



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

**MÉTODOS PARA REDUCIR GASTOS DE ENERGÍA Y
POTENCIA ELÉCTRICA**

José Rodrigo Almeda Ortiz

Asesorado por el Ing. Sergio Estuardo Porres Sam

Guatemala, noviembre de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MÉTODOS PARA REDUCIR GASTOS DE ENERGÍA Y
POTENCIA ELÉCTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR**

JOSÉ RODRIGO ALMEDA ORTIZ

ASESORADO POR EL ING. SERGIO ESTUARDO PORRES SAM

**AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Ing. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuel Milson
EXAMINADOR	Ing. Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**MÉTODOS PARA REDUCIR GASTOS DE ENERGÍA Y
POTENCIA ELÉCTRICA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el cuatro de marzo de 2003.

JOSÉ RODRIGO ALMEDA ORTIZ

ACTO QUE DEDICO

A:

Dios, luz inagotable que me ha guiado y guiará por siempre

Gracias por la vida, la sabiduría, el entendimiento y la fuerza que me diste al crearme a tu imagen y semejanza; permitiéndome hoy, culminar esta meta y ser un testimonio de que sin Él, nada es posible en el diario caminar.

Rodrigo y Noelia, mis queridos padres

Quienes con fe y amor en Dios, han cuidado y mantenido unido de nuestro hogar. La meta que hoy culmino, es un pequeño agradecimiento ante los enormes e incontables sacrificios por darme siempre lo mejor, gracias padres por enseñarme que con trabajo, honradez y disciplina todo es posible. Dios los bendiga por siempre.

Marielos, Silvana y Eduardo, mis hermanos

Porque en las buenas y en las malas, he podido contar con su apoyo incondicional. ¡Gracias por todo! Les dedico este logro y espero que la satisfacción y felicidad que vivo, mantenga nuestra unidad y cariño de hermanos.

Vera Lucía

Chapulina, a estudiar y luchar para alcanzar grandes metas y hacer realidad tus sueños. Que esto sea inspiración para tu crecimiento personal y profesional.

Diego José, Daniela María y Chatito

A su tiempo, comprenderán el por qué de esta dedicatoria. Les deseo lo mejor por siempre, que sean hombres y mujeres de éxito.

Mynor “Tina”

Primo, gracias por su apoyo y orientación en el inicio de mi vida profesional, sin el aporte de conocimientos, hoy no podría estar aquí. ¡Salud, por todo lo compartido!

Adriana

Le agradezco a Dios el habernos unido y con su bendición, ruego porque juntos tengamos una vida entera llena de amor y prosperidad. Que nuestro amor permanezca y crezca por siempre.

A toda la “gran familia”, los Almeda y los Ortiz

Porque no hay mejor satisfacción que compartir con la familia.

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES A:

Universidad de San Carlos de Guatemala

-Facultad de Ingeniería-

Glorioso centro de estudios que me dio la oportunidad de estudiar y obtener hoy el grado que celebro.

Ing. Sergio Estuardo Porres Sam

Gracias infinitas por el apoyo profesional brindado al asesorarme en la elaboración de este trabajo de graduación.

Mayoristas de Electricidad, S. A. -MEL, S. A.-

Gracias a todas y cada una de las personas con las que laboré. Mel, S. A. es la entidad que inspiró el desarrollo del tema central de este trabajo de graduación y contribuyó a mi desarrollo profesional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	VII
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. Conceptos y definiciones	1
1.1 Energía eléctrica	1
1.2 Utilización de energía eléctrica	2
1.3 Potencia y energía eléctrica	2
1.4 Compra de energía eléctrica a una empresa de distribución	6
1.5 Diferentes niveles de tensión disponibles para la industria	18
1.5.1 Baja tensión 120/208 voltios – 120/240 voltios (EEGSA)..	18
1.5.2 Media tensión 13.2 kV, 34.5 kV	19
1.5.3 Alta tensión 69 kV	20
2. Mercado mayorista de energía en Guatemala	24
2.1 ¿Quién puede comprar en el mercado mayorista?	25
2.2 Opciones de compra de energía en el mercado mayorista	26
2.2.1 Compra a generador	26
2.2.2 Compra a distribuidor	28
2.2.3 Compra a comercializadores	29
2.2.4 Compra directa al mercado mayorista	30
2.2.5 Tipos de contratos	32
2.2.6 Cargos por servicios complementarios	39

2.3	Diferentes tipos de peajes	40
2.3.1	Peaje principal y secundario	40
2.3.2	Peaje en función del transportista	46
2.3.2.1	Media tensión 13.2 kV, 34.54 kV	47
2.3.2.2	Baja tensión 120/208 v, 120/240 v, 240/480 v.....	48
2.3.2.3	Subestaciones 69 kV/34.5 kV ó 13.8 kV	49
2.3.2.4	Líneas de subtransmisión 69 kV	50
2.4	Variables que afectan los diferentes tipos de peajes	50
2.4.1	Ajustes en los peajes de transmisión y distribución	50
2.5	Variables que afectan el precio de la energía en un contrato con agentes del mercado mayorista	51
2.5.1	Precios de combustibles	51
2.6	Variables que afectan el precio de la energía en compra directa al al mercado de la oportunidad de la energía	51
2.6.1	Despacho económico	51
3.	Optimización de la utilización de la energía eléctrica	54
3.1	Curva de carga característica	55
3.1.1	Interpretación y utilización de la curva	56
3.1.3	Instrumentos de medición	69
3.1.4	Optimización de la potencia	72
3.2	Otras variables que afectan la utilización de la energía	76
3.2.1	Factor de potencia	76
3.2.2	Calidad de la energía eléctrica	80
3.2.3	Unificación de bancos de transformadores	82

CONCLUSIONES	87
RECOMENDACIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	89

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

TABLAS

I.	Tarifa social	9
II.	Tarifa plena	9
III.	Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión (BTDp) (Tarifa: demanda naja BP)	10
IV.	Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión (BTDfp) (Tarifa: demanda baja Bf)	10
V.	Tarifa horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta, para usuarios conectados en baja tensión (BTH)	11
VI.	Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en media tensión (MTDp)	11
VII.	Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para usuarios conectados en media tensión (MTDfp)	12
VIII.	Tarifa no medida o control de demanda máxima de potencia dentro de las horas de punta, para usuarios conectados en media tensión (MTH)	12
IX.	Tarifa de alumbrado público y alumbrado particular	13
X.	Costos de instalación comparados con costos peaje y energías	24

FIGURAS

1.	Contrato por diferencias con curva de carga	36
2.	Contrato de potencia sin energía asociada	36
3.	Contrato de potencia con energía asociada	37

4.	Contrato por diferencias por la demanda faltante	37
5.	Curva de carga despacho económico	52
6.	Curva característica de carga	56
7.	Curva de carga usuario medio BTS-R. Promedio mensual 7/2002 – 3/2003	59
8.	Curva de carga usuario medio BTS-O. Promedio mensual 7/2002 – 3/2003	60
9.	Curva de carga usuario medio NR. Promedio mensual 7/2002 – 3/2003	61
10.	Factor de carga pequeño (0.2 aprox.) se aprecia el pico de potencia ...	64
11.	Factor de carga constante (0.9 aprox.), no se aprecian picos de potencia significativos	64
12.	Factor de diversidad	66
13.	Equipo de medición utilizado en unificaciones de carga (medidor con telemedida, CT's y PT's para MT)	85
14.	Medidor electrónico clase 200 con registro de demanda	86
15.	Bancos de transformadores o subestaciones aéreas y medición primaria	87

GLOSARIO

Acometida	Es el conjunto de elementos, materiales y equipos, que forma parte de la infraestructura eléctrica que el distribuidor instala en el punto de entrega al usuario final, para la prestación del servicio eléctrico de distribución.
Alta tensión	Término para designar un voltaje alto, generalmente, éste va a ser de 69,000 voltios para arriba; su símbolo es AT.
Amperímetro	Instrumento de medición que sirve para medir el amperaje o los amperios de una instalación eléctrica.
Amperio	Unidad de intensidad de corriente eléctrica. La corriente que pasa por un circuito de una resistencia de un ohmio cuando el voltaje aplicado es de un voltio; se simboliza por medio de la letra A.
Baja tensión	Término para designar un voltaje bajo, éste está dentro del rango de los cero voltios hasta los 1,000 voltios; se simboliza como BT.
Banco de transformadores	Similar a la subestación; realiza el mismo trabajo de transformar una alta tensión, pero más frecuentemente una media tensión a un voltaje manejable dentro de la instalación de un usuario.

Carga	Se denomina así a la suma de todas las potencias individuales de cada equipo que conforma una instalación eléctrica.
Circuito	Camino que sigue una corriente eléctrica o por el cual pasa ésta, haciendo un trabajo, éste puede ser de calefacción, movimiento, iluminación, etc., desde el punto de origen hasta regresar de nuevo.
Corriente	Se le llama así, al paso de electrones por un conductor, indicado en amperios y sus múltiplos; se simboliza a través de la letra I.
Demanda	Generalmente se denomina así a la potencia en kilovatios que provoca una instalación eléctrica, y es revisada mensualmente por el proveedor de energía eléctrica.
Distorsión armónica	Es la distorsión de la onda senoidal de corriente o de tensión eléctrica de frecuencia nominal, ocasionada por la presencia de señales eléctricas senoidales de frecuencias diferentes y múltiplos de dicha frecuencia nominal. También se le conocen sólo como armónicos y son perjudiciales para una instalación eléctrica.
Energía eléctrica	Transformación o conversión de una forma de energía mecánica, química o fotovoltaica a energía eléctrica.
Factor de potencia	Parámetro que indica el uso eficiente de una instalación eléctrica y se puede simbolizar como FP o fp.

Flicker	Es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano (un relampagueo).
Gran usuario	Es el poseedor de un bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica y cuya demanda de potencia excede al límite estipulado, siendo este de 100 kW.
Inrush	Término que se usa para referirse a la corriente de arranque de una máquina y que afecta una instalación por el aumento momentáneo de la corriente.
Instalación eléctrica	Conjunto de equipos y dispositivos conectados entre si, por medio de una red de cableado o conductores eléctricos y agrupados en forma de circuitos.
Interrupciones	Perturbaciones perjudiciales por su tiempo de duración, y ocurren cuando actúan equipos de protección de líneas de transmisión o de una instalación eléctrica.
Línea de transmisión	Es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios; generalmente, la línea de transmisión transporta alta tensión.

Media tensión	Término para designar un voltaje intermedio, valores que se encuentran dentro del rango de los 1,001 voltios hasta 34,500 voltios, también llamado voltaje de distribución; se simboliza por medio de las iniciales MT.
Medidor	Instrumento de medición comúnmente llamado contador; éste mide potencia y energía, regularmente, pero hay algunos que miden otros parámetros eléctricos.
Multímetro	Instrumento de medición que es capaz de medir voltaje, amperaje y watts de una instalación eléctrica por medio de un selector y su especial arreglo interno.
Oscilaciones	Son las variaciones que ocurren en las ondas senoidales de corriente y voltaje.
Peaje	Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución, por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.
Perturbaciones	Es cualquier evento que afecta la continuidad del servicio de energía eléctrica.
Potencia	Es el resultado del trabajo por la distancia y por el tiempo, su dimensional es el Watt o vatio. 746 vatios equivalen a un caballo de fuerza. La potencia se simboliza con la letra P.

Precio Spot	Precio de bolsa que posee la energía eléctrica en el mercado de la oportunidad de la energía.
Sags/Swells	Son perturbaciones máximas y mínimas de la onda senoidal y se caracterizan por la magnitud de duración, las cuales son perjudiciales para una instalación eléctrica ya que son evaluadas en la calidad de energía.
Subestación	Se le llama así al lugar donde se encuentran alojados y conectados entre sí, diversos equipos que ayudan a transformar, regularmente, un alto voltaje a un voltaje de distribución o media tensión.
Transformador	Dispositivo o aparato eléctrico compuesto internamente de un bobinado primario y un bobinado secundario, sumergido casi siempre en aceite dieléctrico para su enfriamiento, que se usa para transformar un voltaje elevado a un voltaje bajo y proporcionar la potencia necesaria a una instalación eléctrica que es demandada por el equipo instalado en ella.
Transitorios	Variaciones en la onda senoidal provocadas por maniobras de interruptores en líneas de transmisión, rechazos de carga, descargas electro-atmosféricas y otros, los cuales son perjudiciales para la calidad de energía.
Unificación de bancos	Se denomina así al acto de unir a una sola medición varios bancos de transformadores o subestaciones individuales, para tener un ahorro en la compra de energía eléctrica.

Voltímetro	Instrumento de medición que sirve para medir el voltaje o los voltios en una instalación eléctrica.
Voltio	Unidad de fuerza electromotriz (F.E.M) que hace pasar una corriente de un amperio a través de un circuito que tenga una resistencia de un ohmio. Su símbolo es la letra v.
Wattímetro	Instrumento de medición que mide el consumo de energía de una instalación eléctrica.

RESUMEN

Este trabajo de graduación consta de tres capítulos; en el primero se dan definiciones acerca de lo que es energía y potencia eléctrica, cómo se relacionan una con la otra, sus ecuaciones correspondientes y ejemplos del consumo de cada una de éstas y su efecto en la facturación final en un cliente. También se dan a conocer los diferentes tipos de voltaje que se tienen disponibles dependiendo del tipo de cliente, así como, varias tablas con el pliego tarifario vigente para diferentes usuarios.

En el segundo capítulo se da información de leyes, normas y reglamentos emitidos y revisados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y qué papel desempeña el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) en Guatemala, distintas definiciones y términos que se usan para identificar diferentes clientes, sistemas, contratos, etc. Todos ellos identificando diferentes situaciones y en algunos casos se proporcionan ejemplos para ver la diferencia de costos entre estar conectado al sistema de una forma u otra y también el efecto que tienen los precios de combustibles en el precio por kWh y kW. Se proporciona información acerca de diferentes proveedores de energía y potencia eléctrica, qué diferencias existen entre cada uno de ellos y distintas ventajas que presentan cada uno de estos proveedores; también, los requisitos que debe llenar un cliente para gozar de recibir un trato especial en lo que se refiere a cobros de energía y potencia eléctrica.

El capítulo tercero trata de cómo optimizar el uso de energía y potencia eléctrica, haciendo uso de diferentes normas, leyes y reglamentos y distintos instrumentos de medición y aparatos en los que se pueden apoyar técnicos e ingenieros para emitir diferentes soluciones para el ahorro de energía eléctrica. La corrección del factor de potencia es uno de los primeros pasos a realizar.

OBJETIVOS

General

- ❑ Establecer una guía para que una industria y/o empresa logre reducir los gastos que hace en la compra de energía y potencia eléctrica.

Específicos

- ❑ Informar y dar a conocer a los interesados los aspectos necesarios para aprovechar mejor su energía y potencia eléctrica.
- ❑ Indicar a los interesados qué opciones tienen en la compra de energía eléctrica, tanto en la forma de conectarse a la red, así como, escoger un vendedor o comercializador capaz de competir.
- ❑ Establecer pasos para interpretar el perfil de carga y diferentes variables eléctricas que pueden incrementar los gastos.

INTRODUCCIÓN

La utilización y el manejo de la energía y potencia eléctrica es un tema importante, al cual se le debe dedicar tiempo para analizar y reconocer los procedimientos necesarios para lograr un uso eficiente y económico de esas dos magnitudes.

El presente trabajo se ha desarrollado en tres capítulos, en el primero se dan conceptos y definiciones de energía y potencia eléctrica y su relación entre ambas, también se proporciona información acerca de la compra de energía eléctrica a una empresa de distribución y de los niveles de tensión (voltaje) disponibles por ella.

En el capítulo segundo se trata el tema del Mercado Mayorista en Guatemala, todo lo relacionado a las diferentes transacciones que se realizan a través de él, tales como diferentes opciones de compra de energía, tipos de peajes y variables que afectan el precio de esta energía.

La tercera parte de este trabajo proporciona información de la optimización de la energía eléctrica a través de la interpretación de la curva característica de carga y otras variables tales como: el factor de potencia, calidad de la energía eléctrica y unificaciones de carga.

En su parte final se emiten conclusiones y recomendaciones que serán de utilidad para el ahorro de energía eléctrica.

1. CONCEPTOS Y DEFINICIONES

1.1 ENERGÍA ELÉCTRICA

Los sistemas de energía eléctrica son una rama especial de la ingeniería eléctrica, a la cual le concierne la tecnología de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Los enormes sistemas de energía eléctrica que hay en cada ciudad moderna representan el más largo y caro de los sistemas hechos por el hombre.

El objetivo de un sistema de energía eléctrica según Olli Elgered (1971:p.1) se establece de la siguiente manera: “Generará energía eléctrica en suficientes cantidades en la localidad más adecuada para su generación, transmitiéndola en cantidades a granel a los centros de carga (subestaciones) y posteriormente distribuirla a los clientes individuales de una forma apropiada, con calidad y al más bajo precio ecológico y económico posible”.

