UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ECONÓMICA Y CIENCIAS SOCIALES

"COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE GRUPOS ELECTRÓGENOS Y DESARROLLO DE UN SISTEMA DE EVALUACIÓN MEDIANTE EL EMPLEO DE UN TABLERO DE TRANSFERENCIA COMPUTARIZADO"

INFORME DE INGENIERÍA
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ECONOMISTA

Luis Alfredo Seminario Olortigue
Promoción : 1995

Lima – Perú
1999

"A la memoria de mi padre

Manuel Seminario Mendoza

Quien me enseño a valorar mi desarrollo personal y profesional

A mi madre

Dora Olortigue Vda. de Seminario, a mi familia y amigos por proporcionarme el apoyo y amor necesarios para continuar una parte importante de mi formación profesional."

ÍNDICE

I) CURRICULUM VITAE

COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE GRUPOS ELECTRÓGENOS Y DESARROLLO DE UN SISTEMA DE EVALUACIÓN MEDIANTE EL EMPLEO DE UN TABLERO DE TRANSFERENCIA COMPUTARIZADO

Introducción **10**

I) El Empleo de los Grupos Electrógenos. **11**

I.1. Antecedentes. 11
I.2 Demanda de los grupos electrógenos. 12
I.3. Comportamiento en los últimos años. 13

II) Regulación y Sistema Tarifario en el Sector Eléctrico. **14**

II.1. Alcances de la regulación ¿Por qué regular? 14
El enfoque de la regulación en el Perú 15
II.2. Marco general de la regulación en el Perú. 17
II.3. La Regulación tarifaria . 20
Antecedentes. 20
El modelo tarifario actual 20
Marco conceptual del modelo tarifario actual. 25

- Tarifa a nivel de generación. 25
- Tarifa a nivel de transmisión. 26
- Tarifa a nivel de distribución. 26

III) Opciones Tarifarias. **27**

III.1. Conceptos básicos y definiciones. 27
III.2. Determinación de las opciones tarifarias. 28
III.3. Análisis de sensibilidad. 35
III.4. Selección de una opción tarifaria. (apreciación comparativa para estimar el costo de oportunidad del cliente frente al empleo de grupos electrógenos) 38

IV) El Empleo de Grupos Electrógenos como apoyo a programas de Ahorro y Energía **41**

IV.1. Cambio de tarifa y modulación de carga típica del cliente (Mix). 41
IV.2. Análisis de carga eléctrica como base para la toma de decisiones. 48
IV.3. Correcciones del factor de potencia y su impacto en el pago de Consumo eléctrico. 49
IV.4 Tablero de transferencia computarizada. 54

Antecedentes. 54
Descripción del tablero de transferencia computarizada usos y resultados. 59

V) Calidad de la energía eléctrica. **63**

V.1 Introducción 63
V.2 Objetivos y alcances. 63
V.3 Perturbaciones eléctricas. 64
Flickers. 66
Tensiones Armónicas. 67
V.4 Costos económicos de la implementación. 71

VI) Conclusiones y Recomendaciones **72**

Anexos **74**

Glosario **75**

COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE GRUPOS ELECTRÓGENOS Y DESARROLLO DE UN SISTEMA DE EVALUACIÓN MEDIANTE EL EMPLEO DE UN TABLERO DE TRANSFERENCIA COMPUTARIZADA

INTRODUCCION

La concepción del empleo de grupos electrógenos como equipos de emergencia ha variado notablemente al redefinirse su utilización como equipos de apoyo, en diversas actividades que involucran continuidad y calidad en el suministro de corriente eléctrica. Es por ello que la demanda de grupos electrógenos en la actualidad se ha mantenido a pesar que las condiciones coyunturales que impulsaron dicha demanda han decrecido notablemente (fenómeno del terrorismo, fenómeno del niño, otros).

La brecha existente entre la oferta y la demanda eléctrica, ha impulsado a establecer normas de carácter tarifario que están orientadas a racionalizar el consumo de corriente eléctrica sobre todo en horario considerado como hora punta (6:00 p.m. a 11:00 p.m.). Es, en este contexto, que una adecuada evaluación del sistema de tarifas a seleccionar puede significar un ahorro significativo en el pago de facturación por consumo de corriente eléctrica comercial.

Desde 1991 las tarifas de energía eléctrica están siendo reajustadas de acuerdo a precios internacionales; debido a este motivo, los costos de energía eléctrica inciden en mayor proporción en los costos finales tanto de empresas comerciales como en la producción de las empresas industriales.

El desarrollo tecnológico y la aplicación de la computadora como instrumento de mando en los tableros de transferencia automática, han permitido la realización de tableros de transferencia computarizados los cuales pueden ser programados de manera tal, que dado ciertos niveles de carga y hora, activen al grupo electrógeno y realicen la transferencia de carga de corriente comercial a corriente de grupo electrógeno; sustituyendo así, el consumo de corriente comercial en horario considerado como punta.

La evaluación económica si opera o no el grupo electrógeno en horas punta se realiza tomando como base la tarifa en la que se encuentra el cliente y los montos facturados por esta, el consumo de petróleo de acuerdo al nivel de carga consumida, depreciación del grupo electrógeno y costos de mantenimiento.

Las perturbaciones eléctricas están definidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos; dentro de sus objetivos, propicia el control de todo tipo de perturbaciones. Sin embargo inicialmente, sólo se controla el Flicker y las Tensiones Armónicas. La aplicación de la norma contempla incluso la suspensión del servicio eléctrico a las empresas, centros comerciales, etc. que se ubiquen fuera del rango de generación de perturbación permisible.

CAPÍTULO I

EL EMPLEO DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS

I EL EMPLEO DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS

I.1 ANTECEDENTES

En la década de los ochenta y de modo específico en el último lustro, el ritmo de las inversiones en las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica no guardó relación con la velocidad de crecimiento de la población, lo que determinó que la brecha entre la población que contaba con servicios eléctricos y aquella que carecía de los mismos fuese cada vez más grande, con un marcado impacto negativo en el desarrollo económico nacional. La tendencia creciente de la población desatendida constituía una barrera infranqueable para las aspiraciones de desarrollo de los sectores menos favorecidos de las zonas rurales y de las áreas urbano marginales.

El clima de inseguridad que generó la violencia subversiva fue, sin duda, uno de los factores principales que desalentó las inversiones en todos los sectores económicos del país. La destrucción cotidiana de la infraestructura eléctrica y de otras partes vitales de nación, por acción del terrorismo, acrecentó el "riesgo país". Pero, junto a la violencia política, intervinieron otros factores que desalentaron las inversiones y agudizaron la escasez de los recursos demandados por el sector para mantener su operatividad.

Es en este contexto la demanda de grupos electrógenos se incrementó como una alternativa para amortiguar, los problemas que se presentaban por las continuas y prolongadas interrupciones del servicio eléctrico.

Durante varios años, las empresas de electricidad acumularon fuertes pérdidas operativas que llegaron a representar en 1989 más del 150% de sus ingresos, alcanzando los US$ 226 millones ese año. Las tarifas eléctricas eran utilizadas como el instrumento que, a través de sucesivos aumentos, buscaba corregir los desequilibrios financieros de las empresas del sector.

Desde 1994 las tarifas eléctricas mostraron un comportamiento acorde con la búsqueda de eficiencia. El precio promedio de la electricidad ha mantenido un comportamiento estable desde que se aplicara la nueva estructura tarifaria y ha registrado una ligera tendencia a la baja. A pesar de ello la utilización de grupos electrógenos como un elemento modulador de carga típica del cliente esta dando resultados positivos en programas de ahorro y energía que están siendo aplicados por muchas empresas del país ya que los costos de energía eléctrica inciden de manera importante en los costos de producción de las industrias.

I.2 DEMANDA DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS:

Dentro del empleo corriente de grupos electrógenos podemos señalar:

A) Como equipo de emergencia ante un corte intempestivo de corriente eléctrica comercial.
Dada la necesidad de mantener el suministro de corriente eléctrica de manera ininterrumpida en ciertas instalaciones (hospitales, centros comerciales, edificios, centros de computo, etc.), la alternativa de tener equipos de emergencia que pudieran cubrir la demanda de energía eléctrica que se presentaba en dicho corte de fluido eléctrico comercial, dio un impulso significativo a la utilización de grupos electrógenos para dicho fin.

B) Como equipo de generación eléctrica en espectáculos, eventos culturales y sociales.
La utilización de equipos electrónicos de alta sensibilidad en los juegos de luces, sonido, instrumentos diversos que incorporan tecnología de punta muy sensibles a las fluctuaciones de voltaje y frecuencia (componentes de la corriente) crearon un espacio a la utilización de grupos electrógenos acústicos para la generación de corriente eléctrica de alta calidad y pureza.

C) Como equipo de apoyo para mantenimiento de sub-estaciones eléctricas.
Ante el crecimiento del consumo eléctrico en las diferentes zonas de Lima metropolitana y mientras se realiza el mantenimiento periódico de las sub estaciones, es necesario la desconexión de cada una de ellas de la red de distribución, por lo que el empleo de grupos electrógenos de gran capacidad y acústicos que abastezcan de corriente eléctrica esa zona se hace obligatorio.

D) Como equipo de generación eléctrica en zonas rurales alejadas de centros de generación y distribución eléctrica.
El crecimiento de la demanda eléctrica dada las condiciones de liberalización de la economía y el empleo de equipos electrónicos para diversos fines han obligado a la utilización de grupos electrógenos en zonas carentes de fluido eléctrico, aquí debemos señalar que algunos asientos mineros, los centros de comunicación rural trabajan con grupos electrógenos en alternancia las veinticuatro horas del día.

E) Como equipos de generación eléctrica para fines de defensa nacional.
Dada las condiciones de inseguridad limítrofe que se vivieron en los últimos años, así como las características avanzadas y dependientes de corriente eléctrica de los equipos de defensa (plataformas de despegue aéreo, y otros equipos) surgió la necesidad de incorporar a los grupos electrógenos como parte del instrumental de defensa nacional, la utilización de estos equipos se produjo en el ámbito del Ejercito, La Marina y la Aviación.

I.3 COMPORTAMIENTO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS.

Hasta 1993, las tarifas eran determinadas por el estado sin considerar los costos de las empresas generadoras y distribuidoras. Por esto, en 1993 año en que inició sus operaciones la CTE, las tarifas de electricidad cubrían solamente el 75.3% de los costos de electricidad, por lo que un año después las tarifas debieron subir a una tasa promedio de 10% mensual para cubrir dichos costos, tomando en cuenta los incrementos previstos en la inflación, la devaluación y los precios de los combustibles.
Bajo estas condiciones macroeconómicas el empleo de grupos electrógenos se incrementó notablemente, siendo esto una respuesta a la necesidad de cubrir una demanda creciente de corriente eléctrica que incorpora las nuevas tecnologías.

En los últimos años a pesar del incremento significativo de la oferta eléctrica ésta es superada por una demanda eléctrica cada vez más creciente.

La incorporación de nuevas tecnologías a pesar de ser ahorradoras de energía eléctrica trae consigo la necesidad de una continuidad y calidad de la corriente eléctrica que dan un espacio permanente a la utilización de grupos electrógenos con tableros de transferencia automática,

La demanda de utilización de grupos electrógenos se ha mantenido a pesar que las condiciones que impulsaron su empleo han cambiado notablemente (fenómeno del terrorismo).

La concepción de utilización de grupos electrógenos como equipos de apoyo que intervenían solo en cortes intempestivos de corriente eléctrica comercial a variado significativamente en los últimos años.

El factor energía eléctrica se ha convertido en algunos casos en un importante componente de los costos de producción, por lo que el análisis adecuado de estos costos se orientan al empleo de grupos electrógenos en determinados momentos del día que pueden significar un ahorro importante en dichos costos. (Ver participación de grupos electrógenos en recinto ferial –Anexo 1).

CAPÍTULO II

REGULACIÓN Y SISTEMA TARIFARIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

II REGULACIÓN Y SISTEMA TARIFARIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO.

II.1. ALCANCES DE LA REGULACIÓN

¿Por qué regular?

La intervención del estado en la economía se realiza de diferentes maneras y en distinto grado. Dos consideraciones centrales justifican el papel del estado en las actividades económicas. En primer lugar, la equidad puede propiciar la intervención del estado y lo hace en la medida que tiene ventajas excepcionales para tratar de abordar los problemas de desigualdad en la distribución del ingreso e inseguridad de los ciudadanos vulnerables que no cuentan con un nivel de vida aceptable.

Pero, en segundo lugar, tradicionalmente el estado ha intervenido en aquellas actividades donde se reconoce marcadamente la presencia de las denominadas fallas de mercado, es decir, aquellas circunstancias que impiden que una economía de mercado asigne los recursos con eficacia. La existencia de bienes públicos, de externalidades, información imperfecta o asimétrica y monopolios naturales forman parte de las fallas que se presentan en el mercado.
En este sentido, el estado busca seleccionar la mejor entre las posibles intervenciones, las cuales pueden darse en colaboración con los mercados y la sociedad civil.

Con relación a este último caso, el replanteamiento del papel del estado le ha significado ensayar instrumentos alternativos, nuevos o ya existentes que puedan acrecentar la eficacia del sector público.

Uno de estos instrumentos ha sido hallado en la regulación. de acuerdo con el Banco Mundial, en la mayoría de las economías modernas la función reguladora del estado es en la actualidad más amplia y compleja que nunca, abarcando campos como el medio ambiente y el sector financiero, además de otros más tradicionales como los monopolios. En esta tarea, las reglamentaciones tienen que adecuarse a la capacidad de los organismos reguladores públicos y a la complejidad de los mercados para que la regulación sea realmente efectiva.

LA REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Regular servicios públicos que operan en condiciones de monopolio natural es una tarea compleja. La característica principal de los monopolios es que, dada la coexistencia de altos costos irreversibles y una demanda relativamente pequeña, lo eficiente es que se genere un espacio geográfico o de mercado para un solo productor.

En industrias en que existen economías de escala significativas en todo el rango de producción relevante para el mercado en cuestión, es eficiente que se genere una

estructura de mercado con un solo oferente que aproveche estos rendimientos crecientes a escala. Tradicionalmente se ha argumentado que en estos casos existiría un potencial de abuso de posición monopólica por parte de la única empresa que opera en el mercado, lo cual justifica la intervención del estado para garantizar el bienestar de los consumidores.

Muchas industrias poseen un componente de costo hundido y, por lo tanto, es factible la existencia de monopolios naturales que requieren algún tipo de control por parte del estado. El grado de monopolio natural será más elevado mientras mayores sean las economías de escala, mayor sea la relación entre el tamaño óptimo de planta y el tamaño del mercado, más inelástica la demanda y mayor el componente de costo hundido de la inversión.

La cuestión es, entonces, cómo lograr que los monopolios naturales puedan ser operados eficientemente sin que se deteriore la calidad del servicio o que se generen precios que impliquen un abuso de su posición monopólica. Una solución tradicional a este problema ha sido el *estado empresario*. Pero una alternativa es el *estado regulador*. La regulación de los servicios públicos tiene tres objetivos importantes: proteger a los consumidores del abuso de la posición de dominio que puedan ejercer las empresas que actúan con un significativo poder en el mercado, promover la inversión protegiendo a los inversionistas de una acción arbitraria del gobierno y promover la eficiencia económica.

De esta manera, a medida que se han liberalizado las economías, los gobiernos se han dado cuenta de que las reformas del mercado y la rápida evolución de la tecnología plantean sus propios problemas normativos e impulsan al estado a adoptar estrategias reguladoras que estén en consonancia no sólo con las nuevas exigencias de la economía y la sociedad sino también, y sobre todo, con la capacidad institucional de los países.[1]

EL ENFOQUE DE REGULACIÓN EN EL PERÚ

Desde inicios de los años noventa, la economía peruana ingresó a un proceso de establecimiento de nuevas relaciones entre los sectores público y privado, mediante la aplicación de un conjunto de reformas para permitir, por un lado, la reformulación del papel del sector público que le posibilite cumplir con eficiencia aquellas funciones en la cual su actuación es irreemplazable y, por otro lado, crear las condiciones propicias para un mayor desarrollo del sector privado dentro de un contexto más competitivo.

Dentro de este esquema, al sector privado le compete la función de producir con eficiencia los bienes y servicios demandados por la población, dentro del marco de un

proceso de ajuste a un nuevo conjunto de reglas, basando su éxito en una creciente capacidad de interactuar en mercados competitivos. A su vez, al estado le corresponde, entre otras funciones, desarrollar las acciones necesarias para que el mercado pueda operar satisfactoriamente, las cuales se cumplen mediante la acción reguladora de los mercados.
Una condición para que aquello sea posible ha sido que el estado modifique gradualmente la naturaleza de su intervención, desprendiéndose de las actividades productivas y concentrándose en la capacidad de establecer y aplicar reglas para el sistema económico que efectivamente promuevan el desarrollo fundamentado en principios de eficiencia y equidad.

