



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

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA
A TRAVÉS DEL MERCADO MAYORISTA**

**Jorge Armando Cortez Chanchavac
Asesorado por: Ing. Jorge Fernando Alvarez Girón**

Guatemala, abril de 2003

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA
A TRAVÉS DEL MERCADO MAYORISTA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JORGE ARMANDO CORTEZ CHANCHAVAC
ASESORADO POR: ING. JORGE FERNANDO ALVAREZ GIRÓN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2003

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

Decano	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
Vocal I	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Vocal II	Lic. Amahán Sánchez Alvarez
Vocal III	Ing. Julio David Galicia Celada
Vocal IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Vocal V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
Secretario	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

Decano	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
Examinador	Ing. Edgar Florencio Montúfar Urizar
Examinador	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godinez
Examinador	Ing. Carlos Francisco Gressi López
Secretario	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



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 graduación titulado:

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA
A TRAVÉS DEL MERCADO MAYORISTA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería, con fecha 23 de noviembre de 1999

Jorge Armando Cortez Chanchavac

ACTO QUE DEDICO

A DIOS

Amor y misericordia eterna; quien me rescata, me levanta y lleva en sus brazos; quien me escucha, me responde y bendice; mi roca, mi fortaleza y mi salvador; mi Dios en quien confío, dueño y señor de mi vida; a ti sea toda honra, todo honor y toda gloria, por los siglos de los siglos, amen.

A MIS PADRES

Efraín Cortez Cotom y Fidelia Chanchavac de Cortez, por su amor, paciencia y comprensión, por su apoyo, sostén y confianza, por su ejemplo de lucha, entrega y sacrificio; pilares de mi vida.

A MIS ABUELOS

Tomasa Cotom (Q.E.P.D.), Marcelino Chanchavac (Q.E.P.D.), Juana Xicara (Q.E.P.D.), por su testimonio de amor y perdón, y a quienes bendigo en la presencia del Señor.

Alejandro Cortez, con amor y respeto.

A MIS HERMANOS

Julio Gerardo, Thelma Lisseth, Ariana Elobey, Adriana Ivonne, por su amistad y cariño, consejos y cuidados; los amo.

A MIS SOBRINOS

José Gerardo Alejandro, José Carlos Efraín, José Gabriel Armando, por su cariño, besos y abrazos, por ser parte de mi familia y a quienes deseo alcancen los sueños que se proponen.

A MI FAMILIA EN GENERAL

A todos ellos, con cariño y respeto, por su ejemplo de trabajo y lucha.

A LA COMUNIDAD JUVENIL VEN A CRISTO

Cuna de mi formación espiritual.

A MIS AMIGOS

En especial a Diego Carrillo, Jimmy Curruchich, Edy García, Henry Pereda, Alejandro Coronado, por su amistad incondicional y apoyo moral.

A GUATEMALA

Mi patria querida. Dios te bendice.

A QUETZALTENANGO

Cuna de mi familia, te llevo en mi corazón.

A LA USAC

Parte importante en la historia y desarrollo de Guatemala, por haber forjado mi educación superior.

A LA FACULTAD DE INGENIERÍA

Con respeto y admiración.

A LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

Con respeto y admiración.

Y A USTED QUERIDO LECTOR

Digno de amor y respeto.

AGRADECIMIENTO

A DIOS

Por la gracia derramada y la bendición para poder finalizar a bien mi carrera. ¡Bendito sea el Señor porque para siempre es su misericordia!.

A MIS PADRES

Por ser parte de ellos y a quienes debo la vida; gracias por su apoyo total e incondicional. Dios los bendice.

A MIS HERMANOS

Por creer en mí, y animarme a seguir adelante.

AL ING. JORGE ALVAREZ

Por su apoyo en la asesoría de este trabajo de graduación

AL ING. ROBERTO URDIALES

Por su confianza y colaboración para realizar este trabajo de graduación.

A DIEGO CARRILLO

Por su amistad y ejemplo de fe; gracias por tus oraciones.

AL ING. LEONIDAS PUM

Por su amistad y apoyo

A MIS AMIGOS

Jimmy, Eddy, Henry, Alejandro, cada uno de ellos un ejemplo de vida y fuente de mi motivación; Dios los ama.

A TODAS LAS PERSONAS

Que de una u otra forma colaboraron para llevar a feliz término mi carrera profesional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LÍSTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
OBJETIVOS	XXIII
1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
1.1. Organización del subsector eléctrico en Guatemala.....	1
1.1.1. Antecedentes.....	1
1.1.2. Estructura del subsector eléctrico.....	2
1.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE.....	7
1.2.1. Definición de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica....	7
1.2.2. Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica...	7
1.3. Mercado Mayorista – MM.....	8
1.3.1. Generalidades.....	8
1.3.2. Agentes del Mercado Mayorista y grandes usuarios.....	10
1.3.3. Despacho económico de la energía eléctrica en el Mercado Mayorista.....	14
1.3.4. Administración de las transacciones en el Mercado Mayorista.....	20
1.3.5. Sistema de medición comercial.....	26
1.4. Sistema de transporte.....	31
1.4.1. Características generales.....	31
1.4.2. Acceso a la capacidad de transporte.....	31

1.4.3.	Ampliaciones a la capacidad de transporte.....	31
1.4.4.	Sistema de peaje para el servicio de transporte de energía eléctrica.....	33
1.4.5.	Régimen de calidad del servicio de transporte.....	33
1.4.6.	Peajes para prestadores de la función de transportista.....	33
1.5.	Régimen de los precios de electricidad.....	34
1.5.1.	Peaje por el uso de sistemas de transmisión y distribución.	34
1.5.2.	Tarifas aplicables a consumidores finales de distribución final.....	34
1.5.3.	Tarifas aplicables por la Empresa Eléctrica de Guatemala..	36
2.	CONDICIÓN ACTUAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA.....	39
2.1.	Antecedentes.....	39
2.2.	Desarrollo físico.....	40
2.3.	Distribución eléctrica.....	40
2.3.1.	Circuitos primarios.....	40
2.3.2.	Transformadores de distribución.....	43
2.3.3.	Ramales de acometida.....	43
2.4.	Determinación de la demanda de carga diaria.....	47
2.4.1.	Generalidades de la investigación.....	47
2.4.2.	Forma de la curva de demanda de carga diaria.....	51
2.4.3.	Curva de la demanda de carga diaria.....	53
2.5.	Consumo de energía y costo económico.....	57
2.5.1.	Incremento en el consumo de energía y costo económico....	67

3. NUEVO SERVICIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA.....	71
3.1. La universidad como gran usuario del Mercado Mayorista.....	71
3.1.1. Condiciones particulares para Ingresar al Mercado Mayorista..	71
3.1.2. Requisitos operativos.....	72
3.2. Evaluación del costo de suministro de energía eléctrica a través del Mercado de Oportunidad de la Energía – MOE.....	74
3.2.1. Punto de entrega.....	74
3.2.2. Precio spot.....	74
3.2.3. Proyección del resultado total de las transacciones.....	74
3.3. La universidad como cliente de un comercializador.....	90
3.3.1. Condiciones particulares para ser cliente de un comercializador....	90
3.3.2. Condiciones particulares que debe cumplir el comercializador.....	90
3.4. Evaluación del costo de suministro de energía eléctrica a través de un comercializador.....	91
3.4.1. Punto de entrega.....	91
3.4.2. Precios de la potencia y la energía.....	91
3.4.3. Proyección del resultado total de las transacciones.....	93
 4. NUEVO SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA.....	 97
4.1. Diagnóstico de la red de distribución.....	97
4.1.1. Servicio de distribución final.....	97
4.1.2. Objetivo del diagnóstico.....	97
4.2. Descripción general de la red de distribución.....	97
4.3. Ampliación de la red de distribución.....	99
4.3.1. Modificaciones a corto plazo.....	99
4.3.2. Modificaciones a largo plazo.....	102

5. RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN.....	105
5.1. Costo de la energía en la Empresa Eléctrica.....	105
5.2. Costo de la energía en el Mercado Mayorista.....	105
5.3. Costo de la energía con un comercializador.....	106
5.4. Costo de la red actual de distribución.....	106
5.5. Costo de inversión a corto plazo.....	109
5.6. Costo de inversión a largo plazo.....	109
5.7. Interpretación de los resultados.....	110
5.7.1. Ahorro con el Mercado Mayorista.....	110
5.7.2. Ahorro con el comercializador.....	111
5.7.3. Proyección de ahorro con el Mercado Mayorista.....	111
5.7.4. Proyección de ahorro con el comercializador.....	111
5.8. Rentabilidad de la inversión.....	113
CONCLUSIONES.....	115
RECOMENDACIONES.....	117
BIBLIOGRAFÍA.....	119
APÉNDICE.....	121

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Organización del subsector eléctrico en Guatemala.....	3
2.	Composición porcentual de los ingresos provenientes de la tarifa del servicio eléctrico aplicada por la Empresa Eléctrica de Guatemala....	37
3.	Plano de distribución física de las diversas unidades académicas y administrativas de la Ciudad Universitaria, zona 12.....	42
4.	Plano de distribución eléctrica a través de los ramales I y II en la Ciudad Universitaria.....	46
5.	Curva de demanda de carga diaria del circuito 32 de la Empresa Eléctrica de Guatemala del año 2000.....	50
6.	Curva de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria del año 1980.....	50
7.	Forma estimada actual de la curva de demanda de carga diaria del circuito de la Ciudad Universitaria.....	53
8.	Curva de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria en el año 2000.....	55
9.	Distribución mensual del consumo de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2000.....	66

10. Distribución mensual del pago por consumo de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2000.....	66
11. Distribución mensual del consumo de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2001.....	69
12. Distribución mensual del pago por consumo de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2001.....	70
13. Precios spot promedio diario aplicados a los consumidores del Mercado Mayorista en el año 2000, 2001 y 2002.....	76
14. Precios spot promedio mensual aplicados a los consumidores del Mercado Mayorista en el año 2000, 2001 y 2002.....	76
15. Distribución porcentual de las transacciones de energía en el Mercado Mayorista de la universidad en el año 2000.....	89
16. Distribución porcentual de las transacciones de energía en el Mercado Mayorista de la universidad en el año 2001.....	89
17. Distribución porcentual de los precios de energía y potencia para la Ciudad Universitaria con una comercializadora.....	92
18. Red de distribución eléctrica de la Ciudad Universitaria.....	99
19. Plano modificado de la red primaria de distribución eléctrica de la Ciudad Universitaria z.12.....	101
20. Circuito unifilar de la nueva subestación de distribución propuesta para la Ciudad Universitaria, con capacidad de 3 MVA, en nivel de voltaje de 69/13.2 kV.....	103

21. Comparación de la distribución mensual del pago por consumo de energía en la Ciudad Universitaria entre la EEGSA, MM y el comercializador para el año 2000.....	112
22. Comparación de la distribución mensual del pago por consumo de energía en la Ciudad Universitaria entre la EEGSA, MM y el comercializador para el año 2001.....	112
23. Proyección de resultado total de las transacciones de energía de la universidad en la EEGSA, MM y el comercializador en los años 2000, 2001 y 2002	113
24. Curva de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria en el año 2001.....	121

TABLAS

I.	Clase de exactitud y carga de transformadores de medida en 13.8 kV.	27
II.	Distribución física de las diversas unidades académicas y administrativas en los distintos edificios de la Ciudad Universitaria.....	41
III.	Datos de distribución de energía eléctrica a los distintos consumidores del ramal I.....	44
IV.	Datos de distribución de energía eléctrica a los distintos consumidores del ramal II.....	45
V.	Valores de potencia por hora consumida, y valores por unidad promedio en un día típico en el circuito 32 de la Empresa Eléctrica y del circuito universitario del año 80.....	49
VI.	Distribución del consumo mensual y diario de energía eléctrica de los consumidores de la red principal y del servicio de alumbrado público de la Ciudad Universitaria en el 2000.....	51
VII.	Valores de potencia horaria de las curvas de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria representativas de los 12 meses del año 2000	56
VIII.	Distribución mensual del consumo y pago por servicio de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2000.....	58
IX.	Distribución mensual del consumo de energía (kWh) y pago en quetzales (Q.) de los 53 consumidores en el servicio primario de la Ciudad Universitaria, en el año 2000.....	59

X.	Distribución mensual del consumo de energía (kWh) y pago en quetzales (Q.) del servicio de alumbrado público de la Ciudad Universitaria, en el año 2000.....	63
XI.	Distribución mensual de los pagos efectuados por servicio de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2001.....	68
XII.	Precios spot promedio por hora aplicados a los consumidores del Mercado Mayorista en el año 2000, 2001 y 2002.....	75
XIII.	Precios spot promedio mensual aplicados a los consumidores del Mercado Mayorista en el año 2000, 2001 y 2002.....	75
XIV.	Detalle estimado del resultado total de transacciones en el Mercado Mayorista de la Ciudad Universitaria en el año 2000.....	80
XV.	Detalle estimado del resultado total de transacciones en el Mercado Mayorista de la Ciudad Universitaria en el año 2001.....	83
XVI.	Detalle global del resultado total de transacciones de energía en el MM de la Ciudad Universitaria durante los años 2000 y 2001.....	87
XVII.	Distribución mensual del resultado total de transacciones de energía con un comercializador de la Ciudad Universitaria durante el año 2001.	94
XVIII.	Distribución mensual del estimado del resultado total de las transacciones de energía de la Ciudad Universitaria con el Mercado Mayorista y con un comercializador durante los años 2000 y 2001...	96
XIX.	Presupuesto de suministro y mano de obra de la red de distribución primaria (13.2 kV) de la Ciudad Universitaria.....	107

XX.	Presupuesto de suministro y mano de obra de la red de alumbrado público de la Ciudad Universitaria.....	108
XXI.	Presupuesto de suministro y mano de obra de modificaciones a corto plazo a la red de distribución de la Ciudad Universitaria.....	109
XXII.	Presupuesto de suministro y mano de obra de la nueva subestación de distribución (69/13.2 kV) propuesta para la Ciudad Universitaria.....	110
XXIII.	Resultado total de las transacciones de energía de la universidad en la EEGSA, Mercado Mayorista y comercializadora en los años 2000, 2001 y 2002.....	110
XXIV.	Valores de potencia horaria de las curvas de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria representativas de los 12 meses del año 2001.....	122
XXV.	Distribución mensual de los precios spot de la energía (US\$/kWh) aplicados por el AMM durante el año 2000.....	123
XXVI.	Distribución mensual de los precios spot de la energía (US\$/kWh) aplicados por el AMM durante el año 2001.....	124
XXVII.	Resultado total de transacciones en el MM de la Ciudad Universitaria de enero a junio de 2002.....	125
XXVIII.	Cuadro de cálculo del valor presente neto en la opción de inversión a corto plazo.....	127

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ACSR	Conductor de aluminio con alma de acero
AWG	American Wire Gage (calibre americano de alambres)
CDC	Centro de Despacho de Carga
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CT	Transformador de Corriente
EEM	Empresa Eléctrica Municipal
EFPEM	Escuela de Formación y Profesorado en Enseñanza Media
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
kV	Kilovoltio (s)
kVA	Kilovoltioamperio (s)
kW	Kilovatio (s)
kWh	Kilovatiohora (s)
MM	Mercado Mayorista
MOE	Mercado de Oportunidad de la Energía
MVA	Megavoltioamperio (s)
MW	Megavatio (s)
MWh	Megavatiohora (s)
NCC	Normas de Coordinación Comercial
NCO	Normas de Coordinación Operativa
P	Potencia eléctrica
PT	Transformador de Potencia
Q.	Quetzal

SIN	Sistema Nacional Interconectado
SPOT	Precio de oportunidad de la energía
STEE	Servicio de Transporte de Energía Eléctrica
US \$	Dólar de Estados Unidos de Norte America
V	Voltio (s)
VA	Voltioamperio (s)
VAD	Valor Agregado de Distribución
W	Vatio (s)

GLOSARIO

Adjudicatario	Es la persona individual o jurídica a quien el Ministerio de Energía y Minas otorga una autorización, para el desarrollo de las obras de transporte y distribución de energía eléctrica y está sujeto al régimen de obligaciones y derechos que establece la Ley de Electricidad.
Alta tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) voltios.
Baja tensión	Nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) voltios.
Central	Es el conjunto de una o más unidades generadoras de energía eléctrica, localizadas en un mismo emplazamiento.
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.
Curva de demanda	Es la representación gráfica de la forma en que el consumidor hace uso de la energía eléctrica, y representa las potencias activas demandadas, donde es posible identificar algunos parámetros característicos, como la máxima demanda diaria del sistema, que por lo regular ocurre una vez al día y la mínima demanda diaria del sistema.

Demanda firme	Representa la parte de la demanda máxima proyectada que le corresponde a cada distribuidor, exportador, gran usuario o comercializador que demanda potencia y energía eléctrica en el MM y que se calcula utilizando la relación entre su demanda y la demanda total estimada para el MM, en la hora prevista para la demanda máxima proyectada, de acuerdo a los procedimientos establecidos en las normas de coordinación
Demanda máxima proyectada	Es el requerimiento de potencia máxima anual para el MM, y se integra sumando las potencias a generar, incluyendo la de importación, más la reserva determinada en la programación de largo plazo.
Distribuidor	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
Factor de carga	Se define como la razón entre la demanda promedio y la demanda máxima. Este factor indica la forma en que la oferta disponible es utilizada para satisfacer la demanda.
Factor de pérdidas nodales de energía	Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo mediante el incremento de generación en el nodo de referencia. Para cada nodo, se calcula como el cociente entre el incremento de generación en el nodo de referencia y el incremento de demanda de energía en el nodo.

Factor de pérdidas nodales de potencia	Corresponde al factor de pérdidas nodales de energía durante la hora de máxima demanda anual registrada en el MM.
Generador	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.
Gran usuario	Es aquel cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios. No estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador.
Línea	Medio físico que permite conducir la energía eléctrica entre dos puntos.
Media tensión	Nivel de tensión superior a mil (1,000) voltios y menor o igual a sesenta mil (60,000) voltios.
Nodo de referencia	Se establece como nodo de referencia a la subestación Guatemala Sur.
Normas de coordinación	Disposiciones dictadas por el AMM, de conformidad con la Ley y el Reglamento de Electricidad, y el propio reglamento específico y que tienen por objeto garantizar la continuidad y la calidad del servicio.

Normas de coordinación comercial	Conjunto de disposiciones y procedimientos, elaborados por el AMM y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que tienen por objeto garantizar la coordinación de las transacciones comerciales del MM.
Normas de coordinación operativa	Es el conjunto de disposiciones y procedimientos, elaborados por el AMM y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que tienen por objetivo garantizar la coordinación de la operación del sistema nacional interconectado, para abastecer la demanda a mínimo costo, manteniendo la continuidad y la calidad del servicio.
Normas técnicas	Son las disposiciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de conformidad con la Ley y el Reglamento de Electricidad, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para complementar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del sector eléctrico.
Potencia contratada	Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento.
Potencia de punta	Para el MM, es la demanda máxima horaria de potencia que se produce en un período anual. Para un distribuidor o gran usuario es su demanda de potencia coincidente con la potencia de punta del sistema nacional interconectado.

Potencia firme	Es la máxima potencia que un generador puede vender en virtud de contratos, y que se calcula con base en las normas técnicas. En todo caso, la suma de las potencias firmes de todas las unidades generadoras debe ser igual a la demanda máxima proyectada para cada año.
Potencia máxima	Es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada.
Precio de la potencia de punta	Es el costo marginal, de suministrar potencia al MM.
Precio de oportunidad de la energía o precio spot	Es el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora o en el período que defina la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecido por el AMM, como resultado del despacho.
Precio de referencia de la potencia	Es el precio que se utiliza para valorizar las transacciones de desvíos de potencia.
Sistema de distribución	Es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el Reglamento de Electricidad.

Servicio de distribución final	Es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Servicio de distribución privada	Es el suministro de energía eléctrica que se presta al consumidor, mediante redes de distribución y en condiciones libremente pactadas, caso por caso, entre el usuario y el distribuidor, y que no utilice bienes de dominio público.
Sistema principal	Es el sistema de transmisión compartido por los generadores.
Sistema secundario	Es aquel que no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario.
Sistema 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 y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.
Transmisión	Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
Transportista	Es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
Usuario	Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

RESUMEN

En la actualidad, la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. satisface la demanda de energía eléctrica de la Ciudad Universitaria, la cual, en los años 2000 y 2001, ha registrado un consumo de energía de 4,711,491 kWh y 4,864,202 kWh, que aproximadamente representa un pago por consumo de Q.5,380,959 y Q.6,623,314, y un costo de energía de Q.1.1421/kWh y Q.1.3616/kWh, para cada año, respectivamente.

Mientras tanto, la Ley General de Electricidad define al gran usuario del Mercado Mayorista como a quien puede contratar en forma independiente y para su consumo propio, el abastecimiento de energía eléctrica con un generador o comercializador, debido a que cuenta con una demanda máxima superior a 100 kW. Esta libertad de contratación y el acceso a la red de transporte le permitiría a la USAC, calificar como un gran usuario del Mercado Mayorista, y elegir su proveedor al precio, plazo y condiciones que acuerde con el mismo. En este contexto, la decisión de ingresar al Mercado Mayorista debe ser el resultado de una evaluación económica de esta nueva forma de suministro de energía eléctrica, la cual demuestra, que el pago estimado por consumo de energía en el año 2000 hubiese sido de Q.3,763,229 y en el año 2001 de Q.3,261,913, con un costo de la energía de Q.0.7987/kWh y Q.0.6706/kWh, respectivamente; mientras que con la negociación con un comercializador, hubiese significado un pago estimado por consumo de energía de Q.4,004,767 en el año 2000 y Q.3,705,057 en el año 2001, con un costo de la energía de Q.0.8500/kWh y Q.0.7617/kWh, respectivamente.

La factibilidad de un nuevo servicio de suministro de energía eléctrica en la universidad ya sea como gran usuario del Mercado Mayorista o como Cliente de algún comercializador, conlleva adecuar las instalaciones existentes a los requerimientos comerciales y operativos necesarios, y por lo tanto invertir Q.3,384,398, empleados en la compra y modificación de la actual red de distribución, además de la instalación del sistema de medición comercial.

Entonces, sobre la base de los costos de la energía con la Empresa Eléctrica, el Mercado Mayorista y el comercializador, el beneficio económico mínimo al que puede optar la universidad en un periodo de estudio de 2 años es de Q.5,347,772 con el Mercado Mayorista y de Q.4,465,861 con el comercializador.

INTRODUCCIÓN

Considerando que la Universidad de San Carlos de Guatemala, debe eficientar sus recursos económicos, y que el servicio de energía eléctrica ha variado en su concepción en los últimos años, hacia la privatización y comercialización libre, existiendo empresas proveedoras que compiten en un mercado potencial por prestar sus servicios y que por lo tanto existen oportunidades de una mejor participación como consumidores para disminuir los costos que este servicio representa, se desarrolla el siguiente estudio de prefactibilidad para el cambio de la forma de suministro de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria. El mismo se orienta a lograr la reducción del pago de consumo de energía eléctrica, por medio del acceso a la oferta de empresas de generación, distribución, transporte y/o comercialización que participan en el Mercado Mayorista y de esta forma optimizar los recursos económicos de la universidad.

Para efectuar correctamente el estudio es necesario comenzar por determinar las características de la carga que se desea servir, la Ciudad Universitaria. Para tal efecto se considera principalmente la demanda de carga, ya que en cualquier sistema de distribución de energía eléctrica éste es un factor que interesa tanto al proveedor de energía como al propio consumidor. Al proveedor le es útil para determinar en qué medida debe poner a producir sus fuentes de energía y saber en que forma debe incrementar su producción cuando sea necesario. Para el consumidor este factor tiene una incidencia directa en su economía, pues la demanda tiene un valor particular en la facturación independiente del valor por consumo, además de que no tiene un valor constante pues depende directamente de la cantidad y coincidencia de las cargas o consumidores conectados al sistema de distribución.

Por lo tanto la determinación de la variación de la demanda de carga para el caso específico del sistema de distribución eléctrica en la Ciudad Universitaria es el primer paso del presente estudio.

La distribución y el transporte son actividades reguladas por medio de concesiones, mientras que la generación es una actividad no regulada y es la libre competencia lo que permite obtener el precio más económico para la satisfacción de la demanda. Justamente esta libertad de contratación y acceso a la red de transporte le permite a la universidad como gran usuario elegir su proveedor de energía eléctrica, al precio, plazo y condiciones que acuerde con el mismo, atendiendo sólo a intereses de las partes.

Entonces, la decisión de ingresar al Mercado Mayorista y el objetivo de la siguiente parte del estudio, es el resultado de una evaluación en cuanto a las alternativas de provisión de energía en el mercado.

Como resultado de la evaluación de un nuevo servicio de suministro de energía eléctrica en la universidad ya sea como gran usuario del Mercado Mayorista o como cliente de algún comercializador, se hace necesario efectuar el diagnóstico de la red de distribución actual con el objetivo de adecuar las instalaciones existentes a los requerimientos comerciales y operativos necesarios y así tener acceso a un nuevo servicio de distribución final.

OBJETIVOS

◆ General

Demostrar la factibilidad económica de un nuevo servicio de suministro de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria a través del Mercado Mayorista, determinando requisitos comerciales, técnicos y operativos necesarios.

◆ Específicos

1. Determinar la condición actual del servicio de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria y las características de la demanda de carga que se desea servir.
2. Evaluar alternativas de suministro de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria a través del Mercado Mayorista.
3. Efectuar el diagnóstico de la red de distribución actual a fin de adecuar las instalaciones existentes a los requerimientos comerciales y operativos necesarios.
4. Estimar la rentabilidad de la ejecución del proyecto.

1 INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Organización del subsector eléctrico en Guatemala

1.1.1 Antecedentes

La desmonopolización del sistema de generación de energía eléctrica, cumpliendo con el mandato constitucional contenido en el Artículo 130 de la Constitución Política de la República de Guatemala, dio lugar a que mediante el decreto número 93-96 del Congreso de la República, se promulgase la Ley General de Electricidad en la cual se establecieron las normas jurídicas fundamentales para facilitar la actuación de los diferentes sectores del sistema eléctrico, con el objetivo de agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes de la República, y a la vez buscando elevar el nivel de vida de todos los guatemaltecos.

El Reglamento de la Ley General de Electricidad desarrolla normas de forma reglamentaria para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad, y las disposiciones de Reglamento se aplican, dentro del marco de la Ley General de Electricidad, a las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, que incluye la importación y exportación, de electricidad que desarrollan tanto las personas individuales o jurídicas con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

La Ley General de Electricidad dio lugar a la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE, como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas la cual tiene independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y funciones.

Tales atribuciones y funciones son: la determinación de los precios y calidad de la prestación de los servicios de transporte y distribución de electricidad sujetos a autorización; controlar y asegurar las condiciones de competencia en el Mercado Mayorista, así como todas las demás responsabilidades que le asigna la ley y su reglamento.

El decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su artículo 44 determina que la administración del Mercado Mayorista estará a cargo del Administrador del Mercado Mayorista – AMM, cuyas funciones son: la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado de corto plazo y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

1.1.2 Estructura del subsector eléctrico

La estructura del subsector eléctrico en Guatemala se basa en la separación funcional de las distintas actividades del mismo, esto es, la generación, el transporte, la distribución y los grandes usuarios de energía eléctrica.

Es en el Mercado Mayorista en el cual los generadores, colocan su producción y los demandantes (distribuidores, comercializadores y grandes usuarios) concurren para adquirir su demanda de energía eléctrica. Todos estos participantes del Mercado Mayorista utilizan las redes de transporte o transmisión como medio para que el intercambio sea posible.

