

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**MODULACION DE LA DEMANDA  
EN EL S.N.I.**

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

**FABIAN GONZALO ALVAREZ**

Quito, Agosto de 1990.

C E R T I F I C O

Que el presente trabajo ha sido realizado  
en su totalidad por el señor: Fabián Alvarez

A handwritten signature in black ink, reading "Eduardo Cazco C.", written over a horizontal line. The signature is stylized and cursive.

---

Ing. Eduardo Cazco C.  
DIRECTOR DE TESIS

**I N T R O D U C C I O N**

Antecedentes	1
Objetivo y Alcance	3

**CAPITULO I: DESCRIPCION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO** 8

2.1) Estado Actual	8
2.2) Mercado Eléctrico	10
2.3) Plan de Expansión de Generación	12
2.4) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión	13
2.5) Plan de Expansión de Subtransmisión	18
2.6) Plan de Expansión de la Distribución	19

**CAPITULO II: METODOLOGIA PARA CARACTERIZACION DE CARGAS ELECTRICAS.**

2.1) Descripción	20
2.2) Obtención de datos	23
2.2.1) Metodología	23
2.2.1.1) Obtención de datos residenciales	23
2.2.1.1.1) Método I	23
2.2.1.1.2) Método II	24
2.2.1.2) Obtención de datos comerciales	29
2.2.1.3) Obtención de datos industriales	29
2.2.2) Campaña de Medidas	30
2.2.2.1) Equipos de Medición	31
2.2.2.2) Selección de la Muestra	33
2.2.2.3) Cuestionarios.- Informaciones Complementarias	34
2.3) Análisis del comportamiento de la carga	35
2.3.1) Metodología	35
2.3.2) Análisis del Comportamiento de la Carga del SNI	41
2.3.2.1) Estacionalidad en el consumo	41
2.3.2.2) Comportamiento del consumo en los días de semana	44
2.3.2.3) Análisis del Horario de Punta	44
2.3.2.4) Análisis de la carga por niveles de Tensión	45
2.4) Proyección de la Demanda	47
2.4.1) Metodología	48
2.5) Sistema de Información	49
2.5.1) Tratamientos de datos	50
2.5.2) Procesamiento estadístico de la información	50
2.5.2.1) Modelos estadísticos	50
2.5.3) Análisis y resultados	53
A n e x o s	54

**CAPITULO III: ESTUDIO DE LA CURVA DE CARGA HORARIA**

3.1) Objetivo	60
3.2) Estructura de consumo de la empresa en estudio	61
3.2.1) Consumo promedio mensual por tipo de abonados	61
3.3) Incidencia del sector industrial	62
3.3.1) Selección de industrias a encuestarse	64
3.3.3) Incidencia de la operación de las industrias en horas de máxima demanda	67
3.3.3.1) Presentación de resultados	67
3.3.3.2) Criterios utilizados para hallar la incidencia de la operación de industrias en horas de máxima demanda y su capacidad de modulación	67

3.3.4) Conclusiones y Recomendaciones	71
3.4) Incidencia del sector residencial	74
3.4.1) Características de la carga residencial	74
3.4.1.1) Ducha Eléctrica	75
3.4.1.2) Calentador de Agua	75
3.4.1.3) Plancha Eléctrica	76
3.4.1.4) Televisión	76
3.4.1.5) Refrigerador	77
3.4.1.6) Iluminación y pequeñas utilidades en una residencia	77
3.4.1.7) Aparatos de aire acondicionado y calefacción	78
3.4.2) Análisis del comportamiento eléctrico de la clase residencial	78
3.5) Incidencia del sector comercial	80
3.5.1) Característica de la carga comercial	81
3.5.2) Análisis del comportamiento eléctrico de la clase comercial	82
3.6) Consideraciones generales	83
A n e x o s	84

<b>CAPITULO IV: MECANISMOS PARA MODULACION DE LA CARGA</b>	89
4.1) Antecedentes	89
4.2) Conceptos	91
4.2.1) Consideraciones Generales	91
4.2.2) Administración de Cargas	92
4.2.2.1) Administración Indirecta de Carga	92
4.2.2.2) Administración Directa de la Carga	92
4.2.2.3) Administración Mixta de la Carga	93
4.3) Mecanismos de control directo de la carga	93
4.3.1) Control a través de interruptores horarios	94
4.3.2) Control centralizado	94
4.3.3) Control mediante equipos limitadores de demanda	94
4.4) Mecanismo de control directo de la carga	95
4.4.1) Equipo de medición de doble tarifa	95
4.5) La tarifa como mecanismo económico para modular la carga	95 ✓
4.5.1) Objetivo	95 ✓
4.5.2) Elasticidad al precio	97 ✓
4.5.3) Modulación de la demanda	101 ✓
A n e x o s	102 ✓

<b>CAPITULO V: CONCEPCION DE TARIFAS BASADAS EN COSTOS MARGINALES</b>	
5.1) Introducción	112 ✓
5.2) Metodología de las tarifas a aplicarse	114 ✓
5.3) Costos marginales en el sistema	116 ✓
5.3.1) Costo marginal de producción	116 ✓
5.3.1.1) Introducción	116 ✓
5.3.1.2) Consideraciones generales	112 ✓
5.3.1.3) Resumen del procedimiento para el calculo del costo marginal de generación(producción	128
5.3.1.4) Bloques Horo-estacionales (BHE)	129
5.3.1.4.1) Variaciones Temporales de la demanda	129
5.3.1.4.2) Variación Temporales de la Oferta	130
5.3.1.4.3) Definición de los BHE	130
5.3.1.5) Costo marginal medio de largo plazo	130
5.3.1.5.1) Costo fijo anual de los proyectos	131
5.3.1.5.2) Fechas de Entrada en Operación de los Proyectos	131

5.3.1.5.3)	Cálculo del costo marginal medio de expansión	133
5.3.1.6)	Costo marginal de Potencia	134
5.3.1.6.1)	Central Termoeléctrica de Referencia	134
5.3.1.6.2)	Sobre-equipamiento Hidroeléctrico	135
5.3.1.7)	Costo Marginal de Energía (CME)	135
5.3.1.7.1)	Valor medio anual del CME	136
5.3.1.7.2)	Variación horaria-estacional del CME	136
5.3.1.7.3)	Cálculo de los CME Horario-Estacionales	137
5.3.2)	Costo marginal de transmisión y distribución	140
5.3.2.1)	Método de la ley de cantidades de obra (LCO)	140
5.3.2.2)	Costo marginal mediante la LCO	142
5.3.2.2.1)	Metodología	142
5.3.2.3)	Método del costo incremental promedio (CIP)	144
5.3.2.3.1)	Metodología	144
5.4)	Determinación de Tarifas Referenciales	146 ✓
5.4.1)	Metodología empleada para el cálculo de los costos marginales de los clientes	146 ✓
5.4.1.1)	Costos de Capacidad de un Cliente	147 ✓
5.4.1.1.1)	Costo de capacidad relativo al nivel de Generación	150 ✓
5.4.1.1.2)	Costo relativo a un nivel de red	150
5.4.1.1.3)	Costo total de capacidad	150
5.4.1.2)	Costos de energía de un cliente	151
5.5)	Conversión de costos marginales a tarifas referenciales	151

## CAPITULO VI: APLICACION DE CALCULO PARA DETERMINACION DE TARIFAS REFERENCIALES

6.1)	Tipología de carga	154
6.1.1)	Estimativa de participación de las redes-tipo en la energía de los diversos niveles y de los usuarios en la energía de las redes-tipo	158
6.1.2)	Demanda de los clientes-tipo en los horarios de punta de las redes-tipo en MT y BT	159
6.2)	Cálculo de las probabilidades de asociación de usuarios a redes-tipo	160
6.3.1)	Clientes de Media Tensión(MT)	160
6.3.2)	Clientes de Baja Tensión(BT)	161
6.3)	Cálculo de las responsabilidades de potencia de los clientes	163
6.3.1)	Responsabilidades de potencia de los clientes de Media Tensión (MT)	164
6.3.2)	Responsabilidad de Potencia de los usuarios en Baja Tensión	165
6.4)	Cálculo de los costos de capacidad de los clientes	167
6.4.1)	Costos de capacidad relativo al nivel de Transmisión	168
6.4.2)	Costos de capacidad de los clientes en MT y BT	168
6.5)	Cálculo de los costos de energía de los clientes	170
6.5.1)	Costos de energía de los clientes de Baja Tensión	172
6.6)	Conversión de costos marginales a Tarifas Referenciales	173

## CAPITULO VII: ESQUEMA TARIFARIO PARA MODULACION

7.1)	Introducción	176
7.2)	Escenario general del nuevo esquema tarifario	179
7.2.1)	Modulaciones de la carga	179
7.2.1.1)	Puntual	179
7.2.1.2)	Sectorial	179

7.2.2) Principios fundamentales	181
7.2.3) Estructuras tarifarias monomia-binomia y binomia horaria	181
7.3) Conversión de tarifas referenciales a tarifas aplicables	183
7.3.1) Los ajustes del signo tarifario	183
7.3.2) Restricciones	184
7.4) Estructura de las Tarifas para Alta Tensión	184
7.4.1) Facturamiento de la demanda	185
7.4.2) Condiciones y restricciones de aplicación	186
7.4.3) Promoción	187
7.5) Tarifas para usuarios en baja y media tensión	188
7.5.1) Estructura de la tarifa	188
7.5.2) Equipos de medición	189
7.5.3) Tarifa Residencial	189
7.5.3.1) Caracterización del consumidor	189
7.5.3.2) Perfil socio-económico del consumidor	190
7.5.3.3) Estructura	191
7.5.4) Tarifa comercial	194
7.5.5) Tarifa industrial	194
7.6) Consideraciones finales	196
7.7) Conclusiones	196
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>200</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>203</b>

## I N T R O D U C C I O N

A N T E C E D E N T E S .- Es por todos conocidos lo importante que representa en la materialización de un uso racional de la energía, y en la disminución de los costos cada vez mas altos de un sistema eléctrico, poder servir su energía diariamente con un buen factor de carga en su curva de demanda horaria; además no existe todos los días la misma disponibilidad de generación, y lo que se trata es de poder regular la demanda a valores por debajo de los normales, en días de baja disponibilidad de las unidades generadoras, es también una fuente de disminución de los costos de cualquier sistema eléctrico.

Ha sido tradicional y crónico el hecho que dentro del sector eléctrico ecuatoriano, exista un déficit permanente de recursos provenientes de la auto generación de fondos, es decir vía tarifa, situación ésta que ha podido ser compensada, gracias a los recursos provenientes de las regalías del petróleo, con las cuales se ha podido sustentar el desarrollo importante experimentado en la década de los 90 por el sector eléctrico y mantener un nivel de subsistencia en lo que va de la presente década.

De lo anterior se desprende que, los esquemas de financiamiento se han estructurado de tal manera, que el sector eléctrico, y sobre todo INECEL, la dependencia al crédito externo e interno se ha ido acentuando y cada vez necesitando aportes adicionales de capital estatal.

Además las medidas correccionales que se han ido tomando en el tema tarifario, generalmente no han resultado las más idóneas y oportunas; ya que su aplicación no ha obedecido a estudios técnico-económico-sociales.

La importante realización de obras físicas, haría pensar que la situación financiera no es tan aguda, lo cual es una conclusión equivocada, mas bien se ha incrementado la dependencia del sector, y se ha creado una gran inestabilidad de recursos.

Además de la persistencia de insuficientes niveles tarifarios, se puede hallar que las estructuras tarifarias vigentes, son rígidas, que no posibilitan aplicar procedimientos adecuados para una racionalización del uso de la energía eléctrica, y dar un eficiente aprovechamiento a la misma, como consecuencia produce una desorientación del usuario, y sin lograr que él disponga de una adecuada señal, que posibilite tener conciencia de lo que significaría tal o cual decisión sobre la forma de utilización de la energía.



## O B J E T I V O     Y     A L C A N C E

Partiendo de la importancia que para nuestros países representa el uso racional de la energía y que conlleva a una disminución de los costos fijos y variables de la actividad, el presente trabajo se propone investigar mecanismos apropiados a nuestro medio para lograr bajar el pico de demanda y desplazarlo a otras horas que no sean críticas dentro de la operación del sistema eléctrico.

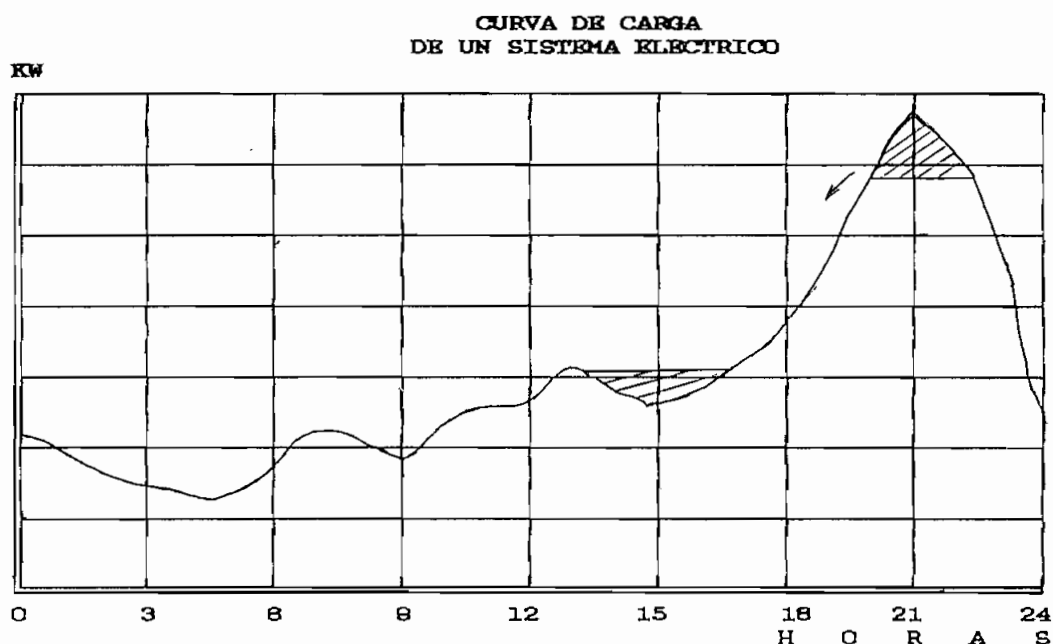
En la búsqueda de esa racionalización, se verifica que los incentivos tarifarios podrían inducir a los consumidores a programar sus demandas para horarios y estaciones del año en que el costo de producción de energía fuese mas bajo. Se obtiene así, una minimización de los costos para atendimento de un mismo consumo, por el uso mas racional de las instalaciones existentes.

Por eso se decidió utilizar la Teoría de Costos Marginales anteriormente aplicada con éxito en diversos países del mundo, tales como Francia, Brasil, etc. El Costo Marginal (costo de suministro para atender a un consumo unitario adicional al existente, sea en un punto de la red, sea en una hora determinada, sea en un período del año) informa el costo que será incurrido por el sistema eléctrico para atender el crecimiento del consumo.

Este documento recoge los principios esenciales para el desarrollo de estructuras tarifarias mediante la

aplicación de costos marginales, dirigidas a los principales consumidores del sistema estimulando económicamente el reordenamiento horario de sus consumos en función de lograr el mejoramiento del factor de carga de la curva del sistema.

En otras palabras lo que se trata es de desplazar parte del consumo de las horas críticas (punta o pico), hacia otras horas en que no existe mayor demanda de energía, todo esto lo podemos ilustrar mediante el siguiente gráfico:



Este reordenamiento tiene justificación, en razón de que el criterio económico en que se fundamenta el enfoque moderno para planificación y expansión de un sistema eléctrico a largo plazo es la maximización de los beneficios del consumo de electricidad, y de acuerdo a esto los costos marginales son la expresión real en un sistema óptimo.

Además en nuestro país, se está viendo la necesidad de mover el bloque de consumo del horario de punta al horario fuera de punta, con el fin de bajar el costo de suministro de energía eléctrica; para lo cual es necesario conocer la curva de carga pero desagregada por sectores (residencial, comercial e industrial), situación ésta que no ha podido ser resuelta por falta de equipos de medición que permita conocer la responsabilidad en la punta de todos y cada uno de los usuarios.

En el presente desarrollo se trata de averiguar cuáles son los mecanismos aplicables y ver si ellos son factibles de aplicarlos.

Por tanto, siendo el objetivo del presente trabajo, desarrollar e investigar mecanismos apropiados para una adecuada modulación (desplazamiento del consumo de horas pico a horas no-pico) de nuestro sistema eléctrico, pasaremos a desarrollarlo, teniendo el mismo la siguiente secuencia:

**EL CAPITULO PRIMERO**, presenta un enfoque general de la conformación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano y su programa de expansión para los próximos años.

**EL CAPITULO SEGUNDO**, contiene un análisis general de la caracterización de las cargas eléctricas, donde se hace análisis de estacionalidad, es decir comportamiento de la

carga en invierno y verano, crecimiento de los consumidores y su consumo, tratado de las cargas y otros aspectos importantes.

EL CAPITULO TERCERO muestra la incidencia de cada uno de los sectores residencial, comercial e industrial dentro del contexto general, y la posibilidad de una adecuada modulación para lo que se analizan las respuestas dadas por el sector industrial (sector de Quito) dentro de un programa de encuestas planteadas en esta tesis.

EL CAPITULO CUARTO tiene como objetivo presentar varios mecanismos aplicables para una adecuada modulación y luego sugerir cuál es el más conveniente a nuestro medio.

EL CAPITULO QUINTO desarrolla y presenta la metodología empleada para una nueva estructura tarifaria como mecanismo económico para modular la carga utilizando el concepto de costo marginal.

EL CAPITULO SEXTO utiliza la metodología desarrollada en los capítulos anteriores referente al cálculo de tarifas referenciales, para aplicarlo al caso de la Empresa Eléctrica Quito.

EL CAPITULO SEPTIMO presenta un enfoque de lo que se puede desarrollar en nuestro medio, con la implantación de una nueva estructura tarifaria que permita un mejor control de la carga y un mayor desarrollo del sistema eléctrico ecuatoriano.

Finalmente se recogen las CONCLUSIONES y las más importantes RECOMENDACIONES para que un trabajo de este tipo tenga una adecuada aplicabilidad a nuestro medio.

# C A P I T U L O        I

## DESCRIPCION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

El gráfico 1.1 muestra un esquema general del sistema interconectado del Ecuador en el año de 1989, y el gráfico 1.2 muestra como sería el mismo sistema en el año 1994.

### 1.1 ESTADO ACTUAL

El servicio eléctrico en el Ecuador se atiende a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL- responsable de la generación y transmisión de electricidad y 19 Empresas Eléctricas Regionales encargadas de la distribución y comercialización.