En este sentido, la privatización de empresas estatales busca incrementar la eficiencia de la actividad empresarial en los diferentes mercados y juega un papel central en el proceso de reformulación de las funciones del estado. Así, la privatización se convierte en un medio - y no en un fin en sí mismo – para contribuir, junto con otras políticas, a reestructurar los papeles de los sectores público y privado y, de esta manera, aprovechar mejor las características institucionales de cada uno, con el objetivo de permitir que el estado pueda cumplir un papel activo en áreas que son críticas para el desarrollo nacional y en las cuales el sector privado, por su propia naturaleza, no podría involucrarse.

La privatización es una política que no tiene que circunscribirse a las empresas estatales, sino que permite evaluar oportunidades para establecer sistemas que permitan la participación del sector privado en la construcción, financiamiento y provisión de la infraestructura nacional, de servicios y obras públicas y de una serie de actividades tradicionalmente reservadas para el estado, mediante esquemas creativos que incorporen, en la medida de lo posible, sistemas competitivos e incentivos comerciales para los prestatarios y por los cuales el estado no pierda la capacidad de regulación sobre estas actividades.

Un proceso en el cual se pretende que las principales decisiones se adopten en el mercado requiere, especialmente en el caso de aquellos sectores en donde con frecuencia se encuentran fallas del mercado, de un apropiado conjunto de reglas que guíen su operación.

Por ejemplo, si bien es posible transferir la gestión de actividades que por su propia naturaleza ofrecen características monopólicas o donde los niveles de competencia previsibles son escasos, esto sólo será posible de concretar con éxito en la medida que se establezcan marcos regulatorios adecuados y organismos con capacidad y autonomía del poder político, para garantizar soluciones eficientes desde un punto de vista social. En estos casos se busca simular la competencia donde no se espera que ésta exista en el grado requerido al menos en el mediano plazo o de acuerdo a la tecnología existente.

Será importante diferenciar la función de los organismos del estado encargados de diseñar las políticas –como el congreso o los ministerios- de aquéllos encargados de garantizar su cumplimiento.
Estos últimos requieren de salvaguardas que le permitan actuar con autonomía e independencia de criterio respecto de los intereses políticos. De este modo se contribuye a que entre el estado y el mercado se establezca una relación armoniosa antes que antagónica.

II.2 MARCO GENERAL DE LA REGULACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

En la organización de la industria eléctrica, la existencia de más de una empresa en la provisión del servicio puede ser considerada económicamente eficiente en la actividad de generación. Sin embargo, ello no es posible en la transmisión y distribución. Estas actividades deben estar sujetas a regulación de precio con el fin de proteger al usuario del mercado regulado de prácticas monopólicas y para estimular la eficiencia económica.

El enfoque de regulación en el Perú no ha sido ajeno al sector eléctrico. El diseño del marco regulatorio peruano para el sector eléctrico está orientado al establecimiento de un contexto de libre competencia para las actividades de generación y a la regulación de la transmisión y distribución dentro del área de concesión asignada a cada uno de los operadores.

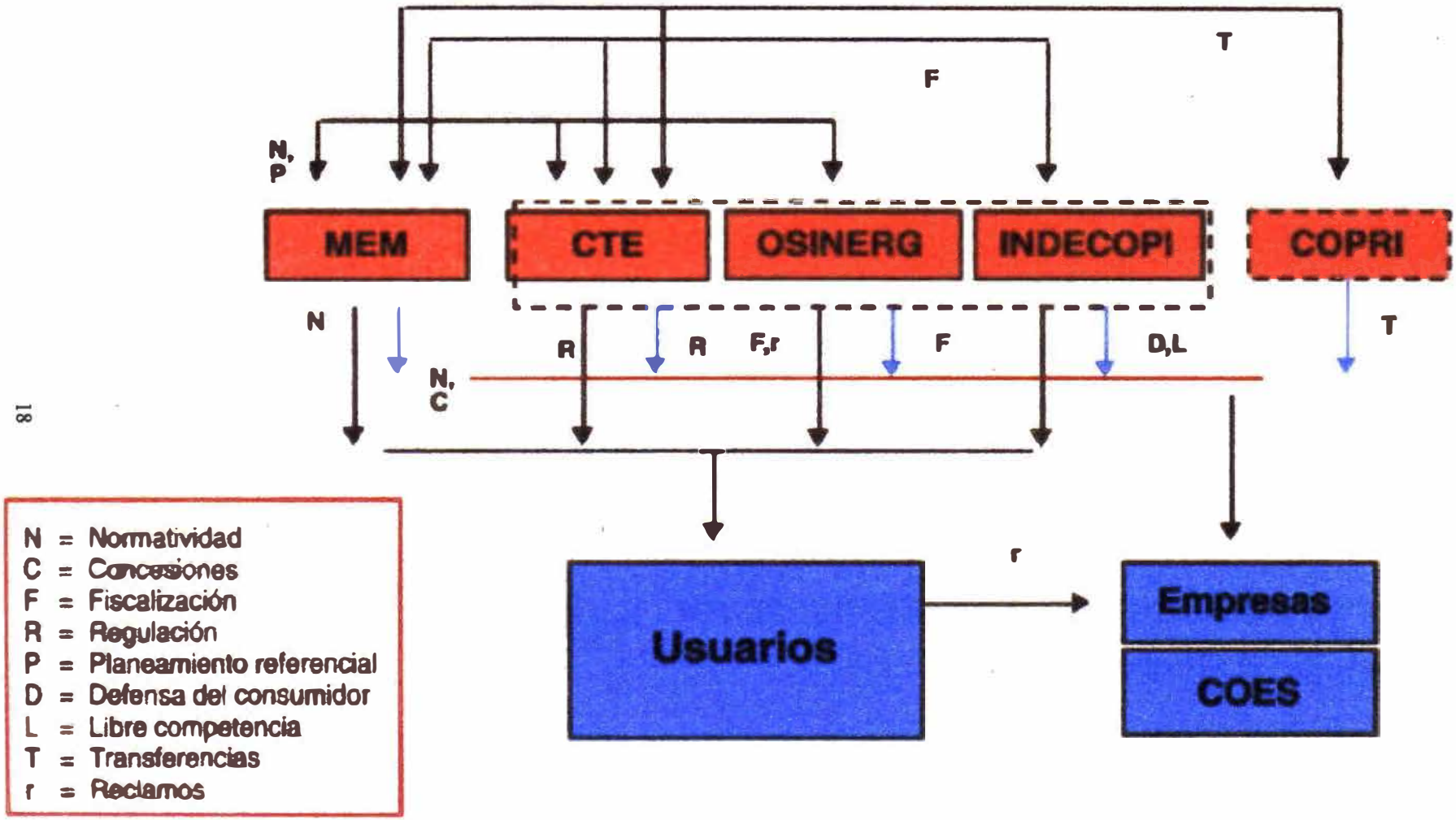
La concepción del nuevo marco normativo para el sector de energía eléctrica se produjo dos años antes de iniciarse las primeras privatizaciones en el sector. La promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, de Noviembre de 1992 (Decreto Ley Nº 25844), reglamentada posteriormente (Decreto Supremo Nº 099-93-EM), se orientó hacia la creación de un marco regulador moderno para el sector en materias tan diversas como la fijación de tarifas, el otorgamiento de concesiones, la prestación del servicio y la fiscalización de los operadores. En Diciembre de 1996, se introdujeron algunas modificaciones en la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento a partir de la promulgación de la Ley Nº 26734, que creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG).[2]

Las instituciones que ejercen la regulación del sector eléctrico se agrupan en el denominado Sistema de Supervisión de la Inversión en Energía, el cual esta compuesto por las siguientes entidades:

- El *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)*, entidad con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera, perteneciente al MEM. Su misión es fiscalizar, a nivel nacional, el cumplimiento

[2] **Situación Tarifaria en el Sector Eléctrico Peruano, Comisión de Tarifas Eléctricas**

Interrelaciones entre las instituciones del sector eléctrico



Fuente: CTE

- de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades del sector eléctrico y de hidrocarburos.

- La *Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)*, Institución descentralizada del MEM, con autonomía técnica, funcional, económica y administrativa, encargada de fijar las tarifas máximas de generación, transmisión y distribución, así como establecer las fórmulas tarifarías de electricidad aplicables a los clientes regulados.

- El *Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)*, encargado de velar por la aplicación de las normas de libre competencia, represión de la competencia desleal, de la publicidad engañosa, protección al consumidor y otras normas de su competencia, en los sectores de electricidad e hidrocarburos.

Además, la *Dirección General de Electricidad (DGE)* es la dependencia del Ministerio de Energía y Minas (MEM) cuyas funciones abarcan las políticas generales del sector, así como el ámbito normativo dentro del mismo.

II.3 LA REGULACIÓN TARIFARIA

ANTECEDENTES

Hasta 1993 coexistía una diversidad de tarifas a usuarios finales distribuidas de acuerdo con la actividad desarrollada por el usuario de energía eléctrica. De esta forma, dicha actividad podía ser clasificada en industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario.

La compra y venta de energía eléctrica entre las empresas que conformaban el servicio público de electricidad no se efectuaba mediante un mecanismo de precio, sino a través de un sistema de compensación económica denominado Fondo de Compensación de Generación, cuyo objetivo era compensar las diferencias de costos de generación y transmisión mostradas por las empresas de electricidad, producidas a raíz de las diferentes fuentes energéticas, escalas de producción y estructuras de mercado en las que operaban las empresas del sector.

Las distorsiones en materia de eficiencia y en la asignación de recursos dentro del sector eléctrico que habían sido introducidas por este sistema tarifario fueron tratadas de corregir en 1986, cuando la CTE propuso al MEM la denominada *"Nueva tarifa de energía eléctrica"*, la que trataba de determinar niveles tarifarios que cubran el mínimo costo medio de la producción de energía eléctrica para el servicio público, con una estructura horario-estacional basada en costos marginales, con el fin de contribuir a la eficiencia económica en la operación y desarrollo del sector eléctrico nacional. No obstante, este esquema no fue aplicado.

EL MODELO TARIFARIO ACTUAL

La Ley de Concesiones Eléctricas Peruana se basa en la experiencia recogida en otros países, como Chile, Argentina y Reino Unido, donde la oferta de electricidad es separada en tres actividades claramente distinguibles: generación, transmisión y distribución. Este esquema se orienta a establecer un contexto de libre competencia para las actividades de generación, y a regular la transmisión y distribución para reducir los posibles abusos derivados de la posición de dominio que cada distribuidor tiene dentro de su área de concesión. En tal sentido, el nuevo marco permite que cualquiera de estas actividades pueda ser desarrollada por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, sin ninguna discriminación, de acuerdo con el sistema de concesiones y autorizaciones establecido por el MEM.

Uno de los elementos más importantes dentro de este marco regulatorio fue el diseño de una regulación tarifaria, cuyo objetivo principal es promover la eficiencia en las operaciones dentro del sector.
De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, las siguientes actividades están sujetas a regulación de precios:

- Las transferencias de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el Comité de Operaciones Económicas del Sistema (COES).

- Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión.

- Las ventas de generadores a distribuidores destinadas al servicio público de electricidad.

- Las ventas a clientes del servicio público de electricidad.

El modelo de tarifas establecido a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas establece los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad para los clientes regulados, dejando de lado la estructura de tarifas por sectores de consumo. Para las ventas de energía eléctrica de un generador a un concesionario de distribución, semestralmente se fijan los *precios en barra*, a partir de un precio básico sobre el que se aplica un factor de penalización por las pérdidas de energía ocurridas en la transmisión.

Los precios en barra fijados no pueden diferir en más del 10% del promedio de las tarifas establecidas por contratación libre del sistema.

En adición, anualmente se fija un *peaje por conexión* que los generadores deben abonar mensualmente a los propietarios de los sistemas de transmisión con el fin de cubrir sus costos de inversión, operación y mantenimiento. Las tarifas para los usuarios finales del servicio de electricidad son obtenidas añadiendo a los precios en barra el *Valor Agregado de Distribución (VAD)*, que incorpora los costos de facturación al usuario, las pérdidas físicas y comerciales y los costos de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución.

Dentro del esquema tarifario vigente se establecen mecanismos para promover la eficiencia a través de un sistema en el que las ineficiencias del prestador no deben ser trasladadas a los usuarios finales del servicio. Luego, el modelo utilizado se basa en los costos de empresas eficientes, pero reconoce temporalmente determinados márgenes de eficiencia derivados no sólo de las pérdidas de energía por problemas técnicos, sino también de las pérdidas asociadas a deficiencias como el deterioro de medidores, conexiones clandestinas, etc. Al respecto, se ha establecido un plazo máximo de doce años para que las empresas de distribución reduzcan sus pérdidas, debiendo alcanzarse una reducción del 50% de las pérdidas totales actuales en los primeros cuatro años de fijación de las tarifas de distribución.

Un aspecto importante que ha sido incorporado en la nueva política tarifaría se refiere a las opciones tarifarias. Los usuarios finales tienen la posibilidad de elegir entre distintas opciones tarifarias que le permiten obtener menores facturaciones por su consumo de electricidad, en función de los sistemas de medición disponibles y los

costos diferenciados de electricidad en los períodos "punta" y fuera de dicho período. No obstante, para acceder a las diferentes opciones tarifarias –cuya vigencia es de un año-, el usuario debe asumir el costo del nuevo equipo de medición, el que podrá ser recuperado en un período de 1 a 12 meses con los ahorros generados por la menor facturación. Un mayor análisis sobre este aspecto será presentado en el capítulo III.
Otro aspecto importante desde el punto de vista de la eficiencia es la flexibilidad del marco regulatorio en cuanto a la incorporación de cambios tecnológicos, debido a que la política de tarifas está diseñada para que el inversionista recupere su inversión al establecer un retorno a la inversión fija en el sector eléctrico del 12% anual y al incorporar el costo de renovar las obras y bienes físicos *(valor nuevo de reemplazo)* destinados a la prestación del mismo servicio, como parte del costo de inversión en las actividades de transmisión y distribución. Finalmente, el esquema tarifario considera algunos factores para el reajuste de las tarifas máximas para cada actividad –generación, transmisión y distribución-, tales como el índice de precios al por mayor, el promedio general de sueldos, los precios de los combustibles, los derechos arancelarios, el precio internacional del cobre y/o aluminio y el tipo de cambio.

Los Costos de Generación.-

Las actividades de generación se desarrollan en un mercado de libre competencia, es decir, cualquier entidad puede instalar equipos de generación de electricidad de acuerdo con el marco normativo. Sin embargo, en el caso de explotar recursos hidráulicos o geotérmicos para centrales mayores a los 10 MW, el operador requiere de una concesión del MEM.

Para garantizar la seguridad del servicio, el marco legal dispuso la formación de los COES en cada sistema interconectado como los organismos que agrupan a las centrales de generación y sistemas de transmisión, con la finalidad de coordinar las transferencias de energía entre sus miembros al mínimo costo. Los COES buscan otorgar garantías suficientes para la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y promueven un entorno de libre competencia entre generadores. Los COES están integrados por las empresas generadoras y por la empresa del sistema de transmisión principal respectivo.

La primera etapa contemplada para la obtención de las tarifas del servicio público de electricidad se refiere a la obtención de los costos de generación. Para ello es necesario determinar los precios básicos de la energía y potencia, sobre la base del costo marginal de corto plazo(CMgCP) de proveer energía y potencia de punta.

El *precio básico de energía* se define como un promedio ponderado de los CMgCP esperados para los próximos cuatro años, considerando la demanda de energía prevista y el parque generador existente y programado para entrar en operación en dicho período.

El *precio básico de la punta* se refiere a la anualidad del costo de desarrollar la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. El monto de inversión es determinado considerando el costo del equipo, instalación y conexión del sistema, y el costo fijo del personal involucrado.

Determinados estos precios básicos deben ser comparados con los precios libres vigentes de tal forma que no difieran en más de 10% de estos últimos.

Costos de Transmisión y Tarifa en Barra.-

Las actividades de transmisión requieren de una concesión cuando las instalaciones afecten bienes del estado. Sin embargo, para garantizar un mercado de competencia en los sistemas eléctricos interconectados, el marco normativo dispone el libre uso de las instalaciones de transmisión de parte de los generadores, mediante el pago de compensaciones correspondientes a dichas instalaciones.

En ese sentido, el siguiente paso para el cálculo de las tarifas eléctricas es determinar los costos del sistema de transmisión, los cuales incorporan dos elementos. El primero es el *costo marginal de transmisión* correspondiente al costo de las pérdidas marginales de energía y potencia, y medido como factores de pérdidas de energía y potencia en la transmisión.

El segundo elemento es la *compensación o peaje* que los generadores deben abonar mensualmente a los propietarios de los sistemas de transmisión. Para su determinación, el sistema de transmisión es dividido en un sistema principal y sistemas secundarios. En el caso del sistema principal, el peaje es calculado como la diferencia entre el costo total de transmisión –anualidad del costo de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión- y el ingreso tarifario –lo que le resta al propietario del sistema luego de realizar retiros de energía y potencia valorizados a precios en barra-. Para los sistemas secundarios que conectan una o más centrales generadoras al sistema principal, los peajes se calculan caso a caso.