En tanto la distribución y el transporte son actividades reguladas por medio de concesiones, la generación es una actividad no regulada y es la libre competencia, lo que permite obtener el precio más económico para la satisfacción de la demanda.

La Ley General de Electricidad y el Reglamento de la Ley, define al gran usuario del Mercado Mayorista como a quien puede contratar en forma independiente y para su consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con un generador o comercializador.

Justamente en esta libertad de contratación y acceso a la red de transporte se permite al gran usuario elegir su proveedor de energía eléctrica, al precio, plazo y condiciones que acuerde con el mismo, atendiendo sólo a los intereses de las partes.

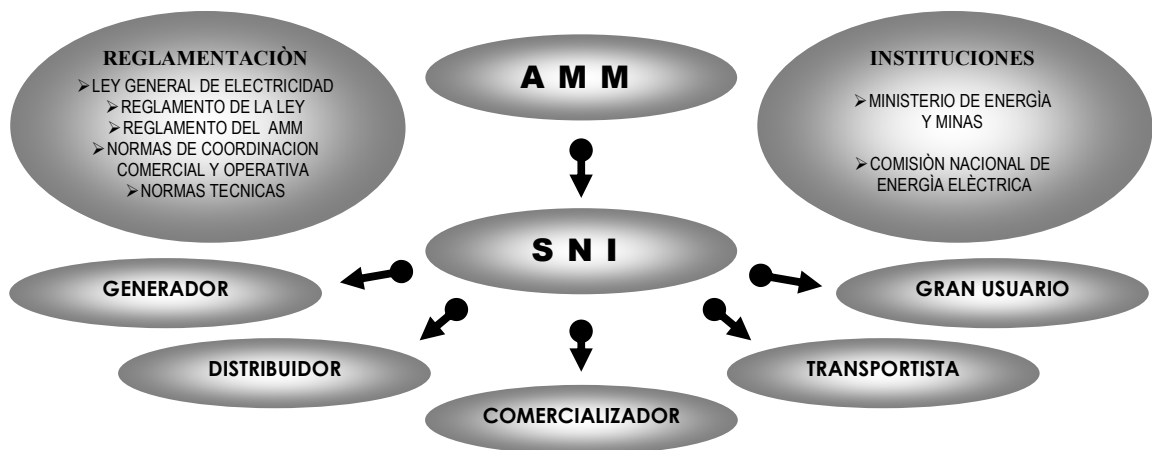
1.1.2.1 Sistema eléctrico nacional

Es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la 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.

1.1.2.2 Sistema Nacional Interconectado - SNI

Es la porción Interconectada del sistema eléctrico nacional.

Figura 1. Organización del subsector eléctrico en Guatemala



1.1.2.3 Participantes del Mercado Mayorista

El Mercado Mayorista reconoce a los siguientes participantes

Generadores

- Siderúrgica de Guatemala (SIDEGUA)
- Tampa Centroamericana de Electricidad Ltda. (TCAE)
- Puerto Quetzal Power LLC (PQP LLC)
- Grupo Generador de Guatemala y Cía. S. C. A. (GGG)
- Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE)
- Generadora Eléctrica del Norte S. A. (GENOR)
- Hidroeléctrica Secacao S.A.
- Lagotex S. A.
- Fabrigas S.A.
- Central Generadora Eléctrica San José Ltda.
- Orzunil 1 de Electricidad Ltda.
- Central Agro Industrial Guatemalteca S. A. (Madre Tierra)
- Inversiones Pasabien S. A.
- Concepción S.A.
- Cía. Agrícola Industrial Santa Ana S. A.
- Pantaleón S.A.
- Ingenio Magdalena S.A.
- Ingenio La Unión S.A.

Transportistas

- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE)
- TRELECSA

Distribuidores

- Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. (EEGSA)
- Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A. (DEOCSA)
- Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A. (DEORSA)

Comercializadores

- Comercializadora Eléctrica de Guatemala S. A. (COMEGSA)
- Comercializadora de Electricidad Centroamericana S. A. (CECSA)
- Empresa Eléctrica de Nororiente S. A. (ELECNO)
- Mayoristas de Electricidad (MEL)
- Poliwatt Limitada
- Conexión Energética Centroamericana, S. A.
- Comercializadora de Electricidad Internacional, S. A. (CEI)

Grandes usuarios

- Maderas El Alto S. A.
- Industrias del Atlántico
- Bandegua Fincas
- Bandegua Cuartos Fríos
- Cementos Progreso S. A.
- Consultora Integral Atlanta
- Compañía Agrícola Diversificada (COAGRO)
- Corrugadora Guatemalteca S. A.
- Embotelladora del Atlántico S.A.
- J & R Ropa Deportiva de C.A. S. A. (JR Sports)

- Empresa Portuaria Nacional Sto. Tomás de Castilla
- Productos de la Tierra S. A. (PROTISA)
- Amatique Bay Resort & Marina
- Cía. Bananera Guatemalteca Independiente (COBIGUA)
- Standard Fruit of Guatemala (DOLE)
- Pichilingo Resort & Marina S. A.
- Telefónica Sam de Guatemala S. A.
- Procter & Gamble
- Instituto de Recreación de los Trabajadores IRTRA
- Gran Industria de Neumáticos S. A. GINSA

Empresas municipales (distribuidores)

- EEM de Huehuetenango
- EEM de Zacapa
- EEM de Gualán
- EEM de Jalapa
- EEM de Puerto Barrios
- EEM de Guastatoya
- EEM de Retalhuleu
- EEM de Quetzaltenango
- EEM de San Pedro Sac., San Marcos
- EEM de San Marcos
- EEM de Santa Eulalia
- EEM de Joyabaj
- EEM de San Pedro Pinula, Jalapa

1.2 Comisión Nacional de Energía Eléctrica - CNEE

1.2.1 Definición de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

La ley General de Electricidad define a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en adelante Comisión, como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas. La Comisión posee independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones

1.2.2 Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

- a. Cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores.
- b. Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- c. Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- d. Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo.
- e. Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en la ley y su reglamento.

1.3 Mercado Mayorista - MM

1.3.1 Generalidades

1.3.1.1 Definición del Mercado Mayorista

Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y largo plazo entre agentes del mercado.

1.3.1.2 Administrador del Mercado Mayorista – AMM

Es el ente encargado de la administración del Mercado Mayorista y cuyo objetivo es asegurar el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado y de las interconexiones.

1.3.1.3 Función del Administrador del Mercado Mayorista

Su función es realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del sistema nacional Interconectado, dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el posdespacho y la administración de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

1.3.1.4 Productos y servicios del Mercado Mayorista

Los productos y servicios que se compran y venden en el Mercado Mayorista son: potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de energía eléctrica y servicios complementarios.

1.3.1.5 Operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista

Las operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista se realizan a través de

- a. Un mercado de oportunidad o mercado spot, para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica con un precio establecido en forma horaria, o el precio que defina la Comisión en caso que la misma considere necesario reducir este período. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado con base en el costo marginal de corto plazo, que resulta del Despacho de la oferta disponible.
- b. Un mercado a término para contratos entre agentes o grandes usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado los agentes del Mercado Mayorista y grandes usuarios pactarán libremente las condiciones de sus contratos. Los contratos del mercado a término deberán de estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la Ley y sus reglamentos y su coordinación comercial y operativa será realizada por el AMM. Estos contratos no podrán tener cláusulas de compra mínima obligada de energía o limitar el derecho de vender excedentes.
- c. Un mercado de desvíos de potencia, para las transacciones de potencia de oportunidad, con un precio establecido por el AMM en forma mensual. Los participantes podrán acordar la condición de demanda interrumpible, o sea el compromiso de retirar rápidamente una parte o toda su demanda ante un requerimiento del Centro de Despacho de Carga al presentarse una condición acordada, en particular ante emergencias o fallas en el sistema o una condición programada.

1.3.2 Agentes del Mercado Mayorista y grandes usuarios

Son agentes del Mercado Mayorista los generadores que tengan una potencia máxima de por lo menos 10 MW, los distribuidores que tengan un mínimo de 20,000 usuarios, los transportistas que tengan una potencia firme conectada mínima de 10 MW, así como los comercializadores, incluyendo importadores y exportadores que compren o vendan bloques de energía asociados a una potencia firme de por lo menos 10 MW.

Los grandes usuarios que tengan una demanda de potencia, entendida como demanda máxima, que exceda 100 kW o el límite inferior fijado por el Ministerio en el futuro, y de acuerdo con el artículo 44 inciso a) de la Ley, podrán realizar transacciones en el Mercado Mayorista. Los grandes usuarios que participen en el Mercado Mayorista deben inscribirse en el Registro del Mercado Mayorista de igual forma que los agentes.

Los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas que no superen los límites arriba señalados, no son agentes del Mercado Mayorista.

1.3.2.1 Integrantes del Mercado Mayorista

Los generadores, grandes usuarios, transportistas y distribuidores del Sistema Nacional Interconectado, que sin cumplir todos los requisitos de la condición de agente, tuvieran a juicio del AMM entidad suficiente para incorporarse a la actividad de coordinación de la operación técnica son reconocidos como integrantes del AMM.

1.3.2.2 Participantes del Mercado Mayorista

Son el conjunto de los agentes del MM más el conjunto de las empresas que sin tener esta última condición, realizan transacciones económicas en el MM, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.

- a. Participante consumidor: para propósitos de coordinación operativa y administración comercial, se denomina así a los distribuidores, grandes usuarios y comercializadores, incluyendo exportadores, que demandan potencia y energía eléctrica.
- b. Participante productor: para propósitos de coordinación operativa y administración comercial, se denomina así a los generadores, y a los comercializadores, incluyendo a los importadores, que ofrecen potencia y energía eléctrica al MM.

1.3.2.3 Derechos y obligaciones de los agentes y grandes usuarios

Los agentes del Mercado Mayorista y grandes usuarios tienen las siguientes obligaciones

- a. No realizar actos contrarios a la libre competencia o contrarios a los principios establecidos en la Ley y sus reglamentos.
- b. Cumplir con las normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y normas emitidas por el Mercado Mayorista; así como mantenerse dentro de la operación programada por el AMM y obedecer sus instrucciones de operación.

- c. Cumplir con la implementación, instrumentación y mantenimiento de los sistemas necesarios para la operación confiable y con calidad del sistema eléctrico, incluyendo los mecanismos destinados a mejorar el desempeño transitorio y dinámico del sistema, los sistemas de comunicaciones y enlaces de datos y sistemas de alivio de carga, de acuerdo a las normas que al respecto emita la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- d. Cumplir en tiempo y forma con los pagos que surjan en el Mercado Mayorista como resultado de las transacciones comerciales, cargos y cuotas que se definen en el reglamento y las Normas de Coordinación.
- e. Instalar y mantener los equipos y unidades terminales remotas que le sean requeridas por el AMM.
- f. Reconocer la autoridad operativa del Centro de Despacho de Carga, aceptando el despacho requerido y las instrucciones de operación y suministro de servicios complementarios.
- g. Cumplir los racionamientos programados, incluyendo servicios de desconexión automática de cargas, dentro de los límites técnicos establecidos en las Normas Técnicas.
- h. Para el caso del agente distribuidor, comercializador y gran usuario, deberán contar con contrato de potencia, que les permita cubrir sus requerimientos de demanda firme.
- i. Cualquier otra obligación que conforme a la Ley y sus reglamentos le corresponda.

Los agentes del Mercado Mayorista y grandes usuarios tienen los siguientes derechos

- a. Operar libremente en el Mercado Mayorista, de conformidad con la ley y sus reglamentos.
- b. Acceso a la información sobre los modelos y metodología utilizados por el AMM para la programación y el despacho.
- c. Recibir del AMM información sobre la programación de la operación y despacho, y sobre los resultados de la operación.
- d. Cualquier otro derecho que conforme a la Ley, y sus reglamentos le corresponda.

1.3.2.4 Sanciones a agentes y participantes del Mercado Mayorista

Los agentes y participantes del Mercado Mayorista pueden ser sancionados en los siguientes casos

- a. Incumplimiento de las normas de coordinación emitidas por el AMM.
- b. Incumplimiento sin causa justificada de los programas diseñados por el AMM para la operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión.
- c. No efectúen los pagos correspondientes a transferencias de potencia y energía, de acuerdo a lo que informe el AMM.

- d. No entreguen la información solicitada por el AMM, o no cumplan con los plazos y periodicidad indicados en el reglamento.
- e. No entreguen al AMM la información sobre precios y calidad de combustible utilizados en las centrales térmicas.
- f. No cumplan con los programas definitivos de mantenimiento mayor de las unidades generadoras o líneas de transmisión.
- g. No efectúen los pagos para el funcionamiento del AMM.
- h. Entreguen información falsa.
- i. Incumplimiento de resoluciones o normas técnicas dictadas por la Comisión.

1.3.3 Despacho económico de energía eléctrica en el Mercado Mayorista

1.3.3.1 Despacho económico de carga

Es una actividad poco conocida ya que la gran mayoría de consumidores de energía eléctrica simplemente saben que la energía llegará a ellos de manera instantánea al momento de requerirla, sin estar enterados del proceso.

Es una de las más importantes funciones del AMM, la cual debe realizar para garantizar el suministro de energía, maximizando la seguridad del Sistema Nacional Interconectado, y minimizando los precios mayoristas en el mercado horario de energía.

Esta actividad tiene la finalidad de asegurar que todos los consumidores recibirán la energía eléctrica que requieran del sistema en forma instantánea. Para ello el AMM elabora el programa de despacho, en el que se prevee asignar la producción a los generadores más económicos, según la declaración de costos que estos hacen al AMM. Asimismo, dado que la naturaleza de la energía eléctrica hace que la misma deba ser producida solo en el preciso momento en que es requerida por los consumidores, debe hacerse un seguimiento continuo, llamado Operación en Tiempo Real, que tiene como finalidad verificar el cumplimiento del programa de despacho y tomar de manera inmediata las acciones necesarias para afrontar las desviaciones que surgen respecto del mismo, tales como aumento o disminución de la demanda de energía, siempre buscando minimizar los costos de operación y maximizando la seguridad del suministro.

1.3.3.2 Despacho de carga

Es la forma en que se programa el funcionamiento de las plantas generadoras para cubrir la demanda del sistema, en un momento determinado, de tal manera que se obtenga el costo mínimo de operación, respetando las restricciones técnicas de confiabilidad y calidad de suministro.

El objeto del despacho es determinar el programa de carga de la oferta disponible, que permita abastecer la demanda prevista para el Mercado Mayorista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de operación, tomando en cuenta las condiciones de compra mínima de energía obligada de los contratos existentes, las restricciones de transporte y los requerimientos operativos de calidad y de confiabilidad, de conformidad con los criterios, principios y metodología establecidos en las Normas de Coordinación.

El programa de despacho debe considerar como demanda a cubrir la correspondiente a los participantes consumidores y como oferta la correspondiente a los participantes productores. Considera la existencia de demanda interrumpible y el costo de restricciones al suministro.

Decisiones de generadores a partir del programa de despacho

El despacho de carga es importante, porque de los resultados obtenidos se pueden tomar decisiones que tienen relación con

- a. Ventas de energía
- b. Presupuesto de combustibles
- c. Determinar niveles de reserva
- d. Establecer la coordinación hidrotérmica.

Despacho diario

Diariamente el AMM prepara el despacho para el día siguiente, indicando la potencia de cada unidad para cada intervalo diario. El nivel de generación satisfará la demanda esperada del SNI a mínimo costo operativo, tomando en cuenta todas las restricciones de la red y condiciones tales como eventos especiales o feriados.

El despacho diario incluye

- a. Programa de carga.
- b. Riesgo de desabastecimiento, con el seguimiento de fallas de larga duración, comienzo o fin de fallas de corta duración y de corresponder, programa de restricciones al suministro.

- c. Combustibles previstos.
- d. Identificación de generación forzada.
- e. Asignación de servicios complementarios.
- f. Programas de intercambios por importación y exportación, y programa de carga en las interconexiones internacionales.
- g. Precios de oportunidad previstos.

Criterios del programa de despacho

- a. La carga del sistema se representa por la curva diaria del sistema.
- b. Para el despacho en una hora determinada se toma en consideración la potencia disponible de cada unidad generadora, su costo de operación, o el precio contratado para la venta de energía.
- c. Con esta información se forma el apilamiento de plantas, mejor conocido como la lista de mérito.
- d. Buscará minimizar los sobrecostos provocados por contratos existentes con cláusulas de compra obligada.
- e. Debe respetar criterios de calidad y seguridad.
- f. Tomará en cuenta las restricciones del sistema de transporte.
- g. En caso de insuficiencia en la oferta, deberá administrar el déficit.

Coordinación de la operación

Toma en consideración lo siguiente

- a. El AMM es responsable de realizar la supervisión en tiempo real de la operación del sistema, a través del Centro de Despacho de Carga (CDC).
- b. El CDC instruirá a los agentes para que realicen las maniobras pertinentes.
- c. El CDC debe preservar la seguridad y continuidad del servicio.
- d. Deberá coordinar la operación del sistema de transporte y de las interconexiones.

Costo de operación

El costo total de la operación de generación del MM es función de

- a. Costos variables de generación (valor del agua y costos variables térmicos y precios de la energía de los contratos).
- b. Costo de energía no suministrada.
- c. Costo de las pérdidas (a un punto de referencia).
- d. Sobrecostos por generación forzada.

El posdespacho

Diariamente el AMM emite a todos los participantes del MM un informe con los resultados de la operación del día anterior. En el incluye

- a. Cálculo horario del precio de oportunidad de la energía.
- b. Cálculo del costo por los servicios complementarios y su asignación de cargos a pagar a los participantes del Mercado Mayorista que corresponda.
- c. Identificación de la generación forzada, calculando los correspondientes sobrecostos y su asignación de cargos a pagar a los participantes del Mercado Mayorista que corresponda.
- d. Realizar el seguimiento de fallas de corta y larga duración e informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica su finalización o permanencia esperada.
- e. Estimaciones de racionamientos.
- f. Volúmenes de las transacciones de los distintos mercados.

1.3.3.3 Precio de oportunidad de la energía

De la operación en tiempo real se obtiene el precio de oportunidad de la energía

- a. Representa el costo marginal de corto plazo de la generación y es horario.
- b. Está determinado por el costo variable (o valor del agua) de la última máquina despachada, en el punto de referencia.
- c. Las unidades con precios de energía pactados en contrato, se despachan al precio pactado.
- d. Las unidades de generación forzada o de contratos existentes con compra obligada, no se toman en cuenta para calcular el precio de oportunidad.

1.3.4 Administración de las transacciones en el Mercado Mayorista

1.3.4.1 Informe de transacciones económicas

Al finalizar cada mes, el AMM elabora y envía a cada participante del Mercado Mayorista el informe de transacciones económicas, en el que se resumen las transacciones netas de energía, potencia y servicios, realizadas durante dicho mes, discriminadas por participante y por tipo de transacción, identificando deudores y acreedores.

La liquidación de las transacciones económicas será efectuada por el AMM sobre la base de los registros del sistema de medición comercial, del sistema de control supervisorio y de las cláusulas de los contratos a término.

Todos los importes estarán expresados en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de Norte América, que será la moneda de referencia para el cálculo de las transacciones y pago de los cargos respectivos.

1.3.4.2 Sistema de medición comercial

Para la administración de las transacciones en el Mercado Mayorista se requiere un sistema de medición comercial. Los distintos participantes son responsables de su instalación, operación y mantenimiento.

1.3.4.3 Resultado total de las transacciones

Mensualmente el AMM obtendrá el resultado total de las transacciones en el Mercado Mayorista de cada participante. A los participantes productores o consumidores, les corresponde la suma de: el resultado neto por transacciones de energía, el resultado neto por transacciones de desvíos de potencia, el resultado neto de las transacciones por servicios complementarios, el resultado neto de los cargos por pérdidas y cargos por peaje. Adicionalmente el AMM incluirá para cada participante, la cuota por administración y operación.

Resultado neto de las transacciones de energía

Las transacciones de oportunidad de energía eléctrica en el Mercado Mayorista se realizan con un Precio de Oportunidad de la Energía (POE) establecido en forma periódica.

Las operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista se realizan a través de contratos entre participantes productores y participantes consumidores o a través del Mercado de Oportunidad de la Energía (MOE).

Para cada POE que resulta del despacho en el Mercado Mayorista se tiene un precio en cada nodo de la red de transporte transfiriendo el POE al nodo afectándolo por su factor de pérdidas nodales de energía.

Cada hora la energía comprada por un participante consumidor será valorizada al precio de oportunidad de la energía afectado por el factor de pérdidas nodales de energía promedio de la demanda.

El precio de la energía tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación de frecuencia y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la reserva regulante con que opera el Mercado Mayorista.

Resultado neto de transacciones de desvíos de potencia

Las transacciones de desvíos de potencia es el conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes.

El AMM calcula la demanda firme de cada participante consumidor. El participante consumidor deberá cubrir su demanda firme mediante contratos de potencia. El participante consumidor que temporalmente y por autorización de la Comisión no tenga cubierta su demanda firme con contratos de potencia, deberá comprar el faltante mediante transacciones de desvíos de potencia. El AMM debe calcular el costo por compra y la remuneración por venta de los desvíos de potencia, valorizados al correspondiente precio de referencia de la potencia.

Resultado neto de transacciones por servicios complementarios

Las Normas de Coordinación Operativa establecen los principios para determinar la participación de cada unidad generadora en la prestación de servicios complementarios tales como: regulación de frecuencia, control de potencia reactiva y tensión, arranque en negro, reserva fría, reserva rápida para emergencias e imprevistos.

El resultado neto por servicios complementarios de cada participante está dado por la remuneración correspondiente a los servicios aportados, menos las compras por los restantes servicios requeridos, menos los cargos por incumplimiento en sus compromisos relativos a dichos servicios.

Resultado neto de cargos por pérdidas

El AMM calcula mensualmente un cargo por pérdidas para los participantes productores, calculado con la valorización de su energía producida al precio de oportunidad y del factor de pérdidas nodales, correspondiente al nodo de vinculación de la central.

El valor económico de las pérdidas totales se calculará mensualmente como el monto que resulta de valorizar la diferencia entre la generación de los participantes productores y la energía entregada a los participantes consumidores al precio de oportunidad de la energía.

El cargo total por pérdidas a pagar por los consumidores que demandan potencia y energía eléctrica en el MM, está dado por el valor económico de las pérdidas totales menos los cargos por pérdidas abonados por participantes productores. Mensualmente cada uno de ellos paga un cargo por pérdidas, que se obtiene repartiendo el cargo por pérdidas total a pagar por todos ellos, en forma proporcional a su energía consumida.

EL AMM facturará el cargo total resultante, suma del cargo correspondiente al comprador y el cargo al vendedor, repartiéndolo del modo indicado en el contrato.

Cargos por peaje

Los participantes productores abonarán al AMM el cargo por peaje, principal y secundario, que totaliza el peaje a cobrar por el transportista.

Para los participantes productores con contratos que entregan la energía vendida en el nodo de la central, no se incluye cargos de pérdidas y peaje correspondientes a las unidades generadoras comprometidas. Dichos cargos serán asignados al participante consumidor respectivo.

El AMM determina cuál es el sistema de transmisión económicamente adaptado, es decir el que permite transmitir o transportar electricidad con el menor costo de instalación y operación de las instalaciones de transmisión y transformación.

Cuota por administración y operación

Para el cumplimiento de sus funciones y para que el AMM disponga de los recursos necesarios, se establece la cuota por administración y operación en función de un factor de participación en las transacciones mayoristas y el presupuesto anual del AMM dividido entre doce.

1.3.4.4 Precios y costos a trasladar a tarifas de distribución

Costos asociados a contratos

Para cada distribuidor los costos asociados a los contratos existentes y a los contratos de potencia que realicen mediante licitación abierta son trasladados a las tarifas de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de la Ley.

Estos costos son calculados por el AMM siguiendo los procedimientos para la programación de largo plazo y el cálculo de precios a trasladar a tarifas, de las Normas de Coordinación Comercial.

Precios por banda horaria

El AMM deberá obtener como resultado de la programación de largo plazo, la proyección de resultados medios esperados para los periodos de vigencia de las tarifas de los distribuidores, discriminados en cada banda horaria que defina la Comisión.

Se definen tres bandas horarias, correspondientes a los periodos de máxima, media y mínima demanda establecidos de la siguiente forma

- a. Banda de punta: período de máxima demanda (18 a 22 horas)
- b. Banda intermedia: período de demanda media (06 a 18 horas)
- c. Banda de valle: período de demanda mínima (22 a 06 horas)

Informe de costos mayoristas

Para el traslado de los costos y precios de energía y potencia a las tarifas de los usuarios regulados de los distribuidores, el AMM calcula el costo de la compra mayorista de energía en sus componentes de mercado a término y mercado de oportunidad. Asimismo adicionará las siguientes componentes de costos

- a. Servicios complementarios que corresponda pagar como participante consumidor que no correspondan a reserva de potencia.
- b. Sobrecostos por generación forzada.

- c. El cargo por pérdidas como participante consumidor, más los cargos por pérdidas correspondientes a los contratos de potencia en el caso de compra en el nodo de la central.
- d. Los cargos por peaje atribuibles a los contratos de potencia de participantes distribuidores que compra en el nodo de la central.
- e. La cuota por administración y operación y toda cuota a pagar al administrador del Mercado Mayorista por su administración.

Diferencia entre costos mayoristas reales y previstos

Al finalizar cada mes, el AMM debe calcular las diferencias que resultan para cada distribuidor, entre sus costos mayoristas reales y los costos previstos en el informe de costos mayoristas de agentes distribuidores.

Trimestralmente, el AMM debe elevar a la Comisión un informe que identifica y totaliza las diferencias registradas en el trimestre para trasladar como ajuste a las tarifas.

1.3.5 Sistema de medición comercial

1.3.5.1 Fundamentos y responsabilidades

El sistema de medición comercial es utilizado por el AMM como base para la liquidación de las transacciones comerciales. El gran usuario será responsable de su instalación, operación y mantenimiento en el punto de conexión. El AMM debe habilitar el punto de medición.

1.3.5.2 Magnitudes a registrar y almacenar en memoria

Deberá registrarse las siguientes magnitudes

- a. Energía activa y reactiva entregada y/o recibida por hora.
- b. Potencia activa y reactiva máxima entregada y/o recibida.
- c. Energía activa y reactiva entregada y/o recibida instantánea.
- d. Factor de potencia instantáneo.
- e. Voltaje instantáneo en fases.

Magnitudes a almacenar

- a. Energía activa entregada y/o recibida por hora.
- b. Energía reactiva entregada y/o recibida por hora.

1.3.5.3 Clase de exactitud y número de elementos

Transformadores de medida

Cumpliendo con las Normas ANSI/IEEE C57.13, para puntos de conexión de grandes usuarios en 13.8 kV, se tiene la tabla I.

Tabla I. Clase de exactitud y carga de transformadores de medida en 13.8 kV

13.8 kV	Clase de exactitud (%)	Carga (Burden)
PT	0.3	75 VA
CT	0.3	12.5 VA

Medidores

En todo nivel de voltaje en lo que respecta a medidores deberán cumplir con las Normas IEC 687 o ANSI/IEEE 12.15 tomando en cuenta que la clase de exactitud deberá ser 0.2% y el número de elementos deberá ser 3.

1.3.5.4 Requisitos de los transformadores de medida y medidores de energía

El punto de medición deberá contar con sus transformadores de corriente y sus transformadores de tensión, con devanados independientes para las protecciones y para el uso del sistema de medición comercial. También deberá contar con un medidor oficial de energía que podrá estar conectado al mismo juego de transformadores de medida.

