

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRICA



"ANALISIS DEL NUEVO SISTEMA TARIFARIO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION"

TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA

BACHILLER : DACIO VICTOR GONZALEZ RAMIREZ

CALLAO - PERU



1997

1683

DEDICATORIA :

A mis queridos padres

*Dacio F. González Espinoza y
Lourdes A. Ramírez de González*

INTRODUCCIÓN

Con la promulgación del Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas el 19 de noviembre de 1992, el sub sector eléctrico experimentó un cambio estratégico. Este principal cambio fue la división del mercado en tres actividades independientes pero profundamente relacionadas : Generación, Transmisión y Distribución, originando la implementación de un nuevo sistema tarifario.

Luego de cuatro años de vigencia, al estar relacionado con la Oficina Proyecto Control de Pérdidas de la empresa EDELNOR S.A., observo que existe algunos aspectos del nuevo marco legal, aun no estaban siendo interpretados en su verdadero significado, por las partes relacionadas en el aspecto eléctrico. Conduciendo a que exista ventajas de algunas de las partes respecto a otras (usuarios).

En forma particular, cuando se detecta un error de conexión en un equipo de medición de un suministro, especialmente en los clientes potenciales; la determinación de la energía no registrada, cuyo recupero faculta la norma vigente, carece de un sustento técnico. Siendo el único perjudicado el usuario.

Asimismo, a falta de un cabal conocimiento por parte del usuario común, al no aprovechar de las bondades que brinda el nuevo sistema tarifario, no permitiendo lograr consolidar uno de los objetivos trazados.

Todo éstas observaciones y otras han creado la necesidad de realizar un análisis exhaustivo al sistema tarifario vigente.

La presente Tesis se divide en cuatro capítulos :

En el primer Capítulo se hace una breve descripción de la situación del sector antes y después de la promulgación del marco legal vigente, así como su comparación entre ellas. Concluyendo con una breve descripción de sus funciones de los organismos reguladores.

El segundo capítulo inicia con un análisis de las ventas de energía desde el año 1987, luego detalla el marco legal que gobierna las transacciones comerciales dentro del negocio eléctrico especialmente para los clientes regulados, concluyendo con los procedimientos a tener en cuenta en la determinación de precios para los clientes finales.

En el tercer capítulo se explica a detalle cada una de las opciones tarifarias . Orientando bajo un lenguaje claro y sencillo las pautas a tener presente para elegir una opción tarifaria de acuerdo al mejor uso que le permite su diagrama de carga, beneficiándose de ésta manera mediante una adecuada selección.

Finalmente en el cuarto capítulo se hace una descripción de los diferentes sistemas de medición en función del nivel de tensión y demanda luego la demostración factorial de los errores de conexión que permiten determinar la cantidad de energía no registrada, cuando se detecta una conexión errada o interrupción de alguna de las fases.

INDICE

DESCRIPCION	Pag.
Introduccion	
Capítulo I. Nuevo Sistema Tarifario	
1.1 Antecedentes y criterios del Nuevo Sistema Tarifario	1
1.1.1 Antecedentes e inicios de cambio	1
1.1.2 Criterio para su diseño	1
1.2 Descripción del Nuevo Sistema Tarifario	2
1.3 Diferencia entre la Ley de Concesiones Eléctricas y Ley General de Electricidad.	3
1.4 Marco Regulatorio	4
1.5 Costos Marginales y el libre Mercado	
1.5.1 Bases Conceptuales	4
1.5.2 Costos Marginales	5
1.6 La Comisión de Tarifas Eléctricas	10
1.7 Comité de Operación Económica del Sistema (coes)	11
1.8 Dirección General de Electricidad	11
Capítulo II. El Mercado Eléctrico Libre y Regulado en Sistemas de Distribución	
2.1 Introducción	12
2.2 Mercado libre y Regulado	12
2.3 Transacciones Comerciales en el Negocio Eléctrico	15
2.4 Precios y Condiciones de Aplicación para el Mercado Libre	16
2.5 Opciones Tarifarias para el Mercado Eléctrico	17
2.6 Equivalencias entre el Sistema Tarifario Anterior y el Vigente	18
2.7 Condiciones de Aplicación para las Tarifas Reguladas	19
2.8 Formación de los precios de la Electricidad	26
2.9 Formación de los precios de la Electricidad a clientes finales	29
2.10 Fórmulas y variables para obtener un Pliego Tarifario	34
Capítulo III. Selección de opciones tarifarias	
3.1 Introducción	37
3.2 Estadística de clientes por Opciones Tarifarias	37
3.3 Conviene la elección de la opción tarifaria BT-6 ó BT-5 para un predio de baja condición económica.	38
3.4 Las pequeñas Industrias ¿ Pueden acogerse a la Opción Tarifaria BT-5 ?	39
3.5 Definición de clientes en Media y Baja Tensión.	40
3.6 Cargo por energía, parámetro que determina la elección entre las tarifas MT-3, MT-2 ó BT-3, BT-4	40
3.7 Cargo por Potencia, parámetro que determina la elección entre las tarifas MT-3, MT-2 ó BT-3, BT-4	41
3.8 Ejemplos de aplicación y comprobación a través de Software	42
Capítulo IV. Sistemas de Medición	
4.1 Introducción	49
4.2 Medición Directa	49

DESCRIPCION	Pag.
4.3 Sistema de Medición Semi-directa	51
4.4 Sistema de Medición Indirecta	53
4.5 Ventajas de la Medición Electrónica	53
4.6 Errores de Conexión en Sistemas de Medición de 02 Sistemas	56
4.6.1 Cálculo de la Potencia Aparente	56
4.6.2 Registro de la Potencia Activa	57
4.6.3 Registro de la Potencia Reactiva	59
4.6.4 Demostración fasorial de errores típicos en el conexionado	61
4.6.5 Ejemplo de Aplicación	71
4.7 Errores de Conexión en Sistemas de Medición de 03 Sistemas	76
4.7.1 Cálculo de la Potencia Aparente	76
4.7.2 Registro de la Potencia Activa	77
4.7.3 Registro de la Potencia Reactiva	79
4.7.4 Demostración fasorial de errores típicos en el conexionado	80
4.7.5 Ejemplo de Aplicación	89
Capítulo V. Conclusiones y Recomendaciones.	
Conclusiones y Recomendaciones	93
Anexo	94
Bibliografía	107

CAPITULO I

EL NUEVO SISTEMA TARIFARIO

1.1 ANTECEDENTES Y CRITERIOS DEL NUEVO SISTEMA TARIFARIO

1.1.1 ANTECEDENTES E INICIOS DE CAMBIO

Si nos remontamos al año 1992 en el sector eléctrico, observamos que existía competencia limitada, llamémoslo en el mercado por la integración vertical existente en ese entonces, en segundo lugar la cobertura del mercado eléctrico de ese entonces estaba en el orden del 42 %, la ausencia de inversiones, el creciente incremento de la demanda en horas punta, la regulación de las tarifas no eran explícitas. Adicionalmente las tarifas se encontraban por debajo de su costo marginal, el programa económico se orientaba netamente a la reducción de la inflación y estabilización.

Entonces se opta la política de remercadizar la actividad eléctrica y propiciar la explotación e inversión de las actividades eléctricas asegurando el abastecimiento económico, eficiente y abundante para la población. Todo ello ha conducido a la dación de un nuevo marco legal de un nuevo sistema tarifario y de un proceso de reprivatización del sistema eléctrico nacional.

Dicha remercadización entendida en su concepto más amplio significa que las empresas sean más competitivas y más eficientes mediante una utilización intensa del mercado, que permita a los clientes contar con un adecuado servicio y a los empresarios el convencimiento que sus decisiones sean las más adecuadas.

Es así que el nuevo Sistema Tarifario entra en vigencia luego de promulgarse mediante decreto supremo N° 009-93/EM el Reglamento del Decreto Ley 25844.

1.1.2 CRITERIOS PARA SU DISEÑO :

Los principales criterios u objetivos que se tomaron en cuenta desde el punto de vista tarifario, se resume en siete aspectos que se detalla a continuación:

Primero, era de lograr el retorno al mercado del sistema eléctrico peruano, es decir llevar nuevamente a que las empresas del sector, actúen bajo las reglas de mercado y que las decisiones que se puedan adoptar, sea como una empresa, o como una compañía, o como un negocio más en el mercado, es decir con las mismas reglas que en otras actividades.

Segundo, alcanzar niveles de eficiencia en la prestación del servicio.

Tercero, el de alcanzar un sistema de competencia al dividir el sub sector de electricidad en tres negocios diferenciados : Generación, Transmisión Y Distribución; teniendo como regla general que no pueden ser desarrollados simultáneamente por un mismo titular.

Cuarto, de lograr el abastecimiento de la demanda al mínimo costo.

Quinto, lograr una mayor cobertura del mercado eléctrico, toda vez que el nivel de electrificación era uno de los más bajos de la región.

El sexto objetivo, era de dotar al sistema eléctrico de un marco regulatorio, estable y predefinido, es decir hacer explícitas las reglas de juego con las cuales puedan actuar las empresas en el marco de la vigencia de la Ley de Concesiones.

Finalmente, fue de otorgar señales de eficiencia al mercado eléctrico mediante los criterios de tarificación marginal.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA TARIFARIO PARA DISTRIBUCIÓN.

Son claras y precisas las nuevas reformas del sistema tarifario vigente a nivel de Distribución los cuales se enuncia a continuación.

La primera, es la participación de un representante de los distribuidores en el Consejo Directivo de la Comisión.

La segunda es la obligatoriedad por parte de los distribuidores de reportar la información técnica y económica, es decir la Comisión recibe periódicamente este tipo de información las evalúa e incorpora en las regulaciones futuras.

Tercero, es la diferenciación de precios en horas punta y en horas fuera de punta. El promedio de la diferencia fue de aproximadamente dos veces y media más cara que la hora fuera de punta en energía. En potencia la diferencia ha sido mayor.

Otro aspecto diferencial está en el tratamiento otorgado a las pérdidas en Distribución, esto significa que en tres periodos tarifarios (12 años) inevitablemente se debe alcanzar niveles estándares de pérdidas técnicas y comerciales. Es decir no se trata de una revisión periódica del nivel alcanzado sino del establecimiento de metas claras y predefinidas para alcanzar los niveles de eficiencia.

De no conseguir las empresas distribuidoras asumirán dichas diferencias. Obviamente se constituye en una fuerte señal para reducir los niveles de pérdidas actuales aún a mayor velocidad que la prevista en las regulaciones.

Los estudios de Valor Agregado son realizados por un consultor independiente de acuerdo a los términos que aprueba la CTE. Esta estrategia permite arribar a valores racionales en los costos de distribución a diferencia de la alternativa de ponderar los resultados de dos estudios (CTE y Empresas) que no garantiza un resultado adecuado.

Otro aspecto relevante es la aprobación del Valor Nuevo de reemplazo de las instalaciones de distribución, en la misma que se considera el criterio del sistema económicamente adaptado para valorización. Lo anterior significa que no necesariamente se reconoce las instalaciones reales sino aquellas eficientes y efectivas,

Con relación a la reposición de la conexión (empalme y medición) la norma actual ha previsto que los clientes asumen un costo por reposición de la inversión y mantenimiento de la conexión, correspondiendo al concesionario su reposición al final de la vida de la instalación sin costo alguno.

El Alumbrado Público bajo responsabilidad del Distribuidor es igualmente una novedad en el caso peruano, habiéndose fijado límites de facturación en busca de la eficiencia en la iluminación de las ciudades.

Finalmente un aspecto importante es el libre acceso a los sistemas de distribución que prevé la Ley, otorgándose con esto la posibilidad de acceder a los clientes libres a otros sistema de distribución de media o baja tensión, por más que está se encuentra fuera de la concesión.

1.3 DIFERENCIAS ENTRE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS.

Es necesario precisar las diferencias relevantes que existe, entre la ley anterior y el nuevo marco legal, en lo concerniente a los sistemas de distribución, el cual se muestra en el cuadro siguiente :

	LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD	LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS
01	Empresa de servicio público de electricidad Generación+Transmisión+Distribución	Empresa de Distribución Negocio distinto.
02	Area de responsabilidad geográfica.	Otorgamiento de concesiones con límites acordados.
03	Expropiación de inversiones en baja tensión.	Reconocimiento de inversiones en B.T. Bonos/Acciones. Aportes financieros reembolsables A.F.R.
04	Pago de aporte para inversiones en M.T. : A.F.A.	Reconocimiento de inversiones en M.T. Bonos/Acciones. Aportes financieros reembolsables A.F.R.
05	Tarifas integradas	Diferenciación de los precios en barra y el V.A.D. Pliegos específicos
06	Niveles de pérdidas de potencia y energía no eran explícitas.	Fijación de pérdidas admisibles (Estándares)
07	Compensaciones por estructura de mercado.	Diferenciación de mercados : Area 1 Area 2, Area 3, (Alta Densidad, Media Densidad, Rural)
08	Ausencia de Garantías Tarifarias de Inversión.	Garantía Tarifaria de Inversión
09	Ausencia de competencia: Monopolio estadista.	Competencia entre la empresa distribuidora real y la empresa modelo eficiente.
10	Cambio permanente de las reglas según criterio.	Estabilidad de las reglas de juego: 4 años
11	Racionamiento de energía: "Programadas"	Compensación por energía no suministrada
12	Tarifa única por tipo de uso de la energía	Libre elección de opción tarifaria
13	Alumbrado público a cargo del Municipio	Responsabilidad de la prestación A.P. y posibilidad de cobranza directa
14	Fijación de tarifas por costos medios, sin criterio de eficiencia.	Criterio de costo marginal en la fijación procedimiento explícito para la regulación con criterio de eficiencia.
15	Control de procedimientos (Normas, Reglas, etc.)	Orientación al control de resultados.

1.4 MARCO REGULATORIO

Las actividades eléctricas en el país son regidas por el Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones eléctricas promulgada el 19 de noviembre de 1992 y su Reglamento, Decreto Supremo 009-93-EM aprobado el 25 de febrero del siguiente año, los mismos que disponen libertad empresarial para intervenir en el negocio eléctrico en un marco de competencia y libre mercado.

Y los tres organismos que regulan las transacciones comerciales en el mercado :

La Comisión de Tarifas Eléctricas, entidad independiente que determina los precios de venta así como la fijación de tarifas.

El Comité de Operación Económico del Sistema (COES) que organiza la operación y venta de energía dentro del sistema y.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de la Dirección General de Electricidad (DGE) que cumple con un rol regulador, promotor y fiscalizador en el mercado.

1.5 LOS COSTOS MARGINALES Y EL LIBRE MERCADO EN EL NEGOCIO ELÉCTRICO

1.5.1 BASES CONCEPTUALES

Para cada nivel de precios de un bien existe un nivel de demanda que depende de la disponibilidad del usuario a pagar por dicho bien y que en función de su nivel de ingresos, el precio del bien, el precio de los bienes sustitutos y las preferencias del usuario, entre otros aspectos. Un comportamiento racional del usuario significará que a mayor precio habrá una menor demanda por el bien y viceversa. Este comportamiento es graficado por la curva monótona decreciente, denominada curva de demanda, como se muestra en la figura 1.

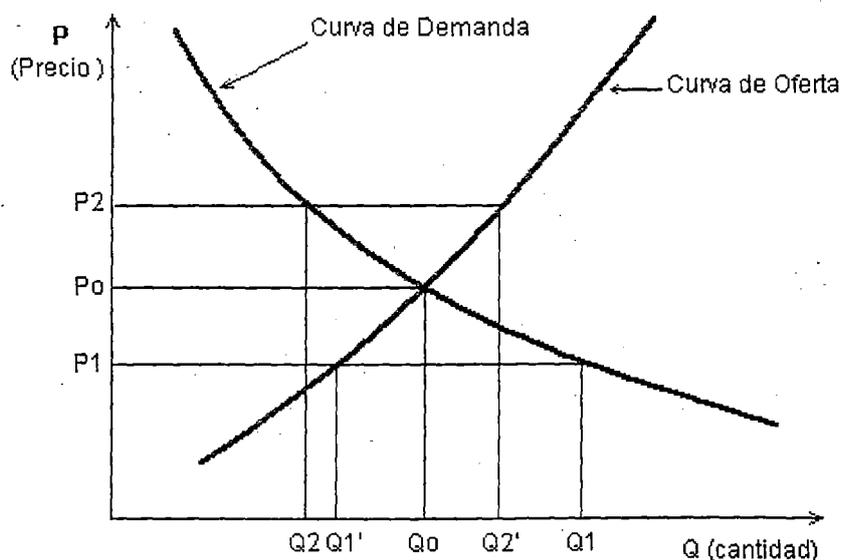


Figura 1

Del mismo modo, para cada nivel de precios existe un nivel de oferta que depende de la disponibilidad a producir por parte del agente ofertante del bien que es función del tamaño de su planta y su capacidad de producción, sus costos de producción los costos de los insumos, los precios de sus competidores en el mercado, sus expectativas de ganancia, entre otros aspectos. A mayor precio existirá una mayor oferta y viceversa. Este comportamiento es

graficado por la curva monótona creciente, denominada curva de oferta, la misma que también se muestra en la figura 1.

Las curvas de oferta y demanda consolidadas correspondientes a todos los usuarios y ofertantes en un mercado, son el agregado de las curvas de demanda y oferta individuales respectivamente y tienen el mismo comportamiento graficado en la figura 1.

En condiciones de libre mercado, los usuarios pueden elegir libremente entre varios ofertantes de un bien, lo cual implica que el usuario tiene acceso a información sobre la disponibilidad del bien así como al bien mismo. Del mismo modo el libre mercado implica la existencia de varios ofertantes en competencia y sin barreras para el ingreso al negocio.

En un sistema de libre mercado se produce un equilibrio entre la oferta de un bien y su correspondiente demanda. Este equilibrio se da a través del precio del bien, el mismo que se constituye en la señal que oriente dicho equilibrio.

Si el precio del bien fuera P_1 , la demanda sería Q_1 y la oferta Q_1' , existiendo una demanda insatisfecha igual a $Q_1 - Q_1'$. En condiciones de libre mercado, los ofertantes incrementaron su precio hasta que se de el equilibrio y la oferta igual a la demanda, lo cual se produce cuando el precio es P_0 y la demanda Q_0 , como se muestra en la figura 1. Cuando se imponen controles artificiales al precio de un producto sin incrementar la oferta, esta situación da lugar a la aparición de un mercado negro que a la larga resulta en un incremento del precio al usuario.

Si el precio del bien fuera P_2 , la demanda sería Q_2 y la oferta Q_2' , existiendo una sobre oferta $Q_2' - Q_2$, la cual los ofertantes tratarán de colocar en el mercado compitiendo entre ellos y reduciendo los precios.

Las fuerzas del mercado dirigirán el precio gradualmente hasta el punto de equilibrio en que la oferta corresponde a la demanda. Esta situación es graficada en el figura 2.

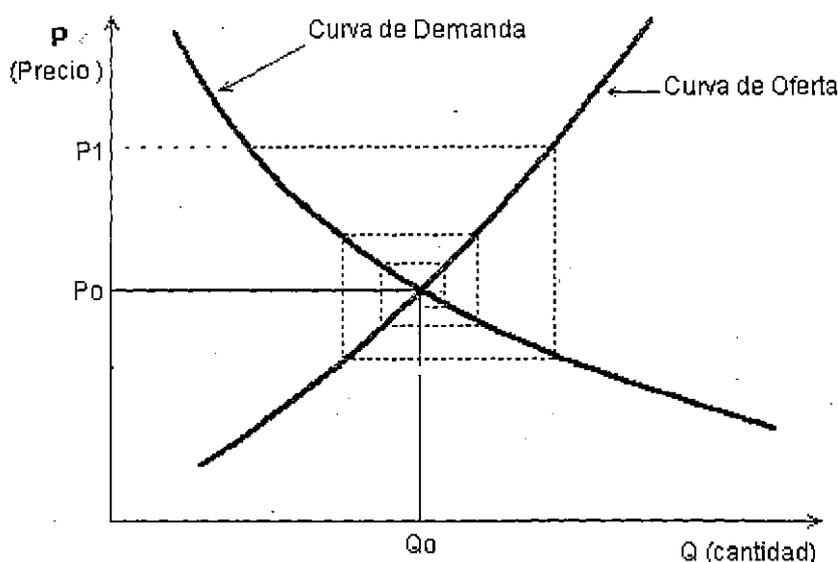


Figura 2

1.5.2 COSTOS MARGINALES

La curva de oferta es también la curva de costos marginales y corresponde al costo de producir una unidad adicional del bien demandado. La curva de costos marginales intercepta a la curva de costos medios totales (que incluye los costos de inversión y de operación) y a la de costos medios variables (que considera sólo los costos de operación) en su punto más bajo, tal como se muestra en la figura 3.

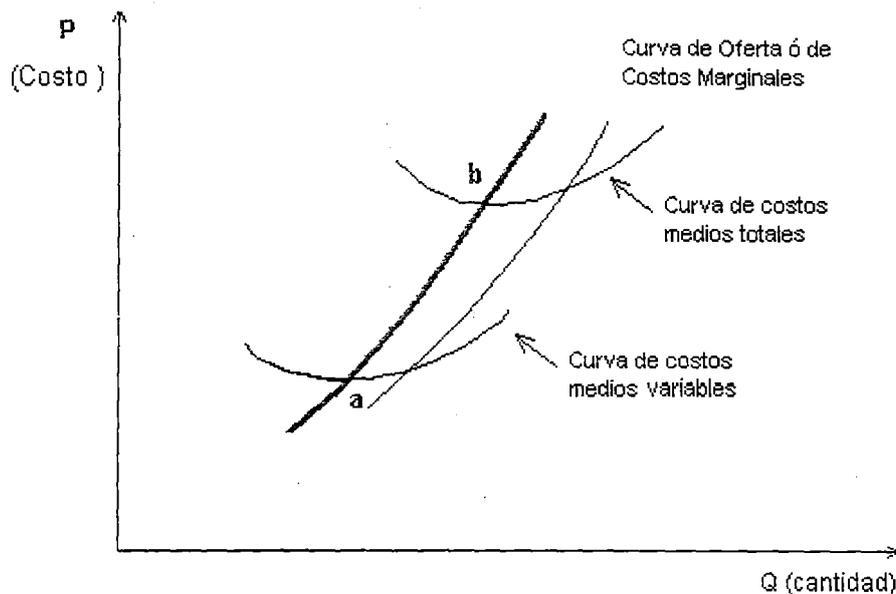


Figura 3

Desde el punto de vista del ofertante, el precio al cual estaría dispuesto vender su producto se sitúa por encima del punto b mostrado en la figura 3, en que cubre sus costos medios totales, y por encima del cual estaría obteniendo ganancias adicionales. En el punto a solo cubriría sus costos variables mientras que entre los puntos a y b cubriría los costos variables y parcialmente sus costos de inversión. Por debajo del punto a no llegaría a cubrir sus costos variables lo que significa que tendría que retirarse del negocio.

En condiciones de mercado libre, la demanda presentada por los usuarios determina los precios al establecer la cantidad de bienes que estarían dispuestos a consumir a un determinado precio.

Como cualquier bien que se produce y consume, la energía eléctrica es susceptible de manejarse en un contexto de libre mercado (con la debida consideración de las características propias del negocio eléctrico) sometida a las fuerzas de la oferta y la demanda. En este contexto se puede considerar las curvas de oferta (o de costos marginales) y demanda de la figura 2 como representativas de la oferta y demanda por energía eléctrica en un determinado mercado (correspondiente a un sistema interconectado o a un sistema aislado).

Si el comportamiento del mercado fuera como el figura 4a, la oferta estaría adaptada a la demanda y cubriría sus costos. Es probable que en ésta situación hubieran algunos ofertantes que no cubrirían sus costos mientras que otros (los mas eficientes) obtendrían ganancias adicionales. Los menos eficientes (aquellos que no cubren totalmente sus costos de inversión) estarían estimulados a reducir sus costos para aumentar su competitividad y mantenerse en el negocio.

Como la demanda por energía eléctrica tiende a incrementarse con el tiempo (debido al incremento del número de usuarios, el mayor consumo de estos o al incremento de la actividad económica) habría un desplazamiento de la curva de demanda a la derecha, como se muestra en la figura, lo que ocasionaría que el precio se incremente, si bien en estas circunstancias se tendería a recuperar gradualmente la inversión, los ofertantes mas eficientes estarían estimulados a aumentar su oferta lo que ocasionaría el desplazamiento de la curva de oferta a la derecha, reduciendo a su turno los precios y aumentando la demanda, como se muestra en la figura. 4a

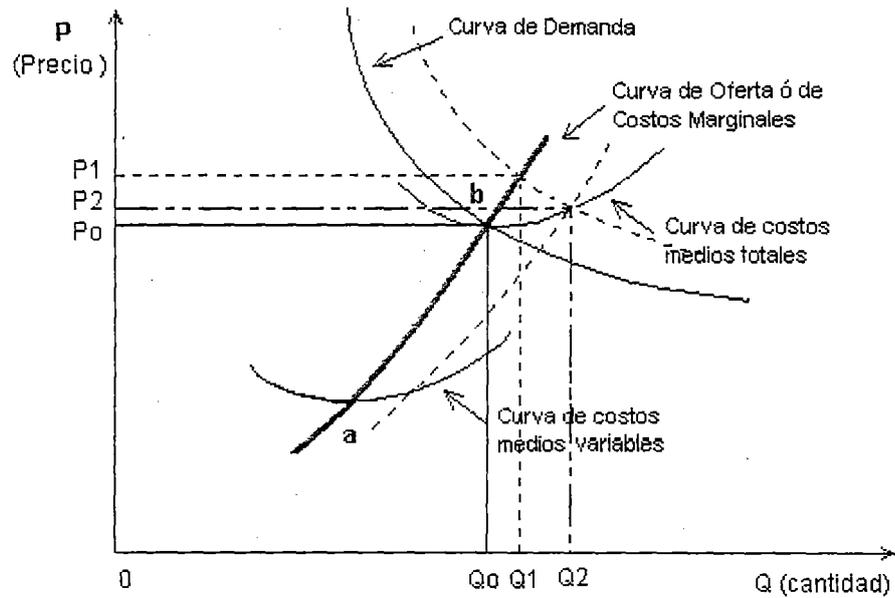


Figura 4a

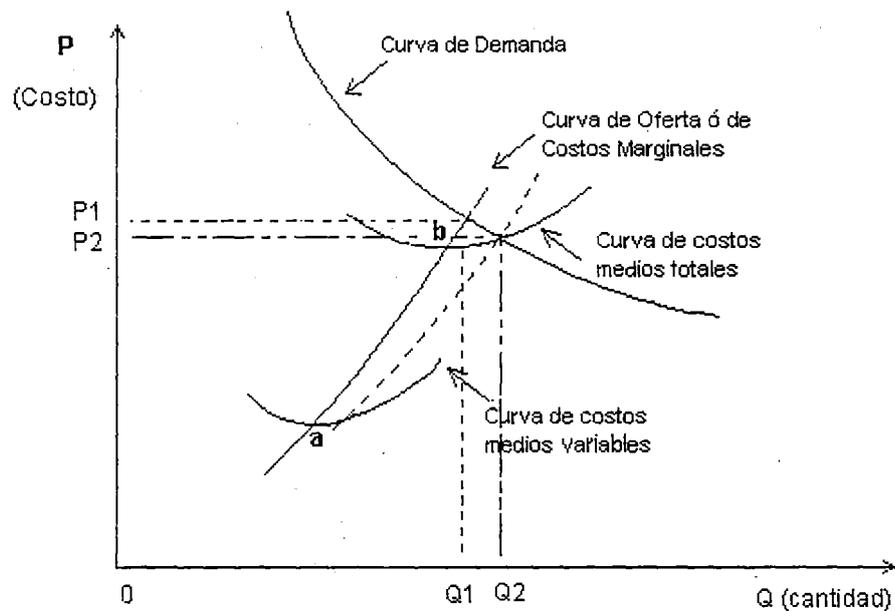


Figura 4b

Si el comportamiento del mercado fuera como en la figura 4b, los ofertantes (aquellos que cubren todos sus costos de operación e inversión) estarían ganando por encima de sus costos, lo que sería un incentivo para incrementar su oferta e inclusive inducir el ingreso de más ofertantes al mercado, con el consiguiente incremento de la oferta total, como en la situación a descrita antes.

Si por otro lado el comportamiento del mercado fuera como en la figura 4c (la curva de demanda cruza a la curva de oferta entre los puntos a y b) los ofertantes solo cubrirían sus costos variables por lo que no habría incentivos para el ingreso de nuevos ofertantes, retrazándose las inversiones para atender el crecimiento de la demanda. En estas condiciones al incrementarse la demanda, la curva de demanda se desplazaría a la derecha y los precios tenderían a incrementarse.

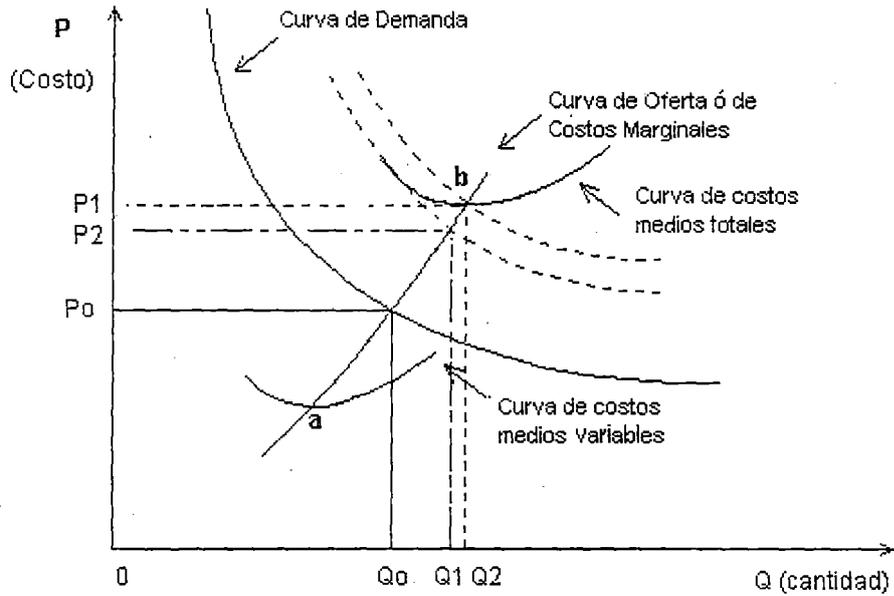


Figura 4c

En la situación adaptada a la demanda, caso **a** el ingreso de las empresas por venta a costo marginal es igual al ingreso que se percibiría si se cobraría al costo medio, el mismo que esta representado por el área **PobQo** que se muestra en la figura 4a.

El comportamiento ilustrado por las situaciones a, b y c descritas, implica la necesidad de que las empresas eléctricas (los ofertantes asuman un rol activo en el desarrollo del mercado eléctrico, compitiendo por incrementar la demanda por el bien que producen (la energía eléctrica) para incrementar sus ingresos. Esta actitud contrasta con la actitud tradicional, de tipo pasiva, en las que las empresas esperan que se presente la demanda, sin tratar de inducir un mayor consumo, basado en una condición monopólica o controlada.

El comportamiento diario de la demanda eléctrica no es uniforme, presentando variaciones durante el día, en especial durante las denominadas horas de punta en que se presenta la máxima demanda, caracterizándose por la curva de carga que se muestra en la figura 5a.

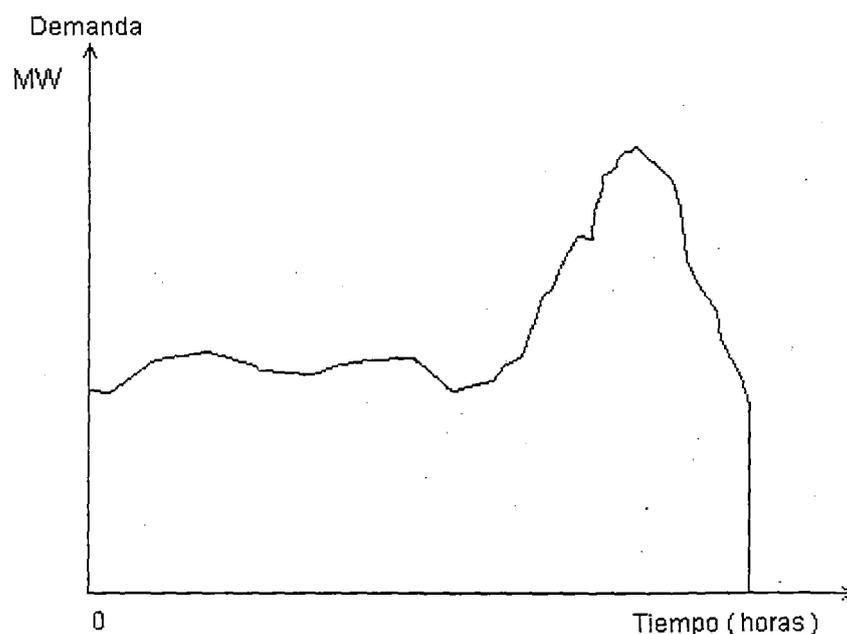


Figura 5a

Una forma mas usual de representar el comportamiento periódico de la demanda eléctrica es la curva de duración de la carga, que se muestra en la figura 5b.

En la figura 5c, se ha graficado la variación del costo de generación de energía eléctrica empleando diferentes tecnologías de producción, en función del régimen de operación, lo que combinada con la figura 5b permite determinar la competitividad de cada opción tecnológica para satisfacer la demanda y definir la mezcla óptima para atender la demanda eléctrica durante el periodo de variación típico.

Interpretando las figuras 4b y 5b, es evidente que existen costos marginales diferentes durante las horas del día que toman en cuenta la opción de generación más económica para atender la demanda en cada momento, dependiendo del régimen de operación de las plantas de generación disponibles.

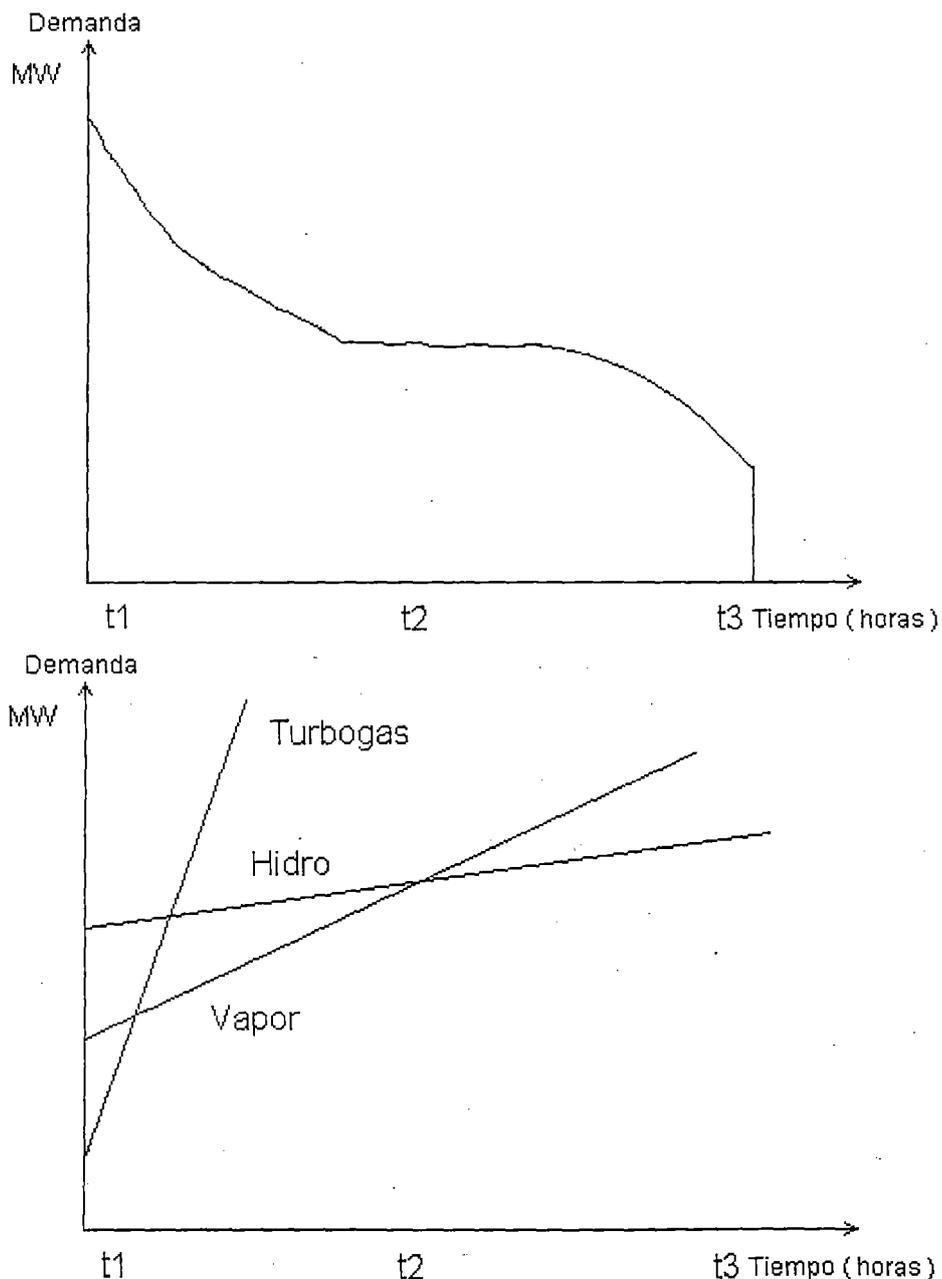


Figura 5b y 5c

Para satisfacer la demanda eléctrica a mínimo costo se requiere de diferentes tecnologías, algunas con mayor costo de inversión y menor costo de operación que otras y otras al revés. Es decir el sistema de costos marginales no discrimina a las centrales termoeléctricas en favor

de las hidroeléctricas ni viceversa, sino que por el contrario combina ambas tecnologías para determinar la manera más económica de atender la demanda.

1.6 LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

La **Comisión de Tarifas Eléctricas** es un organismo técnico y descentralizado del sector Energía y Minas con autonomía tanto en el ámbito económico, técnico, funcional y administrativo. Dicha autonomía constituye un elemento imprescindible para evitar interferencias y presiones que desnaturalicen el carácter técnico de las regulaciones de su competencia.

Cumple funciones determinadas por su Ley de creación. Entre las más grandes figuran la determinación de los precios de energía eléctrica por las ventas de las empresas generadoras a los distribuidoras destinadas al servicio público de electricidad, los peajes de transmisión eléctrica y las ventas a los usuarios o clientes finales del servicio público de electricidad (SPE).

La CTE cuenta con un personal de 10 trabajadores, entre técnicos especialistas y personal de apoyo.

FUNCIONES DE LA CTE

- a) Fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica con estricta sujeción a los procedimientos establecidos en la presente Ley.
- b) Resolver como última instancia administrativa todos los asuntos que en materia de fijación tarifaria presenten las partes interesadas.
- c) Elaborar su reglamento interno.
- d) Elaborar su presupuesto anual y someterlo a consideración del Ministerio de Energía y Minas.
- e) Imponer las sanciones por incumplimiento de sus resoluciones que señale el Reglamento.
- f) Aprobar y determinar la precalificación de empresas consultoras propuestas por la Secretaría ejecutiva.
- g) Otras que señale el Reglamento.

1.7 COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA (COES)

A fin de asegurar la competencia y el libre acceso al mercado eléctrico por parte de las empresas de generación, la Ley de Concesiones Eléctricas dispone que los titulares de las centrales de generación y de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas, conformen un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

En el Perú se ha establecido (02) COES, uno para el sistema interconectado Centro-Norte (COES-SICN) y otro para el sistema interconectado Sur (SINSUR).

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), es una persona jurídica de derecho público interno privado, con autonomía técnica, económica, financiera, Administrativa y funcional, teniendo como objetivo principal lo siguiente :

- 1.- Coordinar la operación del Sistema Interconectado al mínimo costo.

2.- Garantizar la seguridad y calidad del abastecimiento de electricidad.

3.- Optimizar el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles.

FUNCIONES DEL COES :

- a) Planificar la operación del Sistema Interconectado, comunicando a sus integrantes los programas resultantes para que opere sus instalaciones de acuerdo a ellos.
- b) Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones.
- c) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico de acuerdo al procedimiento establecido en el reglamento.
- d) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras de acuerdo al procedimiento que establece la Ley y el Reglamento.
- e) Garantizar a sus integrantes la compra o venta de energía, cuando por necesidades de operación económica del sistema, se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de la programación. Estas transacciones se efectuarán a costos marginales de corto plazo del sistema.
- f) Garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada. Hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado. Ningún integrante podrá contratar con sus usuarios más potencia firme que la propia o la contratada a terceros.
- g) Otras señaladas expresamente en el Reglamento.

1.8 DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD

El Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad en representación del Estado, es el encargado de velar por el cumplimiento de la presente Ley, cumpliendo un rol de fiscalizador. Teniendo entre otras funciones tales como :

- a) Otorga nuevas Concesiones y/o autorizaciones.
- b) Fiscaliza las actividades de las Concesionarias, labor que la realiza directamente o a través de empresas privadas.
- c) Intervienen a favor del cliente en reclamos no resueltos por la empresa Concesionaria (demora en otorgar un nuevo suministro, incorrectas calificaciones o aplicación tarifaria, errores de facturación etc.)
- d) Fija sanciones y multas por incumplimiento de la Ley y contrato de Concesión.

CAPITULO II

EL MERCADO ELÉCTRICO LIBRE Y REGULADO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo detalla todos los procedimientos tarifarios que se han contemplado en el desarrollo del nuevo sistema de precios a partir de la aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas..

Definitivamente, las condiciones y reglas de juego han variado, respecto al sistema tradicional de precios, habiéndose logrado la desregulación del sector mediante la dación de normas y resoluciones tarifarias en complemento a la Ley de Concesiones Eléctricas y a sus clientes aprovechar de las ventajas del nuevo sistema con el consiguiente beneficio para la economía en general.

Uno de las cosas nuevas de estas resoluciones es que prevee un reconocimiento progresivo de los excesos de pérdidas comerciales en los sistemas de distribución hasta el año 2005, donde cada empresa de distribución debe llegar a un nivel de pérdidas standar, segun el sector de distribución.

2.2 MERCADO LIBRE Y REGULADO

El mercado eléctrico consta de dos segmentos claramente identificados:

- Clientes Libres
- Clientes regulados

Definiéndose como clientes libre a aquellos con demanda máxima superior a los 1000 kW para las concesiones cuya demanda máxima sea superior a 5000 kW. Para sistema con demandas menores a 5000 kW, el límite de los clientes libres es el 20% de dicha potencia.

Por el contrario, los clientes regulados son aquellos calificados como de servicios público que considera un suministro regular de energía de uso colectivo, y que se encuentren por debajo de los límites establecidos para el segmento de los clientes libres .

Para cuantificar los segmentos del mercado, se ha efectuado el análisis del mismo a partir del año 1987 a la fecha, aún cuando a partir del mes de febrero de 1993 recién adquieren la categoría de clientes libres las anteriores opciones tarifarias MT1, AT1 y MAT1. Las ventas para el mercado nacional ha evolucionado en Gwh, tal como se presenta en el cuadro 1 :

AÑOS	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
MERCADO LIBRE	3360	3199	2651	2510	2803	2244	2604	3089	3390
Regulado MT	641	623	561	537	877	794	933	1123	1160
BT no Residencial	1704	1743	1567	1558	1729	1646	1838	1986	2053
BT Residencial	2447	2670	2655	2698	2799	2577	2936	3136	3209
MER. REGULADO	4793	5036	4783	5093	5405	5017	5707	6245	6422
TOTAL	8153	8253	7734	7603	8209	7261	8642	9335	9811

Cuadro 1

En el cuadro 2 se aprecia que el crecimiento del mercado eléctrico ha sido del 20.36 % en el período 1987-1995 lo que significa un promedio anual de 2.55% no habiendo sido uniforme, habiendo por ejemplo crecido el mercado libre en solo 0.89% en tanto que el mercado regulado se incremento en 34.02% en el mismo período. Similarmente, para el período 1992-1995 la evolución presenta un crecimiento distinto, apreciándose la recuperación de forma considerada del mercado libre en 51.07% en tanto que el segmento regulado lo hace en 27.98%.

	PERIODO 1987 - 1995		PERIODO 1992 - 1995	
	Crecimiento	Prom. Anual	Crecimiento	Prom. Anual
MERCADO LIBRE	0,89%	0,11%	51,07%	17,02%
REGULADOS MT.	80,97%	10,12%	46,10%	15,37%
BT no Resid.	20,48%	2,56%	24,73%	8,24%
Residencial	31,14%	3,89%	24,48%	8,16%
M. REGULADO	34,02%	4,25%	27,98%	9,33%
TOTAL	20,36%	2,55%	35,11%	11,70%

Cuadro 1

Lo anterior, evidencia una primera diferencia entre ambos sectores y es la estabilidad del mercado regulado, con crecimientos anuales del orden del 4.25% en tanto que el segmento libre está más sujeto a las condiciones económicas de corto plazo. El análisis de esta característica hace previsible que los clientes libres sean de mayor riesgos.