La demanda de energía eléctrica va cada día en aumento y según cálculos que se han hecho la demanda de energía eléctrica es una función de crecimiento exponencial, lo que quiere decir, que, una función de tiempo exponencial tiene la propiedad de duplicar constantemente su valor en intervalos regulares de tiempo, aproximadamente 10 años para un caso especial, al cual le corresponde una razón de crecimiento del 7% anual.

En conclusión se puede decir, que, la energía eléctrica es “La potencia por unidad de tiempo, y se mide en Watt-hora, kiloWatt-hora, megaWatt-hora, etc.”

1.2 UTILIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía eléctrica es de vital importancia para el desarrollo de toda población, ya sea residencial, comercial o industrial. Por lo tanto se dice que la potencia eléctrica constituye el corazón de una sociedad industrializada y que la disponibilidad de esta comodidad asegura la fuerza de la industria y de la mejora de la forma de vida.

La energía eléctrica se utiliza a diario, a veces las personas no se percatan que se esta haciendo uso de ella. Cuando se acciona un interruptor para encender un bombillo o lámpara, cuando un ama de casa hace uso de su licuadora, horno de microondas, abre el refrigerador, se esta haciendo uso de energía eléctrica. Cuando un operador acciona el motor de determinada máquina, la resistencia de algún aparato calefactor, al encender el aire acondicionado, también se está haciendo uso de la energía eléctrica, etc. Y así, se puede seguir dando una serie de ejemplos de la utilización de energía eléctrica y corroborar que es de mucha importancia en el diario vivir.

Así como es de primordial el uso de la energía eléctrica para un mejor desarrollo en la sociedad, también es importante que se aprenda a saber usarla y administrarla de la mejor manera, y así lograr un ahorro económico en el consumo de energía eléctrica, y lograr también una menor demanda al sistema nacional interconectado (SNI) para que éste tenga mayor disponibilidad de proveer energía eléctrica a nuevos usuarios sin necesidad de aumentar el parque de generación en el país.

1.3 POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA

En esta sección se explicará la relación existente entre potencia y energía eléctrica; cómo se relacionan matemáticamente y cómo se deriva una de otra; así también la relación que existe entre el costo del consumo de energía eléctrica y el costo de la demanda de potencia.

Para dar un concepto sencillo de captar, se explicará teóricamente de donde se obtiene la energía eléctrica, a través del concepto de la primera ley de la termodinámica: “La energía no se crea ni se destruye, tan solo se transforma”; así que la energía eléctrica no es más que la transformación o conversión de una forma de energía mecánica, química o luminosa a energía eléctrica, que es aprovechable por el ser humano. Esta conversión de energía según M. E. Van Valkenburg (1996:p.18) puede ser:

Conversión de energía electromecánica: como el generador giratorio de Faraday, la energía mecánica que se obtiene de una maquina térmica, también se obtiene por conversión de energía hidráulica, viento, mareomotriz, magneto hidrodinámica, etc.

Conversión de energía electroquímica: se puede mencionar la baterías eléctricas, que producen energía por conversión de energía química o reacción química, las celdas de hidrogeno, etc.

Conversión de energía fotovoltaica: son los que convierten directamente la energía luminosa en energía eléctrica.

Entonces en un circuito cerrado con una fuente de energía, la energía de la fuente se gasta realizando un trabajo en su trayectoria por el circuito cerrado al transportar su carga (de la fuente), de lo cual se dice que el trabajo por unidad de carga recibe el nombre de Voltaje y su dimensional son los Voltios (V); el trabajo o energía se simboliza por medio de “w” y su unidad de medida es el Joule.

Por ejemplo, si a una cantidad diferencial de carga dq se le da un incremento diferencial de energía dw , el potencial de la carga se incrementaría como:

$$v = \partial w / \partial q$$

donde: v = voltaje

unidad de medida: voltio

Entonces al multiplicar el voltaje por la corriente i (dq/dt carga en movimiento a través de un conductor) se tiene:

$$v \times i = P$$

$$(\partial w / \partial q) \times (\partial q / \partial t) = P$$

$$\text{entonces: } P = \partial w / \partial t$$

$$\text{donde: } P = \text{potencia}$$

unidad de medida: watt o vatio

Por lo anterior la potencia, resultado de ese producto, es la rapidez de cambio de energía o la rapidez con que se realiza un trabajo, por lo tanto la potencia es el resultado de multiplicar la diferencia de potencial o voltaje y la corriente.

La energía como función de la potencia se encuentra al integrar:

$$P = \partial w / \partial t \rightarrow \int dw = \int P \partial t$$

$$\text{entonces: } w = \int P \partial t$$

Se concluye que la potencia es el rapidez con que se efectúa un trabajo, mientras más rápidamente se efectúe un trabajo, mayor potencia se consume. La unidad de medida de la potencia es el watt, y según Harry Mileaf (1980:p.45) es: **“La potencia consumida cuando un (1) amperio de corriente fluye a través de una diferencia de potencial de un (1) voltio”**. Las más usadas para la potencia es el kilo-vatio (kW), mega-vatio (MW). Las unidades de medida para la energía es el kilo-vatiohora (kWh), mega-vatiohora (MWh) como ya se había mencionado con anterioridad.

La energía y potencia también van relacionados en lo que se refiere a gastos y cobros. Por ejemplo, existen dos clientes, los dos consumen 1000 kWh, pero uno lo hace en 1 hora y el otro en 10.

Es evidente que los dos pagarán la misma energía si sólo trabajan el tiempo mencionado, pero si el primero de ellos que consume esa energía en una hora quiere trabajar mas tiempo, su gasto va a ser mayor que el del otro cliente; por ende, también representa un gasto mayor para la empresa de distribución de energía eléctrica, porque su consumo de potencia será mayor, representando gastos en su red de distribución, entre los que se pueden mencionar:

- **Gastos que dependen de la demanda:** Conductores de mayor calibre, capacitores, transformadores, etc., porque tienen que invertir en equipo y cable de mayor capacidad.
- **Gastos que dependen del consumo o uso de la energía:** Combustible, costo de pérdidas, mantenimiento, operación, etc., porque se deben realizar gastos en los insumos anteriores.

Los gastos para el cliente son similares, ya que si este requiere de una demanda mayor para trabajar, su equipo a instalar tendrá un costo más elevado que otro cliente que requiera una demanda menor. El gasto que realizaría cualquier cliente en consumo de energía (kWh) depende del tiempo de uso, para lo cual existen varias tarifas, que se explicarán mas adelante.

El Factor de Carga según Pedro Camarena M. (2001:p.183) se define como la relación existente entre la demanda promedio y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo.

$$FC = D_m/D_{max} = D_m \cdot \Delta t / D_{max} \cdot \Delta t = \text{energía en } \Delta t / D_{max} \cdot \Delta t$$

Entonces, entre mayor factor de carga, mas eficiente es la utilización de energía eléctrica, se consume mas energía para la misma de potencia.

1.4 COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN (específicamente en el caso de EEGSA)

La compra de energía eléctrica a una empresa distribuidora, se desarrolla dentro de un marco legal regulado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), que es la entidad encargada de velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad. Dentro de estas actividades, está la de revisar y aprobar las tarifas de la energía eléctrica.

El pliego tarifario vigente esta contenido en la Resolución CNEE 20-2004 según consideraciones, leyes y en el ejercicio de las facultades que le confiere el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, publicada en el Diario de Centro América de fecha 13 de febrero de 2004, en la que resuelve fijar tarifas base, valores máximos, así como las fórmulas de ajustes periódicos y las condiciones generales de aplicación tarifaria para todos los consumidores del servicio de distribución final (usuarios), vigentes hasta el 30 de abril de 2008.

El pliego tarifario se aplica de acuerdo a diferentes tipos de usuario, de la cuales existen varias categorías:

1. Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a 11kilovatios (kW)
 - Tarifa social
 - Tarifa simple si cargo por demanda

2. Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de 11 y menor o igual a 100 kilovatios (kW)
 - Baja participación en la punta
 - Participación en la punta
 - Horaria

3. Usuarios con servicio en baja tensión, media tensión y alta tensión cuya demanda de potencia sea mayor a 100 kilovatios (kW). Este tipo de usuarios, denominados “Grandes Usuarios” **no están sujetos a regulaciones de precio de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento y podrán contratar su servicio libremente.**

Para los usuarios de la primera categoría hasta 300 kWh, se aplicará la tarifa social y de 301 kWh o más se aplicara la tarifa simple (BTS). Los usuarios de la segunda categoría podrán elegir libremente su propia tarifa, dentro de las opciones aprobadas por la CNEE, respetando las limitaciones establecidas para cada caso y dentro del nivel de tensión que le corresponda.

En caso de que el usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica y no cuente en su instalación con los equipos de medición adecuados par verificar la demanda horaria de potencia, la distribuidora aplicará la tarifa que represente más beneficios para el consumidor, con base a las características del consumo del mismo, dentro de las siguientes: BTDp, BTD, MTDp, MTD.

Para el usuario que cuente con equipo de medición que registre demandas de potencia horarias, se les aplicará las tarifas BTH o MTH según corresponda, la determinación de participación o no dentro de la punta se realizará basándose en los registros reales de medición.

Se entenderá como participación en la punta, cuando el cociente entre la demanda media de potencia del usuario y su potencia contratada, sea mayor o igual a 0.6. La demanda media de potencia se determinará como el promedio de consumo de energía eléctrica mensual (kWh-mes), en los meses que correspondan a las tres demandas más altas mencionadas anteriormente, dividido entre el promedio del número de horas de los meses correspondientes.

El horario de punta diario es de 18:00 a 22:00 horas o el que determine la CNEE en un futuro. La reclasificación de la tarifa se podrá realizar en cualquier momento, ya sea esta por petición del usuario, cuando considere que la tarifa que le aplica la distribuidora no es la adecuada, y cuando la distribuidora detecta el cambio de las características en el consumo del usuario, debiendo demostrar este extremo con datos reales de medición e indicando los periodos que se tomaron en consideración (meses en cuestión) para que se haya realizado dicho cambio tarifario.

De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica así como la tasa municipal, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, su reglamento y las normas correspondientes.

A continuación se darán definiciones de los cargos a los cuales están sujetas las facturas de los usuarios:

CARGO FIJO POR CLIENTE: Es un cargo correspondiente a los costos administrativos de la distribuidora relacionados con la comercialización de la electricidad.

CARGO UNITARIO POR ENERGÍA: Es un cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario.

CARGO UNITARIO POR POTENCIA DE PUNTA: Es el cargo aplicado a la potencia demandada por el usuario en el horario de punta. Correspondiente a la potencia máxima integrada en periodos sucesivos de 15 minutos medidos en el horario de punta.

CARGO UNITARIO POR POTENCIA CONTRATADA: Es el cargo relacionado con la potencia que el usuario contrate con la distribuidora.

CARGO UNITARIO POR POTENCIA MÁXIMA: Es el cargo aplicado al valor más alto de las potencias integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante 24 horas de cada día del mes.

Para los efectos de facturación se distinguen los cargos que se atribuyen a las actividades de generación y transporte, y aquellos cargos que se atribuyen a la actividad de distribución. Estos cargos se describen a continuación en lo que se llama Pliego Tarifario Base:

PLIEGO TARIFARIO BASE (20-2004) VIGENTE HASTA MAYO 2008

- 1. Tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS):** En esta tarifa se incluyen los servicios tipo Residencial y Comercial, los cuales están afectos a la tarifa social y tarifa plena.

Tabla I. Tarifa social

CARGOS POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	QUETZALES
Energía y potencia- cargo por generación y transporte (Q/kWh) (sin IVA)	0,4834
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo fijo por cliente (Q/usuario-mes) (sin IVA)	8.2323
Energía: cargo por distribución (Q/kWh) (sin IVA)	0,2507

Tabla II. Tarifa plena

CARGOS POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	QUETZALES
Energía y potencia- cargo por generación y transporte (Q/kWh) (sin IVA)	1,3858
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo fijo por cliente (Q/usuario-mes) (sin IVA)	8.2323
Energía: cargo por distribución (Q/kWh) (sin IVA)	0,3006

2. **Tabla III. Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTDp) (Tarifa: Demanda Baja BP)**

CARGOS POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	QUETZALES
Energía: cargo por generación y transporte (Q/kWh) (sin IVA)	1.2215
Potencia Máxima: cargo por generación y transporte (Q/kW-mes) (sin IVA)	57.0008
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo fijo por cliente (Q/usuario-mes) (sin IVA)	398.8704
Potencia Máxima: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	2,5744
Potencia contratada: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	120.9077

3. **Tabla IV. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTDfp) (Tarifa: Demanda Baja Bf)**

CARGOS POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	QUETZALES
Energía: cargo por generación y transporte (Q/kWh) (sin IVA)	1.2215
Potencia Máxima: cargo por generación y transporte (Q/kW-mes) (sin IVA)	39.7818
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo fijo por cliente (Q/usuario-mes) (sin IVA)	398.8704
Potencia Máxima: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	1,7967
Potencia contratada: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	120,9077

4. **Tabla V. Tarifa horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTH)**

CARGOS POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	QUETZALES
Energía: cargo por generación y transporte (Q/kWh) (sin IVA)	1.2215
Potencia de Punta: cargo por generación y transporte (Q/kW-mes) (sin IVA)	64.3834
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo fijo por cliente (Q/usuario-mes) (sin IVA)	398.8704
Potencia de Punta: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	2,9079
Potencia contratada: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	120.9077

5. **Tabla VI. Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en media tensión. (MTDp)**

CARGOS POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	QUETZALES
Energía: cargo por generación y transporte (Q/kWh) (sin IVA)	1.1640
Potencia Máxima: cargo por generación y transporte (Q/kW-mes) (sin IVA)	51.5128
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo fijo por cliente (Q/usuario-mes) (sin IVA)	1329.5866
Potencia Máxima: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	1,2915
Potencia contratada: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	61.1840

6. **Tabla VII. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para usuarios conectados en media tensión. (MTDfp)**

CARGOS POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	QUETZALES
Energía: cargo por generación y transporte (Q/kWh) (sin IVA)	1.1640
Potencia Máxima: cargo por generación y transporte (Q/kW-mes) (sin IVA)	35.9516
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo fijo por cliente (Q/usuario-mes) (sin IVA)	1329.5866
Potencia Máxima: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	0,9014
Potencia contratada: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	61.1840

7. **Tabla VIII. Tarifa no medida o control de demanda máxima de potencia dentro de las horas de punta, para usuarios conectados en media tensión. (MTH)**

CARGOS POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	QUETZALES
Energía: cargo por generación y transporte (Q/kWh) (sin IVA)	1.1640
Potencia de Punta: cargo por generación y transporte (Q/kW-mes) (sin IVA)	58.1846
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo fijo por cliente (Q/usuario-mes) (sin IVA)	139.5866
Potencia de Punta: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	1,4588
Potencia contratada: cargo por distribución (Q/kW-mes) (sin IVA)	61.1840

8. Tabla IX. Tarifa de alumbrado público y alumbrado particular

CARGOS POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	QUETZALES
Energía y Potencia- cargo por generación y transporte (Q/kWh) (sin IVA)	1,7488
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Energía: cargo por distribución	0,3118

Los costos de inversión, expansión, mantenimiento y operación del servicio de alumbrado público serán por cuenta del municipio (municipalidad), los de alumbrado exterior particular serán por parte del interesado.

El pliego tarifario se verá afectado por las fórmulas de ajuste publicadas en el Diario Centro América el 29 de enero de 2004, numeral IV, página 8.

Ejemplo,

Cliente: Gran Usuario

Demanda: 100 kW al mes

Potencia contratada: 125 kW-mes

Consumo o energía: 40,000 kWh al mes

Calcular: facturación mensual si está conectado en baja tensión (BT), si está conectado en media tensión (MT) y determinar que se necesita para optar a media tensión (MT).