1.3.5.5 Registro de datos

Los pulsos generados por el medidor de energía podrán ser almacenados en el mismo aparato o bien ser transmitidos a registradores independientes que recolecten la información. En ambos casos los pulsos deben ser almacenados en canales independientes para cada magnitud a registrar en periodos ajustables entre 15 y 60 minutos. Los registradores deberán contar con memoria no volátil que permita almacenar la información de los últimos sesenta días como mínimo, considerando la utilización de dos canales y con capacidad de integración de los registros cada 15 minutos. Deberán tener batería incorporada para mantener los datos almacenados en memoria por lo menos durante siete días ante la falla de la alimentación auxiliar.

1.3.5.6 Comunicaciones

Cada medidor o registrador deberá contar con un módem con un canal telefónico que permita efectuar la lectura de memoria. Deberá tener además la posibilidad de comunicación con una computadora mediante conexión con cable o mediante interfase óptico, de tal forma que se pueda bajar la información del medidor sin cortar precintos.

El protocolo de comunicaciones, el formato de la información y la programación deberán ser compatibles con los que disponga el AMM. De lo contrario se deberá proveer al AMM los equipos y la programación necesarios para que el punto de medición pueda ser interrogado desde el AMM.

1.3.5.7 Requisitos de instalación

El medidor correspondiente al punto de medición deberá instalarse en armarios o compartimentos independientes con puertas precintables que impidan el acceso a bornes y conexiones.

Los gabinetes deben tener grado de protección mecánica no inferior a la norma IEC IP40 o equivalente, para instalación interior, o IEC IP54 o equivalente, para instalación a la intemperie.

El punto de conexión deberá contar con una bornera de verificación precintable en la cual estén accesibles todas las conexiones de tensión y de corriente y que permita la verificación con un instrumento para tal uso.

Todos los componentes de los circuitos de medición, desde los transformadores de medida hasta el medidor, deberán contar con borneras con tapa precintable, de manera de impedir todo acceso a los bornes.

Los cables correspondientes a los circuitos de tensión deberán seleccionarse de manera que la caída de tensión en ellos sea inferior a 0.2%.

El punto neutro de los transformadores de medida, los blindajes de cables y toda parte metálica accesible de los gabinetes y equipos no deberán provocar peligro, entendiéndose tensiones de contacto peligrosas para el personal.

El equipo de medición debe tener acceso directo desde la vía pública, de tal modo que se facilite la lectura, inspección y verificación, con instrumentos para tal uso, del mismo.

1.3.5.8 Procedimiento transitorio

Se deberá instalar el equipo de medición de acuerdo a los requerimientos del AMM.

El medidor deberá ser sincronizado con la hora oficial tomando como patrón la hora proporcionada en el número telefónico 1526. Esta sincronización deberá ser revisada periódicamente por cada participante para que los cálculos sean más exactos.

La información que el AMM requiere hora a hora de los datos almacenados en el medidor serán: energía activa entregada, energía activa recibida, energía reactiva entregada, energía reactiva recibida.

Cada participante deberá interrogar sus medidores los días 7, 14, 21 y 28 de cada mes a las 12:00 hrs. y almacenarla en un medio magnético para ser entregada a las oficinas del AMM y a la vez enviarlo al correo electrónico medicion@amm.org.gt en el formato establecido.

Toda la información de la medición enviada al AMM constituye una declaración jurada del propietario de la empresa y es auditable.

Artículo I.

Artículo II. 1.4 Sistema de transporte

1.4.1 Características generales

El Servicio de Transporte de Energía Eléctrica - STEE, es la actividad, sujeta a autorización, que tiene por objeto vincular eléctricamente a los generadores con los distribuidores o grandes usuarios, y puntos de interconexión con sistemas eléctricos de países vecinos, utilizando instalaciones propiedad de transportistas u otros agentes del MM.

los distribuidores, generadores o grandes usuarios que se conectan al SNI usando instalaciones de un distribuidor, no consideran a éste, por este hecho como transportista, si no únicamente como un prestador del servicio de transporte, en las condiciones que señala el reglamento de la ley.

Las Normas Técnicas de Diseño y Operación - NTDO del STEE, contienen todas las normas técnicas y operativas que garantizan la seguridad de las instalaciones y la calidad del servicio.

1.4.2 Acceso a la capacidad de transporte

Las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte - NTAUCT contiene los requisitos que debe cumplir y los estudios que debe realizar y presentar cada agente del MM o gran usuario, que decide realizar nuevas instalaciones o ampliar existentes que impliquen una modificación de la potencia intercambiada.

1.4.3 Ampliaciones a la capacidad de transporte

La construcción de nuevas líneas o subestaciones del STEE se puede realizar por las siguientes modalidades

- a. Acuerdo entre las partes: en esta modalidad los solicitantes acuerdan con un transportista el precio y las condiciones de pago, pero aceptan hacerse cargo de la totalidad de los costos de construcción, operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, renunciando a hacer cualquier cobro adicional a otros usuarios. Estas instalaciones se consideran pertenecientes al sistema secundario.
- b. Consulta y licitación pública: un conjunto de participantes del MM, denominados iniciadores, podrán proponer a la Comisión la construcción de una ampliación al sistema principal de transporte, cuyo costo será pagado además por el resto de los generadores en proporción a su potencia firme.

1.4.3.1 Propiedad de las instalaciones de ampliación

Las instalaciones de una ampliación dedicada al STEE podrán ser propiedad de

- a. Un transportista existente por ampliación de sus instalaciones.
- b. Una empresa que se constituya a los efectos de construir y operar redes de transmisión.
- c. Generadores, grandes usuarios o distribuidores que prestan el servicio de distribución final que construyen sus propias líneas, correspondientes al sistema secundario, para conectarse al SIN. Estas líneas pueden ser entregadas en operación o en propiedad a transportistas existentes.

1.4.4 Sistema de peaje para el STEE

El propietario de cada instalación dedicada al STEE recibe anualmente, una remuneración denominada peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no exista acuerdo entre el transportista y el usuario del STEE, la Comisión regula el peaje sobre la base de los siguientes conceptos.

Para instalaciones existentes del sistema principal de transporte, un valor de peaje, en proporción a la potencia firme conectada, que se calcula dividiendo el costo anual del STEE entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente.

Para instalaciones existentes del sistema secundario, el valor establecido para el sistema principal, corregido por la distancia entre el generador o usuario y el punto de conexión al sistema principal.

1.4.5 Régimen de calidad del servicio de transporte

La Comisión aplica las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones – NTCSTS, que establecen también las obligaciones de generadores, distribuidores y grandes usuarios, conectados directamente al sistema de transporte, en lo referente a la regulación de tensión.

1.4.6 Peajes para prestadores de la función de transportista

Los prestadores de la función de transportista reciben por el uso de sus instalaciones un peaje máximo igual al VAD, calculado en función de los coeficientes de pérdidas y la potencia máxima demandada o generada por el

usuario que requiere el servicio, más las pérdidas incluidas en el cálculo de la tarifa base, para el nivel de tensión a que se encuentre conectado.

1.5 Régimen de los precios de electricidad

Las tarifas a usuarios de servicio de distribución final son determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos propios eficientes de la actividad de distribución. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector.

1.5.1 Peaje por el uso de sistemas de transmisión y distribución

El uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarios devengan el pago de peajes a su propietario. Los peajes son acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplican los peajes que determine la Comisión, oyendo al o los propietarios de los sistemas de transmisión y de distribución involucrados y al AMM, apegándose estrictamente al procedimiento descrito en la ley y su reglamento.

Los adjudicatarios del servicio de transporte y distribución final están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de transmisión y distribución a terceros, mediante el pago de peajes para que puedan suministrar energía a usuarios de precio libre.

1.5.2 Tarifas aplicables a consumidores finales de distribución final

Las tarifas a consumidores finales de servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía,

son calculadas por la Comisión como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución, y el Valor Agregado de Distribución – VAD-.

Para referir los precios de adquisición de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, la Comisión agrega los peajes por subtransmisión que sean pertinentes. Los precios de adquisición de potencia y energía a la entrada de la red de distribución deben necesariamente expresarse de acuerdo a una componente de potencia relativa a la demanda máxima anual de la distribuidora (Q/kW-Mes), y una componente de energía (Q/kWh).

EL VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada. Contempla al menos los siguientes componentes básicos.

- a. Costos asociadas al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía.
- b. Pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía.
- c. Costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.

La Comisión utiliza los VAD y los precios de adquisición de energía, referidos a la entrada de la red de distribución, para estructurar un conjunto de

tarifas para cada adjudicatario. Estas tarifas deben reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

1.5.2.1 Autorización del servicio de distribución final

Los grandes usuarios no requerirán autorización y estarán facultados a contratar el suministro de electricidad con un generador o comercializador.

En este caso deben pagar un peaje al distribuidor, de acuerdo a lo establecido en el reglamento. El distribuidor dejará de ser responsable del suministro al consumidor cuando se produzcan racionamiento por insuficiencia de generación en el Mercado Mayorista.

1.5.3 Tarifas aplicables por la Empresa Eléctrica de Guatemala

1.5.3.1 Tipos de tarifas

Existen dos tipos de tarifas

- a. Para servicios a los que la tarifa se aplica únicamente a la energía consumida (kWh).
- b. Para servicios a los que la tarifa se aplica a la energía consumida (kWh) y a la demanda de potencia (kW).

La clasificación se determina a través de la factura de energía eléctrica, en la cual se muestra la energía consumida (kWh) y la demanda de potencia (kW) facturadas. La facturación del caso 1, tiene dos posibilidades

- Cuentas que consumen hasta 300 kWh, a las que se les aplica la tarifa social, y la cual está amparada en el Decreto 96-2000 de la Ley de la Tarifa Social del Congreso de la República.
- Cuentas que consumen más de 300 kWh, a las que se les aplica la tarifa plena, la cual está regulada por la CNEE a través de la Resolución CNEE-15-98 que corresponde a la estructura tarifaria vigente, y la resolución que corresponda a la revisión trimestral de tarifas, la cual es emitida por la CNEE en las fechas que corresponda.

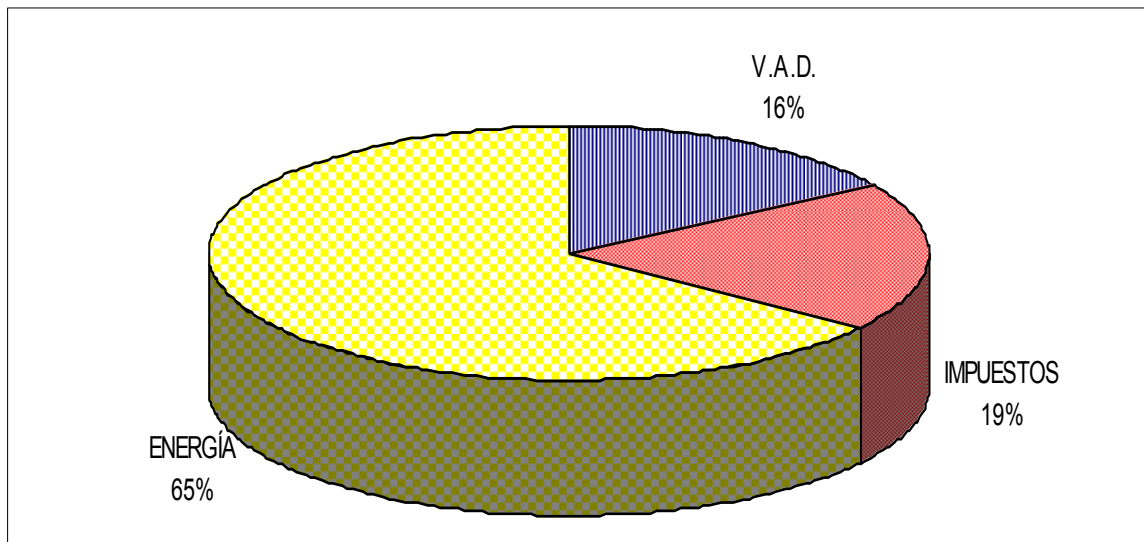
(a) 1.5.3.2 Cambio de tarifas

La Empresa Eléctrica informa que sus tarifas cambian de acuerdo a lo que la Ley General de Electricidad y su reglamento determinan. Los precios de las tarifas pueden ajustarse atendiendo fundamentalmente a factores externos tales como: las variaciones en el tipo de cambio del dólar vrs. el quetzal, el precio de los combustibles y otra clase de insumos.

Adicionalmente, es importante mencionar que el pliego tarifario y tarifas de la energía eléctrica, son definidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, bajo lo que determinan la Ley General de Electricidad y su reglamento.

Los ingresos provenientes de la tarifa del servicio de energía eléctrica, según la Empresa Eléctrica, están integrados de la siguiente manera:

Figura 2. Composición porcentual de los ingresos provenientes de la tarifa del servicio eléctrico aplicada por la Empresa Eléctrica de Guatemala.



2 CONDICIÓN ACTUAL DEL SERVICIO

Artículo III. ELÉCTRICO EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA

2.1 Antecedentes

La Ciudad Universitaria es un complejo de edificios e instalaciones que dan cabida a distintas facultades de la Universidad de San Carlos de Guatemala. Está situada al sur de la ciudad y ocupa una extensión de 127 hectáreas, equivalente a 182 manzanas.

Fue creada con el objetivo de reunir en un área física común, a las distintas facultades que en un tiempo estuvieron diseminadas por distintos puntos de la ciudad, en diversos edificios, de los cuales algunos no prestaban las condiciones necesarias para el desarrollo de las actividades universitarias y para las exigentes técnicas modernas de educación.

La planificación estuvo a cargo de un grupo de arquitectos, encabezados por el arquitecto Roberto Aycinena, que crearon el plan maestro de desarrollo inspirados en un espíritu de unidad.

En el devenir del tiempo se han sufrido una serie de contratiempos para el desarrollo del plan maestro, debido básicamente a dos causas: la primera es el crecimiento acelerado de la población estudiantil, que ha obligado a las autoridades a tomar medidas de emergencia para hacer frente al problema, los cuales salen del plan original. La segunda es el factor económico, pues la universidad no cuenta con los suficientes recursos económicos para poder solventar en la medida de las necesidades, los requerimientos que exigen el cumplimiento de sus funciones.

A pesar de estos contratiempos, se ha puesto en marcha el plan y en la actualidad se ha desarrollado casi en su totalidad, por lo que el desarrollo físico de la Ciudad Universitaria ha quedado registrado en la oficina de servicios generales de la manera que se detalla a continuación.

2.2 Desarrollo físico

La distribución física de las distintas unidades académicas y administrativas se encuentra dividida en cinco áreas: dos áreas técnicas, un área social-humanística, un área de EFPEM y el área de administración. El detalle de lo anterior se muestra en la tabla II y la localización física de los edificios se muestra en el plano de distribución física, figura 3.

2.3 Distribución eléctrica

Con la construcción en el tiempo de los distintos edificios que conforman la actual Ciudad Universitaria, se hizo necesario satisfacer la demanda de energía eléctrica para tales edificios, por lo que para suministrar ésta energía, la Empresa Eléctrica de Guatemala construyó ramales básicos de distribución, a los cuales fue agregando extensiones de línea según las necesidades de carga, ya que, de acuerdo con su política comercial, no puede construir grandes ramales que no tendrán beneficio inmediato.

2.3.1 Circuitos primarios

Actualmente la alimentación de energía eléctrica se realiza por medio de dos ramales trifásicos de distribución primaria, en mediano voltaje, 13,200 voltios, que forman parte del circuito que la Empresa Eléctrica identifica con el número 32.

Tabla II. Distribución física de las diversas unidades académicas y administrativas en los distintos edificios de la Ciudad Universitaria.

Sección 3.01 ÁREA TÉCNICA		
(i) M-1	ODONTOLOGÍA	CLÍNICAS
M-2	MEDICINA	ADMINISTRACIÓN-LABORATORIOS
M-3	ODONTOLOGÍA-MEDICINA	LABORATORIOS
M-4	ODONTOLOGÍA-MEDICINA	LABORATORIOS-AULAS-CONTROL ACADÉMICO
M-5	PSICOLOGÍA	USOS MÚLTIPLES
M-6	VETERINARIA Y ZOOTECNIA	ADMINISTRACIÓN-AULAS
M-7	VETERINARIA Y ZOOTECNIA	LABORATORIOS
M-8	VETERINARIA Y ZOOTECNIA	HOSPITAL
Sección 3.02 ÁREA SOCIAL-HUMANÍSTICA		
S-1	MEDICINA-TRABAJO SOCIAL-HISTORIA	ADMINISTRACIÓN-AULAS
S-2	CIENCIAS JURÍDICAS Y SOCIALES	ADMINISTRACIÓN-AULAS
S-3	ECONÓMICAS-MEDICINA	ADMINISTRACIÓN-AULAS
S-4	HUMANIDADES	ADMINISTRACIÓN-AULAS
S-5	CIENCIAS POLÍTICAS	ADMINISTRACIÓN-AULAS
S-6	CIENCIAS ECONÓMICAS	ADMINISTRACIÓN-AULAS
S-7	CIENCIAS JURÍDICAS Y SOCIALES	ADMINISTRACIÓN-AULAS
S-8	CIENCIAS ECONÓMICAS	ADMINISTRACIÓN-AULAS
S-9	CIENCIAS ECONÓMICAS	ADMINISTRACIÓN-AULAS
S-10	CIENCIAS ECONÓMICAS	ADMINISTRACIÓN-AULAS
S-11	MÚLTIPLE	ADMINISTRACIÓN-AULAS
Sección 3.03 ÁREA TÉCNICA		
T-1	ARQUITECTURA-INGENIERÍA	AULAS-LABORATORIOS
T-2	ARQUITECTURA	ADMINISTRACIÓN-AULAS
T-3	INGENIERÍA	AULAS
T-4	INGENIERÍA	ADMINISTRACIÓN-BIBLIOTECA-CUBÍCULOS
T-5	INGENIERÍA	LABORATORIOS-CENTRO DE INVESTIGACIÓN
T-6	INGENIERÍA	AUDITÓRIUM
T-7	INGENIERÍA	LABORATORIOS- CATEDRÁTICOS – BODEGA
T-8	AGRONOMÍA	LABORATORIOS
T-9	AGRONOMÍA	ADMINISTRACIÓN-AULAS
T-10	CIENCIAS CLÍNICAS Y FARMACIA	LABORATORIOS
T-11	CIENCIAS CLÍNICAS Y FARMACIA	ADMINISTRACIÓN-CLÍNICAS-AULAS
T-12	CIENCIAS CLÍNICAS Y FARMACIA	AULAS
T-13	CIENCIAS CLÍNICAS Y FARMACIA	CATEDRÁTICOS- REPRODUCCIÓN
Sección 3.04 ADMINISTRACIÓN		
1	EDIFICIO DE RECTORÍA	ADMINISTRACIÓN USAC
2	RECURSOS EDUCATIVOS	BIBLIOTECA-LIBRERÍA-FARMACIA-

		REGISTRO Y ESTAD.
3	AULA MAGNA IGLU	AUDITÓRIUM
4	LENGUAS (CALUSAC) DPA	ADMINISTRACIÓN AULAS
5	MANTENIMIENTO Y SERVICIOS	ADMINISTRACIÓN
6	EDIFICIO DE EDITORIAL	ADMINISTRACIÓN-TALLERES
Sección 3.05 EFPEM		
E-1	EFPEM	CATEDRÁTICOS-PEDAGOGÍA
E-2	EFPEM	CATEDRÁTICOS-MATEMÁTICA
E-3	EFPEM	BIBLIOTECA
E-4	EFPEM	ADMINISTRACIÓN
E-5	EFPEM	LABORATORIOS
E-6	EFPEM	AULAS
E-7	EFPEM	AULAS-COOPERATIVA
E-8	EFPEM	AUDITÓRIUM
E-9	CIENCIAS DE LA COMUNICACIÓN	ADMINISTRACIÓN-AULAS

Figura 3. Plano de distribución física de las diversas unidades académicas y administrativas de la Universidad de San Carlos de Guatemala, Ciudad Universitaria, zona 12.

Cortesía: División de Servicios Generales, Depto. de Diseño, Urbanización y Construcciones. USAC.

Ambos ramales están contruidos con cable 1/0 ACSR. El primer ramal (ramal I), conecta desde dos puntos: el primer punto se deriva por la 31 calle de la línea que pasa por la avenida Petapa y el segundo punto conecta por la línea que viene de la 17 avenida (salida al Anillo Periférico). El segundo ramal (ramal II) se deriva por la 33 calle, también de la línea que pasa por la avenida Petapa.

Todo el tendido de líneas primarias, líneas secundarias y bancos de transformación son propiedad de la Empresa Eléctrica de Guatemala y corresponde a ella el mantenimiento y servicio de éstas.

2.3.2 Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución sirven la energía eléctrica a voltajes adecuados a los distintos consumidores y son de capacidades nominales desde 5 hasta 100 kVA, los cuales se encuentran instalados en postes, emplazamientos a nivel del suelo y en bóvedas subterráneas, en la cercanía de

los consumidores. Las tablas III y IV y la figura 4, muestran el detalle de la distribución eléctrica en la Ciudad Universitaria.

2.3.3 Ramales de acometida

Éstos entregan la energía desde el secundario del transformador de distribución al equipo de entrada de servicio del usuario, donde la demanda de carga de los distintos consumidores se mide por medio de contadores, en su mayoría demandómetros, a excepción de los consumidores cuya demanda de carga no excede de los 10 kW.

Artículo IV.

Artículo V. Tabla III. Datos de distribución de energía eléctrica a los distintos consumidores del ramal I.

ITEM	BANCO	kVA CAPACIDAD	CONTADOR	EDIFICIO / SERVICIO
1	2086	2x25	O66483	Pozo F. Veterinaria (UPO)
2	4340	2x10	A13227	MAGA
3	39403	3x25	A-43365	CEMA
4	39047	3x10	F01938	Fac. Agronomía
			C84307	Fac. Agronomía
5	P505629	3X25	C72986	Campos del CEDA
6	16390	1x10		Alumbrado
7	26530	3x25	D37817	S11
8	18039	3x50	A77565	S9
			D67233	S10
9	14323	1x50	062922	M8
10	16396	1x25		Alumbrado
11	39756	3x25	E78029	Pozo frente veterinaria.
12	9351	2x10		Alumbrado
			G75082	Bodega vehicular USAC
			O25586	Centro de Invest. Fac. Ing.
13		1x25	B83928	T12
			E58506	Botánica y Zoología.
14	12223	3x75	A57699	T10 y T11
15	4349	1x15	E57805	Parte Sup. T-13

16	13953	3x25	B22670	T8
			B94566 063331	A.E.U. Calusac
17	47457	1x25	F27364	
18	3420	1x75	A10275	Editorial universitaria
19	14721	1x5		Alumbrado
20	3467	1x5		Alumbrado
21	8711	3x25	A74516	T7
			A58234	T4
			E06927	IGLU
22	24582	3x50	C87970	T5
23	15488	3x100	B59282	T3
24			A62790	T2
25	50100	1x10		Alumbrado
26	26329	3x10		
27	10452	1x10		Alumbrado
28	13093	3x50	A35430	T1
29	20629	1x25		Alumbrado
			C99111	Garita Santa Rosa
30	15485	3x50	FO1638	Edificio de Rectoría

Artículo VI. Continuación

ITEM	BANCO	kVA CAPACIDAD	CONTADOR	EDIFICIO / SERVICIO
31	20216	3x25	C18849	Múltiple
32	2452	3x25	A50089	M5
33	10697	3x25	A48964	M1 y M2
34	12227	1x75	A46677	S3
35	11680	1x75	A46681	S1
			B15338	S2
36	34751	1x25	B28545	M3
	15773	1x50	A46679	M4
37	11443	2x25	A46703	Piscina universitaria
38	10449	1x10		Alumbrado
			A70958	Garita Petapa
39	35124	3x25	E35827	EFPEM (USAC)
40	10448	1x10		Alumbrado
41	7793	1X25	D42029	EFPEM

Sección 6.01

Sección 6.02 Tabla IV. Datos de distribución de energía eléctrica a los distintos consumidores del ramal II

ITEM	BANCO	KVA CAPACIDAD	CONTADOR	EDIFICIO / SERVICIO
42	28897	1x25	C89594	Bioterapia
			B90610	Desarrollo infantil U.
43	12618	1x5		Alumbrado
44	13632	3x25	A43361	T9
45		3x50	D17469	Recursos Educativos
46	10654	1x25		Alumbrado
47	10434	3x50	B02106	S5,S4,S7
			B28614	S8
48	9541	3x25	A37072	S6
49	6833	2x10		Alumbrado

El detalle de las tablas anteriores, también incluye datos de bancos de transformación de la red secundaria. Estos bancos alimentan a 20 diferentes servicios de cafeterías y librerías, entre otros y a 25 circuitos de alumbrado público. El alumbrado público esta constituido por un total de 163 lámparas tipo cobra de 250 y 400 Watts y de 300 lámparas tipo nema de 175 Watts, instaladas principalmente en el Boulevard Universitario y parqueos de los diversos edificios.

Figura 4. Plano de distribución eléctrica a través de los ramales I y II en la Ciudad Universitaria

2.4 Determinación de la demanda de carga diaria

Ahora que se conoce la capacidad física de la Ciudad Universitaria, la distribución de sus múltiples edificios, así como la forma en que la Empresa Eléctrica suministra la energía, se puede decir que el sistema de distribución eléctrica en la Ciudad Universitaria es un complejo conjunto de elementos que presenta una gran diversidad de características, por lo que no se puede tipificar la instalación de un edificio y generalizarla, es decir, siempre habrá que tomarlo como un conjunto. Por lo tanto, se determinará la demanda de carga del complejo como un conjunto.

La variedad física de las instalaciones así como la diversidad de usos que se le da a cada una de ellas, está determinada ya sea por el tipo de actividad que se desarrolle o por el horario de trabajo; así que cualquier estudio que sobre éstas se desarrolle tendrá que utilizar elementos basados en el criterio o en datos estadísticos, necesarios para resolver problemas que se presenten, pues de lo contrario éstos se complicarán. Primero se establecerá la demanda de carga en un día normal de actividades al cual se considera típico. Luego, se establece como varía esta demanda de carga en el transcurso de un año de observación, que a la vez es cíclico para los efectos de funcionamiento de la Ciudad Universitaria.

2.4.1 Generalidades de la investigación

Indudablemente la forma de establecer la demanda de carga es observando las variaciones de carga que se suceden en lapsos periódicos de tiempo. La observación ideal de esta variación es a través de una medición directa de potencia en los puntos de entrada de la energía a los dos ramales que alimentan a los servicios de la Ciudad Universitaria, pero lamentablemente por cuestiones económicas de la universidad, no fue posible costear dicha medición.

La solución al problema planteado anteriormente fue solicitar a la Empresa Eléctrica los registros de consumo de potencia para el circuito 32 del que forma parte la universidad. Posteriormente revisar documentos existentes, como recibos de pago del consumo de energía en la universidad y documentos históricos sobre la demanda de potencia de la Ciudad Universitaria, a fin de determinar la curva de demanda de carga diaria que interesa.

La información obtenida se trató de los valores de potencia del circuito 32, en lapsos de hora para la semana hábil del 20 al 24 de noviembre del año 2000. Esta información hizo posible determinar la curva de demanda de carga para un día promedio de actividades de dicho circuito (tabla V y figura 5), del cual la universidad es un fuerte consumidor y por consiguiente muy aproximada en la forma a la curva de demanda de la universidad. Además de lo anterior, la revisión de documentos proporcionó información sobre la curva de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria del año 1980 (tabla V y figura 6), la cual se obtuvo como resultado del estudio de demanda de carga para la ciudad universitaria, realizado por el Ing. Gustavo Orozco.

El análisis de estas dos curvas, indica y confirma la semejanza de la forma del consumo de energía de la Ciudad Universitaria con la forma del consumo del circuito 32, al cual ésta pertenece. Es importante mencionar que aunque las formas de las curvas sean similares, los valores de potencia de cada una de las dos curvas no son para nada semejantes una con otra, puesto que el circuito 32 contiene otro tipo de consumidores, como fabricas, restaurantes, colonias residenciales, etc., cuyo tipo de consumo es diferente al de la universidad, lo cual hace la diferencia en la forma de las curvas que se han presentado.