La evolución comparativa de los segmentos, por cada una de sus componentes se muestra en el gráfico siguiente :

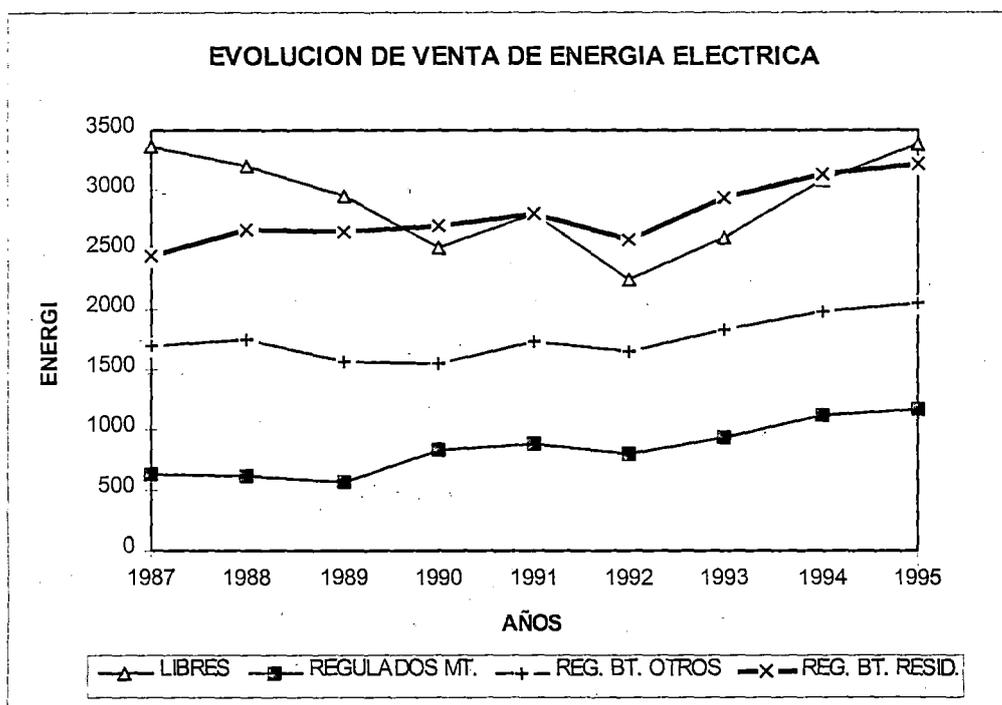


Gráfico 1

Esta segmentación del mercado, divide al mismo en dos partes equivalentes al 34.6% de la venta en energía para los clientes libres y en 65.4% para los clientes regulados para el año 1995, lo que significa para fines tarifarios una adecuada representación en la formación de precios que servirán para la comparación futura y obtención de los precios en barra. Su evolución se muestra en el gráfico 2.

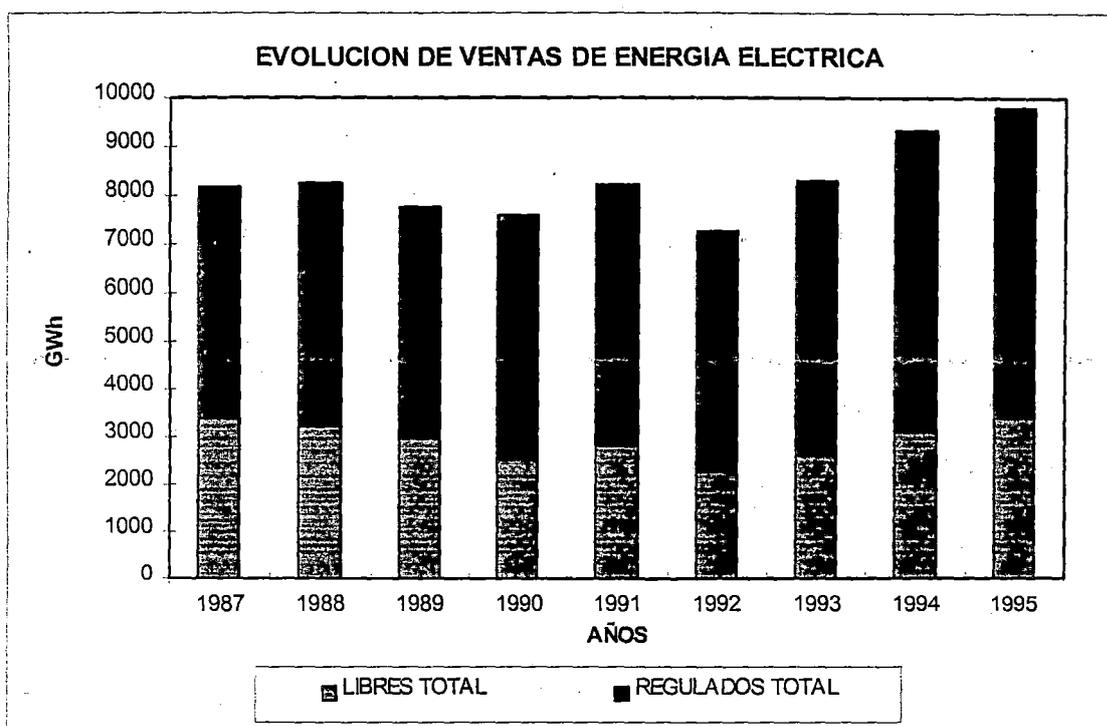


Gráfico 2

2.3 TRANSACCIONES COMERCIALES EN EL NEGOCIO ELÉCTRICO

Las transacciones comerciales que se presentan en el negocio eléctrico pueden ser de diferente tipo, según la naturaleza del cliente (libre o regulado)

Las transacciones y compensaciones en el negocio eléctrico, se muestran en la figura 1.

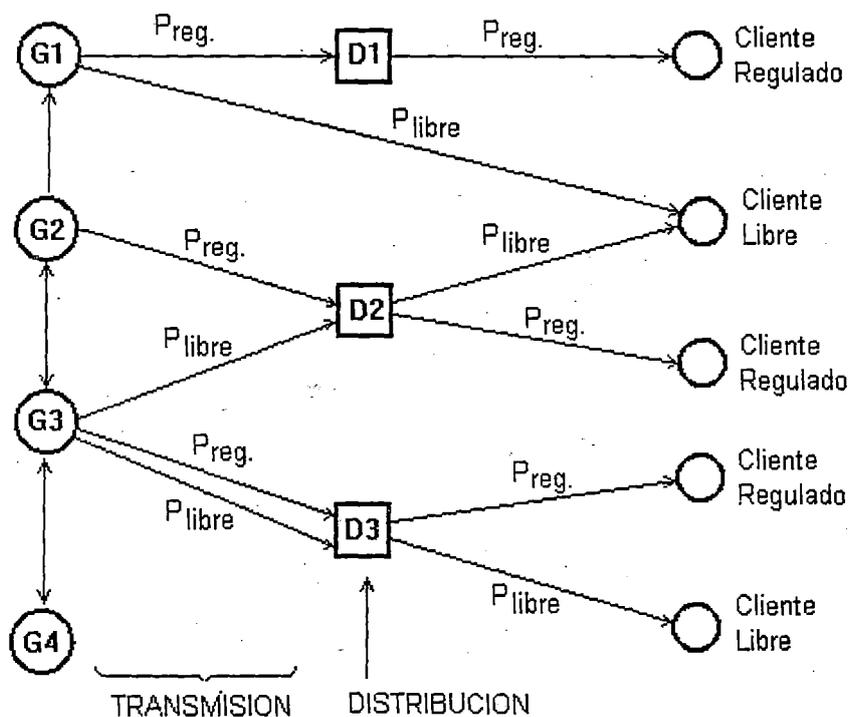


Figura 1

La atención a los clientes libres se efectúa a precio libremente acordado entre empresas y clientes y puede realizarse directamente a través de empresas de generación o a través de una empresa distribuidora o una mezcla de ambas. La atención de la demanda de los clientes libres está sujeta a la competencia entre las empresas generadoras y distribuidoras.

Los clientes regulados sólo pueden ser atendidos, a precios regulados, por una empresa distribuidora dada la existencia de un monopolio natural. Para el suministro de energía a estos clientes, la empresa distribuidora contrata a precios regulados con una o más empresas de generación.

De otro lado, **las empresas de generación pueden contratar a precio libre con otras empresas de generación** la compra de potencia y energía, a fin de poder atender los requerimientos de sus clientes y no sobrepasar sus derechos de contratación de potencia y energía firme.

Otro tipo de transacción resulta de la operación económica del sistema que da lugar a compensaciones entre empresas de generación al costo marginal instantáneo de operación y que se da a través del COES.

Las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y distribución, por el uso de sus sistemas está sujeto a regulación por parte de la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo a lo dispuesto por la Ley.

2.4 PRECIOS Y CONDICIONES DE APLICACIÓN PARA EL MERCADO LIBRE

Al nivel de los clientes libres ya no es factible hablar de una tarifa sino de un precio acordado entre la empresa distribuidora o generadora y el cliente. La Ley de Concesiones Eléctricas en su artículo 8vo. establece un régimen de libertad de precios para los suministros que se puedan efectuar en condiciones de competencia, no estando por tanto sujetos a regulación de precios alguno lo que identifica una segunda diferencia respecto a los regulados.

Lo anterior significa que las condiciones de aplicación deben establecerse con libertad y probablemente sean distintas a la regulación vigente. En condiciones de competencia, es previsible que los clientes libres sean atendidos ya sea mediante las generadoras operando sujetas a las fuerzas del mercado o las distribuidoras en competencia por servirlos, no existiendo por tanto un monopolio en su atención.

Con relación al precio, éste puede ser acordado mediante negociación, siendo ambas partes interlocutores válidos y con suficientes argumentos de acuerdo que le permitan arribar a un precio que represente económicamente los costos de atención a dicho cliente. Los cargos a acordar pueden ser diversos, desde los más sofisticados como los de diferenciación horario estacional hasta los más simples como un sólo cargo por energía. Lo recomendable es adoptar por lo menos los siguientes cargos:

- Cargo por potencia en horas de punta
- Cargo por potencia en horas fuera de punta o exceso de potencia respecto a la punta
- Cargo por energía activa en horas de punta
- Cargo por energía activa en horas fuera de punta.
- Cargo por energía reactiva.

Siendo deseable, de ser posible, un cargo por energía en horas de madrugada en donde el costo de la energía es menor.

Con relación a la actualización de los precios acordados, es factible cualquier forma, sin embargo es preferible referirlos a la devaluación registrada o a una fórmula de indexación que resuma la variación de los principales indicadores macroeconómicos. En muchos casos los clientes sugieren referirlos a un porcentaje del costo de su producto final, sin embargo, desde

el punto de vista del empresario eléctrico, no es recomendable toda vez que los costos involucrados son distintos a los del uso específico.

Las horas de punta y fuera de punta están sujetas a acuerdo, toda vez que dependiendo de las características de la demanda del sistema eléctrico, es factible acordar más o menos horas de dichos períodos, teniéndose así por ejemplo que en un sistema rural, las horas definidas como de punta podrían ser por ejemplo 2 ó 3 en vez de las 5 horas convencionales, otorgando de esta forma una mayor flexibilidad a los clientes libres y permitiéndoles una adaptación de sus procesos productivos.

Las demás condiciones como el período de lectura, recargos por excesos, compensaciones por racionamientos, vigencia contractual, forma de pago, plazos, etc. deben igualmente analizarse en cada caso específico, lográndose de ésta forma la diferenciación del producto el mismo que viene a ser singularmente distinto dependiendo de la actividad económica y de la relevancia de su costo en la producción o uso de la energía.

Con relación a la competencia de su atención entre el generador y el distribuidor, ambos presentan ventajas comparativas tales como el generador puede negociar probablemente precios mas bajos, sin embargo si esto sucede probablemente este comprometiendo el precio regulado futuro al encontrar prevista la comparación semestral de los precios libres con los obtenidos bajo criterios marginales para la obtención de los precios en barra. El distribuidor puede sin embargo obtener ventajas si es que mediante la contratación de un cliente libre es factible rellenar su diagrama de carga regulado controlando que el incremento en la máxima demanda en horas de punta no sea significativo.

Durante los primeros seis meses de vigencia de los precios libres, las empresas eléctricas han iniciado los acuerdos con los clientes libres, tomando en general como base los precios en barra regulados por la Comisión de Tarifas Eléctricas, procedimientos y condiciones de aplicación similares a las transacciones entre los generadores y distribuidores regulados. El margen de variación se encuentra entre el 100 y el 110% del precio en barra publicado. Con relación a la diferenciación de precios, esta aún no se ha dado manteniéndose unificada para la energía.

Conforme se desarrolle el mercado probablemente surjan soluciones imaginativas que permitan llegar a acuerdos satisfactorios desde el punto de vista económico. El segmento libre podrá adquirir fuerza y negociar por ejemplo mediante concursos o licitaciones al que deberán presentarse los generadores o distribuidores interesados comercialmente en prestar dicho servicio.

En el mercado libre se inicia así un cambio de rumbo que dependerá de la creación de las condiciones de competencia en el mercado y del desarrollo de los clientes en el tema eléctrico. Probablemente dicho cambio tome algunos años antes de verse reflejado totalmente. Una cifra aproximada de valorización del mercado libre sugiere un monto de transacciones del orden de 130 millones de dólares anuales a nivel nacional.

2.5 OPCIONES TARIFARIAS PARA EL MERCADO REGULADO

Las tarifas reguladas que comprenden al sector mayoritario del mercado, se encuentran normadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas mediante sus resoluciones semestrales de precios en barra y de períodos de cuatro años para los costos de distribución.

En este sector se encuentran en general aquellos clientes atendidos en condiciones monopolicas por las empresas de distribución por lo que hace necesario que sus tarifas se encuentren sujetas a control por parte de la autoridad reguladora. Para estos clientes es muy difícil establecer condiciones de competencia en su abastecimiento por cuanto seria ineficiente para la economía contar con 2 ó 3 empresas distribuidoras compitiendo para atenderlos, por cuanto requeriría que cada una de ellas instale sus propias redes eléctricas.

La restricción de monopolio natural se intenta levantar mediante la obtención de costos de un sistema de distribución, tomando como referencia una empresa modelo similar, operando eficientemente y adecuadamente dimensionada, con la que compite la empresa real. Dichos costos se revisan cada cuatro años, seleccionando al mismo tiempo los sectores típicos de distribución.

Con estos costos, la Comisión de Tarifas Eléctricas fija las tarifas las mismas que son máximas, siendo factible que sus valores sean menores en los pliegos practicables de las empresas eléctricas. En este caso probablemente no cubran los costos de inversión y de explotación de los sistema eléctricos, a menos que mediante un análisis costo/beneficio sea recomendable adoptar una decisión de descuento.

OPCIONES TARIFARIAS PARA CLIENTES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

TARIFAS EN MEDIA TENSIÓN		
OPCION	DESCRIPCIÓN	CARGOS QUE COMPRENDE
MT2	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de dos potencias 2E2P.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia en horas de punta. e) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta. f) Cargo por energía reactiva.
MT3	Tarifa doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia. 1E 1P Calificación: I) Clientes de punta II) Clientes fuera de punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia. e) Cargo por energía reactiva.
MT4	Tarifa con simple medición de energía activa y contratación o medición de una potencia. 1E 1P Calificación: I) Clientes de punta II) Clientes fuera de punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia. d) Cargo por energía reactiva.
TARIFAS EN BAJA TENSIÓN		
BT2	Idem MT2	Idem MT2
BT3	Idem MT3	Idem MT3
BT4	Idem MT4	Idem MT4
BT5	Tarifa con simple medición de energía activa. 1E	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa
BT6	Tarifa a pensión fija de potencia. 1P	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por potencia

2.6 EQUIVALENCIAS ENTRE LAS TARIFAS ANTERIORES Y LAS VIGENTES.

Una equivalencia con las tarifas vigentes hasta mayo de 1993 se explica en el siguiente cuadro, no siendo el mismo rígido ya como precisamos antes, los clientes pueden acceder a otras opciones libremente, por lo que es una simple guía que debe revisarse conforme se recontracten potencias.

TARIFA VIGENTE	TARIFAS ANTERIORES	
MT2	54	Uso General Mayor
	61	Agropecuaria Mayor MT.
MT3	42	Comercial Mayor
	63	Electrobombas para irrigación
MT4	32	Industrial Mayor
BT2		
BT3	60	Agropecuaria Menor
	64	Agropecuaria Mayor
BT4	30	Industrial Menor
	31	Comercial Mayor
	43	Industrial Mayor
	57	Uso General mayor
BT4-AP	10	Alumbrado Público a Medidor
	11	Alumbrado Público a pensión fija
BT5	20	Residencial a medidor. Tarifa Social
	21	Residencial a medidor
	40	Comercial Menor
	52	Gno. Central y Municipios
	53	Electrobombas
55	Instituciones Públicas y Bibliotecas.	
BT6	22	Residencial a Pensión fija
	41	Comercial a Pensión fija.
	51	Uso General a Pensión fija.

2.7 CONDICIONES DE APLICACIÓN PARA LAS TARIFAS REGULADAS

El mercado regulado se encuentra sujeto a las condiciones de aplicación que emite la Comisión de Tarifas Eléctricas, específicamente con la Resolución N° 002-93 P/CTE, sustituido por el N° 010-93 P/CTE y 001-94-P/CTE.

Dichas condiciones son generales para el sistema tarifario y específico dependiente de la opción tarifaria.

En primer lugar la aplicación se encuentra limitada por la clasificación de los sistemas eléctricos de las empresas, en los sectores de distribución típicos (Sector 1: Alta Densidad, Sector 2: Media Densidad y Sector 3: Baja Densidad), y al tipo de empresa que a continuación se indican :

EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN

- ELECTRO NOROESTE S.A. (ELNO)
- ELECTRO NORTE S.A. (ELN)
- ELECTRO NORTE MEDIO HIDRANDINA S.A. (ELNM)
- SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A. (SEAL)
- ELECTRO SUR S.A. (ELS)
- ELECTRO CENTRO S.A. (ELC)
- ELECTRO ORIENTE S.A (ELOR)
- EDELNOR S.A. (EDLN)
- LUZ DEL SUR (EDLS)
- ELECTRO SUR MEDIO S.A. (ELSM)
- ELECTRO SUR ESTE S.A. (ELSM)
- EMPRESA MUNICIPALES Y OTRAS QUE PRESTEN
SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD

SECTORES DE DISTRIBUCIÓN TÍPICOS:

CÓDIGO	SISTEMA	SECTOR	DESCRIPCIÓN
ELNO :	Sistema 1:	2	Piura
ELNO :	Sistema 2:	2	Sullana, El Arenal y Paita
ELNO :	Sistema 3:	2	Tumbes
ELNO :	Sistema 4:	2	Talara
ELNO :	Sistema 5:	3	Máncora, Canchaque, Huancabamba, Morropón, Chalaco y Santo Domingo.
ELNO :	Sistema 6	2	Otros no considerados en los anteriores de ELNO.
ELNO :	Sistema 1	2	Chiclayo.
ELNO :	Sistema 2	3	Illimo, Luya-Lamud, Motupe, Mórrope, zaña, Mocupe, Santa Cruz, Tacabamba, Leymebamba y Pomacochas.
ELNO :	Sistema 3	2	Otros no considerados en los anteriores de ELNO.
ELNM :	Sistema 1:	2	Trujillo, Moche Salaverry, Virú, Santiago de Cao, Careaga, Asope y Otuzco.
ELNM :	Sistema 2:	2	Cajamarca.
ELNM :	Sistema 3:	2	Chimbote, Santa, Nepeña, San Jacinto y Casma.
ELNM :	Sistema 4:	2	Caraz, Carhuaz, Ticapampa, Sihuas y Huallanca.
ELNM :	Sistema 5:	2	Guadalupe, Chepén y Pacasmayo.
ELNM :	Sistema 6:	3	Pallasca, PSE Namora
ELNM :	Sistema 7:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELNM.
SEAL :	Sistema 1:	2	Arequipa.
SEAL :	Sistema 2:	3	Corire, Ocoña, Caravelí, Atico, Chala, lomas, Yauca, Chuquibamba, Viraco, Cotahuasi, Huanca La Joya y Cabanaconde.
SEAL:	Sistema 3:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de SEAL.
ELS :	Sistema 1:	2	Tacna
ELS :	Sistema 2:	2	Moquegua
ELS :	Sistema 3:	2	Ilo
ELS :	Sistema 4:	2	La Yarada
ELS :	Sistema 5:	2	Tarata
ELS :	Sistema 6:	2	Otros no considerados en los anteriores de ELS.
ELC :	Sistema 1:	2	Huancayo
ELC :	Sistema 2:	3	Valle del Mantaro
ELC :	Sistema 3:	2	Huancavelica
ELC :	Sistema 4:	2	Huánuco y Tingo María
ELC :	Sistema 5:	2	Pasco
ELC :	Sistema 6:	2	Tarma y Chanchamayo
ELC :	Sistema 7:	2	Ayacucho
ELC :	Sistema 8:	2	Pucallpa
ELC :	Sistema 10:	3	Izcuchaca, Paucará, Acobamba, Chongos Alto, La Unión, Acomayo, Tambo-San Miguel, Huancapi.
ELC :	Sistema 11:	2	Otros no considerados en los anteriores sistema de ELC.
ELOR :	Sistema 1:	2	Iquitos
ELOR :	Sistema 2:	2	Tarapoto
ELOR :	Sistema 3 :	3	Tabalosos
ELOR :	Sistema 4 :	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELOR.

EDLN :	Sistema 1:	1	Lima Norte -Callao
EDLN :	Sistema 2:	2	Huacho
EDLN :	Sistema 3:	2	Huaral
EDLN :	Sistema 4:	2	Supe-Barranca
EDLS :	Sistema 1:	1	Lima Sur
EDLS :	Sistema 5:	2	Cañete
EDL :	Sistema 6:	2	Otros no considerados en los anteriores sistema de EDLN y EDLS.
ELSM :	Sistema 1:	2	Pisco
ELSM :	Sistema 2:	2	Nazca
ELSM :	Sistema 3:	2	Ica
ELSM :	Sistema 4:	2	Chincha
ELSM :	Sistema 5:	3	Incuyo, Andamarca, Pausa, Chipao, Changuillo, Chaviña, Lucanas, Ingenio, Tambo Quemado, Huachos, Ticrapo, Castro virreyna, Querco, Laramate, Chocorvos, Huaytará, Córdova, y Tantará.
ELSM :	Sistema 6:	2	Otros no considerados en los anteriores sistema de ELSM.
ELSE :	Sistema 1:	2	Cuzco
ELSE :	Sistema 2:	3	Valle Sagrado, Quencoro-Urcos, Anta, Vilcanota y Sicuani.
ELSE :	Sistema 3:	2	Yauri, Ayaviri y Azángaro.
ELSE :	Sistema 4:	2	Juliaca y Puno.
ELSE :	Sistema 5:	2	La Convención.
ELSE :	Sistema 6:	3	Aislados Provincias Altas, Chalhuanca, Chincheros, Antabamba, Interc. Boliviano, Asillo, Putina, San Juan e Iberia.
ELSE :	Sistema 7:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELSE.

Empresas Municipales y otras que presten servicio público de electricidad: Sector 2.

Asimismo toda Concesión de distribución, distinta a las indicadas, serán calificadas provisionalmente en el sector 3, debiendo solicitar ante la Comisión de Tarifas Eléctricas su calificación definitiva en un plazo mínimo de 1 año a partir del inicio de la facturación a los clientes finales.

2.7.1 CONDICIONES GENERALES

Definen básicamente los criterios a emplear para la facturación de la potencia, la modalidad de su contratación, la determinación de su valor y el procedimiento de facturación.

A) CARGO FIJO MENSUAL:

El cargo fijo mensual viene hacer los costos asociados a la facturación de los clientes es independiente de la demanda de potencia y energía, y se efectuará incluso si el consumo es nulo.

B) FACTURACIÓN DE ENERGÍA ACTIVA :

La facturación por energía activa se obtendrá multiplicando el consumo en Kilowatts-hora (kWh) según corresponda por su cargo unitario.

C) FACTURACIÓN DE POTENCIA :

Se efectúa en dos modalidades a elección del cliente, siendo éstas la potencia contratada o la máxima demanda leída. Se factura dicho valor, durante la vigencia anual de la opción, representando en general el costo fijo comprometido por parte de las empresas

generadora y distribuidora para la prestación del servicio. Dicho costo fijo representa la anualidad de la inversión de generación, transmisión y distribución así como sus correspondientes costos de explotación, a excepción de los costos variables como el combustible.

Lo anterior significa que dicho cargo deberá cobrarse aún cuando el consumo sea nulo o se encuentre desconectado por falta de pago durante la vigencia de la opción tarifaria. De no hacerlo la distribuidora asumiría los costos de la compra de potencia y sus costos fijos sin retribución alguna.

C.1 La modalidad de potencia contratada :

Contempla la libre contratación de la potencia máxima de conexión con la distribuidora, la que tiene validez de un año pudiendo renovarse automáticamente de no responder el cliente al aviso de vencimiento del contrato por parte de la distribuidora, la misma que se deberá efectuar con un plazo mínimo de 30 días. La determinación de esta potencia define el límite de responsabilidad en la prestación del servicio, no estando obligada la distribuidora en atender por encima de dicho valor durante el año de vigencia.

Durante dicho periodo los clientes no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora.

Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

Es importante señalar que la potencia contratada es un concepto distinto al que se empleaba con la ley anterior, en la que equivalía al derecho de conexión que tenía el cliente y generalmente su valor era más alto que los reales requerimientos de potencia que tenía el cliente. Algunas distribuidoras han venido facturando equivocadamente al cliente con el concepto anterior, elevando la factura injustificadamente. En el actual entorno, el concepto de potencia contratada se acerca más al término de "potencia suscrita" empleada hasta abril de 1993 por la Comisión de Tarifas Eléctricas. El cliente puede contratar la potencia más conveniente sin perder su derecho a ampliar su requerimiento en el futuro, tratándose en conclusión de aquella potencia a emplear en los próximos doce meses.

La contratación de potencia es libre, sujeta a la instalación de limitadores de capacidades disponibles en el mercado; especialmente para demandas de baja tensión, minimizándose de esta manera los costos de la medición de las opciones horarias o binomias. El cuadro siguiente muestra los limitadores de corriente existentes en el mercado.

CAPACIDAD DE FUSIBLES (f. de p. 0.9)

BAJA TENSION		MEDIA TENSION	
CAP. (A)	POT. (kW)	CAP. (A)	POT. (kW)
40	13.7	3	46.7
50	17.1	6	93.4
63	21.6	10	155.7
80	27.4	15	233.6
100	34.3	25	389.3
125	42.8	40	622.8
160	54.8	63	980.9
200	68.5	100	1557.0
250	85.6	160	2491.2
315	107.9	200	3114.0
400	137.0		



De no instalarse dicho limitador, la Resolución Tarifaria ha previsto un método regulado para determinar la Potencia Contratada.

Determinación de la Potencia Contratada:

- **Clientes de Media Tensión :** La potencia contratada del cliente se establecerá de acuerdo con la capacidad nominal del transformador de distribución que lo atiende.

Alternativamente el cliente podrá solicitar una potencia contratada distinta de ésta. En este caso, la distribuidora podrá exigir la instalación de un equipo limitador, especificado por ella misma, el que será de cargo del cliente.

La potencia contratada por el cliente deberá ceñirse a la capacidad de limitadores disponibles en el mercado.

- **Clientes de Baja tensión:** La potencia contratada se establecerá mediante la medición de la demanda máxima con instrumentos adecuados a juicio de la distribuidora y cuando ésta lo estime conveniente.

Cuando la demanda máxima no se mida se determinará como sigue:

A la potencia instalada en el alumbrado se sumará la demanda del resto de la carga conectada, estimada de acuerdo a la siguiente tabla :

Nº de motores o artefactos estimada conectados conectada	Demanda máxima % de la carga
1	100
2	90
3	80
4	70
5 o más	60

Cada aparato de calefacción se considerará como motor para efectos de aplicar esta tabla.

Los valores de la demanda máxima que resulte de aplicar esta tabla deberán modificarse, si es necesario, de forma tal que la demanda máxima estimada no sea en ningún caso menor que la potencia del motor o artefacto más grande o que el 90% de la potencia sumada de los dos motes o artefactos más grandes o que el 80% de la potencia sumada de los tres artefactos o motores mas grandes.

Se entenderá como carga conectada en motores o artefactos la potencia nominal de estos equipos.

Alternativamente el cliente podrá solicitar una potencia contratada distinta de la determinada mediante el procedimiento anterior. En este caso, la distribuidora podrá exigir la instalación de un limitadores, especificado por ella misma, el que será de cargo del cliente. La potencia contratada por el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

C.2 Modalidad de Medición de Máxima Demanda:

Los clientes podrán elegir la alternativa tarifaria de medición de máxima demanda en lugar de la contratación de potencia. Probablemente es una alternativa a la que deberán acceder tanto el distribuidor como el cliente a fin de registrar físicamente las variables a facturar y reflejar mejor la señal económica de la tarifa.

Si bien la Ley precisa que el costo de la medición lo asume el cliente directamente, no significa que la distribuidora exija equipos sofisticados de alto costo.

En esta opción al cliente le interesará optimizar su demanda y observar los resultados en el corto plazo, a diferencia de la alternativa de potencia contratada en la que se requiere recontractar al término del periodo anual.

La novedad en la alternativa de demanda leída es la obtención de la potencia a **facturar como el promedio de las dos mayores demandas de los últimos doce meses, incluyendo el mes que se factura**. Con este criterio se intenta representar aquella potencia promedio que la distribuidora pone a disposición del cliente en un periodo anual móvil.

Los recargos de potencia, cuando éste se registre, no son penalizados en la oportunidad que se detectan, encontrándose facultada la empresa a exigir al cliente la inmediata recontractación. Lo anterior significa que la distribuidora deberá estar permanentemente preocupada de efectuar un seguimiento de las demandas de los clientes.

La facturación de la potencia, en ambas modalidades y de la energía se efectúa considerando la vigencia del pliego tarifario respectivo, es decir proporcionalmente a los días respectivos de consumo en cada pliego cuando el periodo de facturación esté conformado por fracciones de dos pliegos tarifarios.

D) DISMINUCIÓN DE POTENCIA CONTRATADA O CAMBIO DE OPCIÓN TARIFARIA:

El cliente podrá disminuir la potencia contratada o bien cambiar de opción tarifaria, comprometiéndose con la empresa al pago del remanente que tuviese por concepto de potencia, de modo similar se procederá con las demandas máximas leídas de las diferentes opciones tarifarias. El remanente a considerarse debe representar el costo que incurre la empresa distribuidora frente a su suministrador.

F) FACTURACIÓN :

El periodo de facturación mensual no podrá ser inferior a 28 días ni exceder a 33 días calendario.

Cuando el periodo de facturación esté conformado por fracciones de dos pliegos tarifarios, se debe calcular el monto a facturar, proporcionalmente a los días respectivos de cada pliego considerando las tarifas vigentes en cada uno de ellos.

G) ACTUALIZACIÓN DE POTENCIA CONTRATADA :

En el caso que la potencia demandada sea mayor que la potencia contratada en horas de punta la empresa exigirá al cliente la actualización inmediata de dicha potencia.

H) DEFINICIÓN DE HORAS PUNTA :

Se entenderá por horas de punta el periodo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas de cada día de todos los meses del año, exceptuándose a solicitud del cliente, los días domingo, días de descanso que correspondan a feriados y feriados que coincidan con días de descanso, siempre y cuando el cliente asuma los costos de inversión la medición adicional.

2.7.2 CONDICIONES ESPECIFICAS

Las condiciones específicas se refieren a las opciones de medición o contratación, la calificación de la carga del cliente y las restricciones para acceder a algunas opciones tarifarias en particular, de acuerdo a lo siguiente:

- **Opciones Tarifarias 2E 2P (MT2 y BT2)**

Esta opción horaria permite una mejor medición de la demanda del cliente, de acuerdo a la diferenciación de precios en punta y fuera de punta tal como se señala.

CONDICIONES ESPECIFICAS
. PRECIOS DIFERENCIADOS EN PUNTA Y FUERA DE PUNTA
. MEDICIÓN O CONTROL HORARIO
. 3 MODALIDADES DE FACTURACIÓN DE POTENCIA
- Contratación H.P. y Contratación H.F.P.
- Medición H.P. y Contratación H.F.P.
- Medición H.P. y Medición H.F.P.

La facturación por potencia será aplicada según las siguientes modalidades:

I. Contratación de potencia en horas de punta y contratación de potencia Máxima.

Para la facturación de potencia se consideran dos cargos: Cargo mensual por potencia contratada en horas de punta y Cargo mensual por el exceso de potencia máxima contratada respecto a la potencia contratada en horas de punta.

II. Medición de demanda máxima en horas de punta y contratación de potencia máxima.

Para la facturación de potencia se consideran dos cargos: Cargo mensual por demanda máxima leída en horas de punta y Cargo mensual por el exceso de potencia máxima contratada respecto a la demanda máxima leída en horas de punta.

III. Medición de demanda máxima en horas de punta y medición de la demanda máxima de potencia suministrada.

Para la facturación por potencia se consideran dos cargos: Cargo mensual por demanda máxima leída en horas de punta y Cargo mensual por el exceso de demanda máxima suministrada respecto a la demanda máxima leída en horas de punta.

- **Opciones Tarifarias 2E1P, 1E1P (MT3, MT4, BT3 y BT4)**

Al tenerse sólo una medición o contratación de potencia, se desconoce esta opción si el cliente demanda la potencia máxima en horas de punta o en horas fuera de punta. La resolución tarifaria ha previsto que la empresa distribuidora califique el consumo del cliente mediante dos alternativas, es decir, como "de punta" o "fuera de punta" según el Item 3 del cuadro de condición específica. Con dicha calificación se intenta asignar los costos de acuerdo a los estudios de caracterización de la carga para este tipo de clientes.

CONDICIONES ESPECIFICAS
. MEDICIÓN O CONTROL
. CALIFICACIÓN POR PARTE DE LA EMPRESA DE CLIENTES COMO "DE PUNTA" O DE "FUERA DE PUNTA"
. CLIENTE "DE PUNTA" CUANDO : $(\text{ENERGÍA MENSUAL H.P.}/150 / \text{DEMANDA MÁXIMA}) \geq 0.5$.

Las presentes tarifas serán aplicadas con dos variantes en lo que se refiere al cargo por potencia según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del sistema eléctrico.

El consumo será calificado como "de punta" cuando el cociente entre la demanda media del clientes en horas de punta y su demanda máxima es mayor o igual a 0.5 entendiéndose por demanda media en horas de punta al consumo de energía durante dichas horas dividido por el número de horas punta. si no fuera así el suministro deberá ser calificado como "fuera de punta".

La empresa calificará al consumo del cliente como "de punta" o bien como "fuera de punta" cualquier reclamo sobre la calificación deberá ser efectuada a la empresa distribuidora.

- Opciones Tarifarias 1E ó 1P (BT5 Y BT6)

CONDICIONES ESPECIFICAS
. BT5: SOLO PARA CLIENTES DE POTENCIA CONECTADA MENOR DE 10 kW O CON LIMITADOR DE HASTA 10 kW
. BT6: SOLO PARA CLIENTES DE POTENCIA CONECTADA MENOR DE 3kW CON LIMITADOR DE POTENCIA (TARIFA TRANSITORIA)

En estas opciones simplificadas en su medición, la limitación principal es el límite establecido para acceder a ellas. A diferencia de las anteriores opciones en éstas el ingreso es limitado. Sin embargo un cliente de la tarifa BT5 puede acceder a otras opciones tarifarias cualquiera fuera su potencia conectada.

Sólo podrán optar por esta tarifa los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW o aquellos clientes que instalen un limitador de potencia hasta 10 kW.

Sólo podrán optar por esta tarifa los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 3 kW y que instalen un limitador de potencia para cumplir con esta condición. Esta opción tarifaria tiene carácter transitorio.

2.8 FORMACION DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Los precios de la Electricidad para cada cliente representa el costo de abastecer el suministro de manera económica y se estructura de acuerdo a los componentes que forman cada sistema eléctrico.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844) el sector eléctrico se divide en tres actividades: generación, transmisión y distribución.

La actividad de generación (**G**) constituye el inicio de la cadena de costos e involucra las centrales eléctricas y sus instalaciones de transmisión (sub-estaciones de transformación y líneas) necesarias para transportar la energía producida y colocarla a disposición de todos los clientes.

Los puntos donde la energía eléctrica está a disposición de todos los clientes se denominan "sub-estaciones base " o "barras base".

El costo de la generación es cubierto por los precios base de energía y potencia. El precio base de energía viene expresado en céntimos de sol por Kilo-watt-hora (kWh) y el precio base de la potencia en soles por kilowatt (kW).

La actividad de transmisión (T) se subdivide en transmisión principal y transmisión secundaria.

El sistema principal de transmisión (SPT) está conformado únicamente por las líneas de transmisión que unen sub-estaciones o barras base y permiten el libre tránsito de la electricidad sin asignar responsabilidad particular a ningún generador por dicho tránsito. El conjunto de barras y líneas que forman el SPT constituye en mercado mayorista para el desarrollo de las transacciones del negocio eléctrico.

El sistema secundario de transmisión (SST) está conformado por las sub-estaciones y líneas de transmisión en las cuales es posible identificar al usuario (generador, distribuidor o cliente final) responsable por el uso de dichas instalaciones. El SST permite en un caso a los generadores colocar su energía en el mercado mayorista (SSTg) o directamente a un cliente, y en el otro caso, la adquisición de energía del mercado mayorista para un cliente en particular (SSTd).

La actividad de distribución (D) está conformada por las redes de media (MT) y baja (BT) tensión necesarias para distribuir la energía comprada a los generadores desde el mercado mayorista hacia los consumidores o usuarios finales.

Las redes eléctricas del sistema peruano están clasificados en 4 niveles de tensión.

1. Muy Alta Tensión (MAT), tensiones superiores a 100 kV.
2. Alta Tensión (AT), TENSIONES SUPERIORES A 30 kV e inferiores a 100 kV.
3. Media Tensión (MT), tensiones superiores a 440 V e inferiores a 30 kV.
4. Baja Tensión (BT), tensiones inferiores a 440 kV.

La figura 2 muestra en forma simplificada la estructura del sector eléctrico y la formación del precio.

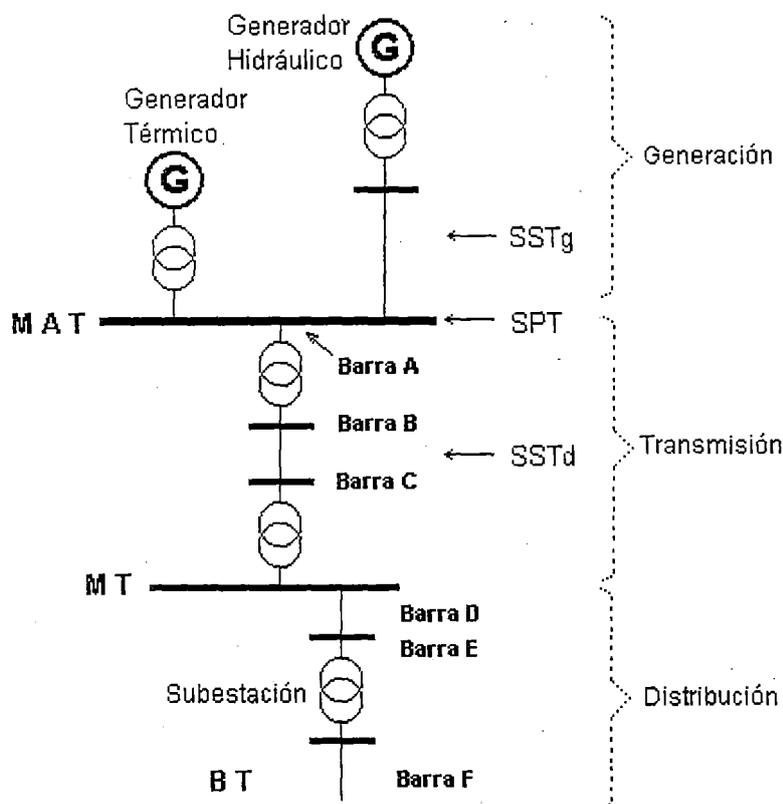


Figura 2

Se observa la descomposición vertical del sistema eléctrico (generación, transmisión y distribución) y la generación de costos para cada barra de consumo.

Los precios en la barra base (barra A) del sistema incluye los costos de la transmisión principal.

Los precios en la barra D (llamada también barra equivalente de media tensión) incorporan al precio de la barra base los costos de transmisión secundaria desde la barra A hasta la barra D (sub-estaciones y líneas).

Los precios en la barra F (de clientes de baja tensión), incorporan al precio de la barra D los costos de distribución en media y baja tensión.

Tal como se muestra en la figura 3 el precio base está formado por los costos de generación y los costos del sistema principal de transmisión, estando ubicados en las barras de MAT del sistema eléctrico.

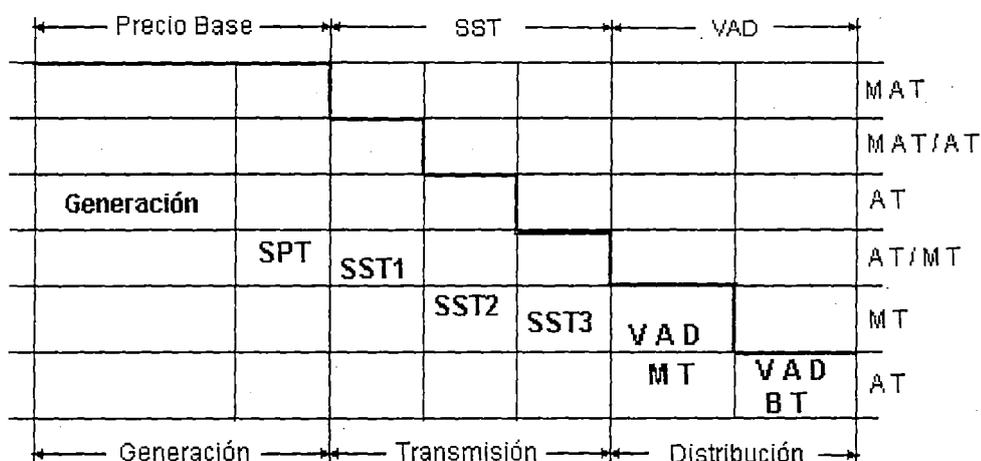


Figura 3

Por otro lado el precio en la barra equivalente de media tensión (MT) es igual a la suma del precio base más los costos del SST.

El precio a los clientes finales de BT son iguales al precio de la barra equivalente de MT más el valor Agregado de Distribución (VAD) de la empresa distribuidora.

Si bien las figuras superiores muestran la agregación de los costos para formar los precios a los diversos clientes según su ubicación en la red eléctrica (barra base de origen y nivel de tensión de suministro), es necesario precisar que las tarifas se estructuran en costos fijos y costos variables.

Los costos fijos vienen expresados generalmente por unidad de potencia y los costos variables por unidad de energía (ver glosario).

De acuerdo con las normas de regulación de tarifas emitidas por la CTE, la formación de los precios de energía y potencia se estructuran como sigue en la figura 4 :

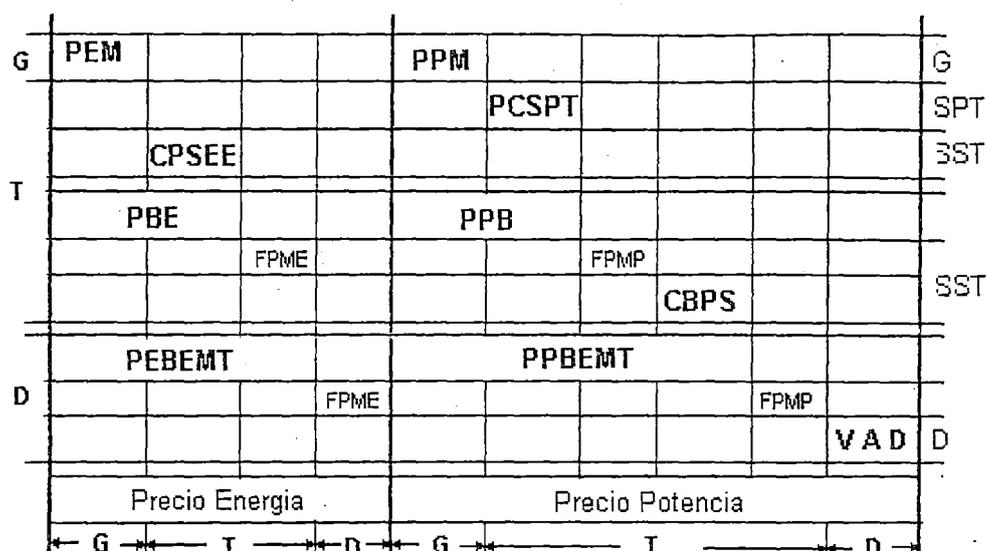


Figura 4

- PRECIOS EN BARRA BASE

1. Los precios de la energía en barra base (PEB) son iguales a los precios de generación (PEM) más el peaje de la transmisión secundaria expresados en energía (CPSEE).
2. Los precios de la potencia en barra base (PPB) son iguales a los precios de generación (PPM) más el peaje de la transmisión principal (PCSPT).

- PRECIOS EN BARRAS EQUIVALENTE DE MEDIA TENSIÓN.

1. Los precios de la energía en la barra equivalente de media tensión (PEBEMT) son iguales a los precios en barra base más las pérdidas de energía originados por la transmisión secundaria (FPME).
2. Los precios de la potencia en la barra equivalente de media tensión (PPBEMT) son iguales a los precios en barra base más las pérdidas de potencia originados por la transmisión secundaria.(FPMP) y el peaje secundario de dicha transmisión (CBPS).

- PRECIOS EN BARRA DE BAJA TENSIÓN (CLIENTES MENORES)

1. Los precios de la energía en la barra de baja tensión son iguales al precio en barra equivalente de media tensión (PEBMT) mas las pérdidas de energía en la red de distribución (FPME).
2. Los precios de la potencia en la barra de baja tensión son iguales al precio en barra equivalente de media tensión (PPBMT) más las pérdidas de potencia en la red distribución (FPMP) y el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Adicionalmente a todos estos precios, las facturas a los usuarios finales agregan un cargo fijo por la medición y facturación del suministros.

