPTOP o DESKTOP, modelo 386 DX.
- Mínimo 640 KB de memoria RAM.
- Un drive para disquete 3 1/2", de 1.44 MB.
- Un disco duro de 20 MB mínimo.
- Monitor monocromático, CGA, VGA o EGA.
- Puertos: COM1 de 9 o 25 pines, LPT1 de 25 pines.
- Software:
 - MS DOS versión 3.2' o más.
 - Programa para toma de lecturas de medidores. Por medio de este programa se genera un archivo, donde se encuentran las lecturas almacenadas en la memoria del medidor.

2. Una interface óptica; la cual conecta el puerto óptico del medidor con el puerto serial de la computadora.

3. Un adaptador, el cual reduce el voltaje de 120 VAC a un voltaje continuo menor, generalmente a 18.5 VDC. Este permite energizar a la computadora.

4.1.3 Descripción del proceso de toma de lecturas directa

El proceso comienza en un departamento especializado de la Empresa Eléctrica, en el cual se genera un cronograma de actividades, donde se asignan a los lectores los sitios y las rutas que tienen que cubrir.

Después cada lector realiza la toma de lecturas de todos los medidores que le fueron asignados.

4.1.3.1 Toma de lecturas directa de los medidores electromecánicos

En este sistema de toma de lecturas, el lector llega al sitio donde está instalado el medidor y procede a tomar la lectura, que se indica en el numerador del medidor de energía. Dependiendo del tipo de medidor, se pueden presentar los siguientes casos:

- Cuando se tiene un medidor de energía activa, el lector debe tomar la lectura de energía activa, que indica el numerador de dicho medidor.
- Cuando se tiene un medidor de energía activa con indicador de demanda máxima, el lector debe tomar dos lecturas, la que indica el numerador del medidor de energía activa y el numerador de demanda máxima. En este caso al final de la toma de lecturas, el lector tiene que resetear el indicador de demanda máxima.
- Cuando se tienen dos medidores, uno de energía activa con indicador de demanda máxima, y otro de energía reactiva, se sigue el mismo procedimiento descrito anteriormente, incluyéndose una lectura más, la correspondiente al medidor de energía reactiva.
- Cuando se tienen medidores que permiten fijar diferentes tarifas; en este caso el lector debe tomar lecturas de energía y demanda, indicadas en los diferentes numeradores que poseen dichos medidores.

4.1.3.2 Toma de lecturas directa de medidores electrónicos

a. Toma de lecturas usando un activador de secuencia de despliegue de pantalla

El proceso de la toma de lecturas de este sistema es similar al de la toma de lecturas directa de los medidores electromecánicos.

El proceso comienza cuando el lector coge su imán y con él va cambiando los datos que aparecen secuencialmente en la pantalla. Esta secuencia de despliegue fue fijada por la empresa eléctrica, cuando se programó el medidor. Para cambiar el dato que se encuentra en la pantalla, el lector debe pasar el imán por la cubierta del medidor, por la parte más cercana al interruptor magnético de junquillo.

A medida que van pasando los despliegues, el lector va anotando las datos y magnitudes eléctricas que le interesa registrar. Esta información se anota en el libro de registros.

b. Toma de lecturas usando una computadora portátil

Antes de comenzar el proceso de toma de lecturas, el lector debe instalar el equipo necesario para realizar su trabajo. Primeramente se instala la interface óptica, la cual conecta el puerto óptico de la computadora al puerto serial de la computadora. Para dar energía a la computadora se usa un adaptador, cuya entrada se conecta a la red de 120 VAC y la salida a la interface de alimentación de la computadora.

Una vez instalado el equipo se procede a ejecutar el programa de lectura de medidores, usando el archivo ejecutable correspondiente. Una vez dentro del programa, se siguen las instrucciones que presenta el mismo, para establecer una comunicación adecuada entre el medidor y la computadora. Las preguntas que se tienen que verificar son:

- El tipo de comunicación: En este caso es vía óptica.
- El puerto: COM1 o COM2.
- La comunicación adecuada con el programa de lectura.
- El nombre del archivo de lectura que se generará, etc.

Después de verificar las instrucciones, se produce la descarga de las lecturas desde el medidor a la computadora. Toda esta información se almacena en un archivo, cuyo nombre fue definido por el lector anteriormente.

Dicho archivo se almacena en el disco duro de la computadora o en un disquete, para luego ser analizado en las oficinas de la Empresa Eléctrica.

4.2 SISTEMA DE TOMA DE LECTURAS REMOTA

4.2.1 Características generales del sistema de toma de lecturas remota

El sistema de toma de lecturas remota se ha venido perfeccionando en los últimos años, debido a los avances tecnológicos que se han dado en este campo y especialmente a la difusión de los medidores electrónicos, los cuales paulatinamente han ido desplazando a los medidores electromecánicos, que por su estructura misma, tienen límites naturales que les impiden instalarles este sistema.

El sistema de toma de lecturas remota ofrece una solución de alta rentabilidad, seguridad y eficacia para las empresas eléctricas.

Con este sistema se logra rentabilidad ya que:

- Se minimiza los tiempos de lectura y facturación.
- Se pueden realizar más lecturas diarias, que con el sistema de toma de lecturas directa.
- Se reduce los recursos humanos dedicados a la lectura.
- Se hace reconversión del personal, hacia tareas de supervisión y control.
- Se mejora la productividad y el tiempo de respuesta, que implican una mejor imagen de la empresa y una importante reducción de los costos operativos.
- Se pueden aplicar diferentes tarifas considerando varias bandas horarias en el día, diversos tipos de días, etc.

Se gana en seguridad ya que:

- Se tiene fiabilidad en las lecturas recibida y en la detección de errores y anomalías.
- Se hace supervisión del consumo, mediante la medición de energía o potencia umbral, y protección contra intentos de fraude.
- Se tiene seguridad para el personal y garantía contra intentos de fraude y soborno.
- Se logra seguridad y privacidad para el usuario.
- Se tiene total confidencialidad sobre los datos almacenados, transmitidos y registrados.

Para el usuario este sistema trae los siguientes beneficios:

- Permite una facturación detallada.
- Posibilita el control del consumo en tiempo real, mediante estadísticas.
- Posibilita evaluar el costo por consumo de energía eléctrica, en un proceso industrial.

Existen muchos medios que permiten realizar toma de lecturas remota, siendo los más importantes vía radio, vía telefónica a través de redes convencionales de conmutación o de redes de banda ancha y fibra óptica, vía satélite, vía cables de distribución por corrientes portadoras, etc.

Los medios más difundidos para la toma de lecturas de medidores de energía eléctrica son vía radio y vía telefónica a través de redes convencionales de conmutación. Los otros medios generan sistemas excesivamente caros, para el fin que se persigue.

4.2.1.1 Toma de lecturas remota vía radio

El sistema de toma de lecturas remota vía radio, permite leer la información contenida en los medidores, almacenarla en unidades físicas reales y transmitirla a un centro de procesamiento de datos. Además el sistema puede generar reportes estadísticos de consumos máximos, etc.

El modelo de este sistema de toma de lecturas, consiste en un sistema inteligente de control, que permite la lectura de cualquier tipo de medidor que incorpore una salida de impulsos, permitiendo la ejecución de tales lecturas de una forma automática, con aportación de datos concretos sobre los usos del consumo de cada usuario.

El proceso del tratamiento de los datos recogidos, así como otras funciones adicionales del sistema, se realizan de forma automática (sin necesidad de intervención de ningún operador), aunque también pueden realizarse manualmente.

Este sistema es sencillo ya que:

- Permite una instalación modular y presenta una fácil adaptación al parque instalado de medidores.
- Es versátil para adaptarse a grandes y pequeñas agrupaciones de medidores.
- Es flexible para amoldarse a las necesidades de los clientes.

4.2.1.2 Toma de lecturas remota vía línea telefónica

El equipo que se requiere para realizar la toma de lecturas vía línea telefónica, depende del tipo de medidor que se esté utilizando.

Cuando se tienen medidores electromecánicos, este sistema de toma de lecturas está formado de la unidad terminal remota, que se constituye la etapa de recepción y almacenamiento y la estación central, que se constituye en la etapa de procesamiento de datos. La unidad terminal

remota capta la información que está contenida en los medidores y la almacena. La estación central de telemedición trata los datos transmitidos, efectúa los balances y cálculos energéticos, etc.

La transmisión de datos desde el equipo de medición a la unidad terminal remota se puede realizar de dos formas; la tradicional a través de impulsos, con la ayuda de líneas dedicadas e interconectadas permanentemente; y la otra que es la transmisión codificada y en serie de valores. Con la segunda forma se tiene una transmisión más segura de datos, que permite tener una facturación real de la energía consumida.

La comunicación entre la unidad terminal remota y la central de procesamiento se realiza a través de la línea telefónica.

Cuando se tienen medidores electrónicos, la toma de lecturas remota vía línea telefónica puede realizarse de dos maneras; la primera es usando una unidad terminal remota, y cuyo esquema de implementación fue explicado en los párrafos anteriores.

La segunda manera utiliza las características propias que tienen los medidores electrónicos, para realizar este tipo de toma de lecturas. Así estos medidores tienen tarjetas opcionales de comunicación, con las cuales se puede establecer una toma de lecturas remota vía línea telefónica. Completa este sistema la estación central, donde se captura y se procesa los datos provenientes de los medidores electrónicos.

Anteriormente se realizaba el tratamiento de datos en la central a la clausura de un período de facturación, es decir, al final del mes. Con los procedimientos que existe en la actualidad, los datos pueden transmitirse a una central varias veces por día; de esta forma dicha información se encuentra siempre disponible en la central, lo cual permite realizar pronósticos de carga e incluso control de la misma.

4.2.2 Componentes del sistema de toma de lecturas remota

4.2.2.1 Toma de lecturas remota vía radio

El sistema está formado de los siguientes componentes:

a. Equipo de medición

El equipo de medición está formado por los medidores electromecánicos y electrónicos. Para que se pueda realizar la lectura remota con medidores electromecánicos, éstos deben poseer un emisor de pulsos.

Para que los medidores electrónicos emitan impulsos, es necesario que estos tengan salidas de impulsos. El conector interno para salida de impulsos generalmente está instalado en la tarjeta del registrador.

Para realizar la conexión a la red externa, se puede tener dos opciones; la primera que es ubicando un conector en la base del medidor; y la otra es teniendo un cable que sale del conector interno del medidor.

Otra manera de obtener impulsos de un medidor electrónico es a través de una tarjeta opcional para relés.

La asignación de las salidas de impulsos, con la unidad eléctrica que se requiere tener, se realiza a través de software.

En esta salida se tiene un tren de pulsos, que representa la unidad eléctrica que fue designada a esa salida.

b. Módulo de lectura

El módulo de lectura es el encargado de acumular los impulsos generados por los medidores, transformarlos en unidades de lectura (KWh, Kvarh, etc.) y almacenarlos indefinidamente.

Este módulo está formado de un microcontrolador de tecnología CMOS; se usa este tipo de tecnología para conseguir el consumo más bajo. El microcontrolador es el encargado de ejecutar los comandos recibidos desde la unidad central de proceso, así como almacenar los impulsos que produce el medidor.

Los módulos de lectura se les alimenta con baterías de litio, que tiene una vida garantizada superior a 10 años, con lo que se asegura la confiabilidad sobre la información memorizada en los mismos.

Cuando se tienen medidores electrónicos no es necesario usar el módulo de lectura, ya que estos medidores pueden cumplir las mismas funciones de dicho módulo, debido a su estructura interna.

c. Unidad central de proceso

La unidad central de proceso permite centralizar los datos de todos los módulos de lectura, realizar automáticamente lecturas periódicas de los datos almacenados en los módulos de lectura, con el fin de valorar los consumos máximos o demanda de los usuarios y almacenar estos datos así como diversas incidencias, que sean de interés para las empresas eléctricas. Además en la unidad central de proceso se procede a elaborar diferentes tarifas (nocturnas, horas pico, etc.).

La unidad central de proceso está formada de un microprocesador, un reloj en tiempo real, memoria RAM, un módem y un transceptor radio. El microcontrolador es el encargado de facilitar los enlaces de comunicaciones del sistema. Este microprocesador tiene un circuito de control, denominado "watchdog", que permite la supervisión del funcionamiento del mismo. Esta unidad también dispone de una conexión de comunicaciones RS232, compatible con cualquier ordenador portátil.

El reloj en tiempo real permite realizar valoraciones en función de tarifas horarias, o registrar mediciones máximas a determinadas horas. La memoria RAM y el reloj en tiempo real están alimentadas con una pila de litio, para asegurar los datos almacenados en la memoria y el adecuado funcionamiento del reloj.

La comunicación entre la unidad central de proceso y los módulos de lectura se establecen por medio de una red local. Esta comunicación puede producirse automáticamente o manualmente. Para que se produzca una comunicación automática se debe definir el tiempo al cual se quiere que se produzca, este proceso se realiza a través de programación (cada 15 minutos, cada 30 minutos, etc.). Una comunicación manual se producirá cuando el sistema lo requiera, en cualquier instante.

En la unidad central de proceso se mantiene almacenada la siguiente información, por cada módulo de lectura:

- Valor acumulado de las lecturas.
- Valor de tarifa concertado.
- Valores pico de las magnitudes eléctricas detectadas (con fecha y hora).
- Registro de incidencias, como fallas de lectura y comunicación con el módulo de lectura, etc.

Esta unidad utiliza una norma DES (Data Encryption Standard) para el cifrado/descifrado de los datos contenidos en la misma, lo cual permite proteger la información almacenada y transmitida vía radio.

d. Transceptor radio

La función primordial del transceptor radio es generar un canal de comunicaciones bidireccional vía radio, entre la unidad central de proceso y la estación de captura de datos, o entre la unidad central de proceso y la unidad móvil. Es necesario solo un transceptor por instalación.

El transceptor radio está compuesto por un módem radio.

Se requiere un módulo del transceptor radio, conectada a la unidad central de proceso y otro a la unidad móvil, para establecer comunicaciones entre ambas unidades.

El transceptor radio tiene las siguientes características: Su método de modulación es en FM, la frecuencia central es de 433 MHz, la potencia de emisión es de 10 a 300 mW (regulable), el ancho de banda del canal está en el orden de los KHz. [43]

e. Unidad móvil

La unidad móvil realiza lecturas remotas sobre la unidad central de proceso, permitiendo su reprogramación o la programación de la memoria de los módulos, durante la instalación de los mismos. Esta unidad normalmente se instala sobre un vehículo y está constituida por un módem, un transceptor radio y un ordenador portátil. En la pantalla del ordenador portátil se indica a los lectores las rutas a seguir, los puntos óptimos para recolección de datos. Además en este ordenador se genera una base de datos con toda la información recopilada.

El ordenador portátil tiene las siguientes características: [43]

- Microcomputadora personal LAPTOP o DESKTOP, modelo 386 DX.
- Mínimo 640 KB de memoria RAM.
- Un drive para disquete 3 1/2", de 1.44 MB.
- Un disco duro de 20 MB mínimo.
- Monitor monocromático o VGA.
- Puertos: serial ,paralelo ,mouse.
- Software:
 - MS DOS versión 3.2 o más.
 - Programa para toma remota de lecturas de medidores.

Cada unidad móvil dispone de tres tomas de conexión con el exterior:

1. Una conexión de comunicaciones con el ordenador portátil correspondiente.
2. Una toma para la alimentación de la unidad, generalmente por medio del encendedor del vehículo. Comúnmente la alimentación es de 12 VDC.
3. Una toma para la conexión de una antena exterior.

f. Unidad de lectura autónoma

Esta unidad realiza la lectura y emisión de datos, contenidos en los medidores, se instala preferentemente en viviendas o pequeños bloques familiares.

La unidad de lectura autónoma está formada por una unidad de tarificación, un reloj en tiempo real, una interface para conexión a un ordenador portátil o a un transceptor radio. Además, esta unidad incorpora una pantalla y un pulsador que permite al usuario hacer diversas consultas tales como consumo total, potencia máxima consumida, etc.

La unidad de lectura autónoma tiene alimentación propia e independiente del sistema.

Cada unidad autónoma puede conectarse a un transceptor radio, pudiendo en este caso realizar las operaciones de lectura de forma totalmente automática por medio de la unidad móvil.

g. Lector portátil

El lector portátil permite la conexión de cualquier ordenador portátil a un módulo de lectura, sin necesidad de usar ninguna unidad central de proceso.

Con este lector se pueden extraer directamente los datos almacenados de cada elemento del sistema y se usa generalmente para toma de lecturas en pequeños centros y zonas rurales.

El lector portátil está formado por una interface compatible RS232, una interface compatible RS422 y un detector de bajos voltajes (LED). Este lector, al ser portátil, está alimentado por pilas o baterías.

4.2.2.2 Toma de lecturas vía línea telefónica

Se puede tener 2 tipos de tomas de lectura vía línea telefónica, el que usa una unidad terminal remota, y la otra que es usando las características especiales que tienen los medidores electrónicos, a través de sus tarjetas opcionales de comunicación.

a. Toma de lecturas vía línea telefónica usando una unidad terminal remota

a.1 Equipo de medición

La forma de transmisión de datos determina el equipo de medición que se necesita.

Para la transmisión basada en técnicas de pulso, se requieren medidores electromecánicos con emisores, para que puedan generar impulsos de energía. En el caso de los medidores electrónicos convencionales, se pueden tener dos opciones, que el medidor tenga salidas opcionales en la tarjeta del registrador o que tengan una tarjeta de relés; ya que estos pulsos son transmitidos vía relé, opto-interruptor o transistores.

Cuando se usa la transmisión serial y codificada, se requieren medidores electrónicos de alta precisión, con las siguientes características:

- Tienen clases de exactitud de 0.5 o 0.2.

- Los registradores suman continuamente los pulsos que provienen de los módulos de medida de los medidores y además realizan la conversión necesaria para tener las magnitudes eléctricas en unidades normalizadas (KWh, Kvarh, etc.).
- La unidad de medida de estos medidores divide las señales y las prepara para que manejen los contactos de salida de dirección de la energía.
- Todos los parámetros y valores del medidor tienen que ser almacenados en una memoria no volátil EEPROM.
- Son construidos con la técnica de multiplicación del voltaje y la corriente denominada marca-espacio.
- Almacenan la información en registros.

a.2 Unidad Terminal Remota

En la actualidad existen unidades terminales remotas que reciben ya sea valores seriales (registros), cuando se utiliza la transmisión serial, desde los medidores electrónicos descritos anteriormente; o pulsos enviados desde el medidor tradicional de energía. Estos valores y pulsos son procesados localmente, almacenados en memoria y transmitidos a las estaciones centrales de telemedición de más alto nivel, en donde se obtiene la factura para el abonado.

a.2.1 Componentes

La unidad terminal remota está formada por varios módulos, enlazados conjuntamente por un bus de datos. Los módulos, que componen la unidad terminal remota, son el módulo de servicio, el de entrada, el de memoria y el del reloj.

a.2.1.1 Módulo de servicio

El módulo de servicio controla la interface de comunicación.

La selección de los valores a ser almacenados puede ser especificada, para cada interface de comunicación, por parámetros fijados. Un buffer de eventos (buffer espontáneo) asegura que en el caso de manipulaciones o irregularidades, un reporte detallado esté a disposición, simplificando el análisis de tales eventos. Las memorias son soportadas por batería, para retener los datos en el evento de falla de energía. La batería es periódicamente monitoreada bajo carga.

a.2.1.2 Módulos de entrada

Los módulos de entrada son usados para interrogación serial de los valores del medidor electrónico, a través de una interface de comunicación RS485. Un máximo de ocho medidores electrónicos pueden ser conectados a cada una de las 4 líneas o interfaces, sobre cada módulo. Cada línea serial pueden soportar máximo 8 valores por cada medidor, limitado a un máximo de 36 valores por módulo de entrada serial. Los datos son recibidos cada período de tiempo especificado y transferidos a un módulo de procesamiento central. Allí, estos valores son procesados y los valores del período de integración calculados, son transferidos al buffer de valores de medición.

El módulo de entrada puede funcionar como módulo de pulsos de entrada/salida, para recibir pulsos del medidor. Dependiendo del tipo de circuito de entrada, cada módulo tiene un máximo de 20 entradas de pulso. Un máximo 20 valores de entrada son transmitidos al módulo de procesamiento central, cada minuto.

La unidad terminal remota posee 3 módulos de entrada.

a.2.1.3 Módulo de memoria

El módulo de memoria (circuito buffer) almacena los valores del medidor al fin de período de integración, para asegurar que los datos puedan permanecer disponibles a pesar de que exista un fracaso en la línea de comunicación a la estación central. El archivo de memoria está protegido contra pérdida de datos en el evento de una falla en el suministro de la energía eléctrica.

a.2.1.4 Reloj de tiempo real

El reloj asegura la sincronización de la unidad terminal remota.

a.2.1.5 Equipo adicional

La unidad terminal remota puede ser equipado con hasta 4 interfaces independientes RS 232C, para comunicación con estaciones centrales de teledimensión.

a.3 Central de Procesamiento o Estación Central de Telemedición

Las centrales de procesamiento tratan los datos transmitidos, efectúan los balances y cálculos energéticos y ayudan al control de la red. Además ofrecen la posibilidad de transmitir los valores de energía a un sistema ordenador de jerarquía superior, para efecto de facturación y análisis estadístico.

El hardware necesario para tener una central es: [44]

- Un ordenador personal modelo 486 DX, con sistema operativo MS-DOS versión 3.2 o más.
- Un monitor monocromático, CGA o VGA.
- Una impresora con interface paralela.
- Disco duro de 60 MB.
- 4 MB de memoria RAM.
- Interfaces en serie tipo RS232C(máximo 4).
- Reloj calendario interno sostenido por baterías.
- Un drive para disquete 3 1/2", de 1.44 MB.

La computadora debe tener instalado el software adecuado. Este software generalmente ocupa 6 Megabytes en el disco duro.

Este software debe estar organizado en menús y submenús, y ser desarrollado modularmente, lo cual le permite realizar diferentes tareas parciales. Además esta estructura permite tener diferente módulos , que pueden ser adquiridos o no por las empresas eléctricas, según sus necesidades.

La estación central está formada por módulos, siendo los más importantes, el módulo de comunicaciones, el de conversión de datos ASCII y el del reloj.

• Módulo de comunicación

Este módulo provee comunicaciones entre la estación central y las unidades terminales remotas, usando protocolos estandarizados.

- **Módulo de conversión de datos ASCII**

Este módulo permite convertir los datos coleccionados al formato ASCII.

- **Reloj de tiempo real**

Con este módulo se obtiene mayor exactitud en ciertas funciones que dependen del tiempo.

Las tareas principales, que puede realizar la central de procesamiento a través del software, son:

- Adquisición de los datos almacenados en las unidades remotas, a través del proceso de comunicación según el protocolo de transmisión que se esté usando.
- Almacenamiento de los valores recolectados periódicamente desde las unidades terminales remotas.
- Transferencia de los valores adquiridos al sistema ordenador mayor.
- Substitución de los valores antiguos, por los adquiridos en ese momento.
- Preparación de reportes y listados en unidades de energía para presentación en pantalla, en impresora o como archivo de datos.
- Convertir los valores o datos en otros formatos, para que puedan ser tratados con el software externo, tal como EXCEL, etc., o entregados a un sistema mayor con el fin de imprimir la factura.
- Almacenamiento de datos a largo plazo, con la posibilidad de un uso y tratamiento posterior, etc.
- Comprobar o comparar mediciones.
- Generar periódicos reportes del buffer.

Los valores almacenados en la central pueden también ser adquiridos desde lectores que posean una interface en serie, desde un ordenador portátil o desde un lector de tarjetas.

La central es teóricamente capaz de adquirir datos de hasta 300 unidades terminales remotas.

La central requiere una definición unitaria del período de integración, así como de los valores que van a ser almacenados en la central. Las magnitudes almacenadas pueden ser tratadas

como impulsos, es decir, llegan a la central con el factor de impulso definido en la unidad remota. Antes de ser almacenados en la central se los multiplica con el factor correspondiente.

a.4 Tipo de transmisión

Para explicar el tipo de transmisión se deben considerar dos casos, la transmisión que se da entre el equipo de medición y la unidad terminal remota; y la que existe entre la unidad terminal remota y la central de procesamiento.

La transmisión entre el equipo de medición y la unidad terminal remota puede realizarse de dos maneras:

- Transmisión de datos basada en técnica de pulsos: Esta transmisión se ha usado tradicionalmente en la toma de lecturas remota. En este tipo de transmisión se capturan los pulsos individuales provenientes del medidor; los registros formados por estos pulsos corresponden al registro original del medidor. Cada pulso representa una cantidad específica de energía. La línea, que conecta el medidor con la unidad terminal remota, está fijada a los contactos de salida del medidor, a través de relés, o salidas opcionales de pulsos.
- Transmisión STOM [Serial Transmission of Original Meter values]: En esta forma de transmisión, los valores originales del medidor son transmitidos, en lugar de los pulsos generados en el mismo. Con esta transmisión se asegura que se guardan valores idénticos del registrador del medidor en la unidad terminal remota, en todo tiempo; debido a que se tiene una transmisión continua. Para realizar dicha transmisión el medidor tiene que estar conectado a la unidad terminal remota por medio de una línea de datos serial. Esta línea es fijada a los contactos de salida del medidor a través de relés.