Sección 6.03 Tabla V. Valores de potencia por hora consumida y valores por unidad promedio en un día típico del circuito 32 de la Empresa Eléctrica y del circuito universitario del año 80.

HORA	MW CIRCUITO 32	kW CIRCUITO U. 80'	V.P.U. CIRCUITO 32	V.P.U. CIRCUITO U. 80'	V.P.U. PROM.
0:00	1.906	141.740	0.4865	0.1805	0.3335
1:00	1.662	133.970	0.4242	0.1706	0.2974
2:00	1.552	133.970	0.3961	0.1706	0.2834
3:00	1.568	133.970	0.4002	0.1706	0.2854
4:00	1.548	133.970	0.3951	0.1706	0.2829
5:00	1.664	133.970	0.4247	0.1706	0.2977
6:00	2.226	115.900	0.5681	0.1476	0.3579
7:00	2.862	118.660	0.7305	0.1511	0.4408
8:00	3.414	350.720	0.8714	0.4467	0.6591
9:00	3.638	489.270	0.9285	0.6232	0.7758
10:00	3.694	496.320	0.9428	0.6322	0.7875
11:00	3.864	621.870	0.9862	0.7921	0.8891
12:00	3.918	638.560	1.0000	0.8133	0.9067
13:00	3.784	547.110	0.9658	0.6968	0.8313
14:00	3.602	519.910	0.9193	0.6622	0.7908
15:00	3.642	447.340	0.9296	0.5698	0.7497
16:00	3.534	596.040	0.9020	0.7592	0.8306
17:00	3.432	618.900	0.8760	0.7883	0.8321
18:00	3.918	785.120	0.9954	1.0000	0.9977
19:00	3.828	697.330	0.9770	0.8882	0.9326
20:00	3.412	557.660	0.8709	0.7103	0.7906
21:00	3.028	379.530	0.7728	0.4834	0.6281
22:00	2.680	266.810	0.6840	0.3398	0.5119
23:00	2.230	181.990	0.5692	0.2318	0.4005

Figura 5. Curva de demanda de carga diaria del circuito no. 32 de la Empresa Eléctrica de Guatemala del año 2000.

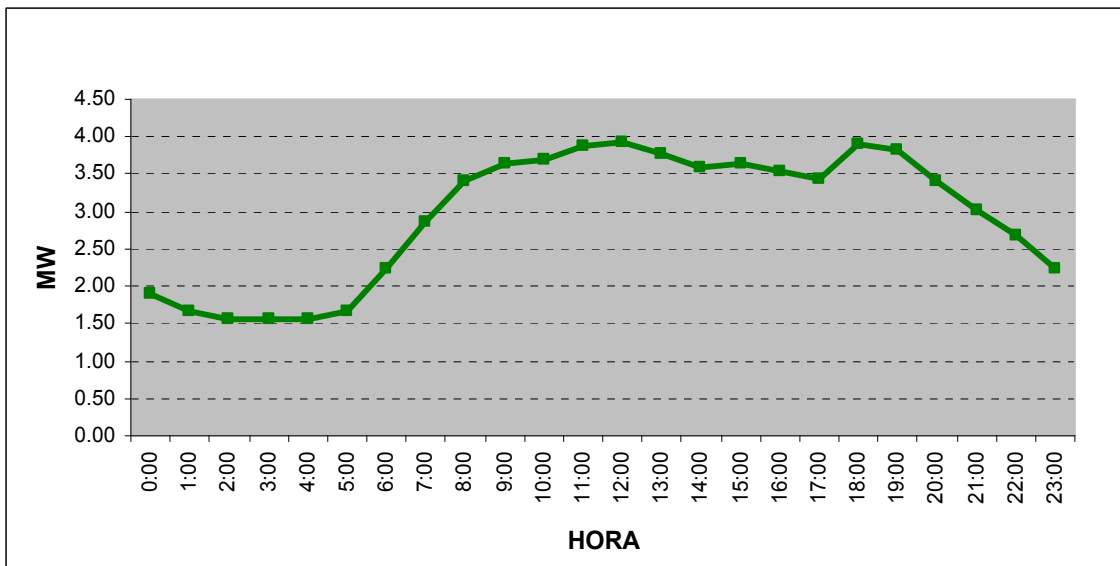
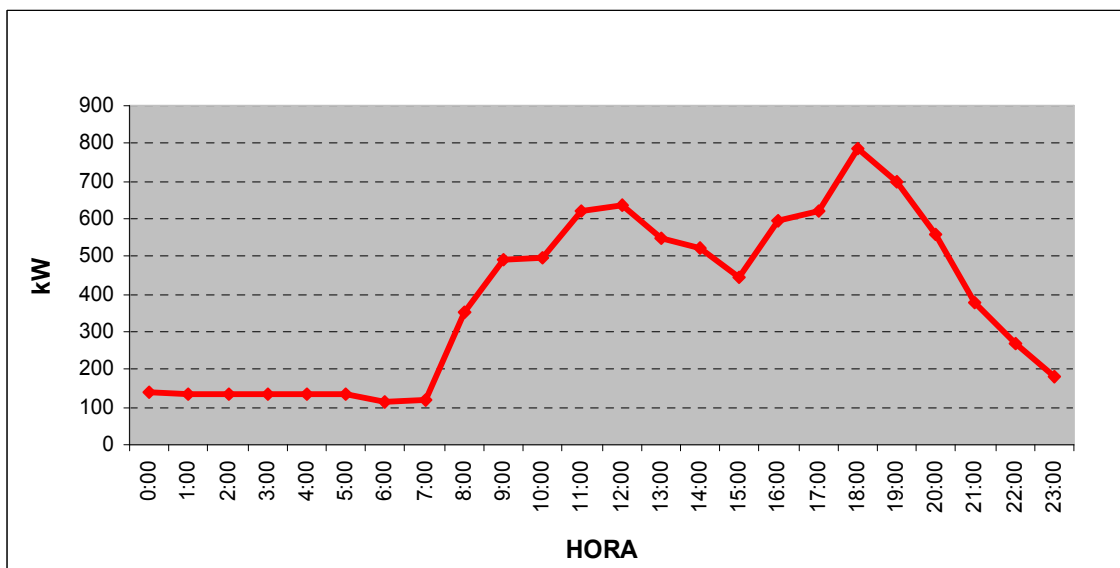


Figura 6. Curva de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria del año 1980.



De la División de Servicios Generales del Departamento de Servicios de la Universidad, se obtuvo acceso a copias de recibos de pago del año 2000 por el servicio de energía eléctrica, en la red de distribución primaria y de alumbrado público, lo cual permitió determinar el consumo mensual global de energía en todo el Campus Central, como se muestra en la tabla VI.

Tabla VI. Distribución del consumo mensual y diario de energía eléctrica de los consumidores de la red principal y del servicio de alumbrado público de la Ciudad Universitaria en el 2000.

MES	kWh			
	SERVICIO PRIMARIO	ALUMBRADO PÚBLICO	CONSUMO MENSUAL	CONSUMO DIARIO
ENERO	249,145	41,436	290,581	9,373.58
FEBRERO	395,570	41,436	437,006	15,607.36
MARZO	396,613	41,436	438,049	14,130.61
ABRIL	337,559	41,436	378,995	12,633.17
MAYO	353,991	41,436	395,427	12,755.71
JUNIO	339,468	41,436	380,904	12,696.80
JULIO	396,427	41,436	437,863	14,124.61
AGOSTO	397,361	41,436	438,797	14,154.74
SEPTIEMBRE	401,123	41,436	442,559	14,751.97
OCTUBRE	405,249	41,436	446,685	14,409.19
NOVIEMBRE	315,150	41,436	356,586	11,886.20
DICIEMBRE	226,603	41,436	268,039	8,646.42

2.4.2 Forma de la curva de demanda de carga diaria

La metodología a seguir con la información obtenida consiste en determinar primero la forma aproximada de la curva de demanda de carga diaria de la universidad, como resultado del promedio de las formas de las dos curvas descritas anteriormente. La forma de las curvas anteriores consiste únicamente en determinar, para cada una, los Valores de Potencia por Unidad (V.P.U.) correspondientes a cada hora del día. Entonces promediar los valores por unidad de cada hora, de las dos curvas, conduce a obtener la forma aproximada de la curva universitaria, tal como se describe a continuación.

Primero, el V.P.U para la hora 1:00 de la curva del circuito 32 es:

$$V.P.U. 1:00 \text{ CIRC.32} = \frac{\text{Potencia } 1:00 \text{ CIRC.32}}{\text{Potencia base CIRC.32}}$$

$$V.P.U. 1:00 \text{ CIRC.32} = \frac{1.662 \text{ MW}}{3.918 \text{ MW}} = 0.4242$$

Luego, el V.P.U. para la hora 1:00 de la curva del circuito universitario es:

$$V.P.U. 1:00 \text{ CIRC. U. 80'} = \frac{133.970 \text{ kW}}{785.120 \text{ kW}} = 0.1706$$

Por último, el V.P.U. para la hora 1:00, de la curva promedio, es:

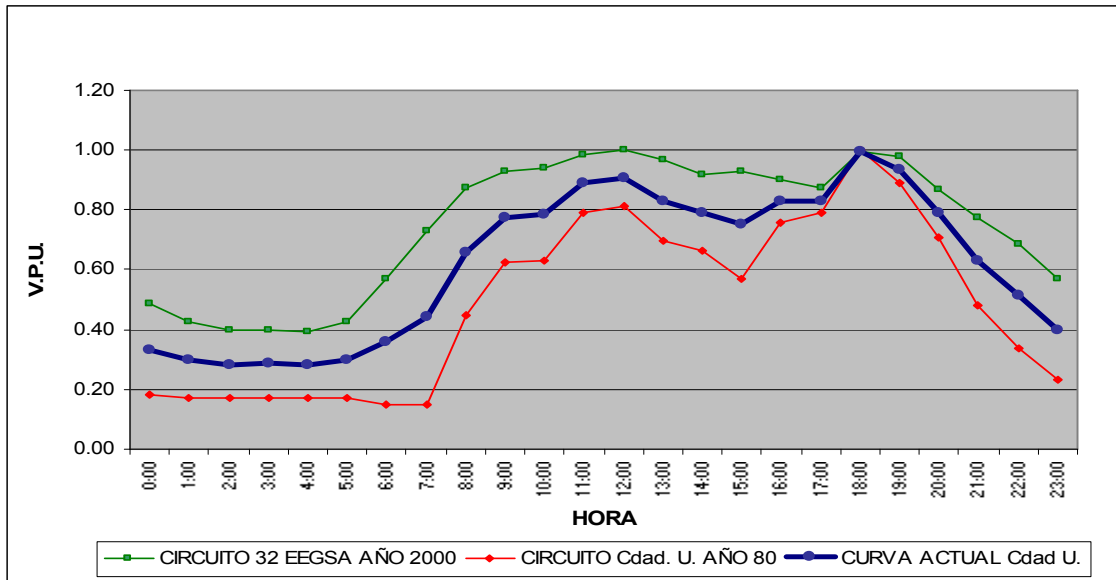
$$V.P.U. 1:00 \text{ PROM} = \frac{V.P.U. 1:00 \text{ CIRC.32} + V.P.U. 1:00 \text{ CIRC. U. 80'}}{2}$$

$$V.P.U. 1:00 \text{ PROM} = 0.2974$$

La tabla V también muestra en detalle los resultados análogos para las diferentes horas de las distintas curvas. En él se puede observar que los valores de potencia máximos de las tres curvas ocurren a las 18:00 horas.

Los valores por unidad anteriores permiten observar en la figura 7, la forma de la curva resultante, al graficar los $V.P.U.PROM$ de las horas correspondientes. Por simbología es conveniente nombrar los $V.P.U.PROM$ de las horas correspondientes como $V.P.U.h$, ya que éstos se utilizarán para determinar la curva real de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria.

Figura 7. Forma estimada actual de la curva de carga diaria del circuito de la Ciudad Universitaria.



2.4.3 Curva de demanda de carga diaria

El siguiente paso es determinar la curva de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria. Para tal efecto, se determinarán los valores de potencia horaria que conforman dicha curva, a partir de la potencia máxima y del porcentaje de uso de tal potencia, el cual está determinado por V.P.U.h.

Es decir: $P_h = V.P.U.h * P_{max}$

Pero P_{max} es resultado de desarrollar la siguiente fórmula de energía:

$$\text{Energía} = \int P dt$$

$$\text{Energía} \approx \sum P_i \Delta t$$

$$\text{Energía} \approx P_{max} * (\text{Horas de uso} * \Delta t)$$

Ahora bien, las horas de uso, significa las horas de utilización de la potencia en relación a las 24 horas de disponibilidad, y numéricamente es la sumatoria de los 24 valores de V.P.U.h (=14.8931).

Es decir: $\text{Horas de uso} = \sum \text{V.P.U.h}$

Entonces $\text{Energía} \approx P_{\max} \sum \text{V.P.U.h} \Delta t$

Por lo tanto,
$$P_{\max} = \frac{\text{Energía}}{\sum \text{V.P.U.h} \Delta t}$$

Y al final:
$$P_h = \text{V.P.U.h} * \frac{\text{Energía}}{\sum \text{V.P.U.h} \Delta t}$$

Donde
 $\text{V.P.U.h} = \text{V.P.U. de la hora "h" correspondiente};$
 $\text{Energía} = \text{Energía diaria (24 horas) consumida};$
 $\Delta t = \text{Lapso de tiempo (1 hora)}.$

Así, por ejemplo, para el mes de noviembre se tiene que el consumo de energía es de 356,586 kWh, y el consumo diario es de 11,886.20 kWh. Entonces para la primera hora de un día típico, se tiene que:

$$\text{V.P.U.1:00} = 0.2974$$

Luego,
$$P_{\max} = \frac{11,886.2 \text{ kWh}}{14.8931 * 1 \text{ h}}$$

$$P_{\max} = 798.11 \text{ kW}$$

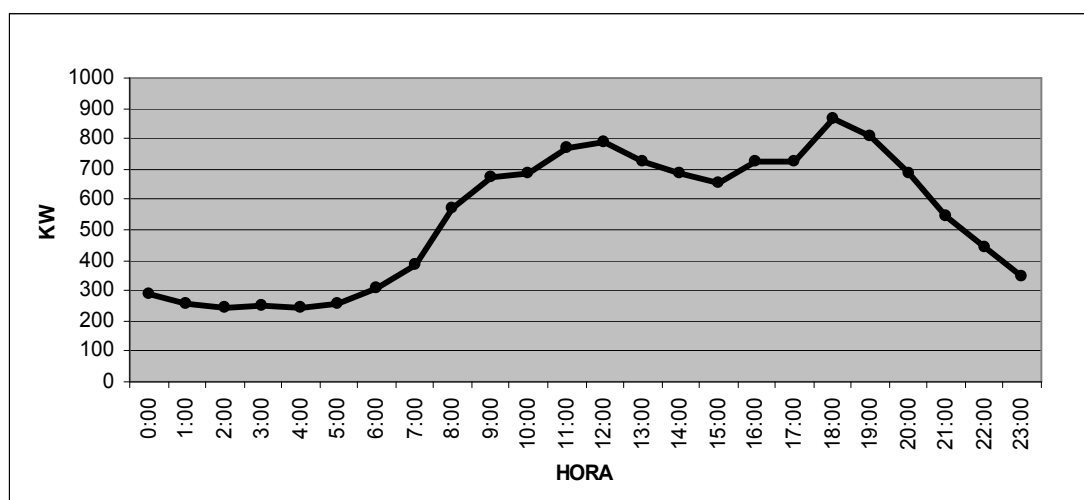
Y por lo tanto,
$$P_{1:00} = 0.2974 * 798.11 \text{ kW}$$

P 1:00 = 237.36 kW

El desarrollo análogo del procedimiento anterior para las siguientes horas del día, permite obtener los valores de potencia horaria que conforman la curva de demanda de carga representativa de un día típico del mes de noviembre. La tabla VII muestra el resultado de lo anterior, además de los valores de potencia horaria que conforman las curvas de demanda de carga representativa de un día típico de los demás meses del año. Adicionalmente, muestra en la última columna los valores de potencia horaria de la curva de demanda de carga que es representativa de un día típico del año 2000, y la cual es el resultado promedio de los valores de potencia horaria de los diversos días típicos representativos de cada mes del año.

La curva de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria, con un factor de carga de 0.6222 (ver apéndice A), finalmente se muestra en la figura 8. Esta representación gráfica es la forma en que la Ciudad Universitaria hace uso de la energía eléctrica, y representa las potencias activas demandadas. En esta es posible identificar algunos parámetros característicos, como la máxima demanda diaria del sistema, 866.25 kW, que ocurre una vez al día a las 18:00 horas y la mínima demanda diaria del sistema, 245.63 kW, que ocurre a las 4:00 horas.

Figura 8. Curva de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria en el año 2000.



2.5 Consumo de energía y costo económico

De la División de Servicios Generales de la Universidad, se tuvo acceso a copias de los recibos de pago que se poseen por el servicio de energía eléctrica en cada uno de los 53 consumidores universitarios, así como a 25 recibos de pago por el servicio de alumbrado público, de los circuitos correspondientes, durante los doce meses del año 2000, cuyo detalle se muestra en las tablas IX y X, respectivamente.

La contabilización de estos datos es útil para determinar la cantidad de energía necesaria para satisfacer la demanda de los distintos sistemas e instalaciones eléctricas que la universidad posee, así como para determinar el costo económico que este servicio representa.

El cobro por este consumo lo realiza la Empresa Eléctrica, aplicando una tarifa especial que exonera a la universidad del pago del Impuesto al Valor Agregado - IVA, por ser una entidad autónoma.

La distribución mensual de los pagos efectuados por el consumo de energía en toda la red de distribución, se muestra en la tabla VIII. Las figuras 9 y 10 dan una mejor apreciación de lo anterior.

Por último, es posible determinar el costo anual de la energía como la relación entre el pago total en quetzales y el consumo total en kWh. Es decir

$$\text{Costo de la energía EEGSA 2000} = \frac{\text{Q. } 5,380,959.87}{4,711,491 \text{ kWh}} = 1.1421 \text{ Q./kWh}$$

Sección 6.04 Tabla VIII. Distribución mensual del consumo y pago efectuado por servicio de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2000.

MES	SERVICIO PRIMARIO	ALUMBRADO PÚBLICO	SERVICIO TOTAL
-----	-------------------	-------------------	----------------

	CONSUMO kWh	PAGO	CONSUMO kWh	PAGO	CONSUMO KWh	PAGO
ENERO	249,145	286,534.36	41,436	31,196.50	290,581	317,730.86
FEBRERO	395,570	397,861.30	41,436	31,196.50	437,006	429,057.80
MARZO	396,613	394,674.83	41,436	34,543.70	438,049	429,218.53
ABRIL	337,559	396,175.86	41,436	34,543.70	378,995	430,719.56
MAYO	353,991	383,592.37	41,436	37,160.20	395,427	420,752.57
JUNIO	339,468	369,183.89	41,436	37,159.90	380,904	406,343.79
JULIO	396,427	455,270.69	41,436	37,159.90	437,863	492,430.59
AGOSTO	397,361	467,412.47	41,436	42,369.50	438,797	509,781.97
SEPTIEMBRE	401,123	495,904.76	41,436	42,369.50	442,559	538,274.26
OCTUBRE	405,249	515,683.47	41,436	42,369.50	446,685	558,052.97
NOVIEMBRE	315,150	427,701.30	41,436	45,962.50	356,586	473,663.80
DICIEMBRE	226,603	328,970.67	41,436	45,962.50	268,039	374,933.17
TOTAL	4,214,259	4,918,965.97	497,232	461,993.90	4,711,491	5,380,959.87

Sección 6.05

Tabla IX. Distribución mensual del consumo de energía (kWh) y pago en quetzales (Q.) de los 53 consumidores en el servicio primario de la Ciudad Universitaria, en el año 2000.

No.	CONTADOR	UBICACIÓN	ENERO		FEBRERO		MARZO	
			KWh	PAGO	KWh	PAGO	kWh	PAGO
1	C-55609	TESORERÍA GENERAL	0	5.65	0	5.65	0	5.65
2	A-35430	EDIF. T1. (ARQUITECTURA-ING.)	8000	8565.68	13200	12170.21	12400	11612.21
3	C-99111	GARITA SANTA ROSA	40	32.32	68	50.99	60	45.65
4	A-62790	EDIF. T2 (FAC. DE ARQUITECTURA)	8284	9538.32	15148	14934.17	15117	14439.56
5	A-58234	EDIF. T4 (CENTRO DE CALCULO ING.)	988	997.39	987	996.38	979	988.36
6	A-74516	EDIF. T7 (CENTRO DE INVEST. ING.)	9327	10577.68	4465	6150.29	8893	9531.68
7	E-06927	IGLU	446	303.01	785	793.83	783	791.82
8	A-10275	EDITORIAL UNIVERSITARIA	5052	5063.49	6123	6219.43	4612	4962.78
9	A-49621	GARAGE / BODEGA DE MANT.	1477	1487.74	1489	1499.77	1513	1523.84
10	0-25586	CENTRO DE INVEST. FAC. ING.	151	106.33	230	158.99	219	151.67
11	A-13227	MAGA	1839	1850.74	2396	2409.28	2159	2171.62
12	0-66483	POZO FAC. DE VETERINARIA (UPO)	2042	2410.41	2144	2932.03	2221	3053.31
13	0-62992	FACULTAD DE VETERINARIA	1288	2698.83	1222	2224.84	1356	2746.26
14	1-05731	EDIF. T10 -T11 (FAC. FARMACIA)	1618	1627.21	2000	2393.02	2000	2393.02
15	0-63331	FACULTAD DE AGRONOMÍA	5550	5571.98	3187	3196.80	3733	3749.97
16	D-17469	EDIF. RECURSOS EDUCATIVOS	5636	9417.06	29954	26446.67	29732	26291.83
17	A-50089	EDIF. M-5 (CC. PSICOLÓGICAS)	6614	7229.02	8974	8785.06	9261	9075.34
18	B-02106	EDIF. S-5 (ESC. CC. POLITICAS)	20880	19854.01	27840	25439.23	29520	26867.52
19	A-37072	EDIF. S-6 (FAC. CC. ECONOMICAS)	318	2375.74	9960	9416.45	10000	9615.02
20	A-48964	EDIF. M-1 (ODONTOLOGÍA-MEDICINA)	15242	17161.32	20240	20332.00	18560	19137.80
21	A-46681	EDIF. S-1 (ESC. HIST. TRAB.S.)	7760	8339.38	10360	10197.95	10520	10332.07
22	A-70958	GARITA PETAPA	-	-	-	-	-	-
23	D-42029	E.F.P.E.M	8566	16840.87	14560	21494.50	12560	19941.74
24	A-57699	EDIF. T-10 (MEDICINA-VETERINARIA)	34000	36032.92	40720	39798.20	40080	39301.31
25	A-46677	EDIF. S-3 (MEDICINA-CC. ECONOM.)	0	87.14	13760	13274.69	13040	12547.24
26	A-46703	PISCINA UNIVERSITARIA	706	1707.81	2296	3139.9	2445	2522.54
27	A-46679	EDIF.M-4 (MEDICINA-ODONTOLOGIA)	8080	7839.18	10960	10050.73	10080	9436.92
28	F-01638	EDIFICIO DE LA RECTORIA	20720	18245.46	23520	20198.49	22160	19249.87
29	A-43361	EDIF. T-9 (FAC. DE AGRONOMIA)	5871	6910.01	12575	11658.02	13218	12106.52
30	B-15338	EDIF. S-2 (CC. JURIDICAS -SOCIA)	792	5840.87	10000	11858.11	9360	11344.14
31	B-22670	EDIF T8 (LABOR.-AGRONOMIA)	5883	6517.29	13680	12338.68	13840	12639.14
32	B-28614	EDIF. S-8 (FAC. CC.-ECONOMICAS)	27	23.65	12	13.65	14	14.98
33	B-28545	EDIF. M-3 (MEDICINA-ODONTOLOGIA)	5613	6069.04	7987	7769.98	8320	8204.97
34	A-77565	EDIF. S-9 (CC. ECONOMICAS)	5760	6353.55	7840	8660.28	6880	7945.62
35	C-84307	FAC. DE AGRONOMIA	162	113.65	241	166.33	217	150.33
36	D-67233	EDIF. S-10 (FAC. CC. ECONOMICAS)	4764	6452.42	7893	9873.74	7576	9652.63
37	B-83928	EDIF. T12 (FACULTAD DE FARMACIA)	844	853.00	929	938.22	1088	1097.67
38	B-94566	A.E.U.	802	810.88	958	967.31	1034	1043.52
39	C-18849	EDIF. DE USOS MULTIPLES	5061	6130.33	5505	6439.93	5654	6476.28
40	C-87970	EDIF. T5 (FACULTAD DE INGENIERIA)	759	1836.02	866	1910.66	1078	1968.43
41	E-78029	POZO FRENTE FAC. VETERINARIA	925	3655.38	6776	9163.33	6865	9225.40
42	D-37817	EDIFICIO S-11	7253	7091.68	10493	9531.80	10266	9418.51
43	A-53683	TANQUE GENERAL USAC.	0	5.65	0	5.65	0	5.65
44	B-90610	DESARROLLO INFANTIL UNIV.	184	128.76	107	76.25	171	119.66
45	G-75082	BODEGA VEHICULAR USAC	189	132.04	189	132.04	35	42.02
46	E-57805	PARTE. SUP ED. T-13	132	93.66	163	114.32	177	123.66
47	E-35827	E.F.P.E.M. U.S.A.C.	667	999.08	425	772.46	472	511.31
48	E-58506	BOTÁNICA Y ZOOLOGÍA	1767	1778.54	1805	1816.64	1692	1703.33
49	F-01938	FACULTAD DE AGRONOMÍA	898	907.14	1139	1148.81	1313	1323.29
50	C-89594	BIOTERIO F.C.Q.	5134	5154.83	5301	5322.30	5648	5670.25
51	C-72986	CAMPUS DEL CEDA	3167	5095.85	4729	6185.37	5877	6941.06
52	A-43365	EDIF T-14 (CEMA)	2187	2140.72	4569	3802.18	3415	2997.26
53	B-59282	EDIF T-3 (FAC. INGENIERÍA)	15680	15473.63	24800	22485.69	28400	25212.57
TOTAL			249145	286534.36	395570	397861.30	396613	394674.83