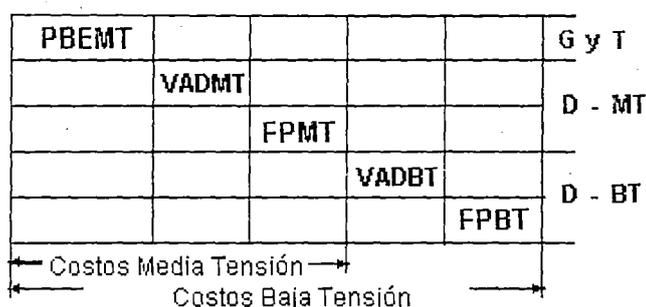
2.9 FORMACION DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD A CLIENTES FINALES

El modelo de cálculo de las tarifas a clientes finales toma los precios en barra equivalente de media tensión y a través de las variables y constantes de cálculo se obtiene los cargos máximos por opción tarifaria en media y baja tensión. Obteniéndose por tanto los valores tarifarios en función de 3 variables :

- a.- Precios en barra equivalente de media tensión
- b.- Variables de cálculo.
- c.- Constantes de calculo

La actualización de las variables es como sigue: La variable **a**, se actualiza mensualmente, de acuerdo a la Resolución de Precios en Barra fijada semestralmente, la variable **b**, se fija en términos reales para un período de cuatro años, actualizándose mensualmente de acuerdo a la variación de los parámetros macroeconómicos involucrados y la variable **c**, es constante para los cuatro años de aplicación tarifaria.

En el esquema N° 1 se muestra la desagregación de los costos de distribución. Para un cliente de media tensión los precios en barra equivalente se expanden adicionando el valor agregado en media tensión, más las pérdidas asociadas, para un cliente en baja tensión a los precios obtenidos para el cliente en media tensión se adiciona el valor agregado de baja tensión más las pérdidas asociadas en baja tensión.



Esquema N° 1

A. PRECIOS EN LA BARRA EQUIVALENTE DE MEDIA TENSIÓN.

Los precios en la barra equivalente de media tensión incorporan la totalidad de los costos de generación y transmisión y por lo tanto marcan el inicio de los costos de las empresas distribuidoras. El cual es publicada según Resolución de la CTE. Estas variables se detallan en el siguiente cuadro :

DATOS DE BARRA EQUIVALENTE	
- PEPP	: Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión en S./kWh.
- PEFP	: Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión en S./kWh.
- PP	: Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión S./kW-mes.
- PE	: Precio ponderado de la energía en la barra equivalente en S/. kWh.

En el siguiente cuadro se muestra los precios de barra equivalente de media tensión de los principales sistemas eléctricos del país :

SISTEMA	TENSION kV	ENERGIA HP	ENERGIA HFP	POTENCIA
		(PEPP) Ctm.S./kWh	(PEFP) Ctm.S./kWh	(PP) S./kW-mes
Lima Norte	MT	15.35	8.26	18.29
Lima Sur	MT	15.37	8.27	18.36
Piura	MT	17.66	10.11	19.63
Chiclayo	MT	16.17	8.69	19.49
Trujillo	MT	16.34	8.79	20.12
Chimbote	MT	15.96	8.59	19.63
Huacho	MT	16.24	8.73	21.41
Ica	MT	15.32	8.43	18.81
Huancayo	MT	14.67	7.90	19.01
Tacna	MT	11.54	10.39	19.22
Cusco	MT	8.93	5.00	18.08
Iquitos	MT	14.87	14.87	20.49

Fuente : El INFORMATIVO Comisión de Tarifas Eléctricas Nov. 96

$$PE = Ep \times PEPP + (1 - Ep) \times PEFP$$

PEPP : Precio de energía en punta en la barra equivalente de media tensión.

PEFP : Precio de energía en fuera de punta en la barra equivalente de media tensión.

Donde le valor de Ep se calculará anualmente como el promedio de los valores de los últimos dos años calendario. Dicho recálculo tendrá vigencia a partir del 1º de marzo de cada año de acuerdo a lo siguiente:

$$Ep = (a - c - e) / ((a - c - e) + (b - d - f))$$

donde :

Energía anual entregada a los sistemas de distribución (barra de media tensión) :

- En horas de punta : a
- En horas fuera de punta : b

Energía anual vendida en media tensión (opciones tarifarias MT2 y MT3 y clientes libres MT.) multiplicados por los factores de expansión de pérdidas PEMT :

- En horas de punta : c
- En horas fuera de punta : d

Energía anual vendida en media tensión (opciones tarifarias MT2 y MT3 y clientes libres BT) multiplicados por los factores de expansión de pérdidas PEMT Y PEPT :

- En horas de punta : e
- En horas fuera de punta : f

Las energías vendidas en cada una de las opciones tarifarias deberán considerar el mismo período de facturación con los ajustes que fueran necesarios.

Para los sistemas aislados con demanda máxima menores a 12 MW, el valor de Ep será de 0.35 pudiendo la distribuidora demostrar otros factores ante la Comisión de Tarifas Eléctricas, con el procedimiento antes referido para los sistemas interconectados.

B. VARIABLES DE CÁLCULO

Viene hacer el reconocimiento de la inversión eléctrica, rentabilidad, gastos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas de distribución. Se actualiza el 1ro. de Noviembre de cada año. Estas variables son :

- a) **Valor Agregado de Distribución.** Representa el costo total que se incurre en la distribución de energía eléctrica desde la Barra equivalente en media tensión hasta el punto de empalme de la acometida domiciliaria.
- b) **Cargo Fijo Mensual.** Son los costos asociados a la facturación de los clientes independiente de su demanda de potencia y energía.

VARIABLES DE CALCULO	
- VMTFP :	Valor Agregado de Distribución en M.T. para demandas fuera de punta en S/.kW-mes.
- VMTPP :	Valor Agregado de Distribución en M.T. para demandas en punta en S/.kW-mes.
- VBTFP :	Valor Agregado de Distribución en B.T. para demandas fuera de punta en S/.kW-mes.
- VBTPP :	Valor Agregado de Distribución en B.T. para demandas en punta en S/.kW-mes.
- CFE :	Cargo Fijo Mensual para medidor simple, S/. mes.
- CFS :	Cargo Fijo Mensual para opción tarifaria de potencia contratada en S/. mes.
- CFH :	Cargo Fijo Mensual para opción de tarifas horarias, en S/. mes.

a) Valor agregado de distribución en media y baja tensión

$$\begin{aligned} \text{VMTFP} &= \text{VADMT}_a \\ \text{VMTPP} &= \text{PTPMT} \times \text{VMTFP} \\ \text{VBTFP} &= \text{VADMT}_a \\ \text{VBTPP} &= \text{PTPBT} \times \text{VBTFP} \end{aligned}$$

Valores Agregados de distribución actualizados

$$\begin{aligned} \text{VADMT}_a &= 0.9814 \times \text{FAVADMT} \times \text{VADMT} \\ \text{VADBT}_a &= 0.9778 \times \text{FAVADBT} \times \text{VADBT} \end{aligned}$$

Parámetros	Sector 1	Sector 2	Sector 3
VADMT	5.8570	5.7280	8.6670
VADBT	18.2770	18.3050	23.6630
FAVADMT	1.4325	1.4097	1.3636
FAVADBT	1.4541	1.4244	1.3465
VADMT _a	8.2340	7.9250	11.5990
VADBT _a	25.9870	24.4950	31.1550
VMTFP	8.2340	7.9250	11.5990
VMTPP	7.6580	7.3700	10.7870
VBTFP	25.9870	25.4950	31.1550
VBTPP	24.1680	23.7100	28.9740

Factores de corrección del VAD

Empresas	PTPMT	PTPBT
Edelnor S.A.	0.93	0.93
Luz del Sur S. A.	0.93	0.93
Electro Oriente	0.93	0.99
Electro Sur	0.90	0.96
Electro Sur Medio	0.90	0.99
Otras empresas	0.96	0.99
Sistemas Aislados (*)	0.99	0.99

(*) Sistemas aislados con demanda máxima menor a 12 kW.

b) Cargo Fijo Mensual actualizados

$$CFE_a = 0.9788 \times FACFE \times CFE$$

$$CFS_a = 0.9788 \times FACFS \times CFS$$

$$CFH_a = 0.9788 \times FACFH \times CFH$$

Parámetros	Sector 1	Sector 2	Sector 3
CFE	1.1570	1.1570	1.2060
CFS	2.0360	2.0360	2.1240
CFH	2.9970	2.9970	3.1280
FACFE	1.3401	1.3401	1.3401
FACFS	1.3401	1.3401	1.3401
FACFH	1.3401	1.3401	1.3401
CFE	1.157	1.157	1.206
CFS	2.036	2.036	2.124
CFH	2.997	2.997	3.128

c) Factores de economía de escala

	CFE, CFS, CFH	VADMT	VADBT
1 Noviembre 1993	1.0000	1.0000	1.0000
1 Noviembre 1994	0.9893	0.9905	0.9888
1 Noviembre 1995	0.9788	0.9814	0.9778
1 Noviembre 1996	0.9684	0.9719	0.9669

C. CONSTANTES DE CALCULO

Son factores que se utilizan dentro del cálculo tarifario para costear las tarifas de los clientes finales en función al nivel de tensión de suministro, su presencia en el sistema como cliente en punta o fuera de punta y la opción de medida elegida por el cliente.

CONSTANTES DE CALCULO

- FCPPMT : Factor de Coincidencia para demandas de punta en MT.
- FCPPBT : Factor de Coincidencia para demandas de punta en BT.
- FCFPMT : Factor de Coincidencia para demandas fuera de punta en MT.
- FCFPBT : Factor de Coincidencia para demandas fuera de punta en BT.
- CMTTPP : Factor de Contribución en MT. para demandas presente en punta.
- CMTFP : Factor de Contribución en MT. para demandas fuera de punta.
- CBTPP : Factor de Contribución en BT. para demandas presente en punta.
- CBTFP : Factor de Contribución en BT. para demandas fuera de punta.
- PEMT : Factor de expansión de pérdidas de energía en MT.
- PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en BT.
- PPMT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en MT.
- PPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en BT.

- a) **Factores de Coincidencia en MT y BT.** Simultaneidad de las máximas demandas de los clientes respecto a la máxima demanda del conjunto de clientes.

CONSTANTE	Sector 1	Sector 2	Sector 3
FCPPMT	0.95	0.95	0.75
FCFPMT	0.87	0.82	0.68
FCPPBT	0.93	0.72	0.55
FCFPBT	0.86	0.65	0.57

- b) **Factores de Contribución a la punta en MT y BT.**

CONSTANTE	Sector 1	Sector 2	Sector 3
CMTTPP	0.71	0.71	0.64
CMTFP	0.30	0.30	0.24
CBTPP	0.81	0.60	0.60
CBTFP	0.30	0.24	0.24

- c) **Factores De Expansión De Pérdidas.** Valor reconocido por la venta de cada unidad de potencia o energía dentro del sistema de distribución

Empresas	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor S. A.	1.03	1.04	1.20	1.24
Luz del Sur S. A.	1.03	1.04	1.20	1.24
Electro Norte Medio	1.03	1.05	1.44	1.49
Sociedad Eléctrica	1.05	1.07	1.27	1.33
Otras empresas	1.03	1.05	1.25	1.31
Sist. elect. aislados	1.03	1.05	1.25	1.31

d) Números de horas de uso medidores simples (NHUMS)

	Sector 1	Sector 2	Sector 3
NHUMS	400	320	300

2.10 FORMULAS Y VARIABLES PARA OBTENER UN PLIEGO TARIFARIO

A continuación se muestra el procedimiento de como obtener los precios unitarios en las distintas opciones tarifarias, así como los parámetros que la conforman.

Tarifa : MT2

- Cargo fijo mensual (S./Cliente) : CFH
- Cargo por Energía Activa (S./kWh) :
 - a) Cargo por Energía en punta : PEPP x PEMT
 - b) Cargo por Energía fuera de punta : PEFP x PEMT
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída en horas de punta (S./kW). : (PP x PPMT+VMTPP) x FCFPMT
- Cargo por el exceso de la potencia máxima contratada o máxima demanda leída con relación a la potencia contratada en horas de punta o demanda máxima leída en horas de punta (S./kW). : VMTFP x FCFPMT

Tarifa : MT3

- Cargo fijo mensual (S./Cliente) : CFS
- Cargo por energía activa en punta (S./kWh). : PEPP x PEMT
- Cargo por energía activa fuera de punta (S./kWh). : PEFP x PEMT
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "de punta")(S./ kW) : (PPMT x PP+VMTPP) x CMTTPP + (1-CMTTPP) x VMTFP x FCFPMT
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "fuera de punta) (S./kW) : (PPMT x PP+VMTPP) x CMTFP + (1-CMTFP) x VMTFP x FCFPMT

Tarifa : MT4

- Cargo fijo mensual (S./Cliente) : CFS
- Cargo por Energía Activa (S./kWh) : PE x PEMT
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "de punta") (S./kW). : PP x PPMT +VMTPP) x CMTTPP (1 - CMTTPP) x VMTFP x FCFPMT

- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "fuera de punta") (S./kW) : $(PP \times PPMT + VMTPP) \times CMTFP$
 $(1 - CMTFP) \times VBTFP \times FCFPMT$

Tarifa : BT2

- Cargo fijo mensual (S./Cliente) : CFH
- Cargo por Energía Activa (S./kWh) :
 - a) Cargo por Energía en punta : PEPP x PEMT x PEBT
 - b) Cargo por Energía fuera de punta*85 : PEFP x PEMT x PEBT
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída en horas de punta (S./kW). : PP x PPMT x PPBT + VMTPP x PPBT + VBTPP x FCPPBT
- Cargo por el exceso de la potencia máxima contratada o máxima demanda leída con relación a la potencia contratada en horas de punta o demanda máxima leída en horas de punta (S./kW). : VBTFP x FCFPBT

Tarifa : BT3

- Cargo fijo mensual (S./Cliente) : CFS
- Cargo por energía activa en punta (S./kWh). : PEPP x PEMT x PEBT
- Cargo por energía activa fuera de punta (S./kWh). : PEFP x PEMT x PEBT
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "de punta") (S./ kW) : $(PP \times PPMT \times PPBT + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFP + (1 - CBTFP) \times VBTFP \times FCFPBT$
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "fuera de punta) (S./kW) : $(PP \times PPMT \times PPBT + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFP + (1 - CBTFP) \times VBTFP \times FCFPBT$

Tarifa : BT4

- Cargo fijo mensual (S./Cliente) : CFS
- Cargo por Energía Activa (S./kWh). : PE x PEMT x PEBT
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "de punta") (S./ kW). : $(PP \times PPMT \times PPBT + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFP + (1 - CBTFP) \times VBTFP \times FCFPBT$
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "fuera de punta) (S./kW). : $(PP \times PPMT \times PPBT + VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFP + (1 - CBTFP) \times VBTFP \times FCFPBT$

Tarifa : BT5

- Cargo Fijo Mensual (S./Cliente) : CFE
- Cargo por Energía Activa (S./kWh) (=CEBT5) : $(PE \times PEMT \times PEBT + (PPMT \times PPBT \times PP) / NHUMS) + (VMTPP \times PPBT + VBTPP) / NHUMS$

Tarifa : BT6

- Cargo Fijo Mensual (S./cliente) : CFE
- Cargo por Potencia (S./ kW-mes) : CEBT5 x NHUMS

RECARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

La energía reactiva se adicionará a la facturación de las opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 Y BT4 de acuerdo a lo siguiente:

- Cargo por energía reactiva hasta el 30% de la energía activa total mensual. : Sin recargo
- Cargo por energía reactiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual : kVarh en exceso x CER

donde:

CER = Cargo por energía reactiva = 0.0271 S./kVarh.

CAPITULO III

SELECCIÓN DE OPCIONES TARIFARIAS

3.1 INTRODUCCION

Con la vigencia del nuevo sistema tarifario, el sub sector eléctrico ha experimentado cambios estratégicos. Uno de ellos es que antes no se hablaba de opciones sino simplemente de tarifas, puesto que la actividad a que se dedicaba determinaba la Tarifa. Hoy el cliente dispone de 7 opciones tarifarias para elegir dependiendo del voltaje de alimentación. Pero a falta de difusión y mayor conocimiento por parte de los usuarios, la mayoría se encuentra con tarifas equivalentes a las anteriores.

Estas opciones son factibles de ser elegidas por el cliente de acuerdo al mejor uso que le permita su diagrama de carga específico, beneficiándose de esta manera de acuerdo a la actividad a la que se destina la energía. Si bien es cierto no existen tarifas con nombre propio, sin embargo otorgan la posibilidad de beneficiarse mediante una adecuada selección por parte del cliente. Dicho beneficio no es únicamente para el cliente sino para la empresa distribuidora y generadora al aprovechar mejor su inversión mediante una mejor asignación de los recursos disponibles.

Una incorrecta selección, ocasionaría sobrefacturaciones y por ende perjuicios económicos durante los próximos 12 meses debido que la elección tiene vigencia mínima de un año.

El presente capítulo dará a conocer con un lenguaje claro y sencillo los criterios que se deben tomar en cuenta para elegir una correcta elección de opción tarifaria.

3.2 ES CONVENIENTE LA ELECCIÓN DE LA OPCIÓN TARIFARIA BT-6 ó BT-5 PARA UN PREDIO DE BAJA CONDICION ECONOMICA ?

La opción Tarifaria BT-6 , llamado también transitoria está vigente para usuarios cuyo consumo de energía es mínimo (Potencia instalada menor a 3 kW) y para aquellos que solicitan un servicio temporal por un día, una semana, hasta un mes (Kioscos, Ferias, Juegos recreativos etc.).

La modalidad de facturación es a un costo fijo (S/. / kW), por los Kilovatios instalados. La potencia instalada se determina de la sumatoria de los kW de cada artefacto eléctrico y/o lampara.

EL no contar con un equipo de medida hace que el costo de instalación en ésta tarifa sea mínimo y de ésta manera encontrándose al alcance de las personas de baja condición económica.

Sin embargo el monto de facturación mensual será un perjuicio, si comparamos con el monto a facturar en la opción tarifaria BT-5.

Pues para determinar el precio unitario del kilovatio mensual, se multiplica el precio unitario del kilovatio-hora (Tarifa BT-5) por 400 horas para la Provincia de Lima y por 320 horas para resto del Perú. Significando que el cliente consume de 10 a 13 horas diarias a su máxima demanda contratada, lo cual es algo utópico.

Evaluado una muestra de consumos han dado como resultado que el promedio de consumo para los predios de esta categoría es de 6 a 8 horas.

El siguiente cuadro elaborado con pliego tarifario de Noviembre-96 de la Empresa EDELNOR, muestra la comparación de costos de conexión y facturación mensual.

COSTO DE CONEXIÓN (Red Aérea)

DESCRIPCION	OPCION TARIFARIA	
	BT-6	BT-5
PRESUPUESTO DE CONEXION	240.00	440.00
APORTE REEMBOLSABLE	0.00	0.00
TOTAL (S/.)	240.00	440.00

El aporte reembolsable es exonerado mientras la potencia que se contrata no sea mayor a 6 kW.

FACTURACION MENSUAL

DESCRIPCION	OPCION TARIFARIA	
	BT-6	BT-5
COSTO FIJO	1.48	1.48
REPOSIC. Y MANTENIM.	0.61	0.61
CARGO POR POTENCIA : 0.9 kW x 100.2 S/. / kW.	90.18	-
CARGO POR ENERGIA : 189 kWh x 0.3132 S/. / kWh	-	59.19
ALUMBRADO PUBLICO	8.24	8.24
TOTAL (S/.)	100.51	69.52

Del ejemplo mostrado; si bien como costo de conexión en la tarifa BT-6 se ahorra la suma de S/. 200.00; en la facturación mensual se desembolsa un exceso de S/. 31.00 más, que a lo largo representa un perjuicio económico. Además hoy las Empresas de distribución brinda facilidades de pago para instalación de conexiones nuevas.

En consecuencia conviene optar definitivamente por la Tarifa BT-5.

3.3 LAS PEQUEÑAS INDUSTRIAS PUEDEN ACOGERSE A LA TARIFARIA BT- 5 ?

Con la Ley General de Electricidad, si en un predio aparte de ser vivienda se instalaba una pequeña industria tales como : Talleres, panaderías, grifos etc. así como entidades comerciales (Bazares, Bodegas, Depósitos); debía contar con dos o tres suministros ya que se regulaba con un tipo de tarifa para cada actividad, independientemente de la potencia que consume.

Con el sistema tarifario vigente esta diversidad de tarifas se ha suprimido, pues una pequeña industria o entidad comercial tiene derecho a elegir la Opción tarifaria BT-5 siempre y cuando no exceda de 10 kW. su máxima demanda; así como de centralizar su carga a un solo suministro.

Una muestra de ello es que muchos de los predios mencionados actualmente poseen de dos a tres suministros en la misma opción tarifaria. Recomendándoles que centralicen su carga a un solo suministro y solicitar la renuncia de los otros puesto que en vano vienen efectuando un doble o triple pago por cargo fijo, reposición y mantenimiento así como alicuotas de alumbrado público.

Cabe señalar que el tener la opción de elegir la tarifa BT-5, no implica que los montos de facturación se reducirán definitivamente. Pues se debe efectuar un análisis previo debido que el costo por energía en la tarifa BT-4 oscila entre 35 a 40 % del costo por energía en la tarifa BT-5.

Ejemplo Práctico.

Una tienda comercial con 6 kW. de potencia contratada en horas fuera de punta que con el sistema tarifario anterior se encontraba en la Tarifa 31, por equivalencia con el sistema tarifario vigente se encuentra en la opción tarifaria BT-4, consume un promedio mensual de 1760 kWh.

Por la potencia contratada tiene opción a optar por la tarifa BT-5, pero antes simularemos su facturación en cada opción tarifaria.

FACTURACION MENSUAL

DESCRIPCION	OPCION TARIFARIA	
	BT-4	BT-5
COSTO FIJO	2.54	1.50
REPOSIC. Y MANTENIM.	10.48	0.61
CARGO POR POTENCIA : 7 kW x 27.79 S/. / kW.	194.53	-
CARGO POR ENERGIA ACTIVA : 1760 kWh	196.42	547.89
CARGO POR ENERGIA REACTIVA : 729 kVarh x 0.0317 S/. /kVarh	2.3.11	-
TOTAL (S/.)	427.08	550.00

Del ejemplo mostrado, si opta por la tarifa BT-5 el monto de su facturación mensual se incrementará en S/. 122.92 lo que ocasionaría sobrefacturaciones durante los próximos 12 meses.

3.4 DEFINICIÓN DE CLIENTES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Conforme señala la Resolución N° 010-93 P/CTE, los clientes que están conectados (Punto de alimentación) con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 440 voltios y menor a 30 kV. son clientes de media tensión y puede elegir cualquier opción tarifaria (MT ó BT).

Mientras aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 440 voltios serán clientes de baja tensión teniendo acceso solo a las opciones tarifarias BT.

Los clientes en media tensión podrán ser medidos también en baja tensión, en este caso se considerará un recargo de 3.0 % tanto en los cargos de energía y potencia.

Las tarifas para aquellos clientes cuyos suministros se efectúan a tensiones iguales o superiores a 30 kV. se obtendrá con la metodología y criterios regulados para los precios en barra según la resolución vigente de la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Con la definición de clientes y las equivalencias entre las tarifas anteriores y las vigentes, existen algunas confusiones tanto para las empresas de distribución eléctrica como a los clientes. el cual requiere hacer una aclaración.

Por ejemplo un cliente con punto de alimentación en media tensión que con el sistema tarifario anterior se encontraba en la tarifa 43 por equivalencia en el sistema tarifario vigente le corresponde la tarifaria BT-4. Sin embargo por definición de clientes le corresponde elegir una opción tarifaria MT. Pues la equivalencia de tarifas solo sirve de referencia.

3.5 CALIFICACION DE CONSUMO

En vista que haber surgido diversas interpretaciones a la calificación de consumo que efectúa la Concesionaria, explicaremos a través de un ejemplo práctico.

Mientras para uno era el cociente entre las máximas demandas registradas, lo que indicaba que la máxima demanda en horas punta tenía que ser menor a la mitad de las horas en fuera de punta, para otros significaba como el cociente entre el consumo promedio del mes respecto a la máxima demanda registrada.

$$\text{Calif. de Consumo} = \frac{\text{Consumo de energía en Horas Punta}}{(\text{N}^\circ \text{ de H. P.} \times \text{Max. Dem. Regist.})}$$

Esta expresión de calificación viene hacer en otras palabras el **factor de demanda en horas punta** es decir el cociente de la demanda media en horas punta respecto a la máxima demanda registrada. Las 150 horas se atribuye al total de horas punta durante un mes.

De ser el factor igual o mayor a 0.5 se califica como presente en punta lo que ocasionará un pago mayor por concepto de potencia (aproximadamente doble del costo presente fuera de punta).

Ejemplo :

Un usuario que consume una demanda máxima de 234 kW. , podrá consumir en horas punta un máximo de 17199 kWh para lograr su calificación como fuera de punta.

3.6 CARGO POR ENERGÍA : PARÁMETRO QUE DETERMINA LA ELECCIÓN ENTRE LAS TARIFARIAS, MT-3, BT-3 Ó MT-4, BT-4

Cuando la potencia instalada de un predio excede los 10 kW. existen seis opciones tarifarias para elegir si el punto de alimentación es mayor a 440 voltios. Definitivamente la elección se va centrar en las opciones tarifarias MT, ya que de lo expuesto en el capítulo II los precios de energía como de potencia en BT. son mayores.

Para seleccionar una adecuada opción tarifaria primero se debe tener conocimiento de lo siguiente :

- El número de horas de trabajo diario, principalmente en horas punta.
- Si el trabajo continua los domingos y feriados ya que de acuerdo a la Resolución 010-93-P/CTE, literal h) se considera el periodo de 18.00 a 23.00 horas como fuera de punta siempre y cuando lo solicite el cliente.
- Si el tiempo de trabajo al año es por temporadas; pues existen industrias agrícolas donde descansan de 3 a 4 meses por año en la que se recomienda efectuar una comparación de costos entre un Grupo térmico y la energía eléctrica de sistema ,ya que si bien es cierto que el costo del último es menor , se debe tener presente que el cargo por potencia es anual por más que el consumo sea nulo.
- Registros de cuatro parámetros importantes :
 - Energía en Horas Punta.
 - Energía en Horas fuera de Punta.
 - Máxima demanda registrada en Horas Punta.
 - Máxima demanda registrada en Horas fuera de Punta.

Si bien ambas opciones están expuestos a una calificación de consumo por parte de la Concesionaria, la diferencia en su facturación radica en el cargo por energía Activa. Al

respecto se ha establecido a través de este parámetro una regla práctica de modo que permita optar con seguridad por uno de estas opciones tarifarias.

Si el consumo de energía presente en punta resulta menor al 34 % del consumo en horas fuera de punta, se debe optar por la tarifa MT-3 ó BT-3; y si es mayor al 36% por la tarifa MT-4 ó BT-4. De encontrarse dentro del intervalo $<34, 36 >$ % es necesario simular su facturación en ambas opciones tarifarias.

3.7 CARGO POR POTENCIA : PARÁMETRO QUE DETERMINA LA ELECCIÓN ENTRE LAS TARIFARIAS, MT-2, BT-2 Ó MT-3, BT-3

Las opciones tarifarias MT-2, BT-2 resulta conveniente de elegir para aquellos usuarios que concentran todo su trabajo en horas diurnas y un consumo mínimo en horas punta. En otras palabras de efectuarse una calificación, el resultado será mucho menor a 0.5. Pero efectuado un análisis existe posibilidad de elegir esta opción aun cuando resulta calificado presente en punta.

Si bien en ambas opciones se factura dos cargos por consumo de energía. La facturación entre estas opciones difiere en los cargos por potencia, parámetro que ha permitido definir una regla práctica para optar con seguridad por uno de estas opciones tarifarias.

Si efectuado la calificación de consumo, resulta "presente fuera de punta", el cociente entre la máxima demanda en horas punta respecto a la máxima demanda en horas fuera de punta debe ser menor ó igual a 0.35, para optar por la tarifa MT-2 ó BT-2.

De resultar calificado "presente en punta", al optar por la tarifa MT-2 ó BT-2 la máxima demanda en horas punta puede incrementarse tal que el cociente no mayor a 0.75. Caso contrario no será un beneficio elegir ésta opción tarifaria.

3.8 EJEMPLOS DE APLICACIÓN Y COMPROBACIÓN A TRAVÉS DE SOFTWARE

Los ejemplos que a continuación se presentan se refiere a suministros vigentes que ya optaron por una tarifa, razón por la que hablaremos de Opción Tarifaria Actual.

Debido que se cuenta con registros mensuales (Datos proporcionado por de Oficina de facturación Grandes Clientes - EDELNOR S. A.). La elección se determinará en base a la regla práctica expuesta en los ítem 3.6 y 3.7. Además se ha efectuado una visita a cada uno de estos usuarios a fin completar los datos requeridos

El software un programa sencillo efectuada en hoja de cálculo (Excel), simula la facturación de la tarifa elegida así como de las demás tarifas, mostrando en resumen los montos por energía y potencia y el monto total a pagar.

Asimismo brinda el detalle de facturación en cada tarifa mas una ventana que permite actualizar los precios unitarios que se publica en un pliego tarifario y los cargos por Reposición y Mantenimiento y Alicuotas de Alumbrado Público.

Esta simulación permite comprobar si la opción tarifaria elegida es la correcta..

SELECCIÓN DE OPCIÓN TARIFARIA

DATOS GENERALES

NOMBRE : EMPRESA NACIONAL DE LA SAL	FECHA : 97/02/01
DIRECCIÓN : Las Salinas - Huacho	
ACTIVIDAD : Extracción e industrialización de la Sal	
TIEMPO DE TRABAJO :	
DIARIO : De las 6:00 hasta las 18:00 horas.	
SEMANAL : De lunes a Sábado con descanso dominical y feriados	
ANUAL : Todo el año	

DATOS TÉCNICOS :

POTEN. CONTRATADA : 600 kW.	OPC. TARIF. ACTUAL: MT-2
TENSION DE ALIMENT. : 20 kV	SIST. DE MEDICIÓN : MT
Fact. T. Tens. 200	Fact. T. Cte. 10
	Factor Multiplicador : 2000

PARÁMETROS REGISTRADOS

Parámetros	Lectura		Diferencia	Consumo
	Anterior	Actual		
Energía en horas fuera de Punta	1738.4	1770.9	32.5	65000.0
Energía en horas Punta	158.3	161.7	3.4	6800.0
Max. Dem. en horas fuera de Punta	0.000	0.120	0.120	240.0
Max. Dem. en horas Punta	0.000	0.041	0.041	82.0
Energía Reactiva	1190.6	1229.4	38.8	77600.0
Días de Facturación				30
Calificación de Consumo				H.F.P.

De acuerdo a los datos proporcionados por el usuario, solo trabaja durante las horas fuera de punta, mientras que por las noches usa la energía para iluminación interior y alumbrado público.

Los datos registrados no concuerdan con los proporcionados; pues el haber registrado una máxima demanda en horas punta de 82 kW. implica que sus labores no concluyen a las 18:00. Razón por lo que el cociente entre Max. Dem. en horas punta, respecto a las horas punta es 0.34, cifra muy cercana al límite establecido, pero permite optar la tarifa MT-2.

Por los parámetros de energía, fácilmente se deduce que se debe optar por la tarifa MT-2. En consecuencia la opción tarifaria elegida por el usuario es correcta.

SIMULACION DE FACTURACION

Ejemplo 1

OPCIÓN TARIFARIA	MONTO DE FACTURACIÓN (S/.)		
	ENERGÍA	POTENCIA	TOTAL
Monto Opción Tarifaria MT-2	7461.90	3319.26	12739.49
Monto Opción Tarifaria MT-3	7461.90	3432.00	12871.05
Monto Opción Tarifaria MT-4	8454.50	3432.00	14042.32
Monto Opción Tarifaria BT-2	8600.16	6679.26	18047.44
Monto Opción Tarifaria BT-3	8600.16	6669.60	18034.57
Monto Opción Tarifaria BT-4	9789.98	6669.60	19438.56

Si bien el ahorro respecto a la tarifa MT-3 es mínimo, se debe precisamente a que el cociente entre max. demandas resulta cercano al límite establecido.

EJEMPLO 2

SELECCIÓN DE OPCIÓN TARIFARIA

DATOS GENERALES

NOMBRE : Pozo de Bombeo Nº 5 EMAPA	FECHA : 97/02/01
DIRECCIÓN : Santa María	
ACTIVIDAD : Impulsión de agua potable a reservorio	
TIEMPO DE TRABAJO :	
DIARIO : De las 5:00 hasta las 20:00 horas.	
SEMANAL : De lunes a Domingo	
ANUAL : Solo descansa por mantenimiento	

DATOS TÉCNICOS :

POTEN. CONTRATADA :	75	kW.	OPC. TARIF. ACTUAL:	MT-4
TENSION DE ALIMENT. :	20	kV	SIST. DE MEDICIÓN :	BT
Fact. T. Tens. 1	Fact. T. Cte. 40		Factor Multiplicador :	40

PARAMETROS REGISTRADOS

Parámetros	Lectura		Diferencia	Consumo
	Anterior	Actual		
Energía en horas fuera de Punta	1268.4	1909.8	641.4	26425.7
Energía en horas Punta	388	587.7	199.7	8227.6
Max. Dem. en horas fuera de Punta	0.000	1.330	1.330	54.8
Max. Dem. en horas Punta	0.000	1.327	1.327	54.7
Energía Reactiva	1560	2445	885	36462.0
Días de Facturación				31
Calificación de Consumo				H. P.

De los datos técnicos se puede observar que si bien su punto de alimentación está en media tensión, el sistema de medición se encuentra en baja tensión, permitiéndole un ahorro considerable como costo de conexión, con la diferencia que su facturación estará sujeto a un recargo del 3% en todos los parámetros registrados.

El suministro posee como carga instalada solo un motor de 75 HP. el cual trabaja un promedio de 15 horas diarias, con 3 durante las horas punta, razón por la que su Max. Dem. en horas punta y fuera de punta es prácticamente la misma. Quedando descartado de elegir la tarifa MT-2, es decir queda las opciones tarifarias MT-3 y MT-4.

Por consumos de energía al efectuar la división resulta ser igual a 0.31. Cifra que indica descartar a la tarifa MT-4. Por tanto la opción tarifaria correcta por la que debe optar el usuario es la MT-3.

SIMULACIÓN DE FACTURACIÓN

Ejemplo 2

OPCIÓN TARIFARIA	MONTO DE FACTURACIÓN (S/.)		
	ENERGIA	POTENCIA	TOTAL
Monto Opción Tarifaria MT-2	3976.03	1535.45	6521.27
Monto Opción Tarifaria MT-3	3976.03	1372.09	6327.03
Monto Opción Tarifaria MT-4	4049.05	1372.09	6413.20
Monto Opción Tarifaria BT-2	4472.33	2444.95	8180.12
Monto Opción Tarifaria BT-3	4472.33	2389.21	8112.87
Monto Opción Tarifaria BT-4	4556.90	2389.21	8212.66

El tener su sistema de medición en baja tensión, origina que el monto de su facturación se incremente en S/. 186.8 soles mensual (3% más), es decir si se mide en médea tensión ascendería a S/. 6226.40 y no a S/. 6413.20. Sin embargo el ahorro por concepto de conexión fue de S/. 15 000.00 nuevos soles aproximadamente.

Por otro lado de optar por la tarifa MT-3, tendría un ahorro de S/. 86.17 mensual, pudiéndose incrementar este beneficio si varia su modo de trabajo. Pues si empieza a trabajar a las 3:00 horas de la mañana, su labor culminaría las 18:00 horas. Efectuado el alcance a la Gerencia Técnica, manifestaron que no se podía concretar debido que cada media hora toman lectura y por acuerdo con los trabajadores, el operador inicia sus labores a las 5:00 de la mañana.

EJEMPLO 3

SELECCIÓN DE OPCIÓN TARIFARIA

DATOS GENERALES

NOMBRE : CIA. MINERA COLQUISIRI.	FECHA : 97/02/01
DIRECCIÓN : La Calera CAP JECUAN	
ACTIVIDAD : Extracción del mineral Zinc	
TIEMPO DE TRABAJO :	
DIARIO : Las 24 horas (permanente)	
SEMANAL : De lunes a Domingo	
ANUAL : Solo descansa por mantenimiento en forma parcial	

DATOS TÉCNICOS :

POTEN. CONTRATADA : 550 kW.	OPC. TARIF. ACTUAL : MT - 4
TENSION DE ALIMENT. : 10 kV	SIST. DE MEDICIÓN : MT
Fact. T. Tens. 100 Fact. T. Cte. 6	Factor Multiplicador : 600

INGRESO DE DATOS

Parámetros	Lectura		Diferencia	Consumo
	Anterior	Actual		
Energía en horas fuera de Punta	2274	2610.8	336.8	202080.0
Energía en horas Punta	476	535.2	59.2	35520.0
Max. Dem. en horas fuera de Punta	0.000	0.878	0.878	526.8
Max. Dem. en horas Punta	0.000	0.844	0.844	506.4
Energía Reactiva	2482.2	2805	322.8	193680.0
Días de Facturación				31
Calificación de Consumo				H.F.P.

Siendo su trabajo las 24 horas del día queda por guiarse solo de los parámetros registrados.

Debido que el cociente entre la máxima demanda registrada en horas punta respecto a la de horas fuera de punta es aproximadamente 0.96 (mayor al límite establecido) queda descartado por elegir la tarifa MT-2. Y en vista que la energía consumida en horas punta representa solo el 17 % del consumo en horas fuera de punta, Resultará conveniente elegir la tarifa MT-3, frente a la tarifa MT-4.

SIMULACIÓN DE FACTURACIÓN

Ejemplo 3

OPCIÓN TARIFARIA	MONTO DE FACTURACION (S/.)		
	ENERGÍA	POTENCIA	TOTAL
Monto Opción Tarifaria MT-2	23760,91	14346,02	44983,91
Monto Opción Tarifaria MT-3	23760,91	7533,24	36943,35
Monto Opción Tarifaria MT-4	25976,88	7533,24	39558,19
Monto Opción Tarifaria BT-2	27741,12	23679,68	60694,27
Monto Opción Tarifaria BT-3	27741,12	14639,77	50025,70
Monto Opción Tarifaria BT-4	30396,24	14639,77	53158,74

Con la simulación de facturación comprobamos que la selección es la adecuada. Pues si bien no existe ahorro por cargo de potencia, por cargo de energía se tiene un beneficio de S/. 2215.97 nuevos soles mensual logrando que el monto de su facturación mensual decaiga en S/. 2614.84 nuevos soles aproximadamente. Beneficio que se obtienen sin modificar su carga de trabajo.

EJEMPLO 4

SELECCIÓN DE OPCIÓN TARIFARIA

DATOS GENERALES

NOMBRE :	PESQUERA ALEXANDRA	FECHA :	97/02/01
DIRECCIÓN :	Puerto Chancay		
ACTIVIDAD :	Fabrica de Harina de Pescado		
TIEMPO DE TRABAJO :			
DIARIO :	Las 24 horas (permanente)		
SEMANAL :	De lunes a Domingo		
ANUAL :	Solo descansa en época de Veda (2 a 3 meses por año)		

DATOS TÉCNICOS :

POTEN. CONTRATADA :	1000 kW.	OPC. TARIF. ACTUAL :	MT - 2
TENSION DE ALIMENT. :	10 kV	SIST. DE MEDICIÓN :	MT
Fact. T. Tens. 100	Fact. T. Cte. 20	Factor Multiplicador :	2000

INGRESO DE DATOS

Parámetros	Lectura		Diferencia	Consumo
	Anterior	Actual		
Energía en horas fuera de Punta	27.06	90.39	63.33	126660.0
Energía en horas Punta	0.17	0.34	0.17	340.0
Max. Dem. en horas fuera de Punta	0.000	0.401	0.401	802.0
Max. Dem. en horas Punta	0.000	0.010	0.010	20.0
Energía Reactiva	21.54	66.22	44.68	89360.0
Días de Facturación				31
Calificación de Consumo				H.F.P.

Si bien trabaja las 24 horas del día, pero solo durante las horas fuera de punta usa la energía de la red de EDELNOR. Datos que confirman los consumos registrados en horas punta. Por tanto fácilmente se deduce que la tarifa vigente para el diagrama de carga que presenta, es la tarifa MT-2.

SIMULACIÓN DE FACTURACIÓN

Ejemplo 4

OPCIÓN TARIFARIA	MONTO DE FACTURACION (S/.)		
	ENERGIA	POTENCIA	TOTAL
Monto Opción Tarifaria MT-2	10720,66	5597,48	19273,12
Monto Opción Tarifaria MT-3	10720,66	11468,60	26199,57
Monto Opción Tarifaria MT-4	13435,94	11468,60	29403,61
Monto Opción Tarifaria BT-2	12542,33	15301,38	32873,30
Monto Opción Tarifaria BT-3	12542,33	22287,58	41115,57
Monto Opción Tarifaria BT-4	15798,14	22287,58	44957,40

La simulación de su facturación lo confirma; pues existe beneficio en los cargos de energía y potencia que asciende en total a S/. 10 130.49 soles mensual y si hablamos de cifras anuales es de S/. 121 565.88 soles.

EJEMPLO 5

SELECCION DE OPCION TARIFARIA

DATOS GENERALES

NOMBRE : Unidad Pesca Perú	FECHA : 97/02/01
DIRECCIÓN : Puerto Chancay	
ACTIVIDAD : Fabrica de Harina de Pescado	
TIEMPO DE TRABAJO :	
DIARIO : Las 24 horas (permanente)	
SEMANAL : De lunes a Domingo	
ANUAL : Solo descansa en época de Veda (2 a 3 meses por año)	

DATOS TÉCNICOS :

POTEN. CONTRATADA : 800 kW.	OPC. TARIF. ACTUAL : MT - 4
TENSION DE ALIMENT. : 10 kV	SIST. DE MEDICIÓN : MT
Fact. T. Tens. 100	Fact. T. Cte. 10
Factor Multiplicador :	1000

INGRESO DE DATOS

Parámetros	Lectura		Diferencia	Consumo
	Anterior	Actual		
Energía en horas fuera de Punta	430.3	578.8	148.5	148500.0
Energía en horas Punta	97.4	128.5	31.1	31100.0
Max. Dem. en horas fuera de Punta	0.000	0.884	0.884	884.0
Max. Dem. en horas Punta	0.000	0.765	0.765	765.0
Energía Reactiva	500.4	652.7	152.3	152300.0
Días de Facturación				31
Calificación de Consumo				H.F.P.

La actividad a que se dedica este usuario es similar al ejemplo anterior. Con la diferencia que este usa la energía de la red de EDELNOR S. A. las 24 horas.

Por la máxima demanda registrada tanto en horas punta como horas fuera de punta, no es conveniente optar por la tarifa MT-2; si bien resulta calificado como fuera de punta, el cociente resulta mucho mayor al límite establecido (0.86).

Por otro lado por consumos de energía, el cociente resulta ser igual a 0.21, lo que indica que no conviene tampoco la tarifa MT-4. En consecuencia la tarifa correcta por la que debe optar el cliente es la MT-3.

Con la simulación de su facturación podemos obtener diversas conclusiones.

SIMULACIÓN DE FACTURACIÓN

Ejemplo 5

OPCIÓN TARIFARIA	MONTO DE FACTURACIÓN (\$/.)		
	ENERGIA	POTENCIA	TOTAL
Monto Opción Tarifaria MT-2	18496.66	22239.91	48086.88
Monto Opción Tarifaria MT-3	18496.66	12641.20	36758.93
Monto Opción Tarifaria MT-4	19822.71	12641.20	38323.67
Monto Opción Tarifaria BT-2	21574.98	37393.71	69600.78
Monto Opción Tarifaria BT-3	21574.98	24566.36	54463.03
Monto Opción Tarifaria BT-4	23163.27	24566.36	56337.22

EJEMPLO 6

SELECCION DE OPCION TARIFARIA

DATOS GENERALES

NOMBRE : ARTURO CHANG	FECHA : 97/02/01
DIRECCION : Carretera Panamericana Norte	
ACTIVIDAD : Crianza y procesamiento de comida para Porcinos	
TIEMPO DE TRABAJO :	
DIARIO : Procesamiento de comida durante 4 horas, cada vez que se agota	
SEMANAL : De lunes a Domingo	
ANUAL : Todo el año	

DATOS TÉCNICOS :

POTEN. CONTRATADA : 20 kW.	OPC. TARIF. ACTUAL : BT-4
TENSION DE ALIMENT. : 10 kV	SIST. DE MEDICIÓN : BT
Fact. T. Tens. : 1	Fact. T. Cte. : 20
	Factor Multiplicador : 20

PARAMETROS REGISTRADOS

Parámetros	Lectura		Diferencia	Consumo
	Anterior	Actual		
Energía en horas fuera de Punta	5762.5	6487.6	725.1	14502.0
Energía en horas Punta	1574.9	1780.7	205.8	4116.0
Max. Dem. en horas fuera de Punta	0.000	2.590	2.590	51.8
Max. Dem. en horas Punta	0.000	1.924	1.924	38.48
Energía Reactiva	1869.7	2119.3	249.6	4992.0
Días de Facturación				31
Calificación de Consumo				H. P.

Este cliente tiene su sistema de medición similar al del ejemplo N° 2, con la diferencia que este se encuentra en la tarifa BT-4, a pesar de tener el punto de alimentación en media tensión, demostrando ser un error de parte de la Concesionaria. Pues por el punto de alimentación le corresponde la opción MT.