EN BAJA TENSION (BT)

Existen 3 diferentes tarifas para facturación en baja tensión las cuales son:

1. Tarifa con medición de demanda máxima con participación en la punta (BTDp)

Cargos por generación y transporte

$$40,000 \text{ kWh} * 0.9866 \text{ Q/kWh} = \text{Q } 39,464.00$$

$$100 \text{ kW} * 51.3311 \text{ Q/kW} = \quad \underline{\text{Q } 5,133.11}$$

$$\text{Q } 44,597.11$$

Cargos por distribución

$$\text{Cargo fijo} = \quad \text{Q } 357.670$$

$$100 \text{ kW} * 2.5744 \text{ Q/kW} = \quad \text{Q } 257.44$$

$$125 * 110.5583 \text{ Q/kW} = \quad \underline{\text{Q } 13,819.79}$$

$$\text{Q } 14,434.90$$

Entonces:

$$44,597.11$$

$$\underline{14,434.90}$$

$$59,032.01$$

$$\underline{12\% \text{ IVA } 7,083.84}$$

$$\text{Total} \quad \text{Q } \mathbf{66,115.85}$$

2. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta (BTDfp)

Cargos por generación y transporte

$$40,000 \text{ kWh} * 0.9866 \text{ Q/kWh} = \text{Q } 39,464.00$$

$$100 \text{ kW} * 35.8248 \text{ Q/kW} = \quad \underline{\text{Q } 3,582.48}$$

$$\text{Q } 43,046.48$$

Cargos por distribución

Cargo fijo = Q 357.6700

100 kW * 1.7967 Q/kW = Q 179.6700

125 * 110.5583 Q/kW = Q 13,819.79

Q 14,357.13

Entonces:

43,046.48

14,357.13

57,403.61

12% IVA 6,888.43

Total Q64,292.04

3. Tarifa horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta (BTH)

Cargos por generación y transporte

40,000 kWh * 0.9866 Q/kWh = Q 39,464.00

100 kW * 57.9794 Q/kW = Q 5,797.94

Q 45,261.94

Cargos por distribución

Cargo fijo = Q 357.6700

100 kW * 2.9079 Q/kW = Q 290.79

125 * 110.5583 Q/kW = Q 13,819.79

Q 14,468.25

Entonces:

45,261.94

14,468.25

59,730.19

12% IVA 7,167.62

Total Q 66,897.81

MEDIA TENSION (MT)

También se tienen 3 diferentes tarifas para la facturación:

1. Tarifa con medición de demanda máxima con participación en la punta (MTDp)

Cargos por generación y transporte

$$40,000 \text{ kWh} * 0.9356 \text{ Q/kWh} = \text{Q } 37,424.00$$

$$100 \text{ kW} * 47.4278 \text{ Q/kW} = \quad \underline{\text{Q } 4,742.78}$$
$$\text{Q } 42,166.78$$

Cargos por distribución

$$\text{Cargo fijo} = \quad \text{Q } 1,192.2500$$

$$100 \text{ kW} * 1.2915 \text{ Q/kW} = \quad \text{Q } 129.15$$

$$125 * 54.5309 \text{ Q/kW} = \quad \underline{\text{Q } 6,816.36}$$

$$\text{Q } 8,137.76$$

Entonces:

$$42,166.78$$

$$\underline{8,137.76}$$

$$50,304.54$$

$$\underline{12\% \text{ IVA } \quad 6,036.55}$$

$$\textbf{Total} \quad \textbf{Q } \textbf{56,341.09}$$

2. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta (MTDfp)

Cargos por generación y transporte

$$40,000 \text{ kWh} * 0.9356 \text{ Q/kWh} = \text{Q } 37,424.00$$

$$100 \text{ kW} * 33.1006 \text{ Q/kW} = \quad \underline{\text{Q } 3,310.06}$$

$$\text{Q } 40,734.06$$

Cargos por distribución

$$\begin{aligned} \text{Cargo fijo} &= & \text{Q} & 1,192.2500 \\ 100 \text{ kW} * 0.9014 \text{ Q/kW} &= & \text{Q} & 90.14 \\ 125 * 54.5309 \text{ Q/kW} &= & \underline{\text{Q}} & \underline{6,816.36} \\ & & \text{Q} & 8,098.75 \end{aligned}$$

Entonces:

$$\begin{aligned} & 40,734.06 \\ & \underline{8,098.75} \\ & 48,832.81 \\ & \underline{12\% \text{ IVA} \quad 5,859.94} \\ \text{Total} & \quad \text{Q} \quad \underline{\underline{54,692.75}} \end{aligned}$$

3. Tarifa con medida o control de demanda máxima de potencia, dentro de las horas de punta (MTH)

Cargos por generación y transporte

$$\begin{aligned} 40,000 \text{ kWh} * 0.9356 \text{ Q/kWh} &= \text{Q} 37,424.00 \\ 100 \text{ kW} * 53.5706 \text{ Q/kW} &= \underline{\text{Q}} \underline{5,357.06} \\ & \text{Q} 42,781.06 \end{aligned}$$

Cargos por distribución

$$\begin{aligned} \text{Cargo fijo} &= & \text{Q} & 1,192.2500 \\ 100 \text{ kW} * 1.4588 \text{ Q/kW} &= & \text{Q} & 145.88 \\ 125 * 54.5309 \text{ Q/kW} &= & \underline{\text{Q}} & \underline{6,816.36} \\ & & \text{Q} & 8,154.49 \end{aligned}$$

Entonces:

$$\begin{aligned} & 42781.06 \\ & \underline{8,154.49} \\ & 50,935.55 \\ & \underline{12\% \text{ IVA} \quad 6,112.27} \\ \text{Total} & \quad \text{Q} \quad \underline{\underline{57,047.82}} \end{aligned}$$

Todos los resultados anteriores, son costos que se tendrían al tener contratos con una distribuidora, puede notarse una diferencia de aproximadamente un 18% entre estar conectado en BT y MT. Obviamente un cliente se ahorrará ese 18% si está conectado en MT.

Si un gran usuario está conectado en BT y quiere optar a conectarse en MT para lograr este porcentaje de ahorro, debe reunir los siguientes requisitos:

- Espacio de terreno disponible en su propiedad, para instalación de poste
- Comprar su banco de transformadores y poste
- Cumplir con las normas de construcción de la distribuidora

Los costos anteriores de potencia y energía, son del pliego tarifario base 20-2004 para EEGSA. Para un distribuidor diferente se debe considerar el pliego tarifario de estos.

1.5 DIFERENTES NIVELES DE TENSIÓN DISPONIBLES PARA LA INDUSTRIA

Las empresas de distribución o distribuidoras, ofrecen diferentes FORMAS DE CONEXIÓN: para servicios residenciales, comerciales e industriales, de acuerdo a las necesidades y al capital disponible de cada usuario.

A continuación la definición de cada una de las formas de conexión según el nivel de tensión e instalaciones del usuario.

1.5.1 BAJA TENSIÓN 120/240 VOLTIOS MONOFÁSICO, 208Y/120 VOLTIOS TRIFASICO, 240/120 VOLTIOS TRIFASICO (EEGSA)

La empresa distribuidora puede proporcionar diferentes niveles de tensión dependiendo de las necesidades e instalaciones del usuario. Estos niveles de tensión pueden ser:

- 120/240 voltios monofásico, tres hilos
- 208Y/120 voltios trifásico estrella aterrizada, cuatro hilos; este tipo de servicio se proporciona con un banco trifásico de transformadores exclusivo, cuando la carga es mayor de 48 kW (dato de EEGSA) y sea monofásica, esto con el fin de evitar desbalances en la red de distribución y también para poder balacear mejor las cargas de la instalación
- 240/120 voltios trifásico, delta, cuatro hilos, también con un banco trifásico de transformadores, esto es cuando la mayoría de la carga es trifásica

Para especificaciones de estos tipos de conexiones el lector puede referirse a normas nacionales e internacionales, como por ejemplo las Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID), Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD) y Resolución CNEE 61-2004.

1.5.2 MEDIA TENSIÓN 13.2 kV, 34.5 kV

Los usuarios pueden solicitar a la distribuidora una conexión o acometida en media tensión, la cual puede ser de 13.2 kV en los departamentos que sirve Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) y también en la mayoría de departamentos que sirve Unión Fenosa a través de sus empresas de distribución DEORSA Y DEOCSA, a excepción de ciertas áreas de oriente como por ejemplo

Teculután, Mayuelas, del departamento de Zacapa que tiene distribución en 34.5 kV, además de tener también distribución en 13.2 kV.

En esta forma de conexión el usuario tiene que proporcionar y construir en su propiedad el banco de transformación, éste puede ser aéreo o en bóveda dependiendo de la necesidad de la instalación y del capital disponible por el usuario, todo el equipo y material que se instale en el inmueble del usuario será propiedad de él, y queda a su discreción y responsabilidad los costos de mantenimiento e instalación.⁹

Aunque sea un poco elevado el valor a invertir en el banco de transformación, en comparación a la conexión en baja tensión, en un lapso muy corto se puede recuperar el capital invertido y además se ahorra un tipo de peaje, esto último se tratará en el siguiente capítulo. Por parte de la distribuidora, está en su responsabilidad proveer al usuario lo que se llama punto de entrega, en el cual tiene que existir un medio de conexión y desconexión, como lo son los corta circuitos (interruptor) y su medio de protección, los fusibles, y si fuere necesario la instalación de alguna estructura (poste), estos gastos son por parte de la empresa de distribución.

También se considera acometida en media tensión cuando un cliente necesita otros tipos de voltaje, tales como: 480/240 voltios, tres fases, delta, cuatro hilos (cuatro hilos), 416/240 voltios, tres fases, estrella aterrizada, cuatro hilos, 480/277 voltios tres fases, en este caso el cliente proporciona los transformadores inclusive si se instalan en poste de la empresa de distribución, pero este equipo sigue perteneciendo al usuario.

Para la construcción y logro de este tipo de conexión se deben seguir también normas nacionales e internacionales mencionadas anteriormente.

1.5.3 ALTA TENSIÓN 69 kV

Para este tipo de conexión o acometida deben cumplirse varios requisitos impuestos por normas nacionales e internacionales, uno de los principales es el estudio de Impacto del Medio Ambiente.

Además de esta clase de requisitos, el usuario debe de considerar los gastos de inversión, ya que en este tipo de conexión los gastos se elevan considerablemente en comparación con los dos tipos de conexión ya mencionados.

Si en las colindancias del inmueble se encuentra el paso de líneas de alta tensión (69 kV) y la carga a instalarse es considerablemente grande, es de pensar este tipo de conexión, ya que su costo sólo se verá afectado por la construcción de una subestación para 69 kV, porque no tendrá que invertir en postes y línea de transmisión.

Los beneficios de los que gozaría un usuario con este tipo de conexión, es que estaría conectado directamente al transportista, disminuyendo el costo del peaje de media tensión (MT) que puede llegar hasta un 30% de la facturación total del usuario.

Ejemplo, comparación de costos de instalación vrs. Costos de peajes y energías, de tres diferentes subestaciones. Estas subestaciones pueden estar conectadas o tener sus acometidas en baja tensión (BT), media tensión (MT) y alta tensión (AT).

COSTOS DE INSTALACION:

Sus costos se pueden detallar de la siguiente manera:

1. Subestación conectada en baja tensión (BT)

- Obra civil
- Equipo eléctrico
- Montaje de equipo eléctrico
- Mano de obra, impuestos, imprevistos, etc.

Todo lo anterior puede llegar a tener un valor entre US\$2,000.00 a US\$2,500.00 aproximadamente.

2. Subestación conectada en media tensión (MT)

- Obra civil
- Fabricación de estructura
- Red de tierras
- Montaje de estructura y herrajes
- Equipos eléctricos
- Montaje de equipos
- Mano de obra, impuestos, imprevistos, etc.

Todo lo anterior puede llegar a tener un valor entre US\$ 8,000.00 a US\$ 9,000.00 aproximadamente.

3. Subestación conectada en alta tensión (AT)

- Obra civil
- Fabricación de estructuras
- Red de tierras elaborada
- Montaje de estructuras

- Montaje de equipos
- Equipos: seccionadores y pararrayos de línea y barra, interruptor de potencia automático, transformador de potencia 15/28 MVA, cableados, banco de baterías, etc.
- Mano de obra, impuestos, imprevistos, etc.

Este tipo de subestación es una de las más costosas, y la recuperación del capital es a un plazo largo considerable, su valor oscila entre los US\$ 295,000.00 aproximadamente.

La cantidad de dinero de los ejemplos anteriores son aproximados, ya que los costos de materiales y mano de obra varían constantemente. Se consideró una tasa de cambio del 8x1.

Los costos de peajes a pagar en las tres diferentes subestaciones se detalla con un ejemplo de un gran usuario, con una potencia contratada de 100 kW, una demanda máxima de potencia mensual de 100 kW y un consumo mensual de energía de 40,000 kWh.

Entonces se tiene:

- Gran usuario conectado en baja tensión
 $US\$ 2,230.21 + US\$ 219.55 = US\$ 2,449.76$
 Eso sería alrededor de unos Q 19,598.08.
- Gran usuario conectado en media tensión
 $US\$ 1,117.90 + US\$ 219.55 = US\$ 1,337.45$
 El dato anterior oscila entre los Q 10,699.60.
- Gran usuario conectado en alta tensión
 $0 + US\$ 219.55 = US\$ 219.55$, lo cual serían unos Q 1,756.40.

La primera cantidad en dólares es de un peaje de distribución llamado VAD y la segunda cantidad es un Peaje Primario, de los cuales se habla en detalle en el inciso 2.3 al 2.3.2.3.

Todos los costos precedentes van a variar dependiendo del proveedor, pero en la tabla comparativa de abajo se hacen notar las diferencias y así evaluar en cual invertir dependiendo del capital disponible por el cliente.

Tabla X. Costos de instalación vrs. Costos peaje y energías

	BT	MT	AT
Costos de instalación	muy barato	medio	muy alto
costos peaje	muy alto	alto	muy bajo
costos potencia y energía	alto	bajo	bajo

2. MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA EN GUATEMALA

El parque de generación estaba estancada y en los principios de los años 1990 debido a una temporada seca, existieron racionamientos, por lo que fue necesario firmar de urgencia con empresas privadas Contratos de Generación, como con la distribuidora EEGSA, ENRON, Ingenios Azucareros, Tampa y Constellation, hoy en día Duke Energy. A partir de ese momento empezó la transición a un mercado libre.

Fue hasta el año de 1,996 , que, con base en varios artículos de la Constitución de la República de Guatemala se creó la Ley General de Electricidad y su Reglamento, dicha ley norma el libre desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, siguiendo solamente una serie de pasos para lograr su autorización por parte del Ministerio de Energía y Minas, con lo cual, cualquier persona individual o jurídica, con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución puede ofrecer cualesquiera de este tipo de servicios a toda la población guatemalteca, quedando por entendido que cualquier entidad o empresa que se dedique a la comercialización de energía eléctrica, cumpliendo con las normas de la Ley General de Electricidad, sólo se puede dedicar a realizar una tarea a la vez, esto quiere decir que, o sólo genera, transporta, distribuye o vende energía, pero no todas a la vez, pero como corporación si puede.

Con el libre acceso a cualquier persona que quiera dedicarse a generar, transportar, distribuir y vender energía eléctrica, toda la población guatemalteca se está beneficiando de esta Ley, y el sector industrial puede contar con varias ofertas para comprar electricidad al mejor precio, siendo este sector al que se le denomina Gran Usuario, definición que más adelante se dará.

2.1 ¿QUIÉN PUEDE COMPRAR EN EL MERCADO MAYORISTA?

El Mercado Mayorista es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía eléctrica que se efectúan a corto y largo plazo, la administración del mercado mayorista está a cargo de un ente privado sin fines de lucro, llamado Administrador del Mercado Mayorista más conocido como AMM.

En el Mercado Mayorista pueden comprar todos los Agentes del Mercado Mayorista, que son:

- Generadores
- Comercializadores
- Distribuidores
- Importadores
- Exportadores
- Transportistas
- Grandes Usuarios

Cuyo tamaño supere el límite establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Para el desarrollo de todos los temas posteriores, las definiciones se enfocarán en el Gran Usuario, al que se define de la siguiente manera: “Es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede los 100 kilovatios (kW) o el límite inferior fijado por el Ministerio de Energía y Minas en un futuro, por cada Medidor (contador de luz). El gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador.”²

Una industria o empresa que en su inmueble, que por circunstancias de crecimiento tienen más de una acometida o varios bancos de transformadores y por ende varios medidores, que individualmente no llegan al límite establecido por la ley general de electricidad, para considerarse como Gran Usuario, pueden unificar las diferentes acometidas que tengan, siguiendo normas nacionales e internacionales para lograr lo que se llama Unificación de Cargas y así tener un solo punto de medida.

2.2 OPCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA EN EL MERCADO MAYORISTA

2.2.1 COMPRA A GENERADOR

La Ley General de Electricidad define a un “Generador”, como: “Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente, su producción de electricidad.”

Para que un generador sea considerado Agente del Mercado Mayorista, deberá tener una potencia firme de 10 MW y estar inscrito en el Ministerio de Energía y Minas (MEM), si no cumpliera con los requisitos del AMM para considerarse como tal, entonces a juicio del AMM podrá ser reconocido como Integrante del mismo.

Para poder comprar energía a un generador, el cliente siempre deberá reunir los requisitos de Gran Usuario, el cual dice que debe de tener una demanda de Potencia mensual mayor de 100 kilovatios (kW) por cada punto de medición, en caso tuviese más que uno.

En un contrato de compra con un generador se define un precio a convenir por ambas partes (generador y gran usuario) que usualmente es potencia y el precio de energía viene dado en bandas horarias o como lo pacten las partes, usualmente es:

- Banda de punta 18 a 22 horas
- Banda intermedia 06 a 18 horas
- Banda de valle 22 a 06 horas

Una de las ventajas de comprar a un generador es que el precio por kilovatio (kW) de potencia y kilovatio-hora (kWh) es mas barato, en comparación al distribuidor EEGSA, pero hay que hacer ver que a un generador sólo le interesa vender bloques grandes de potencia y energía, lo cual hace difícil que un gran usuario compre directamente a un generador, ya que éste compromete su potencia disponible con el despacho económico del AMM.

Otra ventaja que puede tener el cliente que compre a un generador, es el tipo de contrato que se llegue a establecer con él.