De esta manera, el resultado de multiplicar los factores de pérdida de energía por los precios básicos calculados a partir de los costos de generación y de agregar el peaje de transmisión para el sistema principal, es la *tarifa en barra* energía y potencia, respectivamente.

El peaje para los sistemas secundarios no se incorporan explícitamente en los precios en barra por cuanto si un generador suministra energía eléctrica en las barras ubicadas en dicho sistema o utiliza las instalaciones de un concesionario de distribución, deberá acordar con sus propietarios las compensaciones por el uso de dicha energía.

Valor Agregado de Distribución (VAD)
Y Tarifas a Clientes Finales.-

La actividad de distribución esta conformada por los sistemas de media y baja tensión necesarios para distribuir la energía comprada a los generadores desde el mercado mayorista hacia los consumidores o usuarios finales.
Una actividad de distribución debe ser desarrollada por un operador bajo concesión, cuando la potencia instalada sea mayor a los 500 KW. En este caso, los concesionarios están obligados a dar el servicio a quien lo solicite dentro de su área de concesión o bien a aquellos que accedan a dicha área con sus propias líneas, adoptando el carácter de servicio público. El servicio público de electricidad constituye el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta un límite de potencia equivalente al 20% de la demanda máxima de la concesión de distribución (con un tope de 1000 KW).

Por otro lado con el fin de abastecer a sus clientes finales, las empresas distribuidoras están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento de potencia y energía para los siguientes 24 meses como mínimo.

A nivel del sistema tarifario, los costos de distribución se reflejan en el VAD. Para obtenerlo es necesario identificar primero los sectores típicos de distribución, es decir, las instalaciones de distribución con características técnicas similares dentro de un área geográfica.

Luego, para cada uno de dichos sectores se obtiene el VAD, el cual está conformado por tres componentes:

- Los costos asociados al usuario, es decir, los costos unitarios de facturación y cobranza.

- Las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, las cuales comprenden las pérdidas físicas y comerciales.

- Los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución.

Los costos de inversión son calculados como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del sistema económicamente adaptado, considerando su vida útil y la tasa anual de actualización de 12% real.

Obtenido el VAD, éste adicionado a los precios en barra antes determinados para establecer las tarifas a usuarios finales, de tal forma que el precio aplicable al suministro represente el costo de los recursos empleados en la generación, transmisión y distribución de electricidad.

Cabe señalar que dentro de las actividades de distribución de energía eléctrica, la ley distingue dos tipos de usuarios de acuerdo con su demanda de energía. Para los *clientes libres* -con una demanda superior a los 1000 KW- las tarifas y condiciones de prestación del servicio son acordadas entre el cliente y el distribuidos. En el caso de *clientes regulados,* los precios cobrados no pueden exceder la tarifa máxima fijada.

MARCO CONCEPTUAL DEL MODELO TARIFARIO ACTUAL

Un sistema tarifario debe reunir cuatro criterios fundamentales:

Eficiencia económica, en la medida que los precios deben constituir una señal para la correcta asignación de los recursos.

Equidad, lo que implica la no-discriminación de precios según el destino de la electricidad, es decir, los precios deben ser los mismos para todos los clientes con características similares de consumo.

Suficiencia, es decir, proveer a la empresa de los recursos necesarios para una explotación y desarrollo eficiente de las instalaciones.

Inteligibilidad, entendida como que las tarifas deben ser suficientemente simples de comprender por parte de los usuarios y fáciles de controlar por parte de las autoridades reguladoras.

Sobre la base de estos criterios y tomando en cuenta que dentro del sector eléctrico algunas actividades se desarrollan en un entorno competitivo y otras en condiciones de monopolio natural, la fijación de las tarifas puede ser concebida de la siguiente forma:

Tarifas a Nivel de Generación.-

Tal como se describió anteriormente, la actividad de generación se desarrolla en un entorno de libre competencia, por lo que puede afirmarse que los ingresos obtenidos por la venta de energía (KW/h) –a un precio igual al costo marginal de producirla- y por la venta de la potencia máxima demandada por el sistema –a un precio igual al costo de desarrollo de la unidad más económica para abastecer la demanda de punta- permiten cubrir exactamente los costos totales –capital más operación- del sistema generado.

La fijación de tarifas planteada considera el uso del CMgCP, principalmente debido a que en un sistema económicamente adaptado (óptimo) el CMgLP iguala al CMgCP. La fijación de tarifas a CMgCP es útil en la medida que las ventas de energía no respondan a contratos de largo plazo con precios preestablecidos, así como a fin de

evitar discusiones en la determinación de tarifas, derivadas de la incorporación de costos de centrales futuras.

Sin embargo, la volatilidad del CMgCP puede ser una desventaja frente a lo cual pueden evaluarse alternativas para reducir el impacto financiero de su uso –efectuar ajuste entre oferta y demanda de generadores- y para establecer mecanismos compensatorios entre generadores cuando existan contratos de largo plazo.

Tarifas a Nivel de Transmisión.-

La actividad de transmisión se caracteriza por tener economía a escala debido a la existencia de costos fijos –valor de las franjas de terreno, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, etc.- y a los fuertes aumentos de la capacidad derivados de cambios en el voltaje. Ello implica que los costos promedio de largo plazo (CMeLP) son decrecientes con los niveles de producción y, por ende, los CMgLP son inferiores a los CmeLP. En estas condiciones, la fijación de tarifas de los servicios de transmisión a CMgLP obligaría al propietario a incurrir en pérdidas permanente. Por esta razón, se hace necesario cubrir la diferencia entre el CmeLP y el CMgLP mediante lo que se denomina un *peaje* incentivaría al dueño del sistema de transmisión a comprar y vender energía a costo marginal en cualquier punto del sistema.
El establecimiento de las tarifas de transmisión se basa en una compensación que cubre el costo total de transmisión, el cual se define como la suma de la anualidad de inversión de la línea (US$/ km-año) y el valor de las pérdidas de transmisión.

Tarifas a Nivel de Distribución.-

Al ser una actividad que opera en condiciones de monopolio natural, la fijación de tarifas de la distribución debe efectuarse a partir de los CMgLP de realizar esta actividad, debido a que los componentes de capital y mano de obra son relativamente rígidos en el corto plazo, lo cual genera una volatilidad del CMgCP. En este sentido, el CMgLP de distribución puede aproximarse por el CmeLPde una red adaptada –el mínimo costo total- para servir zonas de determinada densidad, en la medida que el costo total del capital a partir del valor de reposición más el costo de explotación para áreas de distribución de distinta potencia máxima- crece a un ritmo constante y homogéneo en el área desarrollada, por lo que las nuevas áreas tienen costos unitarios similares a las antiguas. Luego, los costos por considerar para fines de la fijación de tarifas en distribución corresponden a los costos medios económicos de las instalaciones de distribución adecuadamente dimensionadas y eficientemente operadas.

CAPÍTULO III

OPCIONES TARIFARIAS

III OPCIONES TARIFARIAS

III.1. CONCEPTOS BÁSICOS

En el Capítulo II se expusieron los criterios utilizados para la fijación de las tarifas de electricidad y se estableció que las tarifas para los usuarios finales del servicio público de electricidad se conforman adicionando los componentes a nivel generación, transmisión y distribución, es decir, adicionan do el VAD a los precios en barra, para cada sector típico de distribución.

Sin embargo, con el objetivo de que los clientes finales minimicen su factura de acuerdo con el tipo de consumo que demandan al sistema y ante la imposibilidad de medir exactamente los componentes de potencia y energía de los usuarios, el marco regulatorio del sector eléctrico ha contemplado el establecimiento de opciones tarifarias sobre la base de la forma de medición o contratación de la potencia demanda –dentro de punta o fuera de punta- para cada nivel de tensión(MT y BT en los sistemas de distribución).

Los fundamentos que justifican la diferenciación en la forma de medición o contratación de la potencia demandada a partir de horarios radican en las características del sistema de generación de energía eléctrica, el cual está conformado por centrales hidráulicas y térmicas.

En este sentido, mientras que la inversión para la construcción de una central hidroeléctrica es elevada y sus costos variables de operación son mínimos debido al uso del agua como insumo fundamental para la generación de energía, el nivel de inversión para la construcción de una central térmica es relativamente bajo, pero sus costos variables de operación son elevados como consecuencia del uso de combustibles como insumo básico para la generación de energía. Así, para que el sistema sea económicamente eficiente, las instalaciones que entran en funcionamiento para cubrir los niveles más bajos de demanda en el mercado son las centrales con menor costo de operación –las hidroeléctricas-. Conforme el nivel de consumo de energía se eleva durante las horas del día, entran en funcionamiento las empresas con mayores costos de generación; siendo las térmicas las últimas centrales en entrar en operación.

Los períodos de más alta demanda durante el día son los comprendidos entre las 18.00 p.m. y las 23.00 p.m. Por ello, debido a que en estas horas entran en operación las centrales con mayores costos de generación (térmicas), la tarifa por consumo de energía y por potencia en estas horas es más elevada que en otras horas del día.

Según estos criterios, la política tarifaria del sector eléctrico considera que una proporción importante de clientes puede someterse a una medición de su consumo que dependa exclusivamente de algunos parámetros y que el resto se estime sobre la base del comportamiento típico de una gran cantidad de clientes en cada categoría. Cada

estimación da origen, entonces, a una modalidad tarifaria determinada que el cliente puede seleccionar de acuerdo con su comportamiento de consumo.

III.2 DETERMINACIÓN DE LAS OPCIONES TARIFARIAS

A diferencia de las tarifas de distribución vigentes hasta mayo de 1993, las actuales son opciones tarifarias de libre elección para los clientes. En su diseño se ha tomado en cuenta el sistema de medición para cada alternativa y no el uso de dicha energía, por lo que no se diferencia explícitamente entre tarifas industriales, comerciales, uso general, etc.

Cuatro variables definen las opciones tarifarias:

- La potencia (máxima demanda) requerida por los usuarios en horario fuera de punta.
- La potencia (máxima demanda) requerida por los usuarios en horario de punta
- El consumo de energía de los usuarios en horario fuera de punta.
- El consumo de energía de los usuarios en horario de punta.

La potencia presenta la capacidad que se requiere para cubrir la máxima demanda posible de energía en el sistema, mientras que la energía se define como la cantidad de electricidad que efectivamente se llega a consumir en un período de tiempo.

De esta manera, las opciones tarifarias vigentes en la actualidad pueden observarse en el cuadro N°3.1. Al respecto cabe señalar que para las opciones 1E y/o 1P, el pago por potencia y por energía se calcula mediante un costo promedio del uso de la potencia y la energía en períodos de punta y fuera de punta en función a la tipología de consumo establecida para cada cliente. En el caso de las opciones 2E y/o 2P el pago por potencia y por energía se calcula en función a una medición diferenciada en ambos horarios.

OPCIONES TARIFARIAS PARA CLIENTES DE MT Y BT

OPCION	MEDICION DEL SUMINISTRO	CARGOS DE FACTURACION
MT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas 2E2P Energía: Punta y fuera de punta Potencia: Punta y 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 en horas de punta e) Cargos por exceso de potencia en horas fuera de punta. f) Cargos por energía reactiva.
MT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa 2E1P Energía. Punta fuera de Punta Potencia. Máxima al mes. Calificación de potencia: P:Cliente presente en punta FP:Cliente presente 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	Medición de una energía activa y una potencia activa 1E1P Energía. Total del mes Potencia: Máxima del mes Calificación de Potencia: P: Cliente presente en punta FP: Cliente presente fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa c) Cargo por potencia d) Cargo por energía reactiva

Cuadro 3.1

OPCION	MEDICION DEL SUMINISTRO	CARGOS DE FACTURACION
BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas 2E2P Energía. Punta y fuera de punta Potencia. Punta y fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas 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.
BT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa 2E1P Energía. Punta y fuera de punta Potencia. Máxima al mes Calificación de potencia: P: Cliente presente en punta FP: Cliente presente 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
BT4	Medición de una energía activa y una potencia activa. 1E1P Energía. Total del mes Potencia: Máxima del mes Calificación de potencia: P: Cliente presente en punta FP: Cliente presente en fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa c) Cargo por potencia d) Cargo por energía reactiva
BT5	Medición de energía activa total 1E	a) Costo fijo mensual b) Cargo por energía activa
BT6	Exclusivamente para casos especiales 1P	a) Costo fijo mensual b) Cargo por potencia activa

Cuadro 3.1

Estas opciones tarifarias sólo se diferencian entre sí por el nivel de tensión y el sistema de medida. El objetivo es que las tarifas reflejen de la forma más real posible el costo económico asociado al uso por parte de los clientes de los recursos involucrados a nivel de generación, transmisión y distribución. Este beneficio no es únicamente para el cliente sino también para la empresa distribuidora y generadora al aprovechar mejor su inversión mediante una mejor asignación de los recursos disponibles.

Así, debido a que los costos por energía y por potencia son diferentes dependiendo de su hora de demanda, el sistema de medición más exacto es aquel que es capaz de diferenciar el pago por consumo de energía y por potencia en horas fuera de punta y dentro de punta. Las opciones tarifarias que miden estas cuatro variables están representadas por las opciones denominadas BT2 para el caso de baja tensión y MT2 para el caso de media tensión. Ellas son capaces de distinguir la diferencia en costos y tarifas que ambos horarios implican.

Para el caso de opciones tarifarias distintas a las BT2 y MT2, si bien las empresas pueden tener consumos de energía y requerimientos de potencia en ambos horarios, ellos se encuentran segmentados hacia uno de los horarios. De esta manera, en todos aquellos casos en que la opción tarifaria no distingue entre horarios fuera de punta y dentro de punta, las empresas de distribución asignan un precio promedio en función de esta segmentación. Así, estas opciones tarifarias consideran cargos promedios de energía y potencia según una tipología promedio de consumo.

Entonces, si existe una sola opción técnica y económicamente eficiente ¿por qué existen varias opciones?

El actual sistema tarifario fue establecido en el año 1993. La razón por la cual la CTE decidió considerar las demás opciones tarifarias es que en esa época la tecnología para la medición de las opciones MT2 y BT2 era escasa y por lo tanto de alto costo. Así, mientras es esa época el costo promedio de un medidor electrónico era de entre US$3000 y US$4000, hoy en día es de alrededor de US$900.
Además, el proceso de estabilización económica, aún en camino, en ese año hacía más difícil que las empresas pudieran asumir el pago por este concepto. Por ello la CTE decidió establecer esta diversidad de opciones tarifarias acordes con la tecnología de medición disponible en ese momento.

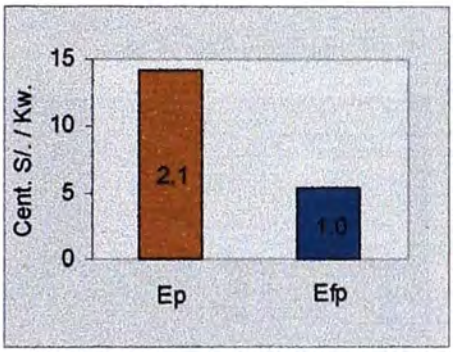
No obstante, en la actualidad estos inconvenientes se han superado.
El costo de la medición ha bajado debido a que hoy se dispone de medidores electrónicos que registran con exactitud el uso de energía y a los que pueden acceder más clientes. Además, como se observa en la siguiente figura (4.1), las diferencias entre el costo de la potencia y de la energía en opciones tarifarias como MT2 son muy significativas, lo que crea incentivos para que los clientes hagan un uso más racional de la energía y, por ende, paguen una menor factura.

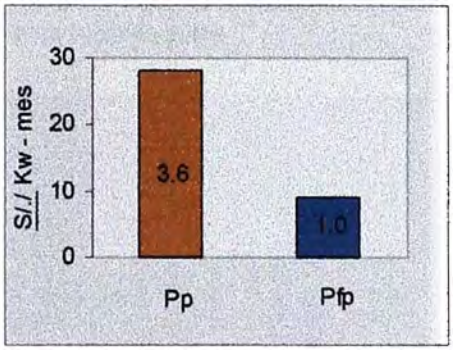
A continuación se presentan la diferencia en costos de energía y potencia de las opciones tarifarias de media tensión.

Opción Tarifaria MT2

El costo de la energía en hora punta es 2.1 veces el costo de la energía en hora fuera de punta

El costo de la energía en hora punta es 3.6 veces el costo de la potencia en hora fuera de punta





fuente *CTE*

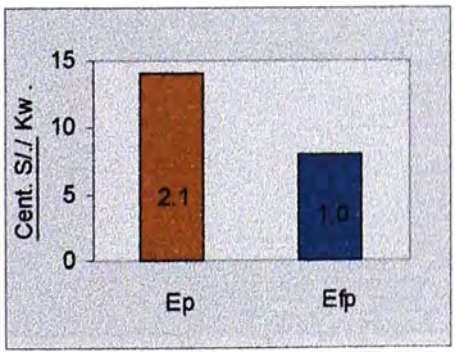
Figura 3.1

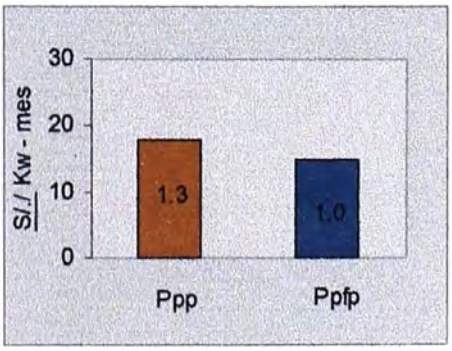
Obsérvese que en el caso de la opción tarifaria MT2 un cliente industrial que consuma adecuadamente la energía eléctrica a partir de las señales tarifarias –consuma menos energía en horas punta y más en horas fuera de punta- obtendrá importantes ahorros en su factura.