Para establecer la comunicación entre la central y la unidad remota se usa la línea telefónica normal, con automatización de llamadas.

Para la transmisión de datos, vía línea telefónica, se usa el protocolo de transmisión SCTM (Serial Coded Tele Metering). Esta transmisión codificada y en serie, es de tipo semi-duplex, asíncrono, formato ASCII con encabezamiento start-stop.

El SCTM es un proceso usado para la transmisión en serie de valores de energía a una central o cualquier microprocesador portátil.

La comunicación entre la central y la unidad terminal remota se realiza a través de un encabezamiento. El encabezamiento es un conjunto de bits, donde cada bit cumple una función específica

Un ejemplo de encabezamiento se puede ver en la figura 4-1.



Figura 4-1: Diagrama de un encabezamiento

- SOH : Inicio del encabezamiento.
- STATUS: Si la información es receptada o transmitida a la unidad remota y si hay una continuación o no.
- US-NR : Número de 5 cifras que define la unidad remota.
- BL-NR : Número del bloque de datos.
- Q-NR : Número de reconocimiento (coincide con BL-NR).
- DBL : Largo del bloque en octetos.
- HCC : Código de verificación del encabezamiento.
- ETX : Signo de control que indica fin de texto
- STX : Signo de control que indica el comienzo de texto.

Dentro del encabezamiento se encuentra el bloque de datos DBL, el cual tiene el siguiente formato:

STX - IAC - ETX - BCC

donde:

- STX : Signo de control que indica el comienzo del texto.
- IAC : Signo para identificar la clase de información, datos en ASCII.
- ETX : Signo de control que indica el fin del texto.
- BCC : Código de verificación para el bloque.

En el formato del bloque no existe el IAC, cuando la información proviene de la unidad terminal remota.

Para este tipo de transmisión se requiere que la computadora de la central de procesamiento tenga una interface serie RS232C.

b. Toma de lecturas remota vía línea telefónica de medidores electrónicos usando sus tarjetas opcionales de comunicación

b.1 Equipo de medición

En este caso, el equipo de medición está formado por los medidores electrónicos, con sus tarjetas opcionales de comunicación.

Las tarjetas opcionales de comunicación, que permiten realizar la toma de lecturas remota vía línea telefónica, son:

- **Tarjeta de módem de 300/1200 baudios**

Mediante esta tarjeta el medidor tiene capacidad para conectarse con la red telefónica.

Para la conexión entre la tarjeta de módem, ubicada en la parte interior del medidor y la línea telefónica se usa un cable telefónico. Este cable telefónico puede ser de dos tipos; RJ31 y RJ11.

La conexión RJ31 es usada cuando la línea telefónica va a ser compartida por el cliente, por lo cual también se requiere un censor de línea ocupada o de desconectado. Este censor asegura que el usuario tenga prioridad en el uso de la línea. Así, si el medidor se encuentra en la línea, éste colgará cuando el cliente levante el auricular para llamar.

La conexión RJ11 es utilizada cuando la línea telefónica no va a ser compartida, es decir, el medidor tendrá una línea telefónica exclusiva para descargar datos a la Estación Central.

- **Tarjeta con interface de comunicación de alta velocidad RS232**

Cuando el medidor tiene instalada esta tarjeta, el mismo puede conectarse a un módem externo, el cual permite tener comunicación vía línea telefónica con la estación central.

Esta tarjeta posee el puerto de alta velocidad RS232 (conector). Un cable se ubica desde la tarjeta hasta una interface externa que está ubicada en la base del medidor. Esta pequeña interface se conecta directamente al conector del módem.

b.2 Estación central

La estación central se instala en una computadora personal, que debe tener las siguientes características:

- PC modelo 486 DX, 33 MHz.
- 2 MB de memoria RAM.
- Un drive para disquete 3 1/2", de 1.44 MB.
- 60 MB de disco duro.
- Monitor monocromático, VGA o EGA.
- Puertos: Serial, Paralelo, Mouse.
- Software:
 - MS DOS versión 3.2 o más.
 - Programa para realizar lectura remota de medidores.

Con esta computadora se realizan las siguientes funciones:

- Captación de los datos almacenados en el medidor.
- Preparación de los datos para presentación en pantalla, en impresora o como archivo de datos.
- Control de los datos obtenidos, comparándolos con los valores límites proyectados.
- Depósito de los datos corregidos en un archivo, para enviar a una PC, donde se obtiene la factura para el cliente.

4.2.3 Descripción del proceso de toma de lecturas remota

4.2.3.1 Toma de lecturas remota vía radio

Para comunicarse entre los módulos de lectura y la unidad central de proceso se tiene la red local de interconexión. Esta red puede presentar diversas configuraciones, siendo las más importantes: en estrella y de tipo bus compartido. En la configuración en estrella, la unidad central de proceso constituye el centro del sistema y de ella parten todas las ramificaciones de los módulos

de lectura, pudiendo existir otras ramificaciones que parten desde los mismos módulos de lectura. En la configuración tipo bus compartido, los módulos de lectura están suspendidos del bus, existiendo ramificaciones a conveniencia del usuario; la unidad central de proceso está ubicada al final de la red.

De las configuraciones descritas anteriormente, la que más se utiliza es la de tipo bus compartido, ya que dicha forma de conexión permite una sencilla adaptación a las instalaciones existentes en las Empresas Eléctricas del país, en donde los medidores se hallan distribuidos en hogares individuales o por plantas en un edificio. Además esta arquitectura de red no restringe el número de módulos de lectura que pueden ser conectados al sistema.

En la figura 4-2 se puede apreciar la arquitectura de la red local de comunicaciones, en configuración tipo bus compartido.

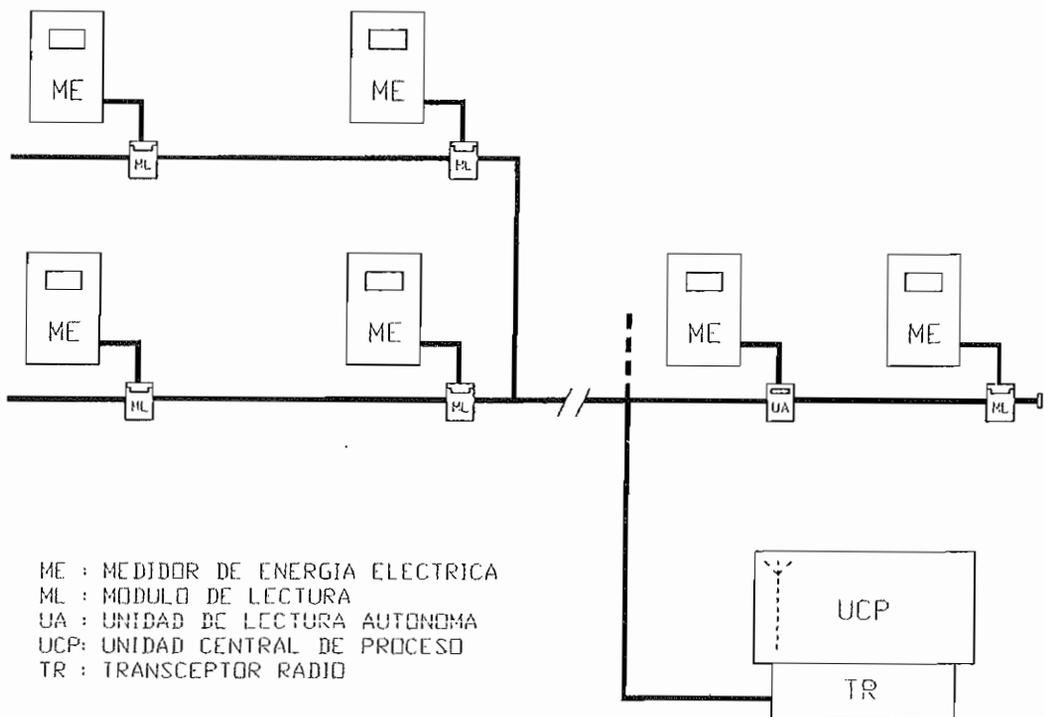


Figura 4-2: Arquitectura de la red

Como se puede observar en la figura anterior, el extremo de la red termina en el lugar donde se considere más adecuado la instalación de la unidad central de proceso, la cual es única por sistema de toma de lecturas.

Esta red local de interconexión puede ser hecha con un cable plano de varios hilos, para que cada hilo del mismo cumpla una función específica.

Las comunicaciones entre la unidad central de proceso y los distintos módulos de lectura se efectúa mediante un formato de transmisión diferencial, lo que garantiza una elevada inmunidad al ruido.

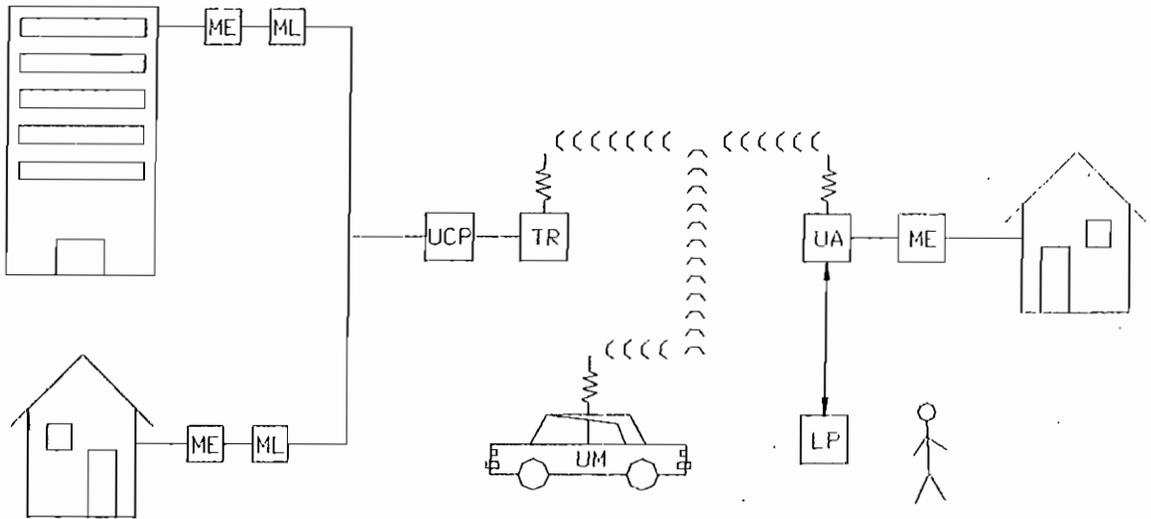
Como se expresó anteriormente, se puede conectar el número de módulos de lectura que se quiera al sistema, pero existe la limitación física que viene impuesta por la capacidad de almacenamiento en memoria de la unidad central de proceso correspondiente, de la longitud física de la red y del número de cargas conectadas a ella (cada módulo de lectura significa una carga eléctrica más sobre la red). Sin embargo, estas limitaciones físicas pueden obviarse fácilmente mediante el uso de repetidores de señal en caso necesario.

El medidor y el módulo de lectura pueden alojarse en un gabinete no inflamable y ser encapsulados en resina, para proteger a sus circuitos contra los agentes ambientales. Es importante dejar descubierto el conector del bus del sistema para realizar la conexión del correspondiente módulo de lectura a dicho bus; esta conexión también suele aislarse de agentes externos mediante un cierre hermético y el posterior sellado interno de la unión mediante una resina de silicona.

La figura 4-3 muestra el esquema total del sistema de toma de lecturas remota vía radio.

La unidad central de proceso, controlada por un microprocesador, permite centralizar las lecturas de todos los módulos de lectura de una red y es la encargada de la recolección sistemática de los datos. Con esto se optimiza la transmisión de datos. También es la unidad encargada de efectuar los cálculos para determinar los máximos consumos, demandas, etc.

Los datos almacenados en la unidad central de proceso pueden ser leídos ya sea en su sitio de instalación, a través de la conexión directa a un ordenador portátil, o un lugar alejado de su punto de ubicación, mediante un módem y transceptor radio por vía radio. La confidencialidad de estos datos queda garantizada por el hecho de que todos los datos transferidos al ordenador portátil o la unidad móvil, lo son en forma encriptada, según la norma internacional DES (Data Encryption Standard).



- ME : MEDIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- ML : MÓDULO DE LECTURA
- UCP : UNIDAD CENTRAL DE PROCESO
- UM : UNIDAD MÓVIL
- UA : UNIDAD DE LECTURA AUTÓNOMA
- TR : TRANSCÉPTOR RADIO
- LP : LECTOR PORTÁTIL

Figura 4-3: Toma de lecturas remota vía radio

Los comandos, que maneja cada unidad central, presentan dos niveles de jerarquía, caracterizados como comandos del usuario o comandos de supervisor.

Los comandos denominados del usuario pueden ser ejecutados por cualquier operador, entre estos tenemos las lecturas de los medidores, lectura de números de serie, hora, valores de demanda, etc., mientras que los comandos de supervisor son aquellos que pueden afectar a los resultados de los datos recolectados por la unidad central de proceso y pueden únicamente ser ejecutados por personal calificado, entre estos tenemos la puesta a cero de los registros de medida de los medidores, el cambio del factor de conversión, el ajuste de la hora del reloj, etc.

Cada unidad central de proceso incorpora además un código identificativo propio, independiente del código DES mencionado, que permite el acceso a los datos almacenados en su memoria, tanto de forma directa como vía radio. Los comandos, que tienen que ser respondidos por la unidad central de proceso, deben estar encabezados por dicho código.

La transmisión de todos los datos, desde los módulos de lectura asociados a una unidad central de proceso e incidencias relativas a la red puede ser fijada por el usuario, mediante un intervalo de tiempo.

Los módulos de lectura pueden ser interrogados sin la necesidad de una unidad central de proceso, para ello se usa el lector portátil, el cual permite conectar el módulo de lectura a cualquier ordenador portátil estándar; si a este ordenador se le incorpora el software adecuado se puede ejecutar las mismas funciones que realiza la unidad central de proceso.

El transceptor radio, incorporado en cada unidad central de proceso, tiene constantemente activado su módulo receptor y deshabilitado el módulo transmisor. El transmisor se activa cuando se va a realizar la transmisión de datos desde la unidad central, después de lo cual se deshabilita automáticamente.

Tanto la unidad central de proceso, como la unidad móvil deben tener las antenas, la longitud de éstas va a determinar la distancia a la que puede realizarse la lectura remota de datos. El alcance con antenas vistas es superior a los 100 metros utilizando una potencia radiada aparente de 10 mW. [43]

Con el fin de reducir al mínimo el tamaño de las antenas y optimizar la eficacia de las comunicaciones, los transceptores integrados en las unidades centrales de proceso trabajan en la banda de las frecuencias altas.

Las comunicaciones de la unidad móvil con la unidad central de proceso se realizan generalmente a 1200 baudios y los datos completos para cada usuario entran en un bloque de 32 bytes de memoria.

La configuración normalizada de una unidad central de proceso permite almacenar los datos correspondientes a 4096 módulos de lectura, para lo cual requiere una memoria RAM de 128 KB.

Una vez descrito la estructura del sistema, se procede a explicar el proceso de toma de lecturas. Este comienza generalmente en el centro de procesamiento de datos donde se entrega al lector un disquete, que contiene el itinerario a seguir, considerando una determinada ruta con la localización de los N puntos de parada o de lectura de datos. También se incorpora los correspondientes códigos de las unidades centrales de proceso, de tal forma que el operador realice

de una forma prácticamente automática el proceso. Además se presenta en la pantalla del operador las indicaciones mínimas necesarias, para una correcta operación del sistema.

Al pulsar la tecla de función correspondiente, el programa comienza automáticamente a interrogar a la unidad central de proceso correspondiente mediante una estructura de trama, que contiene el número de serie de la unidad central de proceso y el comando pertinente.

Después de transmitir dicha trama, se procede a la espera de recepción de datos hasta la expiración de un tiempo de espera prefijado.

En caso de un fracaso en la comunicación, se procede a una nueva solicitud de transmisión de datos, hasta un máximo de intentos prefijado.

En el caso de que no se consiga la comunicación, el operador puede elegir entre dos opciones:

- Proceder a una lectura manual por medio del lector portátil.
- Abandonar el intento de lectura de dicha unidad central de proceso.

En caso de producirse respuesta por parte de la unidad central de proceso interrogada, ésta tendrá la estructura de trama correspondiente al comando recibido.

Una vez recibida la trama, el ordenador calcula y verifica el código recibido, procediendo en caso de discordancia a solicitar una nueva transmisión de datos de la unidad central de proceso.

Este proceso se repite en caso de errores hasta un máximo de intentos prefijado, de forma similar a lo indicado anteriormente, en el caso de no respuesta por parte de la unidad interrogada.

En el caso de que el código calculado coincida con el transmitido por la unidad, se procede a almacenar los datos recibidos y a indicar en pantalla el nuevo punto de lectura de la ruta.

Después de haber realizado una lectura, se presentan automáticamente en pantalla los datos de localización del siguiente punto de ruta:

- Denominación.

- Dirección.
- Número de serie de la unidad central de proceso.

Finalmente, la información recogida por los ordenadores portátiles utilizados se entrega al correspondiente centro de proceso de datos, generalmente en forma de disquetes para su procesamiento posterior.

4.2.3.2 Toma de lecturas remota vía línea telefónica

a. Toma de lecturas remota vía línea telefónica usando una unidad terminal remota

La transmisión de datos entre los medidores y la unidad terminal remota, se realiza a través de un cable de varios hilos; mientras que la comunicación entre la unidad terminal remota y la central de procesamiento se efectúa por medio del cable telefónico.

En la figura 4-4 se muestra un esquema, donde se indica los equipos que componen este tipo de toma de lecturas.

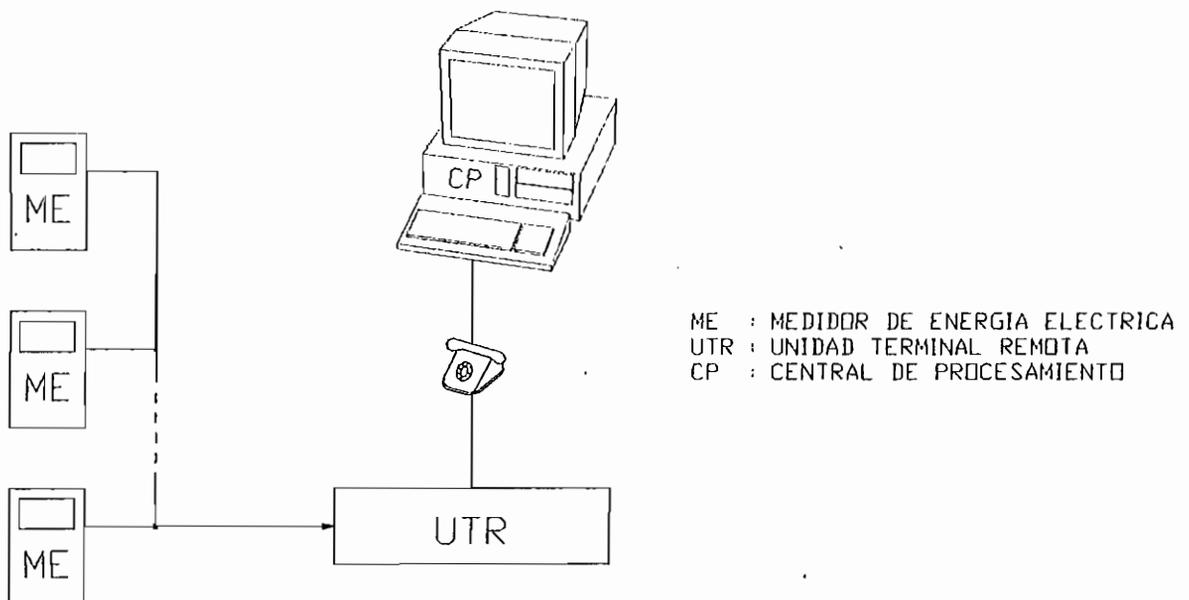


Figura 4-4: Toma de lecturas vía línea telefónica usando una unidad terminal remota

La lectura automática y periódica de los medidores es realizada por la unidad terminal remota, a través de los módulos de entrada; en el caso de los medidores electrónicos, que usan

transmisión serial, esta lectura se realiza por medio de la interface RS485. Los valores de los impulsos o de los registros de los medidores conectados a la unidad terminal remota, son recibidos en los módulos de lectura de la misma y son almacenados, junto con los datos de tiempo, en la memoria de dicha unidad. Los datos recopilados y tiempos, en los que ocurrieron ciertos valores registrados por el medidor, son manejados por la unidad terminal remota.

La adquisición de datos contenidos en la unidad remota, por parte de la central de procesamiento, es una función automática que prepara el operador del sistema.

La unidad terminal remota puede pasar sus datos a diferentes estaciones centrales a través de líneas de comunicación de datos.

b. Toma de lecturas remota vía línea telefónica de medidores electrónicos usando sus tarjetas opcionales de comunicación

La transmisión de datos, entre el medidor electrónico y la estación central, se realiza a través de la red telefónica.

La seguridad de los datos transmitidos está asegurada a través de la identificación de los medidores y de claves de acceso a los mismos, definidas por el usuario. Comandos y transferencia de datos son revisados, por seguridad, en ambos terminales de la comunicación. Los errores son eliminados a través de la retrotransmisión.

El período en que se produce la descarga de los datos hacia la estación central es programada por el usuario. Para realizar esto, se programa al medidor para que inicie una llamada telefónica a la estación, estableciendo el número de intentos que hará el medidor, en el caso de que la línea telefónica esté ocupada. Si no se produce la descarga de datos en ese día, se programa al medidor para que llame al día siguiente, hasta que se produzca dicha descarga.

En la memoria del medidor se pueden generalmente almacenar dos números telefónicos, el uno considerado como principal y el otro como secundario. En caso de que no se establezca comunicación con el número telefónico principal, al pasar un número determinado de intentos, el medidor usará el número telefónico secundario.

CAPITULO V

ANALISIS TECNICO-ECONOMICO PARA DETERMINAR EL TIPO DE TOMA DE LECTURAS DE CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA A UTILIZAR

5.1 ANALISIS TECNICO PARA DETERMINAR EL TIPO DE TOMA DE LECTURAS A UTILIZAR CONSIDERANDO LOS DIFERENTES USUARIOS

5.1.1 Establecimiento de los equipos necesarios para implementar una toma de lecturas directa

El elemento fundamental en la toma de lecturas directa, es el lector, el cual ejecuta dicha tarea. Para que el lector realice su labor adecuadamente requiere el siguiente equipo:

- Equipo de medición.
- Equipo de toma de lecturas.

5.1.1.1 Equipo de medición

El equipo de medición está formada de los medidores que permiten registrar la energía, potencia, factor de potencia, etc., de cada uno de los usuarios que son servidos por la empresa eléctrica.

Para determinar el equipo de medición que se requiera, considerando el tipo de usuario, se sigue la metodología técnico-económica descrita en el capítulo III.

Para establecer los accesorios o características especiales que deben tener los medidores, para realizar la toma de lecturas directa, se deben considerar los siguientes casos:

a. Toma de lecturas directa de medidores electromecánicos

Cuando se realiza la toma de lecturas directa de los medidores electromecánicos, éstos no requieren ningún accesorio adicional para realizar este proceso. Lo que se necesita es que el medidor esté instalado en un sitio accesible, para que el lector pueda realizar su trabajo de una manera adecuada.

b. Toma de lecturas directa de medidores electrónicos

Existen dos modalidades para la toma de lecturas directa de estos medidores:

b.1 Toma de lecturas directa de medidores electrónicos usando un activador de secuencia de despliegue de la pantalla

Para este tipo de toma de lecturas, el medidor electrónico debe poseer un interruptor magnético de junquillo, que se encuentra debajo de la tapa protectora.

Al pasar un imán sobre la tapa protectora se activa el interruptor magnético, con lo cual se cambia la secuencia de despliegue de pantalla, y por lo tanto, van cambiando los datos que aparecen en la pantalla de cristal líquido del medidor.

b.2 Toma de lecturas directa de medidores electrónicos usando una computadora portátil

Para poder realizar este tipo de toma de lecturas, el medidor electrónico debe tener un puerto óptico. Este puerto óptico generalmente está montado en la parte frontal de la tapa del medidor.

5.1.1.2 Equipo de toma de lecturas

El equipo de toma de lecturas que se requiere, depende del equipo de medición que se esté usando.

a. Toma de lecturas directa de medidores electromecánicos

Para ejecutar este proceso se requiere que el lector posea un libro de registros, donde se pueda anotar las lecturas realizadas.

b. Toma de lecturas directa de medidores electrónicos usando un activador de secuencia de despliegue de la pantalla

Para este sistema se necesita un imán y el libro de registros.

c. Toma de lecturas directa de medidores electrónicos usando una computadora portátil

El equipo que se requiere para ejecutar esta toma de lecturas es:

- Interface óptica.
- Adaptador.
- Computadora portátil.