La desventaja que un cliente tiene con un generador es que le debe de comprar el bloque de potencia y energía completo, esto quiere decir con un factor de carga unitario (F.C.=1), aunque su consumo real o su factor de carga mensual sea menor que uno (F.C < 1).

2.2.2 COMPRA A DISTRIBUIDOR

Distribuidor es: “La persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica”.

Para que un distribuidor se considere como agente del Administrador del Mercado Mayorista debe de tener por lo menos 20,000 usuarios y estar debidamente inscrito en el Ministerio de Energía y Minas, o en su defecto si no cumplierse con los requisitos del AMM para considerarse como tal, entonces a juicio del AMM podrán ser reconocidos como Integrantes del mismo.

El cliente que decida comprar potencia y energía a una empresa de distribución tendrá que reunir los requisitos de Gran Usuario, tener una demanda de potencia mensual mayor de 100 kilovatios (kW).

Entre sus ventajas se podría mencionar que el cliente o gran usuario dependiente de la empresa de distribución no tiene que estar inscrito en el MEM y por ende su conexión al sistema es más rápido.

Una de sus desventajas principales es que el precio de energía (kWh) y potencia (kW) están regulados por la CNEE, el cual, en el caso de EEGSA es muy elevado en relación a otros proveedores de este servicio, ya que con otros oferentes de este servicio el precio se acuerda entre ambas partes dependiendo del tipo de contrato a que se llegue.

La tarifa de EEGSA tiene varias limitantes, debido a los contratos existentes firmados a principios de los 90's, los cuales a su poca

flexibilidad, y a la obligación de compra mínima de los mismos, la potencia contratada actualmente por EEGSA (616 MW aprox.) es mayor a la potencia que EEGSA vende a sus usuarios (320 MW). Esta diferencia ocasionada por la ley de la tarifa social que le quita a EEGSA ventas de 220 MW y la migración de grades usuarios al Mercado Mayorista por 150 MW, han hecho que los usuarios regulados paguen la diferencia que no se utiliza. Haciendo que el pliego tarifario regulado tenga valores muy por encima del mercado.

2.2.3 COMPRA A COMERCIALIZADORES

Comercializador: “Es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo”.

Un comercializador es considerado como Agente del AMM si compra o vende bloques de energía asociados a una potencia firme de por lo menos 10 Megavatios (MW) en forma mensual y estar inscrito en el Ministerio de Energía y Minas, y a juicio del AMM aunque no cumplan los requisitos de agente, pueden formar parte o ser reconocidos como Integrantes del AMM.

Cuando un Gran Usuario compra energía y potencia a comercializadores goza de varias ventajas, siendo una de ellas: Más opciones de precios, por existir varios comercializadores, varios tipos de contrato pactados libremente entre las partes, mayor soporte y asesoría técnica, pudiéndose decir hasta cierto punto personalizada.

Además de poder dar precios que incluyan todos los gastos, como peajes, servicios complementarios y otros. Aunque puede ser desventaja si por parte del usuario desconoce los valores reales, debido a que puede caer en una sobrefacturación de estos servicios.

Otra desventaja, si se quiere ver así, es que el cliente debe inscribirse en el Ministerio de Energía y Minas, tomándose cierto tiempo para que se haga su conexión al sistema como gran usuario y poder gozar de los beneficios de este tipo de cliente; también podemos mencionar que con este tipo de proveedor se le cobrará el consumo real de potencia que demande mensualmente (factor de carga menor que uno), obviamente su consumo de energía también lo será.

En el caso de un contrato con un comercializador, generalmente se pactaran precios por la energía en varios bloques:

- Pico 18:00 a 22:00 hrs.
- Valle 22:00 a 06:00 hrs.
- Diurno 06:00 a 18:00 hrs.

Y precio de potencia, además de los costos de peaje y servicios complementarios que pueden ir integrados a la potencia o separados y cobrados individualmente.

El precio de la energía puede cambiar de acuerdo a variaciones del combustible, generalmente se usa el New York cargo del 1% de azufre (Bunker) y afectara un porcentaje definido al el comercializador el precio de la energía.

2.2.4 COMPRA DIRECTO AL MERCADO MAYORISTA

Para que un Gran Usuario compre directamente al Mercado Mayorista debe de estar inscrito en el Ministerio de Energía y Minas y llenar los requisitos de Gran Usuario, el cual dice que debe tener una demanda de potencia mensual mayor de 100 kilovatios (kW) en cada medición, si en caso tuviese más que una.

En el Mercado Mayorista el cliente o gran usuario sólo puede comprar bloques de energía, debiendo tener un respaldo de potencia por parte de un generador o comercializador. Esto no quiere decir que no pueda comprar potencia en el Mercado Mayorista, sólo que lo debe de hacer a través del Mercado de Desvíos de Potencia, y solo cuando se exceda en la potencia que tiene contratada.

La compra de energía sólo puede ser realizada a través del mercado de la oportunidad o mercado Spot, este tipo de mercado varía su precio cada hora y el precio lo establece la unidad generadora con el precio más elevado o su costo variable más alto en el momento de la transacción de todas las unidades generadoras participantes en el despacho de carga, pudiéndose ver esto como una desventaja, aparte es el tiempo de trámite de inscripción en el Ministerio de Energía y Minas, y las garantías que exige el AMM par su admisión al Mercado.

Los conceptos específicos del mercado spot y el mercado de desvíos de potencia se encuentran en el Título I, Capítulo I y II del Reglamento del AMM.

En los puntos anteriores se ha mencionado la inscripción en el Ministerio de Energía y Minas, esto es en relación al Acuerdo Gubernativo No. 244-2003 publicado en el Diario Centro América el día miércoles 30 de abril de 2003, en el cual se acuerda emitir: “Procedimiento de inscripción y vigencia en el registro de Agentes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista del Ministerio de Energía y Minas, su Acreditación y consecuencias de su incumplimiento ante el Administrador del Mercado Mayorista”.

2.2.5 TIPOS DE CONTRATO PARA COMPRAR CON AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA

Contrato por Diferencias con Curva de Carga

Es un Contrato de Potencia y Energía en el que un participante productor compromete el Abastecimiento de una demanda de potencia y energía, a través de una curva de demanda horaria previamente definida. El Generador sólo puede comprometer hasta su oferta firme, puede respaldarse en otros generadores y en el Mercado de Oportunidad, comprando o vendiendo la potencia y energía Faltante; el generador cobra del contrato el bloque de energía Contratada; el Generador se despacha por Costo Variable.

Contrato de Potencia sin Energía Asociada

El Participante Consumidor contrata con un generador o un comercializador su demanda firme, y compra la energía en el Mercado de Oportunidad (la demanda coincidente con la demanda máxima del sistema). El Generador se despacha por Costo Variable.

Contrato de potencia Con Energía Asociada

Se establece la potencia comprometida y un precio de ejercicio para la compra de energía. El cliente tiene dos opciones (esto lo pacta con el vendedor, no es obligación):

- Si el precio del contrato es menor que el precio spot, compra al contrato.
- Si el precio del contrato es mayor que el precio spot, compra al spot.

El Generador se despacha por el Precio del Contrato.

Contrato por Diferencias por la Demanda Faltante

El Generador se compromete a cubrir la demanda de potencia y energía del consumidor, hasta la potencia comprometida. El Consumidor le paga al Generador todo el consumo que no es abastecido por otros contratos.

El generador se despacha por Costo Variable

Mercado de Oportunidad de la Energía

En el mercado de oportunidad los productores venden la energía no contratada y los consumidores abastecen su demanda no cubierta por contratos. Cada comprador adquiere del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al Precio de Oportunidad de la Energía -Precio Spot-, que es determinado por el máximo costo variable de las unidades generadoras que resultan generando cada hora.

Transacciones de Desvíos de Potencia

Es el mecanismo de corto plazo que consiste en el intercambio de excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos, se calcula cada día.

- Para los Participantes Productores: Compran o venden los desvíos que surgen entre su oferta firme disponible y la potencia comprometida en contratos.
- Para los participantes consumidores deben de contratar su demanda firme con contratos de potencia, si registran una demanda mayor a la contratada deberán de comprar el faltante mediante transacciones de desvíos de potencia.
- Las transacciones de desvíos de potencia se valorizan al precio de referencia de la potencia, el cual actualmente es US\$ 8.90 por kW-mes o el valor que el futuro defina la comisión.
- El total cobrado por desvíos de potencia negativos, se distribuye entre los participantes productores que resultan con desvíos de potencia positivos.
- En el caso de un gran usuario, el contrato usual será el de respaldo de potencia y compra de energía al spot o, el contrato por diferencias con curvas de carga. Esto debido a que un gran usuario usualmente tendrá un factor de carga menor a 1, por lo que no es atractivo para un generador la venta a este tipo de usuarios. Pero se podrá mezclar el tipo de compra de contratos, por ejemplo el 40% con un contrato e potencia y energía asociados y el resto un contrato de potencia.

CURVAS DE TIPOS DE CONTRATOS

Figura 1. Contrato por diferencias con curva de carga

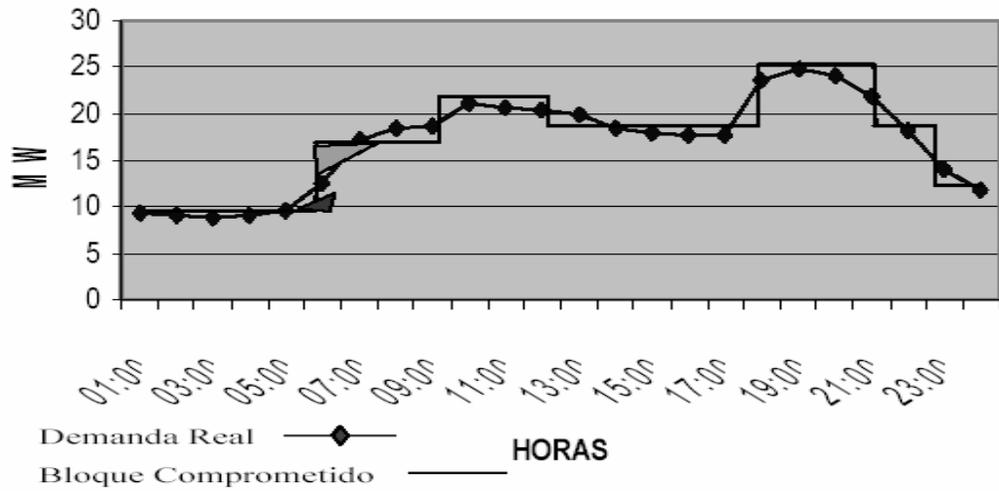


Figura 2. Contrato de potencia sin energía asociada

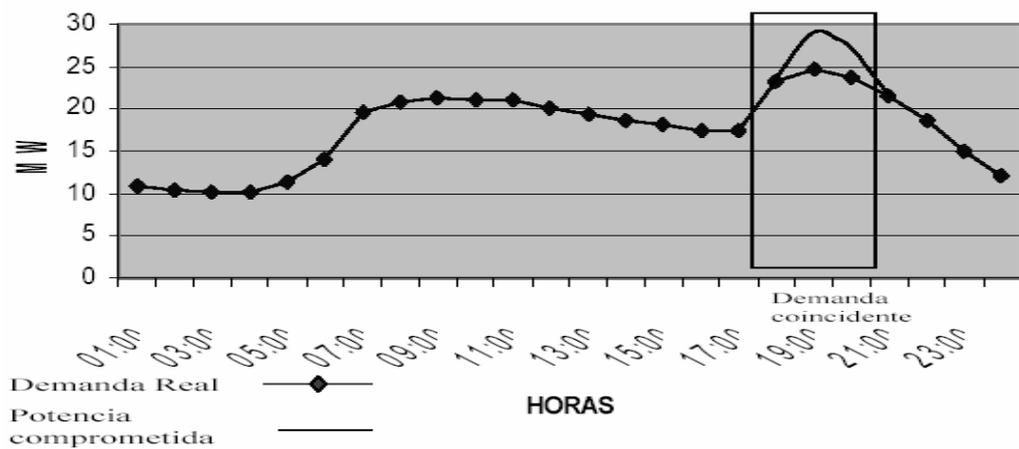


Figura 3. Contrato de potencia con energía asociada

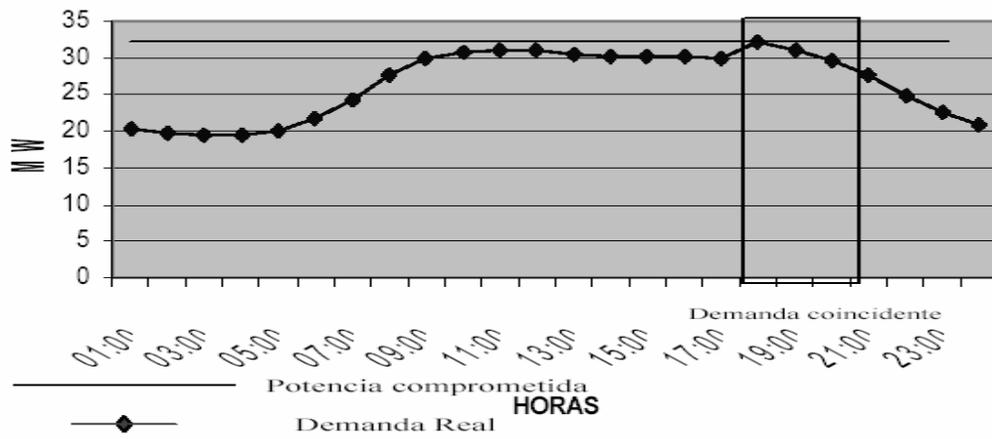
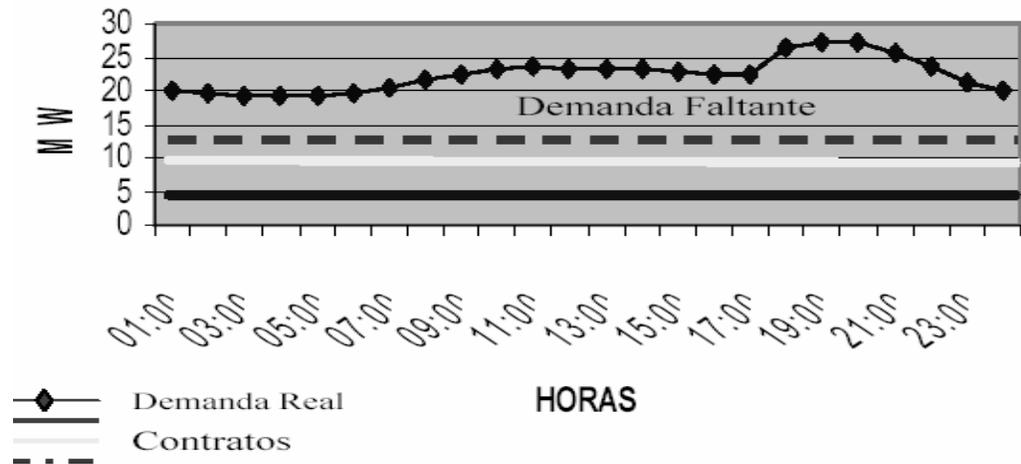


Figura 4. Contrato por diferencias por la demanda faltante



2.2.6 CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Es la determinación de un saldo entre cargos y compensaciones por servicios complementarios que corresponda a cada participante del Mercado Mayorista.

Los cargos por servicios complementarios forman parte del informe de costos mayoristas para el traslado de los costos y precios de energía y potencia a tarifas de los usuarios regulados por los distribuidores, según el Artículo 88 del Reglamento del AMM.

Entonces al finalizar cada mes el AMM calculará el cargo a pagar por cada participante consumidor y el cargo a pagar o a cobrar por cada participante productor en concepto de servicios complementarios.

Los servicios complementarios son:

1. Reservas Operativas
 - Reserva Rodante Regulante
 - Reserva Rodante Operativa
 - Reserva Rodante Total
 - Reserva Rápida
2. Regulación de Frecuencia
 - Regulación Primaria
 - Regulación Secundaria
3. Control de Potencia Reactiva y Tensión
 - Cargos por incumplimiento

4. Arranque en Negro

Las definiciones de los incisos anteriores (1, 2, 3 y 4) se encuentran en la Resolución No. 216-04 donde se emite la Norma de Coordinación Comercial (NCC) No. 8.

Estos costos inciden directamente en el precio final al usuario de energía.

2.3 DIFERENTES TIPOS DE PEAJE

En forma general el peaje es cierta cantidad de dinero que se paga por el derecho a transitar, pasar o usar algo que es ajeno y este pago lo usa el propietario para dar mantenimiento y gastos operación a sus instalaciones usadas por terceros, o simplemente lo usa a su discreción.

Ahora desde el punto de vista que interesa, como lo es la comercialización de energía eléctrica Peaje es: “Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros”.

2.3.1 PEAJE PRINCIPAL Y SECUNDARIO

Existen dos diferentes tipos de peaje, el peaje principal y el peaje secundario, cada uno de ellos se debe al uso de líneas de transmisión, subestaciones de transformación, líneas de subtransmisión clasificadas dentro de un Sistema Principal o dentro de un Sistema Secundario según

criterio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), para el efecto se definirá a continuación cada uno de estos sistemas.