Opción Tarifaria MT3

El costo de la energía en hora punta es 2.1 veces el costo de la energía en hora fuera de punta

El costo de la potencia en hora punta es 1.3 veces el costo de la potencia en hora fuera de punta





fuente *CTE*

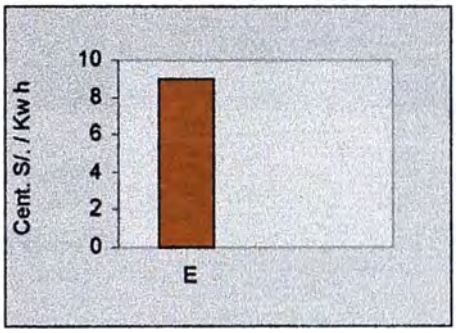
Figura 3.2

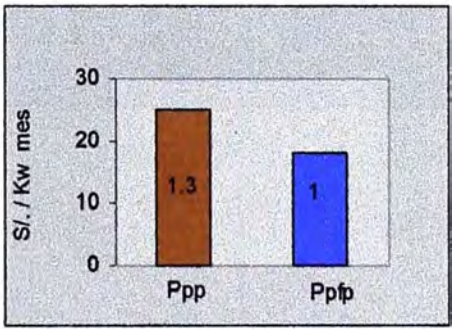
La opción MT3 permite facturar energía en punta y fuera de punta y la potencia bajo calificación del cliente, donde el cargo por potencia corresponde a un costo promedio del uso de la potencia en los períodos de punta y fuera de punta. Así el cliente es calificado como presente en punta cuando el cociente entre la demanda media del cliente en horas punta y su demanda máxima es mayor o igual a 0,5.

Opción Tarifaria MT4

Precio de la energía

El costo de la potencia en hora punta es 1.3 veces el costo de la potencia en hora fuera de punta





fuente CTE

Figura 3.3

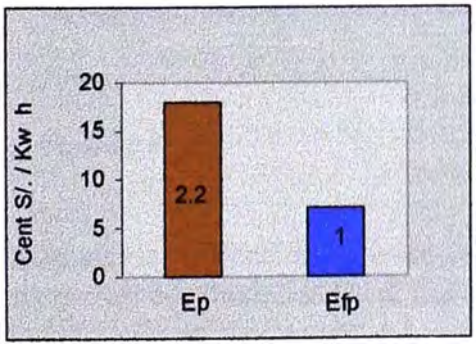
En el caso de la opción MT4, se factura la energía total del mes y se distingue entre la potencia en punta y fuera de punta bajo calificación que en la opción MT3.

Un análisis similar puede realizarse a partir de las opciones de baja tensión, según las mismas consideraciones de medición y calificación de clientes.

Opción Tarifaria BT2

El costo de la energía en hora punta es 2 2 veces el costo de la energía en hora fuera de punta

El costo de la potencia en hora punta es 2.5 veces el costo de la potencia en hora fuera de punta



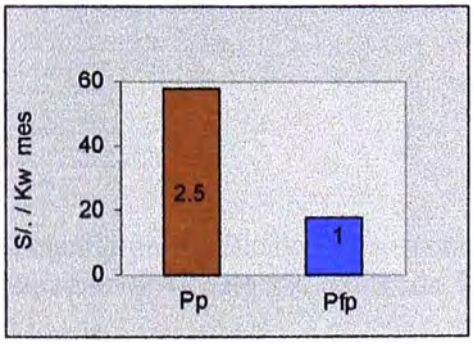


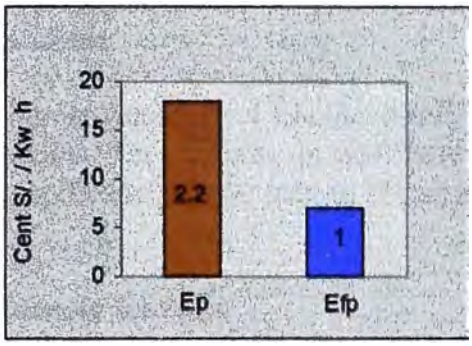
Figura 3.4

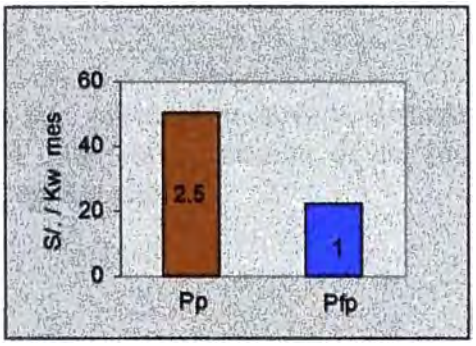
fuente CTE

Opción Tarifaria BT3

El costo de la energía en hora punta es 2.2 veces el costo de la energía en hora fuera de punta

El costo de la potencia en hora punta es 2.2 veces el costo de la potencia en hora fuera de punta





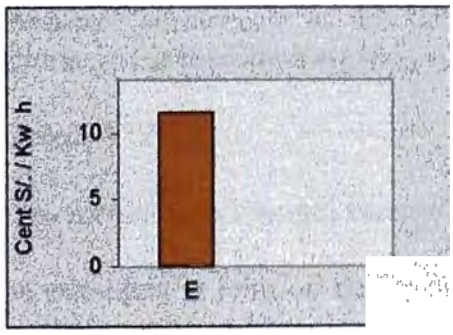
fuente *CTE*

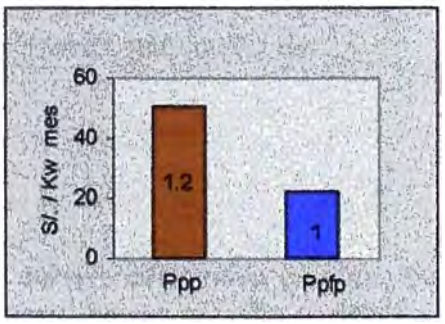
Figura 3.5

Opción Tarifaria BT4

Precio de la energía

El costo de la potencia en hora punta es 1.2 veces el costo de la potencia en hora fuera de punta





fuente *CTE*

Figura 3.6

Además de la elección de estas opciones, el cliente puede decidir según cuál de las siguientes dos modalidades se realizará la facturación de la potencia requerida. Las dos modalidades existentes son:

Potencia Contratada

Cada cliente puede solicitar a la empresa distribuidora que le garantice un nivel de potencia contratada máximo durante el año de vigencia de cada opción tarifaria. La responsabilidad de las empresas distribuidoras se limita a este nivel máximo contratado. El nivel de potencia contratada se factura en forma constante para todos los meses.

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

Potencia Variable

Según esta modalidad la potencia por facturar se determina como el promedio de las dos mayores demandas de los últimos doce meses. Así, con este criterio se intenta representar aquella potencia promedio que la distribuidora pone a disposición del cliente en un período anual móvil.

III.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Tomando en cuenta las diferencias de costo de energía y potencia para diferentes opciones tarifarias se puede analizar hasta qué punto un cliente puede encontrar conveniente permanecer en una opción tarifaria determinada o trasladarse a otra. A continuación se presentan algunos ejercicios realizados para dicho fin.

Ejercicio Nº 1

Precio medio de la energía en media tensión

Si se considera la relación que existe entre la energía consumida en horas punta y la consumida en horas fuera de punta, para cada nivel de esa relación es posible calcular el precio medio correspondiente a las tarifas MT2 o MT3 (ambas consideran doble medición de energía en horas punta y fuera de punta y, por ende, tienen los mismos cargos para cada una de dichas mediciones), por un lado, y para la tarifa MT4 (una sola medición de energía), por otro. En el caso de las tarifas MT2 o MT3, el precio medio ha sido obtenido como un precio ponderado por la participación de la energía consumida. En el caso de la opción MT4 el precio medio es equivalente al cargo por energía activa.

Los resultados de este ejercicio se muestran en la figura N°3.7. Ahí se observa que un cliente puede estar indiferente entre las opciones MT2/MT3 y la MT4, si poco más del 20% de su consumo de energía lo realiza en horas punta (0,24). Sin embargo, si esa cifra es mayor, es decir, si tiene un consumo intensivo de energía en horas punta, claramente la opción tarifaria que le conviene elegir es la MT4. Sólo en el caso de que el consumo en horas punta fuera inferior al 24% del total de energía consumida, al cliente le conviene optar por las tarifas MT2 o MT3. Ello se debe a que ambas opciones el cargo por energía en horas punta más que duplica el cargo por energía en horas fuera de punta. (Ver *figuras N° 3.1 y 3.2*).

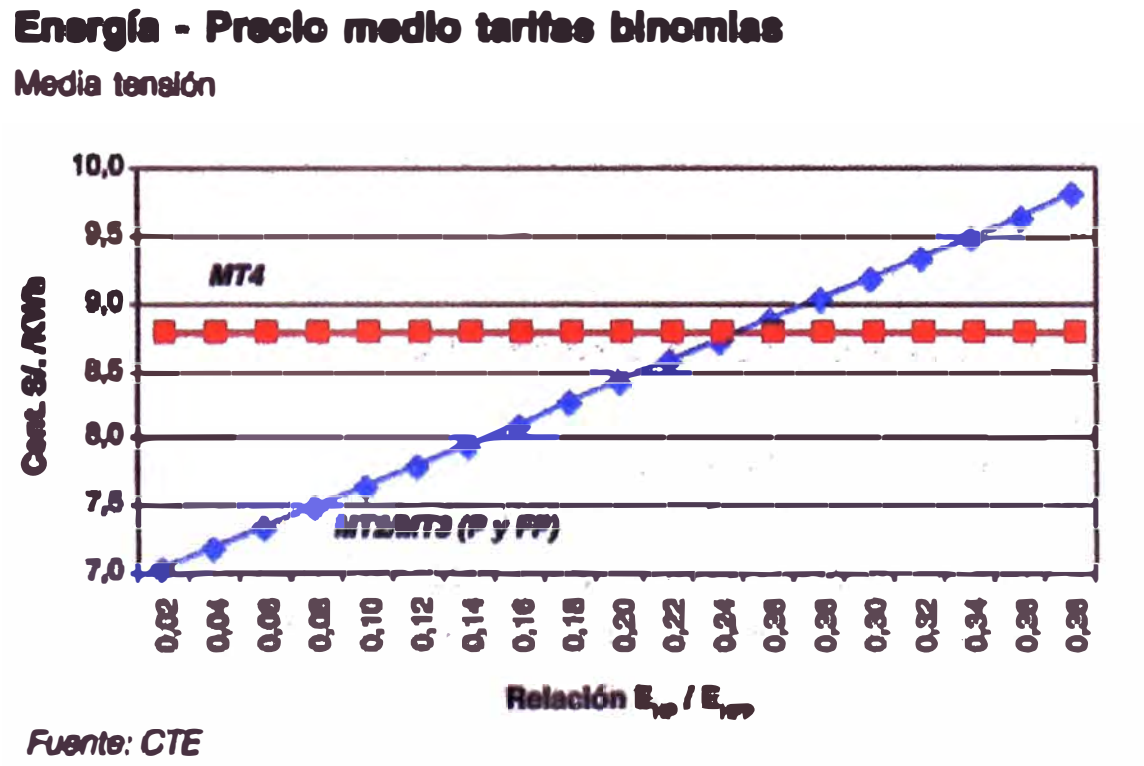


Figura 3.7

Ejercicio N° 2

Precio medio de la potencia en media tensión

Un ejercicio similar al anterior se ha realizado para el caso de la potencia. No obstante, en este caso se ha distinguido entre la tarifa MT2 –doble medición de potencia-, la MT3 o MT4 para los clientes calificados en punta, y la MT3 o MT4 para los clientes calificados fuera de punta. Obsérvese que en los últimos casos los cargos para las

horas punta y horas fuera de punta, respectivamente, son los mismos en ambas opciones.

Realizado el ejercicio, la *figura Nº 3.8* muestra que para aquellos clientes calificados como fuera de punta la opción MT2 resulta la mejor alternativa si su potencia en horas punta es menor al 55% de su máxima demanda leída, mientras que para los clientes calificados como en punta sólo es conveniente la tarifa MT2 si consume menos del 80% de la potencia en horas punta.

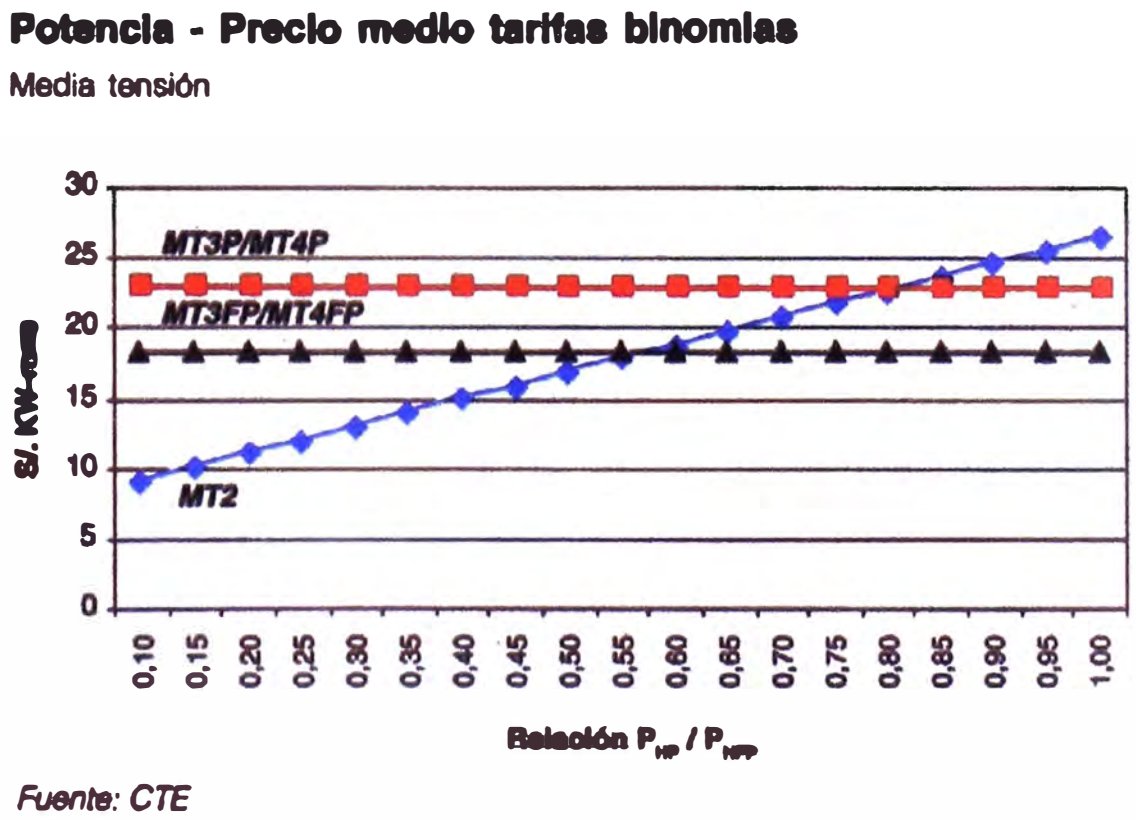


Figura 3.8

Ejercicio Nº 3

Precio medio de la energía y la potencia en baja tensión

Los precios medios de la energía y la potencia en baja tensión nos muestran un análisis similar realizado en los ejercicios previos. La tarifa BT2 "premia" –con un precio medio más bajo- a aquellos clientes que demandan una menor proporción de energía y potencia en horas punta.