Para lograr lo antes mencionado, INECEL dispone de un Sistema Nacional de Generación y Transmisión, el cual consta del siguiente equipamiento:

- Potencia Instalada: 1808 MW (Disponible a Ene-1988)
- Hidroeléctrica: 894 MW.
- Termoeléctrica: 914 MW.

Líneas de 230 kV 615 km

Líneas de 138 kV 1.769 km

- Subestaciones (230/138/69 kV) 3.328 MVA

Las 19 Empresas Eléctricas Regionales disponen del siguiente equipamiento:

Líneas de 69 kV 2.048 km

Líneas de 46 kV 174 km

Líneas de 34.5 kV 455 km

- Subestaciones (69/13.8 - 46/22 kV - 34.5/13.8 kV)  
1.993 MVA

- Redes de Distribución para atender 1'233.000 abonados

Los índices de electrificación alcanzados a diciembre de 1988, son los siguientes:

POBLACION TOTAL	10'204.000 habitantes
POBLACION SERVIDA	6'694.000 "
% POBLACION SERVIDA	65.6%
POTENCIA INSTALADA	1'808.000 kW
DEMANDA MAXIMA	1'023.100 kW
ENERGIA GENERADA BRUTA	5'345.900 MWH
ENERGIA GENERADA POR HABITANTE	524 KWH/hab.
NUMERO DE ABONADOS	1'233.000 ab.

Durante el año de 1988 el mercado eléctrico se distribuyó de la siguiente manera:

Consumo Residencial	30.0%
Consumo Industrial	25.0%
Consumo Comercial	12.1%
Otros	9.5%
Pérdidas de energía y consumos propios	23.4%
TOTAL	<u>100.0%</u>

En el contexto Latino Americano, el Ecuador es uno de los países menos electrificados de América del Sur como lo demuestra el siguiente cuadro, correspondiente al año 1988:

**ESTADISTICAS DE 1988  
AMERICA DEL SUR**

PAIS	POBLACION (MILES)	GENERACION (GWH)	GENERACION PERCAP. (KWH/HAB)
ARGENTINA	31534	46513	1475.0
BOLIVIA *	6918	1684	243.4
BRASIL	144428	205006	1419.4
COLOMBIA	30568	30951	1012.5
CHILE *	12748	15636	1226.5
ECUADOR	10204	5346	524.0
GUYANA	1006	218	216.7
PARAGUAY	4039	2074	513.5
PERU	21256	14508	682.5
SURINAM	392	902	2301.0
URUGUAY	3081	7578	2459.6
VENEZUELA	18757	48426	2581.8
<b>TOTAL</b>	<b>284930</b>	<b>379128</b>	<b>1330.6</b>

(\*) Población de 1988 con generación de 1987.

## 2.2 MERCADO ELECTRICO

Las proyecciones de la demanda eléctrica realizadas por INECEL, como parte de los estudios del Plan Maestro de Electrificación toma en cuenta las hipótesis básicas de crecimiento económico nacional, para los consumos residencial, comercial, industrial y otros, que corresponden a dos escenarios socio-económicos de crecimiento del PIB considerados como posibles para el CONADE, favorable (4%) y menos favorable (3%) para el período de proyección 1989-2010.



Las variables consideradas para el análisis en los diferentes sectores de consumo son: población, cobertura del servicio, número de abonados, viviendas electrificadas, consumo por vivienda, consumos específicos y las elasticidades de crecimiento para cada sector. No se ha considerado la elasticidad al precio de la electricidad, debido a la poca representatividad estadística de los resultados.

Los resultados obtenidos son para proyecciones de consumo, generación y demanda máxima, para lo cual fue necesario definir los valores del factor de pérdidas y factor de carga; para cada uno de los escenarios.

### RESUMEN DEL PRONOSTICO DE LA DEMANDA ELECTRICA

( 1989 - 2010 )

#### ESCENARIO FAVORABLE

AÑO	CONSUMO GWH	TASA (%)	GENERACION (GWH)	TASA (%)	D. MAXIMA (MW)	TASA (%)
1989	4701.7		5691.3		1111.2	
1990	5042.8	7.3	6087.8	7.0	1190.1	7.1
1995	6824.5	6.2	8146.3	6.0	1560.5	5.6
2000	8930.5	5.5	10565.2	5.3	1994.5	5.0
2005	11688.5	5.5	13691.5	5.3	2558.2	5.1
2010	14776.5	4.8	17147.7	4.6	3144.0	4.2

#### ESCENARIO MENOS FAVORABLE

1989	4541.7		5496.1		1066.8	
1990	4816.8	6.0	5812.9	5.8	1130.5	6.0
1995	6310.5	5.6	7527.9	5.3	1438.3	4.9
2000	7879.5	4.5	9314.4	4.4	1754.9	4.1
2005	9678.5	4.2	11327.3	4.0	2102.5	3.7
2010	11858.5	4.1	13751.5	4.0	2519.2	3.7



### 1.3) PLAN DE EXPANSION DE GENERACION

Los estudios del Plan de Expansión de Generación realizado por INECEL, en el año 1989 concluyen la necesidad del siguiente equipamiento hasta el año 2000:

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA	FECHA DE ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO
PAUTE C-1	200 MW	OCTUBRE 1990
PAUTE C-2	300 MW	MARZO 1991
REHAB. PARQUE TERMICO	120 MW	OCTUBRE 1991
DAULE-PERIPA	130 MW	OCTUBRE 1993
GAS-DIESEL	60 MW	OCTUBRE 1996
SAN FRANCISCO	210 MW	OCTUBRE 1997
CHESPI	167 MW	OCTUBRE 1999

Con estos proyectos y con un nivel de seguridad del SNI del 98% para la proyección de la demanda, se espera atender la demanda de energía eléctrica en la hipótesis de que el crecimiento de la demanda corresponde al escenario menos favorable.

Los estudios citados concluyen la necesidad de iniciar los trámites de financiamiento para la ejecución del Proyecto San Francisco, así como los estudios a nivel de diseño del Proyecto Chespi.

Para el período 2000-2014 el equipamiento complementario de costo mínimo contempla la siguiente secuencia de proyectos:

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA	FECHA DE ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO
SOPLADORA	400 MW	OCTUBRE 2000
GAS-DIESEL	100 MW	OCTUBRE 2002
CODO SINCLAIR 1ra ETAPA	490 MW	OCTUBRE 2003
CODO SINCLAIR 2da ETAPA	490 MW	OCTUBRE 2008
LLIGUA MUYO	100 MW	OCTUBRE 2013

Por lo tanto, es importante avanzar con los estudios de factibilidad de Sopladora, Coca Codo Sinclair y de prefactibilidad de Ligua Muyo.

#### 1.4) PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION

La planificación de la expansión del Sistema Nacional de Transmisión, se lleva a cabo a base de la elaboración de varios estudios técnico-económicos, los cuales cumplen con el propósito de definir el equipamiento de mínimo costo.

##### 1.4.1) Período de Corto Plazo

##### 1.4.1.1) Sistema Quevedo-Portoviejo

Las obras en este sistema corresponden a la instalación de equipos de alta tensión para la ampliación de posiciones de la subestación Portoviejo que se ejecutarán hasta fines de 1989.

#### 1.4.1.2) Sistema Pascuales-Policentro

Las principales características de las obras de este Sistema son las siguientes:

- L/T Pascuales-Policentro - 138 kV - 2 CKT - 477 MCM-16 km
- S/E Policentro: 90/120/150 MVA - 138/69 KV.

Se incluye además la adquisición de 36 MVA en capacitores, los cuales mejorarán las condiciones de operación y aumentarán la confiabilidad del SNI. Estos capacitores serán instalados en varias subestaciones del SNI.

#### 1.4.1.3) Fase C3

Las obras que aún faltan de ejecutar en esta fase son:

##### a.- En Construcción

- L/T Paute-Riobamba-Totoras, 230 KV,  
2 CKT, 1113 MCM, 205 km. 1990
- S/E Riobamba, 60/80/100 MVA, 230/69 kV 1989  
(ya ejecutada)

##### b.- Programadas

- L/T Ibarra-Tulcán, 138 kV, 1 CKT, 477 MCM, 70 km 1992
- S/E Tulcán, 20/27/33 MVA, 138 69 KV, con LTC 1992
- S/E Ibarra: ampliación 1 posición de 138 KV 1992

#### 1.4.1.4) Sistema Cuenca - Limón

Las características principales de las instalaciones son :

- L/T Cuenca - Limón - 138 KV, 1 CKT, 266.8 MCM, 70 km, año de operación 1990.
- S/E Cuenca: ampliación 1 posición de 69 KV.

#### 1.4.1.5) Fase "D1"

Las obras de esta Fase son las siguientes:

OBRAS	FECHA DE OPERACION
- L/T Pascuales-Trinitaria - 230 kV - 2 CKT, 1113 MCM - 25 km.	1993
- L/T Loja-Cumbaratza - 138 KV - 1 CKT - 266.8 MCM 52 km (*).	1991
- L/T Quevedo-Portoviejo - Ampliación 2º circuito	1990
- L/T Quito-Ibarra - Ampliación 2º circuito	1992
- S/E Ibarra: Ampliación trafo de 20/27/33 MVA 138/69 KV, con LTC.	1990
- S/E Latacunga, 40/53/67 MVA - 138/69 KV	1991
- S/E Babahoyo, 40/53/67 MVA, 138/69 KV, con LTC	1990
- S/E Vicentina: Ampliación 1 posición de 138 KV	1992
- S/E Loja: Ampliación 1 posición de 69 KV	1991
- S/E Cuenca: Ampliación 1 posición de 69 KV	1990
- S/E Pascuales: Ampliación 2 posiciones de 230 KV	1993
- S/E Salitral: Adquisición equipo alta tensión	1989

-----  
(\*). Operación inicial a 69 kV.

#### 1.4.1.6) Fase "D2"

Las características principales de las obras de esta Fase son:

- L/T Paute-Pascuales - 230 KV - 2CKT - 1113 MCM - 193 km.
- S/E Trinitaria:
  - 225/300/375 MVA-OA/FA/FOA-230/138 KV(\*\*)
  - 90/120/150 MVA - OA/FA/FOA, 138/69 KV

Estas obras están previstas para iniciar su operación en diciembre de 1992.

#### 1.4.2) Período de Mediano Plazo

##### 1.4.2.1) Sistema Daule-Peripa

- L/T Central Daule-Peripa-Derivación Pichincha - 2 líneas de 138 KV, 2 CKT - 397.5 MCM - 15 km cada una.
- S/E Daule Peripa: 4 posiciones de 138 KV.

##### 1.4.2.2) Ampliación de Subestaciones del SNI

En concordancia con la proyección de la demanda regional y estudios técnico-económicos, se determina que para el año 1994 se necesita la operación de equipos adicionales en varias subestaciones del SNI. Las principales características de estas obras son:

- S/E Portoviejo: Ampliación del transformador trifásico de 45/60/75 MVA - OA/FA/FOA - 138/69 KV. Año de operación 1992.

- S/E Sta. Rosa: Ampliación del transformador trifásico 45/60/75 MVA - Oa/FA FOA - 138/69 kV. Año de operación 1992.
- S/E Milagro: Ampliación de 3 autotransformadores monofásicos 33/44/55 MVA - OA/FA/FOA - 230/138 KV. Año de operación 1993.
- S/E Cumbaratza: 1 autotransformador trifásico de 20/27/33 MVA - OA/FA/FOA - 138/69 KV. Año de operación 1994.

Con la operación de las obras programadas, el Sistema Nacional de Transmisión tendrá la configuración que se presenta en el gráfico siguiente:

#### 1.4.3) Período de Largo Plazo

Las obras de Transmisión que se preveen para el largo plazo, están asociadas con la alternativa de equipamiento de generación seleccionada y que serán:

	<u>LONG.</u>	<u>VOLTAJE</u>	<u>AÑO</u>
- San Francisco - Totoras	42 km.	230 kV	- 1997
- Chespi Santa Rosa	36 km.	138 kV	- 1999
- Sopladora Guayaquil	200 km.	230 kV	- 2000
- Daule Peripa - Portoviejo	97 km.	138 kV	- 2003
- Coca Codo Sinclair-Santa Rosa	132 km.	345 kV	- 2003
- Subestación de Elevación San Fco.		267 MVA	
- Subestación de Elevación Chespi		196 MVA	
- Subestación de Elevación Coca-Codo Sinclair		578 MVA	
- Subestación de reducción Santa Rosa		578 MVA	
- Subestación Diesel		195 MVA	



## 1.5) PLAN DE EXPANSION DE LA SUBTRANSMISION

El plan de subtransmisión viene desarrollándose desde 1984 y contempla varios Proyectos que son:

- Proyecto Fase B, que se está ejecutando desde 1984 y que terminará en 1990.
- Proyecto KFW (Banco de Reconstrucción de Alemania) que en ejecución, ha sido orientado para la electrificación en la Provincia de los Ríos.
- Proyecto Macas-Gualaquiza, cuyos materiales fueron adquiridos con financiamiento del Gobierno Francés.
- Proyecto Fase C que cuenta con el financiamiento del Gobierno Español.
- Proyecto Sistema de Guayaquil.

### 1.5.1) Fase B

838 km. de líneas de 69 KV y 62 subestaciones con 481 MVA  
Se inició en el año 1984 y a septiembre del 89 se ha ejecutado el 70% con financiamiento de un crédito Japonés.

### 1.5.2) K F W

69 km. de líneas de 69 kV y 31.25 MVA en subestaciones en la Provincia de los Ríos.

A septiembre del 89 se ha cumplido el 90% del proyecto que está financiado con crédito de KFW de Alemania.

### 1.5.3) Macas-Gualaquiza

Comprende 155 km. de líneas a 69 KV y 10MVA en subestaciones

Los materiales de este proyecto fueron financiados con fondos del Gobierno Francés y a la fecha se encuentra ejecutado en un 65%.

### 1.5.4) Fase C

Comprende la construcción de 177 km. de líneas a 69 KV y el montaje de 47.25 MVA en 7 subestaciones.

Este proyecto se encuentra avanzado en un 32% y está financiado con el préstamo del Gobierno Español.

### 1.5.5) Sistema de Guayaquil

El Plan de Obras de Subtransmisión que requiere el Sistema Eléctrico de Guayaquil, en resumen es el siguiente:

- Subestaciones de 138/69 kV (1)  
Cuatro (4) nuevas subestaciones (Policentro, Trinitaria, Planta Guayaquil N<sup>o</sup> 1 y N<sup>o</sup> 2) con una capacidad total de 600 MVA.
- Subestaciones de 69/13.8 kV
- Adecuaciones, ampliaciones, sustituciones de 21 subestaciones con una capacidad total de 488 MVA.
- El programa prevé la construcción de 28.5 km de líneas a 138 kV y 74.4 km de líneas a 69 kV.
- Para la operación del Sistema de Guayaquil: el programa incluye instalación de un Centro de Despacho de Carga.

-----  
(1) Las subestaciones Policentro y Trinitaria, están incluidas en el Plan de Expansión de Transmisión.

## 1.6) PLAN DE EXPANSION DE LA DISTRIBUCION

### 1.6.1) Distribución Urbana

Las 19 Empresas Eléctricas tienen programas de expansión de sus respectivas redes de distribución para el período 1989-1993, período en el cual se ha previsto incorporar aproximadamente a 300.000 nuevos abonados, de los cuales el 45% correspondería a los mercados de las ciudades de Quito y Guayaquil y el 55% al resto del País.

### 1.6.2) Distribución Rural

#### a) Programa INECEL-BID

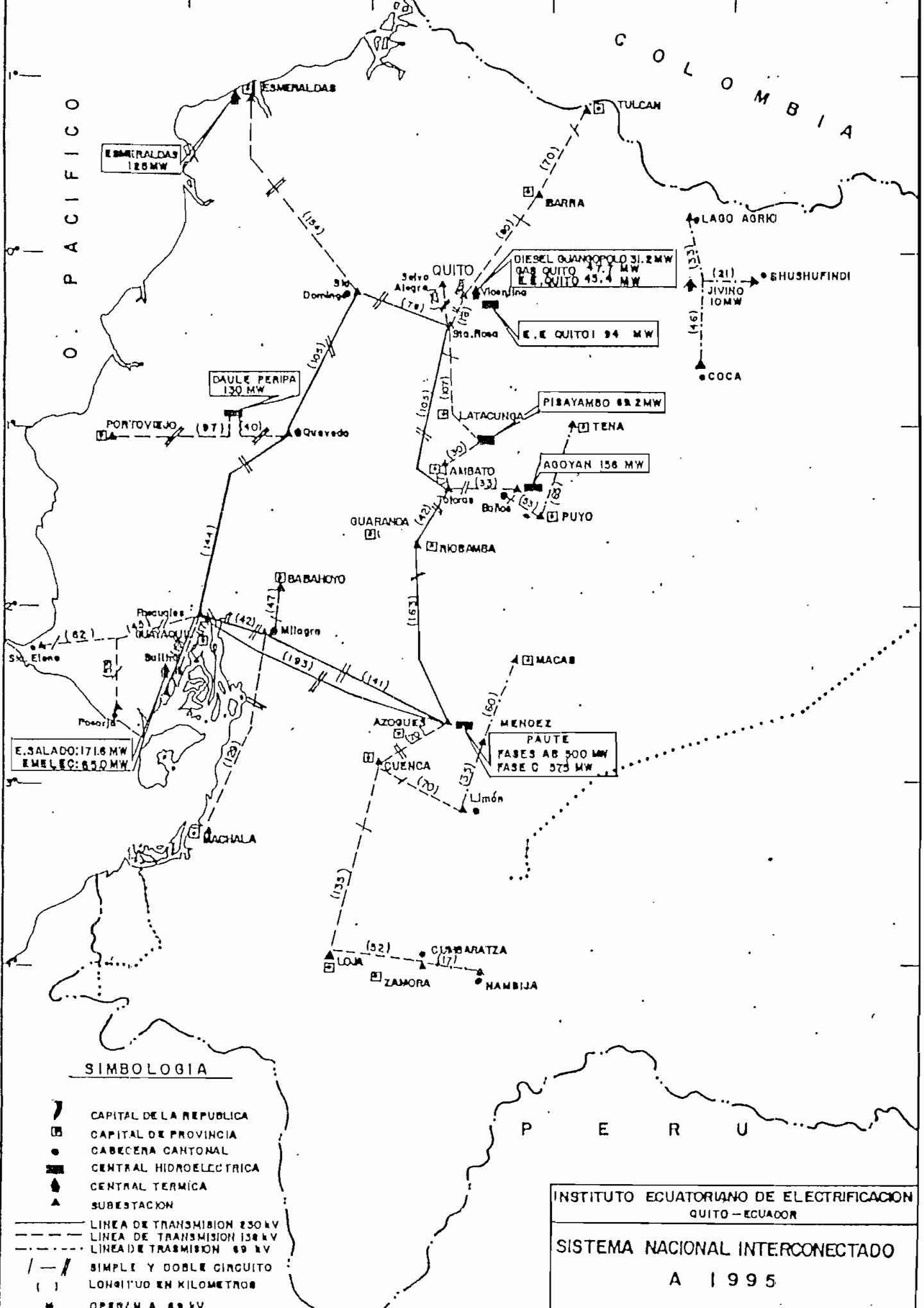
Este programa financiado por el BID, contempla la ejecución de 1729 km de líneas de AT y 1169 de BT, con lo cual se incorporan al mercado eléctrico de 38.000 nuevos usuarios. Este programa que abarca la mayoría de las provincias del país, a diciembre de 1988 tiene un avance del 72% y se estima que se terminará a mediados de 1990.