SISTEMA PRINCIPAL:

Según Resolución CNEE 30 – 98 aprueba la siguiente metodología y/o procedimiento para el establecimiento de las líneas del Sistema Principal y Sistema Secundario del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, así como para realizar futuras actualizaciones del mismo.

1. Para realizar un estudio de pertenencia de líneas al Sistema Principal, se elaborará un modelo eléctrico del Sistema Nacional Interconectado, considerando únicamente impedancia longitudinal. Se determina que la precisión que se utilizará en los análisis de carga con el modelo eléctrico, que determinará el Administrador del Mercado Mayorista, será de 0.1 MW, este modelo debe tener la capacidad de simular flujos de carga de corriente directa.
2. La CNEE establecerá como nodos de centros de consumo para la determinación del Sistema Principal a los siguientes: Guate Norte, Guate Sur, Ahuachapán y Los Brillantes, todos con el nivel de voltaje de 230 kV. En el futuro, la CNEE determinará si se incluye otro nodo de centro de consumo, cuando la carga así lo amerite. El nodo que se incluya para la definición de Sistema Principal deberá cumplir con los siguientes criterios: será una subestación de transformación, con voltaje primario de 230 kV o mayor, su ubicación deberá cumplir con el criterio de encontrarse

3. en la parte mallada del Sistema Nacional Interconectado y tendrá una capacidad instalada de transformación mayor de 100 MW.
4. Para cada nodo "g" de generación, se simulará un flujo de carga con una inyección de potencia igual a la suma de las demandas en los nodos de centro de consumo determinados por la CNEE, en los cuales se hará un retiro de 10 MW en cada uno.
5. Se marcan como usadas por el generador a todas las líneas en que el flujo es mayor de 0
6. Se repite el procedimiento para todos los generadores del sistema de transmisión
7. Se determina una matriz de uso de cada línea para cada generador, con criterio binario si (1) o no (0) y se calcula un porcentaje ponderado, sobre la base de la potencia firme de cada generador del sistema.
8. Se identifican como líneas del Sistema Principal a aquellas que tengan un porcentaje de uso mayor de 70 %.
9. El resto de líneas se consideran como del sistema secundario.
10. Respecto a subestaciones, se considerarán como parte del Sistema Principal, las siguientes:
 - a) Las que conectan a líneas del Sistema Secundario con el Sistema Principal, en la misma tensión.

b) Cuando se tenga transformación a diferente tensión, las subestaciones que conectan líneas que en ambas tensiones forman parte del Sistema Principal.

c) Cuando haya conexión a diferente tensión entre una línea del Sistema Secundario y una del Sistema Principal, solo la barra conectada a una línea del Sistema Principal será parte de este Sistema, no así el transformador, el valor de estas instalaciones se incluirá en el costo de las líneas.

El sistema principal consta de las siguientes líneas:

Línea de Transmisión		Voltaje kV
Guate Sur	Escuintla 1	230
Guate Sur	Escuintla 2	230
Guate Sur	Guate Norte	230
Guate Sur	Guate Este	230
Guate Norte	Guate Este	230
Escuintla	Los Brillantes	230
Guate Este	Ahuachapán(hasta frontera)	230
Guate Sur	Jurún Marinalá 1	138
Guate Sur	Jurún Marinalá 2	138
Escuintla	Jurún Marinalá	138
Escuintla	Chiquimulilla	138
Chiquimulilla	Progreso (Jutiapa)	138
Guate Sur	EEGSA 1	69
Guate Sur	EEGSA2	69
Guate Sur	EEGSA3	69

Línea de Transmisión		Voltaje kV
Guate Sur	Los Esclavos	69
Los Esclavos	Progreso	69
Progreso	Quezaltepeque	69
Quezaltepeque	Panaluya	69
Panaluya	Sanarate	69
Sanarate	Guate Norte	69
Guate Sur	Chimaltenango	69
Chimaltenango	Sololá	69
Sololá	La Esperanza	69
La Esperanza	Santa María	69
Santa María	Los Brillantes	69
Los Brillantes	Mazatenango	69
Mazatenango	Cocales	69
Cocales	Sololá	69
Cocales	Pantaleón	69
Pantaleón	Escuintla	69

El sistema principal consta de las siguientes subestaciones:

Subestaciones: Voltaje kV

Guate Norte 230/69
 Guate Sur 230/69
 Guate Sur 138/69
 Escuintla 230/69
 Escuintla 230/138
 Los Brillantes 230/69
 Progreso 138/69

La metodología y sistemas definidos, podrán variar de acuerdo a las modificaciones que sufra el sistema nacional interconectado, con la aprobación de la CNEE.

Actualmente el peaje principal es US\$ 1.513 por kW- mes para un gran usuario.

SISTEMA SECUNDARIO:

“Es aquel que no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forma parte del sistema secundario”.

En el Capítulo II de la Ley General de Electricidad, Artículo 64 dice que “El uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarios devengarán el pago de peajes a su propietario. Los peajes serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplicarán los peajes que determine la Comisión, oyendo al o los propietarios de los sistemas de transmisión y de distribución involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista, apegándose estrictamente al procedimiento descrito en esta ley y en su reglamento”.

En el sistema principal se paga peaje por kW de potencia firme conectada y en el sistema secundario se pagaran peajes cuando se haga uso específico de él. Los sistemas principal y secundario se encuentran dentro del llamado Sistema Eléctrico Nacional, que: “Es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país”.

Es obligación de los dueños o adjudicatarios de los servicios de transporte y distribución final, permitir el uso de sus instalaciones por parte de terceros mediante el pago del peaje respectivo, para que estas personas puedan suministrar energía a usuarios de precio libre. Asimismo están obligados a realizar ampliaciones que les sean solicitadas para estos fines, previo pago de las garantías que la Ley General de Electricidad y su Reglamento establezcan.

2.3.2 PEAJE EN FUNCIÓN DEL TRANSPORTISTA (VAD)

Son los adjudicatarios que reciben un peaje máximo por el uso de sus instalaciones, este peaje será igual al Valor Agregado de Distribución (VAD), siendo calculado en función de los coeficientes de pérdidas y la potencia máxima demandada o generada por el usuario que requiera el servicio, más las pérdidas incluidas en el cálculo de la tarifa base para el nivel de tensión o voltaje en que este conectado; según el Artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Los siguientes puntos se explicarán con ejemplos de cómo afecta al costo de peaje que se cobrará al usuario dependiendo cómo esté conectado a la red. Se tomará como base un cliente con las siguientes características:

- Potencia contratada = 100 kW
- Potencia máxima mensual = 100 kW
- Energía mensual = 40,000 kWh

Los valores base del valor agregado de distribución, los factores de expansión de pérdidas en la red de distribución, para la potencia y energía a utilizar en los siguientes cálculos están referidos a los cargos asignados para la

Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA), según Resolución CNEE 53-2003; si se desea hacer cálculos para una distribuidora diferente en esa misma Resolución se encuentran los valores a usar. Cuando se realicen estos cálculos se debe de tener presente de usar los valores con los ajustes que la CNEE haya aprobado y publicado en el Diario de Centro América.

En esta misma Resolución CNEE 53-2003 se resuelve los requerimientos que debe cumplir un Gran Usuario si está conectado a un distribuidor o, si tiene un contrato con un generador o comercializador se deberá aplicar el costo máximo de la función de transportista.

2.3.2.1 MEDIA TENSIÓN (MT) 13.8 KV, 34.5 KV

El costo máximo de la función de transportista (CFT) para un usuario que se encuentre conectado al sistema de distribución en media tensión (MT) está dado por la ecuación que aparece en el numeral cuatro (4) inciso a) de la Resolución CNEE 53-2003.

Por motivos de ejemplificación no se toman en cuenta algunas variables de mencionada ecuación y que será el VAD a cobrar a un gran usuario conectado en media tensión (MT).

$$VAD = POT.CONTRATADA \times VADMT \times FAVAD + POT.MAX \times (FEXPPMT - 1) \times PP + EM \times (FEXPEMT - 1)$$

Donde:

VADMT= valor agregado de distribución base en MT

FAVAD= factor de ajuste del VAD

FEXPPMT= factor de expansión de pérdidas de potencia en MT

FEXPEMT= factor de expansión de pérdidas de energía en MT

PP= precio de la potencia vigente

EM= energía del mes

PE= precio de la energía vigente

Entonces:

$$\text{VAD} = 100 * 69.25278 \text{ Q/kW-mes} * 1.096215 + 100 * (1.0409 - 1) * 218.98 \text{ Q/kW} \\ + 40,000 * (1.0291 - 1) * 0.3917 \text{ Q/kWh}$$

$$\text{VAD} = 7591.5936 + 895.6282 + 455.9388$$

$$\text{VAD} = \mathbf{8,943.1606 \text{ Quetzales por mes}}$$

Lo cual da un costo unitario de potencia de 84.8722 Q/kW y de energía de 0.01139 Q/kWh

2.3.2.2 BAJA TENSION (BT) 120/208 V, 120/240 V, 240/480 V, ETC.

Para los usuarios conectados en baja tensión (BT) (voltajes ≤ 600 voltios), la ecuación para el calculo del VAD se muestra en el numeral cuatro (4), inciso b), pero para fines de ejemplificación se omiten algunas variables.

$$\text{VAD} = \text{POT.CONTRATADA} * (\text{VADMT} + \text{VADBT}) * \text{FAVAD} + \text{POT.MAX} \\ * [(\text{FEXPPMT} * \text{PAEXPPBT}) - 1] * \text{PP} + \text{EM} * [(\text{FEXPEMT} * \text{FEXPEBT}) - 1] * \text{PE}$$

Donde:

FEXPPBT = factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión

FEXPEBT = factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión

Entonces:

$$\text{VAD} = 100 * (69.25278 \text{ Q/kW-mes} + 59.46740 \text{ Q/kW-mes}) * 1.054299 \\ + 100 * [(1.0409 * 1.0823) - 1] * 218.98 \text{ Q/kW}$$

$$+ 40,000 * [(1.0291 * 1.0647) - 1] * 0.3917 \text{ Q/kWh}$$

$$\text{VAD} = 13,570.9557 + 2,771.5438 + 1,499.1576$$

$$\text{VAD} = \mathbf{17,841.6571 \text{ Quetzales por mes}}$$

Lo cual da un costo unitario de potencia de 163.4249 Q/kW y de energía de 0.3748 Q/kWh

2.3.2.3 SUBESTACIONES 69 KV/34.5 KV Ó 13.8 KV

El costo del peaje primario (todo incluido) por el uso de subestaciones que se encuentren dentro del sistema principal según Resolución CNEE 30-98 será el siguiente:

$$COSTOPEAJE PRIMARIO = POT.MAX \times (VMPS)$$

Donde:

VMPS = valor máximo de peaje del sistema principal en US\$/kW-mes

Entonces:

$$COSTO PEAJE PRIMARIO = 100 \times 1.5130 US\$ / kW - mes$$

COSTO PEAJE PRIMARIO = 151.30 Dólares por mes

El valor máximo de peaje para el sistema principal es según Resolución CNEE 06-2005 y su costo es en dólares.

Al costo de peaje primario se le adiciona el costo de peaje secundario si se usara este.

Por ejemplo si se usan instalaciones de transmisión que son administradas por Transportista Eléctrica Centroamericana (TRELEC), se adicionará un cargo de US\$0.25 por kW-mes por subestación y por uso de línea de 69 kV un cargo de US\$ 0.4325 por kW-mes.

Entonces:

$$\begin{aligned} \text{COSTO PEAJE PRIMARIO TOTAL} &= 100 * 1.5130 \text{ US\$/KW-MES} \\ &+ 100 * 0.25 \text{ US\$/KW-MES} + 100 * 0.4325 \text{ US\$/KW-MES} \\ \text{COSTO PEAJE PRIMARIO TOTAL} &= \mathbf{219.55 \text{ DÓLARES POR MES}} \end{aligned}$$

Siempre se debe estar al tanto de los ajustes aprobados por la CNEE publicados en el Diario de Centro América.

2.3.2.4 LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV

Para la deducción del costo del peaje por el uso de estas líneas, se aplica la misma metodología del inciso anterior y siempre deben aplicarse los mencionados ajustes.

2.4 VARIABLES QUE AFECTAN LOS DIFERENTES TIPOS DE PEAJES

2.4.1 AJUSTES EN LOS PEAJES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de transmisión y distribución se ven afectados por ajustes calculados por el AMM y aprobados por la CNEE, estos ajustes se realizan cada año y cada seis meses para las líneas de transmisión y distribución respectivamente.

Estos ajustes también se hacen en base al tipo de cambio de dólar, variaciones en los aranceles (de la red eléctrica) y la carga existente en dichas líneas.

La forma que afecta la carga existente a las líneas se puede ver radicalmente así:

$$PEAJE = \frac{COSTO\ INVERSION\ LINEA}{DEMANDA\ ACTUAL\ EN\ LINEA}$$

Entonces se deduce que si hay variaciones de demanda, el peaje también variará.

2.5 VARIABLES QUE AFECTAN EL PRECIO DE LA ENERGÍA EN UN CONTRATO CON AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA

2.5.1 PRECIO DE COMBUSTIBLES

El combustible se usará de acuerdo al precio pactado de energía, para modificar el precio mes a mes de la energía. Por ejemplo, si el precio inicial de la energía es: 0.05 US\$/kWh, al usar el combustible para modificar el precio se usará el precio promedio mensual del combustible que afectará un porcentaje del valor pactado.

$$\text{Precio final} = 0.05 * (2) = 0.10 \text{ US\$/kWh}$$

2.6 VARIABLES QUE AFECTAN EL PRECIO DE LA ENERGÍA EN COMPRA DIRECTA AL MERCADO DE LA OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA

2.6.1 DESPACHO ECONÓMICO

Consiste en determinar el programa de carga de la oferta disponible que permita abastecer la demanda prevista para el Mercado Mayorista (MM) en un periodo de tiempo determinado.

El precio de la energía lo determinará el generador que entre a suplir la máxima demanda en un tiempo determinado, casi siempre este periodo es llamada Banda de Punta u horas pico que es entre 18 a 22 horas.

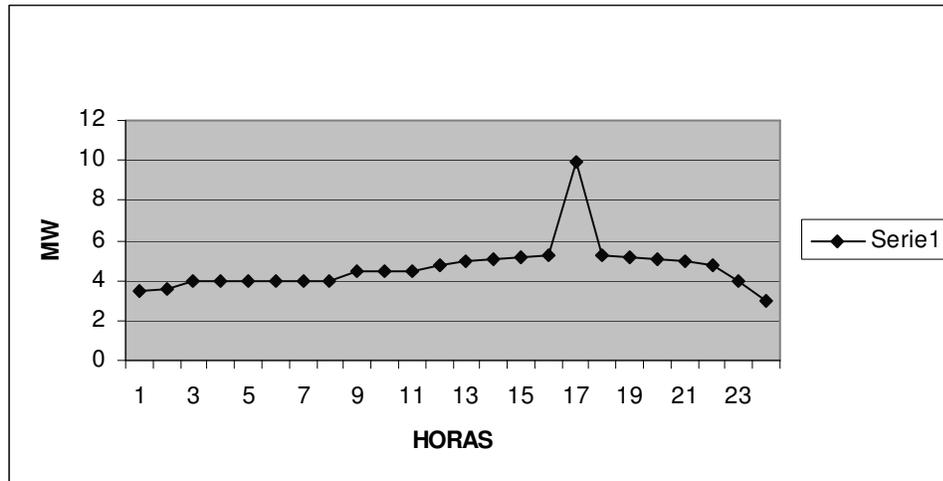
Por ejemplo, si se cuentan con solo dos generadores:

- Generador 1 con una potencia máxima de 5 MW y un costo de US\$10/MW
- Generador 2 con una potencia máxima de 5 MW y un costo de US\$20/MW

Entonces la base para el despacho económico será el generador con el precio de potencia más bajo, pero cuando el sistema demande más carga de la que se ha tenido, entrará el segundo generador y éste colocará un nuevo precio de potencia, obviamente más elevado.

La gráfica siguiente muestra una curva de carga y la participación de los generadores 1 y 2 mencionados.

Figura 5. Curva de carga despacho económico



De la gráfica anterior se tiene que:

- De 0 a 10 horas el precio de la potencia será de US\$ 10/MW
- Mientras que de 10 a 22 horas será de US\$ 20/MW
- Y de 22 en adelante vuelve a tener un precio de US\$ 10/MW

Estas fluctuaciones de precio afectan el precio de la energía, lo cual se traduce a variaciones de facturación para los usuarios del servicio de distribución final.

Otros factores que afectan el despacho económico son:

- Disponibilidad de los generadores
- Disponibilidad de la línea
- Pérdidas en las líneas
- Puntos de mayor demanda

Con respecto a los puntos de mayor demanda, se refiere al sitio donde se concentra la mayor carga para el sistema, siendo éste los sectores cubiertos por EEGSA, que es aproximadamente el 70% de demanda.