La interface óptica es la que permite realizar la conexión entre el medidor y la computadora portátil. Esta interface conecta el puerto óptico del medidor con el puerto serial de la computadora.

El adaptador sirve para alimentar a la computadora, y es el que transforma el voltaje alterno de la red, generalmente de 120 VAC, a voltaje DC, comúnmente a 18.5 VDC.

La computadora portátil es el instrumento que permite realizar el proceso de toma de lecturas. Las características principales que debe tener esta computadora son:

- Microcomputadora personal LAPTOP o DESKTOP, modelo 386 DX.
- Mínimo 640 KB de memoria RAM.
- Un drive para disquete 3 1/2", de 1.44 MB.
- Un disco duro de 20 MB mínimo.
- Monitor monocromático, CGA , VGA o EGA.
- Puertos: COM1 de 9 o 25 pines, LPT1 de 25 pines.
- Software:
 - MS DOS versión 3.2 o más.
 - Programa para toma de lecturas de medidores: Por medio de este programa se genera un archivo, donde se encuentran las lecturas almacenadas en la memoria del medidor.

5.1.2 Establecimiento de los equipos necesarios para implementar una toma de lecturas remota

El equipo necesario para implementar una toma de lecturas remota es:

- Equipo de medición: Para establecer el tipo de medidor que requiera el usuario, se debe seguir el procedimiento descrito en el capítulo III. Básicamente la metodología técnica-económica define que un usuario determinado debe instalar un medidor electromecánico o electrónico.
- Equipo de toma de lecturas: Depende del tipo de toma de lectura remota que se esté analizando.

5.1.2.1 Toma de lecturas remota vía radio

a. Equipo de medición

a.1 Medidores electromecánicos

Para poder realizar toma de lecturas remota vía radio, se requiere que los medidores emitan impulsos. Para que los medidores electromecánicos emitan impulsos se requiere instalar a cada uno, un emisor de impulsos.

a.2 Medidores electrónicos

Para que los medidores electrónicos emitan impulsos es necesario que estos tengan salidas de impulsos en la tarjeta del registrador, o que posean una tarjeta opcional de relés.

b. Equipo de toma de lecturas

El equipo de toma de lecturas de este sistema es:

b.1 Módulo de lectura

En el módulo de lectura se realiza el procesamiento de impulsos, que consiste en transformar los impulsos en unidades de energía, tales como, KWh, Kvarh, etc. Además en este módulo se almacenan dichas cantidades.

Cada medidor electromecánico requiere un módulo de lectura.

Los medidores electrónicos no necesitan el módulo de lectura.

b.2 Unidad Central de Proceso

En la unidad central de proceso se almacena toda la información proveniente de diversos módulos de lectura; además se valoran los consumos máximos de los usuarios, se implementan con este equipo diferentes tipos de tarifas a los abonados, etc. El objetivo fundamental de la unidad central de proceso es centralizar el sistema en un solo equipo, para realizar la toma de lectura con la unidad móvil, de una manera más eficiente.

La unidad central de proceso permite manejar varios módulos de lectura; por lo se debe determinar el número de módulos de lectura que se van a instalar, para establecer el número de unidades centrales de proceso que se necesitará.

La unidad central de proceso, en su configuración estándar, puede soportar 4096 módulos de lectura, para lo cual se requiere que la unidad tenga una memoria de 128 KB. [43]

b.3 Transceptor Radio

El transceptor radio permite tener comunicaciones bidireccionales entre la unidad central de proceso y la unidad móvil.

Las especificaciones técnicas, que tiene que cumplir el transceptor radio son: Su método de modulación es en FM, la frecuencia central es de 433 MHz, la potencia de emisión es de 10 a 300 mW (regulable), el ancho de banda del canal está en el orden de los Khz. [43]

Se requiere un transceptor radio por cada unidad central de proceso, y otro por cada unidad móvil.

b.4 Unidad móvil

La unidad móvil es la que realiza la toma de lecturas. Esta unidad está formada de un transceptor radio y una computadora portátil, que presenta las siguientes características: [43]

- Microcomputadora personal LAPTOP o DESKTOP, modelo 386 DX.
- Mínimo 640 KB de memoria RAM.
- Un drive 3 1/2", de 1.44 MB.
- Un disco duro de 20 MB mínimo.
- Monitor monocromático, CGA o VGA.
- Puertos: Serial, Paralelo, Mouse.
- Software:
 - MS DOS 3.2 o más.
 - Programa para toma remota de lecturas de medidores.

El número de unidades móviles que se requiera, depende de la extensión de la ciudad y del número de días que se planifique para realizar la toma de lecturas, de todos los usuarios de la empresa eléctrica.

b.5 Red local

La red local, que permite la conexión entre los módulos de lectura y la unidad central de proceso, tiene que realizarse con cable de varios hilos, para que cada hilo cumpla una función específica.

5.1.2.2 Toma de lecturas vía línea telefónica

Dentro de la toma de lecturas vía línea telefónica existen varias maneras de implementarla. La forma de implementación depende del tipo de equipo de medición que se utilice.

a. Toma de lecturas de medidores electromecánicos

Para poder implementar la toma de lecturas vía línea telefónica en medidores electromecánicos, estos deben tener instalado un emisor de impulsos.

El equipo de toma de lecturas que se requiere es:

a.1 Unidad Terminal Remota

En la unidad terminal remota se reciben y almacenan los impulsos provenientes de los medidores electromecánicos. El número de medidores electromecánicos define el número de unidades terminales remotas.

Comúnmente cada unidad terminal remota puede manejar 60 medidores que emitan impulsos.

a.2 Estación Central

La estación central es donde se realiza el tratamiento, entrega y presentación de datos.

La estación central es una computadora, cuyas características son: [44]

- Una computadora personal modelo 486 DX, con sistema operativo MS-DOS versión 3.2 o más.
- Un monitor monocromático, CGA o VGA.

- Una impresora con interface paralela.
- Disco duro de 60 MB.
- 4 MB de memoria RAM.
- Interfaces en serie tipo RS232C(máximo 4).
- Reloj calendario interno sostenido por baterías.
- Un drive para disquete 3 1/2", de 1.44 MB.
- Programa para realizar lectura remota de medidores.

a.3 Red de conexión

Para la conexión entre el equipo de medición y la unidad terminal remota, se usa un cable de varios hilos.

Para la conexión entre la unidad terminal remota y la estación central, se usa el cable telefónico.

b. Toma de lecturas de medidores electrónicos

Existen dos esquemas para este tipo de toma de lecturas: el primero es usando una unidad terminal remota y el otro es utilizando las tarjetas opcionales de comunicación, que poseen los medidores electrónicos.

b.1 Toma de lecturas de medidores electrónicos usando una unidad terminal remota

Las características que tendrán los medidores electrónicos serán definidos por la forma de transmisión de datos entre el medidor y la unidad terminal remota.

Para la transmisión basada en técnicas de pulso, se requieren que los medidores electrónicos tengan salida de impulsos, para lo cual los medidores debe tener una tarjeta opcional de relés o salidas opcionales en la tarjeta del registrador.

Cuando se usa la transmisión serial y codificada, se requieren medidores electrónicos de alta precisión (0.5, 0.2), con algunas características especiales, que fueron citadas en el capítulo IV.

El equipo de toma de lecturas que se requiere, cualquiera que sea la forma de transmisión de datos, es:

b.1.1 Unidad Terminal Remota

El número de unidades terminales remotas depende del número de medidores electrónicos que existan.

La unidad terminal remota, en su configuración estándar, soporta 60 medidores que emiten impulsos o 90 medidores que usan transmisión serial.

b.1.2 Estación Central

La Estación Central es una computadora con las siguientes características:

Hardware:

- PC modelo 486 DX, 33 MHz.
- 4 MB de memoria RAM, mínimo.
- Drive 3 1/2", de 1.44 MB.
- 60 MB de disco duro, o más.
- Monitor monocromático, VGA o EGA.
- Puertos: Serial, Paralelo, Mouse.

Software:

- DOS versión 3.2 o más.
- Programa que permita realizar lectura remota.

b.1.3 Red de conexión

Para la conexión entre el medidor y la unidad terminal remota se requiere cable de varios hilos, cualquiera que sea la transmisión que se utilice. La conexión entre la unidad terminal remota y la estación central se realiza a través de la red telefónica.

b.2 Toma de lecturas de medidores electrónicos usando sus tarjetas opcionales de comunicación

Existen dos tarjetas de comunicación que permiten realizar lectura remota de datos vía línea telefónica:

b.2.1 Tarjeta de módem de 300/1200 baudios

Mediante esta tarjeta el medidor tiene capacidad para conectarse con la red telefónica.

b.2.2 Tarjeta con interface de comunicación de alta velocidad RS232

Cuando el medidor tiene instalada esta tarjeta, el mismo puede conectarse a un módem externo, el cual permite tener comunicación vía línea telefónica con la estación central.

En este caso, el equipo de toma de lecturas que se requiere es la estación central. La estación central está instalada en una computadora, la cual capta los datos provenientes del medidor electrónico. Las características de esta computadora son:

Hardware:

- PC modelo 486 DX, 33 MHz.
- 2 MB de memoria RAM.
- Drive para disquete 3 1/2", de 1.44 MB.
- 60 MB de disco duro o más.
- Monitor monocromático, VGA o EGA.
- Puertos: Serial, Paralelo, Mouse.

Software:

- DOS versión 3.2 o más.
- Programa que permita realizar lectura remota.

5.1.3 Consideraciones sobre la carga

Para establecer el tipo de toma de lecturas a usar, una variable fundamental que se debe tomar en cuenta, es la carga del consumidor. La carga está caracterizada por la demanda máxima y su proyección.

5.1.3.1 Características de la carga

Una de las características, que permite definir la carga de un usuario, es la demanda.

Los valores de demanda de mayor importancia son el de demanda máxima, demanda media y demanda mínima; la utilización de cada una de ellas depende del análisis que se esté realizando. En el presente estudio se consideran los valores de demanda máxima y de demanda media.

Como se indicó en el capítulo III, la demanda máxima de una instalación o de un sistema es la mayor de las demandas ocurridas durante un período específico de tiempo.

Para determinar la demanda máxima se puede usar la definiciones básicas del factor de carga y del factor de demanda, enunciados en el capítulo III.

La relación de la definiciones del factor de carga y de demanda con la demanda máxima, son las siguientes expresiones:

$$DM = \frac{Dm}{Fc} \quad (5-1)$$

$$DM = CI * Fd \quad (5-2)$$

donde:

DM: Demanda máxima de una carga individual o de un grupo de cargas.

Dm: Demanda promedio en un intervalo de tiempo.

Fc : Factor de carga.

Fd : Factor de demanda.

CI : Carga instalada.

Para encontrar la carga instalada se usa el procedimiento descrito en el capítulo III.

Como su nombre lo indica, la demanda media es la carga promedio que un usuario impone sobre un sistema, en un intervalo específico de tiempo.

La demanda media se obtiene a partir de la energía total consumida por la carga, durante un período de tiempo específico.

La expresión matemática, para encontrar la demanda media, es [39]:

$$Dm = \frac{E}{T} \quad (5-3)$$

donde:

Dm: Demanda media o promedio en un intervalo de tiempo.

E : Energía total consumida por la carga durante ese intervalo o período de tiempo específico.

T : Período de tiempo usado.

Como se indicó en el capítulo III, el factor de carga y el de demanda dependen del tipo de carga que se esté analizando. La definición del tipo de carga se la realiza en base al uso que el abonado dé al servicio de energía eléctrica, que le suministra la empresa eléctrica. Usando este criterio se tienen tres tipos de carga:

- Carga residencial.
- Carga comercial.
- Carga industrial.

En la implementación de un sistema de toma de lecturas, se requiere analizar las características de carga de todo un grupo de consumidores.

Debido a la dificultad de conocer las características de carga de cada componente de la zona, donde se quiere implementar un tipo de toma de lecturas, se considera que el sistema está formado por N usuarios típicos, que presentan características de carga predominantemente homogéneas. Esto genera resultados muy aproximados a los reales.

Este usuario típico corresponde a un consumidor representativo de un grupo de consumidores que componen el sistema, donde se implementará la toma de lecturas. Este usuario promedio está caracterizado por la demanda máxima unitaria, la cual es válida para las condiciones iniciales del sistema.

La determinación de la demanda máxima unitaria de cualquier tipo de usuario se la realiza en base a las expresiones matemáticas (5-1) o (5-2).

5.1.3.2 Proyección de la demanda y demanda de diseño

El crecimiento de la carga en una cierta área, es un fenómeno natural, debido a la adición de nuevas cargas o al incremento adicional a las cargas ya existentes; por esta razón, se debe diseñar al sistema para que acepte nuevas cargas adicionales durante el período proyectado, manteniendo las condiciones operacionales adecuadas [40].

Como se sabe, la demanda sufre incrementos durante el período de vida útil del sistema de toma de lecturas, por lo cual es necesario establecer su proyección, para la cual se usará la tasa de crecimiento acumulativo, Td.

Para el presente estudio, el efecto de crecimiento de la demanda puede ser introducido, multiplicando la demanda inicial por el factor $(1 + Td)^n$, donde $n = 1, 2, 3, \dots, N$, en la que N es el período de vida útil del sistema de toma de lecturas.

Como la toma de lecturas se realiza cada mes, hay que considerar incrementos de demanda mensuales.

Este incremento progresivo de la demanda, que tiene relación con el número de meses considerado, se calcula mediante la tasa de crecimiento mensual "Td", que permite determinar el valor de la demanda máxima proyectada DMUp, para cada uno de los meses, a partir de las condiciones iniciales. El cálculo se realiza con la siguiente expresión:

$$DMUp = DMU * (1 + Td)^n \quad (5-4)$$

donde:

DMU : Demanda máxima inicial del usuario promedio o típico del grupo de abonados, a los cuales se les instalará un sistema de toma de lecturas.

DMUp: Demanda máxima proyectada del usuario promedio o típico del sistema.

Td : Tasa mensual de crecimiento de la demanda.

n : Número de meses al cual se calcula la DMUp.

Para la determinación del tipo de toma de lectura a usar, deberá considerarse los valores de la demanda de diseño proyectados para 10 años, contados a partir de la fecha de la instalación del sistema de toma de lecturas.

5.1.4 Determinación de la energía consumida mensualmente

Las Empresas Eléctricas cobran a sus abonados, por la energía consumida por los mismos, al final del mes. Esta forma de recaudación establece que se debe conocer la energía consumida por cada usuario en dicho mes.

La forma más adecuada para determinar la energía consumida por cada usuario es mediante el uso de los medidores de energía eléctrica.; pero también se puede establecer matemáticamente dicha energía, en base a los datos que se dispone.

Para determinar la cantidad de energía consumida mensualmente por un solo usuario, se debe usar las fórmulas (5-1) y (5-3); a partir de las cuales se obtiene la siguiente expresión matemática:

$$E_n = DM_n * Fc * T \quad (5-5)$$

donde:

E_n : Energía consumida mensualmente por el usuario n [KWh].

DM_n : Demanda máxima del usuario n [KW].

Fc : Factor de carga.

T : Período de tiempo usado. En este caso corresponde a 1 mes, es decir, 720 horas.

La energía total consumida mensualmente por los N usuarios se encontraría mediante el siguiente sumatorio:

$$E_T = E_1 + E_2 + \dots + E_n = \sum_{k=1}^n E_k \quad (5-6)$$

donde:

E_T : Energía total consumida mensualmente por los N usuarios.

E_k : Energía consumida mensualmente por el usuario k

En el presente trabajo se considera que todo el grupo de usuarios puede ser representado por un usuario promedio; es decir, se establece que el sistema estará formado por N usuarios promedio. Tomando en cuenta esta condición se tendría que:

$$E_T = N * DM * Fc * T \quad (5-7)$$

donde:

E_T : Energía total consumida mensualmente por los N usuarios [KWh].

DM: Demanda máxima del usuario promedio, ocurrida durante ese mes[KW].

Fc : Factor de carga.

T : 720 horas.

Como se puede apreciar en la expresión matemática (5-7), la energía consumida mensualmente depende de la demanda máxima, la cual aumentará mensualmente, por lo que dicha energía no permanecerá fija, durante el período de vida útil del sistema de toma de lecturas.

5.2 ESTABLECIMIENTO DE LOS COSTOS DE EQUIPAMIENTO

5.2.1 Toma de lecturas directa

Para implementar una toma de lecturas directa se requiere el equipo de medición y el lector. El equipo de medición registra la energía consumida por cada usuario, y el lector realiza la toma de lecturas.

El equipo de medición, con todos los accesorios que permiten realizar la toma de lecturas directa, constituye el primer componente del costo de equipamiento de este sistema.

El segundo componente del costo de equipamiento se denomina costo por toma de lectura directa. Este costo refleja el trabajo que hace el lector; debido a esta concepción el costo por toma de lecturas directa es un costo mensual, ya que el lector realiza la toma de lecturas cada mes.

Para cuantificar el costo por toma de lecturas directa se debe conocer el valor que supondría realizar una toma de lecturas directa. Para determinar este valor se utiliza el costo del libro, donde se registra las lecturas realizadas. Al dividir el valor monetario que tiene el libro de registros, para el número de lecturas realizadas durante el mes, se obtiene el costo por realizar una toma de lecturas directa.

Matemáticamente el costo mensual por toma de lecturas directa vendría definido por:

$$C_{tld} = NL * C_{utld} \quad (5-8)$$

donde:

- C_{tld} : Costo mensual por toma de lecturas directa.
- NL : Número de lecturas realizadas durante el mes.
- C_{utld} : Costo por realizar una toma de lecturas directa.

En el presente estudio se considera que el sistema de toma de lecturas directa tendrá un período de vida útil de n meses, por lo cual, para poder establecer el costo total, se debe conocer el valor presente del costo por toma de lecturas directa.

El valor presente del costo por toma de lecturas directa es:

$$VPCtld = \sum_{k=1}^n \frac{Ctld_k}{(1 + Rm)^k} \quad (5-9)$$

donde:

- VPCtld: Valor presente del costo por toma de lectura directa.
- Ctld_k : Costo por toma de lectura directa del mes k.
- Rm : Tasa de actualización mensual.
- n : Período de vida útil del sistema de toma de lecturas directa [meses].

Resumiendo, el costo de equipamiento para la toma de lecturas directa, vendría definido por:

$$Ceq_{TLD} = Ctma + VPCtld \quad (5-10)$$

donde:

- Ceq_{TLD} : Costo de equipamiento para un sistema de toma de lecturas directa.
- Ctma : Costo total de los medidores más sus accesorios.
- VPCtld : Valor presente del costo por toma de lectura directa.

5.2.2 Toma de lecturas remota

5.2.2.1 Toma de lecturas remota vía radio

En la toma de lecturas remota vía radio, el costo de equipamiento viene definido por la siguiente expresión matemática:

$$Ceq_{TLVR} = Ctma + Cucp + Ctr + Cum + Crl \quad (5-11)$$

donde:

- Ceq_{TLVR}: Costo de equipamiento del sistema de toma de lecturas vía radio.
- Ctma : Costo total de los medidores de energía eléctrica, con sus accesorios respectivos.
- Cucp : Costo de las unidades centrales de proceso que se requieran.
- Ctr : Costo de los transeptores radio que se necesiten.
- Cum : Costo de las unidades móviles que se requieran.

Cr1 : Costo de la red local.

5.2.2.2 Toma de lecturas remota vía línea telefónica

a. Toma de lecturas de medidores electromecánicos o electrónicos usando una unidad terminal remota

La expresión matemática que define el costo de equipamiento de este tipo de toma de lecturas es:

$$Ceq_{TLUTR} = Ctma + Cutr + Cec + Ccmu + Cctucd \quad (5-12)$$

donde:

- Ceq_{TLUTR}: Costo de equipamiento de la toma de lecturas vía línea telefónica, usando una unidad terminal remota.
- Ctma : Costo total de los medidores de energía eléctrica, con sus respectivos accesorios.
- Cutr : Costo de las unidades terminales remota que se necesiten.
- Cec : Costo de las estaciones centrales que se requieran.
- Ccmu : Costo del cable de conexión entre los medidores y la unidad terminal remota.
- Cctucd : Costo del cable telefónico para conexión entre la unidad terminal remota y la caja de distribución telefónica.

b. Toma de lecturas de medidores electrónicos usando sus tarjetas opcionales de comunicación

En esta caso el costo de equipamiento viene definido por:

$$Ceq_{TLTC} = Ctma + Cec \quad (5-13)$$

donde:

- Ceq_{TLTC}: Costo de equipamiento de la toma de lecturas vía línea telefónica usando sus tarjetas opcionales de comunicación.

Ctma : Costo total de los medidores electrónicos con los accesorios adicionales, en este caso, serían las tarjetas de comunicación.

Cec : Costo de las estaciones centrales que se requieran.

5.3 DETERMINACION DE LA SOLUCION OPTIMA DEL TIPO DE TOMA DE LECTURAS DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA A UTILIZAR

5.3.1 Determinación del costo que pierde la Empresa Eléctrica por toma de lecturas y facturación

Las Empresas Eléctricas realizan el cobro de las facturas por consumo de energía, al final de cada mes. Para obtener dicha factura, se deben cumplir dos procesos; la toma de lecturas y la facturación.

El tiempo estimado en finalizar los procesos de toma de lecturas y facturación es siempre menor a 30 días. Como la recaudación se la realiza cada mes, la empresa pierde dinero que podría ganar en un período de tiempo definido entre la finalización de los dos procesos mencionados anteriormente y el pago de la factura, que se realiza al final del mes. Esta pérdida de dinero genera un costo mensual, que se le denomina costo por toma de lecturas y facturación.

Para cuantificar el costo por toma de lecturas y facturación se usa la siguiente expresión matemática:

$$C_{l/f} = E_t * t_{fe} * \left[(1 + i_d)^m - 1 \right] \quad (5-14)$$

donde:

- C_{l/f}: Costo mensual por toma de lecturas y facturación [Suces].
- E_t : Energía total de los N usuarios, registrada por el sistema de toma de lecturas [KWh].
- t_{fe} : Tarifa por consumo de energía [Suces/KWh].
- i_d : Tasa de interés diaria pagada por los bancos.
- m : Tiempo en el que se paga la factura menos el tiempo que se demora en tener la lectura y facturación de los N usuarios [días].

Reemplazando la ecuación (5-7) en (5-14), se tiene:

$$C_{tlf} = N * DMU * Fc * T * tfe * \left[(1 + i_d)^m - 1 \right] \quad (5-15)$$

donde:

- C_{tlf} : Costo mensual por toma de lecturas y facturación [Suces].
- N : Número de usuarios componentes del sistema.
- DMU : Demanda máxima del usuario promedio [KWh].
- T : 720 horas.

Este costo variará mensualmente debido a que la demanda también lo hará en ese período de tiempo. Por esta razón para definir el valor presente de este costo se usará la siguiente fórmula:

$$VPC_{tlf} = \sum_{k=1}^N \left(\frac{C_{tlf_k}}{(1 + Rm)^k} \right) \quad (5-16)$$

donde:

- VPC_{tlf} : Valor presente del costo por toma de lectura y facturación.
- Rm : Tasa de actualización mensual.

En la fórmula anterior, se considera que en el instante inicial se conoce la energía consumida por el usuario. Se asume esto, ya que las empresas eléctricas esperan 1 mes antes de facturar al abonado. Durante ese período de tiempo se le mide exactamente la energía consumida por el mismo.

5.3.2 Criterio técnico-económico para determinar la solución óptima

En la determinación del tipo de toma de lecturas a usar, primeramente se define técnicamente los equipos que se requieren para implementar dicha toma de lectura. Una vez definido los equipos se puede establecer el costo de equipamiento.

El costo de equipamiento está constituido por todos los costos involucrados en la instalación del sistema, es decir, todos los equipos y accesorios necesarios para implementar el tipo de toma de lectura que se esté analizando.

Otro costo que se debe analizar es el costo por toma de lectura y facturación, el cual representa el dinero que la Empresa Eléctrica podría ganar, considerando como período de ganancia el comprendido entre la finalización del período de toma de lectura y la facturación, y el cobro de las facturas a los clientes, el cual se realiza generalmente cada mes.

Como se explicó en el numeral anterior se debe determinar el valor presente del costo por toma de lectura y facturación considerando el período de vida útil del sistema, ya que la demanda no permanece constante durante dicho período.

El costo de equipamiento y el valor presente del costo por toma de lecturas y facturación forman el costo total.

Matemáticamente el costo total, para cualquier tipo de toma de lectura, está definido por:

$$CT = Ceq + VPCTlf \quad (5-17)$$

donde:

- CT : Costo total referido al año inicial.
 Ceq : Costo de equipamiento del sistema de toma de lecturas que se esté analizando.
 VPCTlf: Valor presente del costo por la toma de lecturas y facturación.

La solución óptima se define en función del costo total, siendo la elegida la que tiene el menor costo total.

5.3.3 Metodología técnica-económica a seguir

Los pasos, que se siguen para determinar el tipo de toma de lectura a usar, son lo siguientes:

1. Se determina el área de trabajo.

El área de trabajo es el sitio donde se instalará un sistema de toma de lecturas.