Por otro lado se observa que su potencia contratada es de 20 kW, mientras que su máxima demanda registrada está bordeando los 52 kW. lo que corresponde a la Concesionaria obligar al cliente a que incremente su potencia contratada.

De las potencias registradas, el cociente entre la máxima demanda de horas punta respecto a las de fuera de punta resulta 0.74 permitiendo optar por la tarifa BT-2 debido que su calificación resulta "presente en punta". Y por los consumos de energía resulta conveniente optar por la tarifa BT-3, pero como la facturación es similar a la BT-2. En conclusión la tarifa correcta por la que debe optar el usuario es la BT-2.

SIMULACIÓN DE FACTURACIÓN

Ejemplo 6

OPCIÓN TARIFARIA	MONTO DE FACTURACIÓN (S/.)		
	ENERGÍA	POTENCI A	TOTAL
Monto Opción Tarifaria MT-2	1667,25	1165,91	3360,86
Monto Opción Tarifaria MT-3	1667,25	1297,07	3514,15
Monto Opción Tarifaria MT-4	1731,47	1297,07	3589,93
Monto Opción Tarifaria BT-2	2000,99	2015,80	4757,54
Monto Opción Tarifaria BT-3	2000,99	2326,34	5122,49
Monto Opción Tarifaria BT-4	2077,77	2326,34	5213,09

De optar la tarifa BT-2 le permitirá un ahorro de S/. 310.54 nuevos soles mensual por concepto de potencia y de S/. 76.78 nuevos soles por energía; haciendo que su facturación mensual descienda en S/. 455.55 nuevos soles aproximadamente.

Cabe señalar que por el punto de alimentación en media tensión, este usuario tiene opción de elegir la tarifa MT-2, logrando mayor beneficio al descender el monto de su facturación en S/. 1852.23 nuevos soles aproximadamente lo que representa un ahorro del 36 %.

CAPITULO IV

SISTEMAS DE MEDICION

4.1 INTRODUCCION

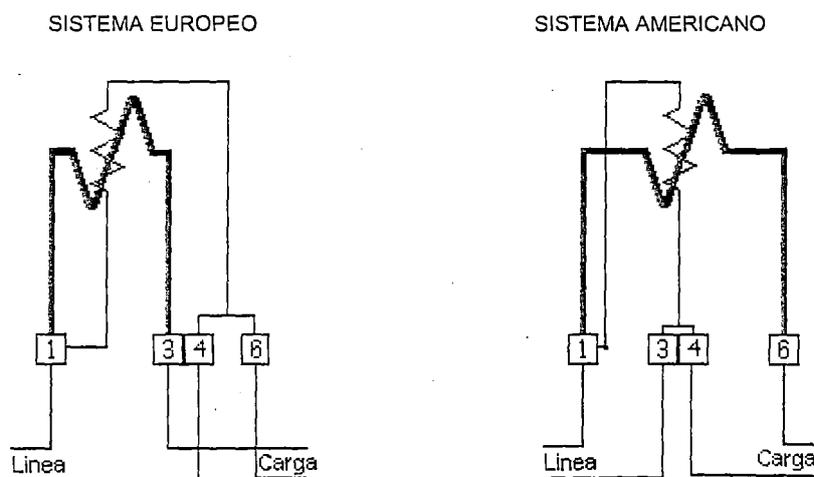
La medición de la energía eléctrica tiene varias finalidades pero la principal finalidad del uso del medidor de energía (contador), es la comercialización de la misma. Al principio del desarrollo de su utilización, la comercialización, o sea su venta, se efectúa de manera muy simple. Se facturaba por la unidad de energía vigente (Ah, Wh, Kwh). Sin embargo, con el desarrollo industrial y la consecuente búsqueda del abaratamiento de su producción y de su utilización, en vista de su consumo masivo, se hizo necesario la aplicación de tarifas complejas. Es obvio que la economía de la producción de la energía eléctrica depende del modo de utilización y esto, a su vez, depende de múltiples factores. Los factores de mayor importancia en la economía mencionada son los siguientes:

- a.- La carga máxima que puede soportar la planta generadora.
- b.- La distribución de la carga durante las 24 horas.
- c.- Las características y el rendimiento eléctrico de los receptores.

Estos factores originaron la creación de una gran variedad de medidores de energía, los cuales, mediante la aplicación de varios tipos de tarifas, permiten obligar al consumidor a ajustar sus instalaciones y sus receptores de la energía eléctrica así como los horarios de su funcionamiento, de tal manera que la compañía productora trabaje con el mayor rendimiento y, en consecuencia, pueda vender la energía eléctrica a precios más bajos y más asequible.

4.2 MEDICION DIRECTA

Un medidor de conexión directa, es utilizado para registros de pequeñas intensidades de corriente del orden de 5 a 15 A. (demanda menor a 3 kW.) lo que viene hacer los medidores monofásicos de uso doméstico en la que se trata de una conexión "Vatimétrica", osea la bobina de intensidad en serie con el consumo y la bobina de tensión en paralelo con la red; que al conjunto se le dá el nombre de sistema motor.



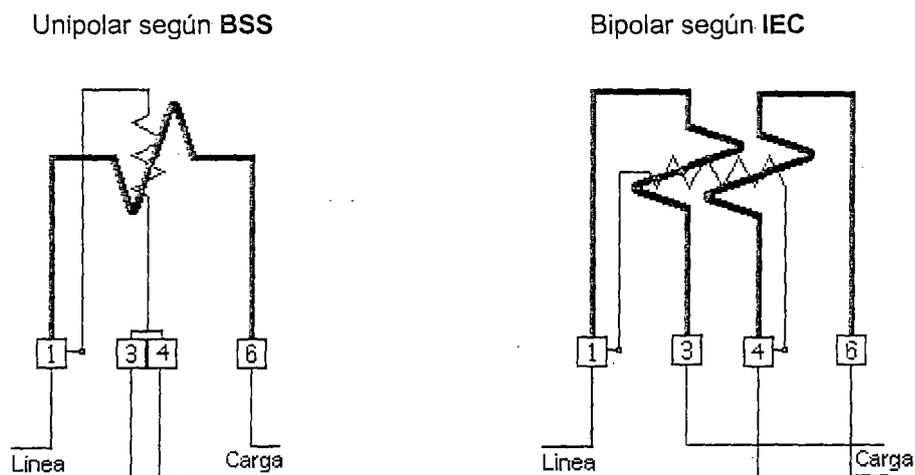
ESQUEMA N° 1.

La utilización de los medidores monofásicos poseen algunas variantes en su conexión interna. Pues existen dos tipos conexiones internas; mientras que algunos países se rigen todavía bajo las normas BSS llamado también sistema Americano, mientras otros hacen uso de las normas IEC y DIN llamado también sistema Europeo.

La diferencia radica en que según las normas IEC un conductor de entrada entra por el borne 1 y sale por el borne 3 y el segundo conductor entra por el 4 y sale por el 6; en cambio, según las normas BSS el primer conductor entra por 1 y sale por 6 y el segundo entra por 3 y sale por 4. De esto resulta que el puente une los bornes 4 y 6 en el sistema IEC y 3 y 4 en el sistema BSS. La bornera está protegida con una tapa precintada independientemente de la tapa del medidor, la cual puede ser sacada únicamente en los laboratorios de contraste y de legalización. El esquema N° 1 muestra los tipos de conexión.

4.2.1 DIFERENCIA ENTRE MEDIDORES DE 2 Y 3 HILOS

El esquema N° 2 representa la conexión de un contador de energía de 2 hilos (conexión unipolar), debido que posee solo una bobina de corriente el cual registrará todo el consumo. Mientras un medidor de 3 hilos (conexión Bipolar) posee la bobina de corriente fraccionada es decir la mitad de las espiras del electroimán de intensidad está intercalada en una fase y la otra mitad en la segunda fase de la red. La finalidad de este tipo de conexión interna del medidor es la protección de la Concesionaria de Distribución contra el fraude que podría efectuar un usuario deshonesto al conectar algunos receptores o cargas entre las fases que salen de la bornera 4 (no posee bobina), es decir de dos medidores del mismo tipo.



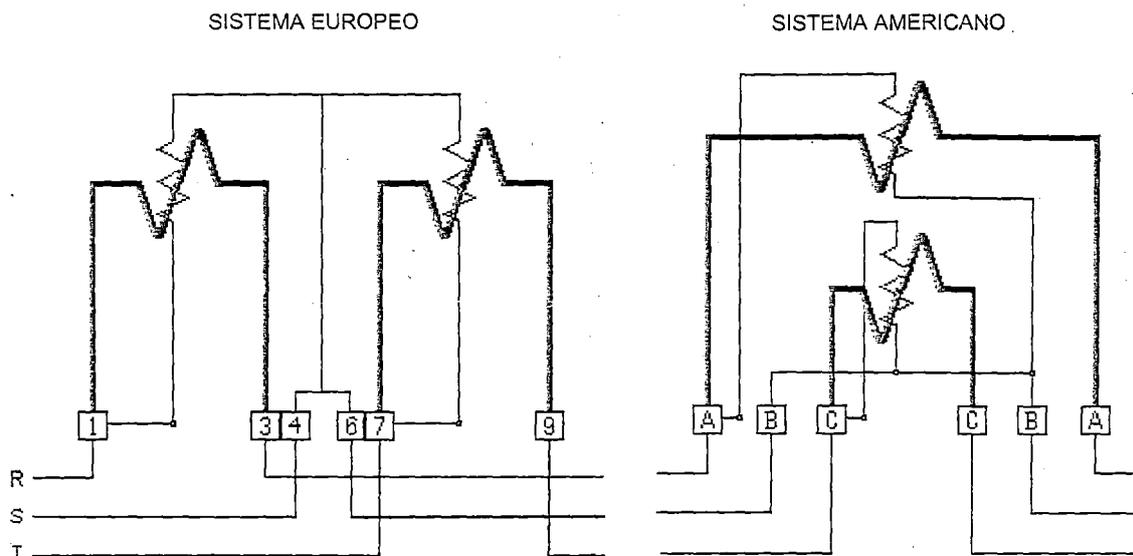
ESQUEMA N° 2

4.2.2 MEDIDORES TRIFASICOS

Cuando la demanda excede los 3 kW., se recomienda el uso de sistemas de medición trifásica.

Pues para la medición de energía en la red trifásica, se pueden emplear 2 ó 3 medidores monofásicos de igual manera que se utiliza 2 ó 3 vatímetros para la determinación de la potencia trifásica. Según la disposición de la red, se utiliza dos sistemas motor para redes de 3 hilos y de 3 elementos para redes de 4 hilos (3 fases y un neutro).

Al igual que el los contadores monofásicos, el conexionado interno varía según la norma que rige en el país donde se fabrica. El esquema N° 3 muestra el conexionado interior.



ESQUEMA N° 3

En el siguiente cuadro se detalla las principales marcas de medidores con que cuenta el parque de medidores la Empresa EDELNOR S.A. y bajo que norma está codificado el conexionado.

NORMA BSS (Americano)		NORMA IEC (Europeo)	
Monofásico	Trifásico	Monofásico	Trifásico
Shulumberger	Shulumberger	Ganz	Ganz
Gen_Electric	Gen_Electric	Landis	Landis
Fuji Electric	Fuji Electric	CDC	CDC
Toshiba	Toshiba	Osaki	Osaki
ABB	-	-	ABB
Galileo	-	-	Galileo
Westhinhouse	-	-	Westhinhouse
Ferranti	-	Sacet Roma	-
Sangamo	-	Siemens	Siemens

4.3 SISTEMA DE MEDICION SEMI-DIRECTA

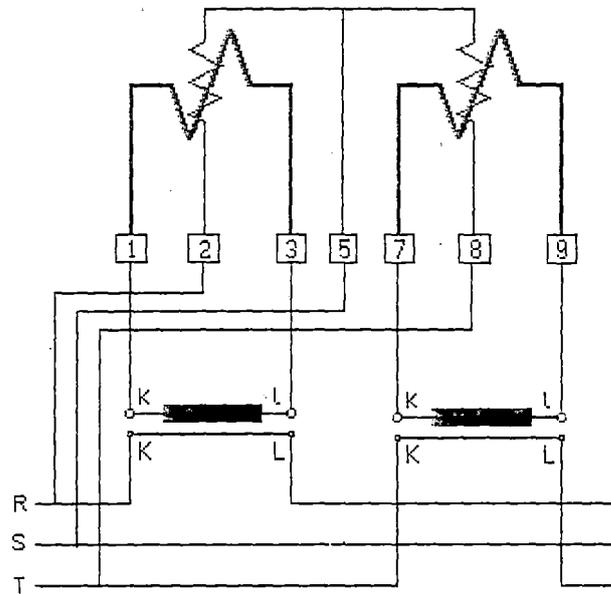
Se utiliza cuando la demanda o potencia contratada excede la capacidad límite de los sistemas de medición directa, por lo que se opta por utilizar transformadores de intensidad (llamado también reductores de corriente) de modo que el medidor tiene los arrollamientos para 5 A. de intensidad secundaria, y las bobinas de tensión corresponden a las tensiones sencillas entre fases de la red cuando se trata de un sistema de 3 hilos y entre fase y neutro cuando es de 4 hilos. En consecuencia, el medidor no tiene los puentes "vatimétricos" entre los principios de las bobinas de intensidad y los principios de las bobinas de tensión, de igual manera que en mediciones de potencia con el método semidirecto.

Este tipo de conexión se utiliza mayormente para aquellos suministros que se encuentran en las opciones tarifarias BT. (BT-4, BT-3 ó BT-2) y punto de alimentación en BT. En los suministros con punto de alimentación en MT. se instala en el lado de baja tensión del Transformador de Potencia con la diferencia que este no registrará las pérdidas del Transformador.

El conexionado tiene unas variantes, tal como se muestra en el esquema N° 4 desde un conexionado típico hasta el simplificado (esquema N° 5). Tanto para sistemas de 02 elementos así como de 03 elementos (esquemas 6 y 7).

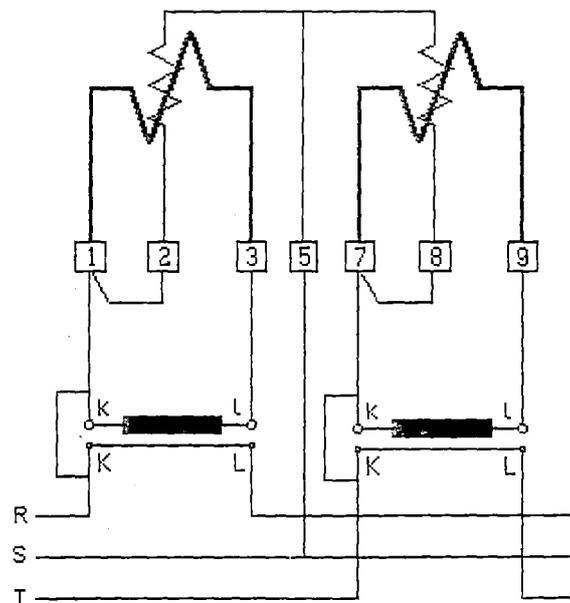
MEDIDOR DE 02 SISTEMAS MOTOR

CONEXION TIPICA



ESQUEMA N° 4

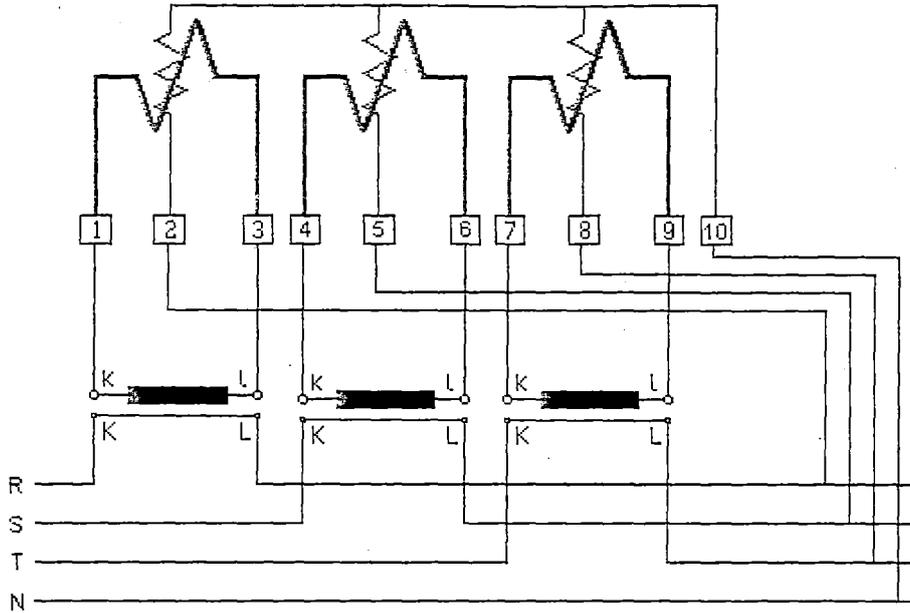
CONEXION SIMPLIFICADA



ESQUEMA N° 5

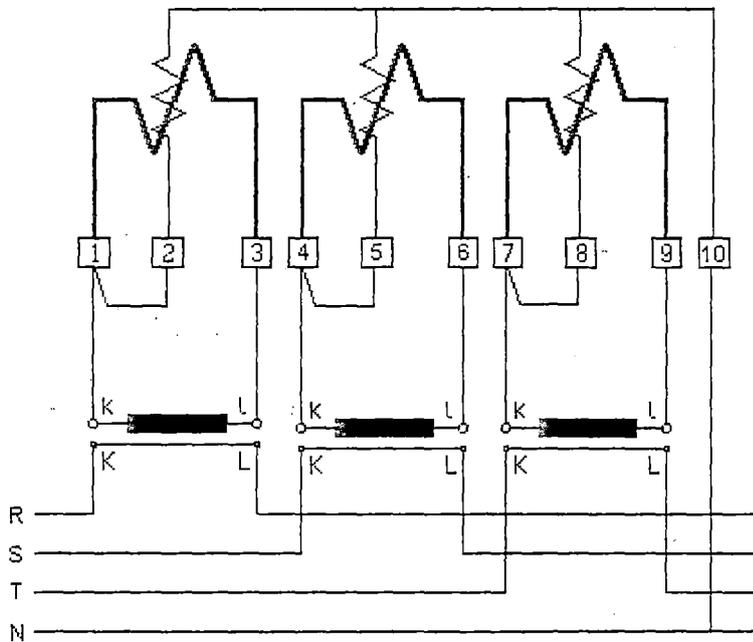
MEDIDOR DE 03 SISTEMAS MOTOR

CONEXION TIPICA



ESQUEMA N° 6

CONEXION SIMPLIFICADA



ESQUEMA N° 7

4.3 SISTEMA DE MEDICION INDIRECTA

El sistema de medición indirecta se utiliza para el suministro de grandes potencias en la que los transformadores de tensión y corriente sensan el mismo nivel de tensión del punto de alimentación (MT, AT y MAT)

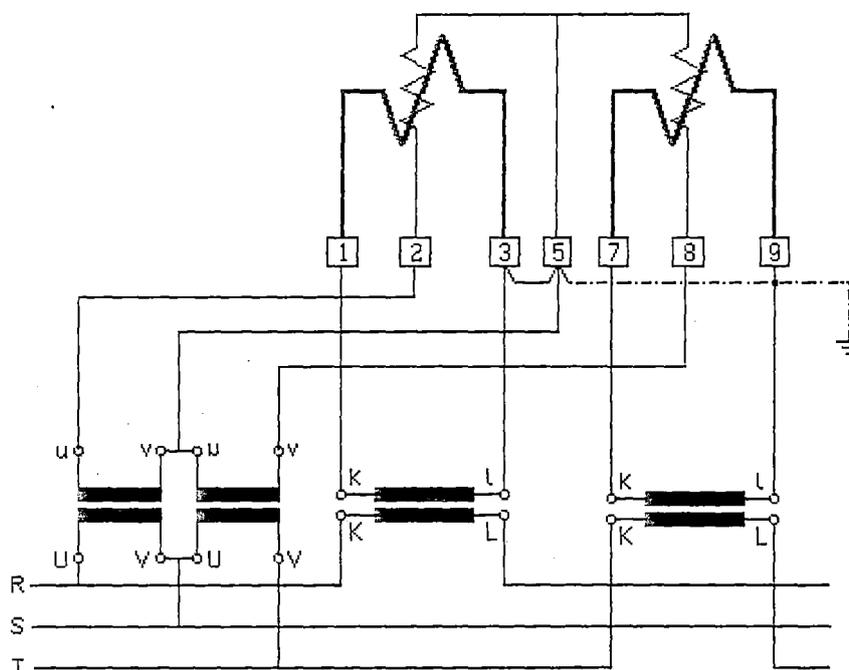
El transformador de tensión conocido más como transformador de medida reduce la tensión a niveles normalizados por el equipo de medición, tensión a la que se puede maniobrar con menos peligro. Mientras que el transformador de corriente aparte de reducir la intensidad de corriente, también reduce la tensión.

La conexión interna es igual que la del medidor de medición semi-directa con la diferencia que las bobinas de tensión son para 100 V, tensión secundaria normalizado de los transformadores de tensión. En consecuencia los medidores están construidos para 5 A. y 100 V. por fase y ambas relaciones de los transformadores se suele incluir en la constante del numerador. La verificación y el contraste se efectúan en los laboratorios con 5 A y 100 V.

Los esquemas N° 8 y 9 muestran las conexiones internas de un medidor de energía activa en las redes trifásicas de 3 líneas de alta tensión. Siendo el medidor de dos elementos de conexión indirecta en la que el circuito de intensidad constituye 2 transformadores de intensidad, mientras que el circuito de tensión lo conforman 2 de tensión, cuyas relaciones de transformación conforman el factor multiplicador del medidor.

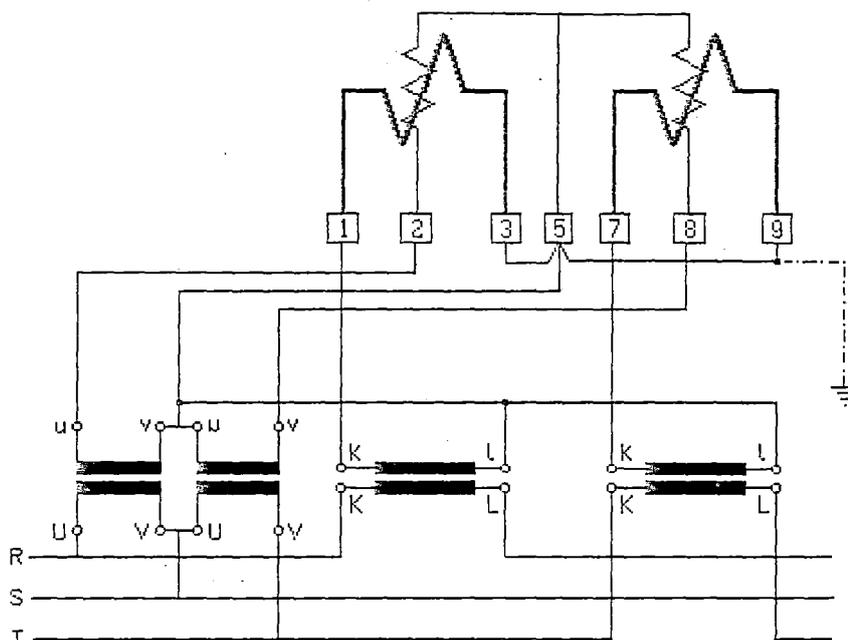
Siendo el adecuado para clientes que optan por la opción tarifaria MT. (MT-4, MT-3, MT-2 y Cliente Libres) en la que consuman demandas mayores a 200 kW aproximadamente.

CONEXION TIPICA



ESQUEMA N° 8

CONEXION SIMPLIFICADA



ESQUEMA N° 9

4.4 VENTAJAS DE LA MEDICION ELECTRONICA

Con la aparición de la medición electrónica desde hace más de siete años los sistemas de medición han logrado una tecnología de punta, además de desplazar a muchos de los medidores electromecánicos, especialmente a aquellos que registran dos energías y/o máxima demanda.

Las ventajas son varias las cuales se resume a continuación.

	MEDICION ELECTROMECHANICA	MEDICION ELECTRONICA
01	Se logra calibrar a un máximo grado de precisión de $\pm 0.5\%$ desde 10 % hasta su máxima corriente de precisión.	Está calibrado para una precisión de $\pm 0.2\%$ a corriente nominal, incrementándose el error hasta $\pm 3\%$ para corrientes menor a 10 mA.
02	La mínima corriente de arranque para obtener torque continuo es de 0.8 a 1 % de su corriente nominal. Osea de 40 a 50 mA.	Por estar compuesto de elementos netamente sólidos, no requiere corriente de arranque. Se incrementa el error para corrientes menor a 50 mA.
03	Registra hasta dos parámetros como máximo. Ampliándose hasta cuatro con el complemento de un máxímetro.	Registra todos los parámetros que se requiere medir. Normalmente registra cinco parámetros.
04	Para su ubicación requiere normalmente una caja del tipo "3B" cuyas dimensiones son 50 x 40 x 20 cm.	Solo requiere una caja del tipo "LT" cuyas dimensiones son 50 x 24 x 20 cm.
05	Tensión nominal de trabajo única 100, 120, 220 y 380 V.	Se adecua a un rango de nivel de tensión (multitensión). Ejm. ABB : 96 - 586 V. VECTRON : 120 - 277 V.

4.6 ERRORES DE CONEXIÓN EN EQUIPOS DE MEDICIÓN DE DOS SISTEMAS

4.6.1 CALCULO DE LA POTENCIA APARENTE

La figura 1 muestra un sistema de alimentación trifásico con neutro aislado (3 elementos) que alimenta una carga trifásica, conectada en estrella. Asimismo la figura 2 muestra fasorialmente las tensiones y corrientes de línea : V_{RS} , V_{ST} , V_{TR} e I_R , I_S , I_T ; así como las tensiones de fase V_r , V_s , V_t en las cargas de impedancias Z_1 , Z_2 y Z_3 , con factores de potencia $\cos\phi_1$, $\cos\phi_2$ y $\cos\phi_3$ respectivamente.

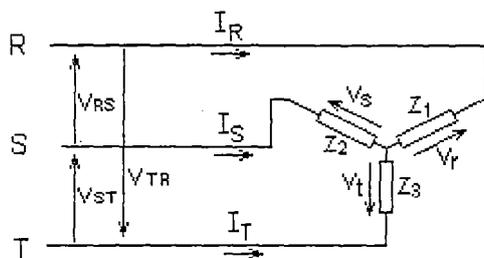


Figura 1

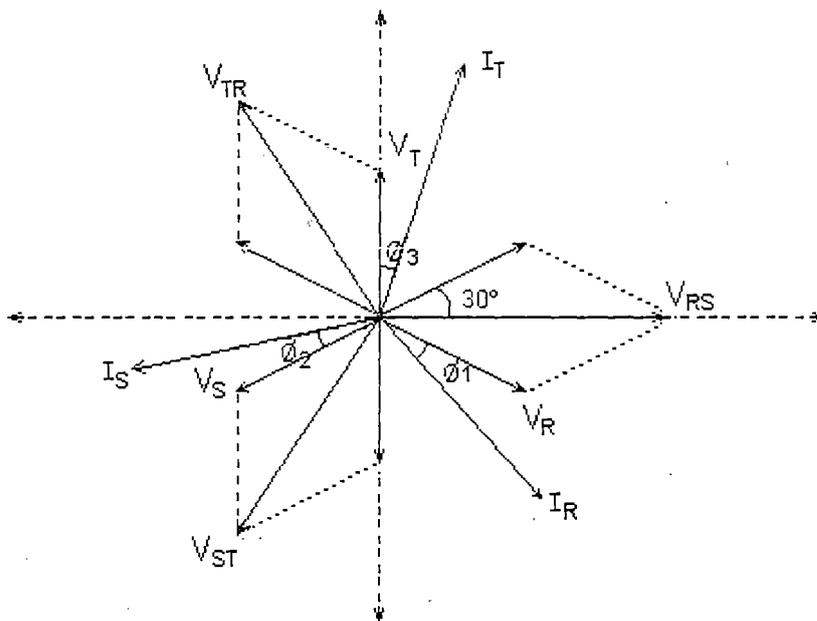


Figura 2

Se sabe que la Potencia Aparente para una carga como la mostrada en la Figura 3, viene dada fasorialmente por la expresión : $S = V \times I^*$

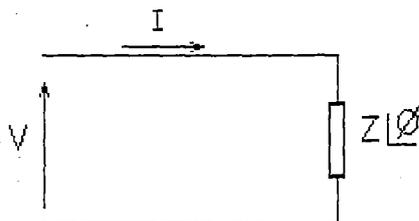


Figura 3

Por tanto para la carga mostrada en la Figura 1, la Potencia Aparente viene expresada por :

$$S = V_r I_R^* + V_s I_S^* + V_t I_T^* \dots\dots\dots (1)$$

Además por la segunda Ley de Kirchoff, tenemos las siguientes expresiones:

$$V_{RS} = V_r - V_s \dots\dots\dots (2)$$

$$V_{ST} = V_s - V_t \dots\dots\dots (3)$$

$$V_{TR} = V_t - V_r \dots\dots\dots (4)$$

Despejando se tiene:

$$\text{De (2) : } V_r = V_s + V_{RS} \dots\dots\dots (5)$$

$$\text{De (3) : } V_t = V_s - V_{ST} \dots\dots\dots (6)$$

Reemplazando (5) y (6) en (1):

$$S = (V_s + V_{RS}) I_R^* + V_s I_S^* + (V_s - V_{ST}) I_T^*$$

$$\text{Luego: } S = V_{RS} I_R^* - V_{ST} I_T^* + V_s (I_R^* + I_S^* + I_T^*) \dots\dots\dots (7)$$

Como este sistema es de tres hilos, entonces : $I_R^* + I_S^* + I_T^* = 0$

$$\text{Luego: } S = V_{RS} I_R^* - V_{ST} I_T^* \dots\dots\dots (8)$$

O su equivalente: (considerando que : $-V_{ST} = V_{TS}$)

$$\boxed{S = V_{RS} I_R^* + V_{TS} I_T^*} \dots\dots\dots (9)$$

Expresión que determina la Potencia Aparente en función de dos tensiones de fase y dos corrientes de línea .

4.6.1 REGISTRO DE POTENCIA ACTIVA

La Potencia Aparente como composición de la Potencia Activa y Reactiva viene dada por:

$$S_{(KVA)} = P_{(KW)} + j Q_{(KVAR)}$$

Luego la Potencia Activa involucrada en la expresion N° 9 será:

$$P = \text{Real} [V_{RS} I_R^* + V_{TS} I_T^*] \dots\dots\dots(10)$$

Reemplazando los vectores en función de su módulo y fase :

$$\begin{aligned} V_{RS} &= |V_{RS}| \angle \text{Fase}(V_{RS}) & I_R &= |I_R| \angle \text{Fase}(I_R) \\ V_{TS} &= |V_{TS}| \angle \text{Fase}(V_{TS}) & I_T &= |I_T| \angle \text{Fase}(I_T) \end{aligned}$$

se tendrá finalmente:

$$\boxed{P = |V_{RS}| |I_R| \cos[\text{Fase}(V_{RS}) - \text{Fase}(I_R)] + |V_{TS}| |I_T| \cos[\text{Fase}(V_{TS}) - \text{Fase}(I_T)]} \quad (11)$$

Expresión que al multiplicar por el tiempo representa la energía registrada por un equipo de medición de dos sistemas o elementos motores en la que sensa dos tensiones y corrientes de línea, con su desfase respectivo.

La figura 4, muestra la conexión interna de este equipo de medición en la que cada Sistema está compuesto por una bobina Voltimétrica y una Amperimétrica, el cual registrará los parámetros que se indican en el Cuadro N° 1.

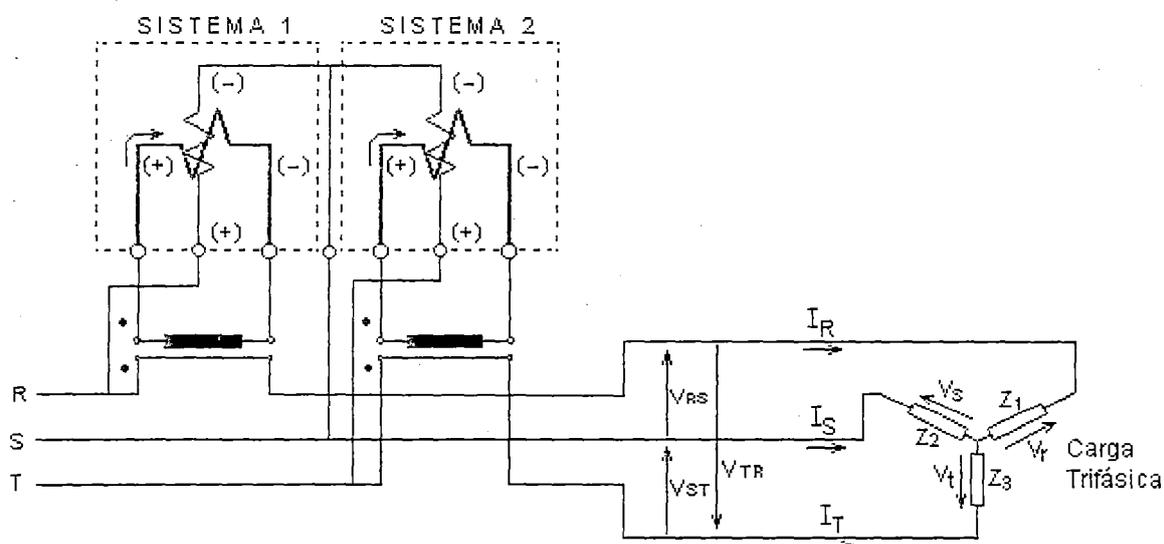


Figura 4

CUADRO N°1

POTENCIA ACTIVA (KW)	PARAMETROS REGISTRADOS	
	SISTEMA 1	SISTEMA 2
BOBINA VOLTIMETRICA	V_{RS}	V_{TS}
BOBINA AMPERIMETRICA	I_R	I_T

Se debe tener cuidado con polaridad instantánea (sentido simultáneo de los cuatro vectores). Dicha polaridad se observa claramente en la Figura 4, donde las **tensiones de línea sensadas por los dos sistemas son de las fases R y T con respecto a la fase S borne común**, asumiendo esta última como polaridad negativa siendo "cola" de los fasores; mientras que los bornes conectados a las otras fases (R y T) se ha asumido como polaridad positiva siendo "cabeza" de los mismos. Asimismo las **corrientes de línea sensadas por ambos sistemas son las que ingresan por el borne izquierdo en ambas bobinas amperimétricas**, denominando a este borne como polaridad positiva, mientras que al borne derecho como polaridad negativa.

Debido que la expresión N° 11 determina la Potencia Activa para una carga cualquiera. Determinaremos una expresión, considerando lo siguiente (ver figura 4) :

a. Una carga trifásica balanceada :

$$Z_1 = Z_2 = Z_3 = Z \angle \phi \text{ y}$$

b. Un sistema de alimentación balanceado :

$$|V_{RS}| = |V_{ST}| = |V_{TR}| = V_L = V_{LINEA} ,$$

$$|I_R| = |I_S| = |I_T| = I_L = I_{LINEA}$$

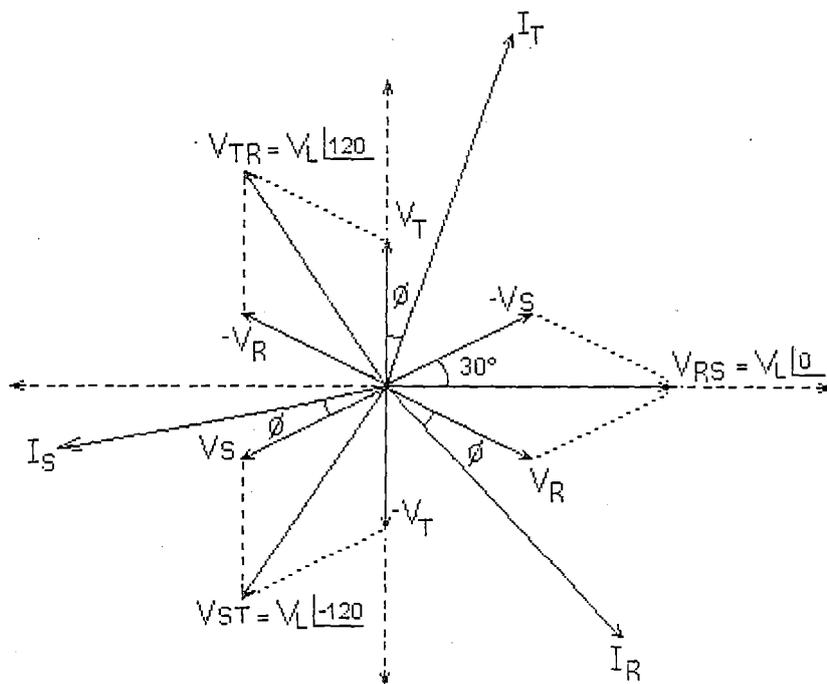


Figura 5

De la Figura 5 se deduce : $V_{RS} = V_L \angle 0^\circ$ $I_R = I_L \angle (-\phi - 30^\circ)$
 $V_{TS} = V_L \angle 60^\circ$ $I_T = I_L \angle (90^\circ - \phi)$

Reemplazando en la expresión N° 11 se obtiene :

$$P = V_L I_L \text{Cos}[0^\circ - (-\phi - 30^\circ)] + V_L I_L \text{Cos}[60^\circ - (90^\circ - \phi)]$$

En donde aplicando la propiedad de las transformaciones trigonométricas de suma a producto:

$P = \sqrt{3} V_L I_L \text{Cos}\phi$

 (12)

Expresión que determina la Potencia Activa registrada por un equipo de medición de dos sistemas, con las consideraciones "a" y "b" señaladas líneas arriba.

4.6.3 REGISTRO DE POTENCIA REACTIVA.

El sistema de medición de Potencia Reactiva (Ver Figura 6) posee la misma conexión interna que un equipo de medición de Potencia Activa en lo que se refiere al circuito amperimétrico, mientras que en el circuito voltimétrico se ha efectuado un corrimiento cíclico, lográndose desfazar 120° las tensiones de línea. Utilizando ésta combinación, la intensidad de corriente I_R , estará asociada con la tensión compuesta V_{ST} y la intensidad I_T con la tensión V_{RT} . Finalmente se conectan al principio de las bobinas de tensión las resistencias activas para obtener la rotación de 90°, las que vienen hacer las tensiones V'_{RS} y V'_{TS} .

El diagrama fasorial de la figura 7 muestra las corrientes de línea I_R, I_S, I_T y las tensiones de línea V'_{RS} y V'_{TS} (línea continua) que determina la Potencia Reactiva así como las tensiones V_{RS} y V_{TS} (línea discontinua) que determina la Potencia Activa, el cual están desfasados en 90°.

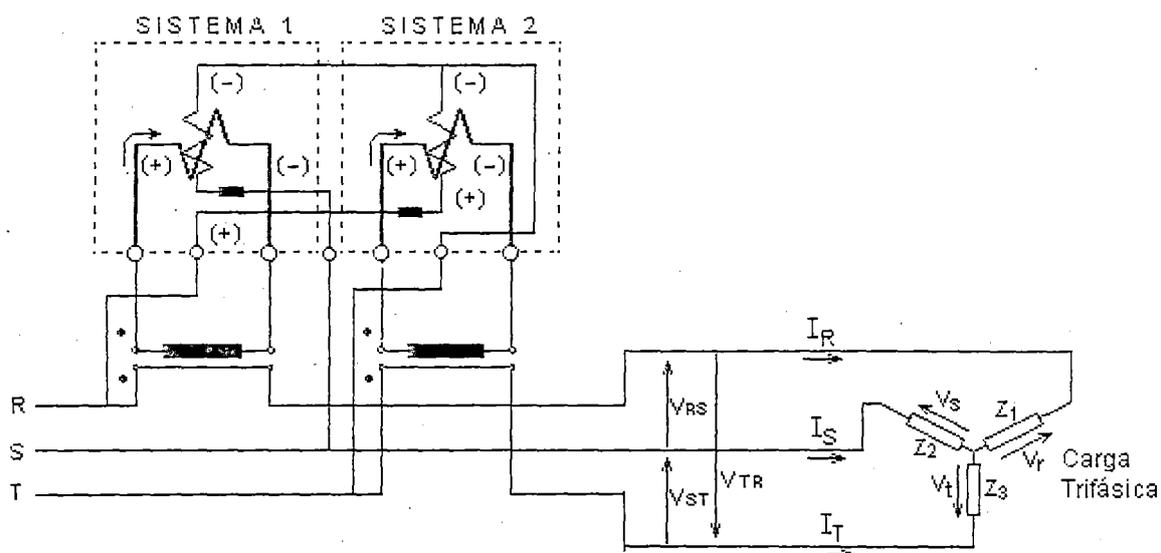


Figura 6

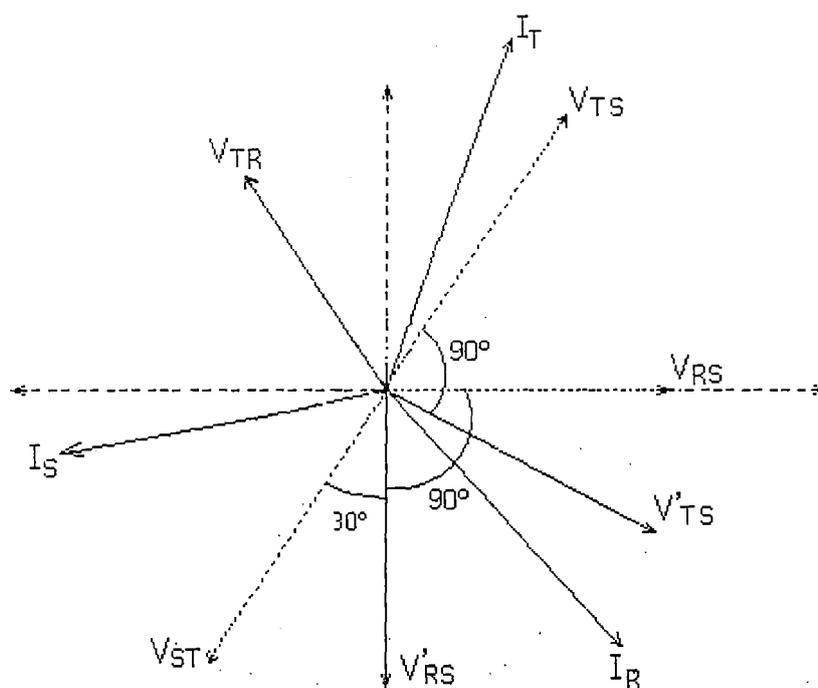


Figura 7

Entonces los parámetros a registrar será lo que se indica en el cuadro N° 2 :

CUADRO N°2

POTENCIA REACTIVA (KVARh)	PARAMETROS REGISTRADOS	
	SISTEMA 1	SISTEMA 2
BOBINA VOLTIMETRICA	V'_{RS}	V'_{TS}
BOBINA AMPERIMETRICA	I_R	I_T

C) **BOBINAS AMPERIMETRICAS EN CONTRAFASE**

1. FASE R ($-I_R$)
2. FASE T ($-I_T$)

D) **CORRIMIENTO DE FASES DE TENSION (SECUENCIA POSITIVA)**

1. Secuencia : T - R - S
2. Secuencia : S - T - R

E) **PERMUTACIÓN DE FASES DE TENSION (SECUENCIA NEGATIVA)**

1. FASE R CON FASE T (Secuencia T - S - R)
2. FASE S CON FASE T (Secuencia R - T - S)
3. FASE R CON FASE S (Secuencia S - R - T)

F) **PERMUTACIÓN DE FASES EN CIRCUITO AMPERIMETRICO**

- FASE R CON FASE T

POTENCIAS REGISTRADAS

Las expresiones N° 16 y N° 17 determinan las Potencias Activa y Reactiva registradas por un equipo de medición en función de los parámetros sensados por los dos sistemas motor :

$$P_{reg} = |V_{RS}| |I_R| \cos[\text{Fase}(V_{RS}) - \text{Fase}(I_R)] + |V_{TS}| |I_T| \cos[\text{Fase}(V_{TS}) - \text{Fase}(I_T)] \quad ..(16)$$

$$Q_{reg} = |V'_{RS}| |I_R| \cos[\text{Fase}(V'_{RS}) - \text{Fase}(I_R)] + |V'_{TS}| |I_T| \cos[\text{Fase}(V'_{TS}) - \text{Fase}(I_T)] \quad ..(17)$$

Tratándose de una carga balanceada conectado correctamente, las expresiones anteriores se reduce a :

$$P_{real} = \sqrt{3} V_L I_L \cos\phi \quad \dots\dots\dots(18)$$

$$Q_{real} = \sqrt{3} V_L I_L \text{Sen}\phi \quad \dots\dots\dots(19)$$

CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE POTENCIA REAL REGISTRADA (Kp % y Kq %)

Definiremos Kp% y Kq%, como sigue:

$$Kp \% = (P_{reg} / P_{real}) * 100\% \quad \dots\dots\dots(20)$$

$$Kq \% = (Q_{reg} / Q_{real}) * 100\% \quad \dots\dots\dots(21)$$

Donde :Kp% : Porcentaje de Potencia Activa registrada respecto a la Real

Kq% : Porcentaje de Potencia Reactiva registrada respecto a la Real

DIAGRAMA FASORIAL DE PARAMETROS REGISTRADOS

En las figuras 8 y 9 se muestran los diagramas fasoriales de los parámetros registrados por un equipo de medición de Potencia Activa y Reactiva respectivamente. Los vectores de línea continua son los que están presentes cuando se efectúa una conexión correcta, y los de línea discontinua, producto de los diversos errores que puedan ocasionarse.