Si en un futuro cambiara el sitio de concentración de carga, se tendrá que considerar las distancias que existieran hasta el nuevo punto, acarreando un estudio por pérdidas y disponibilidad de las líneas para transportar la potencia y energía.

Para profundizar en el tema del despacho económico se puede referir al Título III, Capítulo I del Reglamento del AMM.

3. OPTIMIZACIÓN DE LA UTILIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cada ser humano es una fuente de energía y usa cada parte de su cuerpo para realizar determinada actividad; una función estándar o normal de una persona es despertarse cada mañana, con hacer eso el cerebro ya se activó y manda señales a cada parte del cuerpo para que inicie éstos movimientos de estiramiento de brazos, piernas y otras extremidades; al ya estar de pie se inicia la tarea de caminar, para la cual se hace uso de cierta energía que almacena el ser humano.

Entonces cada actividad que realiza el hombre, cualquiera que fuere, por ejemplo: ejercicios, nadar, correr jugar, tareas que involucran el esfuerzo mental, no solo físico hace uso de una cantidad de energía, y para que ésta sea aprovechada de la mejor manera debe lograr administrarla para realizar cada una de las tareas que se ha propuesto.

El ser humano necesita descansar, alimentarse y mantenerse física y mentalmente en buenas condiciones para que su rendimiento sea el máximo.

Lograr un buen rendimiento económico e industrial de la utilización de energía eléctrica es asegurarse de una buena administración de ella, como primer punto, luego se tiene el aspecto técnico y logístico.

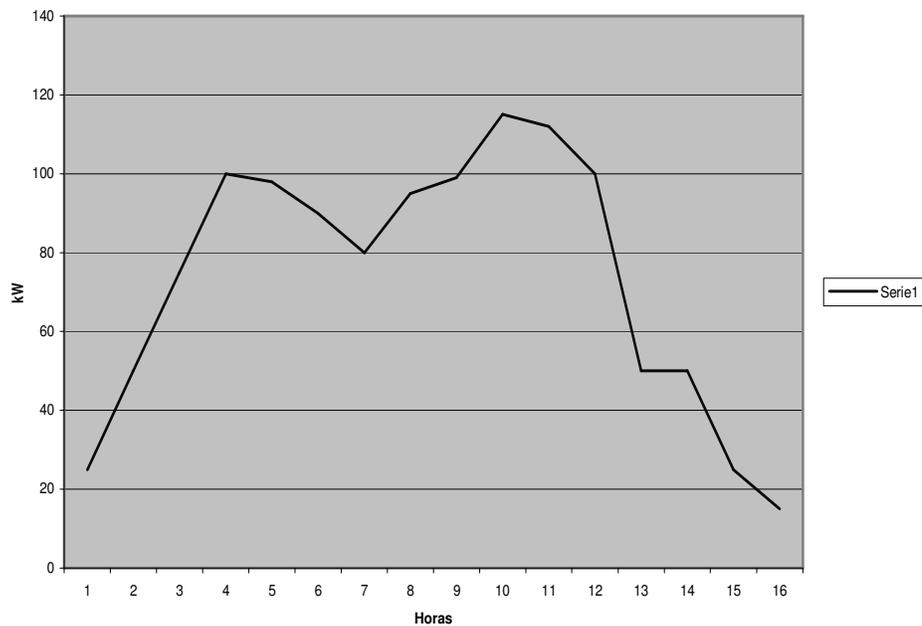
Entonces se dice que en un buen juicio, conciencia y sacrificio del ser humano se encuentra el camino para el ahorro de energía.

3.1 CURVA CRACTERISTICA DE CARGA

Definición: Gráfico que muestra la forma de consumo de potencia y energía eléctrica de una máquina, industria o residencia.

Su trazo se hace sobre un plano cartesiano, en las abscisas se denota el tiempo (horas, días, meses, años) y en las ordenadas la potencia (MW, kW, kVA, MVA).

Figura 6. Curva característica de carga



3.1.1 INTERPRETACIÓN Y UTILIZACIÓN DE LA CURVA

A lo largo de la curva característica de carga se puede analizar en que tiempo ocurren las mayores y menores demandas de potencia (kW) así como valles de la misma, este tiempo puede ser analizado en intervalos que van desde

15 minutos, hasta donde sea necesario según el tipo de información que se requiera.

Igualmente puede ser monitoreado el gasto o consumo de energía (kWh), apagones en la red de la distribuidora o a nivel interno.

La demanda de una instalación o sistema es la carga en terminales receptoras tomada como un valor medio en determinado intervalo. El periodo durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido para la aplicación específica que se considere.

Todos estos datos son de utilidad para proporcionar un informe de cómo administrar mejor el uso de energía para una producción lucrativa y eficiente a nivel industrial.

Cada dato de potencia (kW) versus tiempo (horas) que se plotea en el gráfico es de vital importancia para mantener la confiabilidad, rentabilidad y mejor aprovechamiento del suministro de potencia y energía.

Para lograr correctamente la aplicación física de la curva característica de carga, se tienen que conocer otros tipos de demanda, además del explicado, y de otros factores que ayudan en su interpretación. A continuación se definirán los factores, demandas y formulas para poder aplicarlas.

CARGA CONECTADA

Es la suma de valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen la probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima.

Por ejemplo; si un consumidor tiene instaladas:

- 20 lámparas de 100 Watts cada una
- 3 calentadores de 2500 cada uno
- 1 motor de 80 HP
- ¿Cuál es la carga conectada?

Entonces su carga conectada, considerando para el sistema un factor de potencia de 0.9 es de: 76.87 kVA y 69.18 kW.

DEMANDA MÁXIMA

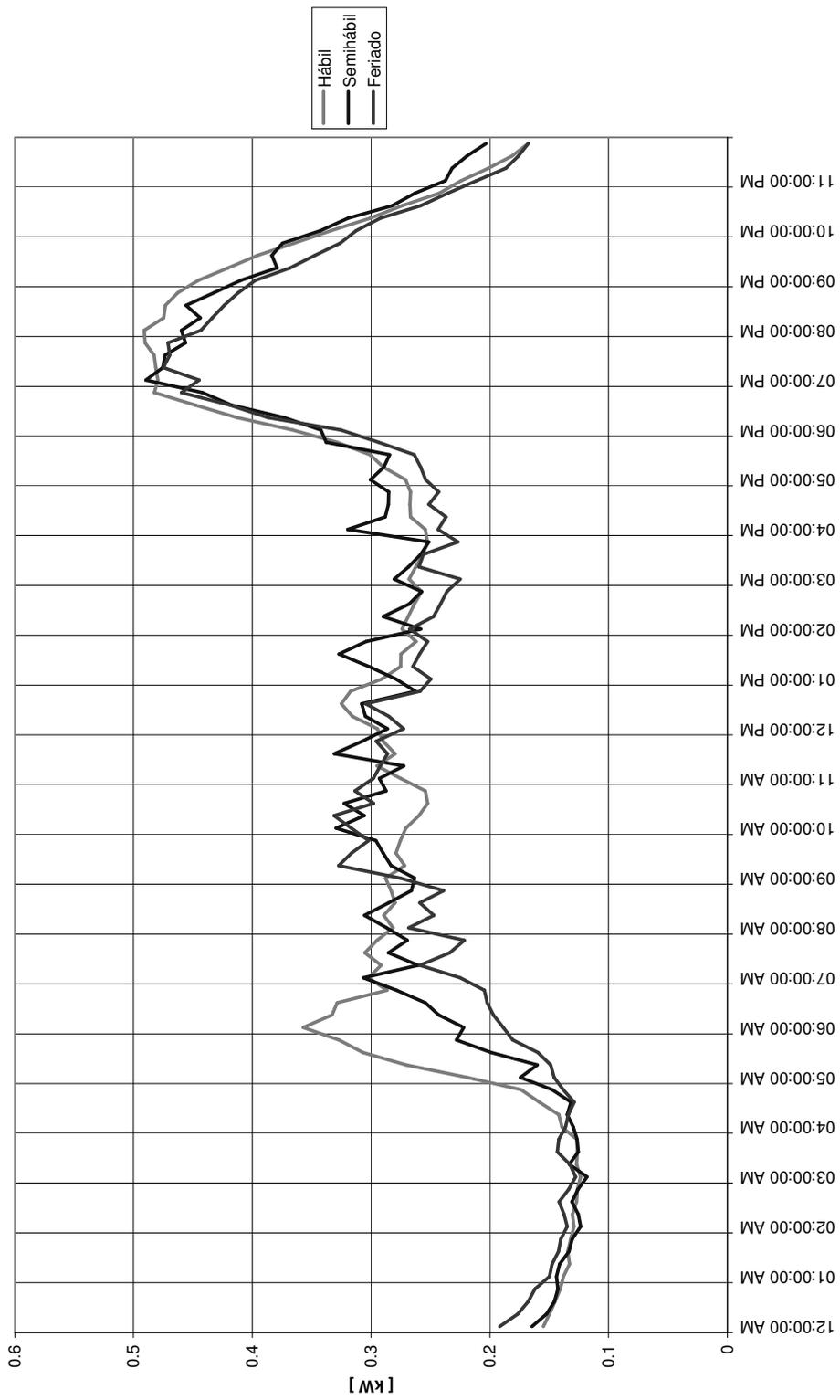
Es muy raro poder apreciar cargas eléctricas constantes en un intervalo de tiempo, por eso la Demanda Máxima de una instalación o sistema se considera como aquella que ha ocurrido durante un determinado periodo de tiempo. Los intervalos de facturación normalmente duran 15 minutos.

La demanda máxima anual es el valor que con más frecuencia se usa para la planeación de sistemas, también se tienen demandas individuales y de grupos de cargas.

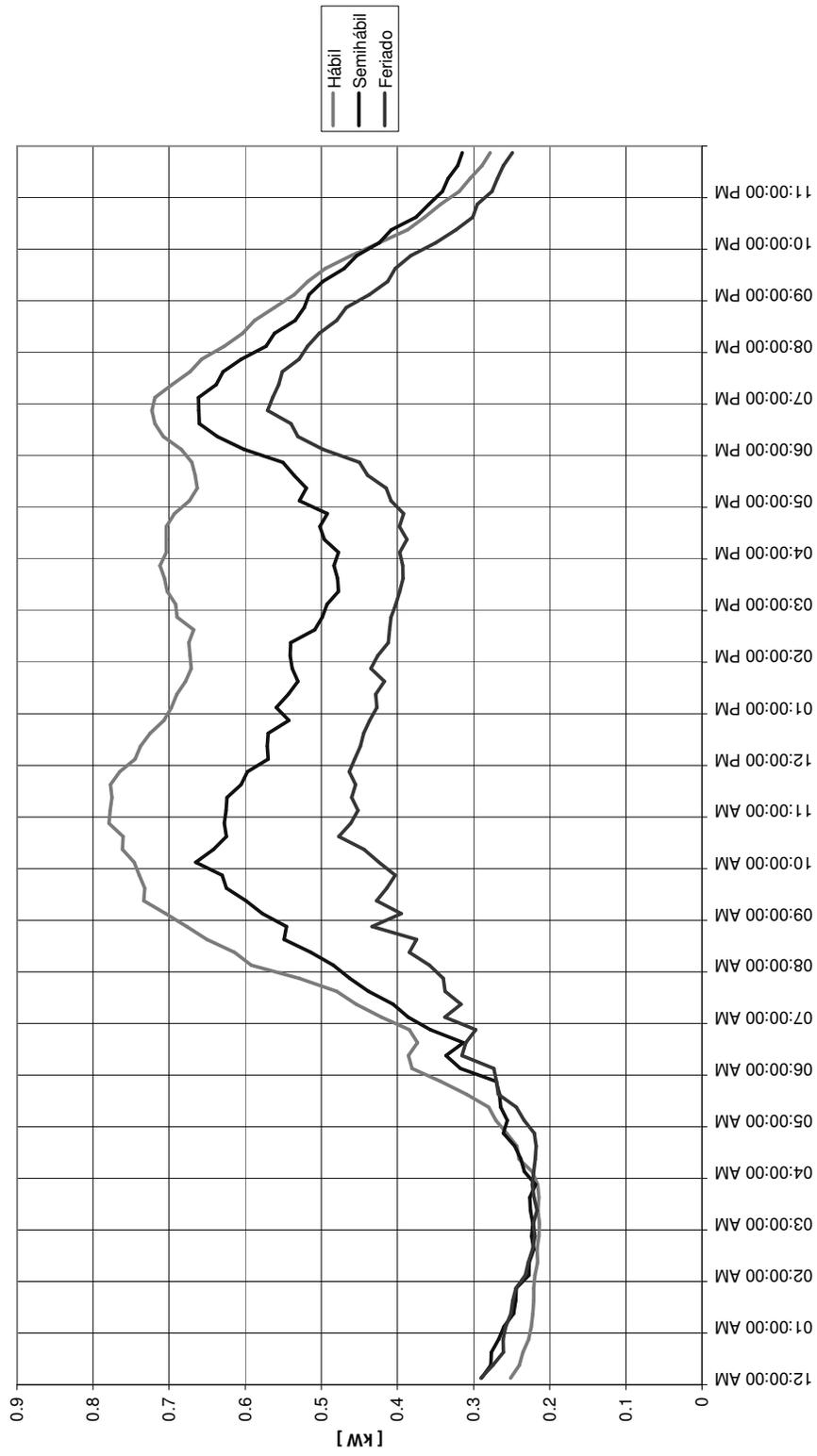
El kilovatio (kW) representa la razón a la cual el trabajo se puede efectuar, el kilovatio-hora (kWh) representa la cantidad de energía o de trabajo que se efectúa en un intervalo de una (1) hora.

A continuación se muestran diferentes tipos de curvas de carga, dependiendo del tipo de cliente:

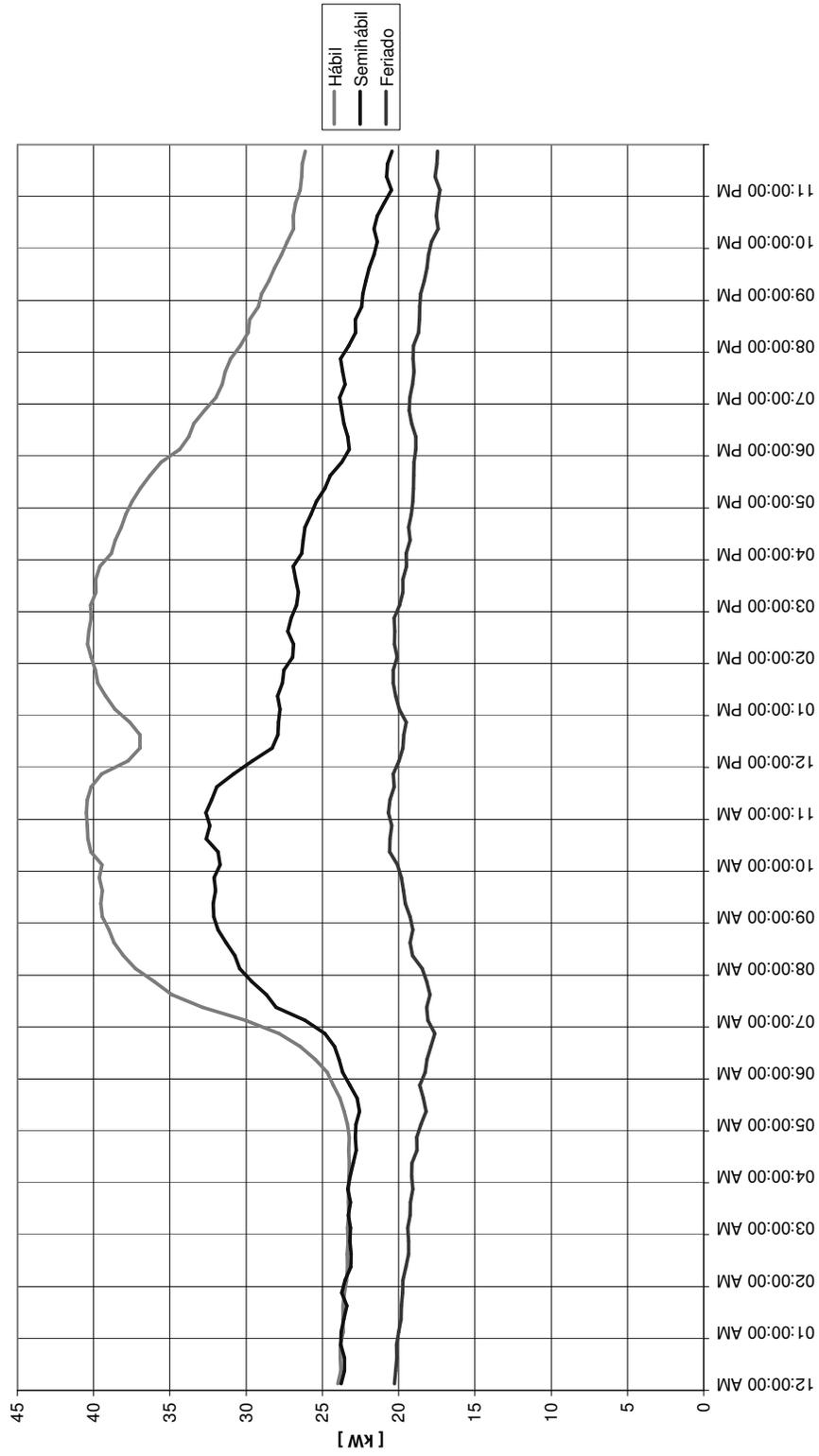
**Figura 7. Curva de carga usuario medio BTS-R
Promedio mensual 7/2002 – 3/2003**



**Figura 8. Curva de carga usuario medio BTS-O
Promedio mensual 7/2002 – 3/2003**



**Figura 9. Curva de carga usuario medio NR
Promedio mensual 7/2002 – 3/2003**



CURVA DE DURACIÓN DE CARGA

Da a conocer la duración de la demanda máxima, media, mínima, etc. A través de la ordenación de los valores de demanda, lo cual es de utilidad para programación de diversas tareas dentro de una empresa.