Los datos que definen el área de trabajo son:

- Número y tipo de usuarios.
 - Carga de cada usuario.
 - Dimensiones del área de trabajo, con la localización exacta de las viviendas, comercios o industrias a ser servidas.
2. Se determina el tipo de medidor a usar.
- Con el análisis técnico-económico, descrito en el capítulo III, se conocen los tipos de medidores que tendrán dichos usuarios. Además se determina la localización de los tableros, siguiendo las normas de ubicación que emplean las Empresas Eléctricas.
3. Se analizan los todos los costos, llevados a valor presente, que involucran una toma de lecturas directa.
4. Se analizan todos los costos, llevados a valor presente, que involucran una toma de lecturas remota.
5. Se comparan las opciones disponibles y se escoge la que tenga menor costo total, evaluado en el momento inicial.

CAPITULO VI

EJEMPLOS DE APLICACION PARA USUARIOS DE LA EEQSA

6.1 DATOS REQUERIDOS

6.1.1 Datos requeridos para realizar el análisis técnico-económico del tipo de medidor a usar

6.1.1.1 Tipos de usuarios y tarifas

La Empresa Eléctrica Quito define a sus usuarios de acuerdo al tipo de servicio; estableciendo fundamentalmente tres tipos de usuarios.

- Usuario residencial.
- Usuario comercial.
- Usuario industrial.

6.1.1.1.1 Usuario residencial

Usuario residencial es aquel, cuyo servicio de energía eléctrica es destinado exclusivamente a uso doméstico en las habitaciones y anexos, que normalmente constituyen la residencia de una unidad familiar. Se clasifican también en esta categoría los abonados o usuarios de pequeños consumos y bajos recursos económicos, que tengan integrada a su vivienda una pequeña actividad de comercio o pequeños talleres de artesanía, tales como, tienda-vivienda, zapatería-vivienda, etc.

La EEQSA cobra a estos usuarios por la energía consumida por los mismos, estableciéndose por lo tanto, una única tarifa por energía activa consumida.

Para el ejemplo de aplicación se utiliza un usuario residencial típico o promedio, cuya curva de carga con sus características, se encuentra en el gráfico 1 del anexo 2. En base a dicho abonado se obtienen parámetros como el factor de carga, la tasa de crecimiento de la demanda.

Este usuario residencial escogido tiene una tarifa de 62 Sucres/KWh, según el pliego tarifario usado en la EEQSA. [52]

6.1.1.1.2 Usuario comercial

Un usuario comercial es aquel cuyo servicio de energía eléctrica, suministrado a casas, edificios, departamentos, etc., es destinado por el abonado o sus inquilinos para fines de negocio o actividades profesionales, y a locales destinados a cualquier otra actividad, por la cual el propietario o arrendatario reciba alguna remuneración del público que a él concurra. Se clasifican, por lo tanto, dentro de estos usuarios comerciales a tiendas, almacenes, salas de cine, hoteles y afines, clínicas particulares y todos aquellos usuarios que no puedan considerarse como residenciales o industriales. En caso de que la casa, departamento, etc., de un consumidor de mayores recursos económicos, o parte de ellos, sirva a la vez como residencia de los abonados o de sus inquilinos y si sólo existe un medidor de energía eléctrica, todo el consumo de energía se lo considerará como comercial.

A los usuarios comerciales la EEQSA les aplica dos tipos de tarifas. La primera se denomina tarifa comercial sin demanda; en esta tarifa se le cobra al abonado por la energía activa consumida. La segunda se denomina tarifa comercial con demanda, en la cual se cobra al usuario por la energía activa consumida y por la demanda máxima facturada. En la primera tarifa están incluidos los abonados comerciales que tienen una carga instalada menor o igual a 10 KW; mientras que en la segunda tarifa están incluidos los que tienen una carga instalada superior a 10 KW.

Actualmente la EEQSA realiza mediciones de energía reactiva en usuarios comerciales e industriales con carga trifásica mayor a 50 KVA, utilizando medidores de energía eléctrica con conexión semidirecta o indirecta a la red. Esto se utiliza para controlar el factor de potencia de dicho tipo de abonados.

En el gráfico 2 del anexo 2 se observa la curva de carga linealizada de un usuario comercial, de la cual se extraen las características de carga que serán usadas en el ejemplo de aplicación.

A este usuario le corresponde una tarifa comercial con demanda, con valores de 218 Sucres/KWh y 5.000 Sucres/KW, según el pliego tarifario usado en la EEQSA. [52]

6.1.1.1.3 Usuario industrial

Un usuario industrial es aquel cuyo servicio de energía es utilizado en lugares tales como fábricas, talleres, aserraderos, molinos, etc., destinados a la elaboración o transformación de productos por cualquier medio industrial. Se incluye en este servicio el suministro de energía para usos industriales de los Municipios, Consejos Provinciales y otras entidades de servicio público. Constituye parte del servicio industrial, el servicio de locales destinados a la elaboración de productos.

A los usuarios industriales la EEQSA les aplica dos tipos de tarifa, la una denominada tarifa industrial artesanal, la cual se usa en los abonados industriales con carga instalada de hasta 10 KW. La segunda se denomina tarifa industrial con demanda, la cual se aplicará a los abonados del servicio industrial, con carga instalada mayor a 10 KW.

A los abonados, que se les aplica la tarifa industrial artesanal, pagan por la energía activa consumida; mientras que los abonados que se les aplica la tarifa industrial con demanda, pagan por la energía activa consumida y por la demanda máxima facturada.

La curva de carga linealizada de un usuario industrial, con sus características, se aprecia en el gráfico 3 del anexo 2. En base a dicho abonado se determinan las características de carga que se requieren para el ejemplo de aplicación.

Los valores tarifarios, que se consideran para este usuario, por energía activa consumida y demanda máxima facturada son 183 Sucres/KWh y 5.000 Sucres/KW, respectivamente. [52]

6.1.1.2 Costos de los medidores de energía eléctrica**6.1.1.2.1 Costos de los medidores electromecánicos****a. Costo de los medidores electromecánicos de energía activa**

TABLA 6-1: Costo de los medidores electromecánicos de energía activa

Tipo	Clase	Vnominal [V]	Ibase [A]	Imax [A]	Costo [SUCRES]
Monofásico 2 hilos, 1e	2	120	15	60	101.115
Bifásico 3 hilos, 2e	2	2x121/210	15	60	118.800
Bifásico 3 hilos, 2e	2	2x121/210	75	150	142.560
Trifásico 4 hilos, 3e	2	3x121/210	15	60	154.678
Trifásico 4 hilos, 3e	2	3x121/210	75	150	190.080
Trifásico 4 hilos, 3e	1	3x121/210	5		308.880
Trifásico, 4 hilos, 3e*	1	3x121/210	5		617.760

*: Estos medidores tienen indicador de demanda máxima.

b. Costo de los medidores electromecánicos de energía reactiva

TABLA 6-2: Costo de los medidores electromecánicos de energía reactiva

Tipo de medidor	Clase	Vnominal [V]	Ibase [A]	Costo [SUCRES]
Trifásico 4 hilos, 3e	3	3x121/210	5	194.040

6.1.1.2.2 Costo de los medidores electrónicos

TABLA 6-3: Costo de los medidores electrónicos

Tipo de medidor	Clase	Vnominal [V]	Imax. [A]	Costo [SUCRES]
Monofásico 2 hilos, 1S o 1A, 1e	0.5	120	100	825.000
Bifásico 3 hilos, 13S o 13A, 2e	0.5	120	200	1.155.000
Trifásico 4 hilos, 6S o 6A, 2e	0.5	120	20	1.749.000

TABLA 6-4: Costo de los medidores electrónicos de prepago

Tipo de medidor	Costo [SUCRES]
Medidor prepago Monofásico, 2h, 120V, 60A, 2	330.000
Medidor prepago Trifásico, 4h, 120V, 100A, 2	990.000

Un costo que se debe determinar, cuando se tienen medidores de prepago, es el costo del terminal por cada abonado Cter/ab. Para ello se deben conocer los siguientes datos:

- El costo del terminal es de 26.400.000 Sucres.
- El número de abonados que pueden ser atendidos en un terminal es 1.600.

De donde el Cter/ab sería:

$$C_{ter / ab} = \frac{26.400.000[\text{Sucres}]}{1.600[\text{abonados}]}$$

$$C_{ter / ab} = 16.500 \frac{\text{Sucres}}{\text{abonado}}$$

6.1.1.3 Costo de los transformadores de corriente

TABLA 6-5: Costo de los transformadores de corriente

Tipo de transformador de corriente	Costo [SUCRES]
200A, 5A, 40/1, 0.5, 12.5VA, 600V	115.500
300A, 5A, 60/1, 0.5, 12.5VA, 600V	116.160
400A, 5A, 80/1, 0.5, 12.5VA, 600V	116.490

6.1.1.4 Costos de instalación

TABLA 6-6: Costos de instalación

Tipo de acometida	Monof. 2h	Bif. 3h	Trif. 4h	Med.Indir.
Cost.Inst. [SUCRES]	8.800	12.600	14.700	150.000

6.1.1.5 Tasa de actualización y tiempo de análisis

Se considera como tiempo de análisis 10 años, ya que es el tiempo promedio de vida útil de los medidores.

Se escoge como tasa de actualización el 10%, que es la tasa más utilizada para evaluar económicamente los proyectos, a nivel de sistemas de distribución.

6.1.2 Datos requeridos en el ejemplo de aplicación para determinar el tipo de toma de lectura

6.1.2.1 Descripción de la zona de estudio

Para el ejemplo de aplicación se utiliza un sector de la Urbanización Huertos Familiares Campo Alegre. La mayoría de los abonados de esta urbanización están definidos, por la EEQSA, como residenciales.

El alimentador 16B suministra energía eléctrica a esta lotización.

En el anexo 3 se observa el plano de la zona usada para el ejemplo de aplicación, donde se pueden apreciar:

- La ubicación de los tableros de los medidores.
- El recorrido de la toma de lecturas directa.
- La red de la toma de lecturas vía radio.
- La red de la toma de lecturas vía línea telefónica.

En la tabla 6-7 se describen las características de carga de los usuarios que componen el sector que se va analizar. Además en esta tabla se establece el tipo de medidor que requiere cada abonado, en base a la tabla 6-11A, del capítulo VI.

El usuario promedio de la zona analizada presenta las siguientes características:

- DMU = 2,96 KW.
- Fc = 0,4836.

- Td = 3% anual.
- tfe = 62 Sucres/KWh.

6.1.2.2 Costo de equipamiento de los sistemas de toma de lecturas

El costo del equipo de medición, que formar parte del equipamiento depende de todos los sistemas de toma de lecturas, se encuentra en la tabla 6-1.

a. Costos de equipamiento de la toma de lecturas directa

Para determinar el costo de equipamiento del sistema de toma de lecturas directas, se requiere conocer el costo por realizar una toma de lectura directa C_{utld} .

La EEQSA usa los siguientes valores para definir este costo:

$C_{utld} = 250$ sucres/lectura (área urbana).

$C_{utld} = 750$ sucres/lectura (área rural).

b. Costos de equipamiento de la toma de lecturas vía radio

TABLA 6-8: Costo de equipamiento de la toma de lecturas vía radio

Ce [Sucres]	Cml [Sucres]	Cucp [Sucres]	Ctr [Sucres]	Cum [Sucres]	Ccable 10h [Sucres/m]
305.095	660.000	26.400.000	385.000	49.500.000	2.005

- Ce : Costo del emisor.
 Cml : Costo del módulo de lectura.
 Cucp : Costo de la unidad central de proceso.
 Ctr : Costo del transceptor radio.
 Cum : Costo de la unidad móvil.

c. Costos de equipamiento de la toma de lecturas vía línea telefónica

TABLA 6-9: Costo de equipamiento de la toma de lecturas vía línea telefónica

Ce [Suces]	Cutr [Suces]	Cec [Suces]	Ccable10h [Suces/m]	Cct [Suces/m]
305.095	17.032.260	57.750.504	2.005	1.500

Cutr : Costo de la unidad terminal remota.

Cec : Costo de la estación central.

Cct : Costo del cable telefónico.

d. Costos de equipamiento del sistema de prepago

El equipo mínimo necesario para poder implementar un sistema de prepago es:

- Equipo de medición.
- Tarjetas del consumidor.
- Terminal ubicado en el sitio de venta de tarjetas.

El costo del equipo de medición, en el cual se incluye el costo de la tarjetas del consumidor, se encuentra en la tabla 6-4.

El precio del terminal, incluido el software correspondiente, es de 26.400.000 sucres.

6.1.2.3 Tasa de actualización, de interés y tiempo de análisis

Se escoge una tasa de actualización del 10% anual, una tasa de interés del 35% anual, que es la que pagan los bancos, y como tiempo de análisis 10 años.

6.1.2.4 Período de toma de lecturas y facturación

El tiempo que se demora en realizar la toma de lecturas depende del sistema que se esté analizando.

El tiempo que la EEQSA se demora en realizar la facturación, una vez que tiene los datos provenientes de la toma de lecturas, es 10 días.

A continuación se tiene la tabla 6-10, donde se indica los tiempos considerados en el estudio, para cada sistema de toma de lecturas analizado.

TABLA 6-10: Tiempo de toma de lecturas y facturación

Sistema de toma de lecturas	Ttl [días]	Tf [días]	Ttlf [días]
Toma de lecturas directa	5	10	15
Toma de lecturas vía radio	2	10	12
Toma de lecturas vía línea telefónica	0	10	10

Ttl : Tiempo que se demora en realizar la lectura el sistema.

Tf : Tiempo que se demora en facturar la EEQSA.

Ttlf: Suma de los dos tiempos anteriores.

6.2 PROCEDIMIENTO

6.2.1 Procedimiento seguido para determinar el medidor que se debe utilizar

Para determinar técnica y económicamente el tipo de medidor a usar, se utilizan curvas que relacionan el costo total, evaluado en el momento actual, con la demanda máxima inicial; considerando usuarios residencial, comercial e industrial, y acometidas monofásicas, bifásicas y trifásicas de 120/208 V.

6.2.1.1 Procedimiento seguido para graficar las curvas de costo total en función de la demanda máxima inicial

Antes de explicar el procedimiento para obtener las curvas, se citan las ecuaciones que permiten graficarlas.

$$Ceq = Cm + Ca + Ci \quad (6-1)$$

$$CT = Ceq + VPCenr + VPCDMnr \quad (6-2)$$

donde:

- Ceq : Costo de equipamiento para instalar un medidor [Suces].
 CT : Costo total [Suces].
 Cm : Costo del medidor [Suces].
 Ca : Costo de los accesorios (transformadores de medida) [Suces].
 Ci : Costo de la instalación [Suces].
 VPCenr : Valor presente del costo por energía no registrada por el medidor [Suces].
 VPCDMnr : Valor presente del costo por la demanda máxima no registrada por el medidor [Suces].

Para encontrar el VPCenr se usa la expresión matemática (3-20), que se indica a continuación:

$$VPCenr = \sum_{k=1}^N \left(\frac{Cenr_k}{(1 + Rm)^k} \right) \quad (6-3)$$

Desarrollando el sumatorio se tiene:

$$VPCenr = DMU * Fc * 720 * pr * tfe * \frac{\left(\frac{1 + Td}{1 + Rm} \right)^{N+1} - \left(\frac{1 + Td}{1 + Rm} \right)}{\left(\frac{1 + Td}{1 + Rm} \right) - 1} \quad (6-4)$$

$$VPCenr = DMU * Fc * 720 * pr * tfe * Fa \quad (6-5)$$

donde:

- DMU: Demanda máxima inicial de un determinado usuario [KW].
 Fc : Factor de carga.
 pr : Clase de exactitud del medidor.
 tfe : Tarifa por energía activa consumida [Suces/KWh].
 Td : Tasa mensual de crecimiento de la demanda.
 Rm : Tasa de actualización mensual.
 N : Período de vida útil de los medidores, en meses. En este caso, es 120 meses.
 Fa : Factor de actualización, el cual permite llevar el Cenr o el CDMnr a valor presente.

El $VPCDMnr$ se obtienen en base a la fórmulas (3-21).

$$VPCDMnr = \sum_{k=1}^N \left(\frac{CDMnr_k}{(1+Rm)^k} \right) \quad (6-6)$$

Desarrollando el sumatorio se tiene:

$$VPCDMnr = DMU * pr * tfp * \frac{\left(\frac{1+Td}{1+Rm} \right)^{N+1} - \left(\frac{1+Td}{1+Rm} \right)}{\left(\frac{1+Td}{1+Rm} \right) - 1} \quad (6-7)$$

$$VPCDMnr = DMU * pr * tfp * Fa \quad (6-8)$$

donde:

tfp: Tarifa por demanda máxima [Suces/KW].

Las consideraciones , que permiten graficar las curvas, son:

- Los datos del factor de carga F_c , la tarifa por energía activa consumida tfe y la tarifa por demanda máxima tfp del usuario respectivo, descritos en el numeral 6.1.1.1, se mantienen constantes al variar el valor de la demanda máxima inicial y durante el período de vida útil del medidor.
- Se mantiene constante la clase de exactitud del medidor pr , durante toda su vida útil.

En base a las consideraciones descritas anteriormente se pueden obtener las expresiones matemáticas (6-4) y (6-7).

El procedimiento para obtener el grupo de curvas del costo total en función de la demanda máxima inicial, considerando un usuario específico, es el siguiente:

- * Se definen todos los medidores que técnicamente pueden ser usados, cuando se tienen acometidas monofásicas, bifásicas y trifásicas de 120/208 V. Para esto se utiliza las tablas respectivas del anexo 4.

A continuación se detalla el contenido de las tablas del anexo 4.

En las tablas 1 y 2 se determina la potencia máxima que pueden soportar los medidores electromecánicos y electrónicos, trabajando a condiciones nominales y considerando un factor de potencia de 0.9. En base a esta potencia máxima se determina, en las siguientes tablas, la demanda máxima de cada usuario.

En las tablas 3 y 4 se establecen los medidores electromecánicos y electrónicos que pueden ser usados, considerando cargas y acometidas monofásicas.

En las tablas 5 y 6 se determinan los medidores electromecánicos y electrónicos que pueden ser usados, cuando se tienen cargas monofásicas y trifásicas servidas con acometidas bifásicas y trifásicas, considerando diferentes valores de voltaje.

El burden de los transformadores de corriente utilizados se determina en base a los cálculos hechos en el anexo 1.

* Para cada medidor escogido, se hace variar la demanda máxima inicial desde 0 hasta el valor máximo que soporta el mismo.

Para cada valor de demanda máxima se obtiene el costo total, usando las fórmulas presentadas anteriormente.

Es importante anotar que en este estudio se considera que la acometida soporta la carga máxima de cada tipo de medidor analizado.

* Finalmente con los datos del costo total en función de la demanda máxima inicial, se grafica una curva por cada medidor; obteniéndose un grupo de curvas para cada tipo de usuario.

6.2.1.2 Uso de las curvas

En base a las curvas que relacionan el costo total con la demanda máxima inicial se generan cuadros, donde se resumen los medidores que técnica y económicamente deberían utilizarse, considerando un usuario determinado.

Los datos que se requieren para encontrar la solución óptima son:

- Tipo de usuario.
- Tipo de carga.
- Tipo de acometida.
- Demanda máxima inicial del usuario.

En base a esta información se va al gráfico, o al cuadro correspondiente de determinación técnica-económica del medidor a usar, y se establece el medidor que le conviene al abonado utilizar.

6.2.2 Procedimiento a seguir para determinar el tipo de toma de lectura a usar

En el ejemplo de aplicación se analizarán cuatro sistemas:

- Toma de lecturas directa.
- Toma de lecturas vía radio.
- Toma de lecturas vía línea telefónica.
- Sistema de prepago.

El procedimiento para establecer la opción óptima es:

- Primeramente se definen las características de la zona a ser analizada, en cuanto al tipo de usuario y sus características de carga. En base a estos parámetros se determina el medidor que técnica y económicamente le conviene a cada usuario componente de la zona de análisis. Para esto se utiliza la tabla 6-11A, descrita en el capítulo VI.
- Se define el costo total de cada tipo de toma de lecturas. Este costo total está formado de dos costos; el costo de equipamiento y el costo por toma de lectura y facturación referido al momento inicial; considerando como período de estudio un lapso de 10 años.
- El sistema con menor costo total es la opción técnica-económica más óptima. El costo total se obtiene usando la fórmula (5-17), que se cita a continuación.

$$CT = Ceq + VPCIf \quad (6-9)$$

donde:

CT : Costo total, evaluado en el momento inicial [Suces].

Ceq : Costo de equipamiento del sistema de toma de lecturas que se esté analizando [Suces].

VPCtlf : Valor presente del costo por toma de lectura y facturación [Suces].

Para determinar el VPCtlf se usa la expresión matemática siguiente:

$$VPCtlf = \sum_{k=1}^N \left(\frac{Ctlf_k}{(1+Rm)^k} \right) \quad (6-10)$$

Desarrollando el sumatorio se tiene:

$$VPCtlf = n * DMU * Fc * 720 * tfe * \left[(1+id)^m - 1 \right] * \left[\frac{\left(\frac{1+Td}{1+Rm} \right)^{N+1} - \left(\frac{1+Td}{1+Rm} \right)}{\left(\frac{1+Td}{1+Rm} \right) - 1} \right] \quad (6-11)$$

donde:

- n : Número de usuarios que componen el sector donde se instalará el sistema de toma de lecturas.
- DMU : Demanda máxima inicial del usuario promedio del sector [KW].
- Fc : Factor de carga.
- tfe : Tarifa por energía activa consumida [Suces/KWh].
- id : Tasa diaria de interés bancario.
- m : Se obtiene así: 30 días menos el número de días que se demora en realizar la lectura y facturación [días].
- Td : Tasa mensual de crecimiento de la demanda.
- Rm : Tasa de actualización mensual.
- N : Período de análisis. En este caso es 120 meses.

Para encontrar la expresión matemática (6-11) se considera que el grupo de abonados puede ser representado por n usuarios típicos, siendo el usuario típico el consumidor promedio del sector.

En este caso, el usuario promedio constituye el abonado residencial, con las características citadas en el numeral 6.1.2.1.

Para establecer el costo de equipamiento se deben establecer los equipos que requieren cada tipo de toma de lecturas. A continuación se establece el equipo que requiere cada tipo de toma de lecturas, considerando la zona donde se implementará cada uno de ellos, en base a lo analizado en el capítulo V.

6.2.2.1 Determinación del equipo necesario y del costo de equipamiento del sistema de toma de lecturas directa

En este caso, solamente se requieren 28 medidores electromecánicos, cuyas características se describen en la tabla 6-7.

En este caso, el costo de equipamiento vendría dado por:

$$Ceq_{TLD} = Ctna + VPCtld \quad (6-12)$$

donde:

- Ceq_{TLD} : Costo de equipamiento para un sistema de toma de lecturas directa [Suces].
 $Ctna$: Costo total de los 28 medidores electromecánicos [Suces].
 $VPCtld$: Valor presente del costo por toma de lectura directa [Suces].

Para determinar el $VPCtld$, se usa la expresión matemática (5-9).

$$VPCtld = \sum_{k=1}^N \frac{Ctld_k}{(1 + Rm)^k} \quad (6-13)$$

Desarrollando el sumatorio se tiene:

$$VPCtld = NL * Cutld * \left[\frac{\frac{1}{(1 + Rm)^{N+1}} - \frac{1}{(1 + Rm)}}{\frac{1}{(1 + Rm)} - 1} \right] \quad (6-14)$$

donde:

- NL : Número de lecturas realizadas durante el mes.
 $Cutld$: Costo por realizar una toma de lectura directa [Suces].

6.2.2.2 Determinación del equipo necesario y del costo de equipamiento de la toma de lecturas vía radio

El equipo que requiere este tipo de toma de lecturas, para la zona donde se implementará este sistema, es:

- Equipo de medición y sus accesorios

Como se observa en la tabla 6-7, los medidores que se requieren son electromecánicos. Debido a esto, los accesorios que requieren estos medidores, para realizar la toma de lectura vía radio, son emisores y módulos de lectura.

Cada medidor electromecánico requiere 1 emisor y 1 módulo de lectura; es decir, se requieren 28 emisores y 28 módulos de lectura, ya que se tienen 28 medidores electromecánicos.

- Unidad central de proceso

Se requiere una sola unidad central de proceso, ya que esta permite almacenar hasta los datos correspondientes a 4096 Módulos de lectura.

- Transceptor Radio

Para el ejemplo se requiere un transceptor radio para la unidad central de proceso y uno para la unidad móvil.

- Unidad Móvil

Se requiere una unidad móvil para la lectura remota de datos, de estos medidores electromecánicos.

- Red local

La red local, que constituye la conexión entre los módulos de lectura y la unidad central de proceso, se construye con un cable plano de 10 hilos y 100 ohmios de impedancia característica. A esta red local también se le conoce como el bus del sistema.