#### b) Programas de INECEL y Empresas Eléctricas

Comprende la construcción de líneas y redes de distribución rural en todo el país. En el período 1989-1993, este programa aspira incorporar a 40.000 nuevos usuarios rurales.

#### c) Sistemas Menores

Existen pequeños centros de consumo que están aislados del SNI en la provincia del Oriente y Galápagos. Para atender esta demanda se ejecutan pequeños proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con las respectivas redes de distribución. El proyecto más importante es la Central JIVINO que INECEL ejecuta en la Zona Petrolera, con una potencia de 10 MW y un sistema asociado de 69 kV.



- SIMBOLOGIA**
- ◡ CAPITAL DE LA REPUBLICA
  - ◻ CAPITAL DE PROVINCIA
  - CABECERA CANTONAL
  - CENTRAL HIDROELECTRICA
  - ◆ CENTRAL TERMICA
  - ▲ SUBESTACION
  - LINEA DE TRANSMISION 230 kV
  - - - LINEA DE TRANSMISION 138 kV
  - · - · - LINEA DE TRANSMISION 69 kV
  - / — SIMPLE Y DOBLE CIRCUITO
  - ( ) LONGITUD EN KILOMETROS
  - ⊛ OPERA A 69 kV

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION  
 QUITO - ECUADOR

**SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**  
 A 1995

## C A P I T U L O      I I

### METODOLOGIA PARA CARACTERIZACION DE CARGAS ELECTRICAS.

#### 2.1) DESCRIPCION.-

La caracterización de la carga es entendida como un conjunto de análisis efectuados a partir de datos e informaciones de la carga en los diversos puntos del sistema eléctrico y grupos de consumidores, permitiendo definir su comportamiento actual y futuro(3).

EL planeamiento y operación del sistema, modulación de la carga, cálculo de costos marginales, determinación de tarifas y aplicación de políticas de comercialización exige conocer el comportamiento de la carga (energía y potencia).

Los consumidores de energía eléctrica utilizan la potencia, colocada a su disposición por las empresas distribuidoras, de una forma variable a través de las horas del día.

Esta potencia, sin embargo, tiene un costo diferente, de acuerdo con el horario en que es utilizada, siendo

necesario el conocimiento a nivel de consumidores, no solamente de la energía, sino también de las potencias demandadas a cada instante (curvas de carga).

Como la potencia instantánea en el sentido físico no es tan importante para los estudios de la curva de carga, se utilizan diversas aproximaciones para cuantificarla. Se mide la energía en intervalos de tiempo (1 hora, 30 minutos, 15 minutos, 5 minutos, etc.) tan pequeños cuanto sea posible sea en la práctica.

El conocimiento de la carga implica recolección de datos, análisis de su comportamiento y previsión de variaciones futuras.

Actualmente, no basta conocer solamente el consumo de una determinada clase de consumidores, sino que además es necesario conocer la forma de utilización de esta energía en las horas del día y en las estaciones del año.

Los estudios de las cargas eléctricas son necesarios para las empresas productoras y distribuidoras de energía y para los órganos responsables de los Sectores Eléctricos de los países para una serie de objetivos, de entre los cuales merecen especial mención:

- Establecimiento de una Política Tarifaria que refleje los costos económicos que los consumidores causan al Sistema Eléctrico;
- Planeamiento Optimizado del Sistema Eléctrico;

- Conservación de Energía;
- Administración de la Carga.

Cualquier estudio de carga que procure interpretar el comportamiento horario ( curvas de carga ) de los consumidores y puntos del sistema, necesita de intenso apoyo computacional debido al gran volumen de datos involucrados.

A partir de la elaboración de los datos recogidos, se harán análisis de carga, que permitan en base a las características de las curvas de carga, obtener las tipologías de los consumidores.

La determinación de las tipologías es importante para la definición de las responsabilidades de los consumidores en los costos a lo largo de toda la cadena del sistema eléctrico.

En seguida es necesario simular el desarrollo de las diferentes curvas de carga, a partir del conocimiento de la situación actual y de las modificaciones previstas a lo largo del tiempo para conocer su comportamiento en el horizonte de planeación.

El proceso de caracterización de la carga comprende tres (3) grandes grupos de actividades: Obtención de datos básicos, el análisis de los mismos y la previsión del comportamiento de la carga.

## 2.2) OBTENCION DE DATOS.-

### 2.2.1) Metodología

Con el objeto de estudiar la Curva de Carga del Sistema es necesario hacer una clasificación de las cargas de mayor influencia en el comportamiento de la carga del sistema (residencial, comercial, industrial, alumbrado público, etc.).

#### 2.2.1.1) Obtención de datos residenciales

La recolección de información necesaria para análisis del comportamiento de las cargas se puede realizar de dos formas diferentes.

A continuación detallaremos ambos métodos con sus dificultades, ventajas y desventajas propias:

**Método I:** Medición a través de alimentadores que presentan carga típica por clase de consumo y lectura de las demandas hora a hora en la barra de la Subestación.

**Método II:** A través de mediciones en transformadores de distribución que presentan carga típica por clase de consumo.

##### 2.2.1.1.1) Método I

Inicialmente se busca al alimentador que posea las características propias de la clase residencial. Igualmente, se debe consultar a las áreas de Operación del Sistema y Operación de la Red para que a través de su experiencia



operacional indiquen los alimentadores que poseen las características deseadas.

La desventaja de este método es que ningún alimentador está abasteciendo a cargas típicamente residenciales, sinó que también se hallan comercios, etc., lo que hace que la influencia de otras cargas descaracterice el comportamiento de la clase residencial.

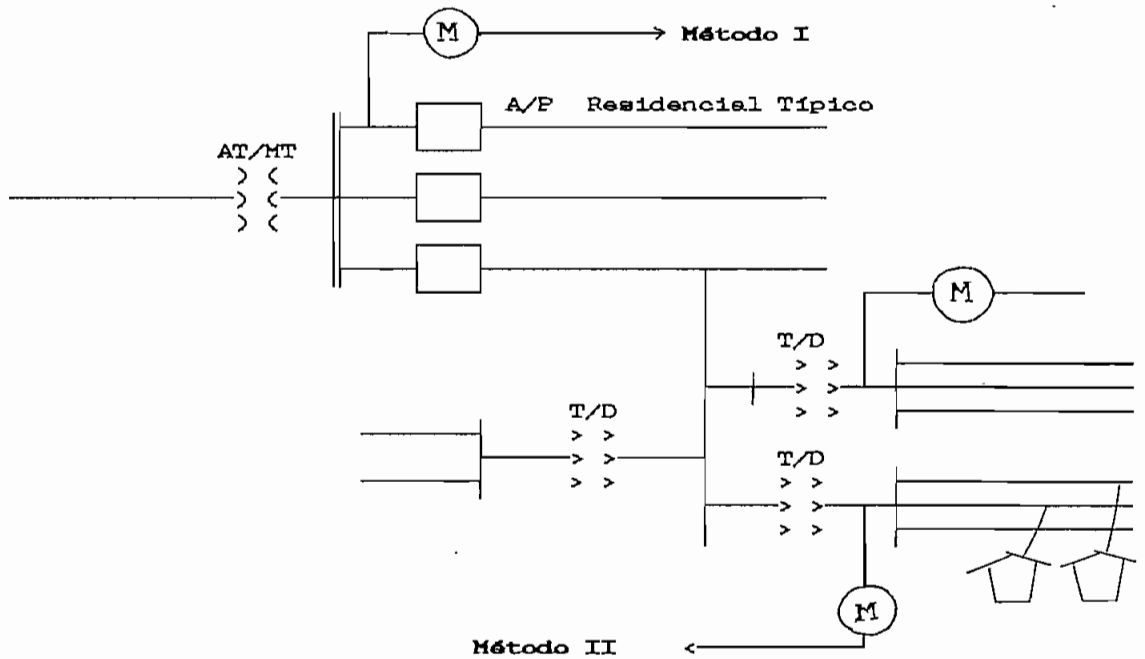
#### 2.2.1.1.2) M é t o d o I I

Las dificultades propias del primer método obligó a buscar una nueva solución al problema.

La solución encontrada, fue la localización de transformadores que alimenten cargas típicas de consumidores residenciales y comerciales. Este método, además de ser técnicamente posible y simple, permite también la obtención de informaciones más confiables y útiles, una vez que proporciona medios para que las mediciones puedan ser ejecutadas en transformadores con carga típica y por estratos de consumo.

La cantidad de energía consumida por una residencia está íntimamente relacionada con el padrón socio-económico del consumidor. De esta forma, la elección de los transformadores a ser medidos, pueden tomar en consideración esta condición lo que permite obtener curvas de carga típicas residenciales conforme a la condición socio-económica del consumidor.

FIGURA 1



En conclusión, podemos decir que el método ideal es el segundo por que nos permite una mayor discriminación de los sectores a estudiar.

Veamos a continuación las etapas que deben ser desarrolladas, para recopilar la información utilizando el método II, pero antes es necesario indicar que utilizaremos a manera de ilustración y por falta de datos propios información obtenida en el exterior que se halla en los Anexos I, II y III, que complementa el siguiente desarrollo:

a) Obtención de la muestra residencial:

Se selecciona los transformadores de distribución para proceder a las mediciones de demanda hora a hora de los consumidores residenciales seleccionados para cada estrato de consumo, por ejemplo, podemos tener cinco estratos

distribuidos, así:

- Consumo hasta 100 kWh/mes
- Consumo de 101 kWh/mes hasta 200 kWh/mes
- Consumo de 201 kWh/mes hasta 300 kWh/mes
- Consumo de 301 kWh/mes hasta 500 kWh/mes
- Consumo mayor de 500 kWh/mes

b) Preparación de los datos:

Como los aparatos de medición disponibles en las empresas eléctricas, son amperímetros y voltímetros para lecturas instantáneas, éstas mediciones tendrán que realizarse para cada intervalo medido de una hora. Así, para cada intervalo, el número de lecturas recomendadas es cuatro, es decir las mediciones se harán cada 15 minutos (Ver ANEXO II) .

c) Cálculo del factor de modelaje a través de la curva modelo

La curva modelo, obtenida a través de la muestra de las mediciones de los transformadores, representa el hábito de uso de la energía para la clase residencial, sin embargo, no expresa la participación de esta clase en la curva de carga del sistema. Para que esta participación sea determinable, es necesario que se calcule el factor que modelará la "energía media diaria" consumida por toda la clase residencial.

Para el cálculo del factor de modelaje se adopta el siguiente criterio:

- Se calcula la demanda total hora a hora por estrato de consumo para el grupo de transformadores medidos.
- Se calcula la energía diaria consumida por estrato de consumo para la muestra obtenida. La energía diaria consumida es la suma de los valores de las demandas horarias a lo largo de las 24 horas. (Ver ANEXO III)

Finalmente, después de tener las informaciones anteriores, se calcula el factor de modelaje mediante la siguiente fórmula:

$$F_{it} = \frac{d_{it}}{C_i}$$

donde:

$F_{it}$  = factor de modelaje de la muestra del estrato  $i$  para hora  $t$ .

$d_{it}$  = demanda total para hora  $t$  de una muestra del estrato  $i$ .

$C_i$  = consumo diario de la muestra del estrato  $i$ .

d) Consumo medio diario del estrato:

El consumo medio diario del estrato está dado por la fórmula siguiente:

$$\overline{C_{di}} = \frac{C_{mi}}{n}$$

donde:

$\overline{C_{di}}$  = consumo medio diario de la estrato  $i$ .

$C_{mi}$  = consumo mensual de la estrato  $i$ .

$n$  = número de días del mes.

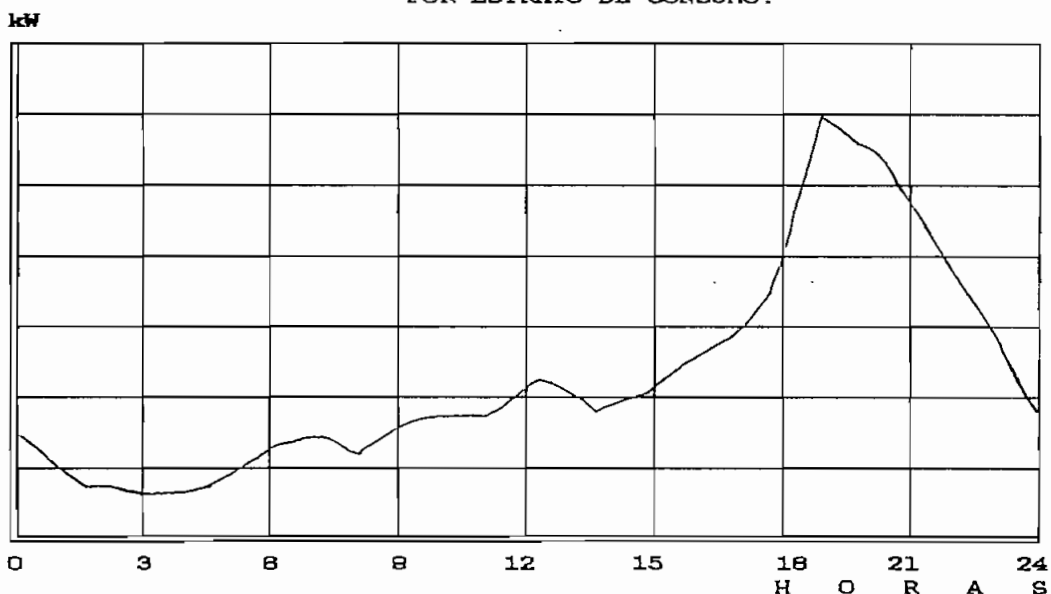
e) Curva de carga residencial por estrato de consumo:

La obtención de la curva de carga residencial por estrato o nivel de consumo es obtenida por la multiplicación de los factores de modelaje de las muestras, por el consumo

medio diario de las estratos (i) correspondientes. Obteniéndose de esta forma, las demandas hora a hora por estrato de consumo.

La representación gráfica de estas demandas en un sistemas de ejes coordenados para un período de 24 horas, nos da la curva de carga del estrato.

FIGURA 2  
CURVA DE CARGA RESIDENCIAL  
POR ESTRATO DE CONSUMO.



f) Curva de carga residencial del sistema:

La curva de carga residencial del sistema es el sumatorio de las curvas de carga por estrato de consumo, esto es, sumatorio de las demandas hora a hora en cada estrato de consumo en horarios correspondientes.

g) Expresión matemática de demanda total de la clase residencial en la hora t.

$$D = \sum_{j=1}^5 \overline{C_{di}} \cdot F_{it}$$

donde:

$D$  = demanda total de la clase

$C_{di}$  = consumo medio diario residencial del estrato  $i$ .

$F_{it}$  = factor de modelaje de la muestra del estrato  $i$  en el tiempo  $t$ .

La fórmula anterior, expresa el sumatorio de las demandas horarias referentes a cada estrato de consumo definido.

En los anexos I, II y III se incluyen a manera de ejemplo resultados de mediciones realizadas para un sistema eléctrico de Brasil.

#### 2.2.1.2) Obtención de datos comerciales

Se adopta para el estudio del comportamiento de estas cargas eléctricas, el mismo procedimiento empleado para la obtención de la curva de carga de la clase residencial.

#### 2.2.1.3) Obtención de datos industriales

Para esta clase de consumo, existen dos métodos distintos para la obtención de la curva de carga industrial:

Método I - Diferencia de las clases

Método II - Medición por muestra

##### 2.2.1.3.1) Método I

Este método trata de la obtención de la curva de carga industrial a través de la sustracción de las demás curvas de carga, de la curva de carga total del sistema. La curva

obtenida así, no expresa con fidelidad el comportamiento industrial. La solución encontrada para mejorar la confiabilidad de la curva, es el método de medición gráfica por muestra.

#### 2.2.1.3.2) Método II

El primer paso es la definición de la muestra. El siguiente paso es la medición de la muestra a través de los equipos disponibles. La muestra definida para representar el universo de los consumidores industriales, se compone de los mas diversos tipos de regímenes de producción.

La manera de obtener mediciones de la curva de carga es realizando una campaña de medidas, instalando en el punto a ser medido, equipo para este fin.

#### 2.2.2) Campaña de Medidas

Por campaña de medidas se entiende el conjunto de técnicas estadísticas y procedimientos de organización, que permiten, a partir de muestras, caracterizar el nivel del sistema o el universo de consumidores que se desea conocer.

Es necesario instalar equipo de medición exclusivamente para registrar la curva de carga porque la totalidad de consumidores residenciales y comerciales poseen equipos que solamente miden la energía consumida, y los consumidores industriales miden además la mayor demanda en un intervalo de tiempo considerado (en un mes).

Para la realización de una buena campaña de medidas, es preciso planear una serie de actividades intermedias, que van desde la organización hasta el montaje del archivo final de datos.

La planificación de la campaña de medidas es una tarea árdua y de larga duración y debe ser bien definida, para atender los objetivos finales que se desea alcanzar.

Las mediciones en Baja Tensión(BT) serán distribuidas por las clases de consumo comercial, industrial y residencial, y dentro de cada uno de ellos por los diferentes estratos de consumo.

Paralelamente a la campaña de medidas, será distribuido un cuestionario con el fin de caracterizar los hábitos de los consumidores residenciales, su perfil de consumo, sus características socio-económicas, capacidad de captar la tendencia de nuevos usos domésticos de energía eléctrica.

De igual manera, cuestionarios específicos serán distribuidos a los demás consumidores (comercial e industrial), teniendo en cuenta el conocimiento de la utilización anual de la energía y sus posibles evoluciones.

#### **2.2.2.1) Equipos de Medición**

El equipo de medición apropiado para la realización de la campaña de medidas, solamente ha sido posible tenerlo en



el mercado internacional en los últimos años con el desarrollo de equipos electrónicos, y que en nuestro país recién se hacen esfuerzos para adquirirlos a través de INECEL, ya que la recolección de una gran cantidad de datos, a través de los medidores electromecánicos, requiere un gran esfuerzo del equipo encargado y dificulta la tarea de consistencia de datos.

El equipo de medición que normalmente se utiliza es el Registrador de eventos - RDTD y sus elementos auxiliares. Este equipo, de concepción totalmente electrónica, registra los valores provenientes de los medidores con emisor de pulsos previamente instalados.