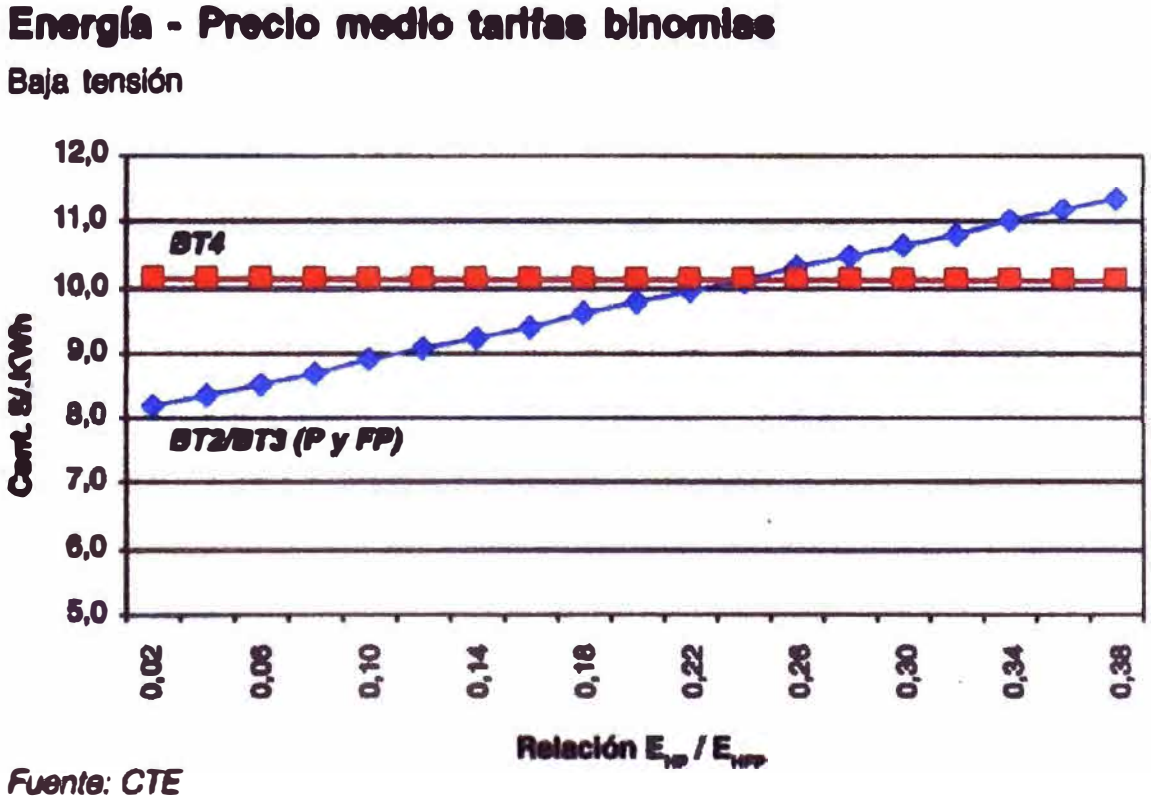


Figura 3.9

III.4 SELECCIÓN DE UNA OPCIÓN TARIFARIA

Para la selección de una opción tarifaria, en primer lugar es necesario conocer las demandas de potencia y energía del cliente, así como su distribución dentro de los horarios de punta y fuera de punta. Ello es posible gracias a la *curva de carga típica* con que cuenta cada cliente. De ella se puede obtener la estadística de consumo de potencia (demanda máxima) y de energía (energía efectivamente consumida) mensual. La opción a contratar con la empresa distribuidora es aquella que permite minimizar la

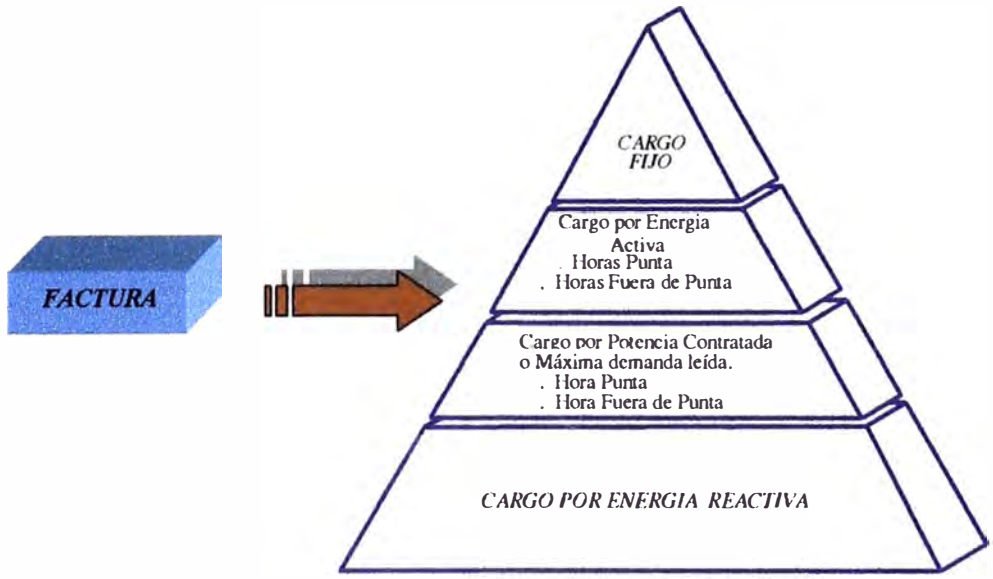
facturación anual por compra de energía del cliente, a partir del pliego tarifario correspondiente.

Si bien es cierto que las opciones tarifarias están a disposición de cualquier tipo de clientes, el consumo industrial y comercial es el que puede obtener mayores beneficios del uso de estas opciones.

En el caso del consumo residencial hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Los clientes residenciales requieren invertir en medidores y/o transformadores para acceder alguna otra opción distinta de la BT5 donde están naturalmente clasificados.

- Las demandas de los clientes residenciales son inferiores a los 20KW, por lo que – como se verá más adelante en un ejemplo- no obtendrían ningún beneficio al cambiarse a una opción tarifaria distinta de la BT5.



De esta forma, al tratarse de clientes industriales y/o comerciales es posible establecer diez criterios básicos para la selección de la opción tarifaria más apropiada:

1. Conocer el proceso productivo, es decir determinar cuál es la naturaleza de la actividad del cliente de tal forma es establecer la intensidad de su consumo de electricidad a lo largo del día.

2. Programar el funcionamiento de las máquinas y equipos que permita un uso eficaz de la potencia, con el fin de que la contratación de la misma no exceda la capacidad de uso del cliente.

3. Programar el proceso productivo de tal forma que el consumo entre las 18:00 p.m. y 23:00 p.m. sea mínimo.

4. Verificar que la opción tarifaria seleccionada sea la más económica.

5. La potencia contratada debe corresponder a la potencia máxima simultánea, es decir, a la máxima potencia utilizada por el cliente.

6. Evaluar su conexión en media tensión.

7. Evaluar la posibilidad de realizar contratos estacionales.

8. Evaluar la posibilidad de contar con más de un suministro cuando es posible identificar procesos totalmente independientes.

9. Evaluar la estadística de consumos.

10. Considerar otras alternativas de suministro para horas punta (grupo térmico).

CAPÍTULO IV

EL EMPLEO DE GRUPOS ELECTRÓGENOS COMO APOYO A PROGRAMAS DE AHORRO Y ENERGIA

IV EL EMPLEO DE GRUPOS ELECTRÓGENOS COMO APOYO A PROGRAMAS DE AHORRO Y ENERGÍA

IV.1 CAMBIO DE TARIFA Y MODULACIÓN DE CARGA TÍPICA (MIX)

Para los casos descritos se está considerando:

- Se considera que en el horario de fuera de punta, la alternativa más económica es la utilización de la corriente comercial, por lo que dichos costos no se han considerado en el presente análisis.

- La autogeneración dentro del horario de 6:00 pm. a 11:00 pm. (Hora punta),

  Nro. horas /mes en HP = 5 horas/día x 30 dias = 150 horas/mes

- Consumo de combustible proporcional al nivel de carga generada.

- El costo total de mantenimiento es igual a 2/3 del costo inicial.

- El costo total de mantenimiento incluye el over all que se realizaría a la 15,000 horas y 30,000 horas de operación.

CASO 1: CON GRUPO MLS - 56

A) COSTO POR CONSUMO EN HORA PUNTA

Considerando que la tarifa seleccionada es la más adecuada económicamente para los niveles de consumo de corriente actual **(MT2)**

COSTOS DE CONSUMO EN HORA PUNTA

RUBRO	CONSUMO	TARIFA	IMPORTE
EA.(HP)	7,800.00	0.13	1,014.00
MD.(HP)	55.00	28.71	1,579.05
ER (HP)	5,340.00	0.00	0.00
ER (HP) – 30% EA	3,000.00	0.04	120.00
SUB-TOTAL:			2,713.05
IGV 18%			488.49
TOTAL			3,201.54

B) COSTO POR GENERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR MLS-56

a) Valor del equipo : S/. 31,500.00

b) Consumo de combustible al 100 % de carga : 4.4 gls/h.

c) Consumo de combustible al promedio de carga (CG)

$$\text{Promedio de Carga} = \frac{7800 \text{ Kw-hr / mes}}{150 \text{ hr / mes}}$$

$$\text{Promedio de Carga} = 52 \text{ Kw.}$$

$$\%\ \text{de Carga} = \frac{52 \text{ Kw.}}{56 \text{ Kw.}} = 93\%$$

Consumo de combustible al 93% = 0.93 x 4.4 = 4.08 Gl/hr

d) Costo total de operación por hora (CTH)

$$\text{CTH} = \frac{\text{Costo inicial} + \text{Costo total mant.}}{\text{Vida Util}} + \text{Combustible x precio}$$

$$\text{CTH} = \frac{31{,}500 + 2/3 \text{ X } 31{,}500}{30{,}000} + 4.08 \text{ X } 3.98 \text{ Soles / galón}$$

CTH = 17.94 Soles / hr.

e) Costo total de operación por mes (CTM)

CTM = 17.94 Soles /hr. X 150 hr. /mes

CTM = 2,691 Soles /mes.

f) Ahorro Mensual Neto (AMN)

AMN = Ahorro Consumo Eléctrico - CTM

AMN = 3,201.54 - 2,691

AMN = 510.54 Soles / mes

g) Análisis de Retorno de la inversión (ARI)

PERIODO	INVERSION	FLUJO AHORRADO	VALOR NETO
0	-31,500.00	-	-
1	-	6,126.48	-
2	-	6,126.48	-
3	-	6,126.48	-
4	-	6,126.48	-
5	-	6,126.48	-
6	-	6,126.48	-
7	-	6,126.48	-
8	-	6,126.48	-
9	-	6,126.48	-
10	-	6,126.48	25,904.64

Costo Oportunidad : 19.75%

TIR :14.37%

CASO 2 : CON GRUPO MLS - 175

A) COSTO POR CONSUMO EN HORA PUNTA

Considerando que la tarifa seleccionada es la más adecuada económicamente para los niveles de consumo de corriente actual **(MT2)**

COSTO POR CONSUMO EN HORA PUNTA

RUBRO	CONSUMO	TARIFA	IMPORTE
EA. (HP)	23,400.00	0.13	3,042.00
MD (HP)	165.00	28.71	4,737.15
ER (HP)	24,700.00	0.00	0.00
ER(HP)-30% A	15,000.00	0.04	600.00
SUB-TOTAL			8,379.15
IGV 18%			1,508.24
TOTAL			9,887.39

B) COSTO POR GENERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR MLS-175

a) Valor del equipo : S/. 67,200

b) Consumo de combustible al 100 % de carga : 12.8 gls/h.

c) Consumo de combustible al promedio de carga (CG)

$$\text{Promedio de Carga} = \frac{23{,}400 \text{ Kw-hr / mes}}{150 \text{ hr / mes}}$$

$$\text{Promedio de Carga} = 156 \text{ Kw.}$$

$$\%\ \text{de Carga} = \frac{156 \text{ Kw.}}{175 \text{ Kw.}} = 89.1\%$$

Consumo de combustible al 89.1% = 0.891 x 12.8 = 11.4 Gl/hr

d) Costo total de operación por hora (CTH)

$$\text{CTH} = \frac{\text{Costo inicial} + \text{Costo total mant.}}{\text{Vida Útil}} + \text{Combustible x precio}$$

$$CTH = \frac{67{,}200 + 2/3 \times 67{,}200}{30{,}000} + 11.4 \times 3.98 \text{ Soles / galón}$$

CTH = 49.10 Soles / hr.

e) Costo total de operación por mes (CTM)

CTM = 49.10 Soles /hr. X 150 hr. /mes

CTM = 7,365 Soles /mes.

f) Ahorro mensual neto (AMN)

AMN = Ahorro consumo eléctrico - CTM

AMN = 9,887.39 - 7,365

AMN = 2,522.39 Soles / mes

g) Análisis de retorno de la inversión (ARI)

PERIODO	INVERSION	FLUJO AHORRADO	VALOR NETO
0	-67,200.00	-	-
1	-	30,265.44	-
2	-	30,265.44	-
3	-	30,265.44	-
4	-	30,265.44	-
5	-	30,265.44	-
6	-	30,265.44	-
7	-	30.265.44	-
8	-	30,265.44	-
9	-	30.265.44	-
10	-	30,265.44	127,971.60

Costo Oportunidad : 19.75%

TIR :43.85%

CASO 3 : CON GRUPO MLS - 400

CASO 3 : CON GRUPO MLS - 400

A) COSTO POR CONSUMO EN HORA PUNTA

Considerando que la tarifa seleccionada es la más adecuada económicamente para los niveles de consumo de corriente actual **(MT2)**

COSTOS DE CONSUMO EN HORA PUNTA

RUBRO	CONSUMO	TARIFA	IMPORTE
EA. (HP)	39,000.00	0.13	5,070.00
MD (HP)	275.00	28.71	7,895.25
ER (HP)	24,700.00	0.00	0.00
ER (HP)- 30%	1,500.00	0.04	600.00
EA			
SUB-TOTAL:			13,565.25
IGV 18%			2,441.74
TOTAL			16,006.99

B) COSTO POR GENERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR MLS-400

a) Valor del equipo : S/. 135,000.00

b) Consumo de combustible al 100 % de carga : 30 gls/h.

c) Consumo de combustible al promedio de carga (CG)

$$\text{Promedio de Carga} = \frac{39{,}000 \text{ Kw-hr / mes}}{150 \text{ hr / mes}}$$

$$\text{Promedio de Carga} = 260 \text{ Kw.}$$

$$\%\ \text{de Carga} = \frac{260 \text{ Kw.}}{400 \text{ Kw.}} = 65\%$$

Consumo de combustible al 65% = 0.65 x 30 = 19.5 Gl/hr

d) Costo total de operación por hora (CTH)

$$CTH = \frac{\text{Costo inicial} + \text{Costo total mant.}}{\text{Vida Útil}} + \text{Combustible x precio}$$

$$CTH = \frac{135{,}000 + 2/3 \times 135{,}000}{30{,}000} + 19.5 \times 3.98 \text{ Soles / galón}$$

CTH = 85.11 Soles / hr.

f) Costo total de operación por mes (CTM)

CTM = 85.11 Soles /hr. X 150 hr. /mes

CTM = 12,766.50 Soles /mes.

g) Ahorro mensual neto (AMN)

AMN = Ahorro consumo eléctrico - CTM

AMN = 16,006.99 - 12,766.50

AMN = 3,240.49 Soles / mes

h) Análisis de retorno de la inversión (ARI)

PERIODO	INVERSION	FLUJO AHORRADO	VALOR NETO
0	-135,000.00	-	-
1	-	38,885.88	-
2	-	38,885.88	-
3	-	38,885.88	-
4	-	38,885.88	-
5	-	38,885.88	-
6	-	38,885.88	-
7	-	38,885.88	-
8	-	38,885.88	-
9	-	38,885.88	-
10	-	38,885.88	164,421.48

Costo Oportunidad : 19.75%

TIR :25.93%

IV.2 ANÁLISIS DE CARGA ELÉCTRICA COMO LA BASE EN LA TOMA DE DECISIONES

Para poder realizar el estudio de análisis de carga eléctrica y conocer el comportamiento del suministro, así como todos los **parámetros energéticos** de las instalaciones de una planta industrial, centro comercial, edificios u otros, se deben de efectuar lecturas periódicas por medio de un sistema computarizado de **alta precisión y confiabilidad.**

Los parámetros energéticos a ser evaluados son :

- **Tensión de fases.**
  (Tensión entre líneas)
- **Amperaje.**
  (Consumo de corriente por fase)
- **Factor de potencia.**
  (Angulo de desfase)
- **Energía activa.**
  (Energía aprovechada)
- **Energía reactiva.**
  (Energía no aprovechada)
- **Máxima demanda.**
  (Consumo energético)
- **Balance de carga.**
  (Distribución de cargas en forma equitativa por fase)
- **Frecuencia de trabajo.**
  (50 Hz-60 Hz)
- **Consumo de energía en horas punta.**
  (Definido por el tipo de tarifa)
- **Etc.**

El equipo de medición normalmente permanece instalado por un periodo de (03) días, registrando la información en la computadora.

Para la instalación del equipo, no es necesario el corte de energía de la red de comercial, de esta manera no se ven afectadas las labores habituales del usuario al cual se le va ha realizar el análisis de carga, pues la empresa cuenta con transformadores de corriente especiales, del tipo para desensamblar.