Se usa un cable de varios hilos, para que cada hilo realice una función específica. Así se tiene que dos hilos del cable o bus activan el funcionamiento de cada módulo de lectura. Otro hilo del bus se conecta a la salida de pulsos de cada medidor. Se utilizan dos hilos para la transmisión y otros dos para la recepción de datos. Finalmente se reservan dos hilos para ampliaciones futuras del sistema y un hilo de referencia común.

Una vez definido los elementos, el costo de equipamiento se calculará así:

$$Ceq_{TLVR} = Ctma + Cucp + Ctr + Cum + Crl \quad (6-15)$$

donde:

Ceq_{TLVR} :	Costo del equipamiento del sistema de toma de lecturas vía radio [Suces].
VP_{Ctlt} :	Costo por la toma de lectura y facturación [Suces].
$Ctma$:	Costo total de los 28 medidores electromecánicos, con 28 emisores y 28 módulos de lectura [Suces].
$Cucp$:	Costo de la unidad central de proceso [Suces].
Ctr :	Costo de los transceptores radio [Suces].
Cum :	Costo de la unidad móvil [Suces].
Crl :	Costo de la red local [Suces].

El costo de la red local se calcula multiplicando el costo del cable por la longitud total de la red local.

6.2.2.3 Determinación del equipo necesario y del costo de equipamiento de la toma de lecturas vía línea telefónica

El equipo, que requiere el sistema de toma de lecturas remota vía línea telefónica, en este caso es:

- Unidad Terminal Remota

Como se expresó en el capítulo IV, cada módulo de lectura de la Unidad Terminal Remota puede soportar 20 entradas de pulsos, es decir 20 medidores por cada módulo de lectura. En este caso existen 3 módulos de lectura, por lo que cada unidad terminal remota puede tener conectado a ella 60 medidores, que emiten impulsos.

En el ejemplo de aplicación se tienen medidores electromecánicos, los cuales por sí solos no emiten impulsos, por lo que requieren emisores como accesorio complementario para realizar este tipo de toma de lectura remota. Además se requiere una sola unidad terminal remota, ya que se tienen solamente 28 medidores electromecánicos.

- Estación Central

Para el ejemplo de aplicación se requiere solamente una estación central.

- Red de conexión

Para la conexión entre la unidad terminal remota y cada medidor se usa un cable de 10 hilos, mientras que para la conexión entre la unidad terminal remota y la caja de distribución se usa un cable telefónico.

En el ejemplo de aplicación, el costo de equipamiento, $C_{eqTLUTR}$, contendrá los siguientes rubros:

1. Costo total de los medidores más sus emisores (C_{tmac}). En este caso se debe usar emisores para poder transmitir los pulsos desde el medidor a la unidad terminal remota.

Para el ejemplo se requieren 28 medidores electromecánicos y, por lo tanto, 28 emisores.

2. Costo de la unidad terminal remota (C_{utr}).

3. Costo del cable para instalarse entre los medidores y la unidad terminal remota (C_{cmu}).

Para esto se debe determinar la cantidad total de cable a usarse.

4. Costo de la estación central (C_{ec}).

5. Costo del cable telefónico usado para conectar entre la unidad terminal remota y la caja de distribución telefónica (C_{ctucd}).

Para determinar este costo hay que saber la longitud total del cable a usar.

Resumiendo, para determinar el costo de equipamiento de este sistema se debe usar la siguiente fórmula:

$$Ceq_{TLUTR} = Ctma + Cutr + Cec + Ccmu + Cctucd \quad (6-16)$$

6.2.2.4 Determinación del equipo y del costo de equipamiento del sistema de prepago

Para poder implementar el sistema de prepago, se requiere como mínimo el medidor electrónico de prepago, el terminal ubicado en el punto de venta y la tarjeta del consumidor.

En el ejemplo se requerirán 28 medidores de prepago, con sus 28 tarjetas del consumidor, y un terminal en el punto de venta.

Como se expresó anteriormente, el costo total se calcula por:

$$CT = Ceq_{SP} + VPCTlf \quad (6-17)$$

En este caso el valor presente del costo por toma de lectura y facturación VPCTlf es cero, ya que la transacción de la compra de energía y el pago se realizan simultáneamente.

En este caso, el costo de equipamiento viene definido por:

$$Ceq_{SP} = Cmp + Ct \quad (6-18)$$

donde:

- Ceq_{SP} : Costo de equipamiento del sistema de prepago.
- Cmp : Costo de los medidores de prepago, en el cual está incluido el costo de las tarjetas del consumidor.
- Ct : Costo del terminal ubicado en el sitio de venta de electricidad.

6.3 RESULTADOS

6.3.1 Resultados de los ejemplos de aplicación para determinar el tipo de medidor a usar

6.3.1.1 **Curvas del costo total en función de la demanda máxima inicial**

Se obtienen curvas para un usuario residencial, comercial e industrial, con los cuales se puede determinar técnica y económicamente el medidor que se debe usar.

a. **Usuario Residencial**

Debido a la tarifa que la EEQSA le aplica a un usuario residencial, los medidores deben registrar como mínimo la energía activa, debido a esto el VPCDMnr no existe en este caso.

El procedimiento para la obtención del grupo de curvas, considerando este usuario, se encuentra en el anexo 5.

El gráfico de las curvas que relacionan el costo total, llevado a valor presente, con la demanda máxima inicial, se muestran en la figura 6-1.

En la tabla 6-11A se resumen los medidores que técnica y económicamente se recomiendan utilizar, para un usuario residencial.

b. **Usuario Comercial e Industrial**

Para los ejemplos de aplicación se están cogiendo un usuario comercial con tarifa comercial con demanda y un usuario industrial con tarifa industrial con demanda, por lo que los medidores deben registrar energía activa y demanda máxima. Además cuando se tienen acometidas trifásicas tetrafilares y los medidores tienen conexión semidirecta con la red, estos deben registrar energía activa, energía reactiva y demanda máxima, por la política tarifaria de la EEQSA.

Cabe anotar que debido a la tarifa usada, en los medidores que no registran la demanda máxima, se asumen que tiene un error E del 10%, el cual se incluye en la fórmula del VPCDMnr en lugar de la clase de exactitud del medidor, pr.

El procedimiento para la obtención del grupo de curvas, considerando un usuario comercial, se encuentra en el anexo 6.

Las curvas, que muestran el costo total en función de la demanda máxima inicial, se muestran en la figura 6-2.

El cuadro 6-11B resume los medidores que técnica y económicamente deben ser usados, considerando un usuario comercial.

El desarrollo del procedimiento seguido para la obtención del grupo de curvas de un usuario industrial, se encuentra en el anexo 7.

En la figura 6-3 se muestran las curvas del costo total en función de la demanda máxima inicial, para un usuario industrial.

En la tabla 6-11C se resumen los medidores que técnica y económicamente deben ser usados, cuando se tiene un usuario industrial.

6.3.1.2 Uso de las curvas del costo total en función de la demanda máxima inicial

a. Usuario Residencial

Para explicar el uso de las curvas de la figura 6-1 se considera un usuario residencial, con las siguientes características de carga:

- Carga trifásica.
- Servida con acometida trifásica tetrafililar/
- Demanda máxima de 30 KW.

Como se puede ver en la figura 6-1 o en la tabla 6.11A, el medidor a usar es un medidor electromecánico trifásico, 4 hilos, 3 elementos, 3x121/210 V, 75/150 A, clase 2.

En la tabla 6-12 se puede apreciar claramente que el medidor citado anteriormente es la solución técnica económica más óptima, puesto que tiene el menor costo total, referido al momento inicial.

b. Usuario Comercial

Para explicar el uso de las curvas de la figura 6-2 se considera un usuario comercial con:

- Carga trifásica.
- Servido por una acometida trifásica tetrafilar.
- Demanda máxima de 38 KW.

Como se puede ver en el gráfico 6-2 o en la tabla 6-11B, el medidor a usar es un medidor electrónico ,trifásico, 4 hilos, forma 16S o 16A, 2 elementos, 120 V, 200 A, clase 0.5.

En la tabla 6-13 se observa claramente que el medidor citado anteriormente es la solución técnica económica más óptima, puesto que tiene el menor costo total.

c. Usuario Industrial

Para explicar el uso de las curvas de la figura 6-3 se considera un usuario industrial, que presenta las siguientes características:

- Carga trifásica.
- Servido con acometida trifásica tetrafilar.
- Demanda máxima de 90 KW.

Como se puede ver en el gráfico 6-3, el medidor a usar es un medidor electrónico trifásico, 4 hilos, forma 6S o A, 2 elementos, 120 V, 20 A, clase 0.5.

En la tabla 6-14 se puede apreciar claramente que el medidor citado anteriormente es la solución técnica económica más óptima, ya que tiene el menor costo total.

6.3.2 Resultados de los ejemplos de aplicación para determinar el tipo de toma de lectura a usar.

6.3.2.1 Toma de lectura directa

El análisis de costos se encuentra en la tabla 6-15 y 6-19.

6.3.2.2 Toma de lectura vía radio

En las tablas 6-16 y 6-20 se analizan los costos involucrados en la implementación de la toma de lecturas vía radio.

6.3.2.3 Toma de lectura vía línea telefónica

El análisis de los costos, para la implementación de la toma de lectura vía línea telefónica, se realiza en las tablas 6-17 y 6-21.

6.3.2.4 Sistema de prepago

El análisis de los costos involucrados en la instalación del sistema de prepago, se encuentran en las tablas 6-18 y 6-22.

Del análisis de costos, realizado para los cuatro sistemas analizados, se determina que la solución más óptima es el sistema de toma de lectura directa.

6.4 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

6.4.1 Análisis de los ejemplos de aplicación utilizados para determinar el tipo de medidor a usar

El desarrollo del análisis técnico-económico del tipo de medidor a usar se encuentra en las tablas 6-11, las cuales se hicieron en base a los gráficos del costo total en función de la Demanda Máxima Inicial. A continuación se analizan los resultados obtenidos en las mismas, los cuales se aplicarán para usuarios que están servidos con acometidas de 120/208 V.

6.4.1.1 Usuario Residencial

Se recomienda usar medidor electromecánico monofásico, 2 hilos, 1 elemento, 120 V, 15/60 A, clase 2, cuando se tiene un usuario residencial con carga monofásica, DMU entre 0 y 6.48 KW, y que está servido con una acometida monofásica bifilar de 120/208 V. Este medidor es más económico que el medidor electrónico de prepago de similares características.

Para usuarios con cargas monofásicas y servidos con acometidas bifásicas trifilares de 120/208 V se les debe instalar medidores electromecánicos bifásicos, 3 hilos, 2 elementos, 2x121/210 V, clase 2, ya sea el de 15/60 A o el de 75/150 A, dependiendo de la magnitud de demanda máxima. También se establece que se debería usar un medidor electrónico bifásico, 3 hilos, forma 13S o 13A, 2 elementos, 120V, 200 A, clase 0.5, para DMU mayor a 32.5 KW. Esto se debe a que el medidor electromecánico bifásico de 75/150A no soporta dichos valores de demanda máxima.

Los usuarios residenciales con carga trifásica y servidos con acometidas trifásicas tetrafilares de 120/208 V se recomienda usar medidores electromecánicos trifásicos, 4 hilos, 3 elementos, 3x121/210 V, clase de 15/60 A hasta DMU de 19.602 KW o 75/150 A hasta DMU de 32.4 KW. Para DMU mayores a 32.4 KW se debe utilizar medidor electromecánico trifásico, 4 hilos, 3 elementos, 3x121/210 V, 5 A, clase 1.

Resumiendo, para un usuario residencial con medición en bajo voltaje es más conveniente instalarle medidores electromecánicos, cualquiera que sea el tipo de carga y de acometida del abonado.

Al realizar la comparación entre los medidores electromecánicos y electrónicos de prepago se determina que son más convenientes usar los medidores electromecánicos, esto se debe fundamentalmente a la alta inversión inicial del sistema de prepago.

6.4.1.2 Usuario Comercial

El análisis de la tabla 6-11B permite establecer que:

Para un usuario comercial con carga monofásica y servido con una acometida monofásica bifilar de 120/208 V se le recomienda usar un medidor electromecánico monofásico, 2 hilos, 1 elemento, 120 V, 15/60 A hasta 4.6 KW. Para demandas mayores se debe instalar un medidor electrónico monofásico, 2 hilos, 1 elemento, 120 V, 100 A, clase 0.5.

A un usuario comercial con carga monofásica y servido con acometida bifásica trifilar de 120/208 V se recomienda instalarle un medidor electromecánico bifásico, 3 hilos, 2 elementos, 2x121/210 V, 15/60 A, hasta 6.6 KW. Para demandas máximas mayores a la citada, se recomienda usar medidor electrónico bifásico, 3 hilos, forma 13S o 13A, 2 elementos, 120 V, 200 A, clase 0.5.

Para un usuario comercial con carga trifásica y servido con acometida trifásica tetrafililar de 120/208 V se recomienda usar medidor electromecánico, 4 hilos, 3 elementos, 3x21/210 V, 15/60 A,

clase 2 hasta 9.8 KW, para demandas máximas superiores a la citada se recomienda usar medidores electrónicos, con las características descritas en la tabla 6.11B.

De acuerdo a lo expuesto se puede establecer, que en este caso es recomendable usar medidores electrónicos, considerando el valor de la demanda máxima inicial.

6.4.1.3 Usuario Industrial

Analizando el contenido de la tabla 6-11C se puede determinar que:

A un usuario industrial con carga monofásica y servido con acometida monofásica bifilar de 120/208 V, debe instalársele un medidor electromecánico monofásico, 2 hilos, 1 elemento, 120V, 15/60 A, clase 2 hasta 6.1 KW. Para demandas superiores a 6.1 KW se le debe instalar un medidor electrónico, 2 hilos, 1 elemento, 120 V, 100 A, clase 0.5.

Un usuario industrial con carga monofásica, DMU entre 0 y 8.7 KW, servido con acometida bifásica trifilar de 120/208 V, debe tener un medidor electromecánico bifásico, 3 hilos, 2 elementos, 2x21/210 V, 15/ 60 A. Para DMU mayores a 8.7 KW, se debe usar medidores electrónicos, bifásicos, 3 hilos, forma 13S o 13A, 2 elementos, 120V, 200 A, clase 0.5

Para un usuario industrial con carga trifásica, DMU entre 0 y 12.7 KW, se recomienda usar medidores electromecánicos, trifásicos, 4 hilos, 3 elementos, 3x121/210 V, 15/50 A, clase 2. Para DMU mayores a 12.7 KW se recomienda usar medidores electrónicos con las especificaciones descritas en la tabla 6-11C. Cabe anotar que en este caso, ya no es conveniente usar un medidor electromecánico de 75/150 A, como sucedía en el usuario residencial.

De esta manera se determina que en un usuario industrial es conveniente el uso de medidores electrónicos.

6.4.2 Análisis del ejemplo de aplicación usado para determinar el tipo de toma de lectura

En el ejemplo de aplicación se considera un sector predominantemente residencial, por lo que los resultados obtenidos en el mismo servirán para áreas donde vivan dicho tipo de abonados.

El costo total para determinar el tipo de toma de lecturas a usar está formado del costo de equipamiento y del valor presente el costo por toma de lectura y facturación.

Dentro del costo de equipamiento se encuentra el costo de los medidores y los accesorios. Este costo es mayor en toma de lecturas vía radio.

Al analizar el valor presente del costo por toma de lecturas y facturación VPCTlf, se determina que dicho costo depende básicamente del número días existente entre la finalización del período de toma de lecturas y facturación y el cobro de la factura. Además este costo es inferior respecto al costo de equipamiento de cada uno de los sistemas, es decir, el que determina fundamentalmente el costo total es el costo de equipamiento.

En el establecimiento del costo total de cada sistema de toma de lecturas, se determina que la toma de lecturas directa es la que ofrece el menor costo, siendo por lo tanto la opción técnica-económica elegida.

Al considerar una segunda opción se podría pensar en instalar un sistema de prepago, el cual evitaría fundamentalmente la realización de la toma de lecturas y la facturación. Debido a esto el VPCTlf es cero en esta opción.

TABLA 6-7: Determinación técnica-económica del medidor a usar considerando los usuarios de la urbanización Campo Alegre (Sistema de toma de lecturas)

Tipo de acometida	DMU [KW]	Tipo de usuario	Tipo de medidor	Número de tablero
Trif. tetrafilar	20	Residencial	Electrom. Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2	1
Monof. bifilar	0,6	Residencial	Electrom Monof, 2h, 1e, 120V, 15/60A, 2	2
Trif. tetrafilar	2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	3
Monof. bifilar	0,7	Residencial	Electrom Monof, 2h, 1e, 120V, 15/60A, 2	4
Trif. tetrafilar	3	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	5
Trif. tetrafilar	2,2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	6
Trif. tetrafilar	1,5	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	7
Trif. tetrafilar	2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	8
Trif. tetrafilar	1,6	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	9
Trif. tetrafilar	2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	10
Monof. bifilar	1	Residencial	Electrom Monof, 2h, 1e, 120V, 15/60A, 2	
Trif. tetrafilar	20,9	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2	11
Trif. tetrafilar	2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	12
Trif. tetrafilar	1,8	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	
Trif. tetrafilar	2,1	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	
Trif. tetrafilar	1,7	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	
Trif. tetrafilar	2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	
Trif. tetrafilar	0,9	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	13
Trif. tetrafilar	2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	14
Trif. tetrafilar	1,5	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	15
Trif. tetrafilar	1,7	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	16
Trif. tetrafilar	2,2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	17
Trif. tetrafilar	1,5	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	
Trif. tetrafilar	2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	18
Trif. tetrafilar	1,1	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	19
Trif. tetrafilar	1,2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	20
Trif. tetrafilar	1,2	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	21
Trif. tetrafilar	1,1	Residencial	Electrom Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	