Para la obtención de medición en el campo, debe ser instalado un panel de medición, instalado en paralelo con el medidor permanente del consumidor. Este panel contiene un RDTD, un medidor de Wh (registro de energía activa) y un medidor  $V^2h$  (registro de tensión real)(1).

Después de la obtención de datos se debe proceder a su análisis respectivo, para validar su medición, en cuya primera etapa, se utiliza el analizador de demanda. En el caso de que la medición no presente problemas, esta información es inmediatamente trasladada a la unidad de cinta magnética para su almacenamiento y posterior análisis.

#### 2.2.2.2) Selección de la Muestra

La Estadística Inductiva es amplia en literatura sobre muestras. El problema en las Campañas de Medidas es garantizar que las muestras que son usadas, como en cualquier muestra estadística, serán obtenidas por un proceso adecuado y permiten conocer la población estudiada.

La necesidad de selección de una muestra que represente el universo no es difícil de ser entendida. La obtención de soluciones para el problema entretanto, exige un buen criterio, experiencia y fundamentalmente, en el caso de caracterización de la carga es necesario determinar cuáles son las variables explicativas del comportamiento de la población sin cometer grandes errores, por consiguiente, en el momento de seleccionar hay que tener cuidado con los criterios definidos para la selección de la muestra ya que es fundamental para la consistencia de los resultados obtenidos.

La población que se desea conocer, en el caso de las Campañas de Medidas, se divide en subpoblaciones, en las cuales la variable que interesa representa un comportamiento diverso de acuerdo al estrato a que pertenezca.

Así, un consumidor de Baja Tensión, por ejemplo, presenta un comportamiento diferente dentro de una misma clase de acuerdo a su estrato o nivel de consumo, tamaño de la ciudad, región geográfica en que se encuentra, etc. Es importantísimo, por tanto, en la selección de las muestras, para el caso práctico de la Campaña de Medidas, la

estratificación.

Para obtener una muestra estratificada óptima podríamos dimensionar las variables de interés en cada estrato, es por esto que para levantar las curvas de carga es preciso dividir la muestra en estratos de consumo, actividad económica, peculiaridades regionales, tamaño de la ciudad, etc.

### 2.2.2.3) Cuestionarios.- Informaciones Complementarias

Toda campaña de medidas debe ser acompañada de un cuestionario para facilitar el conocimiento del comportamiento de los consumidores.

Los cuestionarios deben ser usados en cada consumidor escogido para participar de la campaña de medidas, con el objeto de complementar las informaciones de campo. El cuestionario es indispensable para la definición de los consumidores, en los diversos aspectos susceptibles de influencia en el comportamiento de la carga, como:

- a.- Disponibilidad y utilización de equipos eléctricos y no-eléctricos.
- b.- Condiciones de habitación para consumidores residenciales.
- c.- Características socio-económicas.
- d.- Descripción del proceso productivo, cuando el consumidor es industrial.

e.- Sensibilidad a nuevas tarifas de energía eléctrica-capacidad de modulación.

Después de la realización de las campañas de medida, las encuestas de todos los consumidores deben ser tabulados para permitir el enlace con las mediciones, facilitando el trabajo(19).

## 2.3) ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA CARGA

### 2.3.1) METODOLOGIA

Una vez obtenida la información principalmente de usuarios y subestaciones, se procede a la selección de curvas de carga de un día útil típico para las respectivas muestras de usuarios y subestaciones en los diferentes niveles de tensión.

A partir de las muestras seleccionadas y mediante la utilización de modelos estadísticos de análisis y clasificación descritos más adelante, se determinan el número de Tipologías finales de usuarios y subestaciones por niveles de tensión.

Paralelamente, se analiza la carga a nivel del sistema: seleccionando la semana Típica, esto es, la más representativa de su comportamiento. Esta se determina de las lecturas de demanda del Sistema Nacional (curvas de carga), aquella cercana al promedio de lecturas de demanda de todos los semanas del año en estudio.

Igualmente, se estudia el comportamiento del consumo según los días de la semana; ésta evaluación puede ser hecha a partir del análisis de la semana Típica previamente definida, esto significa que a partir de la semana típica se estudia el comportamiento de la carga en otros días como es el sábado, domingo y día útil de trabajo.

De la estadística de ocurrencia de la Demanda Máxima para el sistema estudiado, puede ser determinado el horario de punta extrema, que conjuntamente con un análisis de la operación del mismo, permite definir los períodos horarios a ser considerados en la posterior estructuración de las tarifas.

Con la información de consumos, tipologías resultantes por niveles de tensión y los individuos que la conforman se elaboran los diagramas de carga reales para un día útil, y para sábado y domingo, con lo que se calcula:

- los factores de carga;
- las ponderaciones de sábado y domingo versus el día útil: como la relación entre los consumos correspondientes;
- los porcentajes de participación en el consumo del nivel: denominados " $\alpha$ " para el caso de S/E y " $j$ " para el de usuarios.

A partir de los valores calculados se obtiene la demanda máxima registrada para un día útil de la siguiente

manera:

$$CDU = \frac{CA}{NS \times PS + ND \times PD + NU \times PU}$$

donde:

CDU = Consumo de un día útil  
CA = Consumo Anual del nivel  
PU = Ponderación de un día útil  
PS = Ponderación de un sábado  
PD = Ponderación de un domingo  
NU = Número de días útiles en el año  
NS = Número de días sábados en el año  
ND = Número de domingos y feriados en el año  
FCU = Factor de Carga de un día útil  
DM = Demanda Máxima de un día útil:

$$DM = \frac{CDU}{24 \times FCU}$$

El cálculo de los consumos y demanda máxima por períodos horario-estacionales se efectúa como sigue: con los diagramas de carga por unidad, por Tipologías de usuarios y el consumo anual se determina cuanto de la energía es consumida en horas de punta y en horas fuera de punta para un día útil, sábado y domingo, (los feriados se tratan como días domingos).

Por otro lado, se tiene el número de días útiles, sábados y domingos, por estación seca y húmeda en el año.

Con esta información se determina el consumo de energía horario estacional por Tipología, del modo siguiente:

$$CHE_{i,h,e} = CDU \cdot EH_{h,du} \cdot NDU_e + CDS \cdot EH_{h,ds} \cdot NDS_e + CDD \cdot EH_{h,dd} \cdot NDD_e$$

donde:

- $CHE_{i,h,e}$  : Consumo horario-estacional para la Tipología "i", en las horas "h" y estación "e".
- CDU, CDS, CDD : Consumo de un día útil, sábado y domingo respectivamente.
- $EH_{h,du}$ ,  $EH_{h,ds}$ ,  $EH_{h,dd}$ : Porcentaje de energía consumida en las horas "h" para un día útil, sábado y domingo respectivamente.
- $NDU_e$ ,  $NDS_e$ ,  $NDD_e$  : Número de días útiles, sábados y domingos por estación "e" respectivamente.

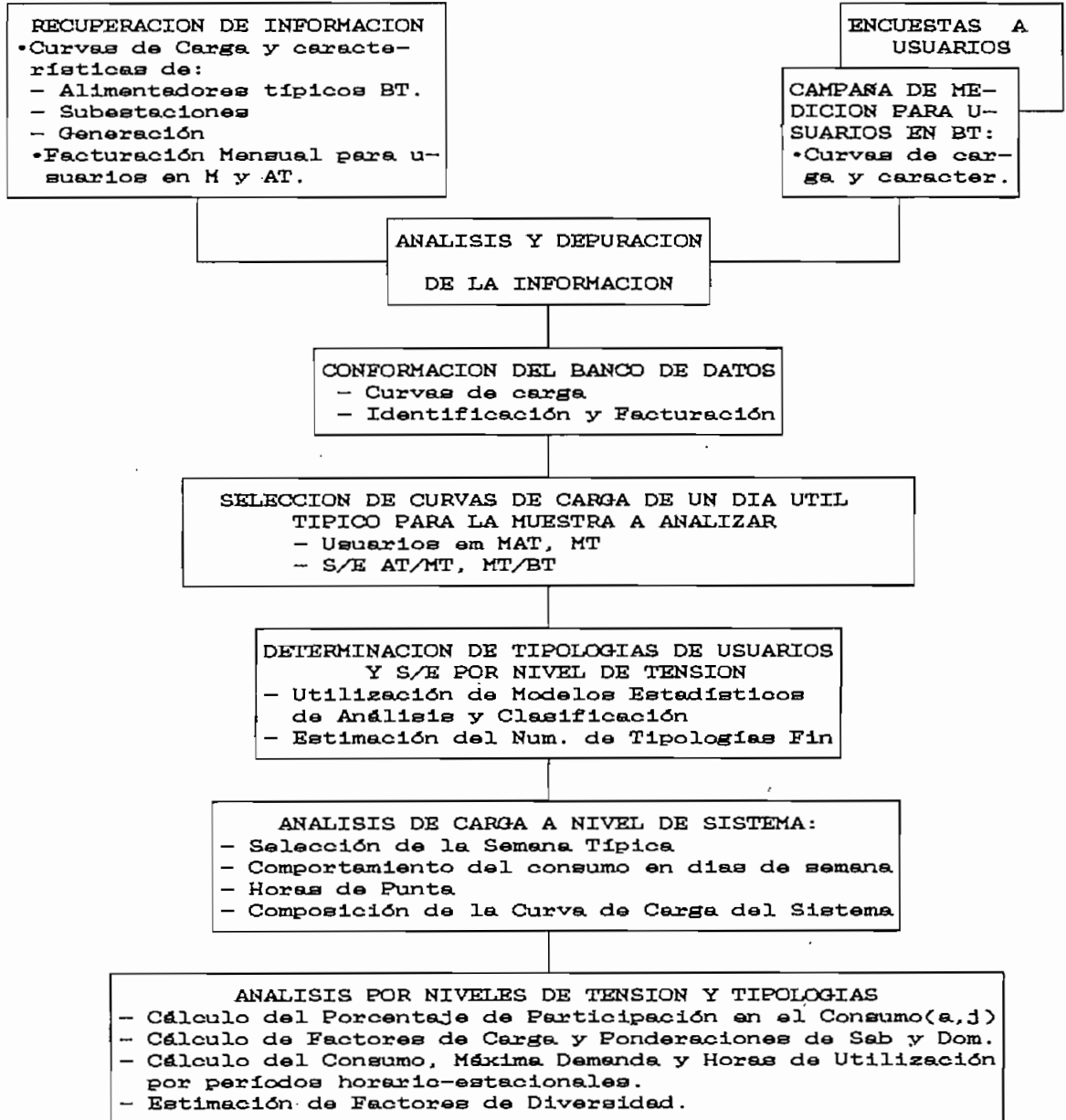
Calculado el consumo diario y con el dato del factor de carga se determina la demanda máxima registrada por Tipología. Por otro lado, se tiene los diagramas de carga de cada una de ellas en por unidad P.U., lo que permite obtener la relación entre la Máxima Demanda en horas de punta y la registrada fuera de horas de punta, determinándose por consiguiente las Máximas Demandas por Tipología y por período horario-estacional.

Para el cálculo de las tarifas se requiere de los valores de consumo y demanda facturados por período horario-estacional y por tipo de consumidor, por consiguiente los valores calculados de Máxima Demanda Registrada deben ser ajustados.

Un método de ajuste es a través del cálculo del factor de diversidad que aplicado a la Máxima Demanda registrada

# FIGURA 3

## METODOLOGIA DESARROLLADA PARA CARACTERIZACION DE LA CARGA





## 2.3.2) ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA CARGA DEL SNI

### 2.3.2.1) ESTACIONALIDAD EN EL CONSUMO

Es el estudio del comportamiento del consumo durante las estaciones del año (invierno y verano), para lo cual se deben utilizar los datos de facturamento mensual de las Empresas Eléctricas.

Para llegar a los valores de estacionalidad, INECEL utiliza un criterio estadístico conocido como media móvil (se llama móvil porque se pueden calcular la media de 3 y media de 13 meses).

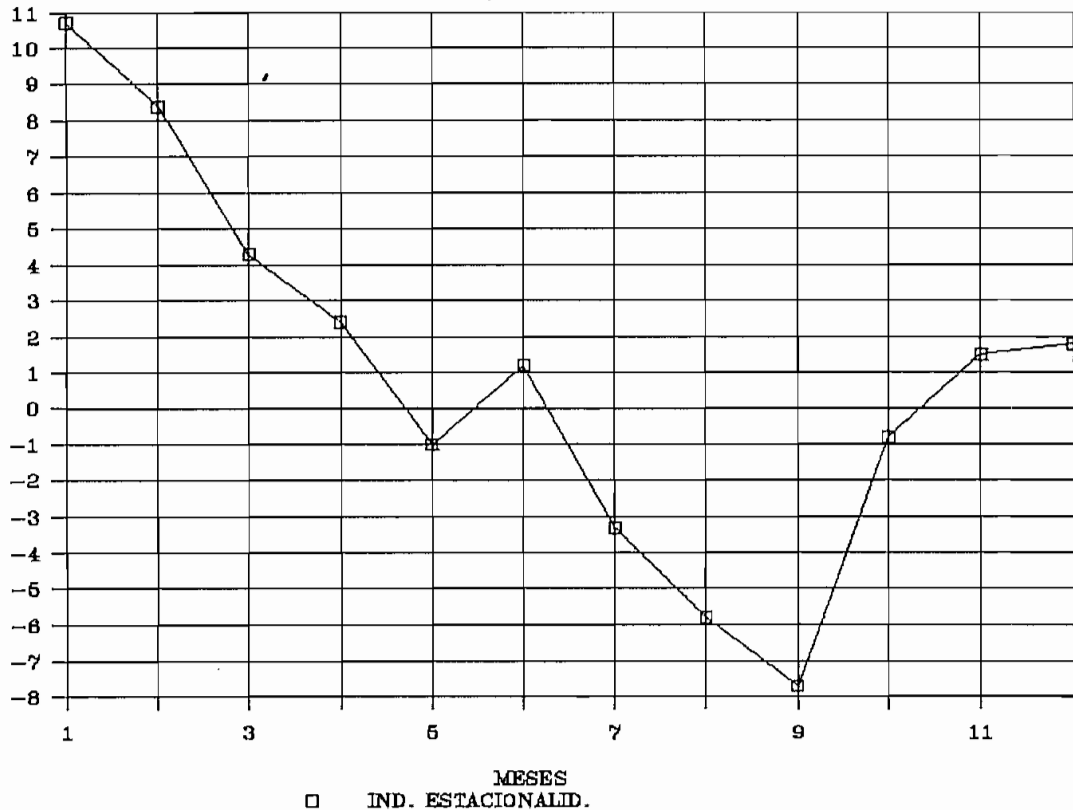
La media de 3 meses es el promedio del consumos de 3 meses consecutivos, por ejemplo: para calcular la media de 3 meses de Enero se toman Enero y Febrero (el promedio), para calcular la media de Febrero se toman los meses consecutivos (Enero, Febrero y Marzo) y así sucesivamente; para el cálculo de la media de 13 se procede de la misma manera. Y para una mayor ilustración del método, en el Anexo IV consta el cálculo respectivo y su graficación.

El índice de estacionalidad representa el comportamiento del consumo expresado en por unidad.

A continuación se presentan los índices de estacionalidad de algunas empresas eléctricas del Ecuador.

# ESTACIONALIDAD CONSUMO RESIDENCIAL

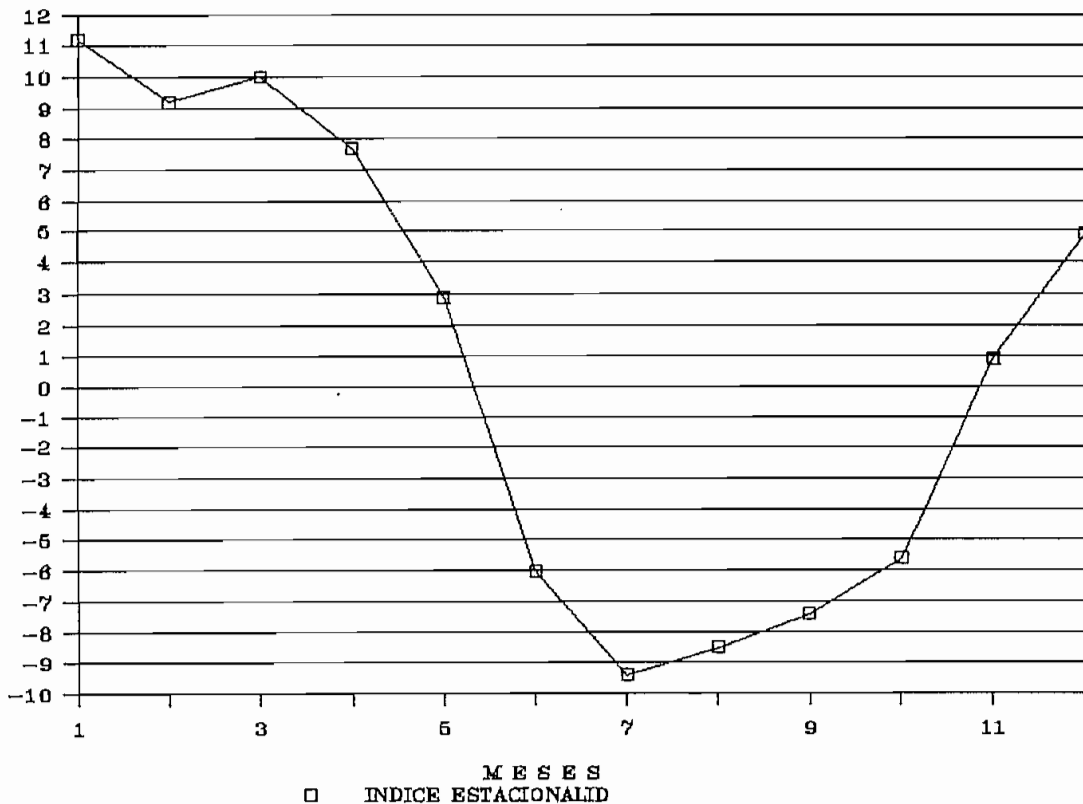
E.E.QUITO 1987



# ESTACIONALIDAD DEL CONSUMO RESIDENCIAL

DE E.M.E.L.E.C. DE 1987

INDICE DE ESTACIONALIDAD



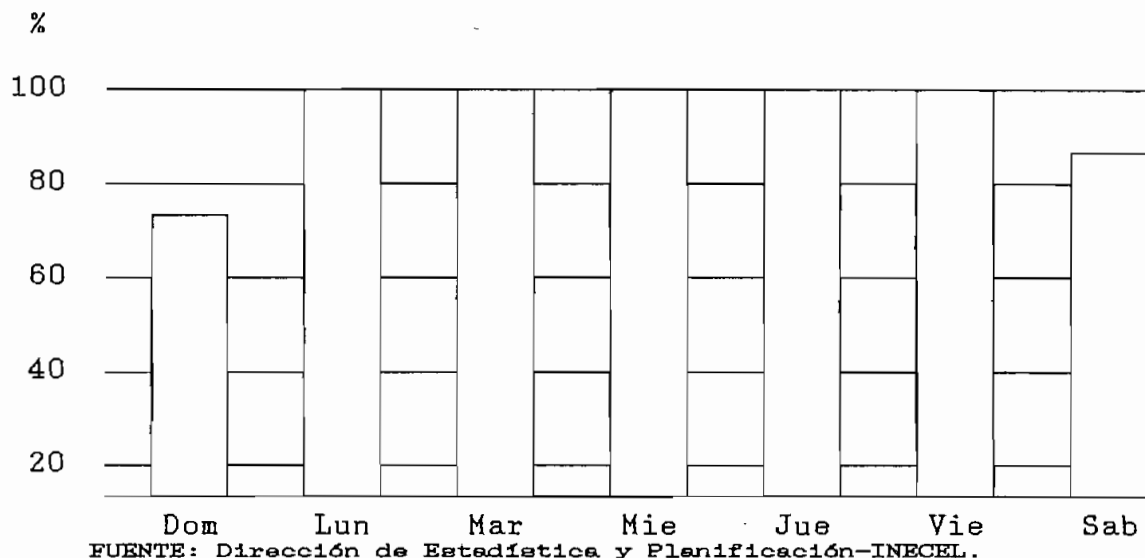
### 2.3.2.2) Comportamiento del consumo en los días de la semana

De la información suministrada por el INECEL (Anexo V) referente a las curvas de carga del S.N.I. durante todos los meses del año 1988 (es la información más reciente), se pudo evaluar el comportamiento del consumo en los días de la semana; así tenemos que, tal como se muestra en la figura 4, el nivel de consumo de lunes a viernes (día útil normal) es aproximadamente constante, los días sábado y domingo presentan un consumo algo menor, el consumo de un día domingo equivale a un 70% del consumo del día útil, mientras que el del sábado representa un 85% del consumo del día útil.