DEMANDA MEDIA

Es el promedio aritmético de las demandas registradas en un periodo determinado.

También corresponde a la relación entre la energía consumida (en kWh) al tiempo (en horas) correspondiente.

Para dispositivos en operación durante todo el periodo, corresponde a la carga total instalada.

FACTOR DE CARGA

Relación existente entre la demanda promedio y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo.

$$FC = \frac{Dm}{D \max} = \frac{Dm \times \Delta t}{D \max \times \Delta t} = \frac{\text{energía en } \Delta t}{D \max \times \Delta t}$$

Este es un valor específico para el intervalo determinado. El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante el periodo de análisis.

Este factor puede ser calculado semanal, mensual o anualmente, dependiendo de que resultados comparativos se deseen obtener.

Si se calcula anualmente la ecuación para calcularlo sería:

$$\frac{\text{Energía anual}}{D_{\max} \times 8760}$$

Los intervalos de factores de carga se pueden comparar, siempre y cuando sean idénticos, ejemplo:

$$FC_{\text{diario}} \neq FC_{\text{semanal}} \neq FC_{\text{anual}}$$

Una carga constante durante un periodo tendrá un factor de carga de 1.0.

Para una carga dada, excepto una compuesta por ciclos idénticos, un periodo mayor dará un factor de carga más pequeño, dado que el consumo de energía se distribuye en un tiempo mayor.

A continuación se muestran 2 gráficos con diferentes factores de carga. Grafico No.1 muestra un factor de carga no constante y afecto por un pico de carga bastante significativo, el grafico No. 2 es con un factor de carga significativamente constante, el cual es el que conviene tener en una industria o empresa.

Figura 10. Factor de carga pequeño (0.2 aprox.) se aprecia el pico de potencia

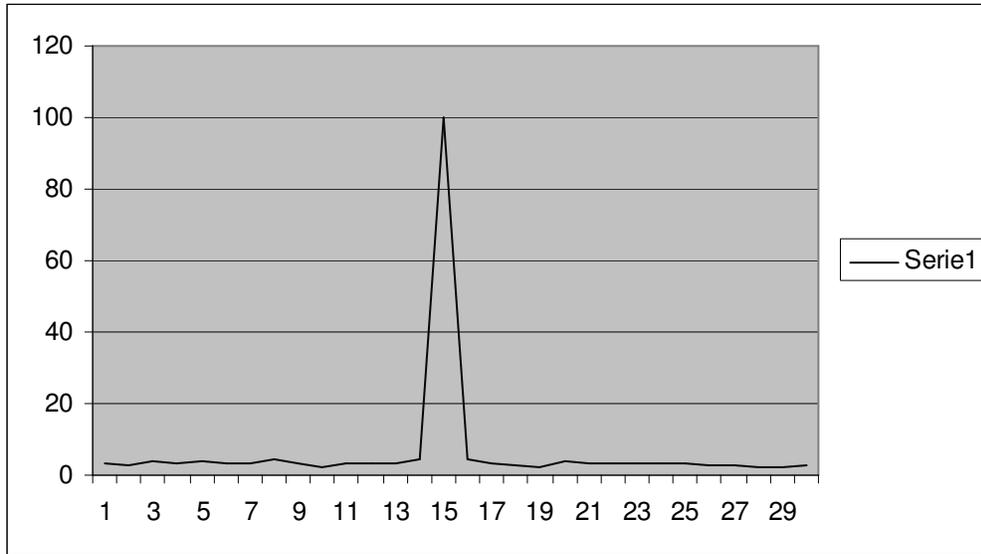
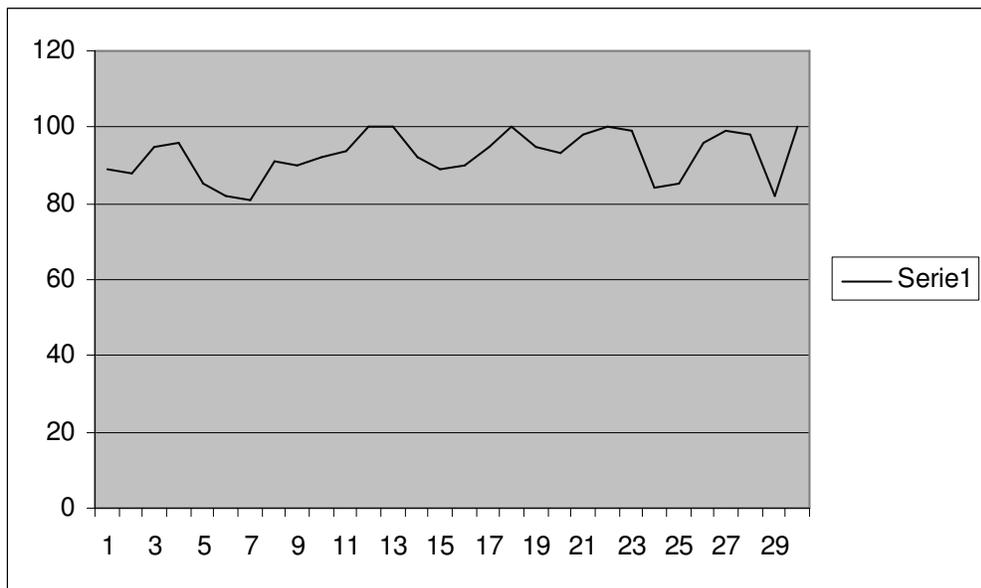


Figura 11. Factor de carga constante (0.9 aprox.), no se aprecian picos de potencia significativos



DEMANDA COINCIDENTE Y NO COINCIDENTE

La demanda no coincidente es la suma de las demandas de un grupo de cargas sin restricción del intervalo de tiempo para el que cada demanda se aplica

$$D_{mnc} = \sum D_i$$

Este valor dividido por el número de demandas en la sumatoria “n”, representa la demanda promedio no coincidente.

La demanda coincidente es la máxima demanda de un grupo de cargas ocurrida en un mismo periodo de tiempo

$$D_m(t_a) = \sum D_i(t_a) \quad D_m \text{ en el momento } t_a.$$

FACTOR DE DIVERSIDAD

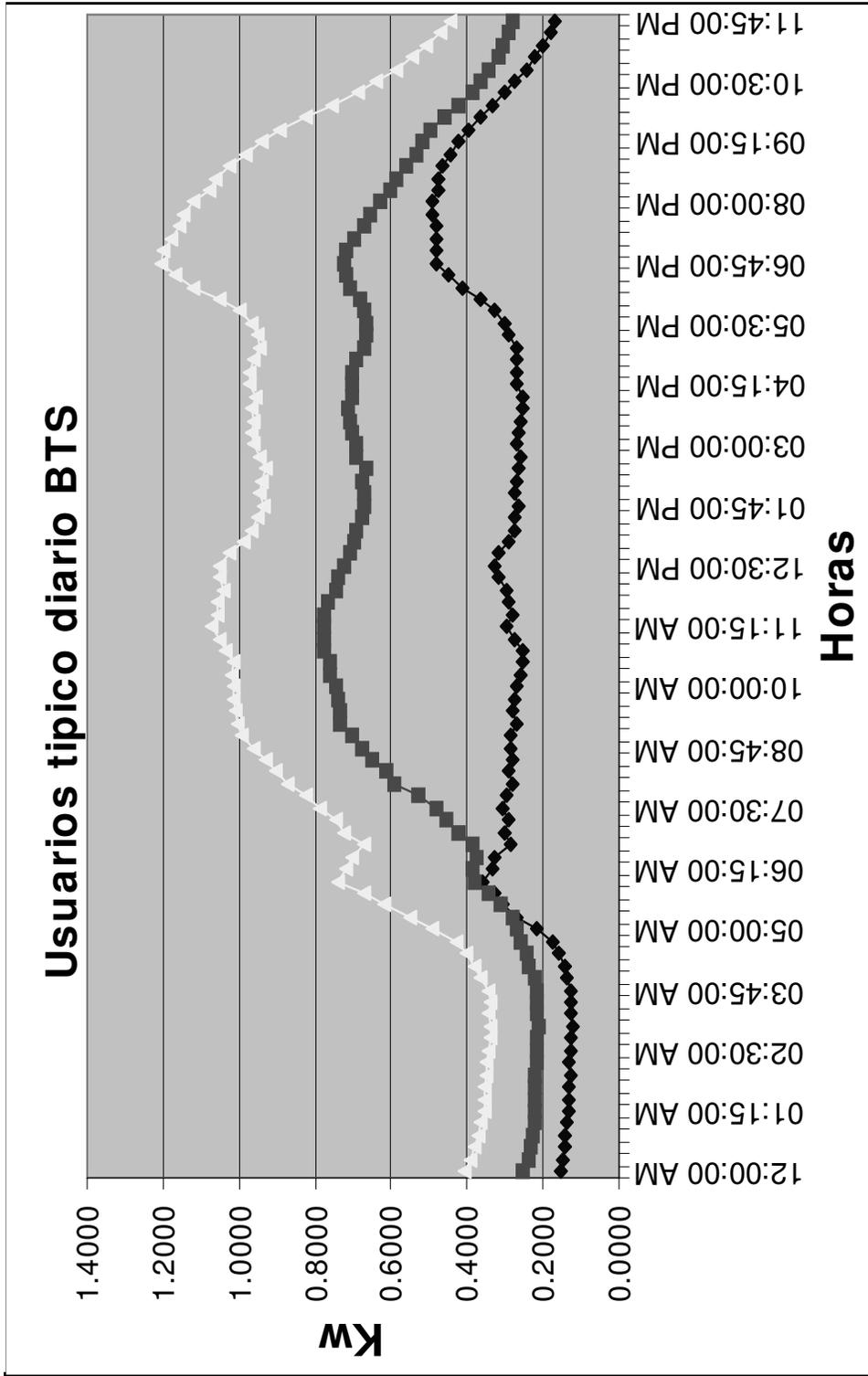
La diversidad entre las demandas máximas se mide por el factor de diversidad que se puede definir como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas.

$$F_{div} = \sum D_i / D_{\max}$$

Donde: $\sum D_i$ = sumatoria de i hasta n de las demandas máximas individuales de cada carga.

D_{\max} = demanda máxima del grupo.

Figura 12. Factor de diversidad.



FACTOR DE COINCIDENCIA

El factor de coincidencia es el recíproco del factor de diversidad que tiene como fin aplicarse como factor de multiplicación en determinados casos.

$$F_{coin} = 1/F_{div} = D_{max}/\sum D_i$$

El factor de diversidad siempre será mayor que uno y el de coincidencia menor.

Factor de demanda

El factor de demanda en un intervalo “X” de un sistema o carga, es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada. Para mantenerse adimensional, los factores deberán estar en las mismas unidades.

Expresa el porcentaje de potencia instalada que está siendo alimentada durante el pico de carga.

$$F_d = D_{max}/P_{inst}$$

FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización de un sistema es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema.

Expresa que porcentaje de la capacidad del sistema está siendo utilizada durante el pico de carga.

$$F_u = D_{max}/C_s$$

FACTOR DE CONTRIBUCIÓN

El factor de contribución de una de las cargas del conjunto, se define como la relación entre la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto y la demanda máxima de esta carga.

$$C1 = D/D_{\max 1} \quad C2 = D2/D_{\max 2} \dots Cn = Dn/D_{\max n}$$

Donde:

D1= contribución de 1 a la máxima del sistema

D2= contribución de 2 a la máxima del sistema

Dmax1, n = máxima de la carga correspondiente.

Por ejemplo:

Para calcular los factores de contribución de cualesquiera curvas de carga, se tiene:

$$C1 = D1/D_{\max 1} = 0.5/0.5 = 1$$
$$C2 = D2/D_{\max 2} = 0.7/0.8 = 0.875$$

Esto significa que la carga 1 contribuye totalmente a la carga máxima del grupo mientras la carga 2 solo con el 87.5% de su demanda máxima individual.

FACTOR DE PÉRDIDAS

Todos los sistemas eléctricos experimentan perdidas por efecto Joule (I^2R). Para una línea de transmisión las pérdidas se comportan directamente proporcionales a la corriente de la línea, pero para un circuito de distribución con muchas cargas y ramales, las pérdidas son más difíciles de estimar.

Una forma es a través de un estudio de flujo de carga que muestre la pérdidas (I^2R) en un momento del tiempo de este alimentador, normalmente, la hora pico o demanda máxima del mismo, esto se conoce como las pérdidas máximas en potencia, es decir en kw o Mw.

Para un sistema, el factor de pérdidas se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en pérdidas en un intervalo.

$F_p = \text{pérdidas medias en intervalo} / \text{pérdidas máximas}$

$$F_p = P_m / P_{MAX}$$

Sin embargo aun conociendo las pérdidas máximas por algún método analítico, es todavía imposible proyectarlas a energías anuales para su evaluación.

RELACIÓN FACTOR DE PÉRDIDAS Y FACTOR DE CARGA

El factor de pérdidas no puede ser determinado directamente desde el factor de carga conocido, debido a que el primero depende de las pérdidas que a su vez son una función en el tiempo de la demanda al cuadrado, sin embargo, se sabe que:

$$F_c^2 < F_p < F_c$$

Una formula aproximada para relacionar estos factores es:

$$F_p = 0.3F_c + 0.7 F_c^2$$

3.1.2 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

A través del tiempo se han perfeccionado equipos e instrumentos que ayudan a controlar y comprobar datos de voltaje, corriente, potencia, energía, etc. Entre los cuales se pueden mencionar:

- Voltímetros
- Amperímetros
- Vatímetros
- Multímetros
- Vatihorímetros

Los multímetros son instrumentos que traen conjuntamente el voltímetro y el amperímetro y algunos más sofisticados incluyen el vatímetro.

Los datos que miden estos instrumentos son trasladados a una hoja de control o reporte útiles para el desenvolvimiento técnico de una empresa.

Las empresas o industrias deben ir a la par de la tecnología, instalando nuevas y sofisticadas máquinas, equipos y diversos dispositivos para así lograr una alta rentabilidad y utilidad en su producción.

Compañías dedicadas a la elaboración de sistemas e instrumentos para el control del suministro de energía eléctrica, han desarrollado nuevos equipos, instrumentos y programas para computadoras, proporcionando así un mejor control de diversos parámetros eléctricos.

Estos sistemas e instrumentos van desde los más sencillos y económicos, hasta los más sofisticados y caros, pero todos ellos son de fácil interpretación por casi cualquier persona.

El fin de cada uno de estos sistemas e instrumentos es proporcionar datos de potencia, calidad, fiabilidad y predictibilidad a través del registro de eventos ocurridos en una instalación eléctrica cualquiera.

En su mayoría estos nuevos instrumentos están configurados para monitorear:

- Calidad de Potencia
- Energía
- Harmónicos

Además de los conocidos:

- Voltaje
- Corriente
- Potencia

Pero también están los que monitorean, graban y almacenan datos de:

- Calidad de Potencia
- Intervención o auditoria de energía
- Reconocimiento de harmónicos
- Inrush
- Flicker
- Sags, swells, transitorios
- Interrupciones

Todos estos instrumentos están previstos de puertos seriales y USB para descargar los datos a una computadora.

Estos disturbios y cualquier condición crítica de una red de distribución eléctrica puede ser registrada gracias a estos instrumentos y sistemas que muestran el estado de una instalación, para luego ser evaluado, valuado, categorizado, analizado y cuantificado, dependiendo de la clase de evento registrado en determinado intervalo de tiempo.

Cada uno de estos aparatos despliega gráficas con datos útiles para tomar decisiones de cómo corregir algún tipo de anomalía ocurrida en un periodo específico.

Existen programas o software que pueden ser instalados en la red de computadoras de una empresa, sin importar que tan grande sea ésta.