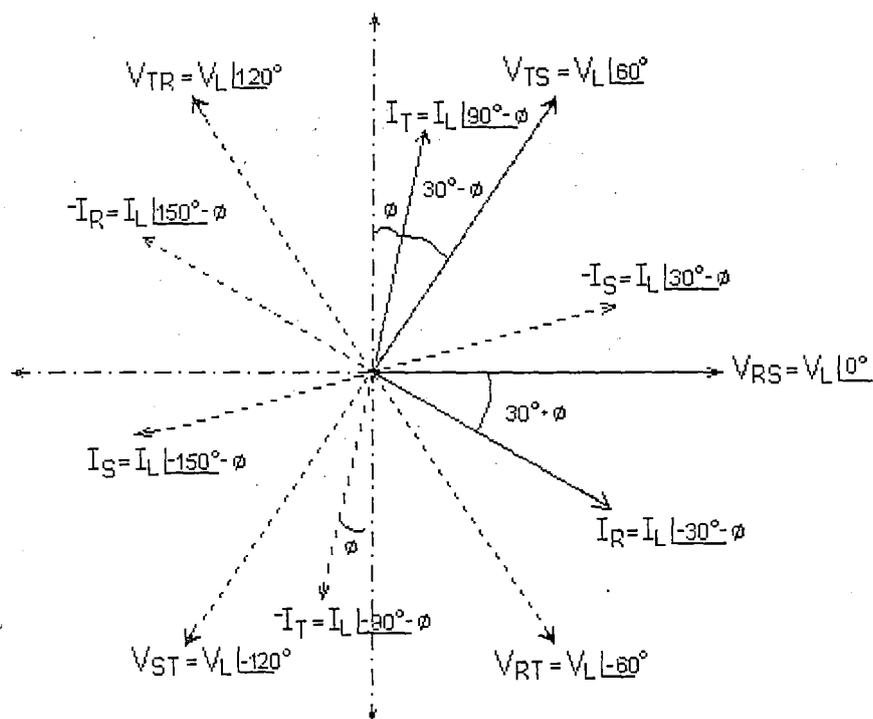


Figura 8

DIAGRAMA FASORIAL DE PARAMETROS A REGISTRAR
POR UN CONTADOR DE ENERGIA ACTIVA

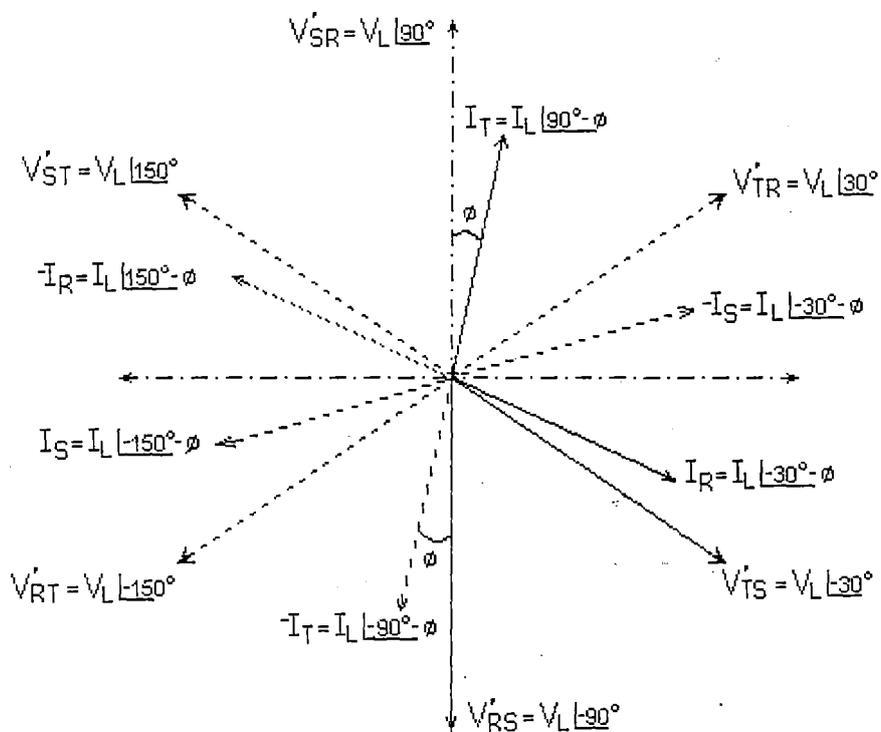


Figura 9

DIAGRAMA FASORIAL DE PARAMETROS A REGISTRAR
POR UN CONTADOR DE ENERGIA REACTIVA

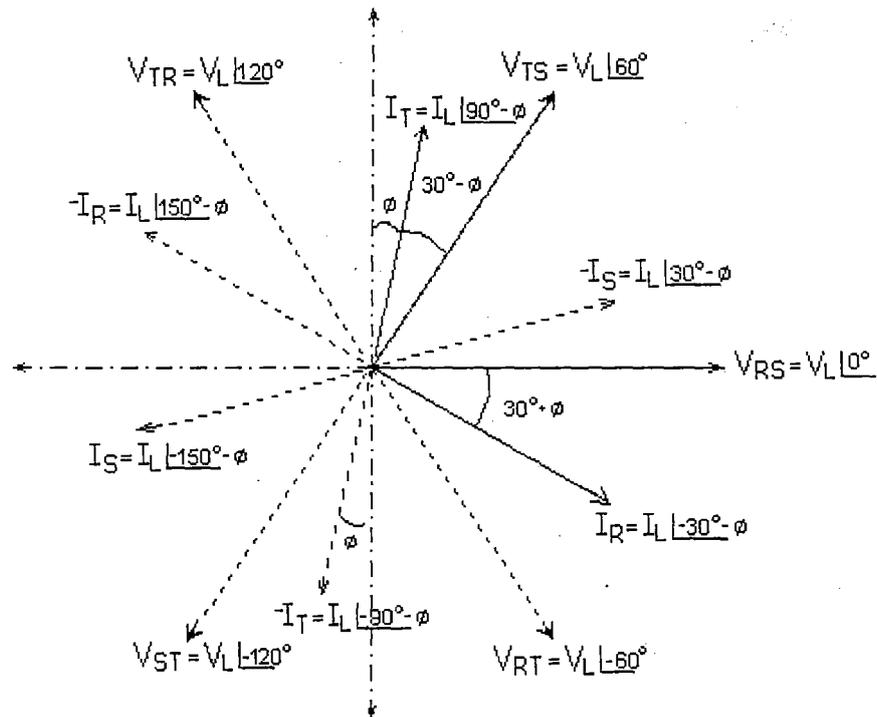


Figura 8

DIAGRAMA FASORIAL DE PARAMETROS A REGISTRAR
POR UN CONTADOR DE ENERGIA ACTIVA

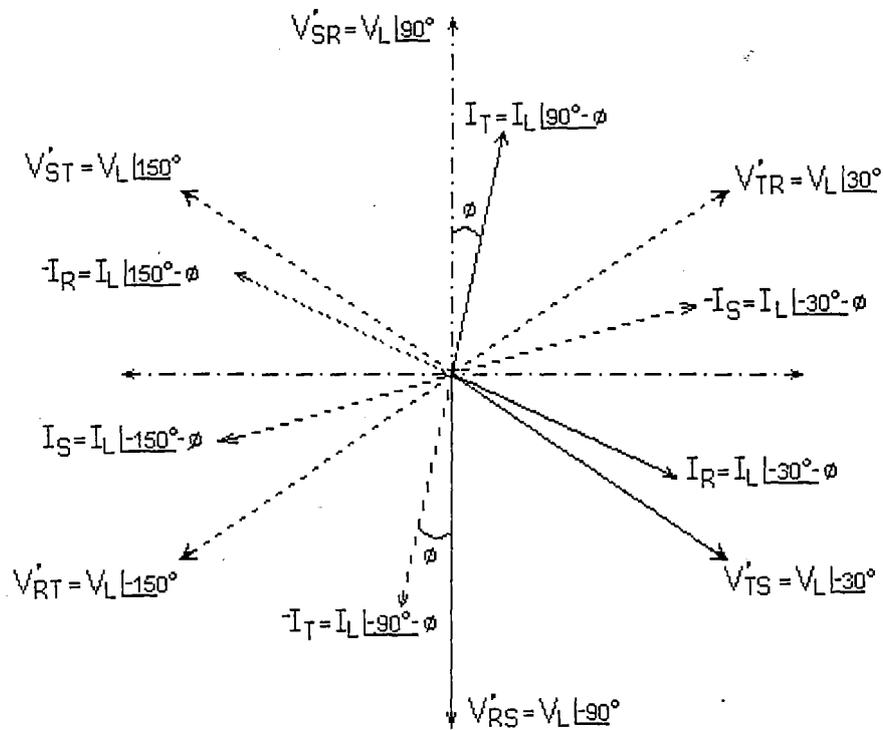


Figura 9

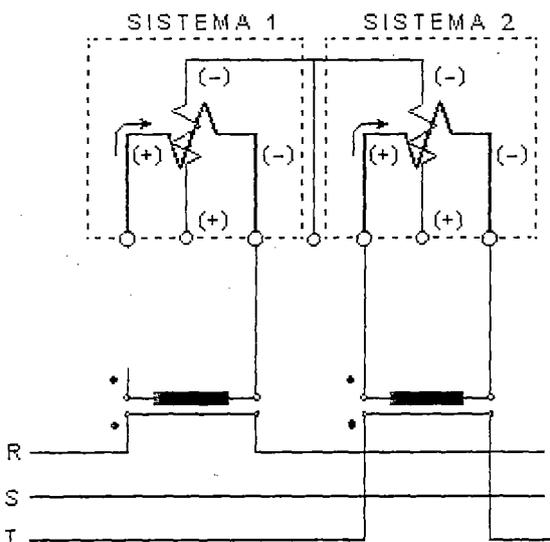
DIAGRAMA FASORIAL DE PARAMETROS A REGISTRAR
POR UN CONTADOR DE ENERGIA REACTIVA

DETERMINACIÓN DEL ERROR DE MEDIDA

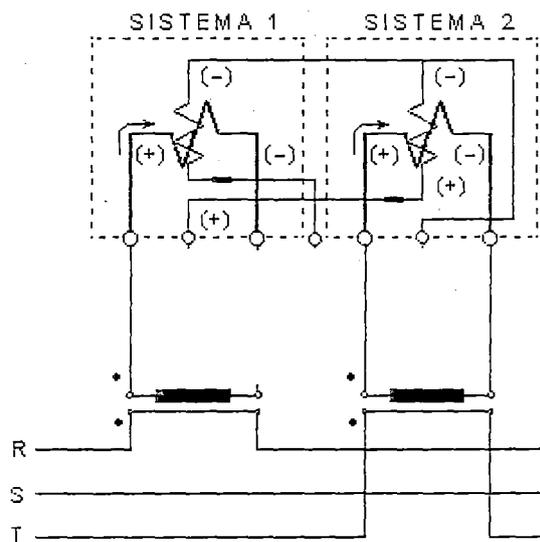
Se procederá a demostrar el porcentaje de energía y/o potencia que registra un equipo de medida respecto a la real, producto de los errores típicos mencionados. La misma que servirá para determinar cualquier tipo de error.

A. CIRCUITO AMPERIMETRICO FASE "R" INTERRUMPIDO ($I_R = 0$)

Consiste en la interrupción al borne de entrada o de salida del circuito amperimétrico de la fase R, cuando se trata de un equipo de medición directa y en el lado secundario de los transformadores de corriente cuando se trata de un equipo de medición semi-directa. Provocando que en la bobina amperimétrica del sistema N° 1 no exista paso de corriente (ver figuras 10 y 11).



**Figura 10
MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA**



**Figura 11
MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA**

Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva registradas : P_{reg} y Q_{reg}

Reemplazando la condición: $I_R = 0$ en las expresiones 16 y 17 :

$$P_{reg} = |V_{TS}| |I_T| \text{Cos} [\text{Fase} (V_{TS}) - \text{Fase} (I_T)]$$

$$Q_{reg} = |V'_{TS}| |I_T| \text{Cos} [\text{Fase} (V'_{TS}) - \text{Fase} (I_T)]$$

Reemplazando en estas expresiones, el módulo y desfasaje de los parámetros registrados (ver figuras 8 y 9) :

$$\begin{aligned} V_{TS} &= V_L \angle 60^\circ \\ V'_{TS} &= V_L \angle -30^\circ \\ I_T &= I_L \angle (90^\circ - \phi) \end{aligned}$$

Se obtiene :

$$P_{reg} = V_L I_L \text{Cos} [60^\circ - (90^\circ - \phi)] \dots\dots\dots (22)$$

$$Q_{reg} = V_L I_L \text{Cos} [-30^\circ - (90^\circ - \phi)] \dots\dots\dots (23)$$

Y simplificando se tiene :

$$P_{reg} = V_L I_L \text{Cos}(\phi - 30^\circ) \dots\dots\dots (24)$$

$$Q_{reg} = V_L I_L \text{Cos}(\phi - 120^\circ) \dots\dots\dots (25)$$

En las expresiones se observa la dependencia directa del factor de potencia de la carga, de los registros: P_{reg} y Q_{reg} .

CALCULO DE $K_p\%$ y $K_q\%$

Reemplazando las expresiones (24), (25), (18) y (19) en las expresiones (20) y (21), se tiene :

$$K_p = [V_L I_L \text{Cos} (\phi-30^\circ) / \sqrt{3} V_L I_L \text{Cos}\phi] * 100 \%$$

$$K_q = [V_L I_L \text{Cos} (\phi-120^\circ) / \sqrt{3} V_L I_L \text{Sen}\phi] * 100\%$$

Y simplificando :

$$K_p = [(\sqrt{3} + \text{tag}\phi) / 2\sqrt{3}] * 100 \% \dots\dots\dots (26)$$

$$K_q = [(\sqrt{3} - \text{Ctg}\phi) / 2\sqrt{3}] * 100 \% \dots\dots\dots (27)$$

Ejemplo : para una carga trifásica balanceada con factor de potencia promedio de 0.86 inductivo, de las expresiones (26) y (27) se tendrá $K_p = 67.13 \%$ y $K_q = 1.35 \%$. Lo que indica, que estando el circuito amperimétrico de la fase "R" interrumpido, el contador de Energía Activa registrará el 67.13 % del consumo real, mientras que el de Reactiva sólo registrará el 1.35 %.

Para determinar los K_p y K_q en forma práctica, para un factor de potencia cualquiera, remitirse al ANEXO cuadro N° 1

B. CIRCUITO VOLTIMETRICO FASE "T" INTERRUMPIDO ($V_T = 0$)

Consiste en la interrupción y/o falso contacto en el primario y/o secundario del transformador de tensión de fase T, ó en la bornera del circuito voltimétrico de la fase T en el medidor, provocando que en dicha bobina voltimétrica no pase corriente (ver figuras 12 y 13).

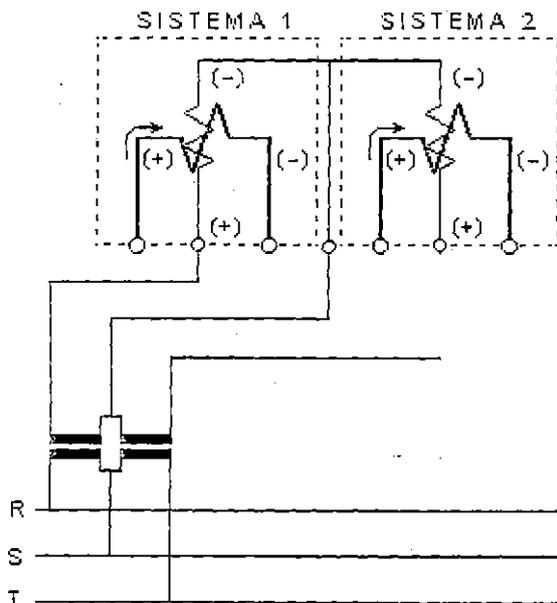


Figura 12
MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA

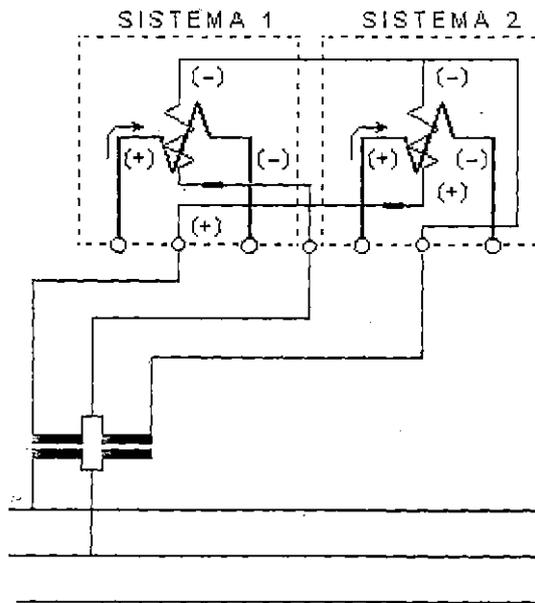


Figura 13
MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA

Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva registradas : P_{reg} y Q_{reg}

Al reemplazar las condiciones: $V_{TS} = 0$ y $V'_{TS} = 0$ en las expresiones 16 y 17, se tendrá:

$$P_{reg} = |V_{RS}| |I_R| \cos[\text{Fase}(V_{RS}) - \text{Fase}(I_R)] \dots\dots\dots(28)$$

$$Q_{reg} = |V'_{RS}| |I_R| \cos[\text{Fase}(V'_{RS}) - \text{Fase}(I_R)] \dots\dots\dots(29)$$

Reemplazando en estas expresiones, el módulo y desfase de los parámetros registrados (ver diagramas fasoriales de las figuras 8 y 9):

$$\begin{aligned} V_{AS} &= V_L \angle 0^\circ \\ V'_{RS} &= V_L \angle -90^\circ \\ I_R &= I_L \angle (-30^\circ - \phi) \end{aligned}$$

Por tanto, la Potencias Activa y Reactiva registradas por un contador de energía será:

$$P_{reg} = V_L I_L \cos(\phi + 30^\circ) \dots\dots\dots (30)$$

$$Q_{reg} = V_L I_L \cos(\phi - 60^\circ) \dots\dots\dots (31)$$

CALCULO DE $K_p\%$ y $K_q\%$

Reemplazando las expresiones (30), (31), (18) y (19) en las expresiones (20) y (21), se tendrá:

$$K_p = [V_L I_L \cos(\phi + 30^\circ) / \sqrt{3} V_L I_L \cos\phi] * 100 \%$$

$$K_q = [V_L I_L \cos(\phi - 60^\circ) / \sqrt{3} V_L I_L \text{Sen}\phi] * 100\%$$

Simplificando:

$$K_p = [(\sqrt{3} - \text{tag}\phi) / 2\sqrt{3}] * 100 \% \dots\dots\dots (32)$$

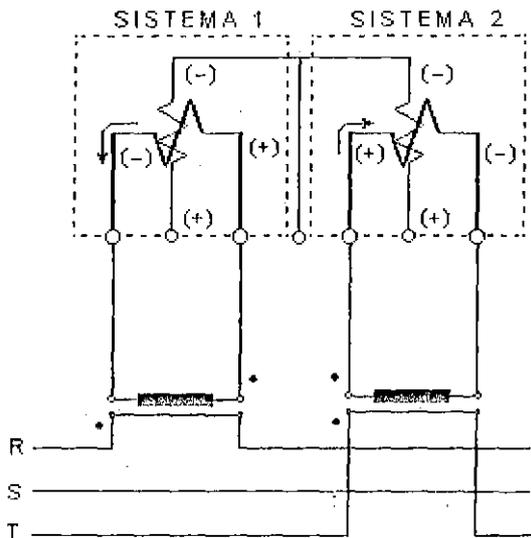
$$K_q = [(\sqrt{3} + \text{Ctg}\phi) / 2\sqrt{3}] * 100 \% \dots\dots\dots (33)$$

Ejemplo para una carga trifásica balanceada con factor de potencia promedio de 0.86 inductivo, de las expresiones (32) y (33) se tendrá: $K_p = 32.87\%$ y $K_q = 98.65\%$. Osea, estando el circuito voltimétrico del sistema N° 2 interrumpido, el contador de energía registrará sólo un 32.87% del registro real, mientras que el de energía Reactiva el 98,65%, en otras palabras un error de este tipo no afecta al medidor de energía reactiva.

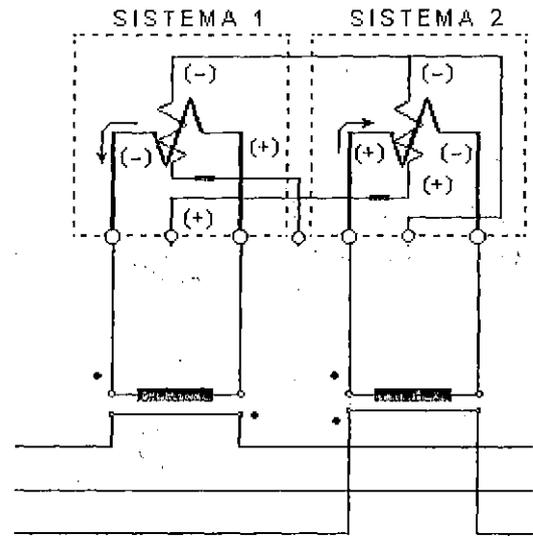
Para determinar los K_p y K_q en forma práctica, para un factor de potencia cualquiera, remitirse al ANEXO cuadro N° 2

C. BOBINA AMPERIMETRICA FASE "R" EN CONTRAFASE ($-I_R$)

Error que consiste en la permutación de corrientes de entrada y salida en el circuito amperimétrico de la fase R en el medidor, cuando se trata de una medición directa. Cuando se tiene un sistema de medición semi-directa o indirecta se debe tener más cuidado con la polaridad. Pues si la corriente ingresa por el lado "del punto" en el primario, en el secundario también saldrá por el lado "del punto" ó viceversa; de lo contrario provocará que la bobina amperimétrica del sistema 1 sense la corriente I_R pero desfasada en 180° ($-I_R$). (ver figuras 14 y 15).



**Figura 14
MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA**



**Figura 15
MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA**

Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva registradas : P_{reg} y Q_{reg}

Al remitirse a las figuras 14 y 15 se observa que la corriente (fasorialmente) que registra la bobina amperimétrica del sistema N° 1 es $-I_R$ (180° en atrazo ó en adelanto de I_R). Reemplazando esta condición en las expresiones N° 16 y N° 17 se tendrá :

$$P_{reg} = \frac{|V_{RS}|}{|V_{TS}|} \left| -I_R \right| \cos[\text{Fase}(V_{RS}) - \text{Fase}(-I_R)] + \frac{|V_{TS}|}{|I_T|} \cos[\text{Fase}(V_{TS}) - \text{Fase}(I_T)] \dots\dots\dots (34)$$

$$Q_{reg} = \frac{|V'_{RS}|}{|V'_{TS}|} \left| -I_R \right| \cos[\text{Fase}(V'_{RS}) - \text{Fase}(-I_R)] + \frac{|V'_{TS}|}{|I_T|} \cos[\text{Fase}(V'_{TS}) - \text{Fase}(I_T)] \dots\dots\dots (35)$$

Reemplazando en estas expresiones, el módulo y desfase de los parámetros registrados (ver diagramas fasorial de las figuras 8 y 9) :

$$\begin{aligned} V_{AS} &= V_L \angle 0^\circ & -I_R &= I_L \angle (150^\circ - \phi) \\ V_{TS} &= V_L \angle 60^\circ & I_T &= I_L \angle (90^\circ - \phi) \\ V'_{RS} &= V_L \angle -90^\circ \\ V'_{TS} &= V_L \angle -30^\circ \end{aligned}$$

Por tanto, la Potencias Activa y Reactiva registradas por un contador de energía será :

$$P_{reg} = V_L I_L \text{ Sen } \phi \dots\dots\dots (36)$$

$$Q_{reg} = -V_L I_L \text{ Cos } \phi \dots\dots\dots (37)$$

CALCULO DE $Kp\%$ y $Kq\%$

Reemplazando las expresiones (36), (37), (18) y (19) en las expresiones (20) y (21), se tendrá :

$$Kp = [V_L I_L \text{ Sen } \phi / \sqrt{3} V_L I_L \text{ Cos } \phi] * 100 \%$$

$$Kq = [-V_L I_L \text{ Cos } \phi / \sqrt{3} V_L I_L \text{ Sen } \phi] * 100\%$$

Simplificando se tiene:

$$K_p = [\tan \phi / \sqrt{3}] * 100 \% \dots\dots\dots (38)$$

$$K_q = [- \text{Ctg } \phi / \sqrt{3}] * 100 \% \dots\dots\dots (39)$$

Ejemplo : Para una carga trifásica balanceada con factor de potencia promedio: $\cos \phi = 0.86$ inductivo, de las expresiones (38) y (39) se tendrá : $K_p = 34.25\%$ y $K_q = - 97.30\%$ (giro inverso del disco). Osea un contador de energía Activa en estas condiciones registrará sólo el 34.25% del registro real, mientras que en el de energía Reactiva, ocurrirá que el disco girará en sentido contrario debido al valor negativo de K_q , descontándose el consumo en un 97.30%.

Para determinar los K_p y K_q en forma práctica, para un factor de potencia cualquiera, remitirse al ANEXO cuadro N° 3

D. CORRIMIENTO DE FASES DE TENSIÓN (SECUENCIA POSITIVA T-R-S)

Error que consiste en conmutar cíclicamente las fases de tensión. Osea los bornes de tensión que debieran estar conectados a las fases R, S y T; se encuentran conectadas a las fases T, R y S (secuencia positiva). Esta conexión errada en un medidor de energía activa va ser similar a la conexión interna que posee un medidor de energía reactiva, con la diferencia que no poseen las resistencias activas que logran el desfase de 90° .

Se puede apreciar al comparar el esquema de conexión de la figura 16 con la conexión interna de la figura 17. Esta conmutación cíclica puede cometerse ya sea en lado primario como secundario, tratandose de sistemas de medición Indirecta (ver figuras 16 y 17)

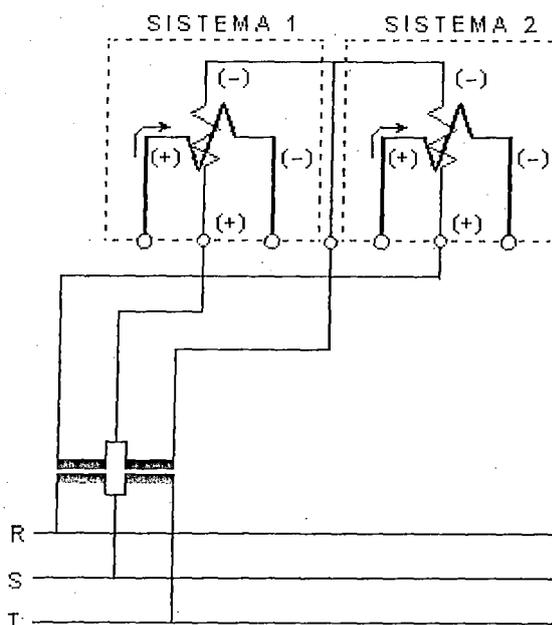


Figura 16
MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA

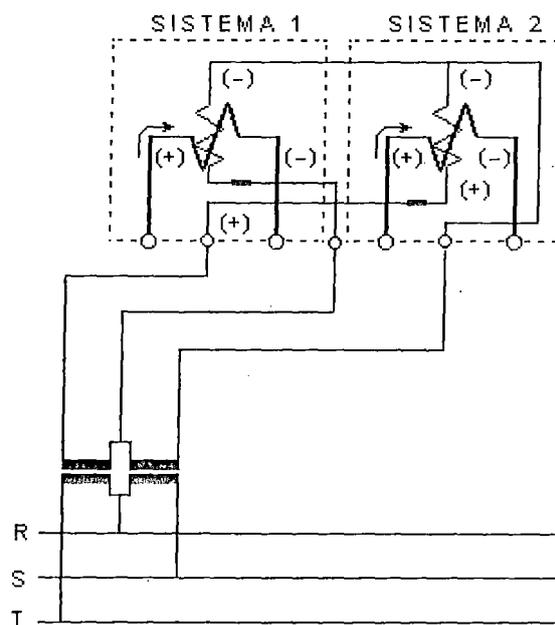


Figura 17
MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA

Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva registradas : P_{reg} y Q_{reg}

Para éstas condiciones las tensiones sensada por los sistemas 1 y 2 de un contador de energía Activa será: V_{TR} y V_{SR} respectivamente. De igual modo un contador de energía reactiva sensará V'_{TR} y V'_{SR} . Reemplazando en las expresiones N° 16 y N° 17 se tendrá :

$$P_{reg} = \frac{|V_{TR}|}{|V_{SR}|} \frac{|I_R|}{|I_T|} \cos[\text{Fase}(V_{TR}) - \text{Fase}(I_R)] + \cos[\text{Fase}(V_{SR}) - \text{Fase}(I_T)] \dots\dots\dots (40)$$

$$Q_{reg} = \frac{|V'_{TR}|}{|V'_{SR}|} \frac{|I_R|}{|I_T|} \cos[\text{Fase}(V'_{TR}) - \text{Fase}(I_R)] + \cos[\text{Fase}(V'_{SR}) - \text{Fase}(I_T)] \dots\dots\dots (41)$$

Reemplazando en estas expresiones, el módulo y desfase de los parámetros registrados (ver diagramas fasoriales de las figuras 8 y 9) :

$$\begin{aligned} V_{TR} &= V_L \angle 120^\circ & I_R &= I_L \angle (-30^\circ - \phi) \\ V_{SR} &= V_L \angle 180^\circ & I_T &= I_L \angle (90^\circ - \phi) \\ V'_{TR} &= V_L \angle 30^\circ \\ V'_{SR} &= V_L \angle 90^\circ \end{aligned}$$

Por tanto, la Potencias Activa y Reactiva registradas por un contador de energía será :

$$P_{reg} = \sqrt{3} V_L I_L \cos(120^\circ + \phi) \dots\dots\dots (42)$$

$$P_{reg} = \sqrt{3} V_L I_L \cos(30^\circ + \phi) \dots\dots\dots (43)$$

CALCULO DE Kp% y Kq%

Reemplazando las expresiones (42), (43), (18) y (19) en las expresiones (20) y (21), se tendrá:

$$Kp = [\sqrt{3} V_L I_L \cos(120^\circ + \phi) / \sqrt{3} V_L I_L \cos \phi] * 100 \%$$

$$Kq = [\sqrt{3} V_L I_L \cos(30^\circ + \phi) / \sqrt{3} V_L I_L \sin \phi] * 100\%$$

Simplificando se tiene :

$$Kp = [-(\sqrt{3} \tan \phi + 1) / 2] * 100 \% \dots\dots\dots (44)$$

$$Kq = [(\sqrt{3} \text{Ctg } \phi - 1) / 2] * 100 \% \dots\dots\dots (45)$$

Ejemplo : Para una carga trifásica balanceada con factor de potencia promedio: $\cos \phi = 0.86$ inductivo de las expresiones (44) y (45) se tendrá: $Kp = -101.01\%$ (giro inverso del disco) y $Kq = 95.95\%$. Osea un contador de energía Activa para estas condiciones tendrá un giro en sentido inverso haciendo que se descuente en más del 100%. Mientras que el medidor de energía Reactiva registrará un 95.95% del consumo real.

Para determinar los Kp y Kq en forma práctica, para un factor de potencia cualquiera, remitirse al ANEXO cuadro N° 4.

E. PERMUTACIÓN FASES DE TENSIÓN "S" Y "T" (SECUENCIA NEGATIVA)

Error que consiste en la permutación de las fases de tensión S y T. Osea los bornes de tensión que debieran estar conectados a las fases R, S y T; se encuentran conectadas a las fases R, T y S (secuencia negativa) tal como se puede observar en las Figuras 18 y 19.

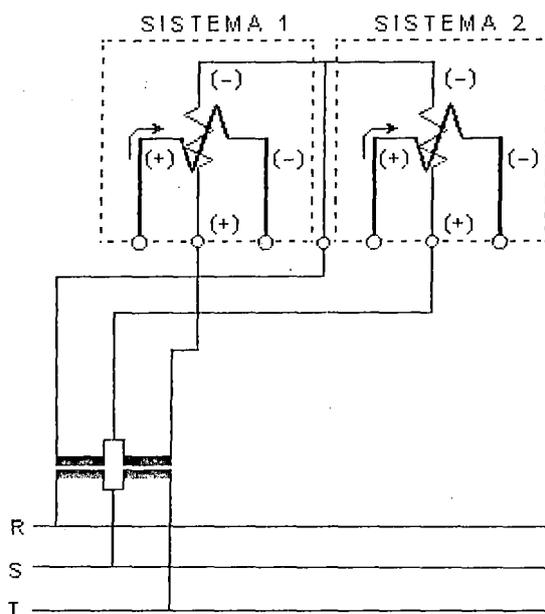


Figura 18
MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA

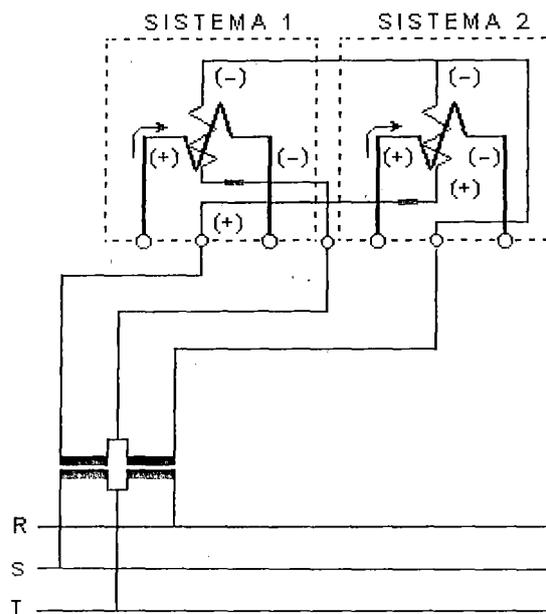


Figura 19
MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA

Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva registradas : P_{reg} y Q_{reg}

Para éstas condiciones las tensiones sensada por los sistemas 1 y 2 de un contador de energía Activa será: V_{RT} y V_{ST} respectivamente. De igual modo un contador de energía reactiva sensará V'_{RT} y V'_{ST} . Reemplazando en las expresiones N° 16 y N° 17 se tendrá :

$$P_{reg} = \left| V_{RT} \right| \left| I_R \right| \cos[\text{Fase}(V_{RT}) - \text{Fase}(I_R)] + \left| V_{ST} \right| \left| I_T \right| \cos[\text{Fase}(V_{ST}) - \text{Fase}(I_T)] \dots\dots\dots (46)$$

$$Q_{reg} = \left| V'_{RT} \right| \left| I_R \right| \cos[\text{Fase}(V'_{RT}) - \text{Fase}(I_R)] + \left| V'_{ST} \right| \left| I_T \right| \cos[\text{Fase}(V'_{ST}) - \text{Fase}(I_T)] \dots\dots\dots (47)$$

En donde de los diagramas fasoriales (ver figuras 8 y 9), el módulo y desfasaje de los parámetros registrados son :

$$\begin{matrix} V_{RT} = V_L \angle -60^\circ & V'_{RT} = V_L \angle -150^\circ & I_R = I_L \angle (-30^\circ - \phi) \\ V_{ST} = V_L \angle -120^\circ & V'_{ST} = V_L \angle 150^\circ & I_T = I_L \angle (90^\circ - \phi) \end{matrix}$$

Por tanto, la Potencias Activa y Reactiva registradas por un contador de energía será :

$$P_{reg} = 0 \dots\dots\dots (48)$$

$$Q_{reg} = 0 \dots\dots\dots (49)$$

Lo que indica que al efectuar una conexión con las fases de tensión S y T permutadas, en un contador de energía Activa ó de Reactiva el disco no girará en absoluto. Pudiéndose dar cuenta fácilmente de este tipo de error.

F. PERMUTACIÓN DE FASES EN CIRCUITOS AMPERIMETRICOS

Error que consiste en el cambio de conexión entre las fases R y T de los circuitos amperimétricos, tal como muestra las figuras 20 y 21 :

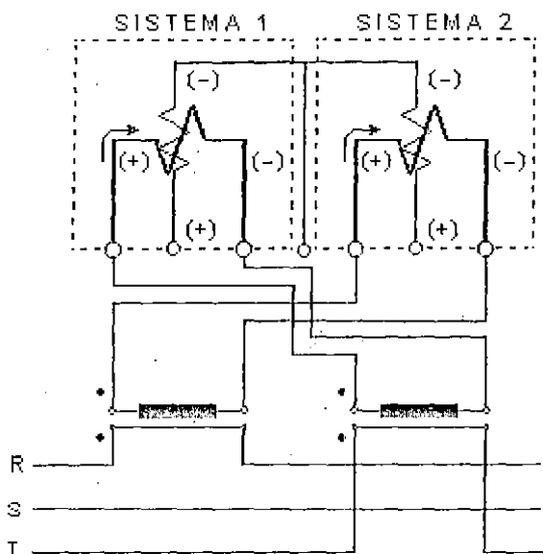


Figura 20
MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA

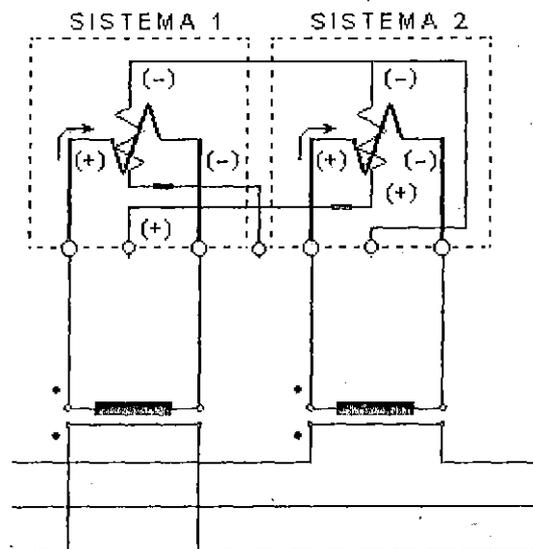


Figura 21
MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA

Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva registradas : P_{reg} y Q_{reg}

Para éstas condiciones las corrientes sensada por los sistemas 1 y 2 de un contador de energía Activa ó Reactiva será: I_T e I_R respectivamente. Reemplazando en las expresiones N° 16 y N° 17 se tendrá :

$$P_{reg} = \frac{|V_{RS}|}{|V_{TS}|} |I_T| \cos[\text{Fase}(V_{RS}) - \text{Fase}(I_T)] + \frac{|V_{TS}|}{|V_{TS}|} |I_R| \cos[\text{Fase}(V_{TS}) - \text{Fase}(I_R)] \dots\dots\dots (50)$$

$$Q_{reg} = \frac{|V'_{RS}|}{|V'_{TS}|} |I_T| \cos[\text{Fase}(V'_{RS}) - \text{Fase}(I_T)] + \frac{|V'_{TS}|}{|V'_{TS}|} |I_R| \cos[\text{Fase}(V'_{TS}) - \text{Fase}(I_R)] \dots\dots\dots (51)$$

Reemplazando en estas expresiones, el módulo y desfasaje de los parámetros registrados (ver diagramas fasoriales de las figuras 8 y 9) :

$$\begin{matrix} V_{RS} = V_L \angle 0^\circ & V'_{RS} = V_L \angle -90^\circ & I_R = I_L \angle (-30^\circ - \phi) \\ V_{TS} = V_L \angle 60^\circ & V'_{TS} = V_L \angle -30^\circ & I_T = I_L \angle (90^\circ - \phi) \end{matrix}$$

Por tanto, la Potencias Activa y Reactiva registradas por un contador de energía será :

$$P_{reg} = 0 \dots\dots\dots (52)$$

$$Q_{reg} = 0 \dots\dots\dots (53)$$

Lo que indica que al efectuar una conexión con las fases de corriente S y T permutadas, un contador de energía Activa ó de Reactiva el disco tampoco girará en absoluto.

CUADRO RESUMEN

El siguiente cuadro presenta el resumen de las expresiones de $Kp\%$ y $Kq\%$ que dependen del factor de potencia $\cos\phi$.

• **CIRCUITO VOLTIMETRICO INTERRUPTO**

Error	Kp%	Kq%
$V_R = 0$	$(3 + \text{tag}\phi)/2 \sqrt{3} \times 100\%$	$(3 - \text{Ctg}\phi)/2 \sqrt{3} \times 100\%$
$V_T = 0$	$(3 - \text{tag}\phi)/2 \sqrt{3} \times 100\%$	$(3 + \text{Ctg}\phi)/2 \sqrt{3} \times 100\%$

• **CIRCUITO AMPERIMETRICO INTERRUPTO**

Error	Kp%	Kq%
$I_R = 0$	$(3 + \text{tag}\phi)/2 \sqrt{3} \times 100\%$	$(3 - \text{Ctg}\phi)/2 \sqrt{3} \times 100\%$
$I_T = 0$	$(3 - \text{tag}\phi)/2 \sqrt{3} \times 100\%$	$(3 + \text{Ctg}\phi)/2 \sqrt{3} \times 100\%$

• **BOBINAS AMPERIMETRICAS EN CONTRAFASE**

Error	Kp%	Kq%
$-I_R$	$(\text{tag}\phi / \sqrt{3}) \times 100\%$	$(\text{tag}\phi / \sqrt{3}) \times 100\%$
$-I_T$	$(\text{tag}\phi / \sqrt{3}) \times 100\%$	$(\text{tag}\phi / \sqrt{3}) \times 100\%$

• **CORRIMIENTO DE FASES DE TENSION (SECUENCIA POSITIVA)**

Error	Kp%	Kq%
T - R - S	$-(3 \text{tag}\phi + 1)/2 \times 100\%$	$(3 \text{Ctg}\phi - 1)/2 \times 100\%$
S - T - R	$(3 \text{tag}\phi - 1)/2 \times 100\%$	$-(3 \text{Ctg}\phi + 1)/2 \times 100\%$

4.6.5 EJEMPLO DE APLICACIÓN

El Diagrama 1 muestra, como consecuencia de un programa de Inspección de Suministros realizada por una Empresa de Distribución Eléctrica, el levantamiento del esquema de conexión del sistema de medición de un cliente, en el cual se encontró los sellos de seguridad violados, existiendo la posibilidad de vulneración del medidor por parte del usuario con el objeto de realizar pagos por consumo de energía eléctrica por debajo de lo que realmente corresponde.

Este sistema de medición está compuesto por dos medidores : uno de energía Activa y otro de energía Reactiva, ambos de dos elementos, para un sistema de alimentación de 03 hilos, alimentados a través de un Puesto de Medición a la Intemperie conocido también como P.M.I. el cual está formado por dos transformadores de tensión y dos de corriente, cuyas relaciones de transformación son : 10/0.1 kV y 50/5 A respectivamente.

Concluida la inspección se determinó que la conexión de los medidores era incorrecta, la misma que se detalla a continuación :

CONEXIÓN MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA :

Circuito Voltimétrico : Los bornes respectivos estaban conectados en secuencia S - R - T, existiendo permutación de fases entre la fase R y la fase S. Provocando que las bobinas voltimétricas registren las tensiones V_{SR} y V_{TR} en los sistemas N° 1 y N° 2 respectivamente.

Circuito Amperimétrico : Al observar el Sistema N° 1, la corriente que ingresa por el borne izquierdo viene hacer la corriente I_T , en lugar de la corriente I_R (permutación de fases); mientras que en el Sistema N° 2 la corriente que ingresa por el borne derecho, es la corriente I_R , siendo por tanto la corriente $-I_R$ la que ingresa por el borne izquierdo (bobina en contrafase). Esto ocasiona que el sistema N° 1 sense la corriente I_T y el sistema N° 2 la corriente $-I_R$.

CONEXIÓN MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA :

Circuito Voltimétrico : Los bornes respectivos están conectados en secuencia S - T - R, existiendo corrimiento de fases. Ocasionando que las bobinas voltimétricas registren las tensiones V'_{ST} y V'_{RT} en los sistemas N° 1 y N° 2 respectivamente.

Circuito Amperimétrico : Al observar el Sistema N° 1, la corriente que ingresa por el borne derecho de su bobina amperimétrica es, de acuerdo a la polaridad de los transformadores de corriente la corriente I_T , siendo por tanto la corriente $-I_T$ la corriente que ingresa por el borne izquierdo (bobina en contrafase), mientras que en el Sistema N° 2, se observa que la corriente que ingresa por el borne izquierdo de la bobina amperimétrica es la corriente I_R , en lugar de la corriente I_T (permutación de fases). Lo que provoca que las bobinas amperimétricas registren las corrientes $-I_T$ e I_R en los sistemas N° 1 y N° 2 respectivamente.

La Empresa de Distribución Eléctrica en mención, para normalizar técnicamente este suministro requiere determinar el porcentaje de energía Activa y Reactiva registrada respecto a la real a fin de determinar el recupero o reintegro de energía a aplicar.