**COSTO TOTAL EN FUNCION DE LA DEMANDA MAXIMA INICIAL
USUARIO RESIDENCIAL
ACOMETIDA 120/208V**

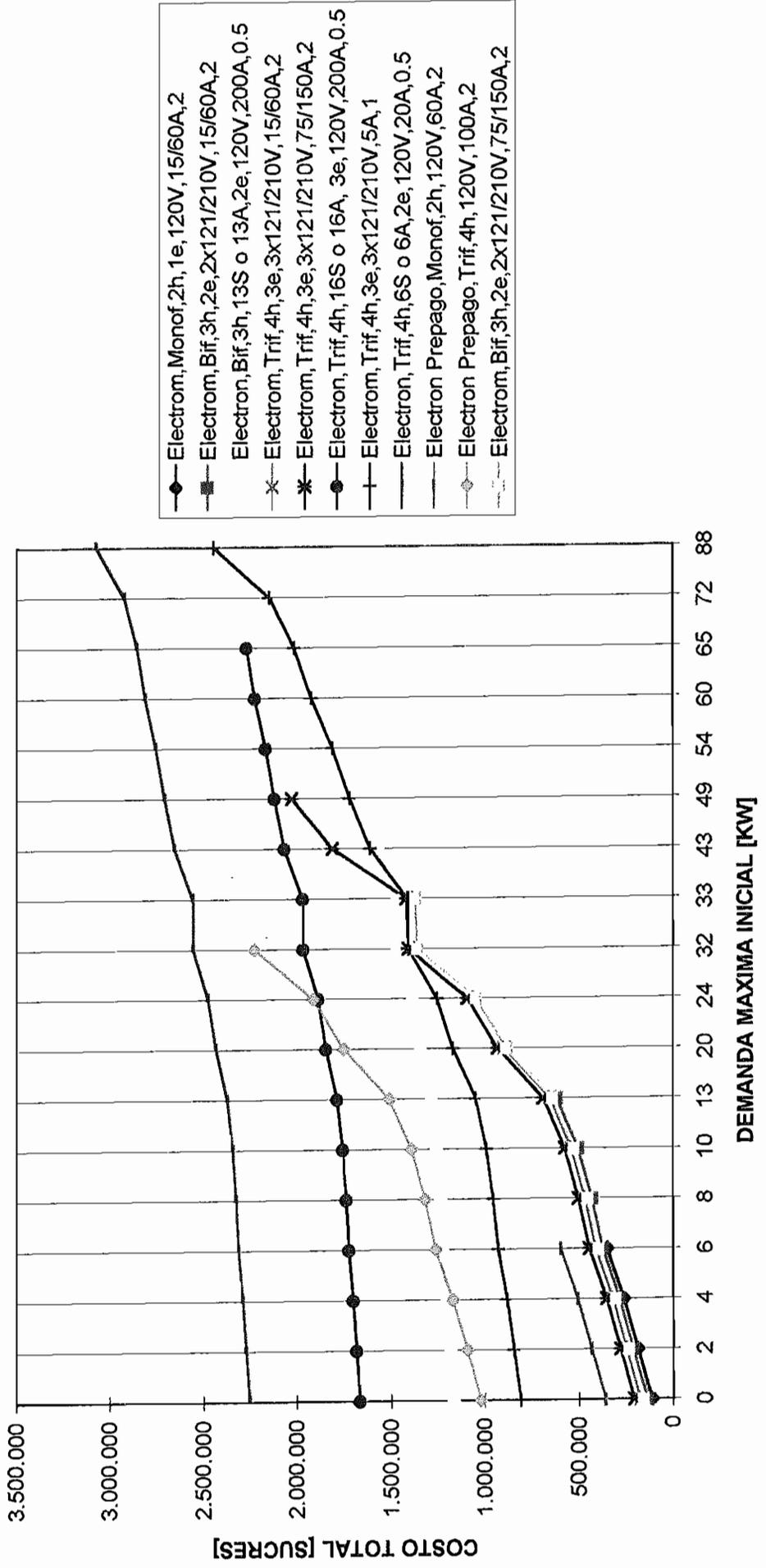


FIGURA 6-1

**COSTO TOTAL EN FUNCION DE LA DEMANDA MAXIMA INICIAL
USUARIO COMERCIAL
ACOMETIDA 120/208V**

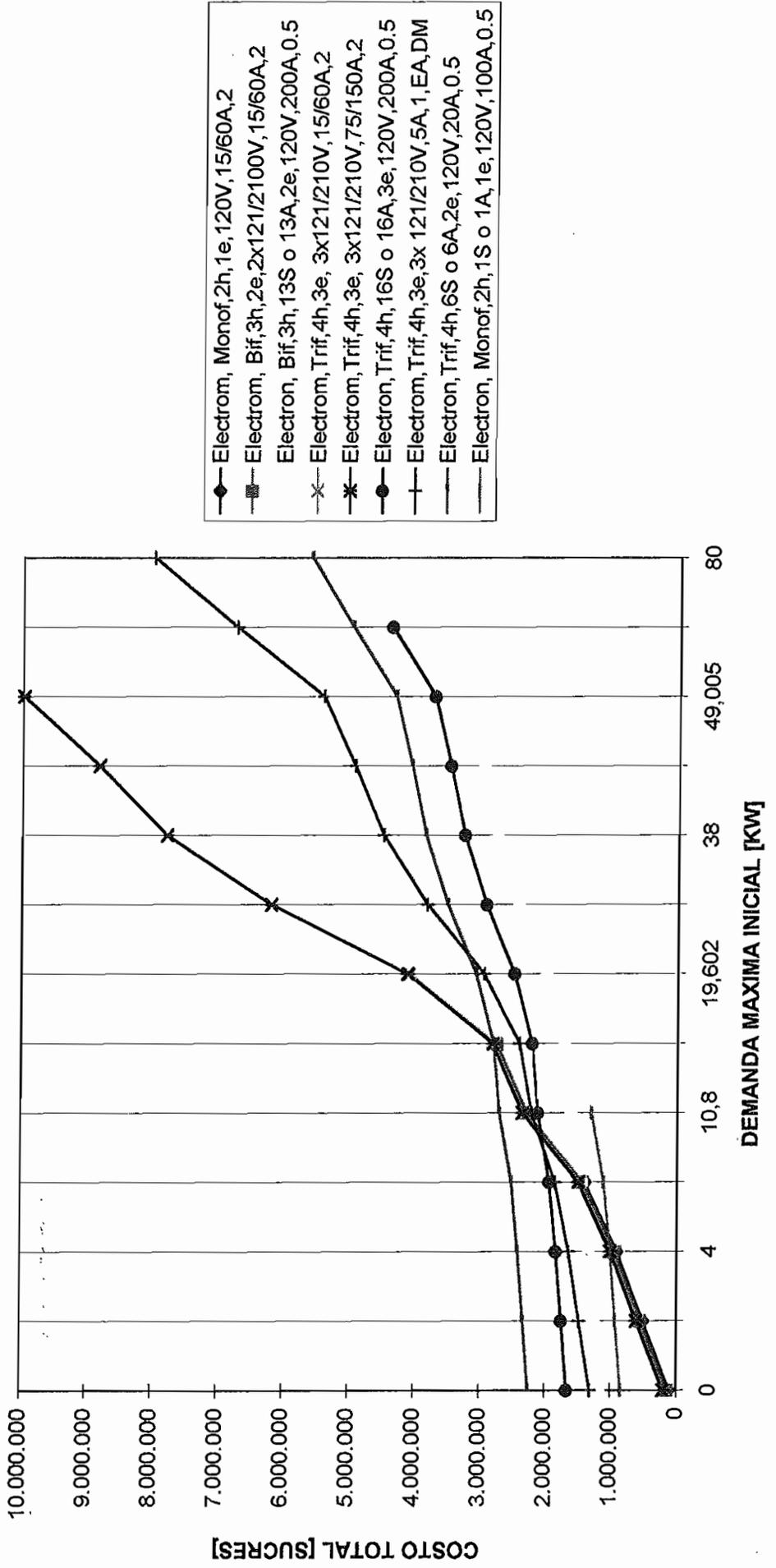


FIGURA 6-2

**COSTO TOTAL EN FUNCION DE LA DEMANDA MAXIMA INICIAL
USUARIO INDUSTRIAL
ACOMETIDA 120/208V**

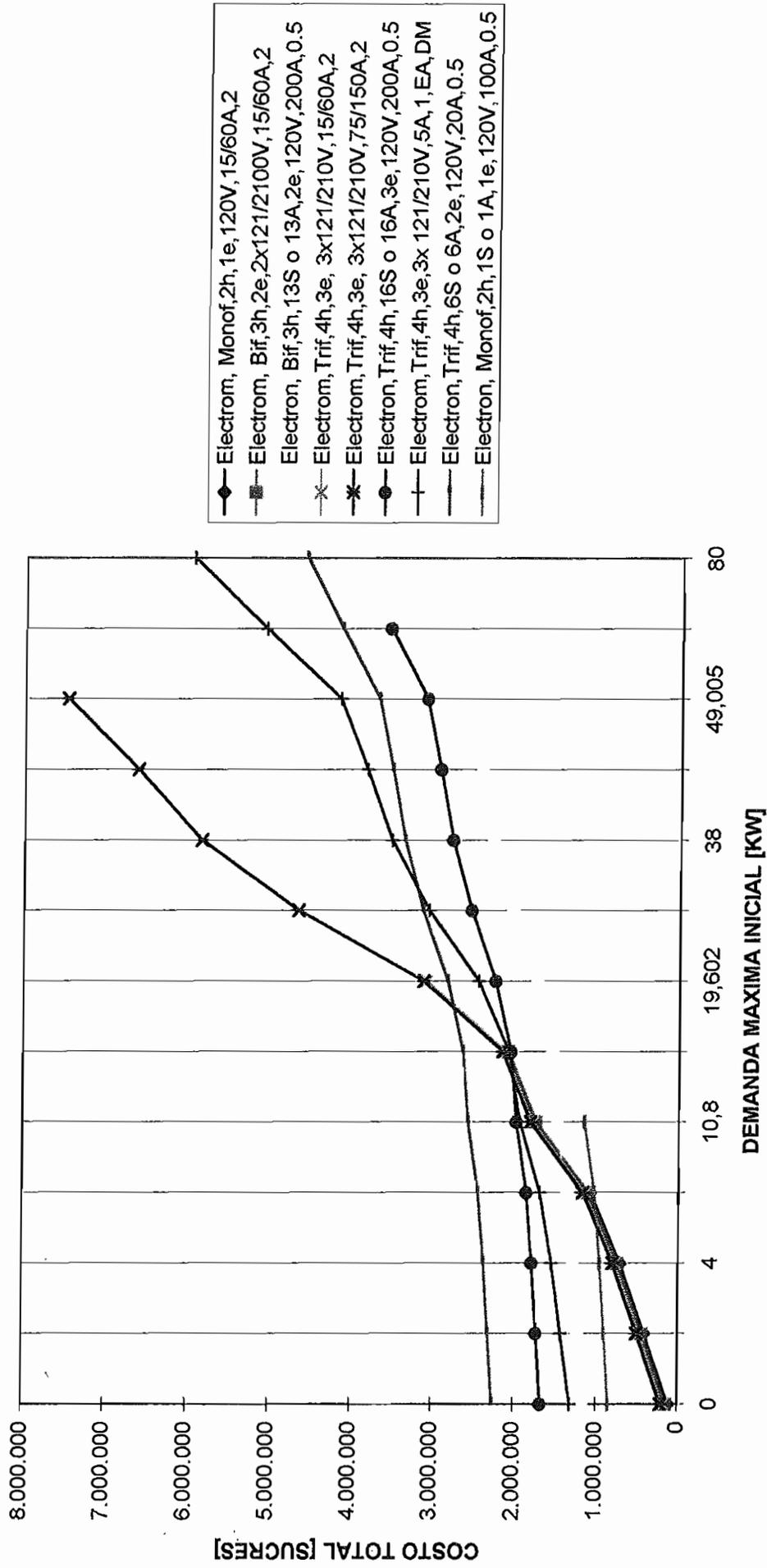


FIGURA 6-3

DETERMINACION TECNICA-ECONOMICA DEL TIPO DE MEDIDOR A USAR CONSIDERANDO UNA ACOMETIDA 120/208V PARA:
 TABLA 6.11A: UN USUARIO RESIDENCIAL

DMU [KW]	Primera opción	Segunda opción	Tercera opción
0 - 6,48	Electrom., Monof., 2h, 1e, 120V, 15/60A, 2	Electrom., Bif., 3h, 2e, 2x121/210V, 15/60A, 2	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2
6,49 - 13,068		Electrom., Bif., 3h, 2e, 2x121/210V, 15/60A, 2	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2
13,069 - 19,602		Electrom., Bif., 3h, 2e, 2x121/210V, 75/150A, 2	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2
19,603 - 32,4		Electrom., Bif., 3h, 2e, 2x121/210V, 75/150A, 2	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2
32,5 - 32,67		Electrom., Bif., 3h, 2e, 2x121/210V, 75/150A, 2	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 5A, 1
32,68 - 43,2		Electron., Bif., 3h, 13S o 13A, 2e, 120V, 200A, 0,5	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 5A, 1
43,3-129,6			Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 5A, 1

TABLA 6.11B: UN USUARIO COMERCIAL

DMU [KW]	Primera opción	Segunda opción	Tercera opción
0 - 4,6	Electrom., Monof., 2h, 1e, 120V, 15/60A, 2	Electrom., Bif., 3h, 2e, 2x121/210V, 15/60A, 2	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2
4,7 - 6,6	Electron., Monof., 2h, 1e, 120V, 100A, 0,5	Electrom., Bif., 3h, 2e, 2x121/210V, 15/60A, 2	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2
6,7 - 9,8	Electron., Monof., 2h, 1e, 120V, 100A, 0,5	Electron., Bif., 3h, 13S o 13A, 2e, 120V, 200A, 0,5	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2
9,9 - 10,8	Electron., Monof., 2h, 1e, 120V, 100A, 0,5	Electron., Bif., 3h, 13S o 13A, 2e, 12JV, 200A, 0,5	Electron., Trif., 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 200A, 0,5
10,9 - 43,2		Electron., Bif., 3h, 13S o 13A, 2e, 120V, 200A, 0,5	Electron., Trif., 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 200A, 0,5
43,3 - 64,8			Electron., Trif., 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 200A, 0,5
64,9 - 97,2			Electron., Trif., 4h, 6S o 6A, 2e, 120V, 20A, 0,5

TABLA 6.11C: UN USUARIO INDUSTRIAL

DMU [KW]	Primera opción	Segunda opción	Tercera opción
0 - 6,1	Electrom., Monof., 2h, 1e, 120V, 15/60A, 2	Electrom., Bif., 3h, 2e, 2x121/210V, 15/60A, 2	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2
6,2 - 8,7	Electron., Monof., 2h, 1e, 120V, 100A, 0,5	Electrom., Bif., 3h, 2e, 2x121/210V, 15/60A, 2	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2
8,8 - 10,8	Electron., Monof., 2h, 1e, 120V, 100A, 0,5	Electron., Bif., 3h, 13S o 13A, 2e, 120V, 200A, 0,5	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2
10,9 - 12,7		Electron., Bif., 3h, 13S o 13A, 2e, 120V, 200A, 0,5	Electrom., Trif., 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2
12,8 - 43,2		Electron., Bif., 3h, 13S o 13A, 2e, 120V, 200A, 0,5	Electron., Trif., 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 200A, 0,5
43,3 - 64,8			Electron., Trif., 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 200A, 0,5
64,9 - 97,2			Electron., Trif., 4h, 6S o 6A, 2e, 120V, 20A, 0,5

TABLA 6-12: Determinación del tipo de medidor a usar considerando un usuario residencial con las siguientes características:
Carga trifásica, servido con una acometida trifásica tetrafilar

V =	120/208 V
DMU =	30 KW
Fc =	0,4836
tfe =	62 \$/KWh
R =	0,10 anual
Td =	0,03 anual
(1+Td)/(1+R) =	0,9942
N =	10 años
Fa =	86,1931

Tipo de medidor	Precisión	Costo medidor [SUCRES]	Costo instalación [SUCRES]	Costo TC [\$]	VPCentr [\$]	Costo total [\$]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	0,02	154.678	14.700		1.116.437	no soporta
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2	0,02	190.080	14.700		1.116.437	1.321.217
Electron, Trif, 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 200A, 0,5	0,005	1.650.000	14.700		279.109	1.943.809
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210, 5A, 1	0,01	308.880	150.000	346.500	558.219	1.363.599
3TC, 200A, 5A, 40/1, 12, 5VA, 600V, 0,5						
Electron, Trif, 4h, 6S o 6A, 2e, 120V, 20A, 0,5	0,005	1.749.000	150.000	346.500	279.109	2.524.609
3TC, 200A, 5A, 40/1, 12, 5VA, 600V, 0,5						

RESULTADO: La solución técnico-económica sería el medidor de menor costo total, es decir, Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2

TABLA 6-13: Determinación del tipo de medidor a usar considerando un usuario comercial con las siguientes características:
Carga trifásica y servido con acometida trifásica tetrafilar

V =	120/208 V
DMU =	38 KW
Fc =	0,6280
tfe =	218 \$/KWh
tfp =	5.000 \$/KW
R =	0,10 anual
Td =	0,015 anual
(1+Td/(1+R)) =	0,9930
N =	10 años
E =	0,1
Fa =	80,6914

Tipo de medidor	Precisión	Costo medidor [SUCRES]	Costo instalación [SUCRES]	Costo TC [SUCRES]	VPCentr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	0,02	154.678	14.700		6.044.905	306.627	no soporta
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2	0,02	190.080	14.700		6.044.905	1.533.137	7.782.822
Electron, Trif, 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 200A, 0,5	0,005	1.650.000	14.700		1.511.226	76.657	3.252.583
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210, 5A, 1, EA, DM	0,01	617.760	150.000		3.022.453	153.314	4.484.066
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210, 5A, 3, ER		194.040					
3TC, 200A, 5A, 40/1, 600V, 0,5				346.500			
Electron, Trif, 4h, 6S o 6A, 2e, 120V, 20A, 0,5	0,005	1.749.000	150.000		1.511.226	76.657	3.833.383
3TC, 200A, 5A, 40/1, 600V, 0,5				346.500			

RESULTADO: La solución técnico-económica sería el medidor de menor costo total, es decir, Electron, Trif, 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 200A, 0,5

TABLA 6-14: Determinación del tipo de medidor a usar considerando un usuario industrial con las siguientes características:
Carga trifásica, servido con acometida trifásica tetrafilar

V =	120/208 V
DMU =	90 KW
Fc =	0,5080
ffe =	183 \$/KWh
ftp =	5.000 \$/KW
R =	0,10 anual
Td =	0,015 anual
(1+Td/1+R) =	0,9930
N =	10 años
E =	0,1
Fa =	80,6914

TABLA 6-14: Determinación del tipo de medidor a usar considerando un usuario industrial

Tipo de medidor	Precisión	Costo medidor [SUCRES]	Costo instalación [SUCRES]	Costo TC [SUCRES]	VPCentr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif,4h,3e,3x121/210V,15/60A,2	0,02	154.678	14.700		9.721.809	726.223	no soporta
Electrom, Trif,4h,3e,3x121/210V,75/150A,2	0,02	190.080	14.700		9.721.809	3.631.113	no soporta
Electron, Trif,4h,16S o 16A,3e,120V,200A,0,5	0,005	1.650.000	14.700		2.430.452	181.556	no soporta
Electrom, Trif,4h,3e,3x121/210V,5A,1,EA,DM	0,01	617.760	150.000	346.500	4.860.904	363.111	6.532.316
Electrom, Trif,4h,3e,3x121/210V,5A,3,ER		194.040					
3TC,200A,5A,40/1,600V,0,5							
Electron, Trif,4h,6S o 6A,2e,120V,20A,0,5	0,005	1.749.000	150.000	346.500	2.430.452	181.556	4.857.508
3TC, 200A,5A,40/1,600V,0,5							

RESULTADO: La solución técnico-económica sería el medidor de menor costo total, es decir, Electron, Trif,4h, 6S o 6A,2e,120V,20A,0,5

ESTABLECIMIENTO DEL TIPO DE TOMA DE LECTURAS

Determinación de los costos de los medidores más sus accesorios

TABLA 6-15: TOMA DE LECTURAS DIRECTA

Tipo de medidor	Cm [SUCRES]	N	Ctm [SUCRES]	Accesorio	Ca [SUCRES]	N	Cta [SUCRES]	Ctma [SUCRES]
Electrom, Monof, 2h, 1e, 120V, 15/60A, 2	101.115	3	303.345	-	-			4.241.099
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	154.678	23	3.557.594	-	-			
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2	190.080	2	380.160	-	-			
		28	4.241.099					

TABLA 6-16: TOMA DE LECTURAS VIA RADIO

Tipo de medidor	Cm [SUCRES]	N	Ctm [SUCRES]	Accesorio	Ca [SUCRES]	N	Cta [SUCRES]	Ctma [SUCRES]
Electrom, Monof, 2h, 1e, 120V, 15/60A, 2	101.115	3	303.345	E+ML	965.095	3	2.895.285	31.263.759
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	154.678	23	3.557.594	E+ML	965.095	23	22.197.185	
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2	190.080	2	380.160	E+ML	965.095	2	1.930.190	
		28	4.241.099			28	27.022.660	

TABLA 6-17: TOMA DE LECTURAS VIA LINEA TELEFONICA

Tipo de medidor	Cm [SUCRES]	N	Ctm [SUCRES]	Accesorio	Ca [SUCRES]	N	Cta [SUCRES]	Ctma [SUCRES]
Electrom, Monof, 2h, 1e, 120V, 15/60A, 2	101.115	3	303.345	E	305.095	3	915.285	12.783.759
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	154.678	23	3.557.594	E	305.095	23	7.017.185	
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2	190.080	2	380.160	E	305.095	2	610.190	
		28	4.241.099			28	8.542.660	

TABLA 6-18: SISTEMA DE PREPAGO

Tipo de medidor	Cm [SUCRES]	N	Ctm [SUCRES]	Accesorio	Ca [SUCRES]	N	Cta [SUCRES]	Ctma [SUCRES]
Electron, Monof, 2h, 120V, 60A, 2	330.000	3	990.000	-	-	-	-	25.740.000
Electron, Trif, 4h, 120V, 100A, 2	990.000	25	24.750.000	-	-	-	-	
		28	25.740.000					

ESTABLECIMIENTO DEL TIPO DE TOMA DE LECTURAS

n =	28 usuarios
DMU =	2,92 KW
Fc =	0,4836
tfe =	62 \$/KWh
i =	0,35 anual
R =	0,1 anual
Td =	0,03 anual
N =	10 años

TABLA 6-19: TOMA DE LECTURAS DIRECTA

m = 15 días
Ctld = 250 \$/lectura

Ctma [SUCRES]	VPctld [SUCRES]	VPctlf [SUCRES]	VPCT [SUCRES]
4.241.099	529.698	2.202.966	6.973.764

TABLA 6-20: TOMA DE LECTURAS VIA RADIO

m = 18 días

Ctma [SUCRES]	Cucp [SUCRES]	Ctr [SUCRES]	Cum [SUCRES]	CrI [SUCRES]	VPctlf [SUCRES]	VPCT [SUCRES]
31.263.759	26.400.000	770.000	49.500.000	2.277.020	2.647.373	112.858.152

TABLA 6-21: TOMA DE LECTURAS VIA LINEA TELEFONICA

m = 20 días

Ctma [SUCRES]	Cutr [SUCRES]	Cec [SUCRES]	Ccmu [SUCRES]	Cctucd [SUCRES]	VPctlf [SUCRES]	VPCT [SUCRES]
12.783.759	17.032.260	57.750.504	2.347.751	539.341	2.944.355	93.397.970

TABLA 6-22: SISTEMA DE PREPAGO

Ctma [SUCRES]	CPV [SUCRES]	CT [SUCRES]
25.740.000	26.400.000	52.140.000

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

7.1.1 Conclusiones Generales

Las conclusiones generales obtenidas en este trabajo son:

- a) En el establecimiento técnico de los medidores que se deben usar, se debe tomar en cuenta dos parámetros, las características de carga del usuario y el tipo de acometida que sirve a dicho usuario. Entre las características de carga que se debe analizar están el tipo de usuario, el tipo de carga y el valor de su demanda máxima. El tipo de acometida está definido por el número de fases e hilos de la misma, el voltaje y la frecuencia de la red a la cual está conectada dicha acometida.
- b) Para definir el medidor que debe instalarse a un usuario determinado, del grupo de medidores que técnicamente satisfacen las condiciones específicas de dicho abonado, se debe establecer el

costo total de cada una de las opciones disponibles. En el establecimiento del costo total se deben tomar en cuenta el equipamiento para la instalación del medidor y la pérdida de dinero que las Empresas Eléctricas tienen, debido a que los medidores no registran en forma exacta la energía o potencia consumida por el abonado. El costo de equipamiento estará formado del costo del medidor, el costo de los transformadores de medida y el costo de instalación o de mano de obra. Para cuantificar el segundo componente del costo total se define el valor presente del costo por energía o demanda máxima no registrada por el medidor, en el cual, se toma en cuenta el crecimiento de la demanda y se desarrolla fundamentalmente en base al error máximo en la medición de energía o potencia de un medidor, dado por su clase de exactitud.

- c) El medidor que tenga el menor costo total, llevado a valor presente, dentro de las opciones disponibles, es el que debe instalarse en un usuario determinado. Se toma como período de análisis 10 años, ya que es el tiempo promedio de vida útil de los medidores de energía eléctrica.
- d) Para establecer el equipamiento de un tipo de toma de lecturas se debe tomar en cuenta el equipo de medición y el equipo de toma de lecturas. El tipo de equipo de medición está definido por las características de carga de cada uno de los usuarios que componen el sector donde se quiere instalar el sistema, tales como el tipo de usuario, el tipo de carga, el tipo de acometida y el valor de demanda máxima. El equipo de toma de lecturas viene determinado por las especificaciones particulares de cada sistema de toma de lecturas.
- e) En la determinación del costo total por la instalación de un específico tipo de toma de lecturas se debe analizar el costo generado por el equipamiento del sistema y el costo que se produce por el proceso de toma de lecturas y facturación. Este segundo costo se genera por el dinero que las Empresas Eléctricas dejan de recibir mensualmente, durante un período de tiempo establecido entre la finalización del proceso de toma de lecturas y facturación y el cobro de la factura al abonado.
- f) El sistema de toma de lecturas con el menor costo total es la solución técnica-económica que se sugiere instalar en un sector con determinado tipo de usuarios. Cabe anotar que la zona de análisis puede ser representada por n usuarios promedio de la misma.

7.1.2 Conclusiones Específicas sacadas de los ejemplos de aplicación

- a) Cuando se tienen usuarios residenciales con medición en bajo voltaje, a los cuales se les factura en función de la energía activa consumida por los mismos, se les debe instalar medidores electromecánicos monofásicos, bifásicos o trifásicos, con las respectivas especificaciones técnicas, considerando el tipo de carga, de acometida y los valores de demanda máxima. Para este usuario no es recomendable usar medidores electrónicos.
- b) Los medidores electrónicos de prepago resultan ser más caros que los electromecánicos, debido fundamentalmente a la alta inversión inicial del sistema.
- c) En usuarios comerciales e industriales con medición en bajo voltaje, que tengan tarifa por energía activa consumida y por demanda máxima facturada, es conveniente el uso de medidores electrónicos, dependiendo siempre del valor de demanda máxima de los mismos.
- d) Para una zona, donde predominantemente existan usuarios residenciales, se debe tener toma de lecturas directa.
- e) Los componentes del costo total para implementar una toma de lecturas son el costo de equipamiento y el costo por toma de lecturas y facturación. El que tiene más influencia en el costo total es el costo de equipamiento, esta es una de las razones para que la toma de lecturas directa sea la opción técnica-económica más recomendable para una área residencial; ya que dicho sistema tiene el menor costo de equipamiento de los sistemas analizados.
- f) El sistema de prepago, por tener el segundo menor costo total, podría ser instalado en una zona residencial, lo cual traería como principales ventajas la desaparición de la toma de lecturas por parte de los lectores y la eliminación de la elaboración de facturas.

7.2 RECOMENDACIONES

Para mejorar la forma de control de los usuarios de las Empresas Eléctricas se recomienda:

- a) Usar las tablas de determinación técnica-económica del tipo de medidor a utilizar, para establecer adecuadamente el medidor que le conviene instalar a un determinado usuario.

- b) Instalar medidores electrónicos en usuarios comerciales e industriales, que tengan medición en bajo voltaje y se les aplique tarifa por energía activa consumida y demanda máxima facturada, de acuerdo al valor de demanda máximas que posean.
- c) Aprovechar las características funcionales que presentan los medidores electrónicos, en cuanto a la realización del control de carga, detección de fraudes, aplicación de diferentes tarifas, etc., con lo cual se puede mejorar la curva de carga de los diferentes usuarios y controlar el uso de la energía en el lado de demanda.
- d) Redefinir la estructura tarifaria de las Empresas Suministradoras de Energía Eléctrica, en cuanto a tipos de tarifas, tipos de días, tipos de estaciones, etc., de tal manera que sea recomendable usar medidores electrónicos e implementar sistemas de toma de lecturas remota.

ANEXO 1

DETERMINACION DEL BURDEN DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

DETERMINACION DEL BURDEN DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Tabla 1: Pérdidas activas, reactivas y aparentes de cada circuito de corriente de algunos instrumentos eléctricos empleados con transformadores de corriente, a 5A y 60Hz.

Instrumento eléctrico	Sp [VA]	Pp [W]	Qp [VAR]
Medidor electromecánico monofásico o polifásico de energía activa, clase 2	4	2.9	2.8
Medidor electromecánico monofásico o polifásico de energía activa, clase 1	2.5	1.8	1.7
Medidor electromecánico de energía reactiva, clase 2 y 3	2	1.5	1.4
Medidor electrónico monofásico o polifásico de energía activa, clase 1	2.5	1.8	1.7
Medidor electrónico monofásico o polifásico de energía activa, clase 0.5	1	0.8	0.7
Medidor electrónico de energía reactiva, clase 2 y 3	5	3.6	3.5

NOTA: Las pérdidas reales de cada circuito de corriente no deben exceder los valores mostrados en la tabla 1.

NORMAS USADAS: ABNT (Norma Brasileña), IEC 521, IEC1036, IEC 1268

Tabla 2: Pérdidas activas del conductor que une el transformador de corriente con el equipo de medición, a una corriente de 5A y $I=10m$.