Este tipo de software tiene las herramientas necesarias para mostrar la calidad del suministro eléctrico, analiza datos en tiempo real para evaluar la naturaleza y severidad de cada disturbio de potencia y su costo de implicación, provee acceso a información las 24 horas- los siete días de la semana de la calidad de potencia, también puede administrar la estrategia de potencia de donde sea, a la hora que sea usando un web-browser y así poder dar una respuesta rápida para una condición crítica, es un administrador de recursos que da la herramienta para reducir el uso de energía, previene picos de demanda y evita penalizaciones por bajo factor de potencia, cuenta con módulos de respuesta que indican la localización y la raíz de la causa de disturbios de potencia para que se pueda actuar rápidamente, se integran fácilmente en redes de comunicación existentes, incluyendo también el sistema SCADA, almacena tendencias históricas del uso de potencia y el funcionamiento de equipos que se

pueden emplear para encontrar y corregir problemas rápidamente, anticipar cargas eficientes y optimizar contratos de suministro de potencia.

En general estos tipos de programas no solo proporcionan datos sino también respuestas.

Existen varias compañías fabricantes de estos instrumentos y sistemas que son de mucha utilidad, dentro de los que sobresale DRANETZ-BMI y ELECTROTEK.

3.1.3 OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA

Cada día que pasa se busca la forma de aprovechar eficientemente el uso y consumo de potencia eléctrica, ya que actualmente el ambiente es más competitivo y se trata de encontrar la manera de lograr la confianza y satisfacción del cliente a través de proporcionar calidad y un buen costo de potencia.

La electricidad es un producto y como tal cuenta con requerimientos de calidad, entonces para obtener un buen rendimiento de la misma es necesario saber por qué? Es importante la calidad de potencia, y esto radica en la existencia de:

- Equipos más sensibles
- Redes y procesos automatizados
- Incremento de la penetración de cargas no lineales
- Preocupación de eficiencia y consideraciones de corrección de factor de potencia
- Cambios de empresa de suministro eléctrico

Un problema de calidad de potencia es: Cualquier acontecimiento manifestado en el voltaje, corriente o desviaciones de frecuencia del cual resulta una falla o mala operación en el uso final de un equipo.

Calidad de potencia se refiere actualmente a la calidad de voltaje que recibe el usuario en sus terminales receptoras, pero como la red externa tiene impedancias y corrientes que varían sin previo aviso, afectando así adversamente la calidad de potencia en la red de distribución del usuario final.

También la calidad de potencia tiene que ser controlada dentro de una empresa, ya que cualquier evento irregular en su red eléctrica se adicionaría a los eventos externos, perjudicando de alguna forma el funcionamiento de los equipos y su producción.

Existen dos grandes categorías de las variaciones de calidad de potencia:

1. Variaciones en estado estable

- Regulación de voltaje
- Distorsión de armónicos
- Flicker

2. Perturbaciones

- Transitorios
- Sags/swells
- Interrupciones

En la curva característica de carga, siendo ésta diaria, semanal, mensual o anual, se pueden identificar desbordamientos de carga, picos de demanda y diferentes parámetros del estado actual de una empresa que ayudan a corregir la existencia de anomalías o administrar mejor el consumo de potencia y energía para lograr un óptimo desenvolvimiento de la misma.

A continuación se da un procedimiento para evaluar la calidad de potencia:

1. Identificar la categoría del problema

- Regulación de voltaje/desbalance
- Sags de voltaje/interrupciones
- Flicker
- Transitorios
- Distorsión de armónicos

2. Caracterización del problema

- Mediciones/recolección de datos→Causas
→Características
→Impacto en equipos

3. Identificar alcance de soluciones

- Sistema de transmisión de la distribuidora
- Sistema de distribución de la distribuidora
- Interfase de uso final del cliente
- Sistema de uso final del cliente
- Diseño de equipo/especificaciones

4. Evaluación de soluciones

- Modelos/procedimientos de análisis→Evaluación de alternativas técnicas

5. Solución óptima

- Evaluación económica de posibles soluciones

Además para una optimización de uso de potencia, se deberán identificar las siguientes variables:

Su curva característica de carga

Su potencia máxima

Su potencia mínima

La carga mínima para poder empezar el proceso

La carga instalada en el gran usuario

Al tener identificadas las variables se procederá a encontrar cuando sucedieron los picos y que maquinas las provocaron, y si son necesarias en el proceso para eliminarlas o cambiar el horario de uso.

Por ejemplo, un compresor que funciona a la hora pico del gran usuario que sirve para un proceso, se podrá programar para que específicamente no funcione a esa hora y así sucesivamente con toda la maquinaria ociosa. Entonces al recortar los picos de demanda, el valor a pagar por la misma disminuirá, y se mejora el factor de carga, mejorando así el precio unitario de Kwh.

3.2 OTRAS VARIABLES QUE AFECTAN LA UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA

En este punto se mencionarán algunas variables que pueden afectar positiva o negativamente la utilización de energía.

3.2.1 FACTOR DE POTENCIA

- **Principios básicos**

La energía eléctrica usada en plantas industriales o grandes edificios tiene dos componentes:

- La potencia activa (kW), que produce trabajo o genera calor
- La potencia reactiva (kVAr), que se requiere para formar el campo electromagnético necesario para la operación del equipo inductivo eléctrico (motores, accionamientos, transformadores, etc.)

El consumo en exceso de energía reactiva es antieconómico, puesto que no puede ser transformado en energía utilizable. Por esta razón las empresas de energía cobran el exceso de la misma, cuando el $\cos \Phi$ es menor a 0.9.

La principal causa de un bajo factor de potencia es la utilización de motores con carga inferior a su potencia nominal, como en el caso de un motor de 15 HP accionando a una carga de solamente 8 HP, o transformadores sobredimensionados en potencia y trabajados con poca carga. Esto porque la carga reactiva es constante y no varía con la carga real activa conectada.

Debido a un incorrecto factor de potencia ($\cos \phi$) se presentan las siguientes desventajas:

- Mayor consumo de corriente, lo que implica:
 - a. Alambres y cables de mayor calibre
 - b. Utilización de aparatos de mayor capacidad (interruptores, fusibles, etc.)
- Una mayor caída de tensión
- Aumento en el consumo de energía y potencia
- Disminución de la potencia convertible en trabajo útil.
- Disminución de la potencia disponible en el transformador; por ejemplo, con un factor de potencia del 75%, un transformador de 100 kVA solo suministra efectivamente 75 kVA.

Para eliminar estas desventajas existe el sistema de corrección del factor de potencia, con lo cual:

- Mejora el voltaje de la instalación.
- Baja el consumo de energía.
- Se evitan costosas ampliaciones de instalaciones eléctricas.
- La red de alimentación es óptimamente utilizada con energía activa.

Dependiendo de la carga a corregir, la compensación se puede hacer mediante baterías de condensadores individuales o con un corrector automático que conecta o desconecta condensadores, dependiendo de la carga inductiva presente.

La relación entre el coseno ϕ ($\cos \phi$) y la potencia reactiva, se desprende de las siguientes fórmulas:

$$\cos \phi = P/S$$

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

S = Potencia aparente (kVA)

P = Potencia activa (kW)

Q - Potencia reactiva (kVAr)

De lo anterior se puede observar que:

Cos $\phi = 1$, cuando Q = 0

Cos $\phi = 0.9$, cuando Q = 50% de la potencia activa (P)

En general, el equipo corrector del factor de potencia, se paga con la reducción en la facturación por parte de las empresas de energía. El tiempo de amortización esta dado por la siguiente formula:

$$TA = VA / PeFP$$

VA: Valor de la adquisición

PeFP: Penalización por bajo factor de potencia

TA: Tiempo de amortización en meses

Si se instalan condensadores de corrección del factor de potencia en la cercanía de las cargas, la energía reactiva del sistema de distribución se puede reducir y así rebajar los costos de la facturación de energía. Los condensadores se pueden utilizar para la compensación individual o centralizada.

Compensación individual

Se utiliza normalmente para motores de inducción asíncronos y para transformadores. En este caso el condensador se conecta directamente a los bornes de la carga mediante fusibles o interruptor. La potencia del condensador se ajusta exactamente a la carga.

En la práctica la potencia del condensador es de aproximadamente el 35 % de la potencia nominal del motor.

Compensación centralizada

Indicada para instalaciones con permanente cambio de carga, presenta las siguientes ventajas:

- Mejor aprovechamiento de los condensadores.
- Fácil vigilancia
- Relativa facilidad de ampliaciones
- Ajuste automático de las necesidades de potencia reactiva.

La compensación centralizada se realiza por un corrector automático del factor de potencia.

Correctores automáticos del Factor de Potencia

La estructura básica de los equipos correctores corresponde a la celda 8PK normalizada, de dimensiones 2200 x 600 x 600 mm. (altura x ancho x profundidad), fabricada en chapa de acero laminada en frío.

Los equipos correctores del factor de potencia reactiva contienen, además de los grupos de condensadores conectables, un regulador automático que mide la potencia reactiva en el punto de entrada. Si la potencia reactiva difiere del valor prescrito, el regulador envía la señal de conexión a los grupos de condensadores, que se conectan o desconectan por medio de contactores.

3.2.2 CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Para analizar la calidad de la energía se tienen dos puntos de vista:

- Calidad de energía eléctrica por el distribuidor
- Calidad de energía eléctrica por el consumidor

Calidad de energía por el distribuidor

El agente distribuidor debe velar por mantener la calidad del producto; los parámetros a controlar son:

- Nivel de tensión
- Desequilibrio de fases
- Perturbaciones, oscilaciones rápidas de tensión o frecuencia y distorsión de armónicos
- Interferencia en sistemas de comunicación
- Frecuencia media de interrupciones, energía no suministrada por servicios técnicos en el sistema
- Factor de potencia en las líneas

En la actualidad todavía no existen penalizaciones a los distribuidores si no cumplen con todos los requisitos para lograr una buena calidad de energía a suministrar a los usuarios, pero si pueden existir remuneraciones a consumidores por parte de la CNEE cuando se tienen quejas de equipos dañados por un malfuncionamiento del suministro eléctrico por parte del distribuidor y que sea comprobable.

Ahora cuando se trata de la calidad de energía en las instalaciones del consumidor, éste si puede recibir penalizaciones por bajo factor de potencia previo a una advertencia por parte del distribuidor, pero no recibirá penalizaciones por:

- Distorsión de armónicos
- Transitorios
- Sags/swells
- Flicker

El usuario o consumidor final si puede controlar en sus instalaciones los parámetros anteriormente dichos, ya que éstos le perjudican la producción.

La existencia de diferentes perturbaciones en la instalación del usuario se traduce en paros de máquinas y equipos involucrados en la producción, causándole pérdidas económicas por el tiempo muerto en cual no produce.

Existen equipos para analizar y grabar los diferentes tipos de perturbaciones registrados durante un periodo determinado, con lo cual se logra obtener diferentes soluciones a un problema específico.

En un futuro la CNEE o el distribuidor penalizará al usuario por insertar diferentes perturbaciones a su red de distribución tal y como se hace con el bajo factor de potencia.

3.2.3 UNIFICACIONES DE BANCOS DE TRANSFORMADORES

Algunas industrias que inicialmente tenían cierta carga conectada al sistema del distribuidor podían suministrar la potencia necesaria a su carga instalada a través de un banco de transformadores, pudiendo ser éste trifásico o tres unidades monofásicas conectadas entre si para suministrar una potencia trifásica.

Pero como es de suponer toda industria tiende a expandirse o mejorar su equipo y por ende su carga instalada aumenta.

Cuando se tiene un incremento en la carga de una instalación y el transformador o banco de transformadores está en su límite, se puede proceder de la siguiente manera:

- Construir una nueva acometida
- Cambiar de capacidad el transformador o banco de transformadores (subestación)

La solución inmediata y factible que visualiza el usuario es la construcción de una nueva acometida, esto con el fin de no entorpecer la producción; entonces tramita la conexión de una nueva subestación de la capacidad necesaria en la red del distribuidor. Aparentemente se solucionó el problema, pero esta solución le acarrea al cliente un mayor cobro en la facturación mensual, porque tiene dos subestaciones conectadas con el distribuidor y la subestación está instalada en poste, el banco de transformadores es propiedad del distribuidor aunque el usuario haya comprado el equipo, esto sucede en el área de EEGSA y se da como ejemplo.

La subestación montada en poste o subestación aérea debe cumplir con las normas aprobadas por la CNEE para EEGSA en Resolución CNEE 61-2004 para la situación antes mencionada, pero si es una distribuidora diferente se debe referir a sus propias normas aprobadas previamente aprobadas por la CNEE si la tuviere, en caso contrario se debe guiar por las normas NTSD y NTDOID también aprobadas por la CNEE.

El tener dos subestaciones conectadas a la red de un distribuidor no es rentable y el usuario para evitarse diversos cargos por peaje debe de construir dentro de su terreno una acometida en media tensión (MT) para suplir su carga total y de esta manera evitar pagar cargos por peaje en baja tensión (BT).

En los numerales 2.3.2.1 y 2.3.2.2 se muestra un ejemplo del peaje a pagar a distribuidor (VAD) cuando se esta conectado en MT o BT.

Tomando en cuenta la forma de estar conectado a la red del distribuidor el usuario puede comparar los diferentes gastos entre una forma de conexión y otra.

Como se observó en los ejemplos mencionados existe un significativo ahorro al hacer unificaciones de carga o construir su acometida en MT en terreno propiedad del cliente o usuario.

Todo el equipo, postes, líneas, etc. Instalados en terrenos o inmuebles particulares son propiedad del cliente y es el encargado de velar por el mantenimiento de los mismos.

Figura 13. Equipo de medición utilizado en unificaciones de carga (medidor con teledatada, CT's y PT's para MT)



Figura 14. Medidor electrónico clase 200 con registro de demanda



Figura 15. Bancos de transformadores o subestaciones aéreas y medición primaria



CONCLUSIONES

1. A partir de la curva característica de carga, ubicar los picos de demanda o picos de potencia y eliminarlos o disminuirlos, para así lograr una carga casi constante y un factor de carga lo más cercano a uno.
2. Contar con información actualizada de diferentes tipos de proveedores y agentes del Mercado Mayorista, para optar por una propuesta de precios de potencia y energía bastante atractivos para el gran usuario.
3. Estudiar y analizar a fondo las normas, leyes y reglamentos de la CNEE y el AMM, para beneficiarse al aplicarlos correctamente.
4. No debe tenerse bancos de transformadores y/o subestaciones demasiado grandes, lo cual ayudará a un ahorro en el consumo de energía.
5. Cuando se tienen varias acometidas en un mismo inmueble, y si la suma de carga individual total de cada una llega a ser mayor o igual a 100 kW, puede optarse a realizar una unificación de cargas e inscribirse como gran usuario y gozar de los beneficios.

RECOMENDACIONES

1. Contar con el personal calificado para realizar auditorías de carga y analizarlas para proveer soluciones óptimas.
2. Mejorar el factor de potencia por medio de un banco de capacitores o condensadores, sea éste fijo o automático.
3. Realizar las tareas o utilizar, si es posible, la maquinaria que consume mayor energía, en un horario fuera de la hora pico, para lograr un ahorro en el precio de energía (Q/kWh).
4. Desenergizar equipo y/o maquinaria ociosa en la hora de máxima demanda nacional.
5. Realizar estudios de calidad de la energía periódicamente, para ubicar maquinaria que esté provocando picos de potencia, transitorios y armónicos fuera del porcentaje aceptable y otras variables.
6. Lograr obtener buenos precios de energía y potencia, así como, un respaldo técnico altamente personalizado por parte del agente vendedor.

BIBLIOGRAFÍA

1. Camarena M., Pedro. **Instalaciones eléctricas industriales.** Vigésima Reimpresión: 2001. México: Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V. 2001. 307pp.
2. Elgered, Olli. **Energy Systems Theory: An Introduction.** United States of America: Mcgraw-Hill, Inc. 1971. 546pp.
3. **Ley general de electricidad.** Decreto No. 93-96 del Congreso de la República. Guatemala.
4. **Manual de normas de acometidas.** Primera Edición. Empresa Eléctrica de Guatemala. 2005.
5. Mileaf, Harry. **Electricidad.** Tercera Reimpresión: 1980. México: Editorial Limusa, S. A., Tomo II. 1980. 127 pp.
6. **Normas particulares de Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (MT 2.00.01).** Resolución CNEE No. 61-2004. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Guatemala.
7. **Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -NTDOID-.** Resolución CNEE No. 47-99. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Guatemala.
8. **Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD-.** Resolución CNEE No. 09-99. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Guatemala.
9. **Procedimiento de Inscripción y Vigencia en el Registro de Agentes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista del Ministerio de Energía y Minas, su acreditación y consecuencias de su incumplimiento ante el Administrador de Mercado Mayorista.** Acuerdo Gubernativo No.244-2003. Ministerio de Energía y Minas. Guatemala.
10. **Reglamento de la Ley General de Electricidad.** Acuerdo Gubernativo No. 256-97, Ministerio de Energía y Minas. Guatemala.
11. **Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.** Acuerdo Gubernativo No. 299-98 Presidencia de la República. Guatemala.

12. Resnick, Robert y otros. **Física**. Cuarta Edición, Volumen 1. México: Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V. 1993. 658pp.
13. **Resolución CNEE No. 8-2004**. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Guatemala.
14. Valkenburg, Van. **Análisis de redes**. Tercera Edición. México: Editorial Limusa, S.A. de C.V. 1996. 636pp.