Cálculo de la Potencia activa registrada (Preg)

$$\text{Sistema N° 1: } \text{Preg1} = |V_{SR}| |I_T| \cos [\text{Fase} (V_{SR}) - \text{Fase} (I_T)]$$

$$\text{Sistema N° 2: } \text{Preg2} = |V_{TR}| |-I_R| \cos [\text{Fase} (V_{TR}) - \text{Fase} (-I_R)]$$

Reemplazando el módulo y fase de estos parámetros registrados, según el diagrama fasorial de la figura 8, se tendrá :

$$\text{Preg1} = V_L I_L \cos [180^\circ - (90^\circ - \phi)] = V_L I_L \cos (90^\circ + \phi) = -V_L I_L \text{Sen}\phi$$

$$\text{Preg2} = V_L I_L \cos [120^\circ - (150^\circ - \phi)] = V_L I_L \cos (\phi - 30^\circ)$$

$$\text{Preg} = \text{Preg1} + \text{Preg2} = -V_L I_L \text{Sen}\phi + V_L I_L \cos (\phi - 30^\circ)$$

$$\text{Simplificando se tiene : } P_{\text{reg}} = \frac{1}{2} V_L I_L (\sqrt{3} \cos \phi - \text{Sen}\phi) \dots\dots\dots(a)$$

Cálculo de la Potencia Reactiva registrada (Qreg)

$$\text{Sistema N° 1: } \text{Qreg1} = |V'_{ST}| |-I_T| \cos [\text{Fase} (V'_{ST}) - \text{Fase} (-I_T)]$$

$$\text{Sistema N° 2: } \text{Qreg2} = |V'_{RT}| |I_R| \cos [\text{Fase} (V'_{RT}) - \text{Fase} (I_R)]$$

Reemplazando el módulo y fase de estos parámetros registrados, según el diagrama fasorial de la figura 9, se tendrá :

$$\text{Qreg1} = V_L I_L \cos [150^\circ - (-90^\circ - \phi)] = V_L I_L \cos (240^\circ + \phi)$$

$$\text{Qreg2} = V_L I_L \cos [-150^\circ - (-30^\circ - \phi)] = V_L I_L \cos (\phi - 120^\circ)$$

$$\text{Qreg} = \text{Qreg1} + \text{Qreg2} = V_L I_L \cos (240^\circ + \phi) + V_L I_L \cos (\phi - 120^\circ)$$

$$\text{Simplificando se tiene: } Q_{\text{reg}} = V_L I_L (\sqrt{3} \text{Sen}\phi - \text{Cos}\phi) \dots\dots\dots(b)$$

Cálculo de Kp% y Kq%

$$Kp = \left[\frac{1}{2} V_L I_L (\sqrt{3} \cos \phi - \text{Sen}\phi) / \sqrt{3} V_L I_L \cos \phi \right] * 100 \%$$

$$Kq = \left[V_L I_L (\sqrt{3} \text{Sen}\phi - \text{Cos}\phi) / \sqrt{3} V_L I_L \text{Sen}\phi \right] * 100 \%$$

De donde simplificando se tendrá :

$$Kp = \left[(\sqrt{3} - \text{tag}\phi) / 2\sqrt{3} \right] * 100 \% \dots\dots\dots(c)$$

$$Kq = [(\sqrt{3} - \text{Ctg}\phi) / \sqrt{3}] * 100 \% \dots\dots\dots(d)$$

En el caso particular del cliente en mención, se ha determinado que el factor de potencia promedio de su carga, siendo ésta predominantemente industrial, es de $\text{Cos}\phi = 0.85$ (inductivo). Por tanto para un f.d.p. : $\text{Cos}\phi = 0.85$, se tendrá :

$$Kp = 32.11 \% \qquad Kq = 6.84 \%$$

Lo cual indica que el medidor de energía Activa registraba el 32.11%, mientras que el de Reactiva solo el 6.84 % del registro real.

Por este error detectado, la empresa Concesionaria obtendrá un recupero de energía; es decir valorizará la energía que no ha sido registrada en los doce meses anteriores a la fecha de la inspección (97.01.12) conforme señala el Artículo 92 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas .

El siguiente cuadro muestra el procedimiento para el cálculo del recupero de energía correspondiente al mes de Diciembre de 1996, el mismo que se debe aplicar a los once meses anteriores.

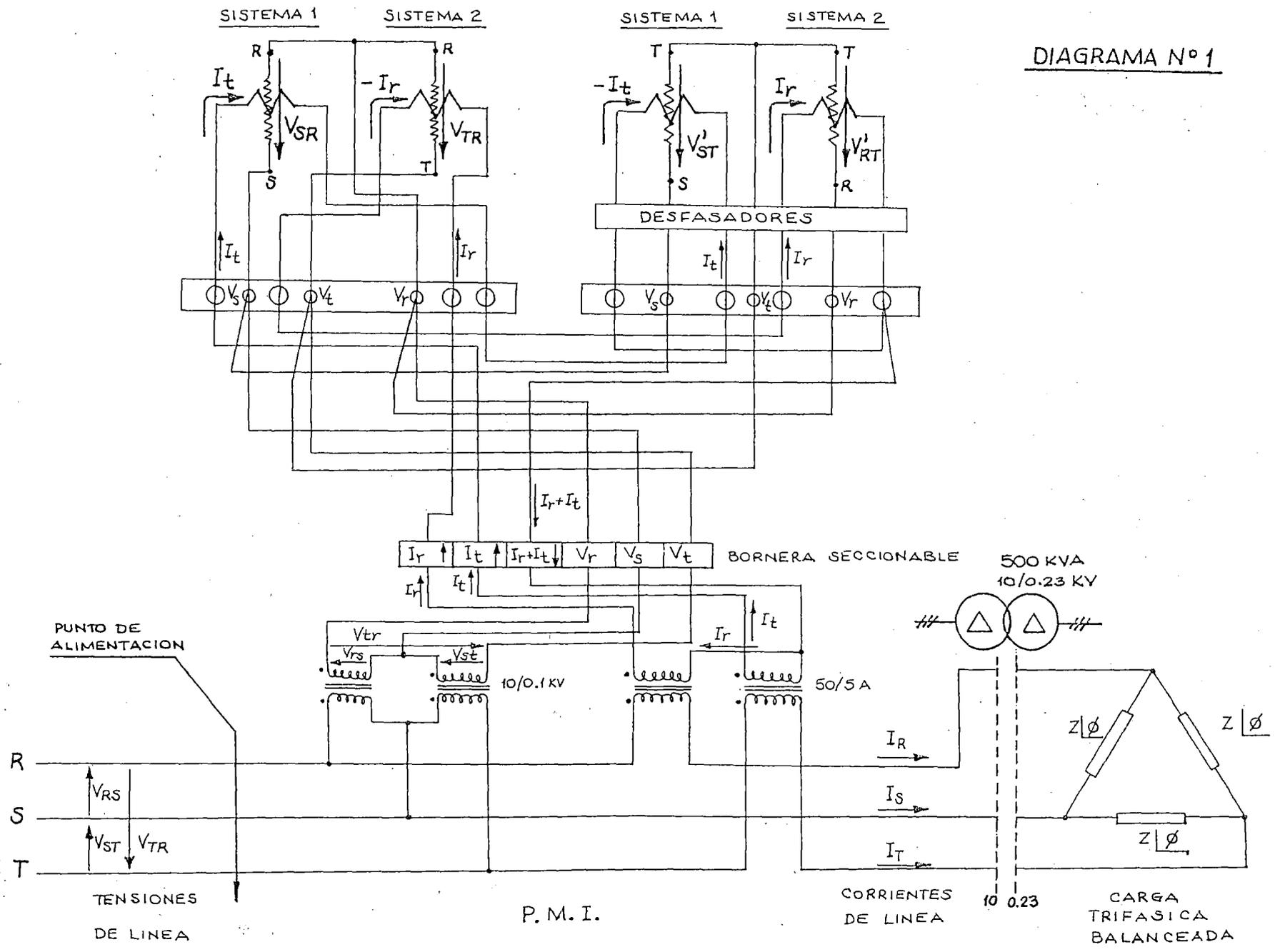
CONSUMO REGISTRADO - MES DE DICIEMBRE DE 1996

PARAMETRO	ENERGIA REGISTRADA	ENERGIA REAL	RECUPERO (DIFERENCIA)
ACTIVA (KWh)	EAreg	EA real = 3.1143 * EA reg	EA real - EA reg
REACTIVA (KVarh)	ERreg	ER real = 14.619 * ER reg	ER real - 30%(EA real)

KVVN

...

DIAGRAMA N° 1



4.7 ERRORES DE CONEXIÓN EN EQUIPOS DE MEDICIÓN DE TRES SISTEMAS

4.7.1 CALCULO DE LA POTENCIA APARENTE

La figura 1 muestra un sistema de alimentación trifásico con neutro corrido (4 elementos) que alimenta una carga trifásica, conectada en estrella. La figura 2a muestra fasorialmente las tensiones de línea: V_{RS}, V_{ST}, V_{TR} , corrientes de línea I_R, I_S, I_T , tensiones de fase: V_{RN}, V_{SN}, V_{TN} ; así como las tensiones de fase V_r, V_s, V_t en las cargas de impedancias Z_1, Z_2 y Z_3 , con factores de potencia $\cos\phi_1, \cos\phi_2$ y $\cos\phi_3$ respectivamente. Y la figura 2b quien muestra la corriente que circula por el neutro: I_N (cuando se trata de cargas desbalanceadas).

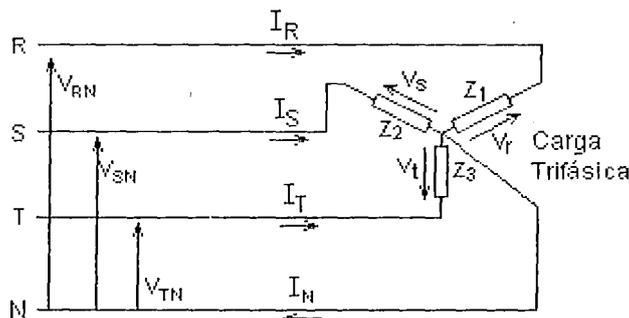


Figura 1

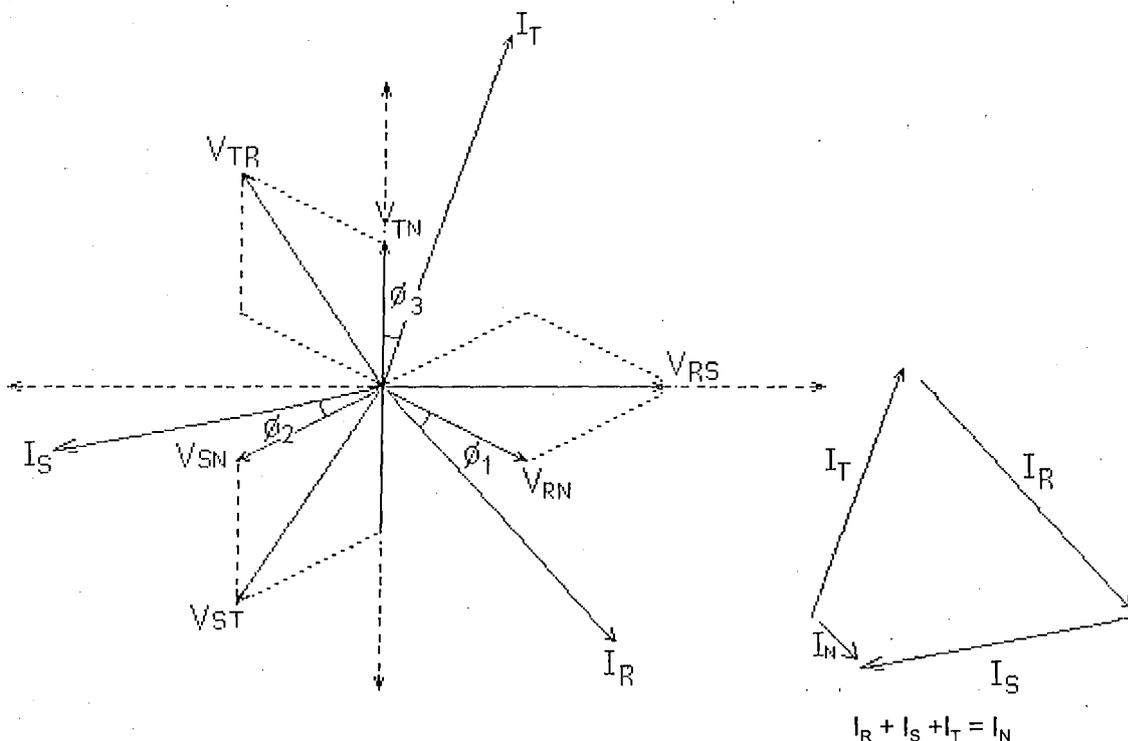


Figura 2(a)

Figura 2(b)

La Potencia Aparente para un sistema trifásico con neutro corrido que posee una carga como el mostrado en la figura 1, en función de las tensiones de fase y corrientes de línea, viene expresada por :

$$S = V_{RN} I_R^* + V_{SN} I_S^* + V_{TN} I_T^* \dots\dots\dots(1)$$

4.7.1 REGISTRO DE POTENCIA ACTIVA

La Potencia Activa involucrada en la expresión (1) será:

$$P = \text{Real} [V_{RN} I_R^* + V_{SN} I_S^* + V_{TN} I_T^*] \dots\dots\dots(2)$$

Asumiendo y reemplazando en la expresión N° 2:

$$\begin{aligned} V_{RN} &= |V_{RN}| \angle \text{Fase}(V_{RN}) & I_R &= |I_R| \angle \text{Fase}(I_R) \\ V_{SN} &= |V_{SN}| \angle \text{Fase}(V_{SN}) & I_S &= |I_S| \angle \text{Fase}(I_S) \\ V_{TN} &= |V_{TN}| \angle \text{Fase}(V_{TN}) & I_T &= |I_T| \angle \text{Fase}(I_T) \end{aligned}$$

se tendrá finalmente:

$$P = |V_{RN}| |I_R| \cos[\text{Fase}(V_{RN}) - \text{Fase}(I_R)] + |V_{SN}| |I_S| \cos[\text{Fase}(V_{SN}) - \text{Fase}(I_S)] + |V_{TN}| |I_T| \cos[\text{Fase}(V_{TN}) - \text{Fase}(I_T)] \dots\dots\dots(3)$$

Expresión que al multiplicar por el tiempo representa la energía registrada por un equipo de medición de tres sistemas o elementos motores en la que se mide las tensiones de fase y corrientes de línea, con su desfase respectivo.

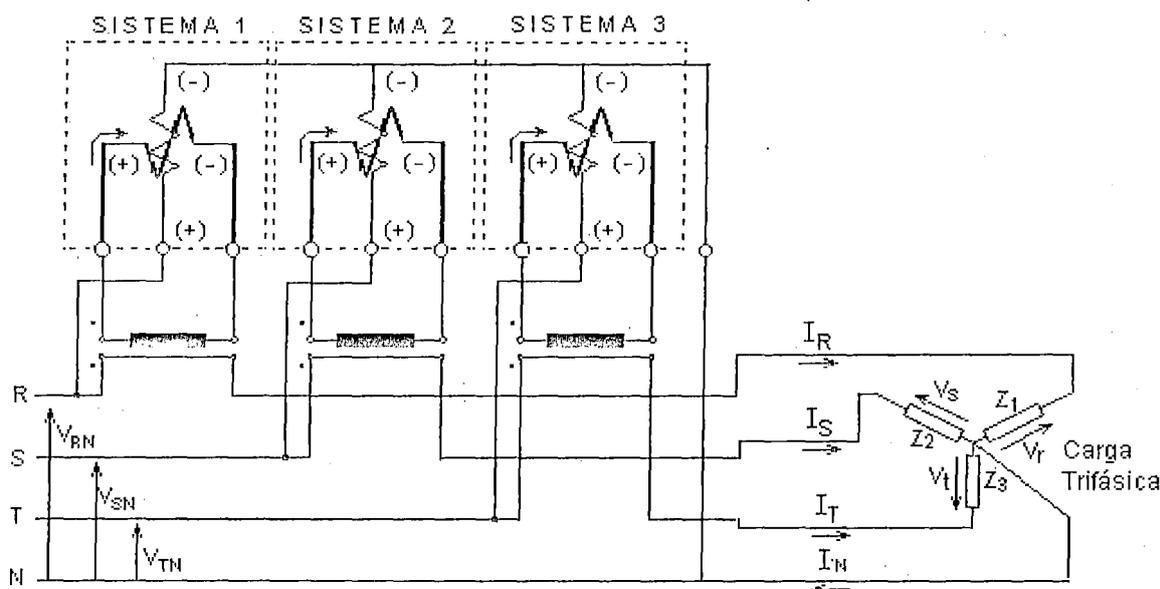


Figura 3

La figura 4, muestra la conexión interna de este equipo de medición en la que cada Sistema está compuesto por una bobina Voltimétrica y una Amperimétrica, el cual registrará los parámetros que se indican en el Cuadro N° 1.

CUADRO N°1

POTENCIA ACTIVA (KW)	PARAMETROS REGISTRADOS		
	SISTEMA 1	SISTEMA 2	SISTEMA 3
BOBINA VOLTIMETRICA	V_{RN}	V_{SN}	V_{TN}
BOBINA AMPERIMETRICA	I_R	I_T	I_T

Considerando lo siguiente (ver figura 5) :

a. Una carga trifásica balanceada :

$$Z_1 = Z_2 = Z_3 = Z \angle \phi$$

b. Un sistema de alimentación balanceado :

$$|V_{RN}| = |V_{SN}| = |V_{TN}| = V_F = V_{FASE}$$

$$|V_{RS}| = |V_{ST}| = |V_{TR}| = V_L = V_{LINEA}$$

$$|I_R| = |I_S| = |I_T| = I_L = I_{LINEA}$$

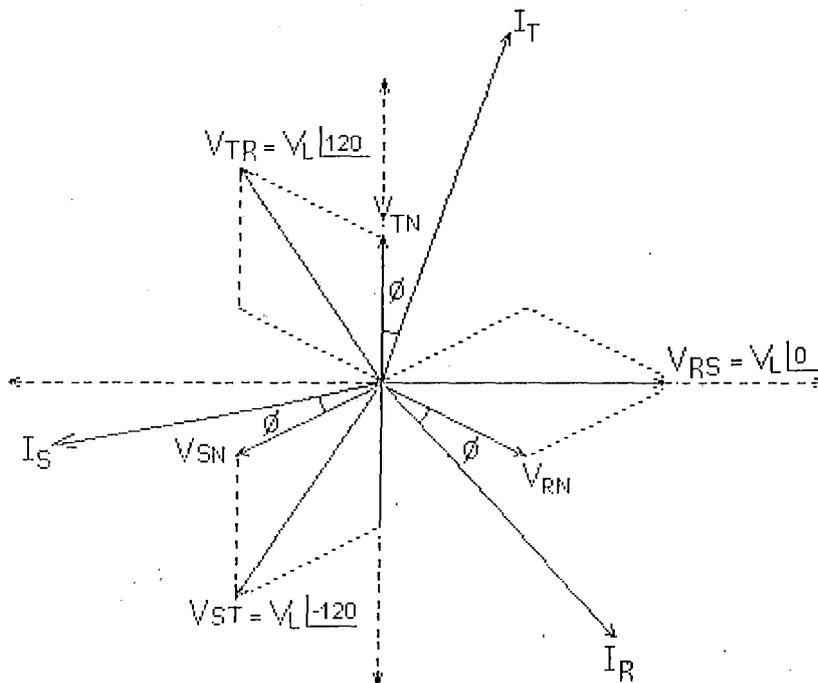


Figura 4

De la Figura 4 se tiene:

$$\begin{aligned} V_{RN} &= V_F \angle -30^\circ & I_R &= I_L \angle (-\phi - 30^\circ) \\ V_{SN} &= V_F \angle -150^\circ & I_S &= I_L \angle (-\phi - 150^\circ) \\ V_{TN} &= V_F \angle 90^\circ & I_T &= I_L \angle (90^\circ - \phi) \end{aligned}$$

Reemplazando en la expresión N° 3 :

$$P = V_F I_L \cos[-30^\circ - (-\phi - 30^\circ)] + V_F I_L \cos[-150^\circ - (-\phi - 150^\circ)] + V_F I_L \cos[90^\circ - (90^\circ - \phi)]$$

$$P = V_F I_L \cos\phi + V_F I_L \cos\phi + V_F I_L \cos\phi = 3V_F I_L \cos\phi, \quad \text{Como : } V_F = V_L / \sqrt{3}$$

Entonces finalmente :

$$\boxed{P = \sqrt{3} V_L I_L \cos\phi} \dots\dots\dots(4)$$

Expresión que determina la Potencia Activa registrada por un equipo de medición de dos sistemas, con las consideraciones "a" y "b" señaladas líneas arriba.

4.7.3 REGISTRO DE POTENCIA REACTIVA

Al igual que en los equipos de medición de dos elementos las tensiones son sensadas con un desfase adicional de 90° (atraso). Como se puede observar en la figura 6 la tensión desfasada en 90° (V'_{RN}) con respecto a la tensión V_{RN} de la fase R es la tensión compuesta V_{ST} . de la misma manera se puede encontrar para cada sistema motor un atensión desfasada en 90° . En este sistema no se necesita de resistencias activas conectadas delante de la bobina de tensión, la única diferencia constructiva consiste en un mayor número de espiras de las bobinas de tensión debido a que la tensión compuesta es $\sqrt{3}$ veces mayor que la tensión de fase.

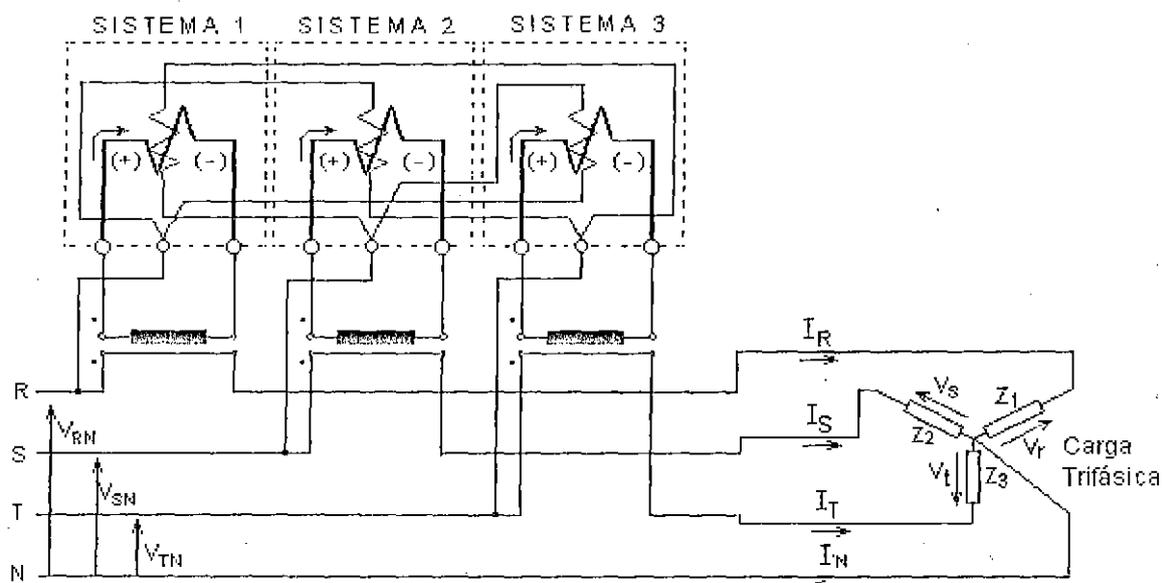


Figura 5

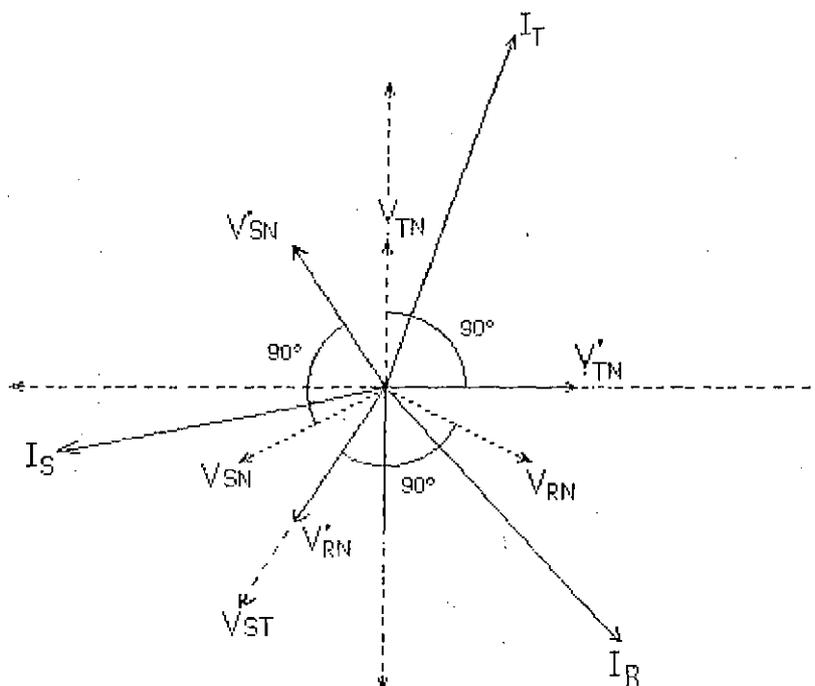


Figura 6

De la figura 5, los parámetros a registrar se muestra en el siguiente cuadro :

CUADRO N°2

POTENCIA REACTIVA (KVAR)	PARAMETROS REGISTRADOS		
	SISTEMA 1	SISTEMA 2	SISTEMA 3
BOBINA VOLTIMETRICA	V'_{RN}	V'_{SN}	V'_{TN}
BOBINA AMPERIMETRICA	I_R	I_S	I_T

Reemplazando en la expresión N° 3 los parámetros del cuadro N° 2, se obtiene la expresión que determinará la Potencia Reactiva para una carga trifásica con neutro cualquiera :

$$Q = |V'_{RN}| |I_R| \cos [\text{Fase } (V'_{RN}) - \text{Fase } (I_R)] + |V'_{SN}| |I_S| \cos [\text{Fase } (V'_{SN}) - \text{Fase } (I_S)] + |V'_{TN}| |I_T| \cos [\text{Fase } (V'_{TN}) - \text{Fase } (I_T)] \dots\dots\dots (5)$$

Considerando una carga trifásica balanceada, que es la que se considera en la mayoría de los casos; cuyas tensiones y corrientes son :

$$\begin{aligned} V'_{RN} &= V_F \angle -120^\circ & I_R &= I_L \angle (-\phi - 30^\circ) \\ V'_{SN} &= V_F \angle 120^\circ & I_S &= I_L \angle (-150^\circ - \phi) \\ V'_{TN} &= V_F \angle 0^\circ & I_T &= I_L \angle (90^\circ - \phi) \end{aligned}$$

Se obtiene :

$$Q = V_F I_L \cos[-120^\circ - (-\phi - 30^\circ)] + V_F I_L \cos[120^\circ - (-150^\circ - \phi)] + V_F I_L \cos[0^\circ - (90^\circ - \phi)]$$

$$Q = V_F I_L \cos(\phi - 90^\circ) + V_F I_L \cos(\phi + 270^\circ) + V_F I_L \cos(\phi - 90^\circ) = 3 V_F I_L \text{ Sen } \phi$$

Reemplazando la condición: $V_F = V_L / \sqrt{3}$, se reduce finalmente :

$$Q = \sqrt{3} V_L I_L \text{ Sen } \phi \dots\dots\dots(6)$$

Esta es la expresión de la Potencia que registra el equipo de medición con las tensiones desfasadas, que no es otra que la Potencia Reactiva que posee una carga balanceada con f.d.p. = $\cos \phi$, en un sistema de alimentación trifásico.

4.7.4 DEMOSTRACIÓN FASORIAL DE ERRORES TÍPICOS EN LA CONEXIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Los errores más comunes en la conexión de un equipo de medición de tres sistemas, lo clasificaremos de la siguiente manera:

A) CIRCUITO AMPERIMETRICO INTERRUMPIDO

1. FASE R ($I_R = 0$)
2. FASE S ($I_S = 0$)
3. FASE T ($I_T = 0$)

B) CIRCUITO VOLTIMETRICO INTERRUMPIDO

1. FASE R ($V_R = 0$)
2. FASE S ($V_S = 0$)
3. FASE T ($V_T = 0$)

C) BOBINAS AMPERIMETRICAS EN CONTRAFASE

1. FASE R ($-I_R$)
2. FASE S ($-I_S$)
3. FASE T ($-I_T$)

D) CORRIMIENTO DE FASES DE TENSIÓN (SECUENCIA POSITIVA)

1. Secuencia : T - R - S
2. Secuencia : S - T - R

E) PERMUTACIÓN DE FASES DE TENSIÓN (SECUENCIA NEGATIVA)

1. FASE R CON FASE T (Secuencia T - S - R)
2. FASE S CON FASE T (Secuencia R - T - S)
3. FASE R CON FASE S (Secuencia S - R - T)

F) PERMUTACIÓN DE FASES DE CORRIENTE

1. FASE R CON FASE T
2. FASE S CON FASE T
3. FASE R CON FASE S

POTENCIAS REGISTRADAS

Las expresiones N° 8 y N° 9 determinan las Potencias Activa y Reactiva registradas por el equipo de medición: P_{reg} y Q_{reg} , expresiones provenientes de las expresiones N° 3 y N° 5, que están en función de los parámetros sensados por los tres sistemas motor :

$$P_{reg} = |V_{RN}| |I_R| \cos [\text{Fase}(V_{RN}) - \text{Fase}(I_R)] + |V_{SN}| |I_S| \cos [\text{Fase}(V_{SN}) - \text{Fase}(I_S)] + |V_{TN}| |I_T| \cos [\text{Fase}(V_{TN}) - \text{Fase}(I_T)] \dots \dots \dots (8)$$

$$Q_{reg} = |V'_{RN}| |I_R| \cos [\text{Fase}(V'_{RN}) - \text{Fase}(I_R)] + |V'_{SN}| |I_S| \cos [\text{Fase}(V'_{SN}) - \text{Fase}(I_S)] + |V'_{TN}| |I_T| \cos [\text{Fase}(V'_{TN}) - \text{Fase}(I_T)] \dots \dots \dots (9)$$

Tratándose de una carga balanceada conectado correctamente, las expresiones anteriores se reduce a :

$$P_{real} = \sqrt{3} V_L I_L \cos \phi \dots \dots \dots (10)$$

$$Q_{real} = \sqrt{3} V_L I_L \text{Sen} \phi \dots \dots \dots (11)$$

CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE POTENCIA REAL REGISTRADA (K_p % y K_q %)

Al igual que en un medidor de dos elementos definimos $K\%$ y $Kq\%$, como sigue:

$$K_p \% = (P_{reg} / P_{real}) * 100\% \dots \dots \dots (12)$$

$$K_q \% = (Q_{reg} / Q_{real}) * 100\% \dots \dots \dots (13)$$

Donde : $K_p\%$: Porcentaje de Potencia Activa registrada respecto a la Real
 $K_q\%$: Porcentaje de Potencia Reactiva registrada respecto a la Real

DIAGRAMA FASORIAL DE PARÁMETROS REGISTRADOS

En las Figuras 7 y 8 se muestran los diagramas fasoriales de los parámetros registrados por un equipo de medición de Potencia Activa y Reactiva respectivamente, producto de los diversos errores que puedan ocasionarse.

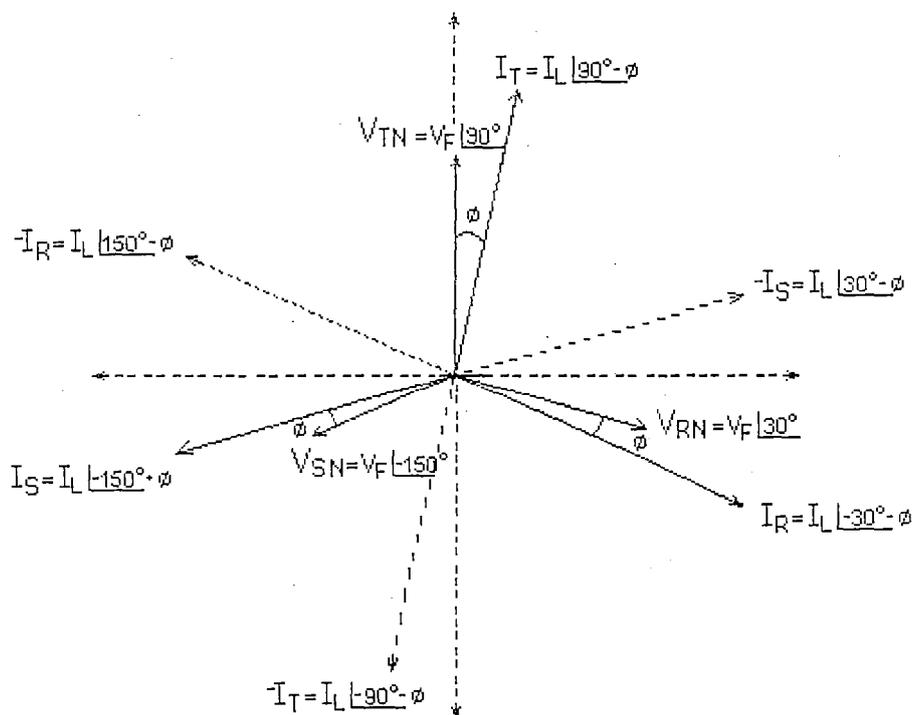


Figura 7

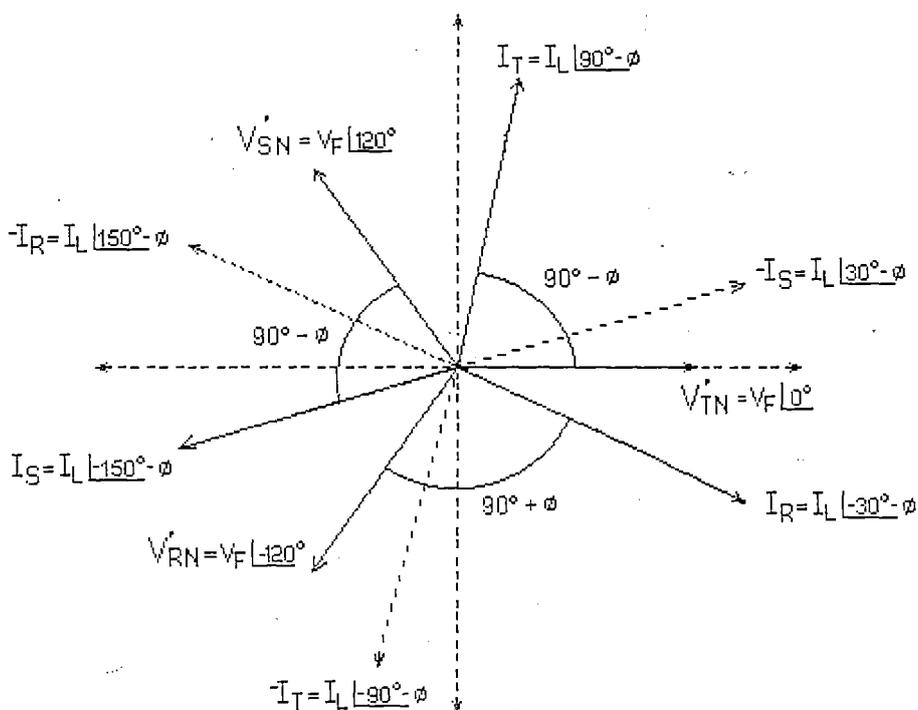


Figura 8

CALCULO DEL ERROR DE CONEXIONADO

Al igual que en los equipos de medición de dos sistemas, detallaremos el cálculo de sólo algunos errores típicos que se presentan en equipos de medición de tres sistemas

A. CIRCUITO AMPERIMETRICO FASE "T" INTERRUMPIDO ($I_T = 0$)

Consiste en la interrupción del paso de corriente en el circuito amperimétrico del sistema 3. Dicha interrupción puede darse ya sea por causa de un falso contacto ó apertura del circuito al ingreso o salida en el lado secundario tratándose de sistemas de medición semi-directa (ver figuras 9 y 10).

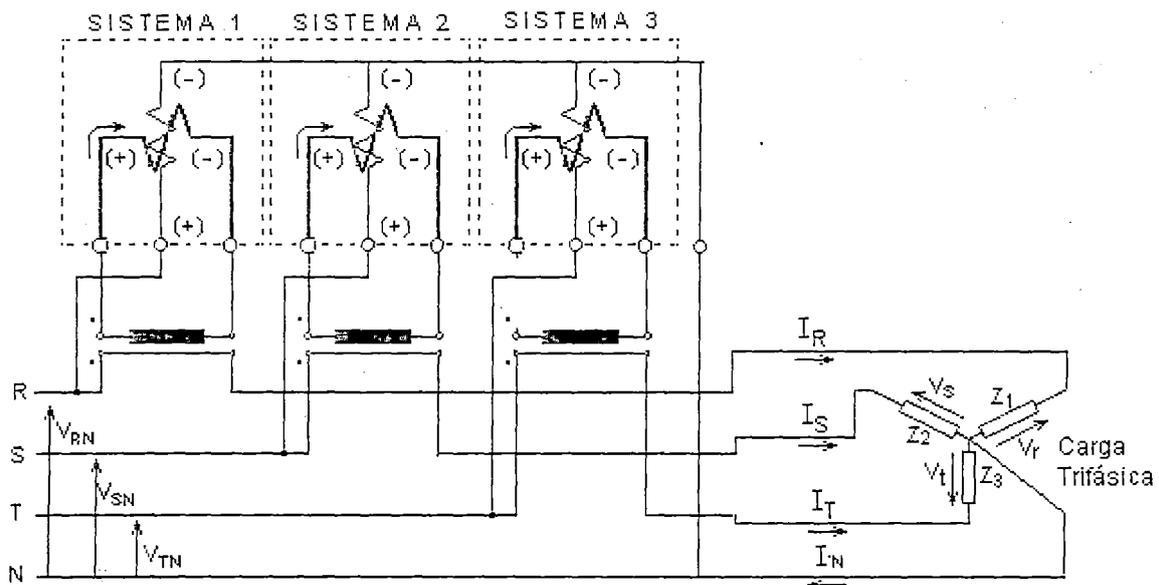


Figura 9
MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA

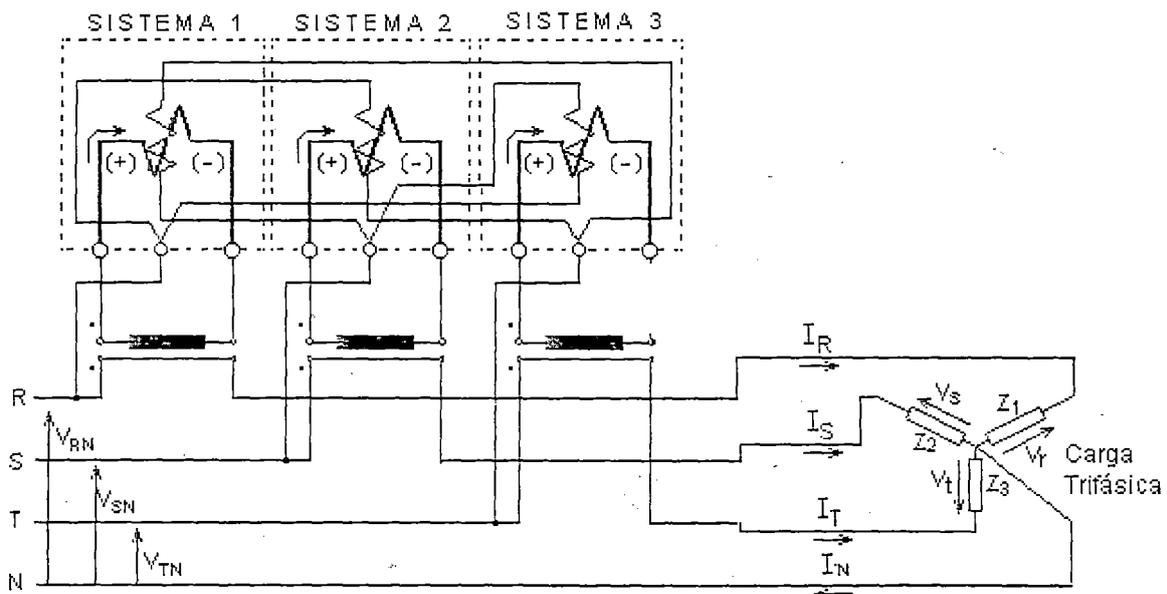


Figura 10
MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA

Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva registradas : P_{reg} y Q_{reg}

Reemplazando la condición: $I_R = 0$ en las expresiones 8 y 9 :

$$P_{reg} = |V_{RN}| |I_R| \cos[\text{Fase}(V_{RN}) - \text{Fase}(I_R)] + |V_{SN}| |I_S| \cos[\text{Fase}(V_{SN}) - \text{Fase}(I_S)] \dots\dots(14)$$

$$Q_{reg} = |V'_{RN}| |I_R| \cos[\text{Fase}(V'_{RN}) - \text{Fase}(I_R)] + |V'_{SN}| |I_S| \cos[\text{Fase}(V'_{SN}) - \text{Fase}(I_S)] \dots\dots(15)$$

Reemplazando en estas expresiones, el módulo y desfase de los parámetros registrados (ver figuras 7 y 8) :

$$\begin{aligned} V_{RN} &= V_F \angle -30^\circ & V'_{RN} &= V_F \angle -120^\circ & I_R &= I_L \angle -30^\circ - \phi \\ V_{SN} &= V_F \angle -150^\circ & V'_{SN} &= V_F \angle 120^\circ & I_S &= I_L \angle -150^\circ - \phi \end{aligned}$$

Las Potencias Activa y Reactiva registradas por un equipo de medición de tres sistemas con la bobina amperimétrica de la fase T interrumpida serán por lo tanto :

$$P_{reg} = 2 V_F I_L \cos \phi = \frac{2 \sqrt{3}}{3} V_L I_L \cos \phi \dots\dots\dots(16)$$

$$Q_{reg} = 2 V_F I_L \sin \phi = \frac{2 \sqrt{3}}{3} V_L I_L \sin \phi \dots\dots\dots(17)$$

CALCULO DE $Kp\%$ y $Kq\%$

Reemplazando las expresiones (10), (11), (12) y (13) en (16) y (17), se tendrá que :

$$Kp = \left[\frac{2 \sqrt{3}}{3} V_L I_L \cos \phi / \sqrt{3} V_L I_L \cos \phi \right] * 100 \%$$

$$Kq = \left[\frac{2 \sqrt{3}}{3} V_L I_L \sin \phi / \sqrt{3} V_L I_L \sin \phi \right] * 100 \%$$

Simplificando se tiene:

$$Kp = 66.66\% \dots\dots\dots(18)$$

$$Kq = 66.66\% \dots\dots\dots(19)$$

Lo que indica, a diferencia de otros casos, que estando el circuito amperimétrico de la fase "T" interrumpido, los equipos de medición de Potencia Activa y Reactiva registrarán siempre el 66.66 % del registro real, independientemente del factor de potencia.

B. CIRCUITO VOLTIMETRICO FASE "S" INTERRUMPIDO ($V_s = 0$)

Ocurre cuando se presenta una interrupción y/o falso contacto en el borne de entrada, del circuito voltimétrico ó en el empame con la red, de la fase de tensión S, provocando que el sistema motor N° 2 no trabaje (ver figuras 11 y 12).

Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva registradas : P_{reg} y Q_{reg}

Al reemplazar las condiciones: $V_{SN} = 0$ y $V'_{SN} = 0$ en las expresiones 8 y 9, se tendrá :

$$P_{reg} = |V_{RN}| |I_R| \cos[\text{Fase}(V_{RN}) - \text{Fase}(I_R)] + |V_{TN}| |I_T| \cos[\text{Fase}(V_{TN}) - \text{Fase}(I_T)] \dots\dots(20)$$

$$Q_{reg} = |V'_{RN}| |I_R| \cos[\text{Fase}(V'_{RN}) - \text{Fase}(I_R)] + |V'_{TN}| |I_T| \cos[\text{Fase}(V'_{TN}) - \text{Fase}(I_T)] \dots\dots(21)$$

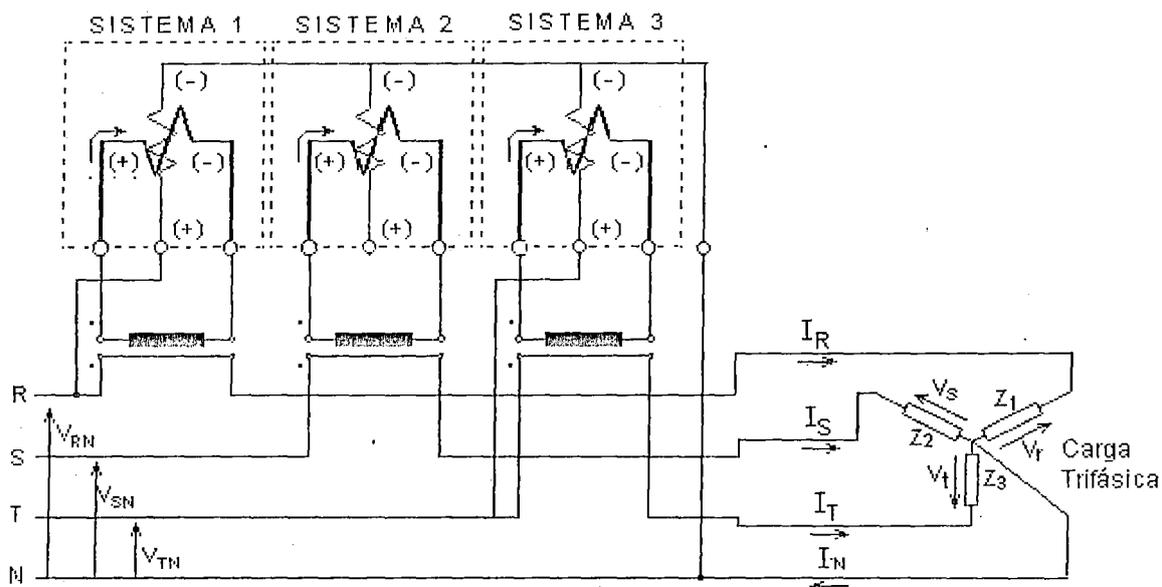


Figura 11
MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA

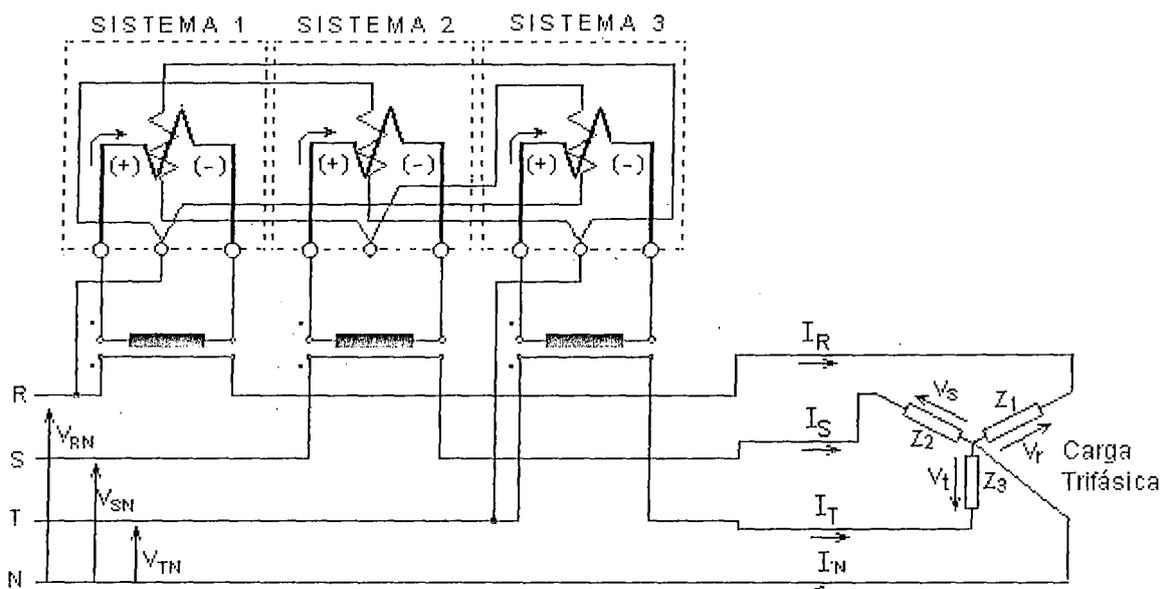


Figura 12
MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA

Reemplazando en estas expresiones, el módulo y desfase de los parámetros registrados (ver los diagramas fasoriales de las figuras 7 y 8) :

$$\begin{aligned} V_{RN} &= V_F \angle -30^\circ & V'_{RN} &= V_F \angle -120^\circ & I_R &= I_L \angle -30^\circ - \phi \\ V_{TN} &= V_F \angle 90^\circ & V'_{TN} &= V_F \angle 0^\circ & I_T &= I_L \angle 90^\circ - \phi \end{aligned}$$

Las Potencias Activa y Reactiva registradas por un equipo de medición de tres sistemas con la Fase S del circuito voltimétrico interrumpido serán por lo tanto:

$$P_{reg} = 2V_F I_L \cos \phi = \frac{2\sqrt{3}}{3} V_L I_L \cos \phi \dots\dots\dots(22)$$

$$Q_{reg} = 2V_F I_L \sin \phi = \frac{2\sqrt{3}}{3} V_L I_L \sin \phi \dots\dots\dots(23)$$

Donde reemplazando en las expresiones N° 10 y 11 se obtienen :

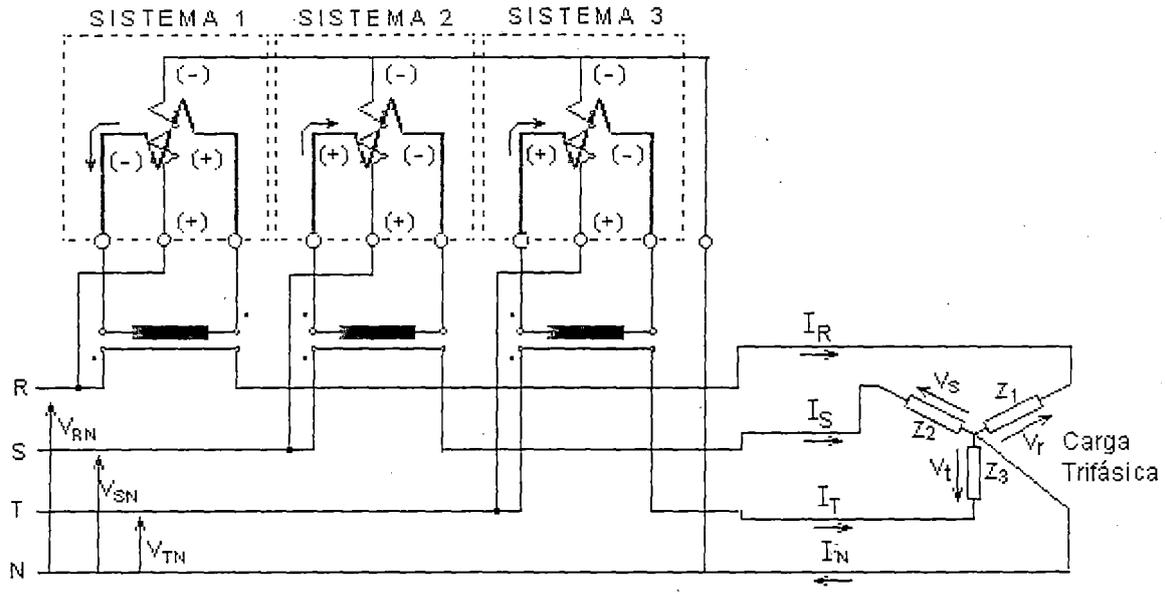
$$K_p = 66.66\% \dots\dots\dots (24)$$

$$K_q = 66.66\% \dots\dots\dots (25)$$

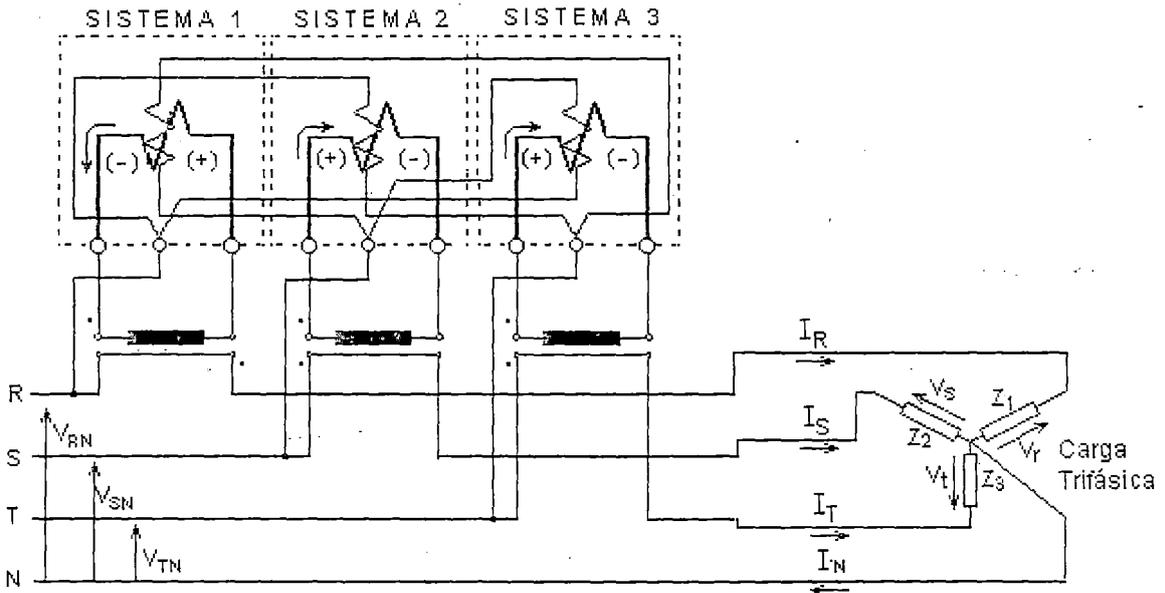
Similar a la demostración anterior, los equipos de medición de Potencia Activa y Reactiva registrarán siempre el 66.66 % del registro real, independientemente del factor de potencia.

C. BOBINA AMPERIMETRICA FASE "R" EN CONTRAFASE (-I_R)

En las Figuras N° 13 y N° 14 se observa que las bobinas amperimétricas del sistema N° 1 sensan la corriente I_R desfasada en 180° (-I_R) pues es la corriente que ingresa por el borne izquierdo (polaridad positiva) de las bobinas amperimétricas tanto en el equipo de medición de Potencia Activa como de Reactiva.



**Figura 13
MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA**



**Figura 14
MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA**

Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva registradas : P_{reg} y Q_{reg}

Las expresiones que determinarán la potencia Activa y Reactiva, según las expresiones 8 y 9 serán :

$$P_{\text{reg}} = \frac{|V_{RN}|}{|V_{TN}|} \frac{|-I_R|}{|I_T|} \cos [\text{Fase}(V_{RN}) - \text{Fase}(-I_R)] + \frac{|V_{SN}|}{|V_{TN}|} \frac{|I_S|}{|I_T|} \cos [\text{Fase}(V_{SN}) - \text{Fase}(I_S)] + \dots (26)$$

$$Q_{\text{reg}} = \frac{|V'_{RN}|}{|V'_{TN}|} \frac{|-I_R|}{|I_T|} \cos [\text{Fase}(V'_{RN}) - \text{Fase}(-I_R)] + \frac{|V'_{SN}|}{|V'_{TN}|} \frac{|I_S|}{|I_T|} \cos [\text{Fase}(V'_{SN}) - \text{Fase}(I_S)] + \dots (27)$$

Reemplazando en estas expresiones, el módulo y desfase de los parámetros registrados (ver diagramas fasoriales de las figuras 7 y 8) :

$$\begin{array}{lll} V_{AN} = V_F \angle -30^\circ & V'_{RN} = V_F \angle -120^\circ & -I_R = I_L \angle (150^\circ - \phi) \\ V_{SN} = V_F \angle -150^\circ & V'_{SN} = V_F \angle 120^\circ & I_S = I_L \angle (-150^\circ - \phi) \\ V_{TN} = V_F \angle 90^\circ & V'_{TN} = V_F \angle 0^\circ & I_T = I_L \angle (90^\circ - \phi) \end{array}$$

Se tendrá:

$$P_{\text{reg}} = V_L I_L \cos [-30^\circ - (150^\circ - \phi)] + V_L I_L \cos [-150^\circ - (-150^\circ - \phi)] + V_L I_L \cos [90^\circ - (90^\circ - \phi)] \dots (28)$$

$$Q_{\text{reg}} = V_L I_L \cos [-120^\circ - (150^\circ - \phi)] + V_L I_L \cos [120^\circ - (-150^\circ - \phi)] + V_L I_L \cos [0^\circ - (90^\circ - \phi)] \dots (29)$$

Simplificando se tendrá finalmente:

$$P_{\text{reg}} = V_F I_L \cos \phi = \frac{1}{\sqrt{3}} V_L I_L \cos \phi \dots (30)$$

$$Q_{\text{reg}} = V_F I_L \sin \phi = \frac{1}{\sqrt{3}} V_L I_L \sin \phi \dots (31)$$

Estas son las expresiones de las Potencias Activa y Reactiva registradas por un equipo de medición de tres sistemas con la bobina amperimétrica de la fase R en contrafase.

CALCULO DE Kp% y Kq%

Reemplazando las expresiones (10), (11), (28) y (29), se tendrá que :

$$K_p = \left[\frac{1}{\sqrt{3}} V_L I_L \cos \phi / \sqrt{3} V_L I_L \cos \phi \right] * 100\% \dots (32)$$

$$K_q = \left[\frac{1}{\sqrt{3}} V_L I_L \sin \phi / \sqrt{3} V_L I_L \sin \phi \right] * 100\% \dots (33)$$

Simplificando se tiene:

$$K_p = 33.33 \% \dots (34)$$

$$K_q = 33.33 \% \dots (35)$$

En otras palabras estando el circuito amperimétrico de la fase "R" en contrafase, los equipos de medición de Potencia Activa y Reactiva registrarán siempre el 33.33% del registro real, independientemente del factor de potencia.

D. CORRIMIENTO DE FASES DE TENSIÓN: SECUENCIA POSITIVA T-R-S

Error que consiste en un corrimiento del conexionado en los bornes de entrada del circuito voltimétrico. Como se puede observar las figuras 15 y 16, estos bornes que debieran estar

conectados correspondientemente a las fases R, S y T, se encuentran conectadas a las fases T, R y S (secuencia positiva) respectivamente.

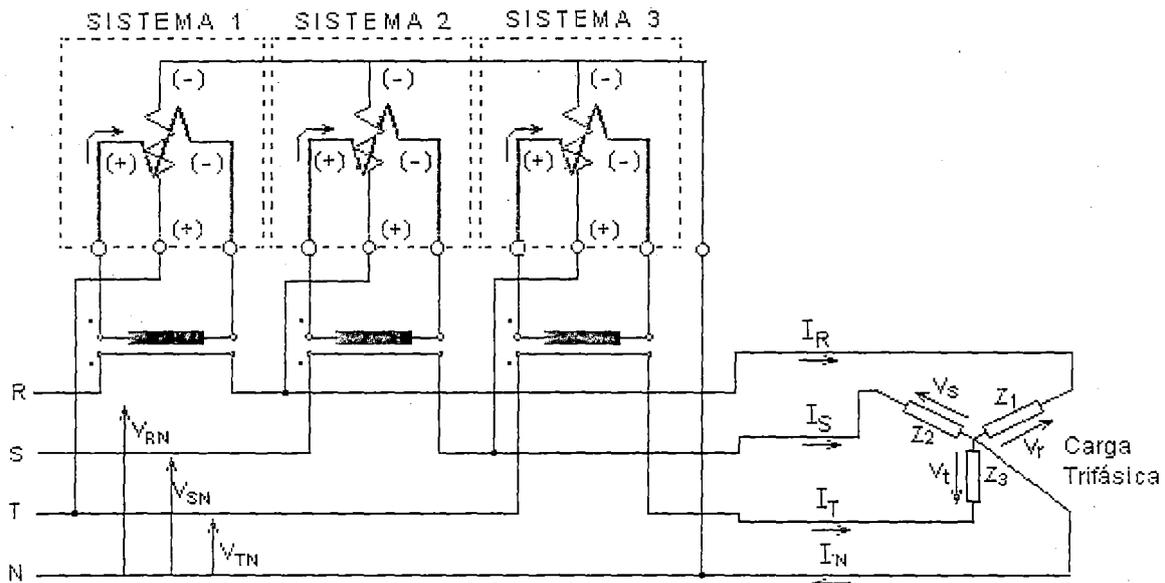


Figura 15
MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA

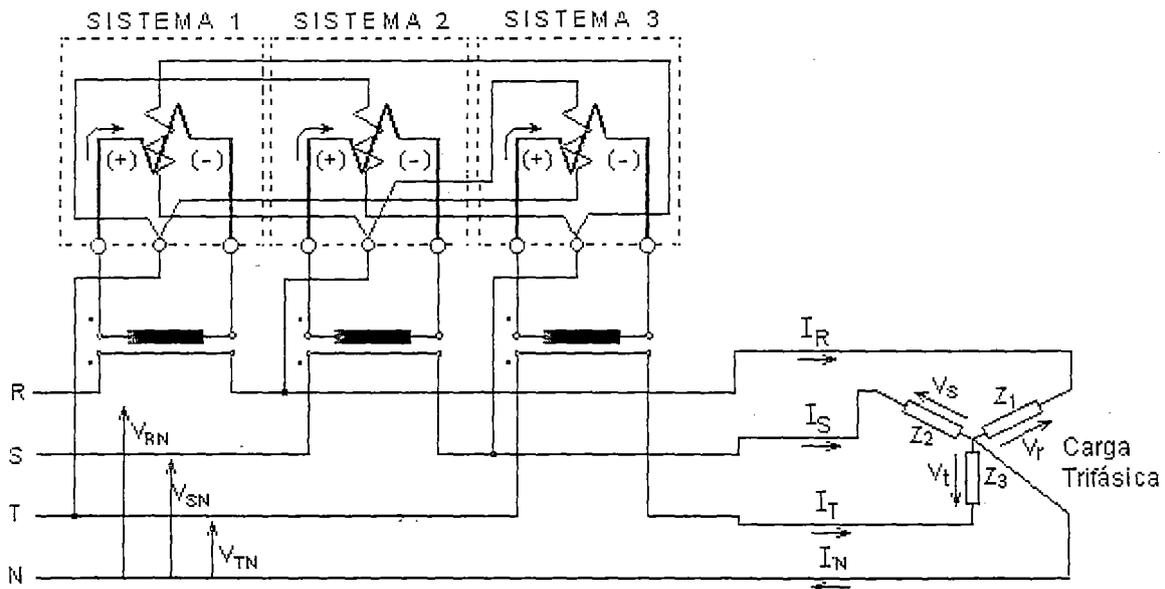


Figura 16
MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA

Cálculo de la Potencia Activa y Reactiva registradas : P_{reg} y Q_{reg}

En las figuras 15 y 16, se observa que las tensiones sensadas por las bobinas voltimétricas en los sistemas N° 1, 2 y 3 de los contadores de energía tanto de Activa como de Reactiva son : V_{TN} , V_{RN} , V_{SN} y V'_{TN} , V'_{RN} , V'_{SN} respectivamente.

Con estas condiciones reemplazando en las expresiones 8 y 9 serán:

$$P_{reg} = |V_{TN}| |I_R| \cos [\text{Fase}(V_{TN}) - \text{Fase}(I_R)] + |V_{RN}| |I_S| \cos [\text{Fase}(V_{RN}) - \text{Fase}(I_S)] + |V_{SN}| |I_T| \cos [\text{Fase}(V_{SN}) - \text{Fase}(I_T)] \dots \dots \dots (36)$$

$$Q_{\text{reg}} = \frac{|V'_{\text{TN}}|}{|V'_{\text{SN}}|} \frac{|I_{\text{R}}|}{|I_{\text{T}}|} \cos[\text{Fase}(V'_{\text{TN}}) - \text{Fase}(I_{\text{R}})] + \frac{|V'_{\text{RN}}|}{|I_{\text{S}}|} \cos[\text{Fase}(V'_{\text{RN}}) - \text{Fase}(I_{\text{S}})] + \dots \dots \dots (37)$$

Reemplazando en estas expresiones, el módulo y desfase de los parámetros registrados (ver diagramas fasoriales de las figuras 7 y 8) :

$$\begin{array}{lll} V_{\text{RN}} = V_{\text{F}} \angle -30^\circ & V'_{\text{RN}} = V_{\text{F}} \angle -120^\circ & I_{\text{R}} = I_{\text{L}} \angle (-30^\circ - \phi) \\ V_{\text{SN}} = V_{\text{F}} \angle -150^\circ & V'_{\text{SN}} = V_{\text{F}} \angle 120^\circ & I_{\text{S}} = I_{\text{L}} \angle (-150^\circ - \phi) \\ V_{\text{TN}} = V_{\text{F}} \angle 90^\circ & V'_{\text{TN}} = V_{\text{F}} \angle 0^\circ & I_{\text{T}} = I_{\text{L}} \angle (90^\circ - \phi) \end{array}$$

Se tendrá:

$$P_{\text{reg}} = V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos [90^\circ - (-30^\circ - \phi)] + V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos [-30^\circ - (-150^\circ - \phi)] + V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos [-150^\circ - (90^\circ - \phi)] \dots (38)$$

$$Q_{\text{reg}} = V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos [0^\circ - (-30^\circ - \phi)] + V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos [-120^\circ - (-150^\circ - \phi)] + V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos [120^\circ - (90^\circ - \phi)] \dots (39)$$

Simplificando :

$$P_{\text{reg}} = V_{\text{F}} I_{\text{L}} \cos(120^\circ + \phi) = \frac{1}{\sqrt{3}} V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos(120^\circ + \phi) \dots \dots \dots (40)$$

$$Q_{\text{reg}} = V_{\text{F}} I_{\text{L}} \cos(30^\circ + \phi) = \frac{1}{\sqrt{3}} V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos(30^\circ + \phi) \dots \dots \dots (41)$$

Estas son las expresiones de las Potencias Activa y Reactiva registradas por un equipo de medición de tres sistemas con corrimiento de las fases en el circuito voltimétrico: T-R-S.

CALCULO DE Kp% y Kq%

Reemplazando las expresiones (10), (11), (12), (13) en (40) y (41), se tendrá :

$$K_{\text{p}} = \left[\frac{1}{\sqrt{3}} V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos(120^\circ + \phi) / \sqrt{3} V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos \phi \right] * 100\% \dots (42)$$

$$K_{\text{q}} = \left[\frac{1}{\sqrt{3}} V_{\text{L}} I_{\text{L}} \cos(30^\circ + \phi) / \sqrt{3} V_{\text{L}} I_{\text{L}} \sin \phi \right] * 100\% \dots (43)$$

Simplificando se tiene :

$$K_{\text{p}} = [-(\sqrt{3} \tan \phi + 1) / 6] * 100 \% \dots \dots \dots (42)$$

$$K_{\text{q}} = [(\sqrt{3} \cot \phi - 1) / 6] * 100 \% \dots \dots \dots (43)$$

Ejemplo : Para una carga trifásica balanceada con factor de potencia promedio: $\cos \phi = 0.86$ inductivo de las expresiones (42) y (43) se tendrá : $K_{\text{p}} = -34.55\%$ (giro inverso del disco) y $K_{\text{q}} = 29.91\%$. Osea un contador de energía Activa de tres sistemas motor en éstas condiciones girará inversamente descontándose el consumo en un 34.55%, mientras que el contador de energía Reactiva registrará solo el 29.91% del registro real.

4.7.5 EJEMPLO DE APLICACIÓN

El Diagrama 2 muestra el esquema de conexión levantado en un sistema de medición perteneciente a un suministro, con punto de alimentación conectado en media tensión.

Este sistema de medición está compuesto por : dos medidores, uno de energía Activa y otro de energía Reactiva, ambos de tres elementos para un sistema de alimentación de 04 hilos, tres transformadores de tensión y tres de corriente, con relaciones de transformación : 10/0.1 kV y 50/5 A respectivamente.

También se detectó que la conexión hacia los medidores no era la correcta, la misma que se detalla a continuación :

CONEXIÓN MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA :

Circuito Voltimétrico : Los bornes correspondientes al circuito voltimétrico se encuentran conectados en secuencia S - T - R, existiendo corrimiento de fases. Se observa a la vez que un borne del secundario del transformador de tensión se encuentra desconectado, originando que por la bobina voltimétrica del sistema N° 3 no pase corriente. Provocando que las bobinas voltimétricas registren sólo las tensiones V_{SN} y V_{TN} en los sistemas N° 1 y N° 2 respectivamente.

Circuito Amperimétrico : Se observa que en el sistema N° 1 por el borne izquierdo, ingresa la fase de corriente I_T (en lugar de la I_R). En el sistema N° 2 la corriente I_S correctamente, mientras que en el Sistema N° 3 la corriente que ingresa por el borne derecho de la bobina amperimétrica, además no ser la corriente I_T , siendo por tanto la corriente $-I_R$ la que ingresa por el borne izquierdo. Provocando entonces que las bobinas amperimétricas registren las corrientes I_T , I_S y $-I_R$ en los sistemas N° 1, N° 2 y N° 3 respectivamente.

CONEXIÓN MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA :

Circuito Voltimétrico : Los bornes correspondientes al circuito voltimétrico se encuentran conectados en secuencia T - S - R, existiendo permutación de fases entre la fase R y la fase T. Provocando que las bobinas voltimétricas registren las tensiones V'_{TN} , V'_{SN} y V'_{RN} en los sistemas N° 1, N° 2 y N° 3 respectivamente.

Circuito Amperimétrico : Al observar el Sistema N° 1, la corriente ingresa por el borne derecho de su bobina amperimétrica además de ser la corriente I_S , siendo entonces la corriente $-I_S$ la que ingresa por el borne izquierdo; mientras que en los Sistemas N° 2 y N° 3, se observa que las corrientes que ingresan por los bornes izquierdos de sus bobinas amperimétricas son las corrientes I_R (en lugar de la corriente I_S) e I_T respectivamente. Provocando entonces que las bobinas amperimétricas registren las corrientes $-I_S$, I_R y I_T en los sistemas N° 1, N° 2 y N° 3 respectivamente.

La Empresa de Distribución Eléctrica en mención, para normalizar técnicamente este suministro requiere determinar el porcentaje de energía Activa y Reactiva registrada respecto a la real a fin de determinar el recuperó o reintegro de energía a aplicar.

Cálculo de la Potencia activa registrada (Preg)

$$\text{Sistema N}^\circ 1 : \quad \text{Preg1} = |V_{SN}| |I_T| \cos [\text{Fase}(V_{SN}) - \text{Fase}(I_T)]$$

$$\text{Sistema N}^\circ 2 : \quad \text{Preg2} = |V_{TN}| |I_S| \cos [\text{Fase}(V_{TN}) - \text{Fase}(I_S)]$$

$$\text{Sistema N}^\circ 3 : \quad \text{Preg3} = |V_{RN}| |-I_R| \cos [\text{Fase}(V_{RN}) - \text{Fase}(-I_R)]$$

Reemplazando el módulo y fase de estos parámetros registrados, según el diagrama fasorial de la figura 7, se tendrá :

$$\text{Preg1} = V_F I_L \cos [-150^\circ - (90^\circ - \phi)] = V_F I_L \cos(\phi - 240^\circ)$$

$$\text{Preg2} = V_F I_L \cos [90^\circ - (-150^\circ - \phi)] = V_F I_L \cos(\phi + 240^\circ)$$

$$\text{Preg3} = V_F I_L \cos [30^\circ - (150^\circ - \phi)] = V_F I_L \cos(\phi - 120^\circ)$$

$$\text{Preg} = \text{Preg1} + \text{Preg2} + \text{Preg3}$$

$$\text{Preg} = V_F I_L \cos(\phi - 240^\circ) + V_F I_L \cos(\phi + 240^\circ) + V_F I_L \cos(\phi - 120^\circ)$$

Simplificando se tiene:

$$P_{reg} = \sqrt{3} V_F I_L \text{Sen} (\phi - 60^\circ) = V_L I_L \text{Sen} (\phi - 60^\circ) \dots\dots\dots(a)$$

Cálculo de la Potencia Reactiva registrada (Qreg)

$$\text{Sistema N}^\circ 1 : \quad Q_{reg1} = |V'_{TN}| | -I_S | \text{Cos} [\text{Fase} (V'_{TN}) - \text{Fase} (-I_S)]$$

$$\text{Sistema N}^\circ 2 : \quad Q_{reg2} = |V'_{SN}| | I_R | \text{Cos} [\text{Fase} (V'_{SN}) - \text{Fase} (I_R)]$$

$$\text{Sistema N}^\circ 3 : \quad Q_{reg3} = |V'_{RN}| | I_T | \text{Cos} [\text{Fase} (V'_{RN}) - \text{Fase} (I_T)]$$

Reemplazando el módulo y fase de estos parámetros registrados, según el diagrama fasorial de la figura 8, se tendrá :

$$Q_{reg1} = V_F I_L \text{Cos} [0^\circ - (30^\circ - \phi)] = V_F I_L \text{Cos} (\phi - 30^\circ)$$

$$Q_{reg2} = V_F I_L \text{Cos} [120^\circ - (-30^\circ - \phi)] = V_F I_L \text{Cos} (150^\circ + \phi)$$

$$Q_{reg3} = V_F I_L \text{Cos} [-120^\circ - (90^\circ - \phi)] = V_F I_L \text{Cos} (\phi - 210^\circ)$$

$$Q_{reg} = Q_{reg1} + Q_{reg2} + Q_{reg3}$$

$$Q_{reg} = V_F I_L \text{Cos} (\phi - 30^\circ) + V_F I_L \text{Cos} (150^\circ + \phi) + V_F I_L \text{Cos} (\phi - 210^\circ)$$

Simplificando se tiene:

$$Q_{reg} = V_F I_L \text{Cos} (\phi - 210^\circ) = \frac{V_L I_L}{\sqrt{3}} \text{Cos} (\phi - 210^\circ) \dots\dots\dots(b)$$

Cálculo de Kp% y Kq%

$$K_p = [V_L I_L \text{Sen} (\phi - 60^\circ) / \sqrt{3} V_L I_L \text{Cos} \phi] * 100 \%$$

$$K_q = [\frac{V_L I_L}{\sqrt{3}} \text{Cos} (\phi - 210^\circ) / \sqrt{3} V_L I_L \text{Sen} \phi] * 100 \%$$

De donde simplificando se tendrá :

$$K_p = [(\text{tag} \phi - \sqrt{3}) / 2\sqrt{3}] * 100 \% \dots\dots\dots(c)$$

$$K_q = [- (\sqrt{3} \text{Ctg} \phi + 1) / 6] * 100 \% \dots\dots\dots(d)$$

Se ha determinado que el factor de potencia promedio de la carga del suministro en mención, siendo ésta predominantemente industrial, es de $\text{Cos} \phi = 0.84$ (inductivo).

Por tanto, para un f.d.p. : $\text{Cos} \phi = 0.84$, se tendrá :

$$K_p = - 31.35 \%$$

$$K_q = - 61.35 \%$$

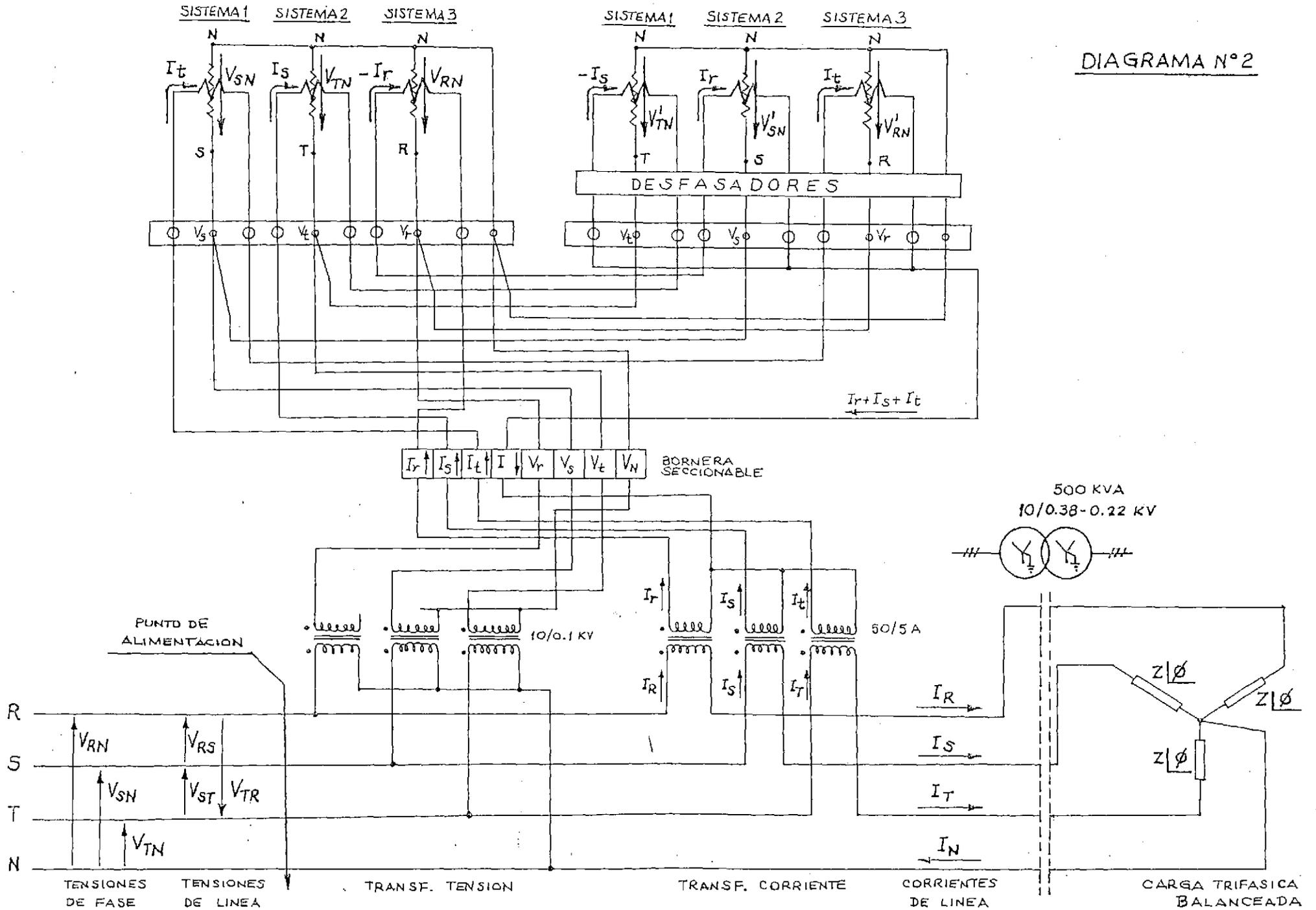
Lo cual indica que el disco de ambos medidores giraban en sentido inverso (valores negativos de $K_p\%$ y $K_q\%$) y el consumo de descontaba en un 31.35% y 61.35% respectivamente. Pero en la práctica se detectó que el disco de ambos contómetros, no giraba debido que los medidores poseen un sistema mecánico que evita el giro inverso del disco. Por tanto le facturaban un consumo promedio tanto por energía activa como por reactiva.

Para este caso el recupero de energía se determinará en base a registros de potencia y/o balance de consumo luego de normalizado el equipo de medida.

KWH

KVARH

DIAGRAMA N°2



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El nivel de electrificación se ha incrementado notablemente de un 48.4% al 62.5%, el cual ha propiciado la competencia y eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad, tanto a nivel del sector privado como del estatal.

El tratamiento otorgado a la reducción de pérdidas, en la que obligatoriamente en lapsos de tres periodos tarifarios (12 años), las empresas concesionarias deberán alcanzar niveles standard de pérdidas técnicas (7%) y comerciales (2%), a conducido a que las empresas ejecuten diversos proyectos para lograr sus objetivos, incluso a mayor velocidad que lo previsto. Una muestra de ello es los proyectos PIMT (proyectos de inversión de medidas técnicas), que viene ejecutando la empresa EDELNOR S.A.

Los cargos obtenidos con la formulación viene hacer la tarifa máxima, siendo los pliegos, practicable menores a éstos, de acuerdo a un factor de cobertura que vienen aplicando las empresas, correspondiendole a la Comisión de Tarifas Eléctricas la función de supervisar

Las tarifas ya no son rígidas, el cliente elige su tarifa entre siete opciones diferentes, dependiendo del nivel de tensión en que se alimenta. Y la empresa distribuidora está obligada a aceptar dicha elección. Sin embargo es necesario que las entidades e instituciones relacionadas con el sector eléctrico, intensifique sus esfuerzos para la difusión de los alcances de la Ley.

Para el suministro de potencias considerables no es necesario la medición en media tensión. Puede medirse en baja tensión con la única diferencia que en todos los cargos se incrementará el 3 % por pérdidas del transformador.

El cliente paga solo costo de conexión, cualquier adicional viene hacer un fondo de financiamiento, el cual debe ser reembolsable por la concesionaria.

Es necesario que el Estado dicte nuevas normas y procedimientos claros y precisos que permitan a los usuarios acceder a los beneficios que la Ley les reconoce.

Se sugiere la revisión de la formulación que determina el cargo por potencia en la tarifa BT-6. Pues dicha formulación asume 400 horas de uso como promedio mensual para una vivienda de escasos recursos dentro de la provincia de Lima. El cual está lejos de la realidad.

Aquellos clientes que consumen la energía solo en horas fuera de punta, se recomienda elijan la tarifa MT-2 si se alimentan en media tensión, de lo contrario la BT-2. La inversión en la adquisición de una medición electrónica es recuperable con el ahorro de consumo.

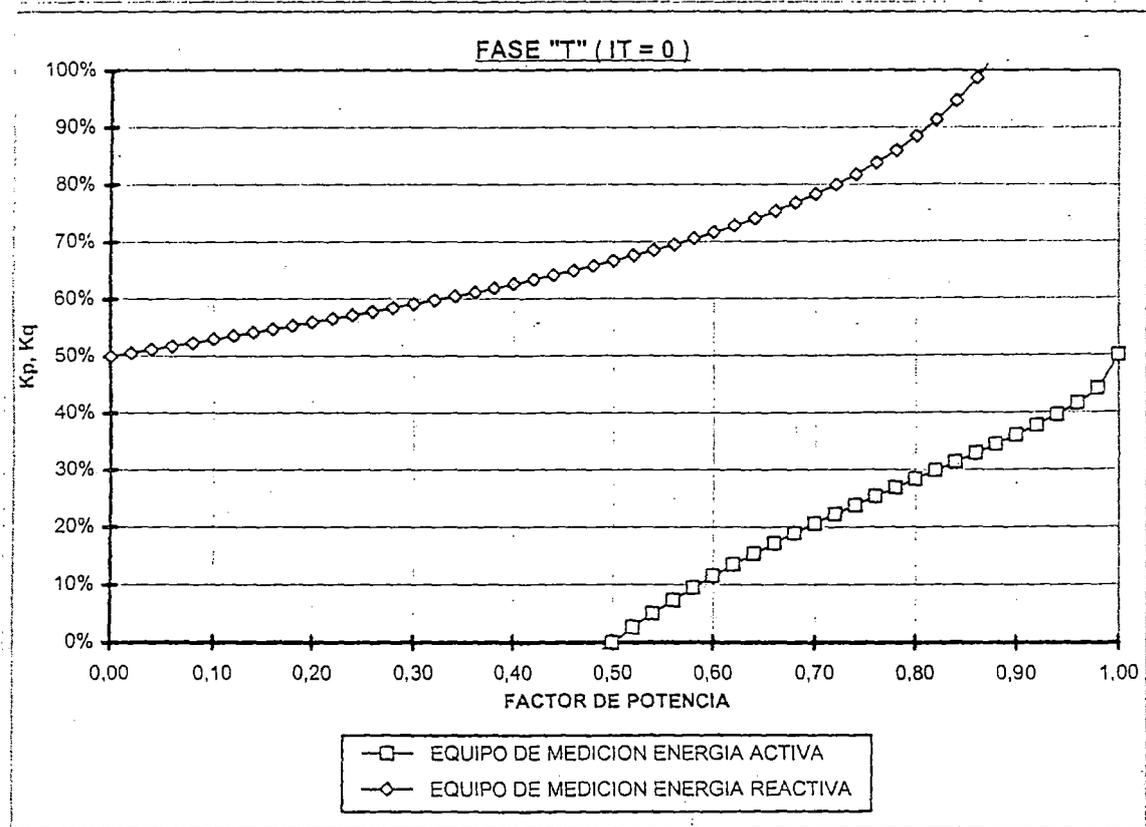
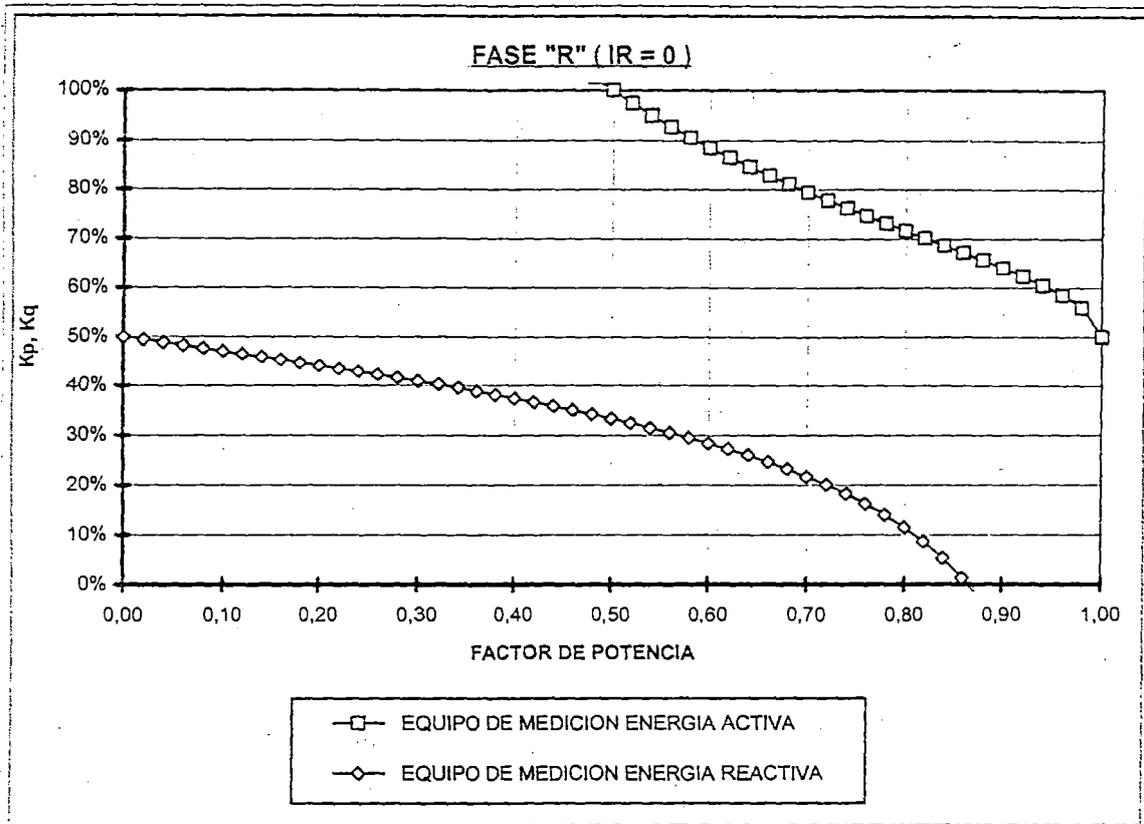
La demostración fasorial de los errores típicos contribuye a que pueda interpretarse cualquier otro error de conexión y determinar el porcentaje de energía registrada.