La información así obtenida como resultado del registro será comparada con los tres últimos recibos de pago de energía eléctrica, y se procesan los datos en un **programa especial de computadora**, con el cual es posible determinar:

1. **Consumo real de la energía, medido por cada hora del día.**

2. **Estudio del consumo de energía y su comparación con las diversas tarifas eléctricas.**

3. **Determinación de la tarifa eléctrica más conveniente.**

4. **Estudio de factibilidad y costos comparativos de autogeneración de energía eléctrica (grupo electrógeno) vs red comercial.**

5. **Determinación de la capacidad del grupo electrógeno.**

6. **Informe técnico de detalle, con cuadros comparativos de costos, gráficas y parámetros eléctricos.**

Con la información suministrada por los equipos empleados y previo análisis se puede definir de forma optima la tarifa eléctrica a solicitar, el factor de potencia y la posibilidad de emplear bancos de condensadores en la corrección del factor de potencia así como la conveniencia o no de autogenerarse empleando grupos electrógenos en horario de horas punta.

IV.3 CORRECCIONES DEL FACTOR DE POTENCIA Y SU IMPACTO EN EL PAGO DE CONSUMO ELÉCTRICO.

Naturaleza de la Energía Reactiva

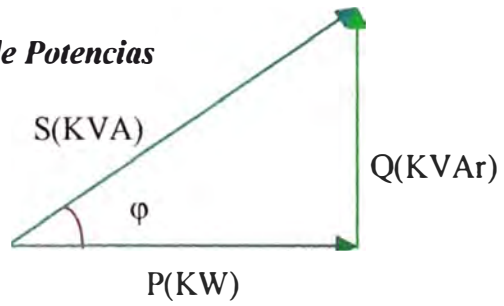
Todas las cargas cuyo principio de funcionamiento esta basado en los efectos de campos electromagnéticos (motores, transformadores, lámparas fluorescentes, etc.) consumen **energía reactiva** indispensable para su funcionamiento.

Factor de Potencia

La potencia entregada por un suministro eléctrico se divide en dos partes, una es la potencia útil o activa y la segunda parte es la que se utiliza internamente para poder producir el campo magnético que es imprescindible para el funcionamiento de las máquinas de inducción, como son motores y transformadores, llamada potencia reactiva. La suma vectorial de estas dos potencias que entrega el suministro, se denomina como potencia aparente.

En forma similar un transformador posee estas tres potencias, la potencia entregada por el transformador se denomina **potencia aparente**, medida en Voltio- amperio (VA) y simbolizada por ***S***. La potencia transformada en trabajo útil es llamada la **potencia activa,** medida en Vatios (W) y simbolizada por ***P***. La potencia transformada en campos magnéticos se denomina **potencia reactiva,** medida en Voltio-amperio reactivos (VAR) y simbolizada por ***Q***. La siguiente figura nos muestra el triángulo vectorial de potencias

Triángulo de Potencias



Muy a menudo estas potencias se expresan en sus múltiplos, así tenemos para la potencia aparente ***S*** en KiloVoltio-Amper Reactivos, KVAR.

Ya conocido el concepto de las potencias, el factor de potencia es definido como el **coseno del ángulo** φ comprendido entre el vector ***P*** y el vector ***S***, del triángulo vectorial de potencias de la figura anterior, que se expresa por *la relación entre la potencia activa y la potencia aparente de un circuito o de una carga.*

$$\text{Factor de Potencia} = \cos\varphi = \frac{P\,(KW)}{S\,(KVA)}$$

El factor de potencias, también se considera como una relación de rendimiento: de la potencia aparente recibida, cuanta potencia activa puedo obtener, depende de la eficiencia del sistema (máquina, planta).

Las fórmulas utilizadas para calcular las potencias se dan en la tabla 1

Tabla 1.

	Carga Monofásica	Carga Trifásica
Potencia aparente ***S***	$S = V \times I$	$S = \sqrt{3} \times V \times I$
Potencia activa ***P***	$P = V \times I \cos \varphi$	$P = \sqrt{3} \times V \times I \cos \varphi$
Potencia reactiva ***Q***	$Q = V \times I \operatorname{sen} \varphi$	$Q = \sqrt{3} \times V \times I \operatorname{sen} \varphi$

Donde:

S = potencia aparente
P = potencia activa
Q = potencia reactiva
V = tensión de la red (fase-neutro para circuitos monofásicos y de línea para circuitos trifásicos).
I = corriente de línea
φ = ángulo de desfasaje.

Tarifa Eléctrica

El consumo de energía con un bajo factor de potencia provoca un excesivo consumo de energía reactiva, y la compañía suministradora de energía enfrenta los siguientes inconvenientes:

1. Sobrecargas en generadores o transformadores

2. Incremento de pérdidas en los conductores.

3. Reducción de la tensión (provocada por el aumento de la caída de tensión en los conductores), originando por ejemplo un trabajo pesado en los motores (al trabajar a una tensión menor a la nominal, el par que se desarrolla es menor y por lo tanto trabaja en sobrecarga).

4. Aumento de la potencia en la línea de distribución, provocando la inestabilidad del sistema.

   Frente a estos problemas, la compañía suministradora establece las siguientes tarifas correctivas del consumo de energía reactiva, en media y baja tensión:

   MT2, MT3, MT4 y BT2, BT3, BT4, que penalizan el consumo de energía reactiva de la siguiente forma:

   Si el consumo de KVARh no supera el 30% del consumo de KWh, no habrá recargo.

- Si el consumo de los KVARh supera este 30% de KWh, el recargo será: KVARh en exceso x CER.

Donde:

CER: Cargo por consumo de energía reactiva, cuyo valor es fijado mensualmente por la comisión de tarifas eléctricas.

¿Cuál será el factor de potencia promedio exigido por la compañía suministradora?

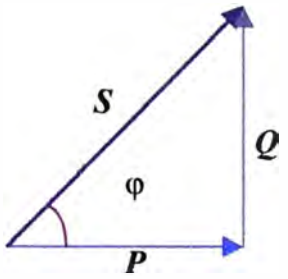
Haremos un análisis de la exigencia:
Si los KVARh < o = 30% KWh y si consideramos que el tiempo en que se consume estas energías es el mismo entonces:

$$Q < o = 0.3\,P$$

Del triángulo de potencias podemos definir como Tan φ = Q/P y tenemos:

$$\tan\varphi = \frac{Q}{P} \Longrightarrow \tan\varphi = \frac{0.3 \times P}{P}$$

Tan φ = 0.3 de donde :
Arco tan (0.3) = φ = 16.7°
⟹ Cos φ = 0.96



Importancia de la corrección del factor de potencia en una instalación

Las causas del bajo factor de potencia son principalmente:

- Motores eléctricos de inducción cargados parcialmente
- Iluminación con lámparas de descarga como fluorescentes
- Uso de equipos electrónicos (de estado sólido), como rectificadores.
- Hornos de inducción, etc.

Por otro lado el mejorar el factor de potencia de una instalación trae las siguientes ventajas:

- Reducción de la tarifa de electricidad, evitando el pago por consumo de energía reactiva.
- Aumento de la capacidad del transformador para entregar potencia activa
- Aumento del nivel de tensión
- Reducción de las pérdidas en la instalación

La primera ventaja que se obtiene es de orden económico y mejora los costos operativos de producción, la segunda es aún más atractiva por que aprovechamos una mayor capacidad de la instalación, para entender de mejor manera haremos un ejemplo sencillo de corrección del factor de potencia.

Supongamos tenemos una carga de las siguientes características:

P = 100KW Q = 130 KVAR V = 440 Volts.

Del triángulo de potencias, se puede calcular la potencia ***S***

$$S \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{100^2 + 130^2} = 164$$

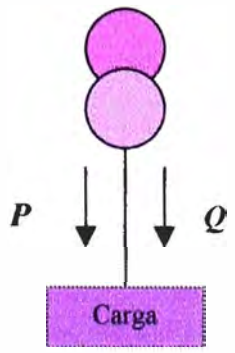
$$S = 164\ KVA.$$

El factor de potencia se obtiene de acuerdo a la definición :

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

Factor de Potencia:

$$\cos \varphi = \frac{100KW}{164\ KVA} = 0.6$$



Debido al bajo valor del factor de potencia el transformador esta entregando una potencia de 164 KVA, como podemos ver en la figura anterior.

Vamos a analizar el mismo circuito, pero con la corrección del factor de potencia a 0.96, que es el exigido por la compañía suministradora (sin analizar el sistema de corrección).
La potencia activa consumida sigue siendo la misma por la carga que se mantiene constante, pero al corregir el factor de potencia tendremos un nuevo valor de potencia aparente, despejando S:

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{100}{0.96} = 104.17 \text{ KVA}$$

Se puede apreciar una notable reducción de consumo de potencia aparente, que se traduce en:

1. Una mayor potencia aparente S disponible en el transformador.
2. Mayor posibilidad de conducción por los alimentadores, para posibles ampliaciones.
3. Un mejor uso de nuestra energía, ahorrando el pago por energía reactiva.

IV.4 TABLERO DE TRANSFERENCIA COMPUTARIZADA

INTRODUCCIÓN

En los edificios, principal (16 pisos) y anexos (4 pisos), ambos con tres sótanos, se instalaron tres grupos electrógenos para poder soportar las cargas en situación de emergencias, cuando ocurriera una falla en el suministro de corriente comercial.

La distribución de cargas en los grupos electrógenos se efectuó de acuerdo al siguiente detalle:

a) Grupo Electrógeno de 210 Kw. ..... Edificio Anexo
b) Grupo Electrógeno de 450 Kw. ..... Otras oficinas
c) Grupo Electrógeno de 500 Kw. ..... Banco N. Mundo

De acuerdo a las variaciones de las cargas registradas durante la emergencia, el sistema computarizado para transferencia y reparto de cargas automáticamente

realiza transferencias intermedias optimizando el empleo de los grupos electrógenos para ello determina si la carga del *edificio anexo* será alimentada por el grupo electrógeno de 450 Kw. Desconectando el grupo electrógeno de 210 Kw., el sistema provee también la posibilidad de que si el consumo del *banco* es inferior al óptimo de operatividad del grupo electrógeno de 500 Kw., la carga sea asumida también por el grupo electrógeno de 450 Kw.

En todas las posibilidades la prioridad de consumo la tiene el *banco*. En caso de incrementarse el consumo el sistema podrá determinar automáticamente que grupo electrógeno entrará en operaciones para satisfacer el requerimiento, según lo detallado al inicio.

En condiciones normales de operación y de acuerdo a los consumos el sistema determina si es conveniente que el edificio principal y anexo se autogeneren y las cargas sean asumidas por él o los grupos electrógenos.

El sistema cuenta con una computadora en línea ubicada en la oficina de mantenimiento de donde se pueden prender o apagar cualquiera de los tres grupos electrógenos gobernar las transferencias (en el caso de querer operar manualmente el sistema), y realizar el monitoreo del estado en que se encuentran los grupos electrógenos.

Además en esta computadora se registran permanentemente los consumos de corriente comercial y de grupo.

Sí por algún inconveniente el grupo electrógeno de 500 Kw. no pudiera alimentar la energía al *banco* habiendo una falla de corriente comercial, el sistema provee que la carga sea asumida por el grupo de 450 Kw.

El sistema analizará la posibilidad de poder alimentar al conjunto *banco* y pisos 7-14 De no ser así dejara sin alimentación al piso 7-14 si existiera sobrecarga realizara la desconexión inmediata de todo el sistema de aire acondicionado.

En el ***esquema de distribución de cargas y el diagrama gráfico*** se puede apreciar la existencia de tres transferencias generales (TG1 , TG2 , TG3) y de dos transferencias intermedias (T1 y T3), las transferencias generales trasladan la carga de corriente eléctrica comercial a sus respectivos grupos de trabajo, mientras que las transferencias intermedias trasladan la carga del grupo de 210 Kw. en operación hacia el grupo de 450 Kw. transferencia T1 y la carga del grupo de 500 Kw. en operación hacia el grupo de 450 Kw. transferencia T3. Estas transferencias intermedias se realizan de acuerdo a un análisis previo de cargas realizado por los analizadores de red y por el proceso de dicha información en el PLC.

ESQUEMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS

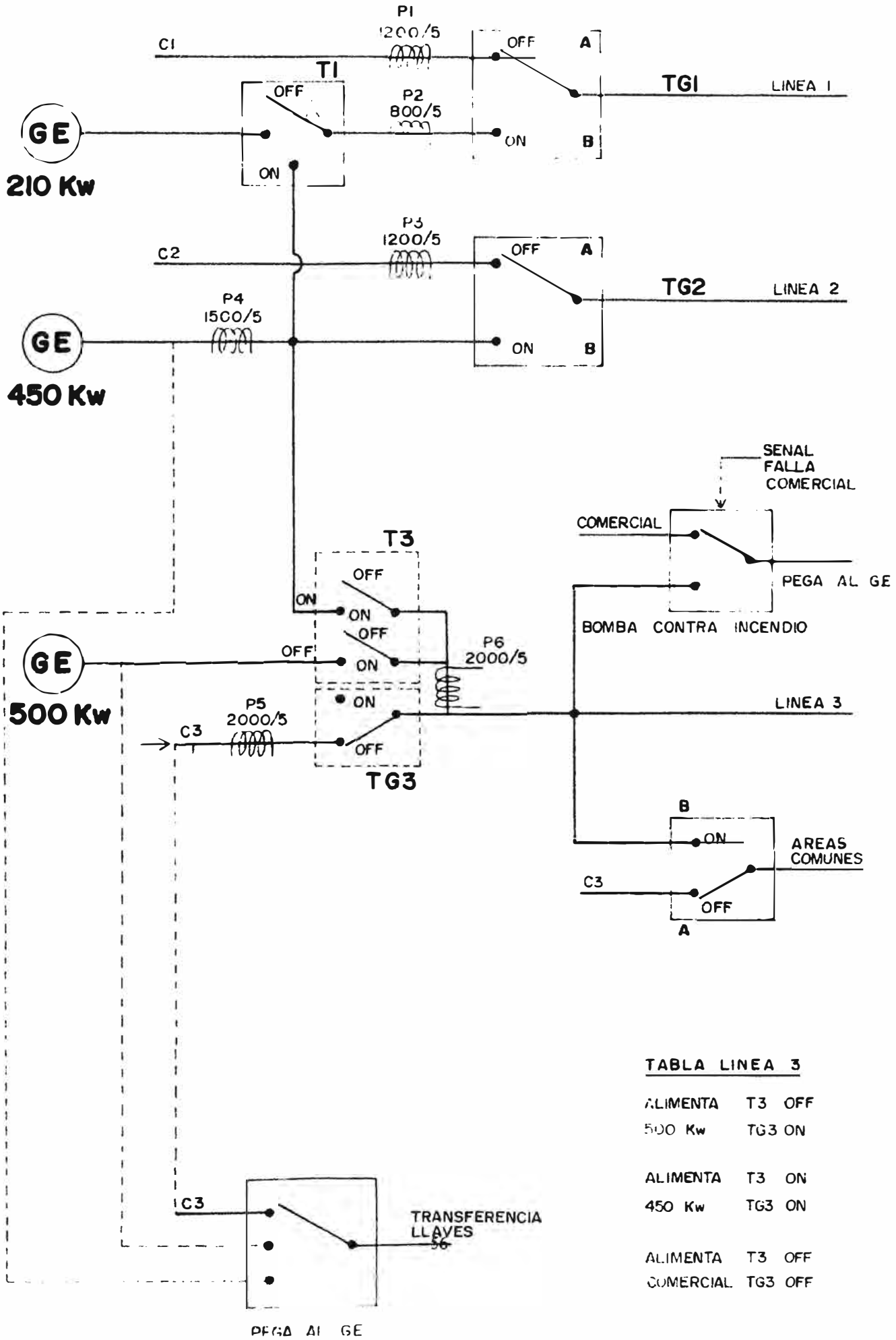
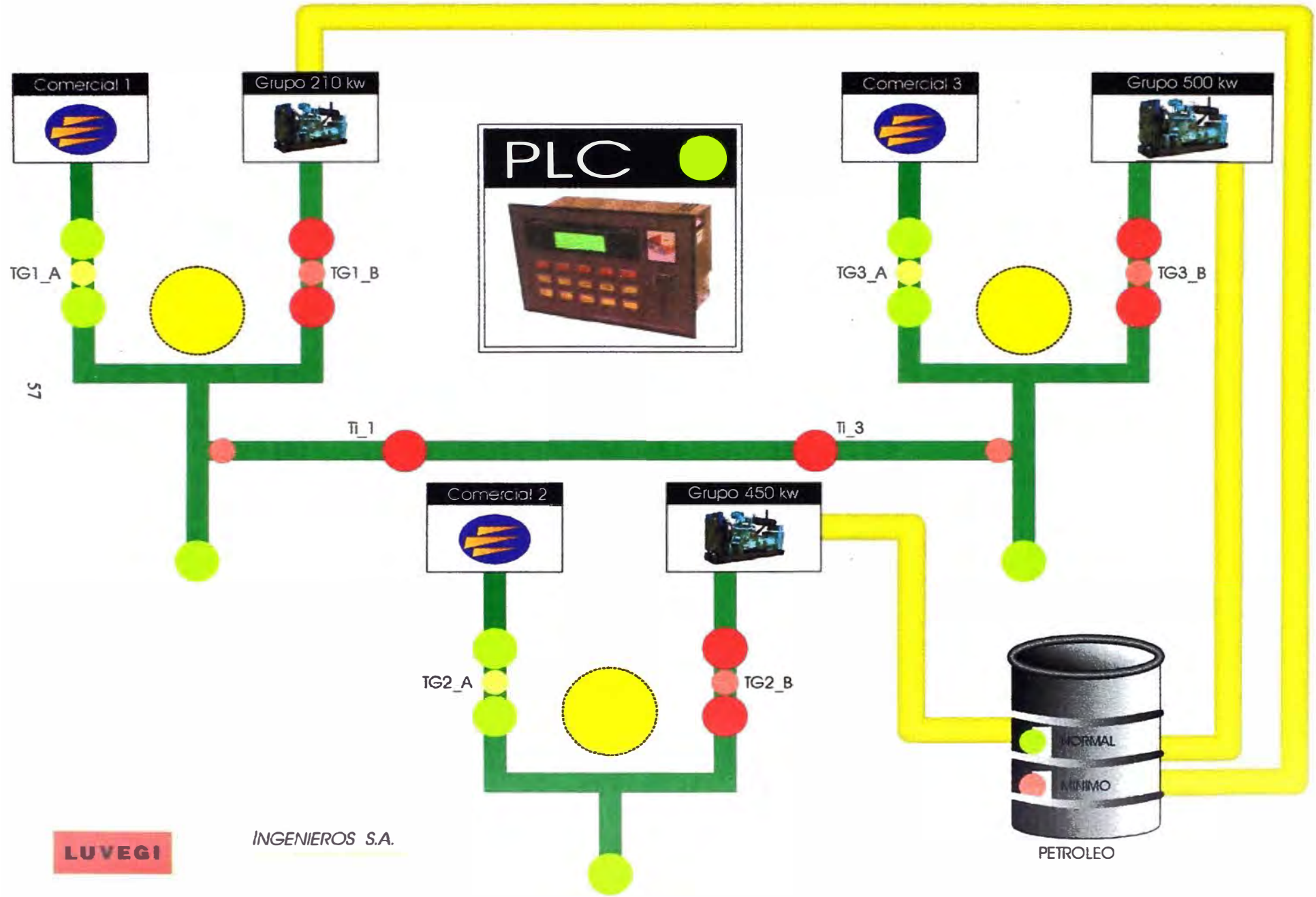