Sección 6.06

Continuación

No.	CONTADOR	UBICACIÓN	ABRIL		MAYO		JUNIO	
			kWh	PAGO	kWh	PAGO	KWh	PAGO
1	C-55609	TESORERÍA GENERAL	0	6.66	0	6.66	0	6.66
2	A-35430	EDIF. T1. (ARQUITECTURA-ING.)	8400	10023.95	9280	10056.57	9840	10305.79
3	C-99111	GARITA SANTA ROSA	82	62.23	47	37.74	60	45.53
4	A-62790	EDIF. T2 (FAC. DE ARQUITECTURA)	10014	10758.56	12208	13729.54	12549	13930.71
5	A-58234	EDIF. T4 (CENTRO DE CALCULO ING.)	1295	1397.95	859	928.50	1188	1281.57
6	A-74516	EDIF. T7 (CENTRO DE INVEST. ING.)	10138	11768.43	5940	7883.60	5690	7552.05
7	E-06927	IGLU	195	136.96	312	341.48	644	685.10
8	A-10275	EDITORIAL UNIVERSITARIA	3704	4908.29	4211	4929.87	4810	5542.78
9	A-49621	GARAGE / BODEGA DE MANT.	1870	2013.46	0	6.66	0	6.66
10	0-25586	CENTRO DE INVEST. FAC. ING.	244	169.38	0	6.66	462	502.46
11	A-13227	MAGA	2539	2731.41	854	923.13	1711	1842.83
12	0-66483	POZO FAC. DE VETERINARIA (UPO)	1735	2744.47	1216	2278.93	1288	2311.62
13	0-62992	FACULTAD DE VETERINARIA	1622	3404.30	1209	2727.52	1642	1768.90
14	1-05731	EDIF. T10 -T11 (FAC. FARMACIA)	2300	2871.64	2000	2393.03	2000	2393.03
15	0-63331	FACULTAD DE AGRONOMÍA	4608	4953.10	3896	5124.02	1670	1798.82
16	D-17469	EDIF. RECURSOS EDUCATIVOS	32568	30526.97	53906	46821.59	31905	29986.38
17	A-50089	EDIF. M-5 (CC. PSICOLÓGICAS)	6569	8203.07	8805	9390.01	8711	9115.22
18	B-02106	EDIF. S-5 (ESC. CC. POLITICAS)	25809	25725.05	21471	22093.29	23440	23139.33
19	A-37072	EDIF. S-6 (FAC. CC. ECONOMICAS)	7840	9098.64	8640	9265.18	7120	7935.08
20	A-48964	EDIF. M-1 (ODONTOLOGÍA-MEDICINA)	16821	21518.26	17339	19442.75	18320	20240.06
21	A-46681	EDIF. S-1 (ESC. HIST. TRAB.S.)	7920	9531.14	8720	9725.93	7000	8001.59
22	A-70958	GARITA PETAPA	-	-	-	-	-	-
23	D-42029	E.F.P.E.M	14701	22734.44	9148	16340.14	10160	17152.31
24	A-57699	EDIF. T-10 (MEDICINA-VETERINARIA)	34800	39039.92	28600	28131.82	37960	36440.55
25	A-46677	EDIF. S-3 (MEDICINA-CC. ECONOM.)	9120	11081.33	10800	11733.28	7440	8728.85
26	A-46703	PISCINA UNIVERSITARIA	2154	2686.32	1762	2145.73	1951	2290.66
27	A-46679	EDIF.M-4 (MEDICINA-ODONTOLOGIA)	8640	9512.48	8640	9053.80	8880	9170.26
28	F-01638	EDIFICIO DE LA RECTORIA	22720	21973.61	21520	20317.35	22400	20969.62
29	A-43361	EDIF. T-9 (FAC. DE AGRONOMIA)	12591	13119.13	7875	8880.43	11183	11161.97
30	B-15338	EDIF. S-2 (CC. JURIDICAS -SOCIA)	6160	10475.12	8480	11318.04	9700	13710.00
31	B-22670	EDIF T8 (LABOR.-AGRONOMIA)	12640	13086.03	11360	11426.29	11440	11420.07
32	B-28614	EDIF. S-8 (FAC. CC.-ECONOMICAS)	302	207.74	59	45.68	43	35.10
33	B-28545	EDIF. M-3 (MEDICINA-ODONTOLOGIA)	5760	7190.76	8320	8759.04	8000	8626.28
34	A-77565	EDIF. S-9 (CC. ECONOMICAS)	4320	7061.71	5760	7338.36	5720	7258.35
35	C-84307	FAC. DE AGRONOMIA	297	204.43	131	93.30	134	95.28
36	D-67233	EDIF. S-10 (FAC, CC. ECONOMICAS)	5053	9116.68	5668	8714.61	7220	9904.70
37	B-83928	EDIF. T12 (FACULTAD DE FARMACIA)	1111	1200.27	1090	1176.40	1004	1084.11
38	B-94566	A.E.U.	935	1011.40	784	848.01	889	960.70
39	C-18849	EDIF. DE USOS MULTIPLES	4361	6383.18	4696	6133.55	3768	5421.94
40	C-87970	EDIF. T5 (FACULTAD DE INGENIERIA)	1120	2372.72	829	1942.30	1211	1306.62
41	E-78029	POZO FRENTE FAC. VETERINARIA	210	5485.49	3816	4467.20	1194	5352.62
42	D-37817	EDIFICIO S-11	8575	9284.87	9681	9681.38	8409	8660.95
43	A-53683	TANQUE GENERAL USAC.	0	6.66	0	6.66	0	6.66
44	B-90610	DESARROLLO INFANTIL UNIV.	-	-	-	-	-	-
45	G-75082	BODEGA VEHICULAR USAC	125	90.66	4765	5120.26	1579	1701.17
46	E-57805	PARTE. SUP ED. T-13	132	95.29	130	92.64	156	109.84
47	E-35827	E.F.P.E.M. U.S.A.C.	627	1337.63	627	1149.78	490	532.92
48	E-58506	BOTÁNICA Y ZOOLOGÍA	1977	2129.62	1584	1706.54	1775	1911.51
49	F-01938	FACULTAD DE AGRONOMÍA	764	827.88	630	682.75	392	427.34
50	C-89594	BIOTERIO F.C.Q.	6472	6952.14	4927	5294.11	6353	6824.44
51	C-72986	CAMPUS DEL CEDA	3669	6277.66	2704	4960.31	2694	2886.85
52	A-43365	EDIF T-14 (CEMA)	3630	3936.66	3092	3174.26	2793	2922.46
53	B-59282	EDIF T-3 (FAC. INGENIERÍA)	18320	18740.11	25600	24745.69	24480	23717.59
TOTAL			337559	396175.86	353991	383592.37	339468	369183.89

Sección 6.07

Continuación

No.	CONTADOR	UBICACIÓN	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE	
			kWh	PAGO	kWh	PAGO	kWh	PAGO
1	C-55609	TESORERÍA GENERAL	0	6.86	0	6.86	0	6.86
2	A-35430	EDIF. T1. (ARQUITECTURA-ING.)	11760	13594.21	13920	15889.93	12560	14661.56
3	C-99111	GARITA SANTA ROSA	60	45.53	59	46.05	64	49.37
4	A-62790	EDIF. T2 (FAC. DE ARQUITECTURA)	26095	27485.73	5290	8717.12	13973	17035.76
5	A-58234	EDIF. T4 (CENTRO DE CALCULO ING.)	1151	1400.71	913	1112.50	917	1117.34
6	A-74516	EDIF. T7 (CENTRO DE INVEST. ING.)	5694	8510.54	5612	8436.47	7299	10708.29
7	E-06927	IGLU	442	480.36	523	640.21	495	606.30
8	A-10275	EDITORIAL UNIVERSITARIA	5580	7059.56	5758	6751.40	5109	6520.80
9	A-49621	GARAGE / BODEGA DE MANT.	0	6.86	0	6.86	2215	2682.34
10	0-25586	CENTRO DE INVEST. FAC. ING.	224	155.64	1538	1869.36	358	440.40
11	A-13227	MAGA	1702	2067.97	1940	2356.18	1658	2014.68
12	0-66483	POZO FAC. DE VETERINARIA (UPO)	1250	1520.57	1759	3041.31	1645	2870.34
13	0-62992	FACULTAD DE VETERINARIA	1497	1820.03	2044	3666.18	1859	3499.09
14	1-05731	EDIF. T10 -T11 (FAC. FARMACIA)	1913	2418.91	1913	2418.91	1913	2418.91
15	0-63331	FACULTAD DE AGRONOMÍA	0	6.86	3896	5124.02	3896	5124.02
16	D-17469	EDIF. RECURSOS EDUCATIVOS	41175	42734.64	34720	36904.42	38360	40260.11
17	A-50089	EDIF. M-5 (CC. PSICOLÓGICAS)	9312	11102.15	9253	10890.17	9003	11231.11
18	B-02106	EDIF. S-5 (ESC. CC. POLITICAS)	27680	30400.28	28320	31343.93	29760	39140.64
19	A-37072	EDIF. S-6 (FAC. CC. ECONOMICAS)	8600	10300.04	9480	11185.54	10040	11373.96
20	A-48964	EDIF. M-1 (ODONTOLOGÍA-MEDICINA)	20960	25375.09	19600	23988.03	18640	22813.00
21	A-46681	EDIF. S-1 (ESC. HIST. TRAB.S.)	9960	11932.23	9920	12077.45	9160	11277.66
22	A-70958	GARITA PETAPA	-	-	-	-	-	-
23	D-42029	E.F.P.E.M	12000	14236.20	12640	14853.26	12240	17773.36
24	A-57699	EDIF. T-10 (MEDICINA-VETERINARIA)	39632	42910.98	41779	45234.75	38706	49278.83
25	A-46677	EDIF. S-3 (MEDICINA-CC. ECONOM.)	12160	14404.83	12960	15127.40	11680	13971.29
26	A-46703	PISCINA UNIVERSITARIA	2707	3271.43	2827	3402.49	2288	2892.99
27	A-46679	EDIF.M-4 (MEDICINA-ODONTOLOGIA)	10080	11514.29	9360	10818.64	9200	10674.14
28	F-01638	EDIFICIO DE LA RECTORIA	24160	25656.14	21600	23457.27	22560	24211.00
29	A-43361	EDIF. T-9 (FAC. DE AGRONOMIA)	11678	13374.99	11301	13102.49	11058	12883.01
30	B-15338	EDIF. S-2 (CC. JURIDICAS -SOCIA)	8000	10678.00	8960	12700.00	9600	13568.16
31	B-22670	EDIF T8 (LABOR.-AGRONOMIA)	9788	11181.41	17852	19391.44	14640	16422.32
32	B-28614	EDIF. S-8 (FAC. CC.-ECONOMICAS)	88	65.32	109	79.26	113	81.92
33	B-28545	EDIF. M-3 (MEDICINA-ODONTOLOGIA)	8640	10231.78	8480	9996.59	8160	9843.58
34	A-77565	EDIF. S-9 (CC. ECONOMICAS)	6160	8790.33	7680	10208.55	6177	8896.37
35	C-84307	FAC. DE AGRONOMIA	133	94.53	232	160.95	83	60.65
36	D-67233	EDIF. S-10 (FAC. CC. ECONOMICAS)	7020	10755.73	8585	12169.26	7569	10874.06
37	B-83928	EDIF. T12 (FACULTAD DE FARMACIA)	1275	1376.49	1176	1430.98	1148	1397.08
38	B-94566	A.E.U.	1205	1300.20	882	1074.95	972	1183.94
39	C-18849	EDIF. DE USOS MULTIPLES	6204	8168.41	5283	7359.23	5071	7213.09
40	C-87970	EDIF. T5 (FACULTAD DE INGENIERIA)	1224	1320.95	976	2202.49	696	1949.59
41	E-78029	POZO FRENTE FAC. VETERINARIA	11028	14761.42	13134	16341.16	18199	22817.37
42	D-37817	EDIFICIO S-11	9705	10980.53	10969	12212.87	10018	11467.27
43	A-53683	TANQUE GENERAL USAC.	0	6.86	0	6.86	0	6.86
44	B-90610	DESARROLLO INFANTIL UNIV.	-	-	-	-	-	-
45	G-75082	BODEGA VEHICULAR USAC	1610	1956.56	1505	1829.40	1551	1885.10
46	E-57805	PARTE. SUP ED. T-13	174	122.42	175	123.09	164	115.79
47	E-35827	E.F.P.E.M. U.S.A.C.	496	540.71	192	691.45	525	495.36
48	E-58506	BOTÁNICA Y ZOOLOGÍA	1682	2043.75	1715	2083.71	1813	2202.39
49	F-01938	FACULTAD DE AGRONOMÍA	374	407.69	0	6.86	0	6.86
50	C-89594	BIOTERIO F.C.Q.	-	-	5985	7755.57	5181	6281.00
51	C-72986	CAMPUS DEL CEDA	2745	2872.64	-	-	535	960.70
52	A-43365	EDIF T-14 (CEMA)	3564	4009.28	3666	4124.08	3932	4341.66
53	B-59282	EDIF T-3 (FAC. INGENIERÍA)	27840	29812.05	30880	32994.52	28320	36296.48
TOTAL			396427	455270.69	397361	467412.47	401123	495904.76

Sección 6.08

Continuación

No.	CONTADOR	UBICACIÓN	OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
			kWh	PAGO	kWh	PAGO	kWh	PAGO
1	C-55609	TESORERÍA GENERAL	0	6.86	0	6.86	0	6.86
2	A-35430	EDIF. T1. (ARQUITECTURA-ING.)	12800	16008.39	7680	10588.04	6800	9551.00
3	C-99111	GARITA SANTA ROSA	56	44.06	54	42.72	60	46.72
4	A-62790	EDIF. T2 (FAC. DE ARQUITECTURA)	15019	18846.12	12525	16270.76	9609	13087.56
5	A-58234	EDIF. T4 (CENTRO DE CALCULO ING.)	3797	4966.69	1013	1330.09	730	960.42
6	A-74516	EDIF. T7 (CENTRO DE INVEST. ING.)	6364	6954.50	4375	7562.81	3801	6989.63
7	E-06927	IGLU	468	618.19	390	516.30	51	70.5
8	A-10275	EDITORIAL UNIVERSITARIA	5459	7425.56	3759	5606.60	825	2495.88
9	A-49621	GARAGE / BODEGA DE MANT.	0	6.86	0	6.86	1812	2373.79
10	0-25586	CENTRO DE INVEST. FAC. ING.	233	161.61	193	135.05	152	107.82
11	A-13227	MAGA	1666	2183.07	1710	2240.55	2675	3501.08
12	0-66483	POZO FAC. DE VETERINARIA (UPO)	2427	3876.13	2538	4003.43	1705	3126.39
13	0-62992	FACULTAD DE VETERINARIA	1955	2804.59	1860	3669.80	601	1937.75
14	1-05731	EDIF. T10 -T11 (FAC. FARMACIA)	1913	2418.91	1900	2408.09	1900	2408.09
15	0-63331	FACULTAD DE AGRONOMÍA	3896	5124.02	0	6.86	0	6.86
16	D-17469	EDIF. RECURSOS EDUCATIVOS	39200	44757.32	38335	43869.94	39115	40589.85
17	A-50089	EDIF. M-5 (CC. PSICOLÓGICAS)	8836	10040.51	7030	9654.21	4131	6601.03
18	B-02106	EDIF. S-5 (ESC. CC. POLITICAS)	29920	39578.88	25730	33959.97	6670	13687.63
19	A-37072	EDIF. S-6 (FAC. CC. ECONOMICAS)	8620	11265.03	7580	10203.90	1880	3675.38
20	A-48964	EDIF. M-1 (ODONTOLOGÍA-MEDICINA)	16800	18780.70	17890	19999.17	19616	26817.51
21	A-46681	EDIF. S-1 (ESC. HIST. TRAB.S.)	10040	13075.35	5560	8407.93	880	2988.40
22	A-70958	GARITA PETAPA	-	-	-	-	-	-
23	D-42029	E.F.P.E.M	12320	17860.48	10976	16396.86	5664	10612.10
24	A-57699	EDIF. T-10 (MEDICINA-VETERINARIA)	39440	49029.69	29680	40065.52	16080	24375.12
25	A-46677	EDIF. S-3 (MEDICINA-CC. ECONOM.)	10000	13407.59	7360	10643.45	2720	5557.82
26	A-46703	PISCINA UNIVERSITARIA	3678	4476.55	2049	2846.46	1398	2196.38
27	A-46679	EDIF.M-4 (MEDICINA-ODONTOLOGÍA)	8080	10274.44	5006	7556.77	3954	6076.65
28	F-01638	EDIFICIO DE LA RECTORIA	23360	27184.08	19520	23310.47	11440	14699.28
29	A-43361	EDIF. T-9 (FAC. DE AGRONOMIA)	12212	15112.65	8428	11321.79	7666	10493.04
30	B-15338	EDIF. S-2 (CC. JURIDICAS -SOCIA)	9680	14563.60	7360	12200.74	3920	8652.57
31	B-22670	EDIF T8 (LABOR.-AGRONOMIA)	15200	18495.65	12080	15049.62	9040	11584.32
32	B-28614	EDIF. S-8 (FAC. CC.-ECONOMICAS)	404	534.59	0	6.86	0	6.86
33	B-28545	EDIF. M-3 (MEDICINA-ODONTOLOGIA)	6800	9218.39	3760	5652.34	1760	3655.18
34	A-77565	EDIF. S-9 (CC. ECONOMICAS)	6053	9819.75	4827	8033.04	4480	7505.63
35	C-84307	FAC. DE AGRONOMIA	127	91.21	0	6.86	262	180.87
36	D-67233	EDIF. S-10 (FAC. CC. ECONOMICAS)	6410	9999.98	2906	7298.53	7375	11761.18
37	B-83928	EDIF. T12 (FACULTAD DE FARMACIA)	1126	1477.70	972	1276.54	585	771.01
38	B-94566	A.E.U.	929	1220.36	1006	1320.95	1002	1315.72
39	C-18849	EDIF. DE USOS MULTIPLES	5369	7994.29	4869	8612.69	1659	4254.07
40	C-87970	EDIF. T5 (FACULTAD DE INGENIERIA)	2770	6791.03	1320	2732.98	1527	2577.92
41	E-78029	POZO FRENTE FAC. VETERINARIA	18570	23022.03	10302	14749.44	12665	17430.67
42	D-37817	EDIFICIO S-11	11891	14157.00	7328	9726.39	4239	6438.27
43	A-53683	TANQUE GENERAL USAC.	0	6.86	0	6.86	0	6.86
44	B-90610	DESARROLLO INFANTIL UNIV.	-	-	-	-	-	-
45	G-75082	BODEGA VEHICULAR USAC	1615	2116.46	87	64.65	101	73.94
46	E-57805	PARTE. SUP ED. T-13	126	90.54	98	71.95	51	40.73
47	E-35827	E.F.P.E.M. U.S.A.C.	631	1170.84	403	1270.63	250	777.76
48	E-58506	BOTÁNICA Y ZOOLOGÍA	1806	2365.95	1702	2230.10	1886	2444.32
49	F-01938	FACULTAD DE AGRONOMÍA	-	-	-	-	-	-
50	C-89594	BIOTERIO F.C.Q.	4997	6534.19	4462	5075.38	4184	5046.26
51	C-72986	CAMPUS DEL CEDA	1502	4372.51	717	3621.74	352	3212.03
52	A-43365	EDIF T-14 (CEMA)	524	971.60	5650	6473.51	3410	4237.08
53	B-59282	EDIF T-3 (FAC. INGENIERÍA)	30160	38256.24	22160	29588.24	15920	21956.88
TOTAL			405249	515683.47	315150	427701.30	226603	328970.67

Figura 9. Distribucion mensual del consumo de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2000.

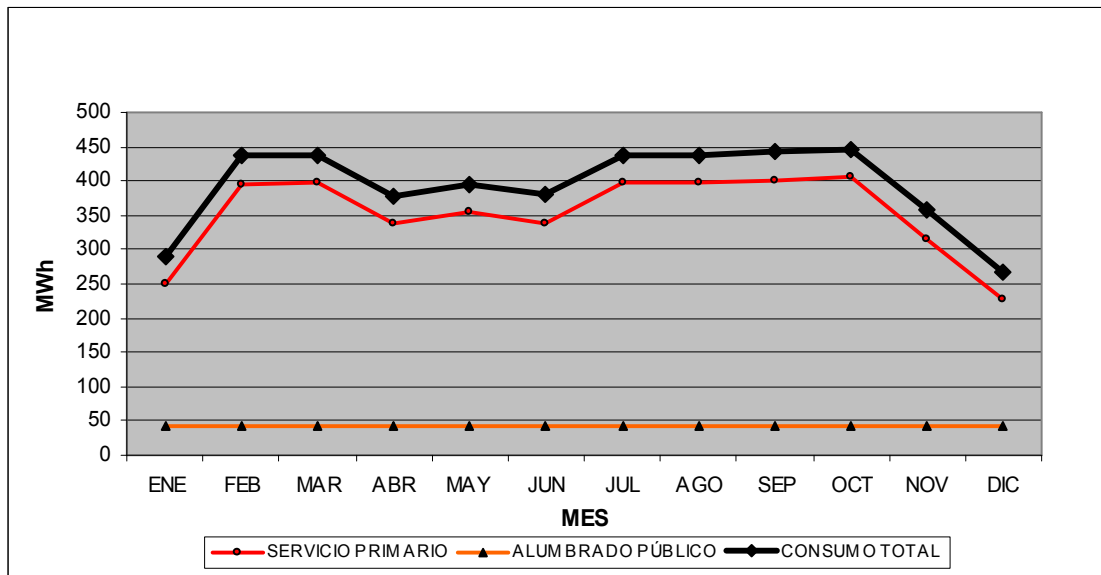
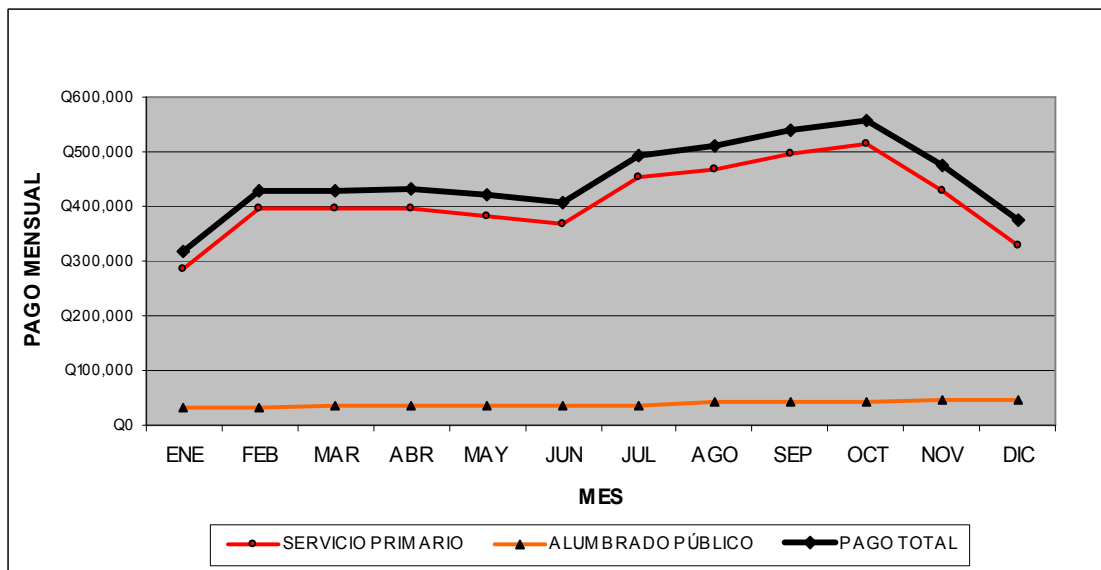


Figura 10. Distribución mensual del pago por consumo de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2000.



2.5.1 Incremento en el consumo de la energía y costo económico

En el transcurso de los meses la tarifa por el servicio de energía eléctrica aumenta, tanto en el servicio primario como en el servicio de alumbrado público.

Es en el servicio de alumbrado público donde se hace mucho más evidente, pues según se observa en el detalle de pago de los dos últimos años (ver tablas VIII y XI), el incremento de pago anual en el año 2001 es de Q.164,788.71, frente al mismo registro de consumo de energía anual del año anterior, 497,232 kWh.

La distribución mensual del consumo de energía y el pago respectivo, en los meses de enero a mayo del año 2001, del total de los 53 contadores que conforman el servicio primario, se muestra en la tabla XI. Dicha información, también se adquirió de la División de Servicios Generales de la Universidad, pero lamentablemente no fue posible contabilizar los recibos de los meses restantes, debido a la falta de claridad en el razonamiento de éstos por parte de la Empresa Eléctrica.

Sin embargo, si fue posible determinar el consumo de energía diario promedio, registrado en este servicio, durante todo el año. Esto es 11,964.3 kWh/día, por lo que se deduce que el consumo anual (en 365 días) fue de 4,366,970 kWh, lo cual implica que existe un incremento anual en el consumo de energía de 152,711 kWh.

Es posible estimar la distribución mensual del consumo para los meses de junio a diciembre de 2001; si la diferencia entre el incremento anual en el consumo (152,711 kWh) y el incremento de enero a mayo en el consumo (en relación a los mismos meses del año anterior, = 3,788 kWh), se divide entre los siete meses mencionados; y luego éste incremento mensual (21,275 kWh) se suma al consumo correspondiente de los respectivos meses del año anterior.

También, es posible estimar el costo mínimo de la energía, por este servicio, para este periodo del año, si se considera que es el mismo costo de la energía de enero a mayo del mismo año. Es decir

Costo energía junio-diciembre = Costo energía enero-mayo

$$\text{Costo energía junio-diciembre} = \frac{\text{Q. } 2,384,714.11}{1,736,666 \text{ kWh}} = \text{Q. } 1.3732 /\text{kWh}$$

A partir de este costo de la energía, se puede inferir el pago por consumo en los meses de junio a diciembre de 2001.

Al final, la distribución mensual del consumo de energía y el pago por el respectivo servicio queda definida para todos los meses, tal como se muestra en la tabla XI. Las figuras 11 y 12 dan una mejor apreciación de lo anterior.

Sección 6.09 Tabla XI. Distribución mensual de los pagos efectuados por servicio de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2001.

MES	SERVICIO PRIMARIO		ALUMBRADO PÚBLICO		SERVICIO TOTAL	
	CONSUMO kWh	PAGO Q.	CONSUMO kWh	PAGO Q.	CONSUMO kWh	PAGO Q.
ENERO	299,412	410,079.52	41,436	45,960.33	340,848	456,039.85
FEBRERO	388,061	505,950.54	41,436	50,051.40	429,497	556,001.94
MARZO	312,520	427,876.06	41,436	50,051.40	353,956	477,927.46
ABRIL	351,027	525,059.42	41,436	50,051.40	392,463	575,110.82
MAYO	385,646	515,748.57	41,436	52,590.29	427,082	568,338.86
JUNIO	360,743	495,356.41	41,436	52,590.29	402,179	547,946.70
JULIO	417,702	573,570.01	41,436	52,590.29	459,138	626,160.30
AGOSTO	418,636	574,852.54	41,436	52,590.29	460,072	627,442.83
SEPTIEMBRE	422,397	580,016.97	41,436	55,076.73	463,833	635,093.71
OCTUBRE	426,524	585,683.99	41,436	55,076.73	467,960	640,760.72
NOVIEMBRE	336,425	461,964.01	41,436	55,076.73	377,861	517,040.74
DICIEMBRE	247,877	340,373.79	41,436	55,076.73	289,313	395,450.52
TOTAL	4,366,970	5,996,531.83	497,232	626,782.61	4,864,202	6,623,314.44

A partir de lo anterior, se tiene que el costo anual mínimo de la energía para el año 2001 es

$$\text{Costo de la energía EEGSA 2001} = \frac{\text{Q. } 6,623,314.44}{4,864,202 \text{ kWh}} = \text{Q. } 1.3616 /\text{kWh}$$

Por lo tanto, en un año, existe un incremento en el costo de la energía de Q 0.2195 \approx 22 centavos, lo cual es equivalente aproximadamente al 19.22% de aumento en la tarifa.

Considerando los resultados anteriores, es oportuno mencionar que en tan solo un año, existe un aumento en el pago por consumo de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria de Q. 1,242,354.57, lo cual en gran parte es debido al incremento en la tarifa (19.22%) y no al incremento en el consumo (3.24%).

Figura 11. Distribución mensual del consumo de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2001.