Tipo de conductor	r [oh/m]	R [oh]	Ppc [W]
#14 TW	0.00857	0.0857	2.1425

Tabla 3: Determinación del burden del TC

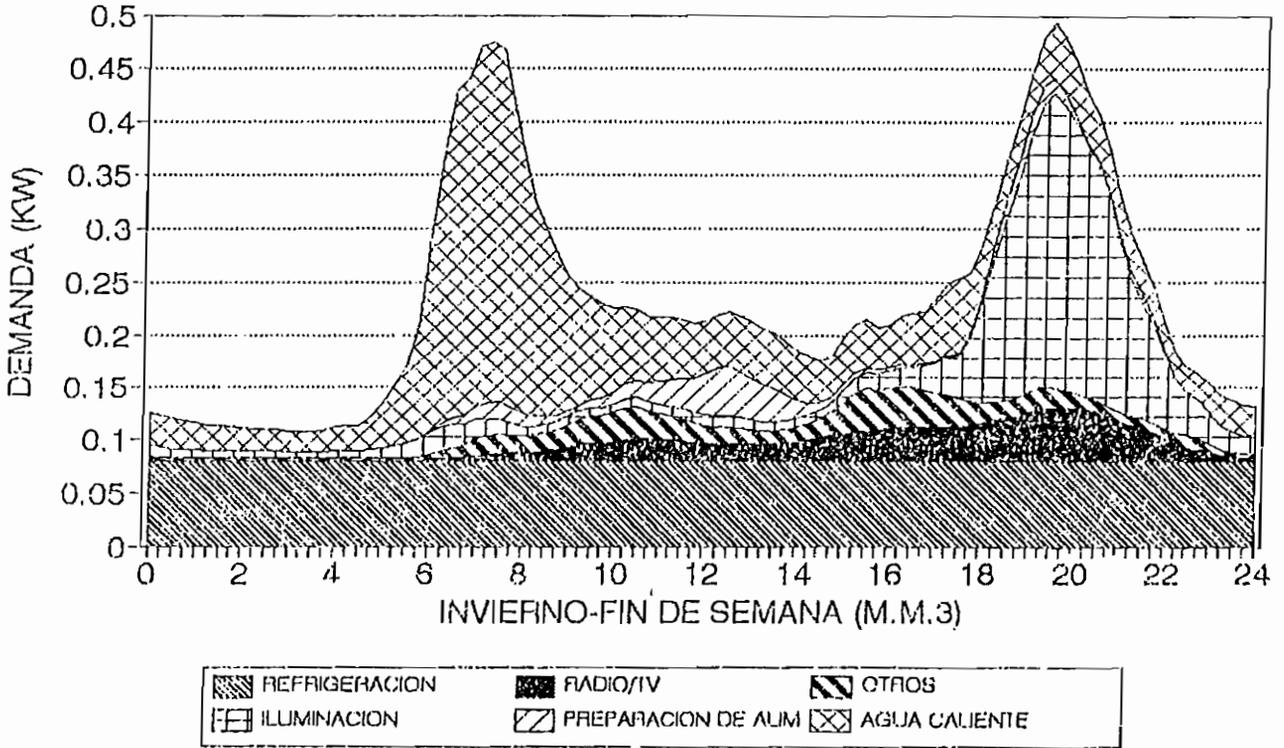
Casos a analizar	Instrumento medida		Conductor		Ppt [W]	Cpt [W]	Spt [VA]	Burden [VA]
	Ppim [W]	Qpim [VAR]	Tipo	Ppc [W]				
Medidor electromecánico de energía activa con o sin indicador de demanda máxima, clase 1	1.8	1.7	#14 TW	2.1425	3.9425	1.7	4.29340	12.5
Medidor electromecánico de energía activa, clase 1 y medidor electromecánico de energía reactiva clase 3	3.3	3.1	#14 TW	2.1425	5.4425	3.1	6.26345	12.5
Medidor electrónico de energía activa, clase 0.5	0.8	0.7	#14 TW	2.1425	2.9425	0.7	3.02462	12.5
Medidor electrónico de energía activa, clase 0.5 y medidor electrónico de energía reactiva clase 2	4.4	4.4	#14 TW	2.1425	6.5425	4.2	7.77459	12.5

ANEXO 2

CURVAS DE CARGA DE LOS DIFERENTES TIPOS DE USUARIOS

DIRECCION DE ESTUDIOS Y CONTROL DE TARIFAS
 DIVISION DE ESTUDIOS DE LA CARGA ELECTRICA
 ELABORADO: SEPTIEMBRE - 1993

CURVA DE CARGA-ABONADO PROMEDIO-QUITO RESIDENCIAL - TOTAL



CARACTERISTICAS DE LA CURVA DE CARGA

U S O	DEMANDA	DEMANDA		CONSUMO		FACTOR
	MAXIMA	COINCIDENTE		DIARIO		DE CARGA
	(W)	19H30(W)	%	KWH	%	%
REFRIGERACION	80	80	16.13	1.92	33.36	100.00
RADIO/TV	50	50	10.08	0.41	7.18	34.44
OTROS	40	21	4.23	0.37	6.36	30.10
ILUMINACION	278	278	56.05	1.08	18.79	16.21
PREPARACION DE ALIMENTOS	48	15	3.02	0.23	3.95	19.75
AGUA CALIENTE	340	62	10.48	1.76	30.30	21.44
TOTAL	496	496	100.00	5.76	100.00	48.36

GRAFICO 1
 ANEXO 2

CURVA DE CARGA LINEALIZADA DE UN CLIENTE TIPO COMERCIAL (CI= 536 KW)

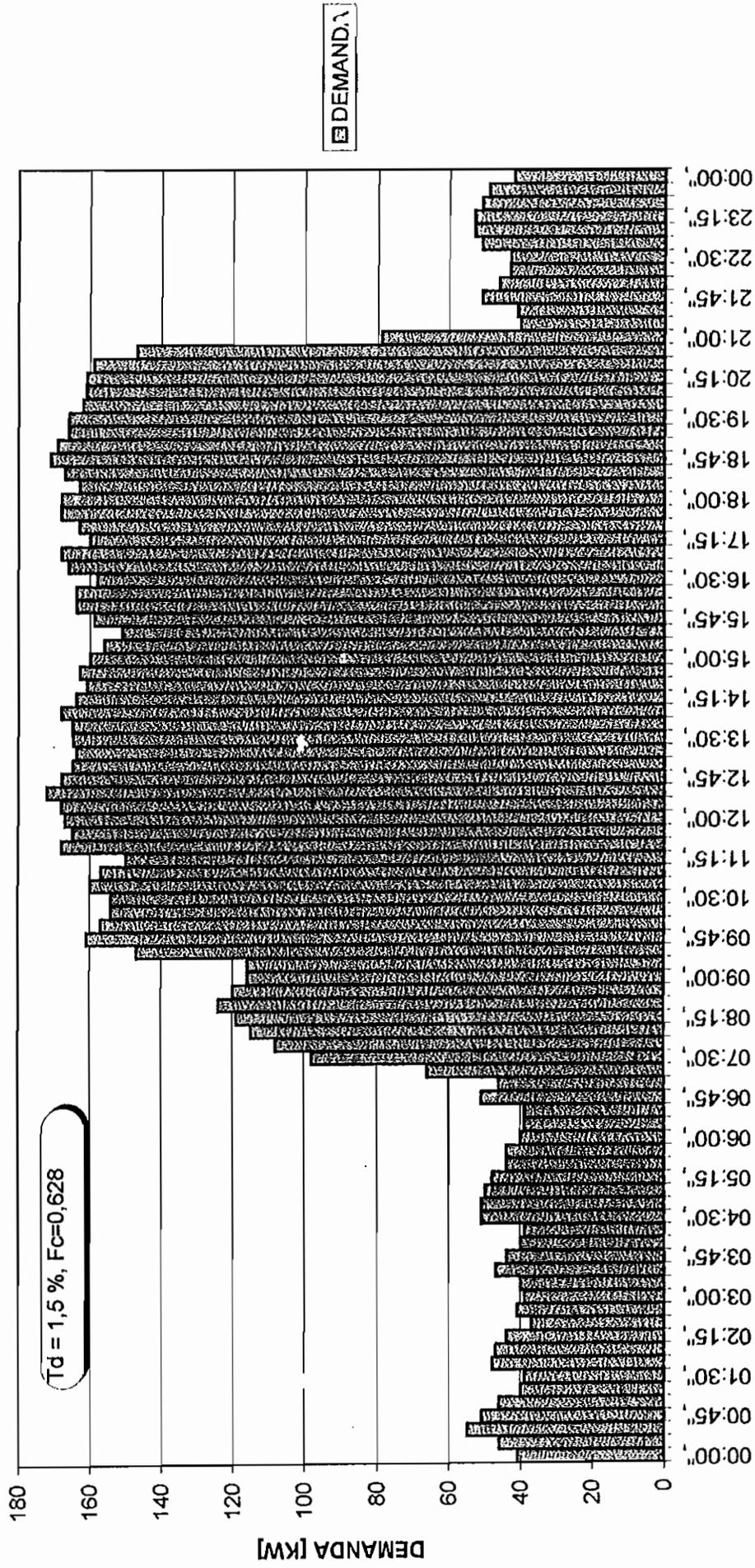


GRAFICO 2
ANEXO 2

**CURVA DE CARGA LINEALIZADA DE UN CLIENTE TIPO INDUSTRIAL
(CI = 388KW)**

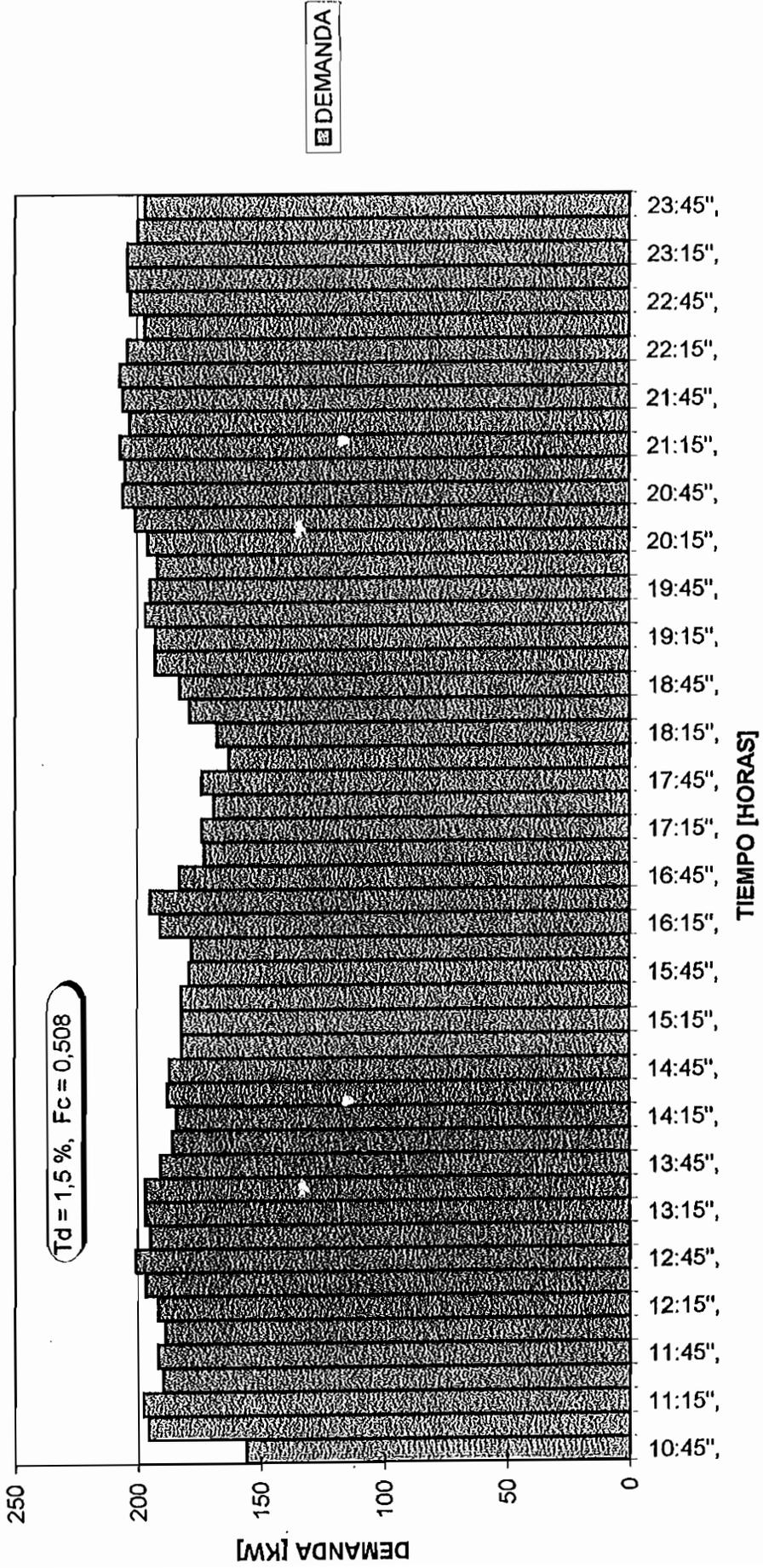
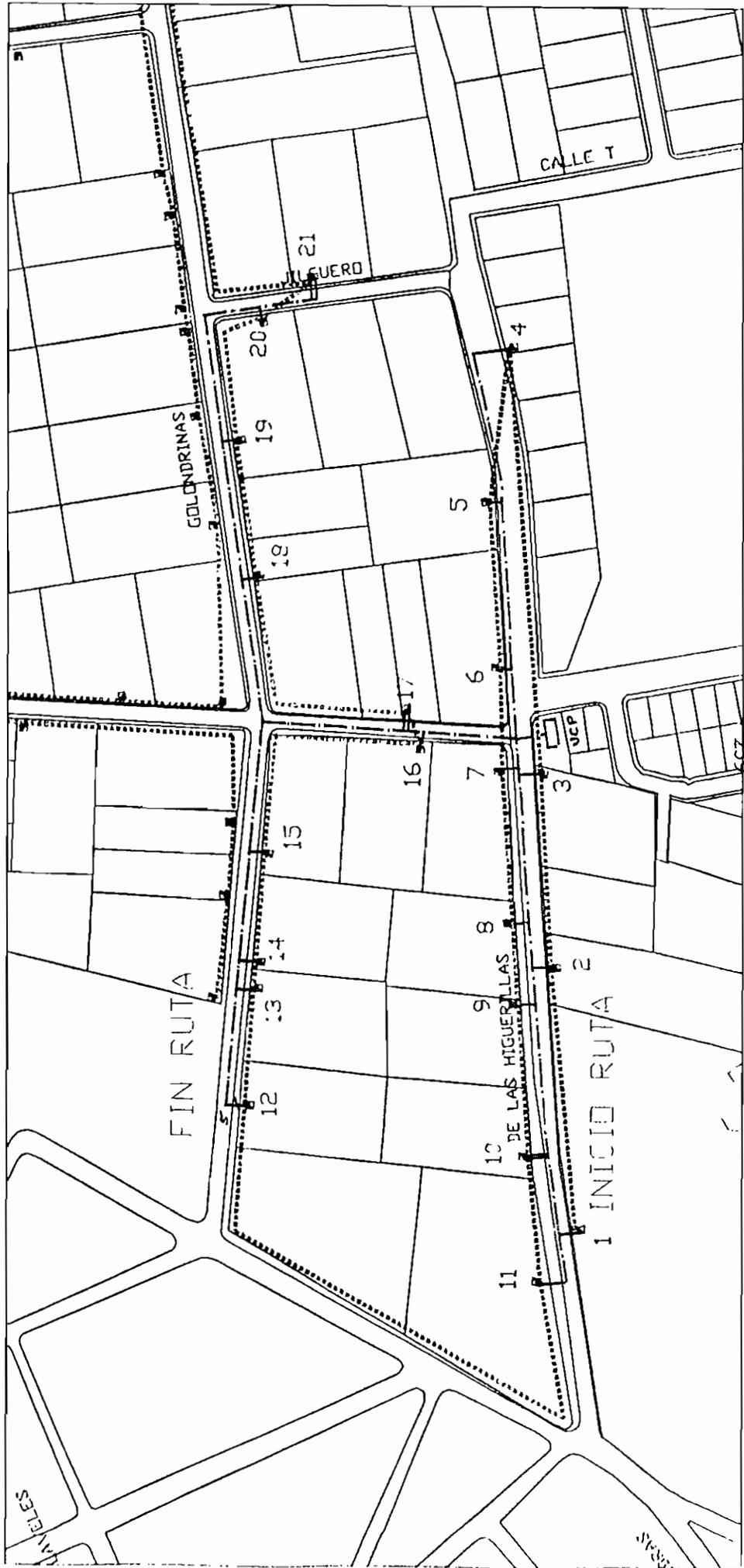


GRAFICO 3
ANEXO 2

ANEXO 3

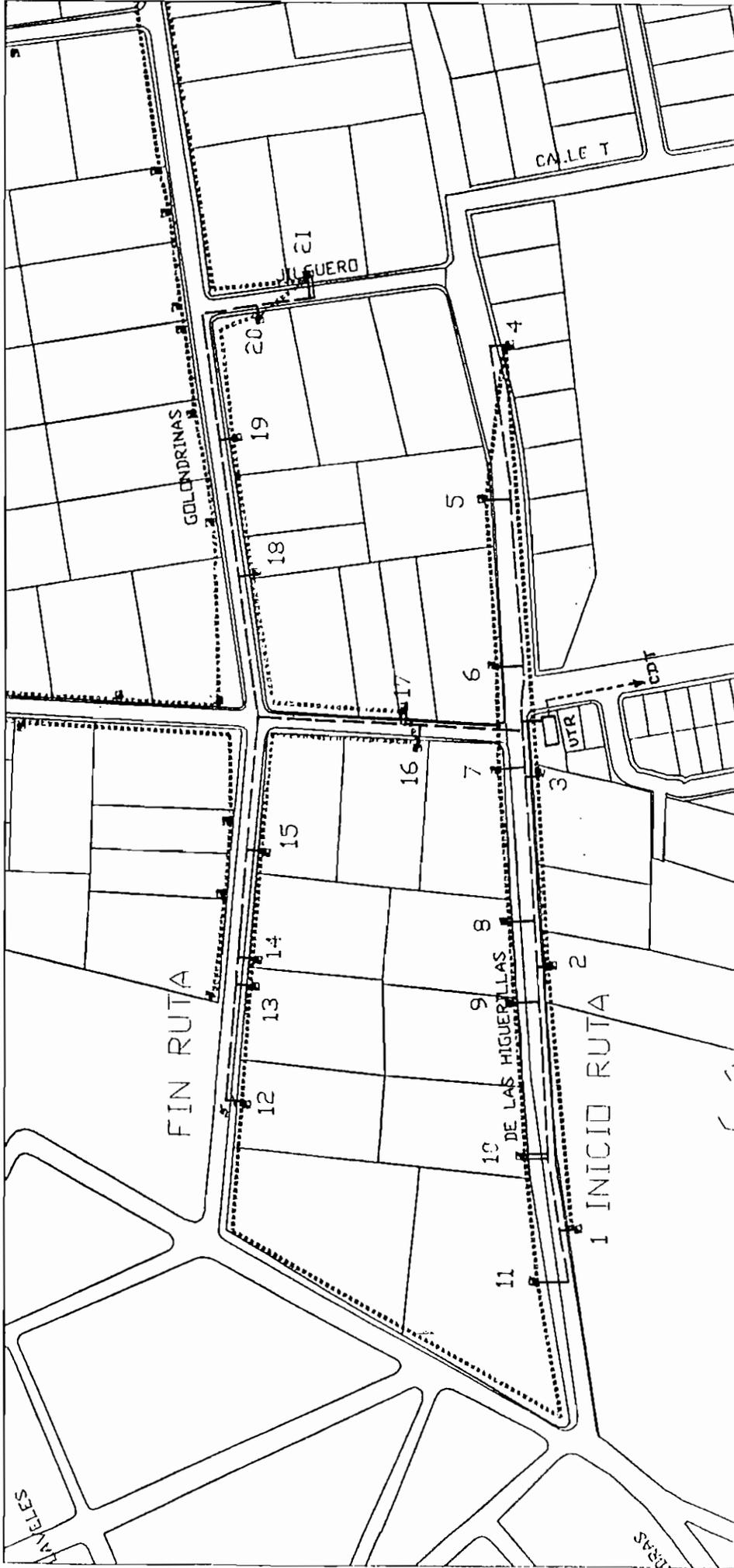
**PLANO DE LA ZONA USADA EN EL EJEMPLO DE
APLICACION DE LA TOMA DE LECTURAS**



■■■■ RECORRIDO DEL LECTOR (TOMA DE LECTURAS DIRECTA)

— · — · — TOMA LECTURAS VIA RADIO (RED DE CONEXION)

UCP: UNIDAD CENTRAL DE PROCESO



----- SISTEMA TOMA LECTURAS VIA LINEA TELEFONICA (RED DE CONEXION)

UTR: UNIDAD TERMINAL REMOTA

CDT: CAJA DE DISTRIBUCION TELEFONICA

ANEXO 4

DETERMINACION TECNICA DE LOS MEDIDORES A USAR

TABLA 1: Determinación de la potencia máxima que soportan los diferentes tipos de medidores electromecánicos, en conexión directa

Tipo de medidor	V nominal [V]		Imáxima [A]	Pmáxima [W]
Monof, 2h, 1e, 120V, 15/60A	120		60	6480
Monof, 3h, 120/240V, 15/60A	120	240	60	12960
Monof, 3h, 120/240V, 75/150A	120	240	150	32400
Bif, 3h, 2e, 2x121/210V, 15/60A	121	210	60	13068
Bif, 3h, 2e, 2x121/210V, 75/150A	121	210	150	32670
Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A	121	210	60	19602
Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A	121	210	150	49005
Trif, 4h, 3e, 3x254/440V, 15/60A	254	440	60	41148
Trif, 4h, 3e, 3x254/440V, 75/150A	254	440	150	102870

TABLA 2: Determinación de la potencia máxima que soportan los diferentes tipos de medidores electrónicos, en conexión directa

Tipo de medidor	V nominal [V]		Imáxima [A]	Pmáxima [W]
Monof, 2h, 1e, 120V, 100A	120		100	10800
Monof, 2h, 1e, 120V, 200A	120		200	21600
Monof, 3h, 1e, 240V, 100A	120	240	100	21600
Monof, 3h, 1e, 240V, 200A	120	240	200	43200
Bif, 3h, 2e, 120V, 100A	120		100	21600
Bif, 3h, 2e, 120V, 200A	120		200	43200
Trif, 4h, 120V, 100A	120		100	32400
Trif, 4h, 120V, 200A	120		200	64800
Trif, 4h, 240V, 100A	240		100	64800
Trif, 4h, 240V, 200A	240		200	129600

TABLA 3: Tipo de medidor electromecánico para medición de energía activa, considerando cargas y acometidas monofásicas

Tipo de acometida	Vred [V]	DM del usuario [W]	Icarga [A]	Tipo de medidor electromecánico	Tipo de transformador de corriente	
					N.	Tipo de transformador
Monof. bifilar	120	0	0	Monof. 2h, 1e, 120V, 15/60A,2		
Monof. trifilar	120	0	0	Monof. 3h, 120/240V, 15/60A,2 Monof. 3h, 120/240V, 75/150A,2 Monof. 3h, 120/240V, 5A, 1	2	100A:5A;20/1;0.5;12.5VA;600V
Monof. trifilar	120	12.961	60	Monof. 3h, 120/240V, 75/150A,2 Monof. 3h, 120/240V, 5A, 1	2	200A:5A;40/1;0.5;12.5VA;600V
Monof. trifilar	120	32.401	150	Monof. 3h, 120/240V, 5A, 1	2	200A:5A;40/1;0.5;12.5VA;600V
Monof. trifilar	120	43.201	200	Monof. 3h, 120/240V, 5A, 1	2	300A:5A;60/1;0.5;12.5VA;600V
Monof. trifilar	120	64.801	300	Monof. 3h, 120/240V, 5A, 1	2	400A:5A;80/1;0.5;12.5VA;600V
Monof. trifilar	120	86.401	400	Monof. 3h, 120/240V, 5A, 1	2	600A:5A;20/1;0.5;12.5VA;600V

TABLA 4: Tipo de medidor electrónico para medición de energía activa, reactiva y demanda máxima, considerando cargas y acometidas monofásicas

Tipo de acometida	Vred [V]	DM del usuario [W]	Icarga [A]	Tipo de medidor electrónico	Tipo transformador de corriente	
					N.	Tipo de transformador
Monof, bifilar	120	0	0	Monof, 2h, 1e, 1S-A, 120V, 100A, 0.5 Monof, 2h, 1e, 1S-A, 120V, 200A, 0.5 Monof, 2h, 1e, 3S-A, 120V, 10A, 0.5	1	100A:5A;20/1:0.5;12:5VA:600V
Monof, bifilar	120	10.801	100	Monof, 2h, 1e, 1S-A, 120V, 200A, 0.5 Monof, 2h, 1e, 3S-A, 120V, 10A, 0.5	1	200A:5A;40/1:0.5;12:5VA:600V
Monof, bifilar	120	21.601	200	Monof, 2h, 1e, 3S-A, 120V, 10A, 0.5	1	200A:5A;40/1:0.5;12:5VA:600V
Monof, trifilar	120	0	0	Monof, 3h, 1e, 2S-A, 240V, 100A, 0.5 Monof, 3h, 1e, 2S-A, 240V, 200A, 0.5 Monof, 3h, 1e, 4S-A, 240V, 10A, 0.5	1	100A:5A;20/1:0.5;12:5VA:600V
Monof, trifilar	120	21.601	100	Monof, 3h, 1e, 2S-A, 240V, 200A, 0.5 Monof, 3h, 1e, 4S-A, 240V, 10A, 0.5	1	200A:5A;40/1:0.5;12:5VA:600V
Monof, trifilar	120	43.201	200	Monof, 3h, 1e, 4S-A, 240V, 10A, 0.5	1	300A:5A;60/1:0.5;12:5VA:600V
Monof, trifilar	120	64.801	300	Monof, 3h, 1e, 4S-A, 240V, 10A, 0.5	1	400A:5A;80/1:0.5;12:5VA:600V
Monof, trifilar	120	86.401	400	Monof, 3h, 1e, 4S-A, 240V, 10A, 0.5	1	600A:5A;120/1:0.5;12:5VA:600V

TABLA 6: Tipo de medidor electrónico para medición de energía activa, reactiva y demanda máxima, para cargas monofásicas y trifásicas servidas con acometidas bifásicas y trifásicas