TABLA LINEA 3

ALIMENTA	T3	OFF
500 Kw	TG3	ON
ALIMENTA	T3	ON
450 Kw	TG3	ON
ALIMENTA	T3	OFF
COMERCIAL	TG3	OFF

ESQUEMA GRAFICO DE TRANSFERENCIAS



Dado el requerimiento de corriente de 220 V para accionar las llaves Masterpack de 2000 Amperios, existe una transferencia de llaves gobernada por el PLC el cual decide automáticamente de que grupo se toma carga eléctrica para accionar dichas llaves.

El control de posible sobrecarga para el grupo electrógeno de 450 Kw. se realiza vía software, tomando lecturas de los analizadores de red de manera permanente, retirando de inmediato de cargas no necesarias para mantener el equipo operando.

FUNCIONES

1. El sistema automatizará la transferencia y reparto de las cargas de los tres grupos electrógenos, al mismo tiempo que permitirá el monitoreo, registro y mando computarizados.

2. El funcionamiento del automatismo contempla las funciones típicas de un TTA completo, tales como:

En Automático:

Detección de apagón
Espera
Tres intentos de arranque
Verificación de generación normal
Transferencia
Detección de retorno de la red
Transferencia de carga
Operación en vacío
Parada de grupo electrógeno

En Manual:

Transferencia en ambos sentidos
Arranque de grupos electrógenos, en forma individual
Parada de grupo electrógeno
Todos los enclavamientos y protecciones normales

En Prueba:

Arranque, parada, etc.

Además detectará las fallas del grupo electrógeno:

Calentamiento de agua
Baja presión de aceite
Sobrecarga
Falla de generación

Las fallas serán anunciadas y motivarán la parada del grupo electrógeno.

Adicionalmente el sistema permitirá:

El arranque de sólo los grupos electrógenos requeridos para atender la carga que se demande, de acuerdo a lo ya expuesto.
Conmutación de los circuitos a fin de poder alimentar las cargas con los grupos electrógenos.
Transferencia de cargas
Operación según criterios programables de hora, día de la semana.

DESCRIPCIÓN TÉCNICA:

A) INSTRUMENTACIÓN

Mandos:

01 Conmutador M-0-A-0
01 Pulsador de arranque
01 Pulsador de parada
01 Pulsador de transferencia M-A
01 Pulsador silenciador de alarma

Sensores/Detectores/Transductores:

01 Transductor de energía
01 Señal de temperatura de agua
01 Señal de baja presión de aceite
01 Señal de sobrecarga
01 Analizadores de energía

Actuadores:

02 interruptores para la conmutación

Señalización:

05 Lámparas de señalización de fallas (calentamiento de agua, baja presión, sobrecarga, falla de generación, falla de arranque)

Control

06 Analizadores de energía (marca SATEC modelo 290 E), tres de los cuales censan el suministro de corriente comercial y los tres la corriente de grupo electrógeno cuando estos entran en operación.
01 PLC (**Controlador Lógico Programable**, marca UNITRONIC).
02 UPS de 0.6 Kv. que alimentan por unos segundos a los analizadores de Energía, PLC y PC para el caso en falla suministro comercial.
01 PC AT con monitor VGA y 40 Mb.

Analizadores de Red Satec 290E :

Este sistema es muy versátil, esta basado en un microprocesador para la medición, monitoreo, presentación y control de la energía eléctrica. Cuenta con un display, que puede presentar los siguientes parámetros:

- Voltaje x 3 L.L
- Voltaje x 3
- Amperaje x 3 fases
- Potencia activa total
- Potencia reactiva total
- Frecuencia
- Energía activa KWH
- Energía reactiva KVAR
- Máxima demanda de potencia activa
- Acumulado de demanda de potencia reactiva.

- Protecciones con salidas de relay

Este analizador permite la comunicación vía puerto serial con una computadora almacenado los datos de los parámetros eléctricos en tiempo real de acuerdo a las configuraciones previas realizadas para dicho efecto.

Controlador Lógico Programable (PLC) – UNITRONIC.

Computadora diseñada para uso industrial, trabaja con tarjetas de entrada y salidas programables el modelo M-216 cuenta con 6 K Word para el desarrollo de programa, 32 funciones de bloques, 256 temporizadores, 128 contadores, 80 pantallas de presentación, 32 Kbytes para archivos tipo reporte y 6 Kbytes de almacenamiento para base de datos.
El tiempo de respuesta del equipo bordea los 4 mS / Kword

Modelo M-216

B) SOFTWARE :

CARACTERÍSTICAS :

Para el desarrollo del tablero de transferencia computarizado se emplearon diferentes lenguajes de programación de acuerdo a los requerimientos técnicos de la aplicación así podemos señalar la existencia de :

a) **Software de importación de datos :** Desarrollado en lenguaje C++ permite la comunicación entre los analizadores Satec-290E y la PC, en esta aplicación se considero que el protocolo de comunicación debido al número de analizadores seria el RS-485. En el diseño se consideró la posibilidad de que este programa fuera un TSR, posibilitando de esta manera que se pudieran ejecutar otros aplicativos de forma paralela.

b) **Software de Comunicación :** Desarrollado en lenguaje Assembler permite la comunicación entre el controlador lógico programable (PLC) y la PC, el protocolo de comunicación empleado fue el RS-232 . Estos bloques de programación posteriomente fueron enlazados con el software gráfico.

c) **Software Gráfico :** Desarrollado el Lab-Windows permitió la creación de pantallas gráficas virtuales. Dado el requerimiento de la aplicación, el esquema gráfico se planteo bajo dos conceptos, el primero permitía solo el monitoreo de eventos, mientras que el segundo dada la posibilidad de realizar los eventos (prender o apagar un grupo electrógeno, realizar la transferencias, activar alarmas, etc)

d) **Software de Control (PLC) :** Desarrollado en lenguaje S-211 permitió el control total de eventos vía actuadores de todo el tablero de transferencia computarizado. En el esquema de programación se consideraron las múltiples posibilidades y combinaciones que se presentaban al tener presente tres acometidas y tres grupos electrógenos.

FUNCIONES:

El Software de control y monitoreo por computadora permite:

Registrar y visualizar todos los parámetros eléctricos que los Analizadores de Energía determinaran tanto como para corriente comercial, como para grupo electrógeno. Permite mediciones de tensión, corriente, frecuencia, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva, energía activa, energía reactiva, etc.

Visualizar mediante un diagrama mímico dinámico las fallas y eventos.

Se puede gobernar el encendido y apagado de cualquiera de los tres grupos electrógenos, las transferencias en modo manual.

Visualización remota de las posibles fallas de cualquiera de los tres grupos electrógenos.

CAPÍTULO V

CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

V CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

V.1 INTRODUCCIÓN

Actualmente la energía eléctrica es parte de todas las actividades de nuestra sociedad, sean estas de carácter domestico, comercial o industrial, nos hemos acostumbrado a recibirla sin cuestionar sus características como producto, y el término "Calidad de Energía" es relativamente desconocido en nuestro medio.

Un problema de calidad de energía se define como "cualquier problema del suministro de energía manifestado como desviaciones de la tensión, la corriente o la frecuencia que originan un mal funcionamiento de los equipos del usuario, estas fallas pueden ser sobrecargas en los condensadores o transformadores, sobre calentamiento de conductores o funcionamiento irregular de los motores.

La proliferación de los dispositivos de electrónica de potencia ha influido notablemente en el aumento del nivel de armónicas en las redes eléctricas.
Aplicaciones industriales que utilizan cargas no-lineales (convertidores de frecuencia, rectificadores, etc.) han contribuido a la mejora de procesos, pero también ha tenido un impacto en el contenido armónico en la red de distribución eléctrica.

V.2 OBJETIVOS Y ALCANCES

OBJETIVOS.-

1. Establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos.
2. Establecer las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley Nº 25844).

ALCANCES.-

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

Calidad de Producto:

Tensión
Frecuencia
Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas)

Calidad de Suministro:

Interrupciones

Calidad de Servicio Comercial:

Trato al cliente
Medios de atención
Precisión de medida

Calidad de Alumbrado Público:

Deficiencias del alumbrado.

V.3 PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Se evalúan por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de emisión de perturbaciones (Armónicos y Flicker).

Se realizará mediciones independientes de cada parámetro. El período de control es mensual con períodos de medición de 7 días mediante intervalos de medición de 10 minutos.

Las compensaciones se calculan en función a la energía entregada al cliente por su suministrador en condiciones de mala calidad.

Las compensaciones se seguirán aplicando mensualmente hasta que se haya subsanado la falta y a través de un nuevo período de medición, se haya comprobado que la calidad del producto satisface los estándares fijados por la Norma.

La autoridad propicia el control de todo tipo de perturbaciones, inicialmente se controlan el flicker y las tensiones armónicas.

Indicadores de Calidad.-

Se consideran los siguientes indicadores de calidad:

Para Flicker: El índice de severidad por Flicker de corta duración (Pst).

Para Armónicas: Las tensiones armónicas individuales (V_i) y el factor de distorsión total por armónicas (THD).

- **Tolerancias**:

  Para AT, MT y BT el índice de severidad por flicker no debe superar la unidad ($Pst \leq 1$).
  Factor de distorsión total por armónicas (THD) no debe ser mayor que el 8% de la tensión nominal.
  La energía es de mala calidad si las perturbaciones se encuentran fuera de los límites de tolerancia por un tiempo mayor al 5% del período de medición (8h 24m).

- **Control:**

  1 por cada 24 clientes en MAT, AT y MT.
  24 puntos de flicker y 24 puntos de armónicas de tensión en barras de BT de subestaciones MT/BT.

- **Compensación:**

  Para Flicker:

  Compensación (US$) = $\Sigma rc \times Cr \times E_{(r)}$
  Donde:

  r : Intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por Flicker.

  c : Compensación unitaria por Flicker.
  Primera etapa: c = 0.00
  Segunda etapa: c = 0.10 US$/KWh
  Tercera etapa : c = 1.10 US$/KWh

  Cr: Factor de proporcionalidad en función de la magnitud de la distorsión penalizable por Flicker.
  $DPF_{(r)} = Pst_{(r)} - Pst'$
  Si : $DPF_{(r)} \geq 1$; $Cr = 1$
  Si : $DPF_{(r)} < 1$; $Cr = DPF_{(r)} \times DPF_{(r)}$
  Donde:
  $Pst_{(r)}$: Valor de Flicker medio en el intervalo r.
  $Pst' = 1$: Valor límite aceptado de Flicker

  E(r) : Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición r.

Para Armónicas:

Compensación (US$) = $\Sigma_s d \times D_s \times E_{(s)}$
Donde:

s : Intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por armónicas.

d : Compensación unitaria por armónicas.
primera etapa: d = 0.00
Segunda etapa: d = 0.10 US$/KWh
Tercera etapa : d = 1.10 US$/KWh

Ds: Factor de proporcionalidad en función de la magnitud de la distorsión penalizable por armónicas.
$DPA_{(s)} = (THD_{(s)} - THD') / THD' + (1/3)\Sigma_i = 2 \ldots 40((Vi_{(s)} - Vi')/Vi')$

(Sólo se consideran los términos positivos de esta expresión)

Si : DPA (s) ≥ 1; Ds = 1
Si : DPA (s)< 1; Ds = $DPA_{(s)} \times DPA_{(s)}$
THD' : Valor límite de THD.
V_i' : Valor límite de armónica de tensión.

$E_{(s)}$: Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de Medición s.

FLICKERS.-

La fluctuación del voltaje es un fenómeno electromagnético y el Flicker es un resultado indeseable de esta fluctuación de voltaje en algunas cargas. Esta perturbación abarca un rango característico de 2.5 a 25 Hz y su nombre se refiere al *"parpadeo luminoso"* resultante.

El indicador de calidad para el Flicker, es el *"Indice de severidad del Flicker de corta duración, (Pst)"* definido en la norma IEC 868, el cual se evalúa para intervalos de medición de 10 minutos.

Considerando que el Pst = 1 es el umbral de irritabilidad asociado a la máxima variación de la iluminación que puede ser soportada sin molestias por el ojo humano.

Las principales cargas generadoras del Flicker son:

Hornos de arco
Motores (en el arranque)
Grúas y ascensores
Y en general todas las cargas que presentan consumos continuos y de rápidas variaciones de corriente pueden también causar variaciones de voltaje.

TENSIONES ARMÓNICAS.-

Los armónicos son voltajes o corrientes sinusoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia de trabajo del sistema, la cual denomina *"frecuencia fundamental"* y es 60 Hz en nuestro caso.

Tiene su origen debido a que hay cargas denominadas no lineales que toman la corriente en forma de impulsos, en vez de hacerlos en forma sinusoidal, estos impulsos crean ondas de corriente o tensión distorsionadas que retornan a la red sumándose a la onda fundamental.

El factor de distorsión total por armónicas (**THD**), nos da una medida de la influencia térmica de la totalidad de las armónicas.

$V_{1,2,3,\ldots\ldots}$ = Valor RMS de la tensión armónica de orden 1 hasta la "n"

VN = Valor nominal de la tensión en el punto de medición

THD = Factor de distorsión total por armónicas.

Cargas Lineales

Una carga se dice que es lineal cuando la tensión aplicada a sus extremos y la corriente que los atraviesa están relacionadas por un factor constante.

Cargas no Lineales

Una carga es no lineal cuando la relación tensión / corriente no es constante.
Estas cargas conectadas a la red de corriente alterna senoidal, absorben corrientes que no son senoidales.

Los efectos, producidos por los armónicos pueden dividirse en dos grandes grupos:

- Influencia sobre la red pública, entendiendo como tal aquella que se comparte con otros usuarios o abonados.

- Influencias locales dentro de la propia instalación del cliente, donde se generan los armónicos.

Influencias Sobre La Red Pública

☞ Distorsión en la forma de onda de la tensión, provocando sobrecargas, sobretensiones, resonancias y otros fenómenos que pueden transmitirse incluso a grandes distancia, afectando a otros usuarios.

☞ Mal funcionamiento de los sitemas controlados con señales de telemando transmitidas a través de las redes.

☞ Interferencias en redes de comunicación, red telefónica, etc.

☞ Aumento de pérdidas en las líneas y transformadores.

Influencias Para El Cliente

☞ Aumento de pérdidas en las **líneas y transformadores** particulares.

☞ Pérdidas similares que en el transformador para los **motores**, y peligro de daño por los componentes de secuencia de armónicas que aceleran o frenan el motor de forma no deseada (recordemos los componentes de secuencia).

☞ Neutro sobrecargado, 1.73 la corriente de línea. Debido a que las armónicas triplens (armónicas de orden 3 y sus múltiplos) se suma en el neutro. Posibilidad de causar incendios cuando el cableado eléctrico está mal dimensionado.