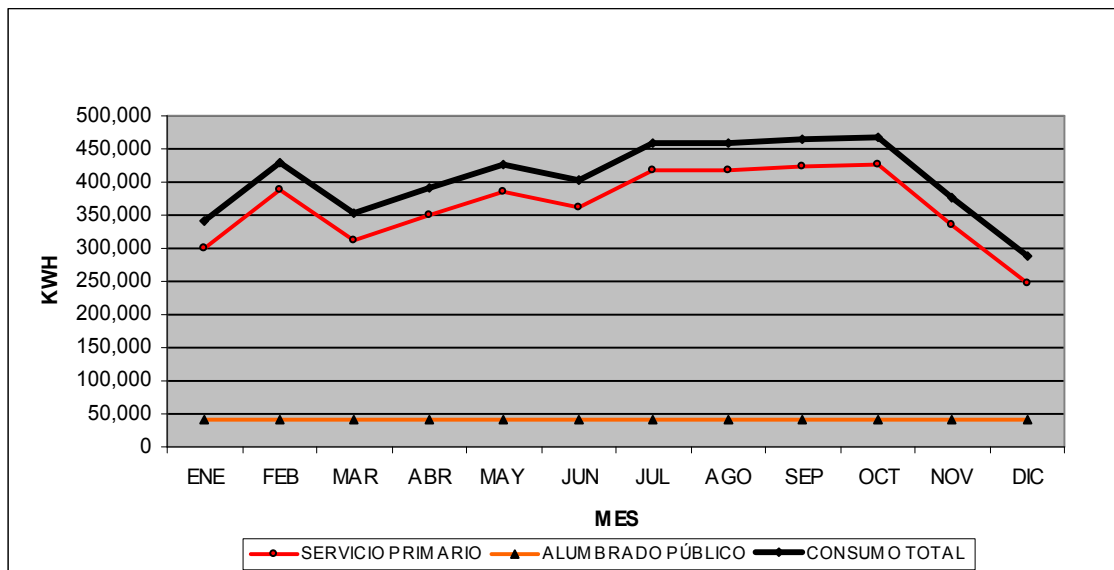
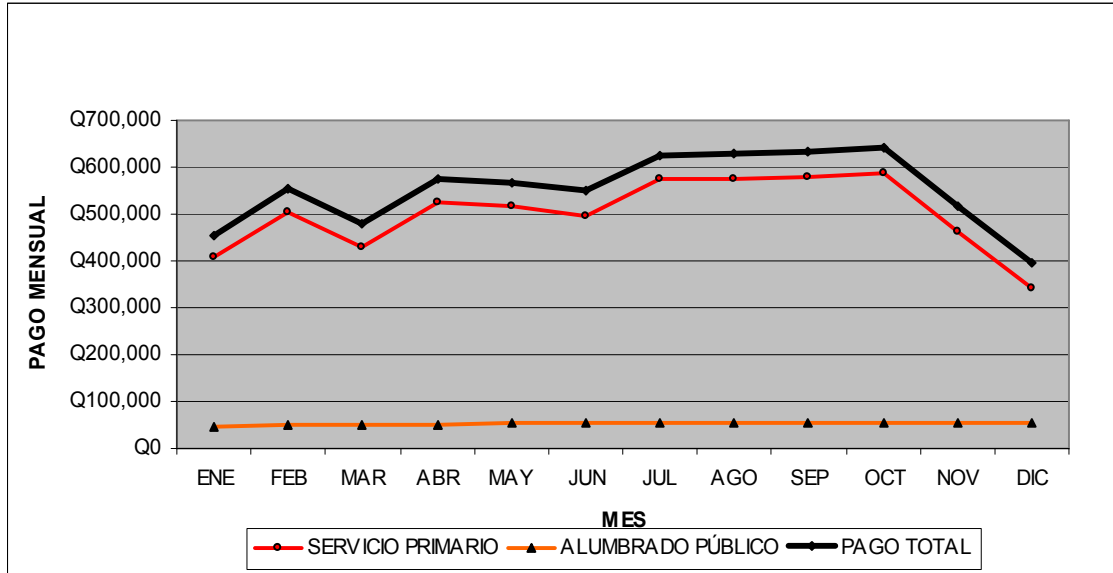


Figura 12. Distribución mensual del pago por consumo de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria en el año 2001.



3. NUEVO SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA

3.1 La Universidad como gran usuario del Mercado Mayorista

La Ley General de Electricidad y el Reglamento de la Ley definen al gran usuario del Mercado Mayorista como a quien puede contratar en forma independiente y para su consumo propio, el abastecimiento de energía eléctrica con un generador o comercializador, debido a que cuenta con una demanda máxima superior a 100 kW.

Esta libertad de contratación y el acceso a la red de transporte le permitiría a la universidad como gran usuario del Mercado Mayorista, elegir su proveedor al precio, plazo y condiciones que acuerde con el mismo.

3.1.1 Condiciones particulares para Ingresar al Mercado Mayorista

La decisión de ingresar al Mercado Mayorista debe ser el resultado de una evaluación en cuanto a las alternativas de provisión de energía en el mercado, la cual naturalmente incluye la de permanecer con un Distribuidor al precio que le fije su cuadro tarifario. Al ingresar al Mercado Mayorista debe considerarse también el precio por el uso de los sistemas de transporte y pérdidas.

La universidad debe suscribir un contrato de potencia que le permita cubrir sus requerimientos de demanda firme con un generador o comercializador reconocido por el AMM. Además, debe tener como mínimo una demanda de 100 kW para el consumo propio y por cada punto de intercambio físico.

Para ingresar al Mercado Mayorista se debe presentar una copia de la notificación al distribuidor, en este caso la Empresa Eléctrica, en donde se le informa que se cambiará de suministrador, o bien la solvencia que ésta extienda demostrando que no existen saldos pendientes de la cuenta.

El ingreso hace necesario que la red interna de distribución de la Ciudad Universitaria sea propiedad de la universidad para poder iniciar las operaciones.

Se debe constituir una fianza a favor del AMM por un monto equivalente del valor estimado del consumo en el mercado de oportunidad.

La universidad, como gran usuario, será responsable de la instalación, verificación y mantenimiento del equipamiento de medición en el nodo de consumo. Para la etapa transitoria deberá contar como mínimo, con un medidor de características similares a la medición comercial definitiva descrita en la Norma de Coordinación Comercial núm. 14, y a la vez cumplir con el procedimiento sistema de medición comercial (procedimiento transitorio).

3.1.2 Requisitos operativos

Los participantes del MM deben cumplir los siguientes requisitos operativos

- a. Acatar estrictamente las disposiciones operativas emitidas por el AMM y órdenes de despacho emitidas por el Centro de Despacho de Carga, así como, mantenerse dentro de la operación programada por el AMM obedeciendo sus instrucciones de operación.
- b. Integrarse al sistema de control supervisorio del AMM y sus parámetros de operación en tiempo real, de acuerdo a las Normas de Coordinación Operativa, incluyendo los mecanismos destinados a mejorar el desempeño

transitorio y dinámico del sistema, los sistemas de comunicaciones y enlaces de datos y sistemas de alivio de carga, de acuerdo a las normas.

- c. Para la administración de las transacciones en el Mercado Mayorista se requiere un sistema de medición comercial. Los equipos de medición que especifique el AMM para cada participante, deberán ser adquiridos, instalados y mantenidos por cada uno de éstos.
 - d. Proveer los medios de comunicación necesarios para la operación confiable y continua del sistema de control supervisorio, sistema de medición comercial y despacho de carga.
 - e. En caso de emergencia, cumplir con los racionamientos programados, incluyendo los servicios de desconexión automática de cargas.
 - f. Es necesario que los generadores aporten servicios complementarios, tales como
 - Reserva rodante para regulación primaria y de frecuencia
 - Aporte de potencia reactiva para mantener niveles de voltaje
 - Reserva fría para operar en caso de una contingencia
 - g. Los participantes deberán tener disponibilidad para integrarse a los esquemas de control suplementario que sea necesario implementar.
- 3.2 Evaluación del costo de suministro de energía eléctrica a través del Mercado de Oportunidad de la Energía - MOE

3.2.1 Punto de entrega

El punto de entrega de la energía debe ser el punto de intercambio físico y en este caso debe ser un solo punto de alimentación cercano al campus central, el cual sería por la 31 calle de la avenida Petapa.

3.2.2 Precio spot

El precio horario de la energía para cada día del año es característico, como la da a conocer el AMM en su página www.amm.org.gt. La tabla XII muestra el spot promedio anual aplicado a los consumidores del Mercado Mayorista en el 2000, 2001 y 2002 (enero-junio), en el que sobresalen máximos y mínimos. La figura 13 permite apreciar tal comportamiento.

El análisis de la tabla XII y la figura 13, en general, indican que los precios de la energía disminuyeron del año 2000 al año 2001 aproximadamente 25.54 % y del año 2001 a junio del año 2002 aumentaron aproximadamente 6.47%, lo cual igualmente es apreciable en la tabla XIII y la figura 14 al observar el comportamiento del spot promedio mensual aplicado por el AMM en dicho periodo.

3.2.3 Proyección del resultado total de las transacciones

Se estima que el resultado total de las transacciones en el Mercado Mayorista de la Ciudad Universitaria, que se hubiera obtenido para los años 2000 y 2001, pudo ser de la siguiente forma.

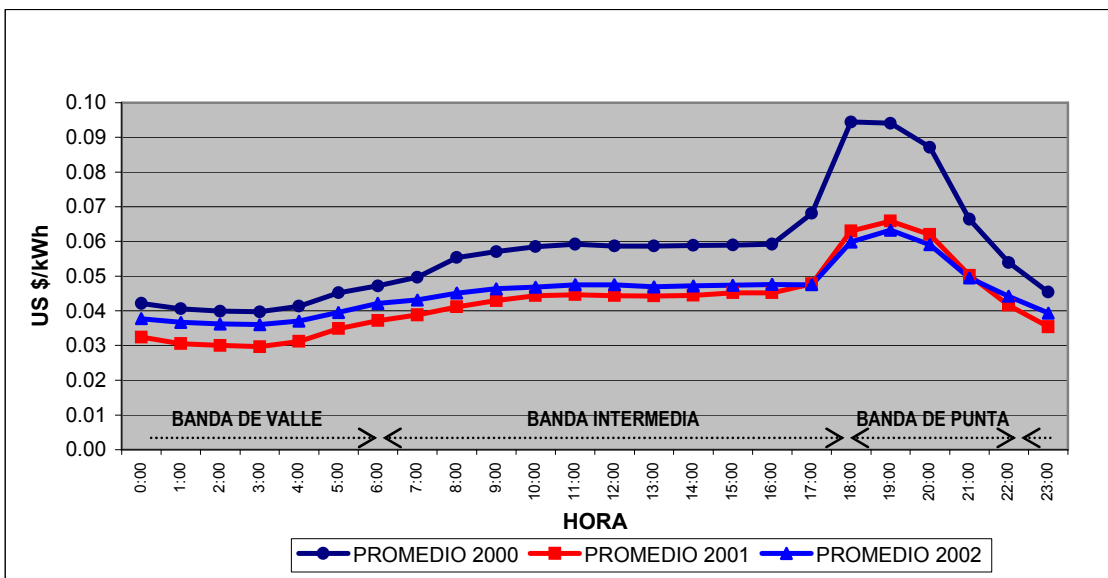
Sección 6.10 Tabla XII. Precios spot promedio por hora aplicados a los consumidores del Mercado Mayorista en el año 2000, 2001 y 2002.

HORA	AÑO		
	2000	2001	2002
0:00	0.04211	0.03243	0.03774
1:00	0.04057	0.03051	0.03667
2:00	0.03989	0.02999	0.03625
3:00	0.03969	0.02961	0.03600
4:00	0.04132	0.03118	0.03700
5:00	0.04519	0.03490	0.03954
6:00	0.04716	0.03722	0.04215
7:00	0.04967	0.03884	0.04311
8:00	0.05534	0.04116	0.04506
9:00	0.05704	0.04299	0.04633
10:00	0.05852	0.04435	0.04679
11:00	0.05919	0.04462	0.04756
12:00	0.05867	0.04434	0.04750
13:00	0.05866	0.04429	0.04686
14:00	0.05886	0.04444	0.04713
15:00	0.05897	0.04515	0.04738
16:00	0.05922	0.04521	0.04761
17:00	0.06807	0.04778	0.04751
18:00	0.09439	0.06297	0.05984
19:00	0.09405	0.06586	0.06322
20:00	0.08712	0.06199	0.05904
21:00	0.06640	0.05018	0.04950
22:00	0.05387	0.04160	0.04422
23:00	0.04537	0.03539	0.03932
PROMEDIO	0.05747	0.04279	0.04556

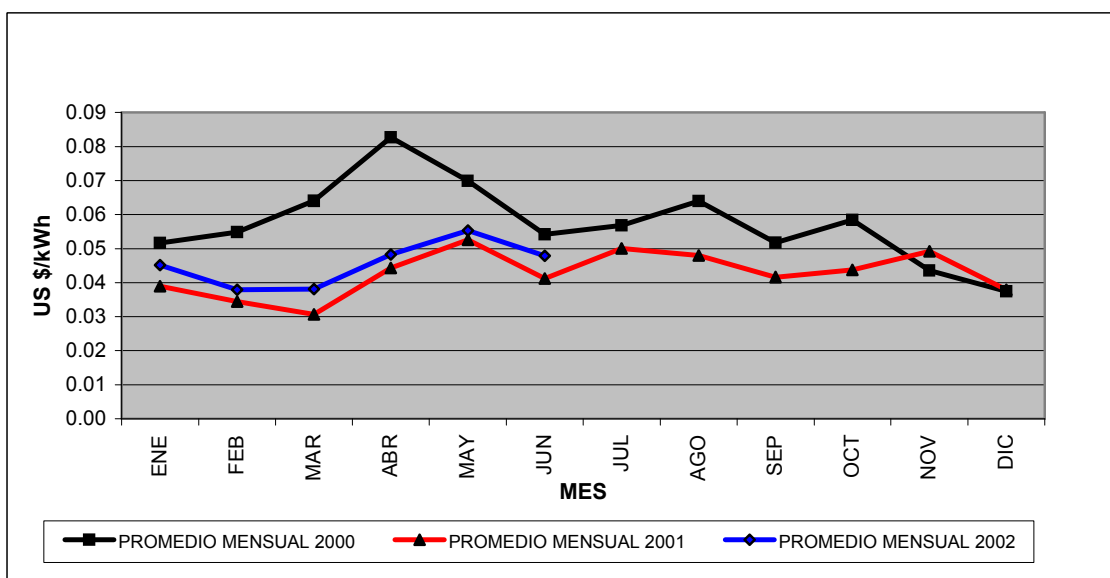
Tabla XIII. Precios spot promedio mensual aplicados a los consumidores del Mercado Mayorista en el año 2000, 2001 y 2002.

Artículo VII.	MES	2,000	2,001	2,002
Sección 7.01	ENERO	0.05165	0.03899	0.04520
	FEBRERO	0.05490	0.03446	0.03796
	MARZO	0.06403	0.03071	0.03805
	ABRIL	0.08274	0.04436	0.04830
	MAYO	0.06995	0.05259	0.05534
	JUNIO	0.05421	0.04122	0.04792
	JULIO	0.05687	0.05007	-
	AGOSTO	0.06396	0.04799	-
	SEPTIEMBRE	0.05176	0.04163	-
	OCTUBRE	0.05847	0.04374	-
	NOVIEMBRE	0.04357	0.04917	-
	DICIEMBRE	0.03746	0.03795	-

Figura 13. Precios spot promedio por hora aplicados a los consumidores del Mercado Mayorista en el año 2000, 2001 y 2002.



Sección 7.02 Figura 14. Precios spot promedio mensual aplicados a los consumidores del Mercado Mayorista en el año 2000, 2001 y 2002.



3.2.3.1 Resultado neto de las transacciones de energía

Mediante una simulación, basada en las curvas de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria representativas de los diversos meses del año[†], y en el precio de oportunidad de la energía, afectado por el factor de pérdidas nodales de energía promedio de la demanda y establecido en forma periódica para cada mes del año[‡], podemos conocer la distribución mensual del resultado neto de las transacciones de energía de la universidad en el MOE, tal como se muestra en las tablas XIV y XV.

A manera de explicación, la tabla XIV, muestra que a las 0:00 horas de un día típico del mes de enero del 2000, el pago por energía es

$$\text{Pago energía 0:00 horas} = \text{Consumo (kWh)} * \text{Spot (US \$/kWh)}$$

$$\text{Pago energía 0:00 horas} = \text{US \$ 7.89}$$

Luego, para éste día típico, se calcula que el consumo y el pago respectivo es la suma total del consumo y pago de cada una de las 24 horas del día. Esto es

$$\text{Consumo día típico} = 9,373.58 \text{ kWh}$$

$$\text{Pago energía día típico} = \text{US \$ 530.72}$$

Al final, el consumo y pago para el mes de enero es el consumo y pago del día típico multiplicado por el número de días del mes (31), es decir:

$$\text{Consumo mes} = 290,581 \text{ kWh}$$

$$\text{Pago energía mes} = \text{US \$ 16,452.44}$$

El desarrollo de un procedimiento análogo al anterior, permite obtener la distribución mensual del consumo (kWh) y pago respectivo (US \$) en los años 2000 y 2001, tal como se muestra en las tablas XIV y XV respectivamente.

[†] Ver Sección 2.4.3 y Apéndice B para las curvas de demanda de carga del año 2000 y 2001 respectivamente.

[‡] Ver Apéndice C para conocer la distribución mensual del precio spot de la energía en el año 2000 y 2001.

3.2.3.2 Resultado neto de las transacciones de potencia

La universidad debe cubrir su demanda Firme con contratos de potencia, ya sea con un comercializador o con un generador. En tal caso, el contrato debe cubrir un estimado de 900 kW-Mes y 950 kW-Mes, según la curva de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria del año 2000 y 2001 respectivamente.

Un valor típico en el medio del precio por potencia, ha sido US\$ 8.9 /kW-Mes, por lo que se considera, que el cargo mensual por potencia es:

$$\text{Pago potencia mes} = \text{Potencia mes} * \text{Costo potencia mes}$$

$$\text{Pago potencia mes} = 900 \text{ kW-Mes} * \text{US\$ } 8.9/\text{kWh-Mes}$$

$$\text{Pago potencia mes} = \text{US\$ } 8,010.00$$

3.2.3.3 Resultado neto de transacciones de desvíos de potencia

En el presente caso y para propósitos de simulación, se asume que no se realizaron transacciones de desvíos de potencia, pues el contrato de potencia respectivo debe cubrir ampliamente la demanda firme.

3.2.3.4 Resultado neto de transacciones por servicios complementarios

Un valor típico del cargo por este servicio es de solamente de US\$ 0.0014/kW-Mes, lo cual es un valor no significativo, por lo que al igual que en el caso anterior y para propósitos de simulación, se asume que no se participa en la prestación o en la asignación de ningún servicio, siendo el resultado de estas transacciones igual a cero.

3.2.3.5 Resultado neto de cargos por pérdidas

El cargo total por pérdidas, no se facturaría, puesto que la potencia se compra en el punto de entrega, en la universidad.

3.2.3.6 Cargos por peaje

La universidad debe hacer uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundaria para recibir la energía en el punto de entrega.

El AMM determina cuál es el sistema de transmisión económicamente adaptado, es decir, el que permite transmitir o transportar electricidad con el menor costo de instalación y operación de las instalaciones de transmisión y transformación.

Así pues, el cargo mensual, asignado a los participantes consumidores por peaje en los sistemas de transporte principal y secundario es, US\$1.414/kW-Mes y US\$0.658/kW-Mes, respectivamente.

Entonces, el pago por peaje en el sistema principal es:

Pago peaje S. Principal = Potencia mes * Peaje S. Principal

Pago peaje S. Principal = 900 kW-Mes * US\$ 1.414/kWh-Mes

Pago peaje S. Principal = US\$ 1272.6

Y para el sistema secundario es:

Pago peaje S. Secundario = Potencia mes * Peaje S. Secundario

Pago peaje S. Secundario = 900 kW-Mes * US\$ 0.658/kWh-Mes

Pago peaje S. Secundario = US\$ 592.2

TABLA XIV. Detalle estimado del resultado total de transacciones en el Mercado Mayorista de la Ciudad Universitaria en el año 2000.

Ahora bien, en lo que respecta a los cargos en mediana tensión, el Valor Agregado de Distribución - VAD estipulado por la CNEE y aplicado en el contrato de potencia es Q.39 /kW. Por lo que el pago por VAD en mediana tensión es:

$$\text{Pago V.A.D. media tensión} = \text{Potencia mes} * \text{V.A.D. media tensión}$$

Y en el mes de ejemplo es:

$$\text{Pago V.A.D. media tensión} = 900 \text{ kW-Mes} * \text{US\$ } 4.875 /\text{kW-Mes}$$

$$\text{Pago V.A.D. media tensión} = \text{US\$ } 4387.5$$

3.2.3.7 Cuota por administración y operación

Según el AMM, ésta cuota es afectada únicamente por un factor de 3.5/millar, por lo que se estima que para el mes de enero sería:

$$\text{Cuota por administración y operación} = \text{US \$ } 107.5$$

3.2.3.8 Resultado total de las transacciones

Al final, el resultado total de las transacciones es la suma de todos los cargos anteriores.

Entonces, en enero sería:

$$\text{Resultado total de transacciones} = \text{US \$ } 30,822.24$$

Y su equivalente en moneda nacional (US \$ 1 ≈ Q. 8.00) es:

$$\text{Resultado total de transacciones} = \text{Q. } 246,577.95$$

Finalmente, el desarrollo de un procedimiento análogo al anterior, permite obtener la distribución mensual del detalle del resultado total de las transacciones del año 2000 y 2001, tal como se muestra en las tablas XIV y XV respectivamente.

La tabla XVI muestra el detalle global del resultado total de transacciones para este periodo. En él se observa que la inversión estimada para el suministro de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria a través del Mercado Mayorista para el año 2000 es Q. 3,763,229.37, mientras que la inversión estimada respectiva para el año 2001 es Q. 3,261,913.62, en la cual se registra un decremento aproximado de 13.3% respecto del año anterior.

Por lo tanto es posible decir que el costo de la energía como gran usuario del Mercado Mayorista, para estos años hubiese sido:

$$\text{Costo de la energía MM 2000} = \frac{\text{Q. } 3,763,229.37}{4,711,491 \text{ kWh}} = \text{Q. } 0.7987 / \text{kWh}$$

$$\text{Costo de la energía MM 2001} = \frac{\text{Q. } 3,261,913.62}{4,864,202 \text{ kWh}} = \text{Q. } 0.6706 / \text{kWh}$$

Tabla XVI. Detalle global del resultado total de transacciones de energía en el MM de la Ciudad Universitaria durante los años 2000 y 2001.

CONCEPTO DE PAGO	2,000		2,001	
	US \$	Q.	US \$	Q.
ENERGÍA EN EL SPOT	297,615.40	2,380,923.21	225,661.29	1,805,290.34
POTENCIA (CONTRATO)	96,120.00	768,960.00	101,460.00	811,680.00
PEAJE S. PRINCIPAL	15,271.20	122,169.60	16,119.60	128,956.80
PEAJE S. SECUNDARIO	7,106.40	56,851.20	7,501.20	60,009.60
V.A.D. EN MEDIANA TENSIÓN	52,650.00	421,200.00	55,575.00	444,600.00
CUOTA POR ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN	1,640.67	13,125.36	1,422.11	11,376.88
RESULTADO TOTAL DE TRANSACCIONES	470,403.67	3,763,229.37	407,739.20	3,261,913.62

Las figuras 15 y 16 muestran la composición porcentual del resultado total de transacciones de energía en el Mercado Mayorista de la universidad en los dos últimos años.

Es evidente la oportunidad de obtener un gran beneficio, al evaluar las alternativas de provisión de la energía en esta modalidad y observar que los resultados estimados demuestran un significativo ahorro económico de Q. 1,617,730.50 en el año 2000 y de Q. 3,361,400.82 en el año 2001, en relación a los pagos efectuados a la EEGSA por el consumo de la energía.

Es posible hacer una proyección del costo anual de la energía en el Mercado Mayorista, al final del presente año (2002), como resultado de la evaluación del costo de la energía al final del mes de junio, pues hasta esta fecha lo permite la información publicada del spot, por el AMM.

Aplicando en estos 6 meses, la misma demanda de carga registrada en los meses correspondientes del año anterior, y utilizando el precio spot publicado por el AMM, se determina el resultado total de las transacciones de energía de la universidad, tal como se muestra en el apéndice D.

Por tanto, el costo de la energía en el Mercado Mayorista para el año 2002 es:

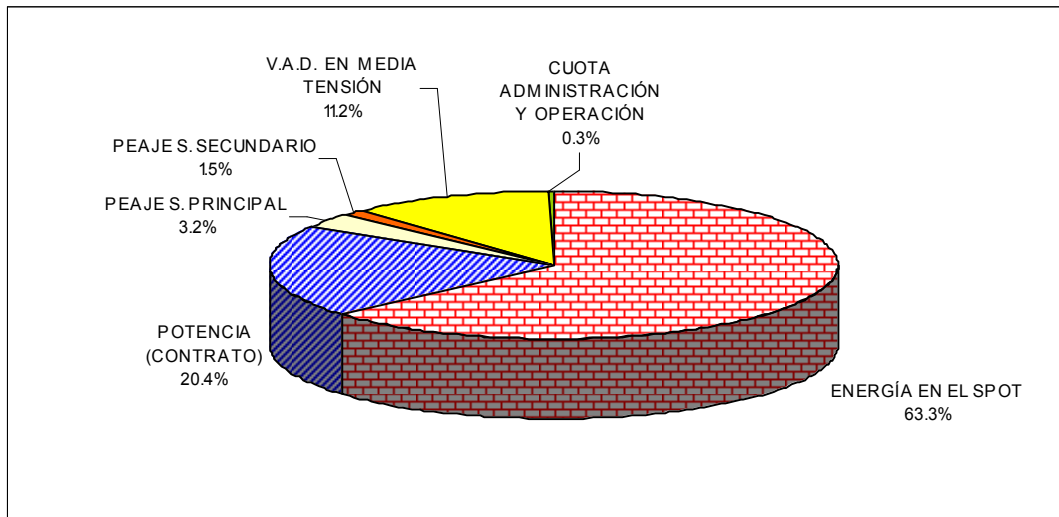
$$\text{Costo de la energía MM 2002} = \frac{\text{Q. } 1,628,931.06}{2,346,025 \text{ kWh}} = \text{Q. } 0.6943 \text{ /kWh}$$

También es posible estimar el resultado total de las transacciones al final del presente año (12 meses), aplicando el mismo consumo de energía del año anterior y el costo respectivo de la energía del presente año. Es decir:

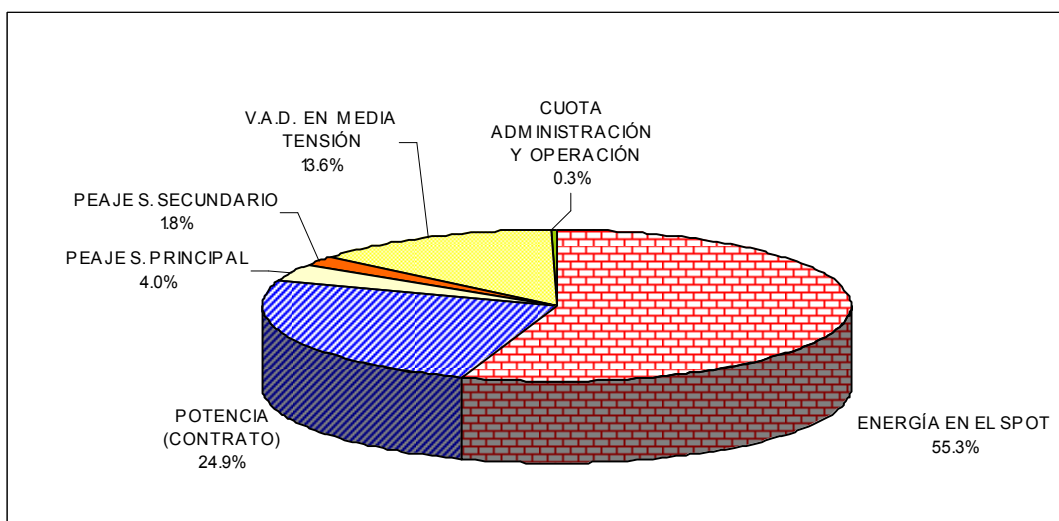
$$\text{Resultado total de transacciones 2002} = \text{Q. } 0.6943/\text{kWh} * 4,864,202 \text{ kWh}$$

$$\text{Resultado total de transacciones 2002} = \text{Q. } 3,377,215.45$$

Sección 7.03 Figura 15. Distribución porcentual de las transacciones de energía en el Mercado Mayorista de la universidad en el año 2000.