FIGURA No 4

#### COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO SEGUN DIA DE LA SEMANA TIPICA

AÑO 1989



### 2.3.2.3) Análisis del Horario de punta

A partir de la información disponible (Anexo V), la punta en el SNI presenta el siguiente comportamiento:

En el sector de la Costa la punta extrema se presenta entre las 19:00 y 21:00 horas con una ligera prolongación hasta las 22:00h, en la Sierra entre las 19:00 y 21:00 horas, pero la punta a nivel nacional se presenta entre las 18:00 y 21:00 horas.

#### 2.3.2.4) Análisis de la Carga por Niveles de Tensión

En los Sistemas Eléctricos de Potencia, existen abonados conectados a la red de Alta Tensión, en Ecuador no son numerosos y en vista de que no existe información disponible de clientes alimentados en Muy Alta y Alta Tensión, pasaremos a mostrar un ejemplo de lo que en países como Perú con la recuperación de su información a 25 clientes, mediante la aplicación de los modelos estadísticos de análisis de la carga y clasificación se definieron las Tipologías que se muestran en el Anexo VI. El cuadro N° 1 muestra un resumen de los factores de ponderación, que son la relación entre el consumo de un determinado día y el consumo del día útil típico, así como las máximas demandas calculadas.

CUADRO No. 1

	NUMERO USUARIOS	CONSUMO ANUAL 1986	PONDERACION		MAXIMA DEMANDA MEDIA
			SABADO	DOMINGO	
M.A.T	7	1,269 GWh	0.857	0.826	171.4 MW
A.T.	18	653 GWh	0.993	0.914	82.2 MW

A nivel de Media Tensión se registró 1,405 GWh de consumo correspondiente a 1986 equivalente al 22% del total de consumo del Sistema Interconectado Centro-Norte SICN.

La distribución del consumo por rangos de máxima demanda se detallan en el siguiente cuadro:

CUADRO No. 2

DISTRIBUCION DEL CONSUMO EN MEDIA TENSION POR RANGO DE  
MAXIMA DEMANDA - AREA DE RESPONSABILIDAD DE  
LIMA METROPOLITANA Y ALREDEDORES

ACTIVIDAD	> 999 Kw	500 a 999	200 a 499	100 a 199	50 a 99	< 50	Total
	Cons. MWh	Cons. MWh	Cons. MWh	Cons. MWh	Cons. MWh	Cons. MWh	Cons. MWh
Alim. y Beb.	18 15.148	8 2.740	22 2.575	12 584	7 143	8 82	74 21.522
Fáb. Textil	12 11.818	23 8.788	40 5.555	13 574	3 34	3 35	94 24.814
Prod. Papel	1 1.088	2 894	5 540	5 228	2 18	1 ---	16 2.588
Prod. Químico	10 8.548	8 2.032	25 2.888	15 871	4 103	3 15	88 14.337
Pro. Min. No met	5 3.437	8 1.583	14 1.423	4 207	4 85	5 32	40 8.785
Medic. Básicas	2 1.124	3 708	8 588	3 88	2 30	--- ---	18 2.511
Prod. Metálico	4 1.783	8 1.882	17 1.484	14 538	4 45	4 25	51 5.777
Otras Act. Ind	2 1.355	5 1.302	31 3.888	24 1.714	20 428	23 258	105 8.387
Comerciales	3 1.030	5 847	8 848	10 468	1 22	10 30	38 3.445
Serv. y Otros	11 4.247	18 2.864	38 2.661	28 811	18 188	28 430	138 10.899
<b>TOTAL</b>	<b>88 48.855</b>	<b>81 21.362</b>	<b>208 22.588</b>	<b>128 5.322</b>	<b>83 1.084</b>	<b>83 805</b>	<b>838 101.122</b>

Como resultado del análisis sobre 89 usuarios de la muestra seleccionada, se obtuvo en primer lugar la curva de carga agregada a nivel de Media Tensión con un factor de carga de 0.88 y ponderaciones de sábado y domingo de 90.12% y 56.24%, respectivamente.

A este nivel fueron definidas tres (3) Tipologías de usuarios: Tipo 1 Plano, Tipo 2 Super Modulado y Tipo 3 Modulado (Ver Figura - Anexo VI).

Tipo 1 Plano. - Agrupa el 57% de los usuarios a este nivel y absorben el 84% del consumo. Las actividades predominantes en este tipo son las industrias de alimentos, textiles, químicos y metalmecánica de mayor tamaño, con tres turnos de trabajo y cuya curva de carga horario representa un factor de carga diario del orden del 94%.

Tipo 2 - Super Modulado.- Agrupa a las industrias de menor tamaño y que desarrollan distintos tipos de actividades, representa al 18% de los usuarios a este nivel de tensión y a solamente el 4% del consumo. Una de las actividades características de esta Tipología es la fabricación de productos metálicos.

Tipo 3 - Modulado.- Curva con un factor de carga diario de 70%, típico de la industria de mediano tamaño con dos turnos de trabajo. Representa el 25 % de los usuarios alimentados a esta tensión y absorven el 13% del consumo(3).

El Ecuador no dispone de este tipo de información, es necesario señalar que ésta es necesaria conocer, en los diferentes niveles de tensión, para determinar la incidencia que tiene cada uno en el consumo total, en forma agregada, es decir, por niveles desde la generación hasta el punto de entrega del suministro a los usuarios en Baja Tensión; con el fin de calcular tarifas adecuadas para los distintos consumidores en el sitio o nivel en que se hallen ubicados.

#### **2.4) PROYECCION DE LA DEMANDA**

La previsión del comportamiento de la carga es esencial para la ejecución de estudios relacionados con el equipamiento y operación de los sistemas eléctricos, así como para los estudios tarifarios, es por eso que a continuación se presenta la metodología adecuada.

#### 2.4.1) METODOLOGIA

Existen varios modelos matemáticos para realizar la proyección de la demanda como son: los Globales, Analíticos, etc., pero lo que se necesita es la previsión de las curvas de carga en los diversos niveles del sistema de forma rápida y confiable. Esto se logra mediante la aplicación del Modelo Sectorial, que realiza la proyección detallada de una curva de carga base de un determinado año, mes, y día.

Es un método que toma en consideración la estructura del mercado y sus modificaciones, así como los cambios de comportamiento de los diferentes grupos de consumidores, después de la introducción de una señal tarifaria y/o alteración en los usos de la energía eléctrica.

El Modelo Sectorial considera la evolución del comportamiento de la carga a partir de dos variables básicas; consumo y curvas de carga por sectores homogéneos, caracterizados en función de su actividad económica, tamaño, tensión de alimentación, etc.

Conceptualmente el modelo se apoya en la siguiente fórmula matemática:

$$P_{h,i,j,n}^s = \frac{W_{i,n}^s}{N_n^s} \cdot t_{i,n}^s \cdot k_{i,n}^s \cdot p_{i,j,n}^s \cdot \frac{\pi_{h,i,j,n}^s}{24}$$

donde:

- P = demanda horaria
- s = índice del sector
- n = índice del año

j = índice del tipo de día de semana

i = índice del mes del año

h = índice de la hora del día

W = energía anual

N = número de día útiles equivalentes en el año.

Siendo:

$$N_n^5 = \sum_{i,j} t_{i,n}^5 k_{i,n}^5 p_{i,j,n}^5$$

t = tasa de crecimiento mensual, deducida de la tasa de crecimiento anual,

k = coeficiente de estacionalidad mensual,

p = coeficiente de ponderación diaria, representa la relación entre la energía de un determinado día y la energía del día útil de la semana correspondiente.

$\pi$  = demanda horaria normalizada, esto es, la relación entre la demanda en una hora de un día y la demanda media de ese mismo día(1).

Es importante señalar que existe involucrada una gran cantidad de información estadística, y que en nuestro país no se ha usado todavía, pero es conveniente recopilarla para su uso futuro.

## 2.5) SISTEMA DE INFORMACION

Es aquel sistema que nos permita guardar las características de los diferentes usuarios del sistema, para estudios tarifarios, para planeamiento optimizado del sistema eléctrico, etc. Aquí se pueden distinguir tres módulos: Tratamiento de Datos, Procesamiento Estadístico de la Información, Análisis y Resultados.



### 2.5.1) TRATAMIENTO DE DATOS

Comprende la constitución de los Archivos a Nivel Nacional, la estadística de los datos ingresados y gráficos de Curvas de Carga.

### 2.5.2) PROCESAMIENTO ESTADISTICO DE LA INFORMACION

Comprende básicamente la utilización de modelos estadísticos para el análisis de las curvas de carga de usuarios y subestaciones por niveles de tensión, que se basan en el principio de clasificación automática, que muestra, dentro de una población e individuos o dentro de un conjunto de objetos, los grupos de individuos u objetos semejantes, tales que dos individuos u objetos de un mismo grupo sean mas semejantes entre ellos que dos individuos u objetos salidos de dos grupos diferentes.

#### 2.5.2.1) Modelos Estadísticos

##### a) Selección de Formas Predominantes

El modelo utiliza el método de las Nubes Dinámicas, definiendo formas predominantes conformadas por curvas de carga de individuos que guardan semejanza entre sí. Obsérvese que una Forma Predominante puede estar constituida de un solo individuo.

El método consiste, básicamente, en la distribución de la población en grupos de individuos semejantes, denominada esta función de clase. Las especies escogidas como partida

para asociar todos estos individuos en sus clases son llamadas núcleos.

Los núcleos poseen un número constante de elementos. Un conjunto de núcleos forma un sistema. Tanto el número de elementos como el número de núcleos son parámetros del método.

El sistema inicial de núcleos puede ser fijado por una asignación aleatoria de individuos dentro de la población. Esta opción es escogida dentro de todos los casos (núcleos definidos al inicio del cálculo, por ejemplo), cuando no se conoce a priori los individuos de la población.

El algoritmo de las nuves dinámicas se desarrolla a partir del sistema inicial de núcleos, por un proceso interactivo donde cada interacción se descompone en dos etapas:

- \* constitución de las clases a partir de los núcleos
- \* selección de un nuevo sistema de núcleos (mejor que el anterior) para las clases escogidas.

A cada interacción se escogen nuevas clases y por consiguiente un nuevo sistema de núcleos. Este proceso converge al término de un cierto número de interacciones, cuando las nuevas clases escogidas ya no se modifican en relación a las anteriores.

Todo este mecanismo que comienza con una definición del sistema inicial de núcleos y termina con una convergencia del algoritmo es denominado experiencia (ó experimento). El número de experiencias es también un parámetro del método.

Completadas las experiencias especificadas, las formas predominantes estarán constituidas por los individuos que se mantuvieron agrupados en las distintas clases.

#### b) Clasificación y Reagrupamiento

El método que trabaja ligado al de Selección de Formas realiza una clasificación ascendente de las formas predominantes utilizando el método de maximización de momento de segundo orden.

Para su procesamiento este método utiliza los parámetros utilizados para el modelo de Selección de Formas, así como las características de las formas predominantes halladas.

El algoritmo considera en cada reagrupamiento optimizar el criterio CR de varianza intertipos:

$$CR = \frac{\text{Varianza Inter-Tipos}}{\text{Varianza Total de la Población}}$$

CR es un índice de homogeneidad de los tipos formados con las sucesivas reagrupaciones y por tanto de la calidad de las tipologías encontradas. La salida del programa permite seleccionar el número de tipos finalmente a adoptar.

### 2.5.3) ANALISIS Y RESULTADOS

Comprende el análisis de los resultados de los modelos estadísticos, el cálculo de parámetros característicos e información requerida en estudios tarifarios principalmente.

Los parámetros que se obtienen son: las demandas de los diferentes usuarios conectados en los distintos niveles de tensión en horas críticas (hora de punta), así como también los factores de carga de los diferentes usuarios, los porcentajes de participación en el consumo del nivel, los factores de ponderación de sábado y domingo.

### 2.5.4) COMENTARIO FINAL

La metodología presentada debe ser desarrollada en nuestro país, para en base a un conocimiento preciso del comportamiento de los diferentes usuarios, determinar en el futuro la incidencia en el consumo de las empresas eléctricas, con el propósito de aplicar políticas tarifarias encaminadas a lograr un uso racional de las instalaciones existentes. Este trabajo tendrá que ser mancomunado, entre todos los sectores involucrados, y tendrá que ser implementado a nivel nacional, pero inicialmente en aquellas empresas que permitan llevar un programa piloto de mediciones, y esto muy pronto comenzará ya que INECEL está adquiriendo equipo de medición para ese fin.

## ANEXO I

### DISTRIBUCION MUESTRAL DE LA CLASE RESIDENCIAL POR FAJA DE CONSUMO

FAJA DE CONSUMO	No. DE CONSUMIDORES	No. DE CONSUMIDORES DE LA MUESTRA	% DEL TOTAL
0-100	255.743	150	26.6
101-200	315.997	243	43.2
201-300	137.335	83	14.7
301-500	90.012	68	12.1
> 500	69.492	19	3.4
TOTAL	867.559	563	100.0

Fuente: CPFL/Brasil

## A N E X O II

### DEMANDA MEDIA DE LA MUESTRA

Trafo No. 34.285-3-75  
 Voltímetro Gráfico No. 6.308  
 Tensión de Línea: 128 (volts)  
 Faja de Consumo : consumo  $\leq$  100 kWh/mes  
 Número de Consumidores : - Industrias           0  
                                   - Comerciales        1  
                                   - Residenciales   47

H O R A	DIA - JUEVES FECHA - 17/07/84		
	IF (A)	IF (A)	P = d <sub>t</sub> (kW)
01:00	1,2 1,4 1,6 2,4	1,65'	25.344
02:00	1,8 2,5 1,6 2,2	2,25	34.560
24:00	1,2 2,2 1,3 2,0	1,67	25.651

LEYENDA :  $P = 3 \cdot VI \times \overline{IF} \times \text{Cos } \phi \cdot E$   
 donde:

$\text{Cos } \phi = 1$   
 $P =$  Potencia en kW  
 $VI =$  Tensión de línea 128 volts  
 $\overline{IF} =$  Corriente media  
 $E =$  Escala del aparato = 40  
 $d_t =$  Demanda media de la muestra

# A N E X O III

## CALCULO DEL FACTOR DE MODELAJE

Faja de Consumo  $\leq$  100 kWh/mes

HORA	DEMANDA MEDIA				TOTAL	FACTOR DE MODELAJE (Fit)
	TRAFO 31727-3-30	TRAFO 31174-3-15	TRAFO 25028-3-15	TRAFO 15138-3-30		
	a	b	c	d	a+b+c+d	a+b+c+d
01:00	15600	8083	3048	13718	40457	0.0321
02:00	15800	8083	3048	13718	40457	0.0321
03:00	14040	7800	3048	13718	38508	0.0308
04:00	12480	5850	4572	13718	36618	0.0281
05:00	12480	8825	4572	13718	37583	0.0288
06:00	14040	8185	8088	20574	48875	0.0388
07:00	22820	7410	8144	18182	57338	0.0458
08:00	15800	3800	8144	12812	40838	0.0324
.						
.						
.						
18:00	24860	12080	5715	17528	80281	0.0478
19:00	50700	25740	14287	28585	120282	0.0855
20:00	48401	18880	12278	28488	111058	0.0881
21:00	42643	18305	11808	30288	104143	0.0827
22:00	41730	12870	12801	24880	82281	0.0732
23:00	27043	14528	8382	28878	70331	0.0882
24:00	18500	8283	7820	15382	51775	0.0411
	CONSUMO DIARIO (C1)				Y	