ANEXO

CUADRO N° 1
CIRCUITOS AMPERIMETRICOS INTERRUMPIDOS

f.d.p. inductivo	FASE R (IR = 0)		FASE T (IT = 0)	
	Kp%	Kq%	Kp%	Kq%
0,00		50,00		50,00
0,02	1493,09	49,42	-1393,09	50,58
0,04	771,11	48,84	-671,11	51,16
0,06	530,26	48,26	-430,26	51,74
0,08	409,69	47,68	-309,69	52,32
0,10	337,23	47,10	-237,23	52,90
0,12	288,82	46,51	-188,82	53,49
0,14	254,17	45,92	-154,17	54,08
0,16	228,10	45,32	-128,10	54,68
0,18	207,76	44,72	-107,76	55,28
0,20	191,42	44,11	-91,42	55,89
0,22	178,00	43,49	-78,00	56,51
0,24	166,77	42,86	-66,77	57,14
0,26	157,21	42,23	-57,21	57,77
0,28	148,97	41,58	-48,97	58,42
0,30	141,79	40,92	-41,79	59,08
0,32	135,47	40,25	-35,47	59,75
0,34	129,85	39,56	-29,85	60,44
0,36	124,81	38,86	-24,81	61,14
0,38	120,27	38,14	-20,27	61,86
0,40	116,14	37,40	-16,14	62,60
0,42	112,38	36,64	-12,38	63,36
0,44	108,92	35,86	-8,92	64,14
0,46	105,72	35,04	-5,72	64,96
0,48	102,76	34,21	-2,76	65,79
0,50	100,00	33,33	0,00	66,67
0,52	97,42	32,43	2,58	67,57
0,54	94,99	31,48	5,01	68,52
0,56	92,71	30,49	7,29	69,51
0,58	90,54	29,45	9,46	70,55
0,60	88,49	28,35	11,51	71,65
0,62	86,53	27,19	13,47	72,81
0,64	84,66	25,96	15,34	74,04
0,66	82,86	24,64	17,14	75,36
0,68	81,13	23,23	18,87	76,77
0,70	79,45	21,70	20,55	78,30
0,72	77,82	20,05	22,18	79,95
0,74	76,24	18,24	23,76	81,76
0,76	74,69	16,24	25,31	83,76
0,78	73,16	14,02	26,84	85,98
0,80	71,65	11,51	28,35	88,49
0,82	70,15	8,64	29,85	91,36
0,84	68,65	5,31	31,35	94,69
0,86	67,13	1,35	32,87	98,65
0,88	65,58	-3,48	34,42	103,48
0,90	63,98	-9,60	36,02	109,60
0,92	62,30	-17,76	37,70	117,76
0,94	60,48	-29,54	39,52	129,54
0,96	58,42	-48,97	41,58	148,97

CIRCUITOS AMPERIMETRICOS INTERRUPTIDOS

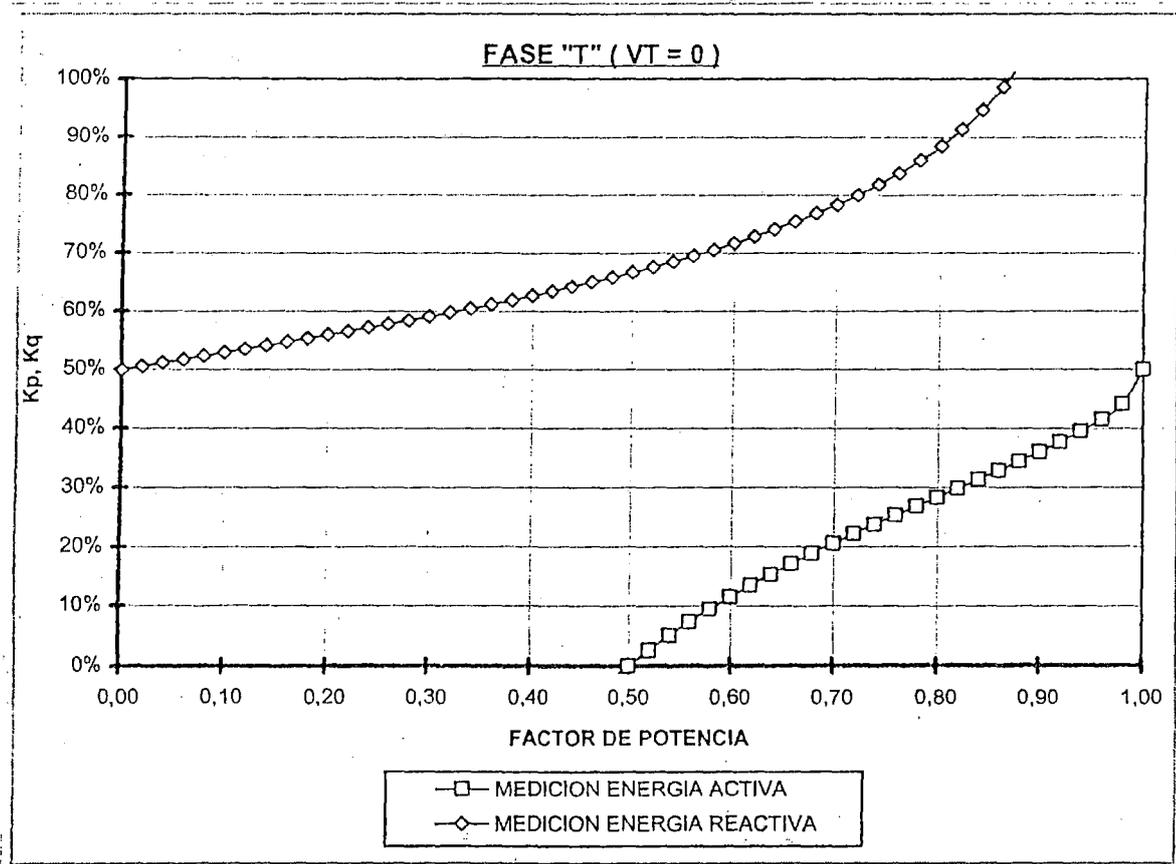
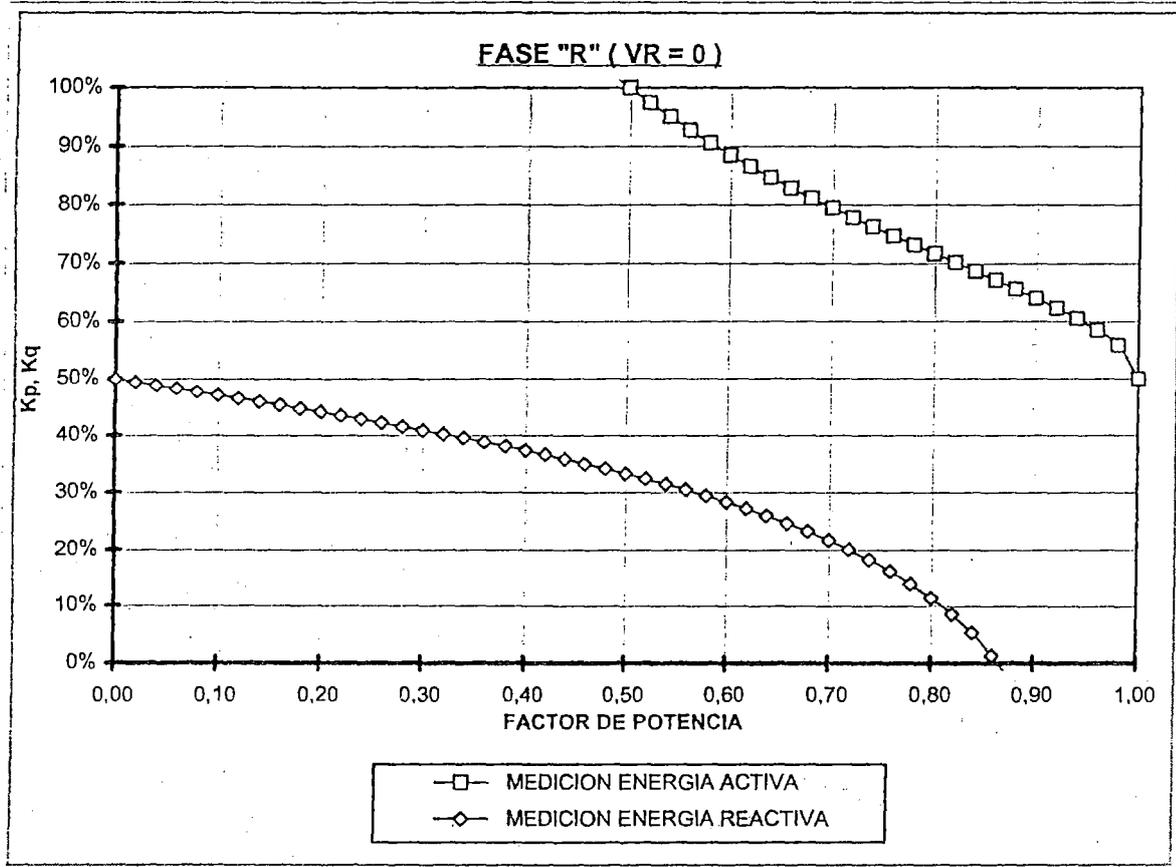


CUADRO N° 2

CIRCUITOS VOLTIMETRICOS INTERRUMPIDOS

f.d.p. inductivo	FASE R (VR = 0)		FASE S (VS = 0)		FASE T (VT = 0)	
	Kp%	Kq%	Kp%	Kq%	Kp%	Kq%
0,00		50,00	50,00	50,00		50,00
0,02	1493,09	49,42	50,00	50,00	-1393,09	50,58
0,04	771,11	48,84	50,00	50,00	-671,11	51,16
0,06	530,26	48,26	50,00	50,00	-430,26	51,74
0,08	409,69	47,68	50,00	50,00	-309,69	52,32
0,10	337,23	47,10	50,00	50,00	-237,23	52,90
0,12	288,82	46,51	50,00	50,00	-188,82	53,49
0,14	254,17	45,92	50,00	50,00	-154,17	54,08
0,16	228,10	45,32	50,00	50,00	-128,10	54,68
0,18	207,76	44,72	50,00	50,00	-107,76	55,28
0,20	191,42	44,11	50,00	50,00	-91,42	55,89
0,22	178,00	43,49	50,00	50,00	-78,00	56,51
0,24	166,77	42,86	50,00	50,00	-66,77	57,14
0,26	157,21	42,23	50,00	50,00	-57,21	57,77
0,28	148,97	41,58	50,00	50,00	-48,97	58,42
0,30	141,79	40,92	50,00	50,00	-41,79	59,08
0,32	135,47	40,25	50,00	50,00	-35,47	59,75
0,34	129,85	39,56	50,00	50,00	-29,85	60,44
0,36	124,81	38,86	50,00	50,00	-24,81	61,14
0,38	120,27	38,14	50,00	50,00	-20,27	61,86
0,40	116,14	37,40	50,00	50,00	-16,14	62,60
0,42	112,38	36,64	50,00	50,00	-12,38	63,36
0,44	108,92	35,86	50,00	50,00	-8,92	64,14
0,46	105,72	35,04	50,00	50,00	-5,72	64,96
0,48	102,76	34,21	50,00	50,00	-2,76	65,79
0,50	100,00	33,33	50,00	50,00	0,00	66,67
0,52	97,42	32,43	50,00	50,00	2,58	67,57
0,54	94,99	31,48	50,00	50,00	5,01	68,52
0,56	92,71	30,49	50,00	50,00	7,29	69,51
0,58	90,54	29,45	50,00	50,00	9,46	70,55
0,60	88,49	28,35	50,00	50,00	11,51	71,65
0,62	86,53	27,19	50,00	50,00	13,47	72,81
0,64	84,66	25,96	50,00	50,00	15,34	74,04
0,66	82,86	24,64	50,00	50,00	17,14	75,36
0,68	81,13	23,23	50,00	50,00	18,87	76,77
0,70	79,45	21,70	50,00	50,00	20,55	78,30
0,72	77,82	20,05	50,00	50,00	22,18	79,95
0,74	76,24	18,24	50,00	50,00	23,76	81,76
0,76	74,69	16,24	50,00	50,00	25,31	83,76
0,78	73,16	14,02	50,00	50,00	26,84	85,98
0,80	71,65	11,51	50,00	50,00	28,35	88,49
0,82	70,15	8,64	50,00	50,00	29,85	91,36
0,84	68,65	5,31	50,00	50,00	31,35	94,69
0,86	67,13	1,35	50,00	50,00	32,87	98,65
0,88	65,58	-3,48	50,00	50,00	34,42	103,48
0,90	63,98	-9,60	50,00	50,00	36,02	109,60
0,92	62,30	-17,76	50,00	50,00	37,70	117,76
0,94	60,48	-29,54	50,00	50,00	39,52	129,54
0,96	58,42	-48,97	50,00	50,00	41,58	148,97
0,98	55,86	-92,16	50,00	50,00	44,14	192,16
1,00	50,00		50,00	50,00	50,00	

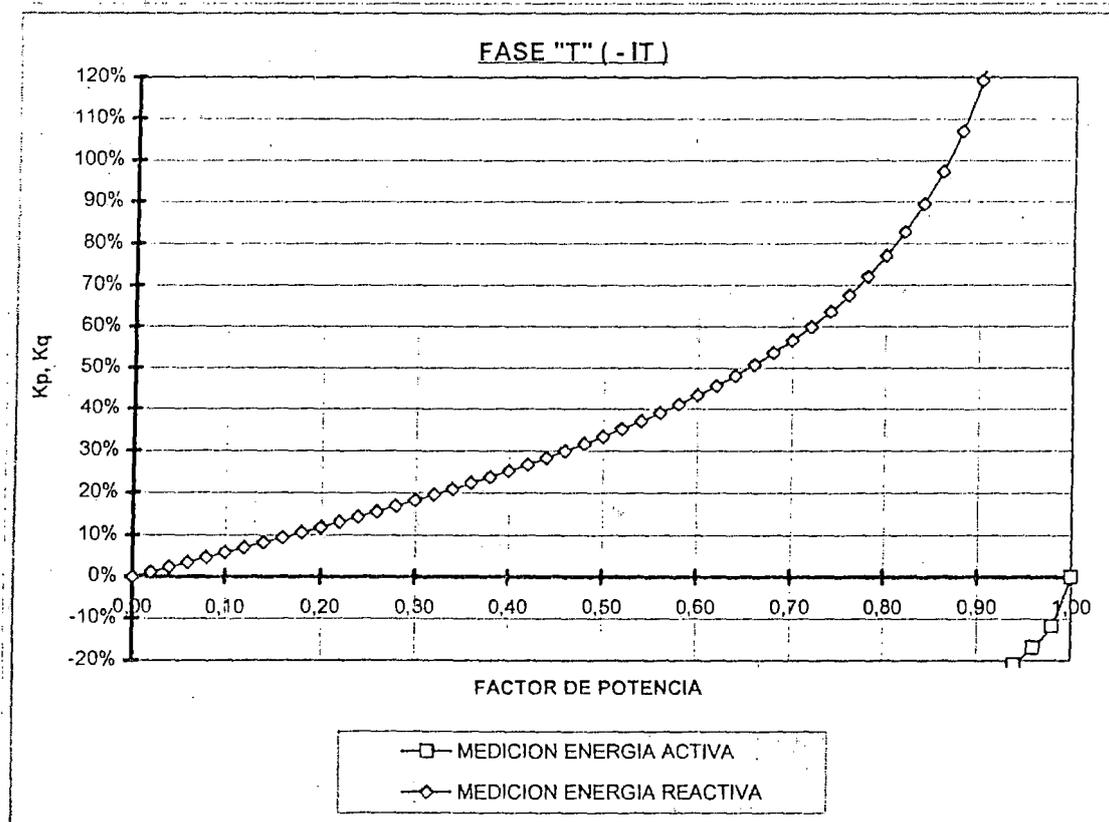
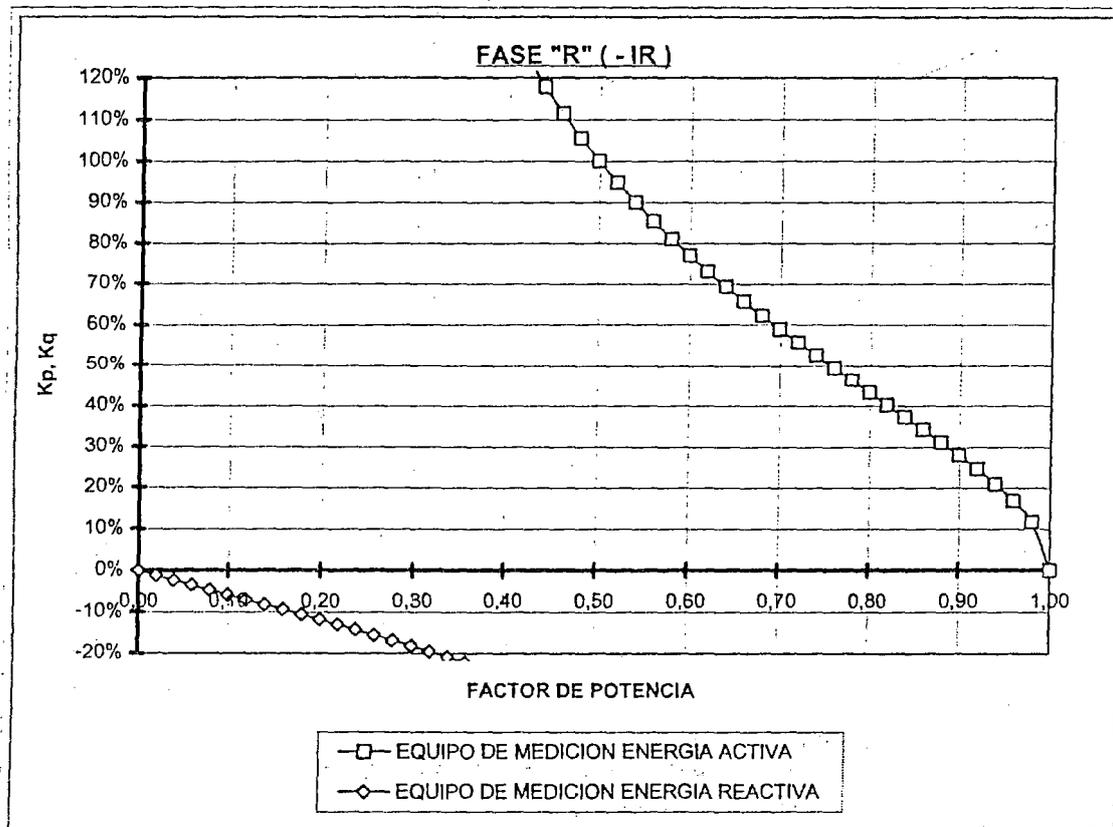
CIRCUITOS VOLTIMETRICOS INTERRUMPIDOS



CUADRO N° 3
BOBINAS AMPERIMÉTRICAS EN CONTRAFASE

f.d.p. inductivo	FASE R (- IR)		FASE T (- IT)	
	Kp%	Kq%	Kp%	Kq%
0,00		0,00		0,00
0,02	2886,17	-1,15	-2886,17	1,15
0,04	1442,22	-2,31	-1442,22	2,31
0,06	960,52	-3,47	-960,52	3,47
0,08	719,37	-4,63	-719,37	4,63
0,10	574,46	-5,80	-574,46	5,80
0,12	477,65	-6,98	-477,65	6,98
0,14	408,33	-8,16	-408,33	8,16
0,16	356,20	-9,36	-356,20	9,36
0,18	315,51	-10,56	-315,51	10,56
0,20	282,84	-11,79	-282,84	11,79
0,22	256,00	-13,02	-256,00	13,02
0,24	233,53	-14,27	-233,53	14,27
0,26	214,42	-15,55	-214,42	15,55
0,28	197,95	-16,84	-197,95	16,84
0,30	183,59	-18,16	-183,59	18,16
0,32	170,93	-19,50	-170,93	19,50
0,34	159,69	-20,87	-159,69	20,87
0,36	149,62	-22,28	-149,62	22,28
0,38	140,54	-23,72	-140,54	23,72
0,40	132,29	-25,20	-132,29	25,20
0,42	124,75	-26,72	-124,75	26,72
0,44	117,83	-28,29	-117,83	28,29
0,46	111,44	-29,91	-111,44	29,91
0,48	105,52	-31,59	-105,52	31,59
0,50	100,00	-33,33	-100,00	33,33
0,52	94,84	-35,15	-94,84	35,15
0,54	89,99	-37,04	-89,99	37,04
0,56	85,42	-39,02	-85,42	39,02
0,58	81,09	-41,11	-81,09	41,11
0,60	76,98	-43,30	-76,98	43,30
0,62	73,06	-45,62	-73,06	45,62
0,64	69,32	-48,09	-69,32	48,09
0,66	65,72	-50,72	-65,72	50,72
0,68	62,25	-53,54	-62,25	53,54
0,70	58,90	-56,59	-58,90	56,59
0,72	55,65	-59,90	-55,65	59,90
0,74	52,48	-63,52	-52,48	63,52
0,76	49,37	-67,51	-49,37	67,51
0,78	46,32	-71,96	-46,32	71,96
0,80	43,30	-76,98	-43,30	76,98
0,82	40,30	-82,71	-40,30	82,71
0,84	37,29	-89,38	-37,29	89,38
0,86	34,26	-97,30	-34,26	97,30
0,88	31,16	-106,97	-31,16	106,97
0,90	27,96	-119,21	-27,96	119,21
0,92	24,60	-135,53	-24,60	135,53
0,94	20,96	-159,07	-20,96	159,07
0,96	16,84	-197,95	-16,84	197,95
0,98	11,72	-284,33	-11,72	284,33
1,00	0,00		0,00	

BOBINAS AMPERIMETRICAS EN CONTRAFASE



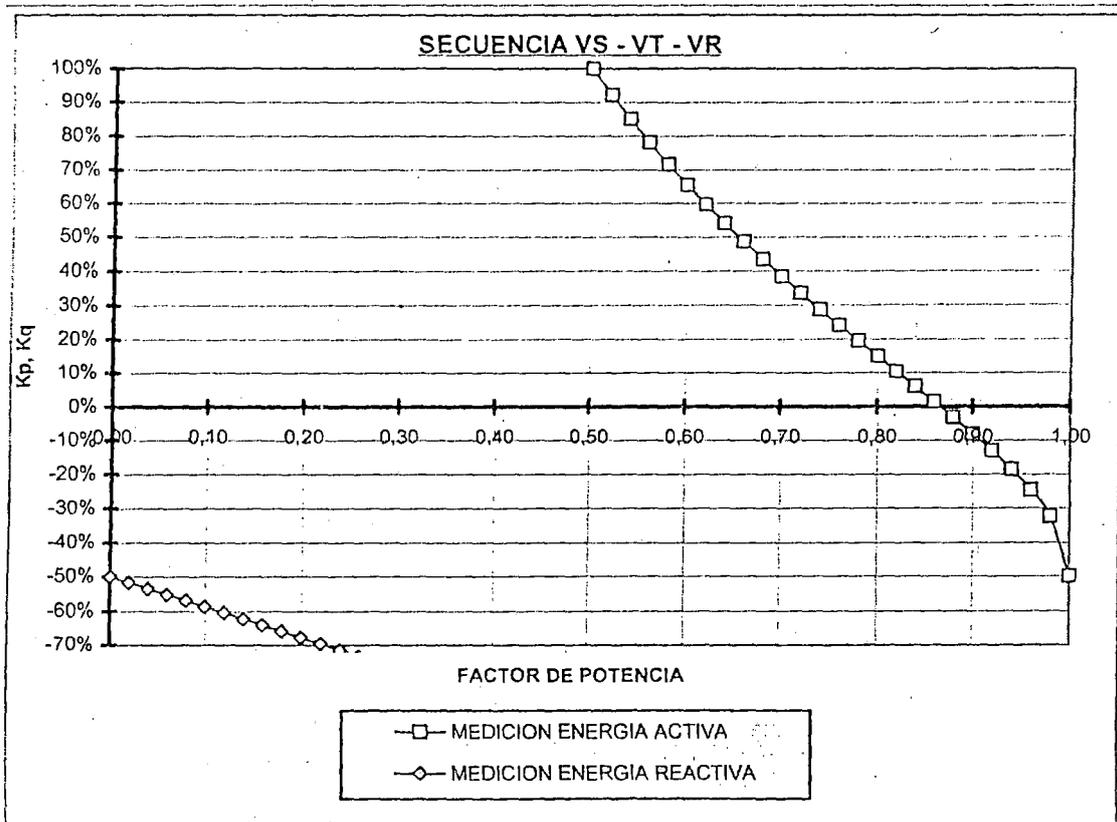
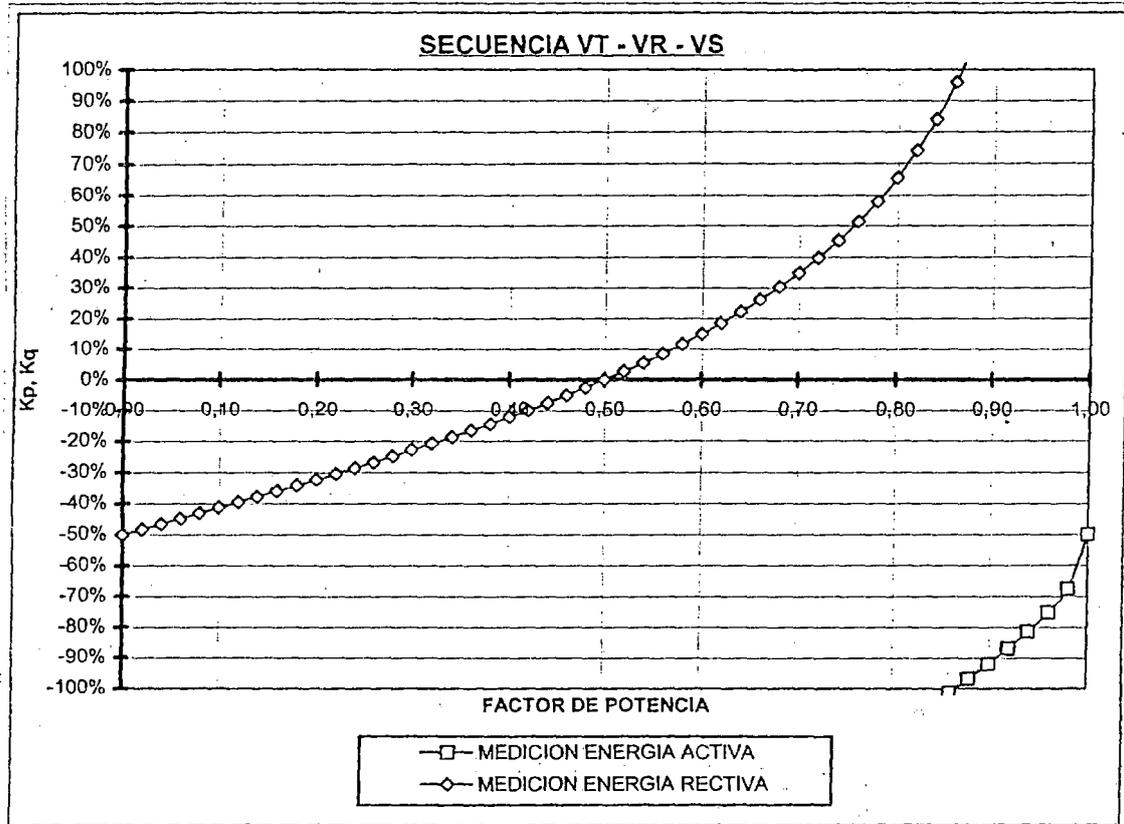
CUADRO N° 4

CORRIMIENTO DE FASES EN CIRCUITOS VOLTIMETRICOS

(SECUENCIA POSITIVA)

f.d.p. inductivo	SECUENCIA T - R - S		SECUENCIA S - T - R	
	Kp%	Kq%	Kp%	Kq%
0,00		-50,00		-50,00
0,02	-4379,26	-48,27	4279,26	-51,73
0,04	-2213,33	-46,53	2113,33	-53,47
0,06	-1490,78	-44,79	1390,78	-55,21
0,08	-1129,06	-43,05	1029,06	-56,95
0,10	-911,68	-41,30	811,68	-58,70
0,12	-766,47	-39,53	666,47	-60,47
0,14	-662,50	-37,76	562,50	-62,24
0,16	-584,29	-35,96	484,29	-64,04
0,18	-523,27	-34,15	423,27	-65,85
0,20	-474,26	-32,32	374,26	-67,68
0,22	-434,00	-30,47	334,00	-69,53
0,24	-400,30	-28,59	300,30	-71,41
0,26	-371,63	-26,68	271,63	-73,32
0,28	-346,92	-24,74	246,92	-75,26
0,30	-325,38	-22,76	225,38	-77,24
0,32	-306,40	-20,75	206,40	-79,25
0,34	-289,54	-18,69	189,54	-81,31
0,36	-274,43	-16,58	174,43	-83,42
0,38	-260,81	-14,42	160,81	-85,58
0,40	-248,43	-12,20	148,43	-87,80
0,42	-237,13	-9,92	137,13	-90,08
0,44	-226,75	-7,57	126,75	-92,43
0,46	-217,17	-5,13	117,17	-94,87
0,48	-208,28	-2,62	108,28	-97,38
0,50	-200,00	0,00	100,00	-100,00
0,52	-192,26	2,72	92,26	-102,72
0,54	-184,98	5,56	84,98	-105,56
0,56	-178,12	8,54	78,12	-108,54
0,58	-171,63	11,66	71,63	-111,66
0,60	-165,47	14,95	65,47	-114,95
0,62	-159,59	18,43	59,59	-118,43
0,64	-153,97	22,13	53,97	-122,13
0,66	-148,58	26,08	48,58	-126,08
0,68	-143,38	30,32	43,38	-130,32
0,70	-138,35	34,89	38,35	-134,89
0,72	-133,47	39,85	33,47	-139,85
0,74	-128,72	45,28	28,72	-145,28
0,76	-124,06	51,27	24,06	-151,27
0,78	-119,48	57,95	19,48	-157,95
0,80	-114,95	65,47	14,95	-165,47
0,82	-110,45	74,07	10,45	-174,07
0,84	-105,94	84,07	5,94	-184,07
0,86	-101,39	95,95	1,39	-195,95
0,88	-96,74	110,45	-3,26	-210,45
0,90	-91,94	128,81	-8,06	-228,81
0,92	-86,89	153,29	-13,11	-253,29
0,94	-81,43	188,61	-18,57	-288,61
0,96	-75,26	246,92	-24,74	-346,92
0,98	-67,59	376,49	-32,41	-476,49
1,00	-50,00		-50,00	

CORRIMIENTO DE FASES EN CIRCUITO VOLTIMETRICOS (SECUENCIA POSITIVA)



CUADRO RESUMEN DE LOS CUADROS Y CURVAS VARIACION
Kp%, Kq% vs. FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA

CIRCUITOS VOLTIMETRICO Y AMPERIMETRICO INTERRUMPIDOS

CIRCUITO	FASE	EQUIPO DE MEDICION			
		Energía Activa		Energía Reactiva	
		f.d.p.	Observaciones	f.d.p.	Observaciones
VOLTIMET.	VR = 0	Menor que 0,5	Registro mayor al Consumo Real	Menor que 0,866	Registro menor al Consumo Real
		0,5	Registro igual al Consumo Real	0,866	Disco no gira.
		Mayor que 0,5	Registro menor al Consumo Real	Mayor que 0,866	Giro inverso del disco.
	VS = 0	Entre 0 y 1	Registro igual al 50% del Consumo Real	Entre 0 y 1	Registro igual al 50% del Consumo Real
		Menor que 0,5	Giro inverso del disco.	Menor que 0,866	Registro menor al Consumo Real
		0,5	Disco no gira.	0,866	Registro igual al Consumo Real
AMPERIM.	IR = 0	Menor que 0,5	Registro mayor al Consumo Real.	Menor que 0,866	Registro menor al Consumo Real
		0,5	Registro igual al Consumo Real	0,866	Disco no gira.
		Mayor que 0,5	Registro menor al Consumo Real	Mayor que 0,866	Giro inverso del disco.
	IT = 0	Menor que 0,5	Giro inverso del disco.	Menor que 0,866	Registro menor al Consumo Real
		0,5	Disco no gira.	0,866	Registro igual al Consumo Real
		Mayor que 0,5	Registro menor al Consumo Real	Mayor que 0,866	Registro mayor al Consumo Real

CORRIMIENTO DE FASES EN CIRCUITO VOLTIMETRICO (SECUENCIA POSITIVA)

SECUENCIA	EQUIPO DE MEDICION			
	Energía Activa		Energía Reactiva	
	f.d.p.	Observaciones	f.d.p.	Observaciones
T - R - S	Entre 0 y 1	Giro inverso del disco.	Menor que 0,5	Giro inverso del disco
			Entre 0,5 y 0,866	Registro menor al Consumo Real
			Mayor que 0,866	Registro mayor al Consumo Real
S - T - R	Menor que 0,5	Registro mayor al Consumo Real	Entre 0 y 1	Giro inverso del disco.
	0,5	Registro igual al Consumo Real		
	Entre 0,5 y 0,866	Registro menor al Consumo Real		
	0,866	Disco no gira		
	Mayor que 0,866	Giro inverso del disco		

PERMUTACION DE FASES (SECUENCIA NEGATIVA)

CIRCUITO	SECUENCIA	EQUIPO DE MEDICION			
		Energía Activa		Energía Reactiva	
		f.d.p.	Observaciones	f.d.p.	Observaciones
VOLTIMET.	R - T - S	Entre 0 y 1	Disco no gira	Entre 0 y 1	Disco no gira
	S - R - T				
	T - S - R				
AMPERIM.	Fases R y T	Entre 0 y 1	Disco no gira	Entre 0 y 1	Disco no gira

BOBINAS AMPERIMETRICAS EN CONTRAFASE

FASE	EQUIPO DE MEDICION			
	Energía Activa		Energía Reactiva	
	f.d.p.	Observaciones	f.d.p.	Observaciones
FASE R (- IR)	Menor que 0,5	Registro mayor al Consumo Real	0	Disco no gira
	0,5	Registro igual al Consumo Real		
	Entre 0,5 y 1	Registro menor al Consumo Real	Entre 0 y 1	Giro inverso del disco.
	1	Disco no gira		
FASE T (- IT)	Menor que 1	Giro inverso del disco.	0	Disco no gira
	1	Disco no gira	Entre 0 y 0,866	Registro menor al Consumo Real
			Mayor que 0,866	Registro mayor al Consumo Real

CUADRO N° 1

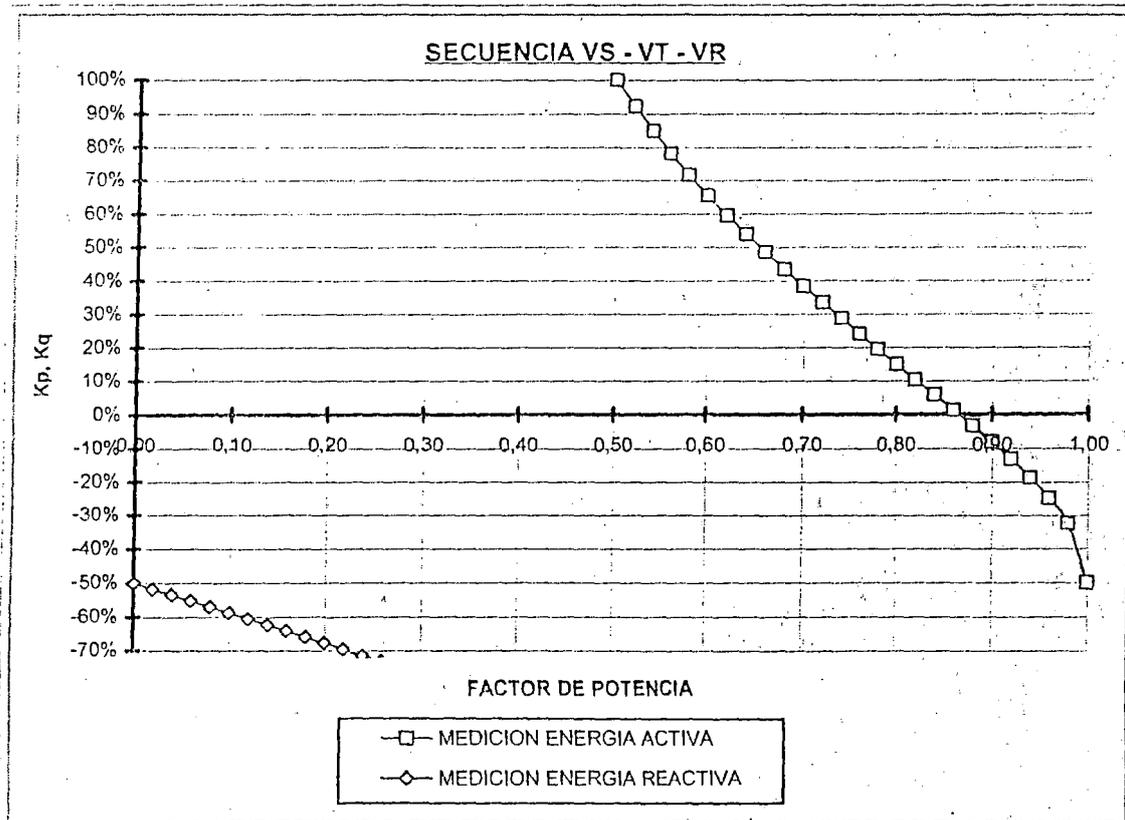
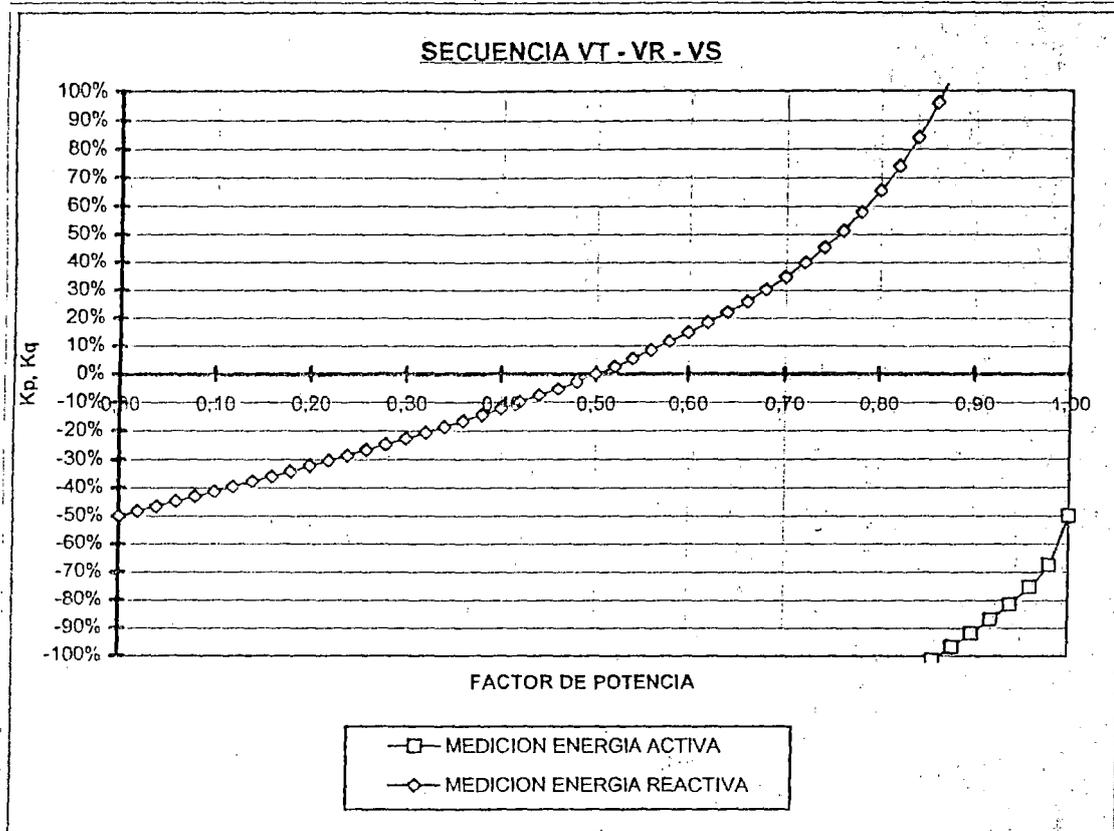
ERRORES O ANOMALIA DE CONEXIONADO

<i>ERROR o ANOMALIA</i>	<i>CIRCUITO</i>	<i>DESCRIPCION</i>	<i>Kp</i>	<i>Kq</i>
<i>CIRCUITO INTERRUMPIDO</i>	<i>VOLTIMETRICO</i>	<i>VR = 0</i>	66,66%	66,66%
		<i>VS = 0</i>	66,66%	66,66%
		<i>VT = 0</i>	66,66%	66,66%
	<i>AMPERIMETRICO</i>	<i>IR = 0</i>	66,66%	66,66%
		<i>IS = 0</i>	66,66%	66,66%
		<i>IT = 0</i>	66,66%	66,66%
<i>BOBINA AMPERIMETRICA EN CONTRAFASE</i>	<i>AMPERIMETRICO</i>	<i>-IR</i>	33,33%	33,33%
		<i>-IS</i>	33,33%	33,33%
		<i>-IT</i>	33,33%	33,33%
<i>PERMUTACION DE FASES</i>	<i>VOLTIMETRICO</i>	<i>FASE R - FASE T</i>	0%	0%
		<i>FASE S - FASE T</i>	0%	0%
		<i>FASE R - FASE S</i>	0%	0%
	<i>AMPERIMETRICO</i>	<i>FASE R - FASE T</i>	0%	0%
		<i>FASE S - FASE T</i>	0%	0%
		<i>FASE R - FASE S</i>	0%	0%

CUADRO N° 2
CORRIMIENTO DE FASES EN CIRCUITOS VOLTIMETRICOS
(SECUENCIA POSITIVA)

f.d.p. inductivo	SECUENCIA T - R - S		SECUENCIA S - T - R	
	Kp%	Kq%	Kp%	Kq%
0,00		-50,00		-50,00
0,02	-4379,26	-48,27	4279,26	-51,73
0,04	-2213,33	-46,53	2113,33	-53,47
0,06	-1490,78	-44,79	1390,78	-55,21
0,08	-1129,06	-43,05	1029,06	-56,95
0,10	-911,68	-41,30	811,68	-58,70
0,12	-766,47	-39,53	666,47	-60,47
0,14	-662,50	-37,76	562,50	-62,24
0,16	-584,29	-35,96	484,29	-64,04
0,18	-523,27	-34,15	423,27	-65,85
0,20	-474,26	-32,32	374,26	-67,68
0,22	-434,00	-30,47	334,00	-69,53
0,24	-400,30	-28,59	300,30	-71,41
0,26	-371,63	-26,68	271,63	-73,32
0,28	-346,92	-24,74	246,92	-75,26
0,30	-325,38	-22,76	225,38	-77,24
0,32	-306,40	-20,75	206,40	-79,25
0,34	-289,54	-18,69	189,54	-81,31
0,36	-274,43	-16,58	174,43	-83,42
0,38	-260,81	-14,42	160,81	-85,58
0,40	-248,43	-12,20	148,43	-87,80
0,42	-237,13	-9,92	137,13	-90,08
0,44	-226,75	-7,57	126,75	-92,43
0,46	-217,17	-5,13	117,17	-94,87
0,48	-208,28	-2,62	108,28	-97,38
0,50	-200,00	0,00	100,00	-100,00
0,52	-192,26	2,72	92,26	-102,72
0,54	-184,98	5,56	84,98	-105,56
0,56	-178,12	8,54	78,12	-108,54
0,58	-171,63	11,66	71,63	-111,66
0,60	-165,47	14,95	65,47	-114,95
0,62	-159,59	18,43	59,59	-118,43
0,64	-153,97	22,13	53,97	-122,13
0,66	-148,58	26,08	48,58	-126,08
0,68	-143,38	30,32	43,38	-130,32
0,70	-138,35	34,89	38,35	-134,89
0,72	-133,47	39,85	33,47	-139,85
0,74	-128,72	45,28	28,72	-145,28
0,76	-124,06	51,27	24,06	-151,27
0,78	-119,48	57,95	19,48	-157,95
0,80	-114,95	65,47	14,95	-165,47
0,82	-110,45	74,07	10,45	-174,07
0,84	-105,94	84,07	5,94	-184,07
0,86	-101,39	95,95	1,39	-195,95
0,88	-96,74	110,45	-3,26	-210,45
0,90	-91,94	128,81	-8,06	-228,81
0,92	-86,89	153,29	-13,11	-253,29
0,94	-81,43	188,61	-18,57	-288,61
0,96	-75,26	246,92	-24,74	-346,92
0,98	-67,59	376,49	-32,41	-476,49
1,00	-50,00		-50,00	

CORRIMIENTO DE FASES EN CIRCUITOS VOLTIMETRICOS (SECUENCIA POSITIVA)



**CUADRO RESUMEN DE LOS CUADROS Y CURVAS VARIACION
Kp%, Kq% vs. FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA**

CIRCUITOS VOLTIMETRICO Y AMPERIMETRICO INTERRUMPIDOS

CIRCUITO	FASE	EQUIPO DE MEDICION			
		Energía Activa		Energía Reactiva	
		f.d.p.	Observaciones	f.d.p.	Observaciones
VOLTIMET.	VR = 0	Entre 0 y 1	Registro igual al 66,66% del Consumo Real	Entre 0 y 1	Registro igual al 66,66% del Consumo Real
	VS = 0				
	VT = 0				
AMPERIM.	IR = 0	Entre 0 y 1	Registro igual al 66,66% del Consumo Real	Entre 0 y 1	Registro igual al 66,66% del Consumo Real
	IS = 0				
	IT = 0				

CORRIMIENTO DE FASES EN CIRCUITO VOLTIMETRICO (SECUENCIA POSITIVA)

SECUENCIA	EQUIPO DE MEDICION			
	Energía Activa		Energía Reactiva	
	f.d.p.	Observaciones	f.d.p.	Observaciones
T - R - S	Entre 0 y 1	Giro inverso del disco.	Menor que 0,5	Giro inverso del disco
			Entre 0,5 y 0,866	Registro menor al Consumo Real
			Mayor que 0,866	Registro mayor al Consumo Real
S - T - R	Entre 0 y 1	Giro inverso del disco.	Menor que 0,5	Registro mayor al Consumo Real
			0,5	Registro igual al Consumo Real
			Entre 0,5 y 0,866	Registro menor al Consumo Real
			0,866	Disco no gira
			Mayor que 0,866	Giro inverso del disco

PERMUTACION DE FASES (SECUENCIA NEGATIVA)

CIRCUITO	SECUENCIA	EQUIPO DE MEDICION			
		Energía Activa		Energía Reactiva	
		f.d.p.	Observaciones	f.d.p.	Observaciones
VOLTIMET.	T - S - R	Entre 0 y 1	Disco no gira	Entre 0 y 1	Disco no gira
	R - T - S				
	S - R - T				
AMPERIM.	Fases R y T	Entre 0 y 1	Disco no gira	Entre 0 y 1	Disco no gira
	Fases S y T				
	Fases R y S				

BOBINAS AMPERIMETRICAS EN CONTRAFASE

FASE	EQUIPO DE MEDICION			
	Energía Activa		Energía Reactiva	
	f.d.p.	Observaciones	f.d.p.	Observaciones
FASE R (- IR)	Entre 0 y 1	Registro igual al 33,33% del Consumo Real	Entre 0 y 1	Registro igual al 33,33% del Consumo Real
FASE S (- IS)				
FASE T (- IT)				

BIBLIOGRAFIA

- Fundamentos de Meteorología Eléctrica (TOMO III, Cap. V) Teoría y Construcción de Medidores de Energía
Ing. Andres M. Karcz Mar - 1977
- Comisión de Tarifas Eléctricas Disposiciones Tarifarias para Clientes finales de servicio público de electricidad. Resolución N° 010-93 P/CTE. Oct - 1993
- Seminario de Especialización Tarifas Eléctricas a Costo Marginal
Ing. Jubert Chavez Serrano Dic - 1993
- Comisión de Tarifas Eléctricas Precios y Condiciones de Aplicación para el Mercado Eléctrico Libre y Regulado
Ing. Edwin Quintanilla A. Dic - 1993
- LUZ DEL SUR S.A. Normas de Aplicación Tarifaria.
Oficina de Evaluación Tarifaria Jul - 1994
- Comisión de Tarifas Eléctricas Procedimiento y cálculo de Tarifas a clientes finales.
Resolución N° 001-94 P/CTE. Mar - 1994
- Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER). Informe de Perú
Maria Teresa Ghersi P. Set - 1995
- ASOCIACION ELECTROTECNIA PERUANA Aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas. Resultados y Perspectivas
Foro Jun - 1996
- EL INFORMATIVO Formación de los Precios de Electricidad
Comisión de Tarifas Eléctricas. Jun - 1996
- EL INFORMATIVO Formación de los Precios de Electricidad a clientes finales.
Comisión de Tarifas Eléctricas Nov - 1996
- Resumen Ejecutivo El Sector Eléctrico en el Perú
Apoyo Consultoria Feb - 1997