Sección 7.04 Figura 16. Distribución porcentual de las transacciones de energía en el Mercado Mayorista de la universidad en el año 2001.



3.3 La universidad como cliente de un comercializador

3.3.1 Condiciones particulares para ser cliente de un comercializador

En esta opción, la universidad debe suscribir un contrato de potencia y energía que le permita cubrir los requerimientos de demanda firme con un comercializador participante del Mercado Mayorista.

Debe tener como mínimo una demanda de 100 kW para el consumo propio y por cada punto de intercambio físico.

Para ser cliente de un comercializador únicamente se debe presentar una copia de la solvencia que la Empresa Eléctrica extienda demostrando que no existen saldos pendientes de la cuenta.

La red interna de distribución deberá ser propiedad de la universidad para poder iniciar el suministro.

La universidad o la comercializadora, en mutuo acuerdo, será responsable de la instalación, verificación y mantenimiento del equipamiento de medición en el nodo de consumo.

3.3.2 Condiciones particulares que debe cumplir el comercializador

Cualquier comercializadora reconocida por el AMM que desee brindar el servicio de suministro de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria, debe brindar la más alta calidad de servicio a un precio competido, además de ofrecer los siguientes beneficios.

- a. Asesoría técnica: consultoría disponible para estudiar en detalle las diferentes necesidades de la universidad, ofreciendo soluciones prácticas y rentables.

- b. Precios competitivos: por medio de precios horarios de energía y potencia sobre la base del análisis de la demanda de carga universitaria.
- c. Atención personalizada: realizando contratos de suministro en función de las características y necesidades de la universidad, con la mejor relación calidad – precio.

También es importante que la comercializadora brinde garantías de suministro, contando para ello con el respaldo respectivo de contratos de potencia con empresas generadoras del Mercado Mayorista.

3.4 Evaluación del costo de suministro de energía eléctrica a través de un comercializador

3.4.1 Punto de entrega

El punto de entrega es en el punto de la medición que debe ser localizado a la entrada de la universidad, por la 31 calle de la Av. Petapa.

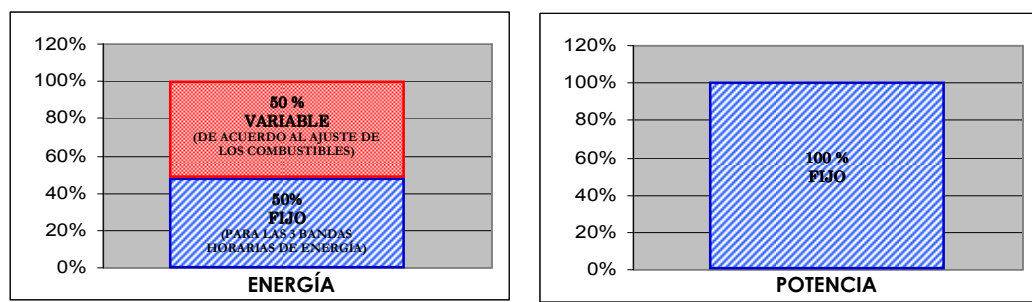
3.4.2 Precios de la potencia y la energía

Las opciones de negociación técnicamente especializadas que se dan en este mercado son varias, pero para el presente caso, algunas comercializadoras del mercado energético nacional, como Comercializadora de Electricidad Centroamericana, S.A. (CECSA) y Mayorista de Electricidad, S.A. (MEL) proponen que una solución a las transacciones de energía y potencia requeridas por la universidad, sea de acuerdo a los siguientes precios.

- a. Precio por la potencia: entrega en media tensión a la entrada de la USAC, 100% fijo, el cual naturalmente incluye los cargos por peaje primario, secundario y valor agregado de distribución. Este precio puede ser ajustado cuando los precios de VAD tengan una variación positiva o negativa.

- b. Precio por la energía horaria: establecido según las tres bandas horarias de energía y compuesto por la suma de un 50% fijo y un 50% variable. Este último es ajustado de acuerdo a la siguiente fórmula de ajuste del combustible: El índice de combustible a utilizar es el HFO # 6 U.S. Gulf, 1 % de azufre publicado por platt's oilgram report bajo el título five day rolling average. El precio base del combustible es US\$13.50 por barril. El precio base será el denominador y el promedio mencionado el numerador.

Figura 17. Distribución porcentual de los precios de energía y potencia para la Ciudad Universitaria con una comercializadora.



En general, esta estructura del costo de la energía, ofrece mayor estabilidad de los precios, a diferencia del precio spot, el cual es característico para cada hora, día y mes del año.

Para evaluar el costo estimado de suministro de energía eléctrica en la universidad, a través de una comercializadora, para el periodo 2000 – 2002, se utilizó la cotización de los siguientes precios de potencia y de energía.

En el año 2000 se pudo cotizar directamente el siguiente costo anual de energía:

$$\text{Costo de la energía comercializador 2000} = \text{Q. } 0.85 / \text{kWh}$$

Para el periodo 2001- 2002 se cotizaron específicamente los siguientes precios de potencia y energía:

Precio por la potencia: US\$ 11.90 kW-Mes

Precio por la energía:	De 06:00 a 17:59 horas	US\$ 0.0530 /kWh
	De 18:00 a 21:59 horas	US\$ 0.0530 /kWh
	De 22:00 a 05:59 horas	US\$ 0.0477 /kWh
	Precio promedio	US\$ 0.05101/kWh

3.4.3 Proyección del resultado total de las transacciones

Considerando el costo y precios de potencia y energía expuestos anteriormente y el consumo específico de energía en la Ciudad Universitaria de estos años, se estima que el resultado total de transacciones de energía de la universidad en una comercializadora, hubiese sido:

Para el año 2000, el resultado total de transacciones es el producto entre el costo de la energía por el consumo anual respectivo, es decir:

Resultado total de transacciones 2000 = Q.0.85/kWh * 4,711,491 kWh

Resultado total de transacciones 2000 = Q.4,004,767.35

Para el año 2001, la distribución mensual del resultado total de transacciones se muestra en la tabla XVII. En él se detalla la distribución mensual de energía y una demanda máxima de 950 kW, la cual es fija y cubre con un margen de seguridad apropiado a la curva de demanda de carga diaria de la universidad. También se considera un ajuste en el 50 % del precio de la energía de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\$/\text{kWh Ajuste} = 1/2 \text{ Precio promedio de energía} \times \frac{\text{Costo mensual del combustible}}{\text{Costo promedio del combustible}}$$

Así pues, para el mes de enero se tiene que

$$$/kWh \text{ Ajuste} = \frac{1}{2} * 0.05101 * (27.53/13.5) = 0.0520$$

Por lo que el precio total de la energía en este mes es US\$ 0.0775 / kWh, lo cual implica un pago por energía de US \$ 26,421.28, por lo que al final el pago mensual por potencia y energía es US \$ 37,726.28, que es equivalente a Q. 301,810.23.

Tabla XVII. Distribución mensual del resultado total de transacciones de energía con un comercializador de la Ciudad Universitaria durante el año 2001.

MES	ENERGÍA kWh	\$ / kWh FIJO	COMBUST. US\$ / Barril	\$ / kWh AJUSTE	\$ / kWh TOTAL	PAGO			
						kW (US\$)	KWh (US\$)	TOTAL (US\$)	TOTAL (Q.)
ENERO	340848	0.025505	27.53	0.0520	0.0775	11,305	26,421.28	37,726.28	301,810.23
FEBRERO	429497	0.025505	26.24	0.0496	0.0751	11,305	32,246.28	43,551.28	348,410.20
MARZO	353956	0.025505	24.32	0.0459	0.0715	11,305	25,290.79	36,595.79	292,766.30
ABRIL	392463	0.025505	24.89	0.0470	0.0725	11,305	28,464.82	39,769.82	318,158.53
MAYO	427082	0.025505	23.93	0.0452	0.0707	11,305	30,201.09	41,506.09	332,048.74
JUNIO	402179	0.025505	21.98,	0.0415	0.0670	11,305	26,958.43	38,263.43	306,107.42
JULIO	459138	0.025505	21.06	0.0398	0.0653	11,305	29,978.41	41,283.41	330,267.24
AGOSTO	460072	0.025505	20.02	0.0378	0.0633	11,305	29,135.43	40,440.43	323,523.41
SEPTIEMBRE	463833	0.025505	23.32	0.0441	0.0696	11,305	32,265.40	43,570.40	348,563.16
OCTUBRE	467960	0.025505	19.21	0.0363	0.0618	11,305	28,918.84	40,223.84	321,790.70
NOVIEMBRE	377861	0.025505	16.15	0.0305	0.0560	11,305	21,166.46	32,471.46	259,771.72
DICIEMBRE	289313	0.025505	16.55	0.0313	0.0568	11,305	16,424.95	27,729.95	221,839.58
4864202						463,132.16			3,705,057.24

Entonces, para el año 2001 tenemos que:

Resultado total de transacciones 2001 = Q. 3,705,057.24

Con un costo anual de energía de:

$$\text{Costo de la energía comercializador 2001} = \frac{\text{Q.3,705,057.24}}{4,864,202 \text{ kWh}} = \text{Q.0.7617 / kWh}$$

Ahora, en el año 2002, suponiendo que no se incrementará el consumo de energía universitario y aplicando el mismo costo de la energía del año 2001 (debido a que los precios de potencia y energía son los mismos), se tiene que:

$$\text{Costo de la energía comercializador 2002} = \text{Q. 0.7617 / kWh}$$

$$\text{Resultado total de transacciones 2002} = \text{Q. 3,705,057.24}$$

Finalmente, los resultados obtenidos en esta modalidad de suministro de energía, muestran la factibilidad de esta opción. La tabla XVIII, muestra el resumen de la evaluación del costo de suministro de energía en la Ciudad Universitaria con el MM y un comercializador en el periodo 2000-2001.

4. NUEVO SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA

4.1 Diagnóstico de la red de distribución

4.1.1 Servicio de distribución final

El servicio de distribución final es el suministro de energía eléctrica que se presta a la universidad, mediante redes de distribución de EEGSA, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión.

4.1.2 Objetivo del diagnóstico

La factibilidad de un nuevo servicio de suministro de energía eléctrica en la universidad ya sea como gran usuario del Mercado Mayorista o como cliente de algún comercializador, conlleva al diagnóstico de la red de distribución actual con el objetivo de adecuar las instalaciones existentes a los requerimientos comerciales y operativos necesarios.

4.2 Descripción general de la red de distribución

Recorrer cada uno de los alimentadores de la Ciudad Universitaria, desde los puntos de suministro de energía y potencia eléctrica, por la avenida Petapa y por la salida al Anillo Periférico, hasta el último poste instalado de cada alimentador, ya sea con las tres fases o una de ellas, y obtener información de conductores (tipo y longitud), datos de transformadores (tipo, capacidad,

montaje) y postes, entre otros, permite hacer la descripción general del siguiente sistema típico.

- a. Dos ramales primarios de alimentación, con tendido de 19,217 metros lineales de conductor AWG 1/0 ACSR y con voltaje nominal de 13,2 kV.
- b. Cuarenta y nueve transformadores de distribución, con capacidades nominales desde 5 hasta 100 kVA, los cuales se encuentran instalados en postes, emplazamientos a nivel del suelo y en bóvedas subterráneas, en la cercanía de los consumidores.
- c. Ramales de acometida que llevan la energía desde el secundario del transformador de distribución, a lo largo de calles o de áreas verdes hacia los 53 consumidores registrados por la universidad. Además de 20 servicios independientes de cafeterías y librerías, pertenecientes a la red secundaria y enmarcados como usuarios regulados del servicio de distribución final prestado por la Empresa Eléctrica.
- d. Veinticinco diferentes circuitos de alumbrado público con un total de 14,631 metros lineales de conductor AWG 1/0 Triplex, que alimentan a 163 lámparas tipo cobra y 300 lámparas tipo nema.

Figura 18. Red de distribución eléctrica de la Ciudad Universitaria



A. Boveda de trafo de distribución núm. 33 (3x25 kV) del edificio M-1.



B. Trafo de distribución núm. 47 (3x25 kv, sobre poste) del edificio S-7.



C. Trafo de distribución núm. 45 (3x50 kV, sobre el suelo) del edificio de biblioteca.



D. Circuitos de alumbrado público frente a los edificios S-3 & S-6, y parqueo del edificio M-4.

4.3 Ampliación de la de red de distribución

4.3.1 Modificaciones a corto plazo

A corto plazo, como gran usuario o como cliente, existe el requerimiento particular de tener como mínimo una demanda de 100 kW por cada punto de intercambio físico. Esto implica necesariamente unificar a los diversos

consumidores de la Ciudad Universitaria, en un punto común de suministro y medición y por lo tanto modificar la red de distribución interna.

De acuerdo a lo anterior, el objetivo entonces es aislar la red de distribución interna, teniendo únicamente un punto de suministro de energía y potencia, el cual físicamente sería por la 31 calle de la avenida Petapa.

Por lo tanto, las modificaciones inmediatas que se deben realizar en la red actual, a fin de cumplir los requisitos necesarios son:

1. Abrir el ramal de alimentación por la 33 calle de la avenida Petapa en el punto donde comienza el campus universitario.
2. Abrir la línea de alimentación, por la 15 avenida salida al Anillo Periférico.
3. Integrar eléctricamente el transformador núm. 41 a la red interna, derivando su alimentación del ramal principal que alimenta el transformador núm. 40.
4. Construir 375 metros de línea trifásica que una a los dos ramales principales, desde el punto de alimentación del transformador núm. 36 del primer ramal principal hasta el segundo punto que alimenta el transformador núm. 49 del segundo ramal principal.
5. Instalar el nuevo sistema de medición comercial en un punto cercano al punto de intercambio físico de la energía.

Al final, la modificación a la red de distribución primaria universitaria[†], para optar a un nuevo servicio inmediato, y por ende a un ahorro económico

[†] La cual debe necesariamente ser propiedad de la universidad

considerable (tal como se demostró en el capítulo anterior), quedaría como se muestra en la figura 19.

4.3.2 Modificaciones a largo plazo

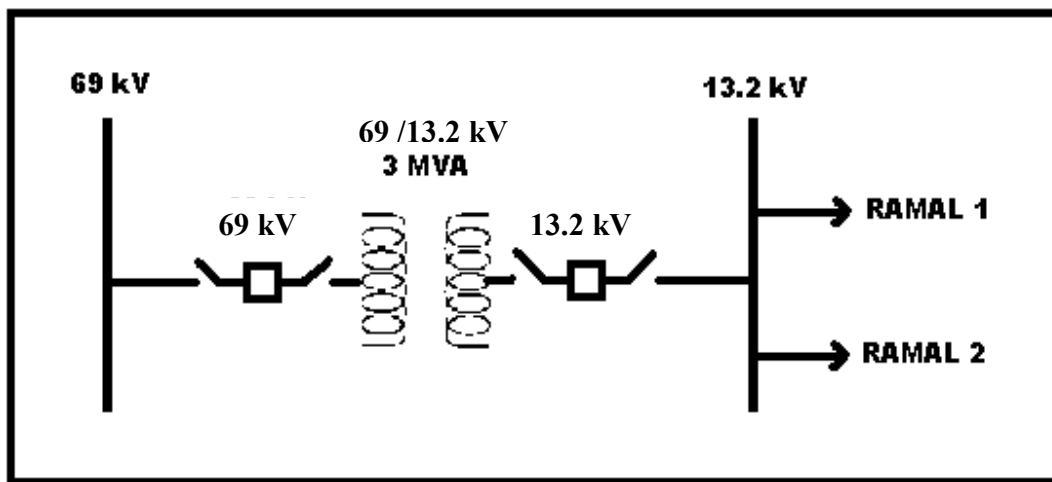
A largo plazo, la Universidad de San Carlos de Guatemala, puede optar para abastecerse de energía y potencia eléctrica para su distribución, gracias al bloque de energía que le proporcionaría una Subestación alimentada por líneas de transmisión con nivel de voltaje de 69 kV, provenientes de la subestación Guatemala Sur y que pasan por la calzada Atanasio Tzul.

La ubicación de la subestación dentro de la Ciudad Universitaria debe estar localizada en el centro geométrico del área y equidistante de los sitios de concentración de carga. La capacidad de ella debe ser de 3 MVA, con barra principal, un transformador de 3 MVA con nivel de voltaje de 69/13.2 kV, un interruptor de 69 kV, un interruptor de 13.2 kV y seccionadores, como equipo básico, tal como se muestra en la figura 20.

Es seguro que la universidad deberá aportar su propio sistema de distribución y equipos de transformación local en cada servicio, pues actualmente todo este sistema es propiedad de la Empresa Eléctrica.

Además de lo anterior hay que considerar que estas instalaciones necesitan mantenimiento especial, por lo que debe pensarse en que la universidad debería contar con personal capacitado para ello, o bien, contratar este servicio con una empresa especializada.

Figura 20. Circuito unifilar de la nueva subestación de distribución propuesta para la Ciudad Universitaria, con capacidad de 3 MVA, en nivel de voltaje de 69/13.2 kV.



Artículo VIII. . RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN

5.1 Costo de la energía en la empresa eléctrica

El análisis de las transacciones de energía que la universidad ha realizado con la EEGSA, demuestra que el costo de la energía en el año 2000 y 2001 fue:

$$\text{Costo de la energía EEGSA 2000} = \frac{\text{Q. } 5,380,959.87}{4,711,491 \text{ kWh}} = \text{Q. } 1.1421 \text{ /kWh}$$

$$\text{Costo de la energía EEGSA 2001} = \frac{\text{Q. } 6,623,314.44}{4,864,202 \text{ kWh}} = \text{Q. } 1.3616 \text{ /kWh}$$

Ignorando el incremento en el costo anual de la energía en el último año (19.22%), es posible estimar muy favorablemente, que el costo mínimo de la energía esperado para el año 2002, será:

$$\text{Costo de la energía EEGSA 2002} = \text{Q. } 1.3616 \text{ /Kwh}$$

5.2 Costo de la energía en el Mercado Mayorista

Contrariamente a lo sucedido con la EEGSA, resulta el hecho de observar los resultados obtenidos de la simulación de las transacciones de energía en el Mercado Mayorista, donde los números demuestran sorprendentemente los siguientes costos:

$$\text{Costo de la energía MM 2000} = \frac{\text{Q. } 3,763,229.37}{4,711,491 \text{ kWh}} = \text{Q. } 0.7987 \text{ / kWh}$$

$$\text{Costo de la energía MM 2001} = \frac{\text{Q. } 3,261,913.62}{4,864,202 \text{ kWh}} = \text{Q. } 0.6706 \text{ / kWh}$$

$$\text{Costo de la energía MM 2002} = \frac{\text{Q. } 3,377,215.45}{4,864,202 \text{ kWh}} = \text{Q. } 0.6943 \text{ / kWh}$$

5.3 Costo de la energía con un comercializador

De la cotización y la simulación de las transacciones de energía con una comercializadora, se tiene que:

Costo de la energía comercializador 2000 = Q. 0.8500 / Kwh

Costo de la energía comercializador 2001 = Q. 0.7617 / Kwh

Costo de la energía comercializador 2002 = Q. 0.7617 / Kwh

5.4 Costo de la red actual de distribución

El levantamiento de carga de la red de distribución eléctrica, permite cuantificar la lista de los principales suministros que componen cada ramal de alimentación de las redes de distribución primaria y secundaria: postes, transformadores, conductores, herrajes y accesorios. Además, la cuantificación permite obtener un presupuesto con precios actualizados de todos los suministros y mano de obra de la instalación correspondiente, a fin de obtener un valor estimado del costo de toda la red actual de distribución de la Ciudad Universitaria.

Costo de la red de distribución primaria	Q. 1,954,115.60	+
Costo de la red de distribución secundaria	Q. 1,319,204.35	+
<hr/>		
Costo total de la red de distribución	Q. 3,273,319.95	

Se debe tomar en cuenta que estos presupuestos corresponden a precios de suministros nuevos y mano de obra actuales; por lo que, según las tablas XIX y XX, un valor estimado del costo actual de toda la red de distribución universitaria nueva, es Q.3,273,319.95, lo cual constituye el máximo valor que en su momento podría ser pagado a la Empresa Eléctrica por parte de la universidad. Ahora bien el valor real de toda la red actual de distribución debe ser mucho menor debido a factores económicos que tomen en cuenta la depreciación y vida útil de la red, además de tomar en consideración elementos de una recomendable negociación.

Tabla XIX. Presupuesto de suministro y mano de obra de la red de distribución primaria (13.2 kV) de la Ciudad Universitaria.

ITEM	DESCRIPCION DEL MATERIAL O ACCESORIOS	CANTIDAD	PRECIO SUMINISTRO UNITARIO	PRECIO TOTAL DE MATERIALES
RAMAL I				
1	Poste de concreto (40 pies) clase 750	96	Q2,070.00	Q198,720.00
2	Transformador 10 Kva autoprotegido	10	Q6,793.00	Q67,930.00
3	Transformador 15 kVA autoprotegido	1	Q5,800.00	Q5,800.00
4	Transformador 25 kVA autoprotegido	38	Q8,700.00	Q330,600.00
5	Transformador 50 Kva	14	Q11,600.00	Q162,400.00
6	Transformador 75 Kva	6	Q18,000.00	Q108,000.00
7	Transformador 100 Kva	3	Q25,000.00	Q75,000.00
8	Metros lineales de conductor AWG 1/0 ACSR	14700	Q7.15	Q105,105.00
9	Herraje y accesorios	GLOBAL		Q341,166.00
10	Mano de obra	GLOBAL		Q234,792.00
TOTAL RAMAL I				Q1,629,513.00
RAMAL II				
11	Poste de concreto (40 pies) clase 750	27	Q2,070.00	Q55,890.00
12	Transformador 25 kVA autoprotegido	7	Q8,700.00	Q60,900.00
13	Transformador 50 Kva	6	Q11,600.00	Q69,600.00
14	Metros lineales de conductor AWG 1/0 ACSR	3,817	Q7.15	Q26,054.60
15	Herraje y accesorios	GLOBAL		Q68,344.00
16	Mano de obra	GLOBAL		Q43,814.00
TOTAL RAMAL II				Q324,602.60
TOTAL RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA				Q1,954,115.60

Tabla XX. Presupuesto de suministro y mano de obra de la red de alumbrado público de la Ciudad Universitaria

ITEM	DESCRIPCION DEL MATERIAL O ACCESORIOS	CANTIDAD	PRECIO SUMINISTRO UNITARIO	PRECIO TOTAL DE MATERIALES
CIRCUITOS DEL RAMAL I				
1	Poste de concreto 35' clase 750	158	Q1,725.00	Q272,550.00
2	Transformador 5 Kva	2	Q5,000.00	Q10,000.00
3	Transformador 10 kVA autoprotegido	5	Q6,793.00	Q33,965.00
4	Transformador 25 kVA autoprotegido	2	Q8,700.00	Q17,400.00
5	Metros lineales de cable AWG 1/0 triplex	8,909	Q19.15	Q170,607.35
6	Lámpara tipo cobra	111	Q700.00	Q77,700.00
7	Lámpara tipo nema	202	Q700.00	Q141,400.00
8	Herraje y accesorios	GLOBAL		Q41,291.80
9	Mano de obra	GLOBAL		Q77,424.60
SUBTOTAL RAMAL I				Q842,338.75
CIRCUITOS DEL RAMAL II				
10	Poste de concreto 35' clase 750	109	Q1,725.00	Q188,025.00
11	Transformador 5 Kva	1	Q5,000.00	Q5,000.00
12	Transformador 10 kVA autoprotegido	2	Q6,793.00	Q13,586.00
13	Transformador 25 kVA autoprotegido	1	Q8,700.00	Q8,700.00
14	Metros lineales de cable AWG 1/0 triplex	5,056	Q19.15	Q96,822.40
15	Lámpara tipo cobra	52	Q700.00	Q36,400.00
16	Lámpara tipo nema	98	Q700.00	Q68,600.00
17	Herraje y accesorios	GLOBAL		Q23,139.60
18	Mano de obra	GLOBAL		Q36,592.60
SUBTOTAL RAMAL II				Q476,865.60
TOTAL RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA				Q1,319,204.35

5.5 Costo de inversión a corto plazo

El costo total estimado de la inversión a corto plazo es la suma del costo total de la red de distribución final y el costo de las modificaciones a la red primaria, éstos últimos detallados principalmente como se muestra en la tabla XXI.

Costo total de la red de distribución	Q. 3,273,319.95	+
Costo de modificaciones a la red	Q. 111,079.00	
Costo de inversión a corto plazo	Q. 3,384,398.95	

Tabla XXI. Presupuesto de suministro y mano de obra de modificaciones a corto plazo a la red de distribución de la Ciudad Universitaria

ITEM	OBRA	PRECIO TOTAL MATERIALES	PRECIO TOTAL MANO DE OBRA	COSTO TOTAL DE LA OBRA
1	Eliminar entrada de ramal II	Q 4,000	Q 1,000	Q 5,000
2	Abrir alimentación Anillo Periférico	---	Q 300	Q 300
3	Integrar transformador Num. 41	Q 8,239	Q 3,742	Q 11,981
4	Construir 375 m. de línea trifásica	Q 23,107	Q 5,691	Q 28,798
5	Sistema de medición comercial	Q 52,000	Q 13,000	Q 65,000
	TOTAL	Q 87,346	Q 23,733	Q 111,079

5.6 Costo de inversión a largo plazo

La distribución de los costos de la subestación universitaria, en la tabla XXII, muestra que una estimación de la inversión, de acuerdo a las principales áreas de ingeniería que intervienen, es:

Costo de inversión en subestación = Q 3,000,000.00

Esto significa que a largo plazo, el costo total del proyecto sería:

Costo de la red de distribución modificada	Q. 3,384,398.95 +
Costo de inversión en subestación	Q. 3,000,000.00
Costo de inversión a largo plazo	Q. 6,384,398.95

Tabla XXII. Presupuesto de suministro y mano de obra de la nueva subestación de distribución (69/13.2 kV) propuesta para la Ciudad Universitaria.

ITEM	SUBESTACIÓN DE 69/13.2 Kv	
1	Proyecto (civil más eléctrico)	Q. 45,000
2	Equipo (transformador, pararrayos, interruptores, seccionadores)	Q. 2,100,000
3	Material de las obras civiles	Q. 105,000
4	Construcción (partes: civil más mecánica más eléctrica)	Q. 750,000
TOTAL		Q. 3,000,000

5.7 Interpretación de los resultados

5.7.1 Ahorro con el Mercado Mayorista

Los resultados detallados en la tablas XVIII y XXIII, demuestran que la inversión por compras de energía en el Mercado Mayorista, en estos dos últimos años, hubiese significado un ahorro económico de Q.1,617,730.50 (30.1 %) en el año 2000 y de Q.3,361,400.82 (50.75 %) en el año 2001; esto, en relación a los pagos anuales respectivos efectuados a la Empresa Eléctrica.

Tabla XXIII. Resultado total de las transacciones de energía de la universidad en la EEGSA, Mercado Mayorista y comercializadora en los años 2000, 2001 y 2002.