Fuente: CPFL/Brasil





TOTAL COSTA	MEDIA DE 3 MESES	MEDIA DE 13 MESES	ESTACIONALIDAD	INDICE DE ESTACIONALIDAD A N I O S									
				82	83	84	85	86	87	88	MEDIA ST		
23,856.6	23,529.9												
23,203.2	23,428.6												
23,225.9	23,414.8												
23,815.3	23,590.4												
23,730.2	23,331.3												
22,448.4	22,786.6												
22,181.2	22,238.9	23,434.7	(5.1)										
22,087.2	22,348.6	23,604.9	(5.3)										
22,777.3	22,911.1	23,810.5	(3.8)										
23,868.9	23,202.5	24,124.7	(3.8)										
22,961.3	23,750.9	24,389.1	(2.6)										
24,422.6	24,485.6	24,630.3	(0.6)										
26,073.0	25,521.6	24,993.6	2.1										
26,069.1	26,006.0	25,305.3	2.8										
25,876.0	26,418.5	25,631.8	3.1										
27,310.5	26,813.0	25,870.6	3.6										
27,252.7	27,143.0	25,877.1	4.9										
26,866.0	27,096.4	26,020.4	4.1										
27,170.6	26,756.8	26,259.2	1.9										
26,233.8	26,578.7	26,359.7	0.8										
26,331.8	26,149.0	26,396.3	(0.9)										
25,881.3	25,388.8	26,492.8	(4.2)										
23,953.2	24,886.5	26,494.2	(6.1)										
24,825.1	25,434.8	26,537.3	(4.2)										
27,526.0	26,577.0	26,351.8	0.9										
27,380.0	27,150.3	26,116.1	4.0										
				Ene	0.0	2.8	4.0	3.0	5.4	3.6	0.9	3.3	
				Feb	0.0	3.1	3.7	2.6	4.2	2.8	3.0	3.2	
				Mar	0.0	3.6	4.1	4.3	4.6	3.4	2.8	3.8	
				Abr	0.0	4.9	5.7	4.4	2.7	2.8	4.3	4.1	
				May	0.0	4.1	1.4	1.2	(1.6)	(0.6)	1.3	1.0	
				Jun	(5.1)	1.9	(3.8)	(3.5)	(6.0)	(1.2)	0.0	(2.9)	
				Jul	(5.3)	0.8	(6.7)	(5.0)	(4.3)	(3.6)	0.0	(4.0)	
				Ago	(3.8)	(0.9)	(6.1)	(5.7)	(3.9)	(1.1)	0.0	(3.6)	
				Sep	(3.8)	(4.2)	(4.7)	(4.6)	(3.3)	(3.5)	0.0	(4.0)	
				Oct	(2.6)	(6.1)	(3.6)	(3.3)	(3.9)	1.7	0.0	(3.0)	
				Nov	(0.6)	(4.2)	1.0	1.8	0.6	1.5	0.0	.0	
				Dic	2.1	0.9	3.1	4.3	3.3	3.0	0.0	2.8	

ESTADISTICA DE LAS CURVAS DE CARGA HORARIAS DEL SISTEMA NACIONAL

HORAS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTB.	OCTUBRE	NOVBRE.	OCBRE.
1.00	493.2	486.9	501.7	504.5	508.1	468.4	466.9	442.7	460.9	482.4	486.2	508.8
2.00	477.9	477.3	491.5	495.6	495.1	456.5	451.4	432.8	449.6	476.6	472	487.8
3.00	464.8	467.2	481.4	487	481.2	446.3	439.3	426.9	438.1	469.6	461.9	468.2
4.00	464.4	469.7	488.8	483.2	485.6	449.7	447.3	435.2	443	473.9	465	477.2
5.00	463.6	471.8	496	479.2	491.3	453.7	455.9	444.1	448.3	477.2	470	486.8
6.00	510.3	521.7	539.4	542.7	551.1	509.7	508	494.8	501.4	533.7	516	534.1
7.00	576	571	578	579.3	570.6	562.2	550.1	535.3	532.3	556	548.6	571.9
8.00	608.6	609.1	634.9	627.6	634.3	614.9	591.9	575.5	597.2	603	612.8	623.4
9.00	662.7	684.7	679.9	690.5	669.6	680.4	670.6	6661.3	637.1	669.9	700.6	687.7
10.00	675.4	698.7	710.9	701.2	698.1	696.1	684.7	689.1	673.5	680	695.8	695.2
11.00	684	702.9	733.6	698.8	711.8	705.6	695.7	693.5	681.7	673.8	713.1	713.5
12.00	694.1	706.2	729.9	702.5	704.5	708.8	697	681.7	681.9	679.6	708.8	709.1
13.00	665.8	678.4	699.5	672.3	682.2	679.8	664	660.3	659.9	664.5	681.5	700
14.00	669.1	685.3	712.8	676	686.9	674.3	669.5	664.3	659.9	675.5	688.1	704.4
15.00	670.4	692.5	711.7	697.9	694.3	682.2	669.7	664.4	677.3	693.9	701.7	712
16.00	672	694.5	708.4	701.4	702.3	677.3	670.4	680.3	693.7	684.7	696.4	708.8
17.00	661.9	698.6	701.4	702.8	683.5	659.8	650.7	664.1	687.5	678.9	684	694.8
18.00	725.5	770.1	754.5	827.4	836.8	823.5	724.9	757.1	817.3	844.3	847.6	835.3
19.00	876	868.3	888.8	894.6	914.4	907.1	868.4	882	878	897.8	902.6	942.6
20.00	854.7	873.5	885.9	879.9	888.2	891.1	860	870.4	862.9	872.1	880.5	935.1
21.00	823.3	817.3	851	821.7	836.3	831.8	807.1	803.7	794.1	826.5	817.2	885.3
22.00	711.1	727.3	743.9	710.2	741.1	727.5	702.2	689.9	709.5	717.5	711.2	793.1
23.00	605.4	629.2	627.8	617.1	622.8	660.7	593.2	586.5	593.2	607.8	603.2	677.9
24.00	550.4	561.2	557.8	563.3	555	532.3	523.3	527.5	520.4	533.1	541.3	590

ESTADISTICA DE LAS CURVAS DE CARGA HORARIA DEL SISTEMA PICHINCHA-AREA QUITO  
PARA UN DIA TIPICO DE CADA MES CORRESPONDIENTE AL AÑO DE 1988

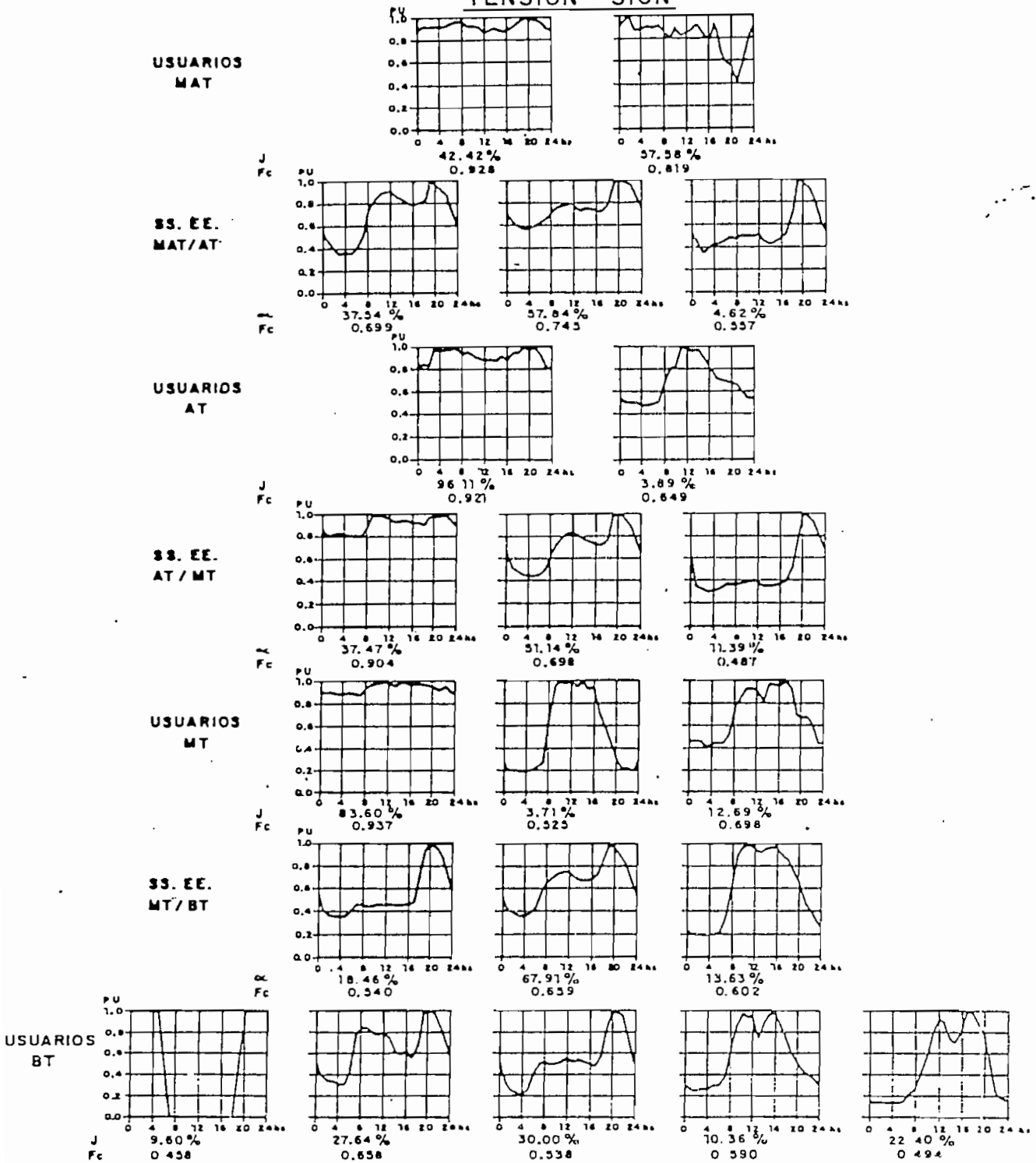
---

HORAS	ENERO (MW)	FEBRERO (MW)	MARZO (MW)	ABRIL (MW)	MAYO (MW)	JUNIO (MW)	JULIO (MW)	AGOSTO (MW)	SEPTBRE (MW)	OCTBRE (MW)	NOVRE (MW)	DCBR (MW)
1.00	105.8	104.2	105.1	104.5	100.1	111.3	109.9	108.3	109.8	109.2	105.4	108.
2.00	101.7	101.2	100.5	101	97.2	107.6	104.9	103.8	103.6	105.7	100.9	101.
3.00	97.6	98.2	95.9	97.5	94.3	103.8	99.9	99.3	97.3	102.2	96.3	95.
4.00	102.1	101.7	99.9	101	98.4	103.3	104.7	102.8	102.9	106.4	100.6	100.
5.00	106.7	105.1	103.9	104.5	102.5	102.8	109.5	106.3	108.4	110.6	104.8	105.
6.00	131.2	132.1	133.9	137.1	134.3	131	139.9	129.3	120.6	146.8	132.3	135.
7.00	166.7	173.1	160.6	169.2	166.6	169.7	166.5	156.9	154.6	168.8	159.7	167.
8.00	179.7	185.3	179.9	190.7	179.3	196.6	184.8	185.9	179	188.8	191.7	186.
9.00	192	199.7	197	209.7	193.9	209.8	195.8	205.3	197.5	205	207.6	200.
10.00	190	191.9	193	205.1	191.7	206.2	191	208.2	193.7	205	203.6	189.
11.00	191.1	186.4	192.4	195.1	188.7	200.8	191.5	196.2	193.2	203.7	201.6	188.
12.00	186.6	185.4	188.4	193.1	189.1	200.9	187.3	182.9	190.9	197.8	199.6	183.
13.00	181.4	176.9	175.4	186.1	181.5	184.4	179.5	178.5	183.3	184	187	180.
14.00	175.8	175.9	174.3	187.1	179.7	181.9	180.6	174.5	183.3	183.3	185.5	17
15.00	175.8	179.9	174.8	185.5	182.7	187.5	179.5	177.5	181.2	183.2	187	175.
16.00	177.3	174.9	174.6	191.5	190.2	184.5	177.5	175.1	184.2	183.9	185.7	173.
17.00	172.8	170.3	166.5	182.1	188.2	178.3	177.5	168.1	185.4	185.3	188	173.
18.00	196.9	187.4	189.6	234.7	229.5	225.4	206.5	193.7	215.9	234.3	234	223.
19.00	228.8	225.8	230.6	245.4	245.5	243.3	235.3	230.1	228.1	243.9	242.4	23
20.00	226.2	225.1	227.5	247.4	241.5	246.1	232.8	224.5	226.1	231.1	234.4	238.
21.00	212.3	209.7	212.6	223.3	223.1	222.3	214	203.7	202.3	218.1	213.4	211.
22.00	180.4	168.7	176.5	182.8	181	176.7	180	173.3	168.9	174.9	171.2	186.
23.00	142	137.3	138.9	142.7	152.6	141	141.5	148.7	141.7	139.3	147.4	152.
24.00	119	116.9	123.4	130.3	123.6	125.9	123	123.7	121.7	122.9	133.8	130.

ESTADÍSTICA DE LAS CURVAS DE CARGA HORARIAS DEL SISTEMA GUAYAS - AREA DE GUAYAQUIL

HORAS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTB.	OCTUBRE	NOVEMBRE.	DOBRE.
1.00	195.6	196.7	209.6	225.4	213.1	183.5	169.5	151.1	168.3	174.8	184.8	202.6
2.00	188.3	193.1	204.4	211.7	201.7	175	162.6	146	163.3	172.3	174.9	191
3.00	181	189.5	199.5	197.9	196.3	166.5	156.2	145.6	158.3	169.8	174.2	181
4.00	175.3	184.1	192	193.9	195.4	167.8	153.6	145	157	167.8	171.9	180.1
5.00	169.6	178.7	184.5	189.9	194.6	169	151.9	146	157	165.8	171.4	179.1
6.00	175.5	178	180.5	193.9	2102	179.5	165.6	159.7	168	174.4	176.4	179.1
7.00	191.3	193.5	186.5	197.4	204	190.5	173.6	166	173.3	178.8	181.9	179.1
8.00	213.1	221.3	215.5	229.4	229.7	206	190.6	178	200.3	202.8	205.9	209.2
9.00	253.5	270.5	272.5	244.4	241.2	256.5	230.6	230	220	242.8	257.4	263.8
10.00	268.1	286.5	286.5	286.4	272.6	267.7	254.6	256	259.2	266.3	278.9	284.2
11.00	274.1	291.5	301.5	289.4	268.6	288.2	695.7	266	272.3	276.8	285.9	298.9
12.00	288	297.5	304.5	298.4	272.1	287.5	697	264.5	275.5	276.8	293.3	300.6
13.00	280.6	291.5	303.5	289.4	269.6	282.5	664	265.5	268.3	275.1	297.9	303.7
14.00	282.2	292.5	298.5	283.4	280.4	285.5	669.5	271	269.3	272.3	304.9	313.1
15.00	279.6	291.5	311.5	293.4	266.6	289	669.7	269.5	276.7	277.9	312.9	311.1
16.00	275.6	287	307.5	289	296	287	670.4	272	283.3	274	308.9	306.1
17.00	267.6	276.5	289.5	282.4	308.8	280	650.7	268	276.3	266.3	293.2	292.1
18.00	271.6	284	295	303.9	308.5	294.5	724.9	293.5	305.8	308	326.9	316.1
19.00	307.6	290.7	302	339.3	284.4	339.8	868.4	311	314.8	312.3	327.6	340.6
20.00	301.6	293.9	300.6	329.9	257	317.5	860	297.5	304	297.3	326.5	337.6
21.00	293.4	289.2	312.5	298.6	226	295.5	807.1	279	279.8	286.8	310.9	323.1
22.00	274.9	257.5	296.5	277.6	193.6	272.5	702.2	255	256.3	265.8	283.9	301.1
23.00	251.8	238.5	254.5	244.7	192	249.5	593.2	229	216.8	230.5	273.7	264.1
24.00	235.6	561.2	234.5	236.4	183	218.5	523.3	222	199.3	204.9	209.9	240.1

FIG. : TIPOLOGIAS RESULTANTES POR NIVELES DE TENSION - SIGN



K - PARTICIPACION DEL CONSUMO POR TIPOLOGIA EN EL CONSUMO TOTAL DE USUARIOS DE UN NIVEL DE TENSION

J - PARTICIPACION DEL CONSUMO POR TIPOLOGIA EN EL CONSUMO TOTAL DE SUBESTACIONES DE UN NIVEL DE TENSION

F<sub>c</sub> - FACTOR DE CARRA

## C A P I T U L O     I I I

### E S T U D I O   D E   L A   C U R V A D E   C A R G A   H O R A R I A

#### 3.1) OBJETIVO

Dentro del objetivo básico del presente capítulo, se halla el de investigar, la incidencia de los diferentes sectores de consumo (residencial, industrial y comercial) en la curva de carga del Sistema Nacional Interconectado, concretamente en las horas de máxima demanda.

Además se trata de determinar aquellos sectores susceptibles a cambios de comportamiento (posibilidad de reprogramar sus actividades) con el fin de desplazar parte del consumo de horas pico a otras horas, como la magrugada en el caso del sector industrial, en el sector residencial la posibilidad de que sus usuarios cambien sus hábitos en la utilización de sus aparatos eléctricos, como por ejemplo, la utilización de la ducha eléctrica debe ser transferida a horas de la mañana (6:00 - 8:00h) y no usarla en horas de la tarde.

Dado que un estudio a nivel nacional de las diferentes empresas eléctricas, requiere de un trabajo largo y honeroso, como simplificación del mismo y debido a la facilidad de obtención de la información necesaria se decidió estudiar el comportamiento de la Empresa Eléctrica Quito, como muestra de ese universo que constituye el Sistema Nacional Interconectado.

Para cumplir con lo mencionado anteriormente, se procedió a recopilar la información de dicha empresa, la que debidamente analizada permitió establecer criterios para la realización de una encuesta, en el sector industrial que como se explicará posteriormente tiene el propósito de averiguar cuáles industrias están en posibilidad de moverse en la curva de carga, reprogramando sus actividades en horas fuera de punta.

### 3.2) ESTRUCTURA DE CONSUMO DE LA EMPRESA

#### 3.2.1) CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR TIPO DE ABONADOS

El cuadro 3.1 muestra como se repartió el consumo de energía en la E.E.Quito, entre los distintos tipos de abonados con datos de Enero de 1990, el mayor porcentaje del consumo tiene el sector residencial, hallándose en el orden del 45%, siguiéndole el consumo industrial con el 31% y el comercial con el 15,25%.

CUADRO 3.1  
**CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE ENERGIA  
 POR TIPO DE ABONADOS**

TIPO DE ABONADOS	NUMERO DE ABONADOS	PORCENTAJE (%)	CONSUMO MENSUAL (kWH/MES)	PORCENTAJE (%)
RESIDENCIAL	255.651	85.3	44'849.743	45,07
COMERCIAL	36.632	12.2	15'170.223	15,25
INDUSTRIAL	5.044	1.7	30'930.761	31,09
OTROS	2.490	0.8	8'544.630	8,59
TOTALES	299.817	100.0%	99'495.357	100,0%

### 3.3) INCIDENCIA DEL SECTOR INDUSTRIAL

Si consideramos la definición de abonado industrial podemos ver que existen desde pequeños industriales y artesanos hasta grandes fábricas, por lo cual es muy general hablar de abonado industrial simplemente.

En la investigación interesa conocer los abonados que puedan modular su demanda, además de aquellos abonados que representen un consumo y demanda significativos para la Empresa, para de esta manera determinar su incidencia puntual o individual de éste sobre la curva de carga y luego analizar



si dicho abonado puede modular la curva de carga en horas pico del sistema. Para lo cual se realizó una encuesta en este sector para lograr lo antes mencionado.

En consecuencia, esta parte del estudio se orientará a analizar el comportamiento de los abonados industriales con una demanda significativa para la Empresa, para lo cual se obtuvo de dicha empresa listados de los abonados industriales con el fin de seleccionar cuáles son los más influyentes, conocer su demanda máxima, factor de carga, etc.