Tipo de acometida	Vred [V]	DM del usuario [W]	Icarga [A]	Tipo de medidor electrónico	Tipo de transformador de corriente		
					N.	Tipo de transformador	
Bifásica trifilar	120	208	0	21.600	0	100	Bif. 3h, 2e, 12S-A o 13S-A, 120V, 100A, 0,5
							Bif. 3h, 2e, 12S-A o 13S-A, 120V, 200A, 0,5
							Bif. 3h, 2e, 5S-A, 120V, 10A, 0,5
Bifásica trifilar	120	208	100	43.200	200	200	Bif. 3h, 2e, 12S-A o 13S-A, 120V, 200A, 0,5
							Bif. 3h, 2e, 5S-A, 120V, 10A, 0,5
							Bif. 3h, 2e, 5S-A, 120V, 10A, 0,5
Bifásica trifilar	120	208	200	64.800	300	300	Bif. 3h, 2e, 5S-A, 120V, 10A, 0,5
							Bif. 3h, 2e, 5S-A, 120V, 10A, 0,5
							Bif. 3h, 2e, 5S-A, 120V, 10A, 0,5
Bifásica tetrafilar Y	120	208	0	32.400	100	100	Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 100A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 200A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	120	208	100	64.800	200	200	Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 200A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	120	208	200	97.200	300	300	Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	120	208	300	129.600	400	400	Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	127	220	0	32.400	94,49	94,49	Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 100A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 200A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 20A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	127	220	32.401	64.800	189	189	Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 200A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 20A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	127	220	64.801	102.870	300	300	Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 20A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	127	220	102.871	137.160	400	400	Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 120V, 20A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	254	440	0	64.800	94,49	94,49	Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 240V, 100A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 240V, 200A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	254	440	64.801	129.600	189	189	Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 14S-A(2e) o 16S-A(3e), 240V, 200A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	254	440	129.601	205.740	300	300	Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
Trifásica tetrafilar Y	254	440	205.741	274.320	400	400	Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5
							Trif. 4h, Y, 2e, 5S-A o 6S-A, 120V, 20A, 0,5

ANEXO 5

**OBTENCION DEL COSTO TOTAL EN FUNCION DE LA
DEMANDA MAXIMA INICIAL
USUARIO RESIDENCIAL
ACOMETIDA 120/208V**

OBTENCION DEL COSTO TOTAL EN FUNCION DE LA DEMANDA MAXIMA INICIAL

Usuario Residencial
Acometida 120/206V

Fc #	0,4836
He #	62 (\$/KWh)
R #	0,1 anual
Td #	0,03 anual
(1+Td)(1+R) #	0,984215
N #	10 años
Fa #	86,19313

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom.Monof.2h.1e.120V.15/60A.2	0,02	101,115	8,800	0	0	109,915
				2	74,429	184,344
				4	148,858	258,773
				6,48	241,150	351,065

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom.Bif.2h.2e.2x12/12/10V.15/60A.2	0,02	118,800	12,600	0	0	131,400
				2	74,429	205,829
				4	148,858	280,258
				6,48	241,150	372,550
				8	297,717	429,117
				10	372,146	503,446
				13,068	486,320	617,720

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electron.Bif.3h.13S o 13A.2e.120V.200A.0.5	0,005	1,155,000	12,600	0	0	1,167,600
				2	18,607	1,186,207
				4	37,215	1,204,815
				6,48	60,288	1,227,888
				8	74,429	1,242,029
				10	93,036	1,260,636
				13,068	121,590	1,289,180
				19,602	182,370	1,349,970
				24	223,287	1,390,887
				32,4	301,438	1,469,038
				32,67	303,950	1,471,550
				43,2	401,917	1,569,517

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom.Bif.3h.2e.2x12/12/10V.75/150A.2	0,02	142,560	12,600	0	0	155,160
				2	74,429	229,589
				4	148,858	304,018
				6,48	241,150	396,310
				8	297,717	452,877
				10	372,146	527,306
				13,068	486,320	641,480
				19,602	729,480	884,640
				24	893,150	1,048,310
				32,4	1,205,752	1,360,912
				32,67	1,215,800	1,370,960

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KWH]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	0,02	154.678	14.700	0	0	169.378
				2	74.429	243.807
				4	148.858	318.236
				6,48	241.150	410.528
				8	297.717	467.095
				10	372.146	541.524
				13,068	486.320	655.698
				19,602	729.480	898.858

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KWH]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2	0,02	190.080	14.700	0	0	204.780
				2	74.429	279.209
				4	148.858	353.638
				6,48	241.150	445.930
				8	297.717	502.497
				10	372.146	576.926
				13,068	486.320	691.100
				19,602	729.480	934.260
				24	893.150	1.097.930
				32,4	1.205.752	1.410.532
				32,67	1.215.800	1.420.580
				43,2	1.607.670	1.812.450
				49,005	1.823.700	2.028.480

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KWH]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electron, Trif, 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 2000A, 0,5	0,005	1.650.000	14.700	0	0	1.664.700
				2	18.607	1.683.307
				4	37.215	1.701.915
				6,48	60.288	1.724.988
				8	74.429	1.739.129
				10	93.036	1.757.796
				13,068	121.580	1.786.280
				19,602	182.370	1.847.070
				24	223.287	1.887.987
				32,4	301.438	1.966.198
				32,67	303.950	1.968.650
				43,2	401.917	2.066.617
				49,005	455.925	2.120.625
				54	502.397	2.167.097
				60	568.210	2.222.919
				64,8	602.876	2.287.576

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de los TC [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x12/120V, 5A, 1 3TC, 400A, 5A, 80/1, 12, 5VA, 600V, 0.5	0,01	308.880	349.470	150.000	0	0	808.350
					2	37.215	845.565
					4	74.429	862.779
					6,48	120.575	928.925
					8	148.858	957.208
					10	186.073	994.423
					13,068	243.160	1.051.510
					19,602	364.740	1.173.090
					24	446.575	1.254.925
					32,4	602.876	1.411.226
					32,67	607.900	1.416.250
					43,2	803.835	1.612.185
					49,005	911.850	1.720.200
					54	1.004.794	1.813.144
					60	1.116.437	1.924.787
					64,8	1.205.752	2.014.102
					72	1.339.725	2.148.075
					88	1.637.441	2.445.791
					96	1.786.300	2.594.650
					104	1.935.158	2.743.508
					108	2.009.587	2.817.937
					116	2.158.448	2.966.755
					129,6	2.411.505	3.219.855

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de los TC [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 6S o 6A, 2e, 120V/200A, 0.5 3TC, 400A, 5A, 80/1, 12, 5VA, 600V, 0.5	0,005	1.749.000	349.470	150.000	0	0	2.248.470
					2	18.607	2.267.077
					4	37.215	2.285.685
					6,48	60.288	2.308.758
					8	74.429	2.322.899
					10	93.038	2.341.506
					13,068	121.560	2.370.050
					19,602	182.370	2.430.840
					24	223.287	2.471.757
					32,4	301.438	2.549.908
					32,67	303.950	2.552.420
					43,2	401.917	2.650.387
					49,005	455.925	2.704.395
					54	502.397	2.750.867
					60	558.219	2.806.689
					64,8	602.876	2.851.346
					72	669.862	2.918.332
					88	816.721	3.067.191
					96	893.150	3.141.620
					104	967.579	3.216.049
					108	1.004.794	3.253.264
					116	1.079.223	3.327.693
					129,6	1.205.752	3.454.222

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo Ter/ab [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electron Prepago, Monof, 2h, 120V, 60A, 2	0,02	330.000	16.500	8.800	0	0	355.300
					2	74.429	429.729
					4	148.858	504.158
					6,48	241.150	596.450

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo Ter/ab [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electron Prepago, Trif, 4h, 120V, 100A, 2	0,02	990.000	16.500	14.700	0	0	1.021.200
					2	74.429	1.095.629
					4	148.858	1.170.058
					6,48	241.150	1.262.350
					8	297.717	1.318.917
					10	372.146	1.393.346
					13,068	486.320	1.507.520
					19,602	729.480	1.750.680
					24	893.150	1.914.350
					32,4	1.205.752	2.226.952

ANEXO 6

**OBTENCION DEL COSTO TOTAL EN FUNCION DE LA
DEMANDA MAXIMA INICIAL
USUARIO COMERCIAL
ACOMETIDA 120/208V**

OBTENCION DEL COSTO TOTAL EN FUNCION DE LA DEMANDA MAXIMA INICIAL

Usuario Comercial
Acometida 120/208V

Fc =	0.628
tfe =	218 (\$/KWh)
tfp =	5.000 (\$/KW)
R =	0.1 anual
Td =	0.015 anual
(1+Td/(1+R)) =	0.992975
N =	10 años
E =	0.1
Fa =	80.6914

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom. Monof, 2h, 1e, 120V, 15/60A, 2	0,02	101.115	8.800	0	0	0	109.915
				2	318.153	80.691	508.759
				4	636.306	161.383	907.604
				6,48	1.030.815	261.440	1.402.171

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom. Bif, 3h, 2e, 2x121/2100V, 15/60A, 2	0,02	118.800	12.600	0	0	0	131.400
				2	318.153	80.691	530.244
				4	636.306	161.383	929.089
				6,48	1.030.815	261.440	1.423.656
				10,8	1.718.026	435.794	2.285.159
				13,068	2.078.811	527.238	2.737.449

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electron. Bif, 3h, 13S o 13A, 2e, 120V, 200A, 0,5	0,005	1.155.000	12.600	0	0	0	1.167.600
				2	79.538	4.035	1.251.173
				4	159.076	8.069	1.334.746
				6,48	257.704	13.072	1.438.376
				10,8	429.506	21.787	1.618.893
				13,068	519.703	26.362	1.713.665
				19,602	779.554	39.543	1.988.697
				30	1.193.073	60.519	2.421.192
				38	1.511.226	76.657	2.755.483
				43,2	1.718.026	87.147	2.972.772

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electron. Monof, 2h, 1S o 1A, 1e, 120V, 100A, 0,5	0,005	825.000	8.800	0	0	0	833.800
				2	79.538	4.035	917.373
				4	159.076	8.069	1.000.946
				6,48	257.704	13.072	1.104.576
				10,8	429.506	21.787	1.285.093

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	0,02	154.678	14.700	0	0	0	169.378
				2	318.153	80.691	568.222
				4	636.306	161.383	967.067
				6,48	1.030.815	261.440	1.461.634
				10,8	1.718.026	435.734	2.323.137
				13,068	2.078.811	527.238	2.775.427
				19,602	3.118.217	790.856	4.078.451

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2	0,02	190.080	14.700	0	0	0	204.780
				2	318.153	80.691	603.624
				4	636.306	161.383	1.002.469
				6,48	1.030.815	261.440	1.497.036
				10,8	1.718.026	435.734	2.358.539
				13,068	2.078.811	527.238	2.810.829
				19,602	3.118.217	790.856	4.113.853
				30	4.772.293	1.210.371	6.187.445
				38	6.044.905	1.533.137	7.782.822
				43,2	6.872.103	1.742.934	8.819.817
				49,005	7.795.541	1.977.141	9.977.462

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 200A, 0.5	0,005	1.650.000	14.700	0	0	0	1.664.700
				2	79.538	4.035	1.748.273
				4	159.076	8.069	1.831.846
				6,48	257.704	13.072	1.935.476
				10,8	429.506	21.787	2.115.993
				13,068	519.703	26.362	2.210.765
				19,602	779.554	39.543	2.483.797
				30	1.193.073	60.519	2.918.292
				38	1.511.226	76.657	3.252.583
				43,2	1.718.026	87.147	3.469.872
				49,005	1.948.885	98.857	3.712.442
				64,8	2.577.038	130.720	4.372.459

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de los TC [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCenr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x 121/210V, 5A, 1, EA, DM	0,01	617.760		150.000	0	0	0	1.310.280
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x 121/210V, 5A, 3, ER		194.040	348.480		2	159.076	8.069	1.477.426
3TC, 300A, 5A, 80/1, 12.5VA, 600V, 0.5					4	318.153	16.138	1.644.571
					6,48	515.408	26.144	1.851.832
					10,8	859.013	43.573	2.212.866
					13,068	1.039.406	52.724	2.402.409
					19,602	1.559.108	79.086	2.948.474
					30	2.386.147	121.037	3.817.464
					38	3.022.453	153.314	4.486.046
					43,2	3.436.051	174.293	4.920.625
					49,005	3.887.771	197.714	5.405.765
					64,8	5.154.077	261.440	6.725.797
					80	6.363.058	322.766	7.996.104
					90	7.158.440	363.111	8.831.832
					97,2	7.731.115	392.160	9.433.556

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de los TC [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCenr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electron, Trif, 4h, 6S o 6A, 2e, 120V, 20A, 0,5	0,005	1.749.000		150.000	0	0	0	2.247.480
3TC, 300A, 5A, 80/1, 12.5VA, 600V, 0.5			348.480		2	79.538	4.035	2.331.053
					4	159.076	8.069	2.414.626
					6,48	257.704	13.072	2.518.256
					10,8	429.506	21.787	2.698.773
					13,068	519.703	26.362	2.793.545
					19,602	779.554	39.543	3.066.577
					30	1.193.073	60.519	3.501.072
					38	1.511.226	76.657	3.835.363
					43,2	1.718.026	87.147	4.052.652
					49,005	1.948.885	98.857	4.295.222
					64,8	2.577.038	130.720	4.955.239
					80	3.181.529	161.383	5.590.392
					90	3.579.220	181.556	6.008.256
					97,2	3.865.558	196.080	6.309.118

ANEXO 7

**OBTENCION DEL COSTO TOTAL EN FUNCION DE LA
DEMANDA MAXIMA INICIAL
USUARIO INDUSTRIAL
ACOMETIDA 120/208V**

OBTENCION DEL COSTO TOTAL EN FUNCION DE LA DEMANDA MAXIMA INICIAL

Usuario Industrial
Acometida 120/208V

Fc =	0.508
tfe =	183 (\$/KWh)
tfp =	5.000 (\$/KW)
R =	0,1 anual
Td =	0,015 anual
(1+Td/1+R) =	0,992975
N =	10 años
E =	0,1
Fa =	80,6914

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom. Monof.2h,1e,120V,15/60A,2	0,02	101.115	8.800	0	0	0	109.915
				2	216.040	80.691	406.647
				4	432.080	161.383	703.378
				6,48	699.970	261.440	1.071.325

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom. Bit.,3h,2e,2x121/2100V,15/60A,2	0,02	116.800	12.600	0	0	0	131.400
				2	216.040	80.691	428.132
				4	432.080	161.383	724.863
				6,48	699.970	261.440	1.092.810
				10,8	1.166.617	435.734	1.733.751
				13,068	1.411.607	527.238	2.070.244

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom. Bit.,3h,13S o 13A,2e,120V,200A,0,5	0,005	1.155.000	12.600	0	0	0	1.167.600
				2	54.010	4.035	1.225.645
				4	108.020	8.069	1.283.689
				6,48	174.993	13.072	1.355.665
				10,8	291.654	21.787	1.481.041
				13,068	352.902	26.362	1.546.864
				19,602	529.352	39.543	1.736.495
				30	810.151	60.519	2.038.269
				38	1.026.191	76.657	2.270.448
				43,2	1.166.617	87.147	2.421.364

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPCDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom. Monof.2h,1S o 1A,1e,120V,100A,0,5	0,005	825.000	8.800	0	0	0	833.800
				2	54.010	4.035	891.845
				4	108.020	8.069	949.889
				6,48	174.993	13.072	1.021.865
				10,8	291.654	21.787	1.147.241

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPDMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 15/60A, 2	0,02	154.678	14.700	0	0	0	169.378
				2	216.040	80.691	466.110
				4	432.080	161.383	762.841
				6,48	699.970	261.440	1.130.788
				10,8	1.166.617	435.734	1.771.729
				13,068	1.411.607	527.238	2.108.222
				19,602	2.117.410	790.856	3.077.644

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPDCMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x121/210V, 75/150A, 2	0,02	190.080	14.700	0	0	0	204.780
				2	216.040	80.691	501.512
				4	432.080	161.383	798.243
				6,48	699.970	261.440	1.166.190
				10,8	1.166.617	435.734	1.807.131
				13,068	1.411.607	527.238	2.143.624
				19,602	2.117.410	790.856	3.113.046
				30	3.240.603	1.210.371	4.655.754
				38	4.104.764	1.533.137	5.842.680
				43,2	4.666.468	1.742.934	6.614.182
				49,005	5.293.525	1.977.141	7.475.446

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VPCentr [SUCRES]	VPDCMnr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electron, Trif, 4h, 16S o 16A, 3e, 120V, 200A, 0,5	0,005	1.650.000	14.700	0	0	0	1.664.700
				2	54.010	4.035	1.722.745
				4	108.020	8.069	1.780.789
				6,48	174.993	13.072	1.852.765
				10,8	291.654	21.787	1.978.141
				13,068	352.902	26.362	2.043.964
				19,602	529.352	39.543	2.233.595
				30	810.151	60.519	2.535.369
				38	1.026.191	76.657	2.767.548
				43,2	1.166.617	67.147	2.918.464
				49,005	1.323.381	98.857	3.086.938
				64,8	1.749.926	150.720	3.545.346

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de los TC [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VP Cntr [SUCRES]	VPCDMhr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x 121/210V, 5A, 1, EA, DM	0,01	617.760		150.000	0	0	0	1.310.280
Electrom, Trif, 4h, 3e, 3x 121/210V, 5A, 3, ER		194.040	348.480		2	108.020	8.069	1.426.369
3TC, 300A, 5A, 80/1, 12.5VA, 600V, 0.5					4	2.16.040	16.138	1.542.458
					6,48	349.985	26.144	1.686.409
					10,8	583.309	43.573	1.937.162
					13,068	705.803	52.724	2.068.807
					19,602	1.058.705	79.086	2.448.071
					30	1.620.301	121.037	3.051.619
					38	2.052.382	153.314	3.515.975
					43,2	2.333.234	174.293	3.817.807
					49,005	2.646.762	197.714	4.154.756
					64,8	3.499.851	261.440	5.071.571
					80	4.320.804	322.766	5.953.849
					90	4.860.904	363.111	6.534.296
					102,87	5.556.014	415.036	7.281.330

Tipo de medidor	Precisión	Costo del medidor [SUCRES]	Costo de los TC [SUCRES]	Costo de instalación [SUCRES]	DMU [KW]	VP Cntr [SUCRES]	VPCDMhr [SUCRES]	Costo total [SUCRES]
Electron, Trif, 4h, 6S o 6A, 2e, 120V, 20A, 0.5	0,005	1.749.000	348.480	150.000	0	0	0	2.247.480
3TC, 300A, 5A, 80/1, 12.5VA, 600V, 0.5					2	54.010	4.035	2.305.525
					4	108.020	8.069	2.363.569
					6,48	174.993	13.072	2.435.545
					10,8	291.654	21.787	2.560.921
					13,068	352.902	26.362	2.626.744
					19,602	529.352	39.543	2.816.375
					30	810.151	60.519	3.118.149
					38	1.026.191	76.657	3.350.328
					43,2	1.166.617	87.147	3.501.244
					49,005	1.323.381	98.857	3.669.718
					64,8	1.749.926	130.720	4.128.126
					80	2.160.402	161.383	4.569.265
					90	2.430.452	181.556	4.859.488
					102,87	2.778.007	207.518	5.233.005

BIBLIOGRAFIA

- [1] KRIZIK-RYMEL; "Manual de Contadores"; Febrero de 1991.
- [2] KRIZIK; "Contadores de energía monofásicos"; Slovak Republic, 1995.
- [3] KRIZIK; "Contadores de energía polifásicos"; Slovak Republic, 1995.
- [4] ARTEAGA, E.; "Comportamiento del contador de energía activa de inducción monofásico ante corrientes de carga no sinusoidales"; Tesis EPN; Quito-Ecuador; Julio 1994.
- [5] SALAZAR A.; "El contador de energía usos y aplicaciones"; Tesis EPN; Quito-Ecuador; Mayo 1981.
- [6] SOLON DE MEDEIROS FILHO; "Medicao de Energia Elétrica"; tercera edición; Editorial Guanabara; Rio de Janeiro-Brasil; 1983.
- [7] RAMIREZ J.; "Instalaciones de baja tensión, cálculo de líneas eléctricas"; quinta edición; Ediciones CEAC; Barcelona-España; 1985.
- [8] LANDIS&GYR; "Reactive energy meters (with two and three elements)"; Suiza; 1992.
- [9] IEC 211; "Maximum demand indicators, class 1.0"; 1966.
- [10] IEC 338; "Telemetry for consumption and demand"; 1970.
- [11] SCHLUMBERGER; "Medición de energía eléctrica trifásica"; Junio de 1995.
- [12] MICHAEL M.; "Medidores Híbridos e Eletrónicos"; Seminario Latino-americano sobre medicao de energia eléctrica; 1985.
- [13] LUTOLF R.; "De Ferraris a Hall"; Septiembre de 1992.
- [14] PROCESS SYSTEMS; "Manual del operador del medidor Quad-Pro"; 1994.

-
- [15] ASEA BROWN BOVERI; "EIR wathour/varhour Meter"; Agosto de 1991.
- [16] ASEA BROWN BOVERI; "Alpha Meter"; 1995.
- [17] LANDIS&GYR; "Solid State Digital Programmable Meter"; 1995.
- [18] MALDONADO C.; "Experiencias en el uso de medidores electrónicos en la Empresa Eléctrica Quito S.A."; XII Seminario de Distribución y V Seminario de Comercialización de Energía Eléctrica; Mayo de 1995.
- [19] SCHLUMBERGER; "Medidores electrónicos trifásicos de estado sólido VECTRON"; 1995.
- [20] LANDIS&GYR; "Energy Management Metering"; 1992.
- [21] OREJUELA X., MOLINA V.; "Experiencias en la Implementación de Nuevas Técnicas de Medición de Energía Eléctrica"; XII Seminario de Distribución y V Seminario de Comercialización de Energía Eléctrica; Mayo de 1995.
- [22] LANDIS&GYR; "The E-Kard Revenue Management System"; Octubre de 1995.
- [23] LANDIS&GYR; "System Overview, Pisces Electricity Payment System "; Febrero de 1995.
- [24] LANDIS&GYR; "The E-Kard System"; Octubre de 1995.
- [25] CIC SYSTEMS; "Power Stat, day as you go system, System Overview"; Abril de 1994.
- [26] CIC SYSTEMS; "The Customer - Frendly Revenue Management System"; Abril de 1994.
- [27] ANSI C12.10; "American National Standard for wathour meters"; Agosto de 1978.
- [28] VASQUEZ W.; "Importancia de una selección e instalación de los equipos de medición y su incidencia en la reducción de pérdidas no técnicas de energía"; XII Seminario de Distribución y V Seminario de Comercialización de Energía Eléctrica; Mayo de 1995.
- [29] PROCESS SYSTEMS; "PSI Software Utility Group, Operator's Manual"; Carolina del Norte-Estados Unidos; 1994.

- [30] ASEA BROWN BOVERI; "Software EMFPLUS"; Enero de 1993.
- [31] IEC 521; "Alternating Current Static Watthour Meters (class 0.5, 1 and 2)"; 1976.
- [32] IEC 1036; "Altenating current static watt-hour meters for active energy (class 1 and 2)"; 1990.
- [33] IEC 1268; "Altenating current static var-hour meters for reactive energy (class 2 and 3)"; 1995.
- [34] IEC 687; "Static watthour meters, metrological specifications for class 0.2S and 0.5S"; 1980.
- [35] Westinghouse Electric Corporation; "Distribution System", Electric Utility Engineering reference Book, 1959.
- [36] General Electric, "Distribution Data Book" Get 1008M.
- [37] MALDONADO C.; "Valoración Automática de Presupuestos en Baja Tensión"; EEQSA; 1993.
- [38] EEQSA; "Normas para Sistemas de Distribución"; 1979.
- [39] OREJUELA V.; "Distribución I"; EPN-FIE; Quito-Ecuador; 1984.
- [40] RUALES J.; "Análisis de Sensitividad de Pérdidas Eléctricas"; 1995.
- [41] R.B. Alder, W.G. Kim, G.A. Hazelrigy, "Optimical Distribution System/ End User Cost Model", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-100 N.-7 July 1981, pp 3590-3598.
- [42] THUESEN H.; "Ingeniería Económica"; Editorial Prentice-Hall; New Jersey; 1980.
- [43] TRYP, Recotec Vision; "Sistema de Tarificación Remota, Solución Unica"; Quito-Ecuador; 1995.
- [44] LANDIS&GYR; "Datagyr-Telecontaje"; 1995.

- [45] LANDIS&GYR; "Datagyr C2000, The open system solution for your telemetering application"; 1995.
- [46] LANDIS&GYR; "Datagyr STOM"; 1995.
- [47] LANDIS&GYR; "TELEGYR, Network Management Systems"; 1995.
- [48] SIEMENS; "Técnica de Contadores-Programa"; Alemania; 1995.
- [49] LANDIS&GYR; "TELEGYR 8520 Thechnical Description"; Abril de 1995.
- [50] MALDONADO C.; "Instructivo para Cálculo de Demandas Máximas y Selección de Acometidas"; EEQSA; 1993.
- [51] DIRECCION DE ESTUDIOS Y CONTROL DE TARIFAS; "Estudios de carga eléctrica"; Inecel; Septiembre de 1993.
- [52] EEQSA; "Pliego Tarifario Vigente"; Julio de 1996.
- [53] MALDONADO C.; "Instructivo para valoración de acometidas "; EEQSA; 1996.