AÑO	CONSUMO	EEGSA	MM	COMERCIALIZADOR
2000	4,711,491 kWh	Q.5,380,959.87	Q 3,763,229.37	Q.4,004,767.35
2001	4,864,202 kWh	Q.6,623,314.44	Q 3,261,913.62	Q.3,705,057.23
2002	4,864,202 kWh	Q.6,623,314.44	Q.3,377,215.45	Q.3,705,057.23

5.7.2 Ahorro con el comercializador

Los resultados también demuestran que el ahorro económico obtenido de la posible negociación con un comercializador, hubiese sido Q.1,376,192.52 (25.58%) en el año 2000 y Q.2,918,257.21 (44.06%) en el año 2001.

5.7.3 Proyección de ahorro con el Mercado Mayorista

Para el presente año, suponiendo muy favorablemente para la EEGSA, que no incrementará el costo de la energía y que la Ciudad Universitaria registrará la misma demanda de energía que el año anterior, el ahorro mínimo esperado sería Q. 3,246,098.99 (49%).

Además del gran ahorro económico, las estadísticas garantizan que este ahorro se mantendrá vigente durante mucho tiempo, pues mientras la tarifa de la energía tiende a subir en la Empresa Eléctrica, en el Mercado Mayorista tiende a estabilizarse a un valor más bajo, como lo sugiere el comportamiento del precio spot en estos últimos años. La figura 23, permite percibir con mayor claridad lo anterior.

5.7.4 Proyección de ahorro con el comercializador

Un efecto similar al anterior sucede para el caso del comercializador, donde sin un incremento en el consumo anual universitario, el ahorro estimado sería de Q.2,918,257.21 (44.06%); resultado de la estructura de los precios de la potencia y de la energía, respaldados por el contrato respectivo.

Es interesante observar en las figuras 21 y 22, para estos dos últimos años, la proyección de la distribución mensual de la inversión por consumo de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria, entre la Empresa Eléctrica, el Mercado Mayorista y un comercializador.

Figura 21. Comparación de la distribución mensual del pago por consumo de energía en la Ciudad Universitaria entre la EEGSA, MM y la comercializadora para el año 2000.

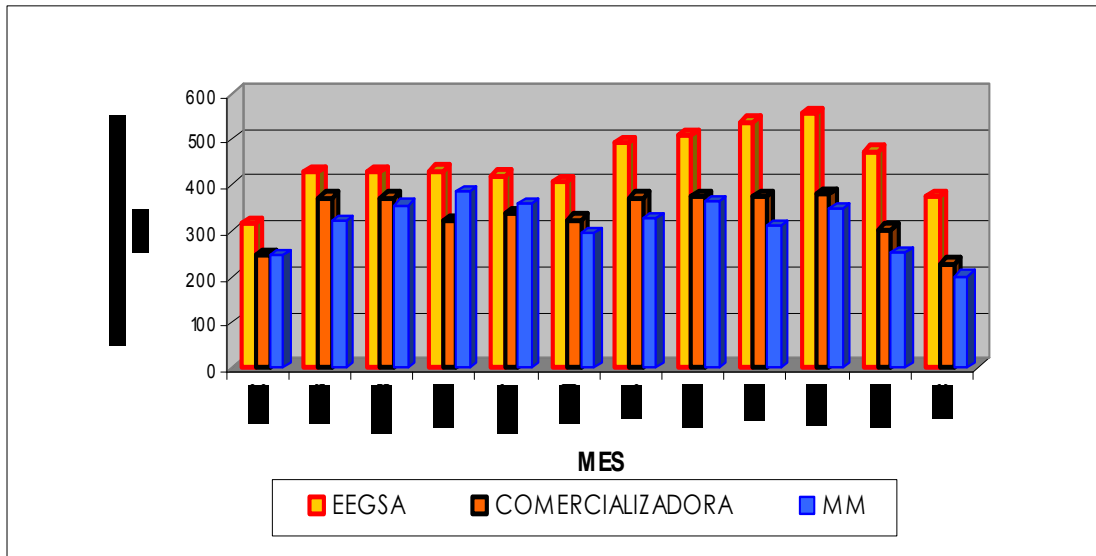
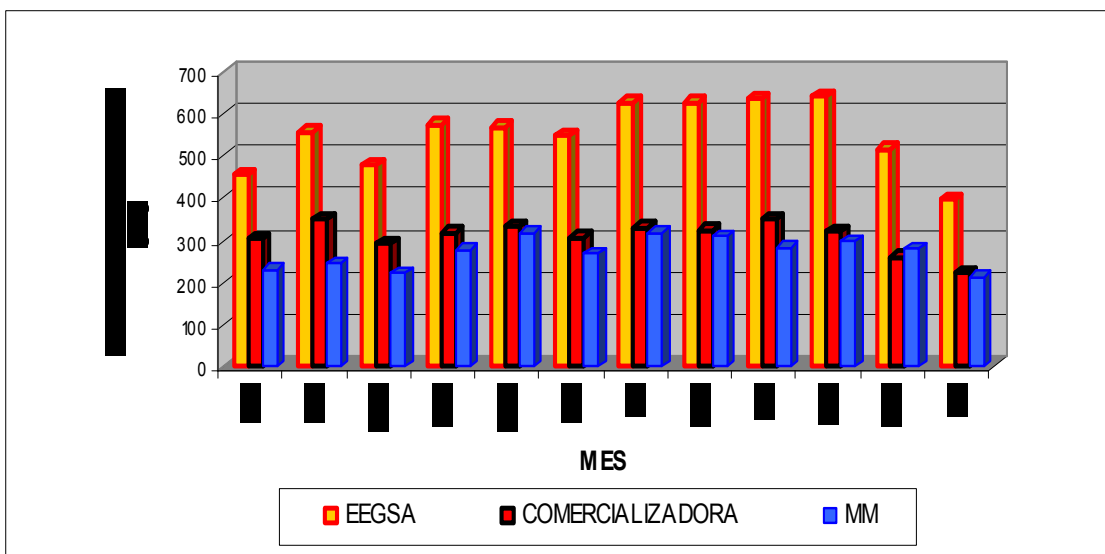
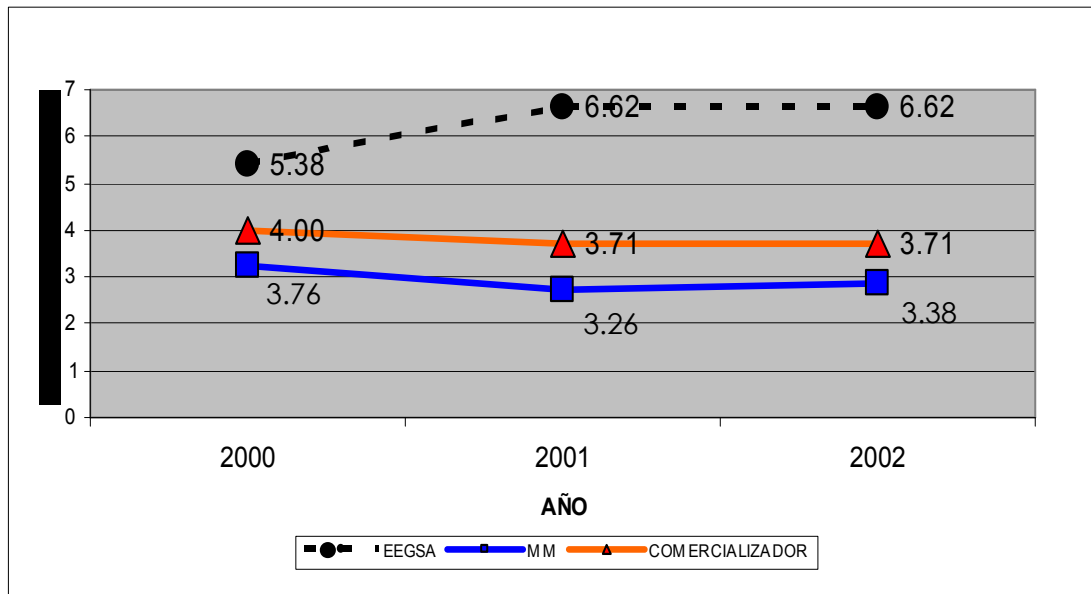


Figura 22. Comparación de la distribución mensual del pago por consumo de energía en la Ciudad Universitaria entre la EEGSA, MM y la comercializadora para el año 2001.



La proyección anual del resultado total de transacciones de energía de la universidad en la Empresa Eléctrica, el Mercado Mayorista y el comercializador, se muestra en la figura 23. En ella es importante notar que en el año 2001, la demanda de carga anual se incrementó un 3.24% y aún así, esto no opacó el ahorro estimado en la inversión por el servicio de energía en el Mercado Mayorista y el comercializador.

Sección 8.01 Figura 23. Proyección del resultado total de las transacciones de energía de la universidad en la EEGSA, MM y el comercializador en los años 2000,2001 y 2002.



5.7 Rentabilidad de la inversión

En toda inversión se debe buscar y seleccionar diversas alternativas, de las cuales se debe decidir por la mejor de ellas para la inversión. Los resultados estimados de la proyección de ahorro de las transacciones de energía en el Mercado Mayorista y el comercializador, es muy clara para deducir el gran beneficio económico al que puede optar la universidad.

Entonces, sobre la base de los costos de la energía con la Empresa Eléctrica, aplicando un periodo de estudio de 2 años y una tasa de rendimiento de 12%, la evaluación del valor presente neto es Q.17,817,053.77; mientras que sobre la base de los costos de la energía con el Mercado Mayorista y el comercializador, la evaluación del valor presente neto tomando en cuenta la inversión del primer año es Q.12,469,280.82 y Q.13,351,191.93, respectivamente[‡].

Por lo tanto, el beneficio económico mínimo que se puede obtener como resultado de la inversión a corto plazo de Q.3,384,398.95, empleados en la compra y modificación de la red de distribución además de la instalación del sistema de medición comercial, tomando un valor de recuperación de Q.2,741,363.15, es de Q.5,347,772.95 con el Mercado Mayorista y de Q.4,465,861.84 con el comercializador.

La alternativa de inversión a largo plazo de Q.6,384,398.95, empleados en la construcción de la subestación en 69 kV y en la compra del sistema de distribución correspondiente, garantizan un ahorro económico mucho mayor, debido a la exoneración del pago a la Empresa Eléctrica, por el VAD correspondiente en mediana tensión (13.2 kV). Por lo que se estima que el capital invertido en ésta última alternativa puede ser recuperado a 3 años máximo.

Con lo anterior, se determina la prefactibilidad del estudio técnico-económico, para suministro de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria a través del Mercado Mayorista.

[‡] Ver apéndice E para el cálculo del valor presente

CONCLUSIONES

1. El sistema de distribución eléctrica en la Ciudad Universitaria es un complejo conjunto de elementos que presentan gran diversidad de características, por lo que no se puede tipificar la instalación de un edificio y generalizarla, es decir, siempre habrá que tomarla como un conjunto.
2. La demanda de carga en la Ciudad Universitaria presenta un perfil industrial por su magnitud, y debido a que cuenta con una demanda máxima superior a 100 kW califica como un gran usuario del Mercado Mayorista.
3. La alternativa de un nuevo servicio de suministro de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria a través del Mercado Mayorista, representa un ahorro económico muy significativo (Q. 3,246,098.99 en el último año), el cual se garantiza, por la tendencia al alza que en estos últimos años se ha registrado en las tarifas de energía de la Empresa Eléctrica y por la estabilización de los precios (spot) de la energía a valores más bajos en el Mercado Mayorista.
4. La alternativa de un nuevo servicio de suministro de energía eléctrica en la universidad mediante la negociación con un comercializador, es relativamente menos rentable (Q. 2,918,257.21 de ahorro en el último año), comparado con la alternativa como gran usuario del Mercado Mayorista; aunque representa a la universidad una mayor garantía, debido a la estructura en los precios casi fijos de la potencia y la energía, respaldados por el contrato respectivo.

5. La universidad como gran usuario del Mercado Mayorista o como cliente de algún comercializador, debe necesariamente unificar a los diversos consumidores del servicio de energía eléctrica en un punto común de suministro y medición y por lo tanto modificar la red de distribución interna, a fin de cumplir los requisitos comerciales y operativos necesarios.
6. El nuevo servicio de suministro de energía eléctrica, requiere una inversión máxima de Q.3,384,398.95, empleados en la compra y modificación de la red de distribución, además de la instalación del sistema de medición comercial.
7. El beneficio económico, al que puede optar la universidad en un periodo de estudio de 2 años, con una tasa de interés del 12%, como gran usuario del Mercado Mayorista y como cliente de un comercializador es Q.5,347,772.95 y Q.4,465,861.84, respectivamente.
8. A largo plazo, la universidad puede optar para abastecerse de energía y potencia eléctrica para su distribución, con la inversión de Q.6,384,398.95, utilizados en la construcción de una subestación de distribución (en 69 kV) y en la compra del sistema de distribución interno, optando a un beneficio económico de Q. 5,079,637.05 y la oportunidad de recuperar el capital en 3 años máximo.
9. Es viable técnica y económicamente, el nuevo servicio de suministro de energía eléctrica en la Ciudad Universitaria.

RECOMENDACIONES

1. Sugerir a la Empresa Eléctrica de Guatemala mejorar el servicio comercial que presta, debido al antecedente de no emitir facturas claras y correctas del consumo de electricidad, tal como se registra en la División de Servicios Generales de la universidad.
2. Realizar las gestiones administrativas necesarias a fin de solventar saldos pendientes en la cuenta del servicio de energía con la Empresa Eléctrica de Guatemala.
3. Efectuar mediciones de demanda de potencia en los tres puntos de suministro de energía actual, por medio de alguna empresa especializada, a fin de verificar la curva de demanda de carga actual de la Ciudad Universitaria.
4. Considerar la decisión de ingresar al Mercado Mayorista como un gran usuario o de simplemente ser cliente de algún comercializador, inmediatamente, pues los resultados de la evaluación económica en cuanto a las alternativas de provisión de energía indican que es altamente rentable.
5. Realizar los estudios técnicos y eléctricos especificados en las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte – NTAUCT y en las Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte - NEAST, por medio de alguna empresa reconocida por el AMM, a fin de adecuar la red de distribución interna en un solo punto de suministro y medición, como gran usuario.

6. Analizar la posibilidad de construir la subestación de 69 kV, para la Ciudad Universitaria, de acuerdo al ahorro económico previsto y a los recursos de la universidad.
7. Presentar al Director Administrativo de la universidad el presente estudio, con el fin de obtener la aprobación y financiamiento de su ejecución.

BIBLIOGRAFÍA

1. ARREAGA, Angel. Análisis técnico de las normas aplicadas en Guatemala en el diseño y construcción de subestaciones en centros comerciales, edificios, condominios y construcciones similares hasta 1 MVA. Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de ingeniería, 1,996.
2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Normas de Coordinación Comercial, núm. 1, núm. 2, núm. 3, núm. 4, núm. 6, núm. 7, núm. 8, núm. 9, núm. 11, núm. 12, núm. 13 y núm. 14. Guatemala, 1998
3. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Normas de Coordinación Operativa, núm. 2 y núm. 4. Guatemala, 1998.
4. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte - NTAUCT. Guatemala, 1998.
5. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones - NTCSTS. Guatemala, 1999.
6. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución - NTDOID. Guatemala, 1999.
7. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica - NTDOST. Guatemala, 1999.
8. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD. Guatemala, 1998.
9. CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA. Ley General de Electricidad. Guatemala, 1996.
10. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Reglamento de la Ley General de Electricidad. Guatemala 1997.
11. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Guatemala, 1998.

12. OROZCO, Gustavo Benigno. Estudio de demanda de carga para la Ciudad Universitaria. Tesis Ing. Mecánico Electricista. Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería, marzo 1980. 50 pp.
13. PEÑA, Jorge Alfredo. Control de voltaje en el área metropolitana a través de la localización de nuevas subestaciones de distribución. Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería, 1996 110 pp.

APÉNDICE

A. Factor de carga

La definición matemática del factor de carga es la razón entre la demanda promedio y la demanda máxima, es decir

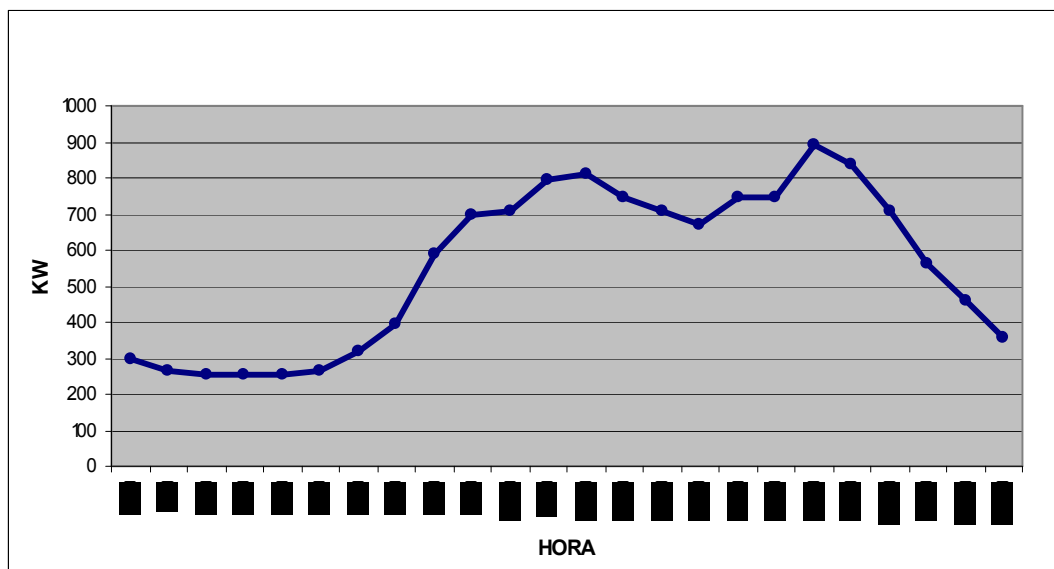
$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}}$$

Sin embargo, las curvas mensuales de demanda de carga universitaria, se originan de una sola forma de curva de demanda, la cual se definió en la sección 2.4.1.1 y tabla XXIV, por lo tanto el factor de carga aplicado para el periodo correspondiente igualmente es:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{V.P.U. promedio}}{\text{V.P.U. máximo}} = \frac{0.6205}{0.9977} = 0.6220$$

B. Curva de demanda de carga de la Ciudad Universitaria del año 2001

Figura 24. Curva de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria en el año 2001.



Sección 8.02 Tabla XXIV. Valores de potencia horaria de las curvas de demanda de carga diaria de la Ciudad Universitaria representativas de los 12 meses del año 2001.

C. Precios Spot de la energía

Tabla XXV. Distribución mensual de los precios spot de la energía (US\$/kWh) aplicados por el AMM durante el año 2000.

Tabla XXVI. Distribución mensual de los precios spot de la energía (US\$/kWh) aplicados por el AMM durante el año 2001.

Sección 8.03

D. Resultado total de transacciones

Tabla XXVII. Resultado total de transacciones en el MM de la Ciudad

HORA	ENERO			FEBRERO			MARZO		
	kWh	SPOT	PAGO	kWh	SPOT	PAGO	kWh	SPOT	PAGO
00:00	246.21	0.03480	8.57	343.49	0.03289	11.30	255.68	0.03446	8.81
01:00	219.56	0.03447	7.57	306.31	0.03229	9.89	228.00	0.03269	7.45
02:00	209.23	0.03404	7.12	291.89	0.03117	9.10	217.27	0.03256	7.07
03:00	210.70	0.03364	7.09	293.95	0.03096	9.10	218.80	0.03245	7.10
04:00	208.86	0.03435	7.17	291.37	0.03261	9.50	216.89	0.03289	7.13
05:00	219.78	0.03888	8.55	306.62	0.03545	10.87	228.23	0.03439	7.85
06:00	264.23	0.04304	11.37	368.62	0.03767	13.89	274.39	0.03557	9.76
07:00	325.43	0.04360	14.19	454.00	0.03767	17.10	337.94	0.03580	12.10
08:00	486.59	0.04528	22.03	678.84	0.03761	25.53	505.31	0.03638	18.39
09:00	572.75	0.04599	26.34	799.04	0.03761	30.06	594.77	0.03763	22.38
10:00	581.39	0.04634	26.94	811.09	0.03692	29.94	603.74	0.03812	23.01
11:00	656.39	0.04786	31.42	915.73	0.03769	34.51	681.64	0.03918	26.71
12:00	669.39	0.04760	31.87	933.86	0.03769	35.19	695.13	0.03902	27.12
13:00	613.72	0.04703	28.86	856.20	0.03765	32.24	637.32	0.03743	23.85
14:00	583.82	0.04679	27.32	814.49	0.03762	30.64	606.27	0.03671	22.26
15:00	553.48	0.04744	26.26	772.16	0.03762	29.05	574.76	0.03686	21.18
16:00	613.21	0.04702	28.83	855.48	0.03762	32.18	636.79	0.03746	23.86
17:00	614.31	0.04898	30.09	857.02	0.03763	32.25	637.94	0.03723	23.75
18:00	736.57	0.06511	47.96	1027.58	0.04892	50.27	764.90	0.05213	39.87
19:00	688.51	0.06626	45.62	960.53	0.05341	51.30	714.99	0.05475	39.15
20:00	583.67	0.05683	33.17	814.28	0.04822	39.26	606.12	0.05024	30.45
21:00	463.71	0.04925	22.84	646.91	0.04090	26.46	481.54	0.03802	18.31
22:00	377.92	0.04278	16.17	527.23	0.03792	19.99	392.45	0.03678	14.43
23:00	295.68	0.03752	11.09	412.50	0.03519	14.52	307.05	0.03451	10.60
DÍA TÍPICO	10,995.11		528.43	15,339.19		604.14	11,417.92		452.60

Univer
sitaria
de
enero a
junio
de
2002.

MES TÍPICO	340,849	16,381	429,497	16,916	353,956	14,031
-------------------	---------	--------	---------	--------	---------	--------

ENERGÍA EN EL SPOT	16,381.36		16,915.81		14,030.67	
POTENCIA (CONTRATO)	8,455.00		8,455.00		8,455.00	
PEAJE S. PRINCIPAL	1,343.30		1,343.30		1,343.30	
PEAJE S. SECUNDARIO	625.10		625.10		625.10	
V.A.D. M.T.	4,631.25		4,631.25		4,631.25	
CUOTA ADMON. Y OP.	110.03		111.90		101.80	
TOTAL US \$	31,546.03		32,082.35		29,187.12	
TOTAL Q.	252,368.25		256,658.84		233,496.93	

Continuación

HORA	ABRIL			MAYO			JUNIO		
	kWh	SPOT	PAGO	kWh	SPOT	PAGO	kWh	SPOT	PAGO
00:00	292.95	0.03787	11.09	308.50	0.04340	13.39	300.20	0.04271	12.82
01:00	261.24	0.03704	9.68	275.11	0.04165	11.46	267.70	0.04164	11.15
02:00	248.94	0.03671	9.14	262.16	0.04116	10.79	255.10	0.04158	10.61
03:00	250.70	0.03653	9.16	264.01	0.04083	10.78	256.90	0.04132	10.62
04:00	248.50	0.03759	9.34	261.70	0.04286	11.22	254.65	0.04144	10.55
05:00	261.50	0.04032	10.54	275.39	0.04537	12.49	267.97	0.04257	11.41
06:00	314.38	0.04170	13.11	331.07	0.05055	16.74	322.16	0.04398	14.17
07:00	387.20	0.04287	16.60	407.76	0.05339	21.77	396.78	0.04485	17.80
08:00	578.95	0.04652	26.93	609.70	0.05847	35.65	593.29	0.04540	26.94
09:00	681.46	0.05010	34.14	717.65	0.05926	42.52	698.33	0.04669	32.61
10:00	691.74	0.05172	35.78	728.48	0.06027	43.91	708.87	0.04656	33.01
11:00	780.99	0.05214	40.72	822.46	0.06073	49.95	800.32	0.04697	37.59
12:00	796.45	0.05194	41.37	838.74	0.06098	51.15	816.16	0.04696	38.33
13:00	730.21	0.05122	37.40	768.99	0.06048	46.51	748.29	0.04661	34.88
14:00	694.64	0.05331	37.03	731.53	0.06029	44.11	711.84	0.04736	33.71
15:00	658.54	0.05380	35.43	693.51	0.06021	41.76	674.84	0.04764	32.15
16:00	729.60	0.05433	39.64	768.35	0.06054	46.52	747.66	0.04798	35.87
17:00	730.92	0.05164	37.74	769.73	0.06003	46.21	749.01	0.04879	36.54
18:00	876.38	0.06343	55.59	922.92	0.06728	62.09	898.08	0.06127	55.02
19:00	819.20	0.06761	55.38	862.70	0.06997	60.37	839.48	0.06661	55.92
20:00	694.46	0.06408	44.50	731.34	0.06862	50.19	711.66	0.06555	46.65
21:00	551.72	0.05154	28.44	581.02	0.06245	36.29	565.38	0.05419	30.64
22:00	449.65	0.04569	20.54	473.53	0.05345	25.31	460.78	0.04828	22.25
23:00	351.80	0.03943	13.87	370.48	0.04579	16.96	360.51	0.04319	15.57
DÍA TÍPICO	13,082.12		673.18	13,776.83		808.12	13,405.96		666.78
MES TÍPICO	392,464		20,195	427,082		25,052	402,179		20,004

ENERGÍA EN EL SPOT	20,195.37	25,051.60	20,003.51
POTENCIA (CONTRATO)	8,455.00	8,455.00	8,455.00
PEAJE S. PRINCIPAL	1,343.30	1,343.30	1,343.30
PEAJE S. SECUNDARIO	625.10	625.10	625.10
V.A.D. M.T.	4,631.25	4,631.25	4,631.25
CUOTA ADMON. Y OP.	123.38	140.37	122.70
TOTAL US \$	35,373.40	40,246.62	35,180.86
TOTAL Q.	282,987.18	321,972.95	281,446.91

E. Cálculo del valor presente neto

Valor en el tiempo del dinero

El dinero tiene valor en el tiempo y tiene que pagarse la renta o interés sobre su uso. El proceso de tomar dinero y hallar su valor equivalente en algún momento futuro requiere el cálculo del valor futuro. Mientras que el proceso de hallar el valor equivalente del dinero en algún momento anterior se llama operación del valor actual, es decir:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{At}{(1+k)^t}$$

Donde

At = flujo de efectivo en un periodo t

n = el último periodo en el cual se espera un flujo de efectivo

t = tiempo de estimación del proyecto

k = tasa de rendimiento requerido

Tabla XXVIII. Cuadro de cálculo del valor presente neto en la opción a corto plazo.

	At	k	t	VPN	BENEFICIO
VALOR PRESENTE SIN INVERSIÓN	6,623,314.44	0.12	0	6,623,314.44	
	6,623,314.44	0.12	1	5,913,673.61	
	6,623,314.44	0.12	2	5,280,065.72	
	Σ VPN			17,817,053.77	
VALOR PRESENTE MAS INVERSIÓN CON EL MERCADO MAYORISTA	3,377,215.45	0.12	0	3,377,215.45	
	3,377,215.45	0.12	1	3,015,370.94	
	3,377,215.45	0.12	2	2,692,295.48	
	Σ VPN			9,084,881.87	
	3,384,398.95	VPN + INVERSIÓN		12,469,280.82	5,347.772.95
VALOR PRESENTE MAS INVERSIÓN CON EL COMERCIALIZADOR	3,705,057.23	0.12	0	3,705,057.23	
	3,705,057.23	0.12	1	3,308,086.81	
	3,705,057.23	0.12	2	2,953,648.94	
	Σ VPN			9,966,792.98	
	3,384,398.95	VPN + INVERSIÓN		13,351,191.93	4,465,861.84