Para cumplir con lo señalado anteriormente, se procedió de la siguiente manera:

a) Se recogió toda la información disponible de la Empresa Eléctrica, luego se la analizó y se determinó el universo de investigación, el tamaño de la muestra y las Empresas en donde se tomará la muestra.

b) Luego determinadas las características particulares, se diseñó la encuesta, cuyo formulario se encuentra en el anexo I, la cual será el complemento del punto anterior y juntos constituirán la base para la realización del trabajo.

c) Como último paso, se procesó la información recopilada para luego presentar los resultados obtenidos.

### 3.3.1) SELECCION DE INDUSTRIAS A ENCUESTARSE

El cuadro 3.2 presenta la distribución por demanda y consumo de los usuarios industriales de la ciudad de Quito. Se debe señalar que aquí no se consideran las entidades oficiales, hoteles y bombas de agua, que en ciertos casos tienen tarifas industriales y se hallan en el listado de grandes clientes, suministrado por la Empresa.

Como se puede observar del cuadro 3.2 el 21.8% de los abonados están en el estrato entre (51 - 100) kW de demanda; siguiéndole en importancia el estrato (101 - 200) kW con 21.2%. De los porcentajes acumulados se tiene, que el 68.39% corresponde a los abonados que están entre (0 - 200) kW de demanda dando por consiguiente un alto porcentaje del total de abonados.

Por otro lado si se observa el consumo de estos abonados, se nota que aquellos que tienen una demanda mayor a 400 kW consumen más del 60% de la energía aunque su número es reducido, pues representan únicamente el 14% del total.

Además, en este mismo cuadro vemos que los abonados industriales con demandas máximas individuales mayores que 200 kW (31.6%) consumen el 85 % de la energía total consumida por las industrias consideradas, si tomamos en cuenta el sumatorio de las demandas máximas individuales de este grupo de industrias, éstas representan el 78 % del sumatorio total de las demandas máximas de todos los abonados industriales.

Si se asume un mayor grado de coincidencia de las demandas máximas de este grupo de industrias, debido a su reducido número y a que en general son las más grandes, esto significaría que su incidencia en el pico de carga del sistema estaría cerca de la incidencia total del sector industrial.

Con estas consideraciones se decidió encuestar a los más influyentes dentro del grupo de industrias con demanda mayor a 400 kW y a los más representativos del estrato entre 200 y 400 kW, cuya lista de abonados encuestados consta en la siguiente página.

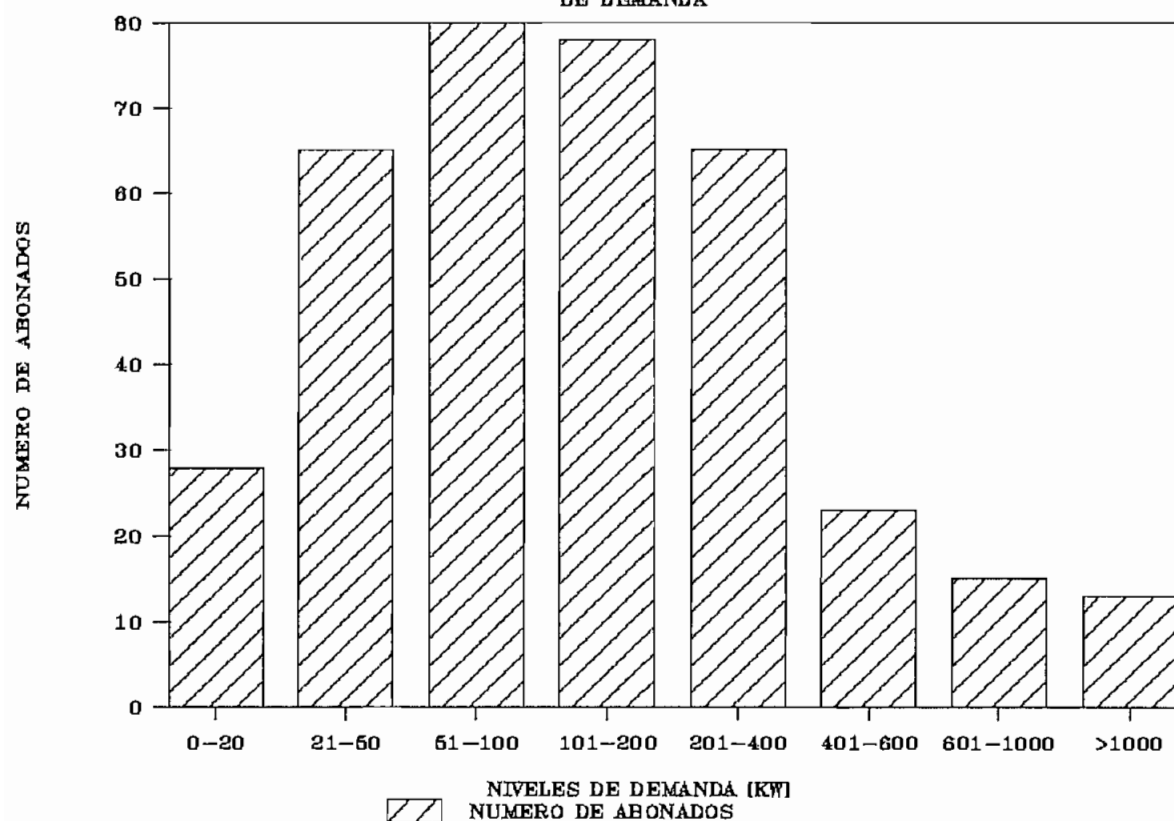
### C U A D R O 3.2

#### ABONADOS INDUSTRIALES POR ESTRATOS DE DEMANDA Y CONSUMO ( E.E.Q.S.A. )

NIVELES DE DEMANDA (KW)	# ABO NADOS	PORCENTAJE DE ABO NADOS		SUMATORIO DEMAN. MAX. INDIVID.			SUMATORIO ENERGIA CONSUMIDA		
		%par.	%tot.	kW	%par.	%acum.	MWH	%par.	%acum.
0-20	28	7.63	7.63	334	0.38	0.38	82	0.34	0.34
21-50	85	17.71	25.34	2288	2.80	2.98	390	1.83	1.97
51-100	80	21.80	47.14	5828	8.40	9.38	710	2.97	4.84
101-200	78	21.25	68.39	11153	12.89	22.07	2388	10.00	14.84
201-400	85	17.71	86.10	18342	20.87	42.94	4233	17.72	32.88
401-800	23	8.27	92.37	10982	12.47	55.41	3231	13.53	46.19
801-1000	15	4.09	96.46	11770	13.39	68.80	3948	18.52	62.72
> 1000	13	3.54	100.00	27422	31.20	100.00	8903	37.28	100.00
TOTAL	367								

FUENTE: EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A. Oficina de Clientes Especiales-Año de 1988 (Jun/88).

## ABONADOS INDUSTRIALES POR ESTRATOS DE DEMANDA



### LISTADO DE INDUSTRIAS SELECCIONADAS PARA EL ESTUDIO (E. E. Q.)

Nº	INDUSTRIA	DEMANDA MAXIMA PROMEDIO kW (1988)
01	Adelca	5.120 kW
02	Incesa	2.600 "
03	Enkador	2.004 "
04	Alambrec	1.280 "
05	Novopen	1.120 "
06	Cablec	860 "
07	Pintex Est. NQ1	845 "
08	Tenasa	840 "
09	Eternit	864 "
10	Aymesa	850 "
11	Plywood	704 "
12	Lenefit	871 "
13	Ecuat. Chiclets	600 "
14	Fca. Ecasa	570 "
15	Vicuffa	518 "
16	Textil San Pedro	491 "
17	Henasa	460 "
18	Deltex Industrial	436 "
19	Omnibus B.B.	416 "
20	Conduit	400 "
21	Sintofil	385 "
22	Life	378 "
23	Francelana	338 "
24	Plásticos Dalmau	331 "
25	Ecasa	327 "
26	Offsetec	284 "
27	Plásticos Aztra	260 "
28	Bebidas Andinas	248 "
29	Molinos Superior	230 "
30	Cedmyc	210 "

### 3.3.3) INCIDENCIA DE LA OPERACION DE LAS INDUSTRIAS EN HORAS DE MAXIMA DEMANDA

#### 3.3.3.1) Presentación de Resultados

Una vez terminado el trabajo de campo el mismo que se efectuó entre los meses de Mayo y Junio de 1989, se presentan los resultados obtenidos, gracias a la eficaz ayuda de la E.E. Quito la que no sólo proporcionó la información necesaria, sino también colaboró con los miembros del departamento de Clientes Especiales, mediante una eficaz visita a las diferentes fábricas de la ciudad, obteniéndose resultados confiables a las encuestas planteadas.

Los cuadros 3.3 y 3.4 que a continuación se presenta, muestran las características de las industrias que trabajan en las horas de máxima demanda.

#### 3.3.3.2) Criterios utilizados para hallar la Incidencia de la Operación de Industrias en Horas de Máxima Demanda y su Capacidad de Modulación

La importancia del estudio es el de averiguar en un día normal de trabajo, la incidencia que tiene las industrias que laboran durante horas pico de la Empresa en la demanda máxima de la misma, considerándose por tanto los siguientes conceptos:

- **Factor de carga.**- Relación entre la demanda media y la demanda máxima.

- **Demanda media.**- Aquí se ha tomado en cuenta el consumo promedio mensual de la fábrica y las horas que trabaja efectivamente al mes, con lo que se logra un indicador más real de cuanto representa ésta demanda en un día típico.
- **Demanda máxima.**- Este dato fue proporcionado por la empresa eléctrica, y que es registrada por el medidor de demanda.
- **Sumatorio de las demandas medias (SDMed.).**- Se toma en cuenta el sumatorio de las demandas de las industrias.
- **Sumatorio de las demandas máximas (SDMax.).**- Aquí se realiza el sumatorio de las demandas máximas de las industrias. Se aclara que este es un valor referencial, dado que la ocurrencia no necesariamente a la misma hora; para acercarnos un poco a ese valor vamos a tomar en cuenta el factor de diversidad.
- **Potencia conectada en cada industria del equipo que trabaja entre las 18-21 horas.**- En cada industria se solicitó este dato para considerarlo en el análisis.

En base a los criterios anteriormente vertidos, es posible hacer un análisis consistente, hallándose que en las industrias que tienen una demanda superior a los 400 kW, solamente una no trabaja dentro de las horas de máxima demanda, en cambio que dentro de las investigadas en el estrato de 200-400 kW de demanda, 3 industrias trabajan cada una con su potencia conectada por debajo del 40% de su capacidad instalada y su incidencia no es significativa, debido a esto para el cálculo de SDMed. se ha incluido la demanda media de las industrias no-investigadas, considerando

para el efecto el consumo mensual de energía de las mismas en cada estrato y las horas mensuales promedio de trabajo que tienen las industrias investigadas con lo cual se tiene un indicativo más real del SDMed.

A continuación se muestra la relación entre la demanda máxima de la empresa y los sumatorios de demanda máxima y media de las industrias, previamente calculados.

Datos:

**PARAMETROS DE LA CURVA DE CARGA**

Demanda Máxima	Demanda Media	Factor de carga
244.7 MW	163.4 MW	0.67

(La curva de carga de la E.E. Quito se halla en el anexo II)

Resultados:

D. Máxima Empresa	SDMáx.	SDMed.
244.70 MW	* 52.68 MW(21,5%)	38.47 MW(15.7%)

\* Se toma los sumatorios de las demandas máximas de todas las industrias con demanda máxima de 200 kW, tomando en cuenta el factor de diversificación, cuyo valor se tomó igual a 1,3.

De lo anterior se desprende que la demanda industrial en las horas de máxima demanda se encuentra entre el 15.7% y el 21,5% de la Demanda Máxima. Aunque el método de estimación no es el adecuado sin embargo expresa el rango entre el cual se ubica la demanda del sector industrial en la punta del sistema.

C U A D R O 3.3

CARACTERISTICAS DE LAS INDUSTRIAS QUE TRABAJAN  
EN HORAS DE MAXIMA DEMANDA  
EMPRESA ELECTRICA QUITO

Nº DE IND.	HORAS TRAB. MENS.	HORAS PROM. TRAB. DIAR.	CONSUMO PROMED. MENSUAL (MWH)	DEMANDA MEDIA (kW)	DEMANDA MAXIMA (kW)	FACTOR DE CARGA	POTENCIA CONECTA. 18-21 H (kW)	POSIBIL. DE MODULACION 18-21 H
01	720	24	842.8	1308	5120	0.25	1800	No
02	528	24	888.2	1882	2800	0.85	1827	No
03	720	24	1241.5	1724	2004	0.88	1250	No
04	528	24	408.3	773	1280	0.81	1500	No
05	528	24	518.1	877	1120	0.87	1388	No
06	480	18	174.0	382	880	0.38	385	No
07	720	24	484.4	873	845	0.71	800	No
08	528	24	288.0	584	840	0.80	175	No
09	528	24	288.8	582	884	0.85	s-dato	No
10	480	18	357.0	744	850	0.87	250	No
11	528	24	185.0	312	704	0.44	880	No
12	528	24	272.8	517	671	0.77	830	No
13	528	24	203.3	385	800	0.84	325	No
14	352	18	133.3	378	570	0.88	435	No
15	528	24	185.8	314	518	0.81	885	No
16	528	24	204.8	388	481	0.78	280(*)	Si
17	352	18	138.5	388	480	0.84	0	-
18	528	24	185.8	352	438	0.81	220	No
19	288	12	44.8	154	418	0.37	282	No
20	352	18	41.3	117	400	0.28	250	No
21	720	24	180.8	223	385	0.58	485(*)	Si
22	528	24	134.7	255	378	0.87	188	No
23	528	24	131.8	248	338	0.74	332	No
24	528	24	82.4	118	331	0.38	280(*)	Si
25	352	18	83.3	180	327	0.55	380	No
26	528	24	122.0	231	284	0.81	332	No
27	352	18	50.4	143	280	0.55	128	No
28	528	24	30.8	58	248	0.24	115	No
29	528	24	58.7	111	230	0.48	138	No
30	720	24	84.0	117	210	0.58	188(*)	Si

(\*) Fábricas en capacidad de transferir su carga (modulación) .



C U A D R O    3.4

DEMANDA MEDIA POR ESTRATOS DE INDUSTRIAS QUE FUNCIONAN  
EN HORAS DE MAXIMA DEMANDA  
EMPRESA ELECTRICA QUITO

DEMANDA	NUMERO DE ABONADOS		CONSUMO ESTRATO MWH/MES	CONSUMO INDUSTRI. INVESTIG. MWH/MES	SUMATORIO DEMAND MED INDUSTRIAS INVESTIGAD (KW)	HORAS PROM. MENS.	SUM. DEMAND MEDIA INDUST NO-INV (KW)*	TOTAL DEMAN MEDIA (KW) SDmed.
	E	I						
201-400	85	11	4232.8	840.1	2002	518	8878	8880
401-800	23	7	3230.8	1074.2	2345	444	5288	7813
801-1000	15	7	3848.5	2047.8	3803	542	3507	7110
> 1000	13	5	8803.1	3887.0	7377	805	7382	14768
TOTAL	118	30	20313.4	8058.1	15327		23145	38472

E: Industrias existentes

I: Industrias investigadas que trabajan en la hora de máxima demanda del sistema.

\* Es el sumatorio de las demandas medias de las industrias que no se encuestaron, y que se tomaron en cuenta para la estimación del SDMed. de todas las industrias.

### 3.3.4) CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es necesario señalar que de la investigación realizada en el sector industrial, se puede concluir que la mayoría de las industrias encuestadas respondieron que no podían mover su consumo a otras horas a pesar de la oferta de tener tarifas promocionales, si ellos transferían parte de su carga a otras horas fuera del pico, por la dificultad de tener establecido un programa de producción, ésta respuesta la dieron industrias ubicadas en el estrato (mayor a 500 Kw), principalmente las de la rama textil, en cambio que algunas

de las industrias ubicadas en el estrato de (200 - 500 kW) se mostraron más accesibles a esa propuesta.

En vista de la imposibilidad de hacer un análisis más preciso de lo que significa la incidencia de la demanda industrial para las empresas eléctricas, por falta de mediciones, para el desarrollo de la presente tesis se ha tratado de suplir esta deficiencia utilizando un sistema indirecto como es el de encuestas.

Aquí es importante señalar que la Empresa Eléctrica Quito ha adquirido recién (1989) equipo de medición apropiado (1 registrador de demanda), y que está en capacidad de elaborar curvas de carga, cuya información puede ser guardada en cassettes o ser impresa en papel, con el fin de llevar un mejor control de la facturación, y solamente el departamento de Clientes Especiales lo posee. Al momento de realizada esta tesis, se disponen de curvas de carga de algunas fábricas, pero para efectos de este estudio se necesita toda una serie de mediciones debidamente planificadas para un mejor uso de esa información, razón por la cual en este estudio no se tomaron en cuenta.

En la actualidad el desarrollo tecnológico, permite contar con equipo de medición que ofrecen mayor flexibilidad; existe una gran variedad de equipo de medición y control, cada uno de ellos más complejo y por consiguiente más costoso.

De acuerdo al método empleado en la determinación de la muestra, se pudo determinar que las industrias cuya demanda máxima supera los 200 kW son las más importantes, por tanto, para las industrias con demanda inferior a los 200 kW se recomienda desde el punto de vista de facturación, la utilización de medidores con registros de demanda máxima y energía. En cambio que para tener un mejor conocimiento del comportamiento de las industrias con demanda superior a los 200 kW durante las 24 horas del día, es conveniente, emplear un equipo sofisticado pero por muestreo en cada estrato de abonados conteniendo:

- Registrador de demanda (kW ó kVA)
- Registrador de kWh-parcial
- Registrador de kWh-total
- Registrador de kWh-total
- Contador de reposiciones
- Registrador de demanda máxima desde la última reposición
- Registrador de demanda máxima kVAR desde la última reposición
- Registrador de demanda acumulativa

Este instrumento permitirá un control minucioso y además la tarifación será la más exacta. Si el equipo dispone de un registro magnético, se podrá disponer de la información necesaria para poder trazar la curva de carga de las industrias, y en general, el comportamiento de las mismas, con lo cual se podrá sugerir los cambios para una adecuada utilización de la energía eléctrica.

Obviamente este equipo de medición y control descrito anteriormente es elevado (por sobre los 2000 US dólares), los beneficios que se obtendrán son inmedibles, lo que se sugiere es una implementación piloto a nivel nacional para su evaluación.

### 3.4) INCIDENCIA DEL SECTOR RESIDENCIAL

Este sector posee el 85% del número de abonados totales de la empresa, y como se verá más adelante es el responsable del pico del sistema en las horas de la noche ( 18:00 a 21:00 h ).