☞ Errores sobre los dispositivos de protección. Los relés electromecánicos que responden a la temperatura del conductor puede que operen cuando efectivamente no hay una falla presente.

- ☞ Pérdidas desgaste y peligro de daños en los motores por armónicos que aceleran o frenan el motor.

- ☞ Errores sobre los dispositivos de control eléctrico.

Carga Industrial.-

- Transformadores trabajando en la zona de saturación y las corrientes de magnetización de los transformadores.

- Fuerzas magnetomotrices en las máquinas eléctricas AC (motores eléctricos)

- Hornos eléctricos.

- Sistemas de iluminación con lámparas de descarga (lámparas fluorescentes, lámparas de sodio, mercurio, etc.)

- Fuentes reguladas por commutación (fuentes de alimentación AC/DC).

- Monitores (CRT).

- Fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS).

- Televisores B/N y a colores.

- Videograbadoras (VCR).

- Cargadores de batería.

- Balastos electrónicos para sistemas de iluminación.

- Equipos de aire condicionado.
  Y todo equipo que se alimente con fuentes de diodo/condensador, etc.

- Problemas en los bancos de condensadores utilizados para la corrección del factor de potencia.
  Típicamente conectados en paralelo pueden crear una resonancia (amplificación de la tensión) dañina para la red. También pueden crear

sobretensiones no deseadas y en el peor de los casos se pueden quemar los condensadores.

- Compensadores estáticos de energía reactiva.
- Variaciones de velocidad para motores DC y AC.
- Convertidores de estado sólido.

Carga Comercial y Doméstica.-

Entre los contaminantes de pequeña potencia se pueden nombrar:

- Computadoras personales
- Impresoras.
- Fotocopiadoras.
- Máquinas de facsímil.

V.4 COSTOS ECONÓMICOS DE LA IMPLEMENTACIÓN

El gobierno ha establecido tres plazos para la aplicación de las normas sobre la calidad del suministro eléctrico. El primero se cumplió el 10 de Abril de 1999, el segundo vence en Octubre del 2000 y el tercero tiene carácter indefinido.

Sin embargo, a partir de la segunda etapa es que se aplicarán las sanciones correspondientes basadas en las perturbaciones atribuibles a los llamados Flicker y Armónicos de Tensión.

Para evitar las perturbaciones en la red de acuerdo a estudios realizados por la Asociación de Exportadores (Adex) se necesitaría invertir aproximadamente US$ 50,000 por empresa, para efectuar un diagnóstico adquirir equipos de medición y adquirir equipos de corrección. Si se tiene en cuenta que son 5056 las empresas que están sujetas a la norma, la inversión total en adecuación ascendería a US$ 253 millones de dólares.

Es en este contexto respondiendo a la necesidad de orientación de los usuarios finales para lograr determinar las medidas necesarias para enfrentar con un menor costo la aplicación de las normas planteadas.
Luvegi Ingenieros ha creado la unidad especializada en "Ahorro y energía eléctrica", la cual busca de acuerdo a la problemática de cada usuario señalar alternativas económicamente viables para evitar se transgreda la norma.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El empleo corriente de grupos electrógenos ha variado notablemente en la última década. De ser equipos considerados de emergencia, a equipos de muy variada utilización, que inclusive participan para fines de defensa nacional.

- Esta demanda de grupos electrógenos se ha mantenido a pesar que las condiciones que inicialmente la impulsaron (fenómeno del terrorismo, fenómeno del niño, etc.) se han casi extinguido.

- El análisis energético es una herramienta necesaria para la correcta evaluación económica de la elección de la tarifa eléctrica a seleccionar y la determinación para una posible realización del mix.

- La curva de consumo de corriente comercial, dependiendo de la tarifa en que se ubique el usuario, su calificación ya sea como fuera de punta o presente en punta, favorece la selección de un mix que le signifique al usuario, un ahorro significativo en el pago de su facturación de corriente comercial.

- Los cambios tecnológicos, la utilización de equipos electrónicos que necesitan una continuidad y calidad en la corriente eléctrica, ha impulsado la demanda de grupos electrógenos con tableros de transferencia automática, ya que estos cuentan con dispositivos capaces de detectar si la corriente comercial se encuentra en rangos adecuados que no alteren dichos equipos.

- La incorporación de tecnología de punta en los tableros de transferencia automática da origen al primer tablero de transferencia computarizado, ante sus características de diseño, resulta ser una poderosa herramienta para la gestión de ahorro y energía.

- Las perturbaciones eléctricas que se encuentran contempladas en la Norma de Calidad y Energía Eléctrica, (Flickers y Armónicos de Tensión) en el mediano plazo obligaran al sector comercial e industrial a realizar inversiones en sus instalaciones eléctricas que conlleven a no suministrar distorsiones que afecten la red comercial .

RECOMENDACIONES

La electricidad es un elemento fundamental para la calidad de la vida moderna. Esta forma de energía, valiosa, versátil y relativamente fácil de controlar sirve para todo tipo de actividades simples y complejas.

Por tal razón y visto la importancia que tiene la electricidad en nuestra vida diaria, es necesario utilizarla en forma racional, eficiente y moderada a fin de disponer de ella siempre.

Todo esfuerzo encaminado a ahorrar energía significa beneficio económico para uno mismo, para la industria y el país.

Es posible obtener importantes ahorros en los costos de energía eléctrica y combustibles sin realizar grandes inversiones. De igual importancia y urgencia es el relacionado con las recientes normas que limitan las perturbaciones que los grandes consumidores de energía eléctrica pueden ocasionar sobre la calidad de energía que reciben sus vecinos.

Y siendo así, es probable que muchas empresas estén violando estas normas convirtiéndolas en merecedoras de las sanciones previstas, entre ellas el corte de suministro y las reparaciones civiles por daños y perjuicios.

En esta perspectiva, a partir del segundo semestre del año 2000, deben estar en aplicación los nuevos requerimientos sobre calidad de la energía.

En consecuencia es conveniente prepararse a fin que las empresas puedan enfrentar este reto de manera adecuada. Por ello adquiere especial importancia el rol de la universidad como soporte tecnológico para mejorar la eficacia y la competitividad de las organizaciones.

La Universidad Nacional de Ingeniería debe ser consciente de esta realidad y teniendo como base la experiencia de sus graduados, él dinamismo nuestra comunidad universitaria, brindar alternativas cuyos objetivos sea el lograr ahorro de la energía y mejoramiento de la calidad de la misma.

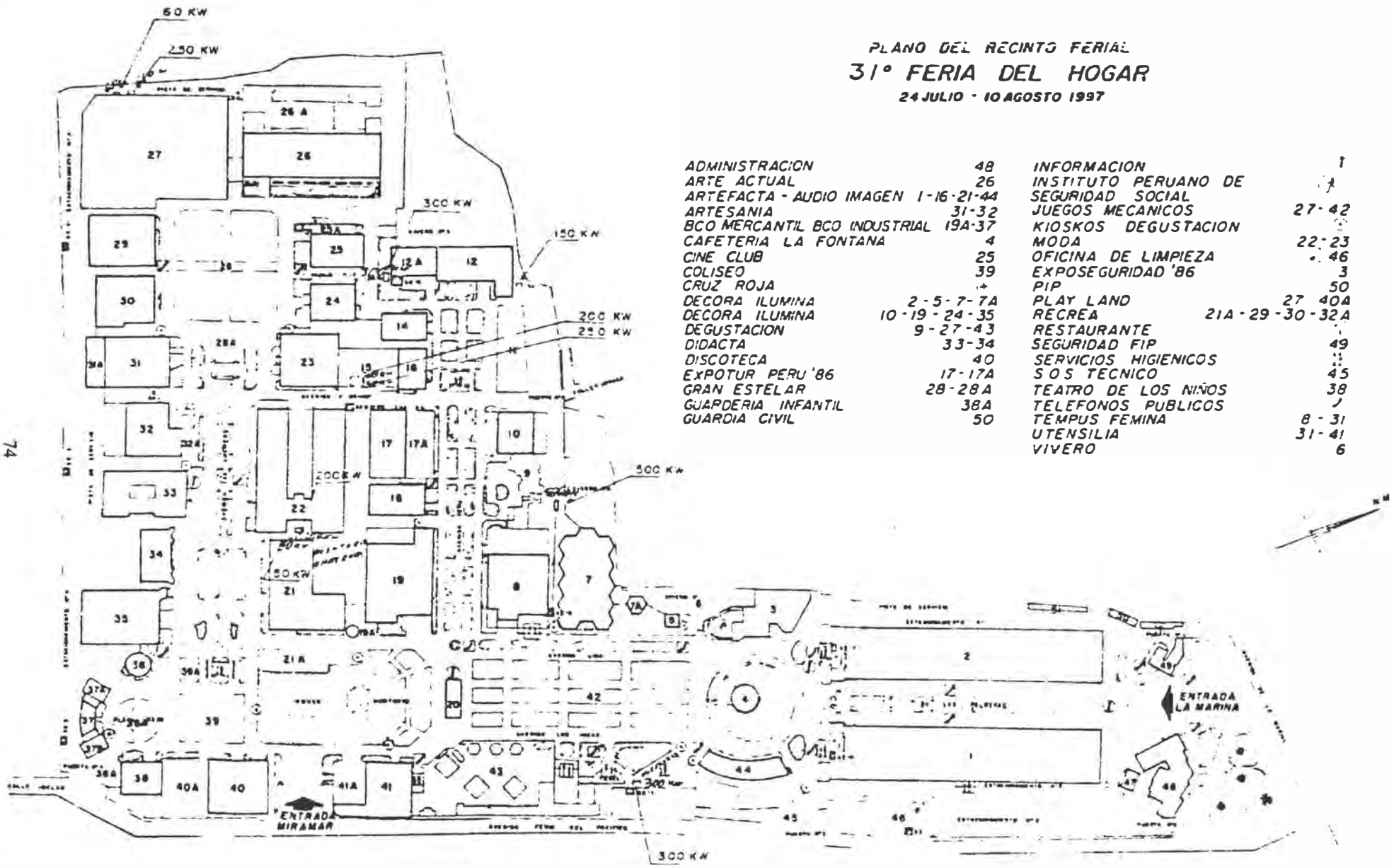
Así, se conoce que son muy pocas las empresas capaces de detectar y corregir defectos de calidad de la energía. La UNI estaría en condiciones de cubrir esta demanda de, por ejemplo, el análisis para diagnóstico y corrección de la presencia de armónicos y/o flickers.

ANEXOS

PLANO DEL RECINTO FERIAL

31° FERIA DEL HOGAR

24 JULIO - 10 AGOSTO 1997



ADMINISTRACION	48
ARTE ACTUAL	26
ARTEFACTA - AUDIO IMAGEN	1-16-21-44
ARTESANIA	31-32
BCO MERCANTIL BCO INDUSTRIAL	19A-37
CAFETERIA LA FONTANA	4
CINE CLUB	25
COLISEO	39
CRUZ ROJA	[illegible]
DECORA ILUMINA	2-5-7-7A
DECORA ILUMINA	10-19-24-35
DEGUSTACION	9-27-43
DIDACTA	33-34
DISCOTECA	40
EXPOTUR PERU '86	17-17A
GRAN ESTELAR	28-28A
GUARDERIA INFANTIL	38A
GUARDIA CIVIL	50
INFORMACION	[illegible]
INSTITUTO PERUANO DE SEGURIDAD SOCIAL	[illegible]
JUEGOS MECANICOS	27-42
KIOSKOS DEGUSTACION	[illegible]
MODA	22-23
OFICINA DE LIMPIEZA	46
EXPOSEGURIDAD '86	3
PIP	50
PLAY LAND	27 40A
RECREA	21A-29-30-32A
RESTAURANTE	[illegible]
SEGURIDAD FIP	49
SERVICIOS HIGIENICOS	[illegible]
S O S TECNICO	45
TEATRO DE LOS NIÑOS	38
TELEFONOS PUBLICOS	[illegible]
TEMPUS FEMINA	8-31
UTENSILIA	31-41
VIVERO	6

GLOSARIO

GLOSARIO :

ACOMETIDA **:** Parte de la instalación eléctrica comprendida entre la red de distribución y la caja o cajas de medición.

ALIMENTADOR Conductores de un circuito que transmiten la energía eléctrica desde un centro de suministro tal como un transformador, tablero de distribución, generador u otra fuente de suministro al dispositivo de sobrecorriente.

AMPERAJE (A) **:** Es la cantidad de carga eléctrica que pasa a través de una sección de un conductor en cada unidad de tiempo.

ANALIZADOR DE REDES Equipo electrónico de alta tecnología capaz de poder medir todos los parámetros eléctricos del comportamiento de una red, o generador de corriente eléctrica.

CARGA Potencia activa o aparente consumida o suministrada a una máquina o una red.

CARGA CONECTADA **:** Suma de las potencias nominales de los receptores de energía eléctrica conectadas a la red.

CARGA CONTRATADA **:** Magnitud de la carga solicitada por el abonado a la empresa de servicio público de electricidad y que figura en el contrato de suministro de energía eléctrica.

CIRCUITO Conductor o sistema de conductores a través de los cuales puede fluir una corriente eléctrica.

CIRCUITO DERIVADO **:** Circuito comprendido entre un dispositivo de protección (el último) y los puntos de la utilización.

CIRCUITO DE FUERZA : Circuito derivado usado para la conexión de artefactos y/o máquinas eléctricas.

CONTACTOR : Son interruptores para elevada frecuencia de maniobra y accionados a distancia por acción de un campo magnético.

CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC) : Dispositivo electrónico de alta tecnología que incorpora un microprocesador programable que posibilita la automatización de eventos.

DEMANDA : Es la carga promedio que se obtiene durante un intervalo de tiempo especificado (intervalo de demanda).
Este intervalo de tiempo depende del uso que se quiere dar al valor de demanda correspondiente, siendo generalmente igual a ¼, ½ ó 1 hora .

DEMANDA MAXIMA : Máximo valor de la demanda que se presenta durante un período determinado. (diaria, semanal, mensual o anual).

ENERGIA ACTIVA(EA) : Es la energía utilizable en todo proceso domestico, comercial o industrial donde se emplee energía eléctrica

FACTOR DE CARGA : Cociente entre la energía eléctrica suministrada, en un período determinado y la energía que correspondería a una carga constante durante este período igual a la demanda máxima respectiva.

FACTOR DE DEMANDA Relación de la demanda máxima y la carga conectada, en un punto del sistema eléctrico.

FACTOR DE DIVERSIDAD : Recíproco del factor de simultaneidad.

FACTOR DE POTENCIA(Cosφ) : Es la relación que existe entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S).

FACTOR DE SIMULTANEIDAD : Relación de la demanda máxima de un conjunto de instalaciones o aparatos, y la suma de las demandas máximas individuales durante cierto período.

FACTOR DE UTILIZACION : Relación de la demanda máxima y la capacidad instalada de un sistema.

HORAS PUNTA (HP): Período de medición por parte del concesionario que comprende entre las 18 horas hasta las 23 horas.

HORAS FUERA DE PUNTA(HFP) : Período de medición por parte del concesionario, que comprende entre las 23 horas hasta las 18 horas del día siguiente.

POTENCIA ACTIVA (P) : Es la que efectivamente se aprovecha como potencia útil en las máquinas eléctricas, la cual se transforma en calor o trabajo (motor, calefactor, etc.). Se expresa en W o en kW.

POTENCIA APARENTE (S) : Es la que resulta de considerar la tensión aplicada al consumo, y la corriente que ésta demanda:

$S = VI$

Se expresa en Voltamperios (VA) o KVA.

Esta potencia aparente es la que limita la utilización de los transformadores, líneas de alimentación y

demás elementos componentes de los circuitos eléctricos.

POTENCIA REACTIVA (Q) : Es la potencia utilizada en la exitación de los campos magnéticos de las máquinas eléctricas (motor, transformador, etc.), la cual no se transforma en calor o trabajo. Se expresa en Var o kV.

SUMINISTRO : Abastecimiento de energía eléctrica dentro del régimen en la legislación eléctrica vigente. Entrega, provisión. Por extensión aplicase a la acometida.

TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMATICA (TTA): Dispositivo diseñado para realizar de manera automática, el encendido del grupo electrógeno la transferencia de la carga eléctrica de comercial hacia el grupo electrógeno, para lo cual dispone de sensores que detectan la falla en la corriente comercial y el apagado de grupo electrógeno cuando las condiciones del suministro de comercial es adecuada.

TABLERO DE TRANSFERENCIA COMPUTARIZADA (TTC): Dispositivo de alta tecnología que incorpora todas las bondades del TTA y posibilita la incorporación de procedimientos de optimización de ahorro y energía eléctrica gracias a la capacidad de soporte de programación.

TABLERO DE TRANSFERENCIA MANUAL (TTM) : Dispositivo utilizado para la transferencia manual de carga de corriente comercial hacia el grupo electrógeno previamente encendido, todos las acciones de encendido de grupo y transferencia se realizan con la participación de un operador

especialmente entrenado para realizar dicha maniobra.

VOLTAJE (V) **:** Es la diferencia de potencia existente entre dos puntos de un campo eléctrico.