A continuación se presenta un cuadro de como se distribuyen los abonados residenciales por rangos de consumo.

CUADRO DE DISTRIBUCION DE FRECUENCIAS  
SECTOR RESIDENCIAL (R.E.Q)

RANGOS DE CONSUMO (KWH)	CONSUMO KWH EN EL RANGO	CONSUMO KWH ACUMULADO	ABONADOS EN RANGO	ABONADOS ACUMULADO
0 HASTA 20	128.123	128.123	31.588	31.588
21 HASTA 50	981.082	1'089.205	26.477	58.073
51 HASTA 80	2'137.839	3'227.044	32.481	90.544
81 HASTA 100	2'109.221	5'336.265	23.318	113.860
101 HASTA 120	2'538.448	7'872.711	22.890	136.750
121 HASTA 150	3'551.092	11'423.803	28.351	163.101
151 HASTA 200	5'087.254	16'511.057	29.331	192.432
201 HASTA 300	7'128.918	23'639.973	29.271	221.703
301 HASTA 500	7'338.030	30'978.003	19.354	241.057
501 HASTA 1000	7'328.417	38'306.420	10.788	251.823
1001 A SUPERIOR	8'543.323	44'849.743	3.828	255.651

#### 3.4.1) Características de las Cargas

Este sector es el más importante, ya que representa el 45% del consumo total, es en este sector donde se debe dar un mayor estudio de su comportamiento, para un posterior manejo de su carga.

Es así como a continuación pasamos a mostrar el comportamiento de las principales cargas residenciales; tomando en cuenta el uso que tienen durante el día y recomendando en algunos de ellos el control que se puede para una adecuada utilización.

#### 3.4.1.1) Ducha Eléctrica

La ducha eléctrica por su bajo costo de adquisición y consumo de energía eléctrica, su uso es altamente difundido entre los consumidores de la empresa.

Un alto porcentaje de consumidores residenciales poseen duchas eléctricas, cuyo uso se ubica normalmente entre las 17:00 y 20:00 horas, y un bajo porcentaje de uso entre las 6:00 y 8:00 h., con un tiempo medio de baño por persona de 8 minutos, se recomienda cambiar el hábito de uso de este artefacto de la tarde hacia la mañana.

#### 3.4.1.2) Calentador de Agua

El calentador de agua hace uso del principio de almacenamiento del calor, y su uso no es muy difundido, solamente lo disponen los sectores económicos medios y altos. Este tipo de equipo puede ser regulado para no funcionar en períodos coincidentes con grandes demandas del sistema. El calentador está aislado térmicamente y puede almacenar agua caliente por largos períodos a lo largo del día.

De esta forma se puede hacer uso de la electricidad solamente en horarios en que las demandas del sistema son más

bajas. Usado de esta forma, el calentador aumenta el consumo en kilowatts-hora, ya que debe estar conectado más tiempo para lograr un buen almacenamiento de calor, pero no contribuye a la elevación de la demanda de la empresa. Esto mejora el factor de carga y reduce la inversión necesaria para el suministro de energía. Con menores inversiones la tarifa de energía también puede ser menor. Entre tanto el elevado precio de los calentadores está fuera del alcance de un gran número de consumidores. La figura 1 (Anexo II) muestra la curva de carga típica de un calentador que no posee controlador de funcionamiento en períodos pre-determinados. En la figura 2 (Anexo II) se puede ver la curva de carga de un calentador con controlador de funcionamiento pre-determinado y la figura 3 del mismo anexo, muestra la composición de demandas de 100 calentadores no controlados.

#### **3.4.1.3) Plancha Eléctrica**

De los aparatos electrodomésticos, la plancha eléctrica es el más difundido entre los consumidores residenciales. Su uso a lo largo de un día es más acentuado en los períodos de 7 a 9 horas y de las 14 a las 17 horas con una utilización media semanal de 2 horas. La curva de utilización de la plancha está presentada por distribución porcentual en la figura 4 (Anexo II).

#### **3.4.1.4) Televisión**

La televisión es uno de los aparatos electrodomésticos encontrados con frecuencia en una residencia. El horario de uso más intenso de televisión es desde las 19 a las 20 horas.

En la figura 5 (Anexo II) se muestra la curva con distribución porcentual de la utilización de la televisión.

#### 3.4.1.5) Refrigerador

De los consumidores residenciales de la empresa un 72% poseen refrigerador. La figura 6 muestra la curva de carga típica de funcionamiento de un único refrigerador. El refrigerador es un aparato de uso discontinuo, que conecta y desconecta automáticamente. Actualmente, su período de funcionamiento a lo largo de las 24 horas es del 30%. Esto se debe al descubrimientos de nuevos materiales aislantes y de la evolución técnica en la construcción de estos aparatos. La curva de carga de 100 refrigeradores funcionando en conjunto, puede ser vista en la figura 7(Anexo III).

El funcionamiento conjunto de los refrigeradores y la diversificación verificada en su uso, puede ser vista en la figura 8 (Anexo III) y por un factor de carga del conjunto en torno de 85%. Sobre este artefacto no es posible recomendar una mejor utilización con miras a transferir su consumo a otras horas.

#### 3.4.1.6) Iluminación y Pequeñas Utilizaciones en una Residencia.

El número de lámparas por domicilio varía en función de la clase social y económica a la que el consumidor residencial pertenece. La figura 9 (Anexo) muestra la curva de carga típica del uso de iluminación y de pequeñas utillizaciones en una residencia. La figura 10 (Anexo)

muestra el mismo uso para un conjunto de 100 residencias. Sobre la utilización de la iluminación se puede recomendar el estrictamente necesario.

#### **3.4.1.7) Aparatos de Aire Acondicionado y Calefacción.**

El uso de aire acondicionado en la costa, tiene un alto índice de utilización, debido a su costo, solamente sectores económicos medios y altos lo poseen. Sobre este artefacto se debe recomendar un uso racional en horas de la noche, donde la incidencia del calor ya no es acentuada.

En cambio, en la sierra, los aparatos de calefacción no son muy difundidos, sinó mas bien lo poseen los residenciales altos.

Finalmente, es necesario señalar que debido al elevado número de consumidores de este sector, y a que las preguntas en muchos casos no podían ser respondidas con absoluta certeza, no se realizaron encuestas en este sector, se prefirió hacer una descripción de las distintas cargas residenciales, y la recomendación de su uso en horas fuera del pico del sistema.

#### **3.4.2) Análisis del comportamiento eléctrico de la clase residencial.**

El consumo de energía hecho por la clase residencial está regido básicamente por dos factores:

- Actividades humanas diarias.
- El día y la noche.



El primer factor, está íntimamente ligado al uso que las personas hacen a lo largo del día de los aparatos electrodomésticos y de un pequeño residuo de carga de iluminación. El conjunto de éstas cargas, son las responsables por un bloque relativamente constante de energía en la curva de carga de esta clase. La diversificación que se verifica aunque el uso conjunto de los electrodomésticos, hace que las curvas características individuales de estos aparatos, se presentan en conjunto, de forma bastante uniforme (Ver figuras 3.1 - 3.9 Anexo II; III)

El segundo factor implica directamente el uso de iluminación artificial de una residencia. La interrelación de ambos factores al final de la tarde y primeras horas de la noche, es responsable por el salto de demanda de energía que se verifica alrededor de las 18:00 horas ( Ver figura 3.9a ).

En ésta figura, podemos verificar que el consumo sufre un decrecimiento durante la madrugada. Esto se debe a la reducción de las actividades diarias durante el período de descanso.

En las primeras horas de la mañana ocurre la primera elevación de demanda, que es donde se reinician las actividades las mismas que se acentúan a partir de las 6:00 horas.

Después de las 11:00 horas se verifica la segunda elevación, explicada por la acentuación de las actividades

para preparación del almuerzo.

El mayor pico de demanda del día ocurre al atardecer y tiene su máximo ( durante el invierno ), generalmente a las 19:00 horas. Este pico es caracterizado principalmente por la utilización coincidente de la ducha eléctrica, televisión e iluminación artificial. Estos aparatos tienen su utilización acentuada en el transcurso del retorno de las personas que trabajan a sus hogares entre las 18:00 a 20:00 horas, de la preparación de la merienda, del horario de mas sintonía de la televisión ( novelas, noticias ).

Luego después de las 20:00 horas, se inicia un lento proceso de reducción de carga que se prolonga hasta la madrugada del día siguiente. La lenta reducción de carga después del pico máximo del día, se debe a la diversificación en la salida de carga de iluminación residencial y televisores, del sistema.

### 3.5) INCIDENCIA DEL SECTOR COMERCIAL

Este sector representa el 12,2% del total de abonados de la empresa, y el 15,25% del consumo total de la empresa.

CUADRO DE DISTRIBUCION DE FRECUENCIAS  
SECTOR COMERCIAL (E.R.Q)

RANGOS DE CONSUMO (KWH)	CONSUMO KWH EN EL RANGO	CONSUMO KWH ACUMULADO	ABONADOS EN RANGO	ABONADOS ACUMULADO
0 HASTA 20	28.281	28.281	8.322	8.322
21 HASTA 80	401.128	430.417	8.024	14.348
81 HASTA 150	817.588	1.247.983	7.232	21.578
151 HASTA 500	2.741.888	3.989.851	10.254	31.832
501 HASTA 1000	1.585.884	5.575.735	2.383	34.225
1001 A SUPERIOR	3.775.753	9.351.488	1.880	35.885
	DEMANDA kW TOTAL	CONSUMO KWH TOTAL	ABONADOS TOTALES	
COMERCIAL CON DEMANDA	35.072	5.747.525	747	

### 3.5.1) Características de las cargas

La carga comercial incluye suministro a consumidores tales como:

- Teatros
- Centros Comerciales
- Edificios de Oficinas
- Hospitales
- Clubes
- Hoteles, etc.....

Entre los consumidores comerciales el uso de la energía es más intenso que el verificado en la clase residencial.

Los tipos de cargas eléctricas más comúnmente encontrados en la clase comercial son:

- Mostradores frigoríficos
- Calefacción
- Cocinas Eléctricas
- Aparatos de Aire Acondicionado
- Iluminación Artificial

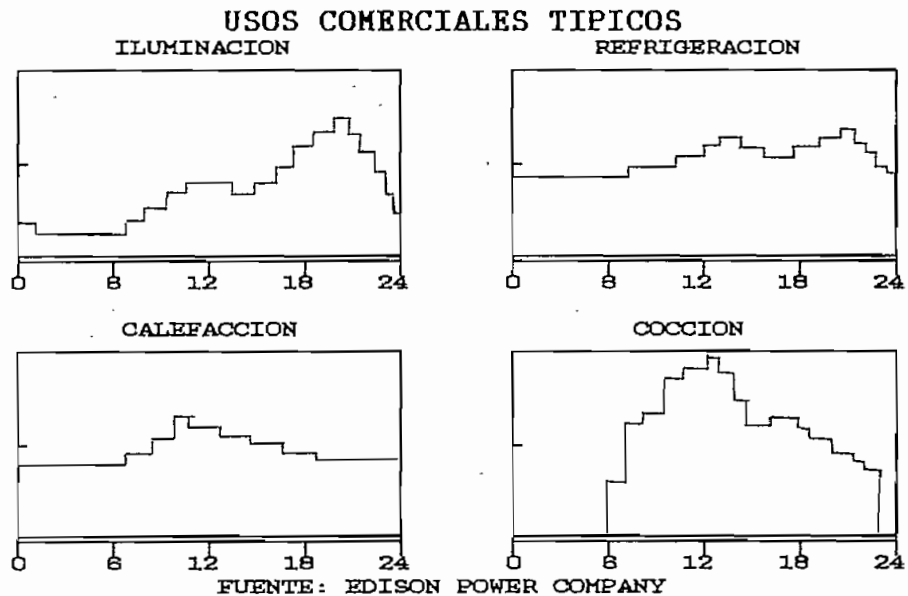


FIGURA 3.10

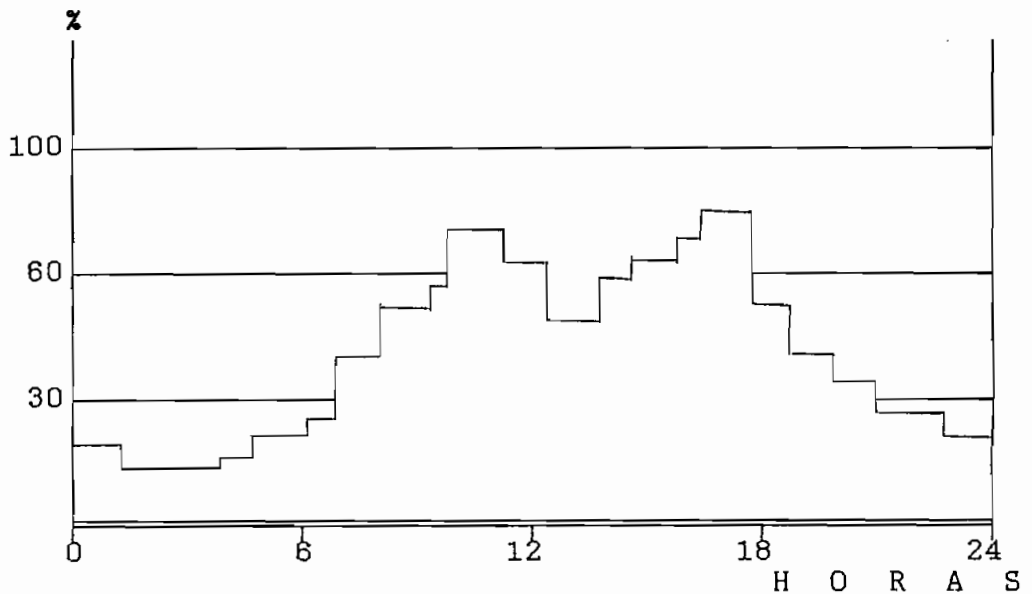
Así mismo, es necesario señalar que no se hicieron encuesta en este sector, por las mismas razones señaladas para el sector residencial.

### 3.5.2) Análisis del comportamiento eléctrico de la clase comercial.

El uso conjunto de todos los equipos comerciales ( Ver figura 3.10 ), compone la curva general de la clase comercial que se muestra en la figura 3.11. Esta curva se caracteriza por picos por la mañana y al atardecer.

Este último tiene mayor representación, debido principalmente a la adición de carga de iluminación después de la puesta del sol.

FIGURA 3.11  
CURVA DE CARGA COMERCIAL



### 3.6) CONSIDERACIONES GENERALES.

Una vez analizado el comportamiento de los diferentes sectores durante las horas del día, es preciso señalar que la incidencia del sector industrial, en las horas de máxima demanda de la empresa no es significativa, mas bien su pico se ubica en las horas de la mañana, alrededor de las 11:00 horas.

El sector comercial, durante las horas pico, su incidencia así mismo no es representativa en la curva de carga, el pico del sector se presenta en horas de la tarde.

El sector residencial es el principal responsable del pico del sistema, y es a partir de las 18:00 en donde su incidencia es fuerte, extendiéndose hasta las 21:00 horas, en que paulatinamente su carga se desconecta del sistema, hasta un nivel no significativo (iluminación, en ciertos domicilios, refrigeradora(carga discontinua)).

ANEXO 1

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

No. de encuesta: 3  
Fecha : 14 / 06 / 89

ENCUESTA INDUSTRIAL 1989

I. CARACTERISTICAS DEL ESTABLECIMIENTO.

- 1.- Nombre del establecimiento: PINTEX N°1
- 2.- Tipo industria: TEXTIL Productos elaborados telas  
bramantes, popelinas, etc
- 3.- Nombre entrevistado: Jorge Delgado Cargo: JEFE MANTENIM.
- 4.- Ubicación establecimiento: Manuel Herrera 171 y Av. Prensa
- 5.- Horas de trabajo a la semana: 720 horas
- 6.- Horario de trabajo:

1er. turno	Horas: de <u>6:00</u>	Hasta <u>14:00</u>
2o. turno	Horas: de <u>14:00</u>	Hasta <u>22:00</u>
3o. turno	Horas: de <u>22:00</u>	Hasta <u>6:00</u>
4o. turno	Horas: de _____	Hasta _____

II. INSTALACIONES Y USO DE ENERGIA ELECTRICA

1. GENERALES

a. Cuál es la capacidad(kW, kVA ó en porcentaje) 95%(I) y a que hora ocurre su máxima demanda 10:00-11:00h

b. Indique a que capacidad(en porcentaje) de la total opera la industria entre las 18h00 y 21h00 85-90%.

c. Considerando el proceso de producción indique si es factible disminuir la demanda de potencia en las horas de máxima carga del sistema (18h00 - 21h00) SI \_\_\_\_\_ NO

NOTA: En caso de respuesta negativa anote las causas o razones.

\_\_\_\_\_

d. De establecerse una tarifa promocional fuera de las horas de máxima carga del sistema, estaría dispuesto a bajar su demanda de potencia reprogramando el proceso de producción.

SI \_\_\_\_\_ NO \_\_\_\_\_

e. Si la respuesta es afirmativa, indique en porcentaje en forma estimada, la capacidad que disminuiría durante ese período para las siguientes rebajas de tarifas: 10% \_\_\_\_\_ 15% \_\_\_\_\_ 20% \_\_\_\_\_

f. Tiene instalados compensadores de potencia reactiva:

SI  NO \_\_\_\_\_

g. En caso de que la respuesta sea afirmativa, indique el tipo y la potencia: Condensad. estático \_\_\_\_\_ kVAR Cond. sincrón.(rotativos) \_\_\_\_\_ kVAR ó factor de potencia corregido.

*ff 0,94.*

2.- CARGA INSTALADA.

Principales máquinas y equipos que se utilizan.  
Estación de transformación:

Transformador No.	Potencia (kVA)	Relación de transformación (V1/V2)
Total		

- Carga Instalada Total: 920 kW kVA(kW, HP)
- Habrían futuras ampliaciones en la planta: SI \_\_\_\_\_ NO
- Capacidad futura de la ampliación: \_\_\_\_\_ kVA(kW, HP)

Energía Eléctrica Comprada

- a. Número de medidor (es): \_\_\_\_\_
- b. Tipo de tarifa:

IA  I1  I2  Otra: \_\_\_\_\_

c. Energía Eléctrica Comprada (de acuerdo a las tres últimas cartas de pago)

Mes	Año	Cantidad en kW	Valor en S/.
Enero/89	1989	325.842 kWh	3'910.104
Febrero/89	1989	426 329 kWh	5'329 112
Marzo/89	1989	394.295 kWh	4'125.835
Prom. cartas pago		382.155 kWh	4'488 350

Año 1.988: \_\_\_\_\_

Energía Eléctrica Generada

a. Indique la razón por la cual la industria cuenta con generación propia:

- Baja confiabilidad del sistema
- La empresa no dispone de la capacidad necesaria (generación)
- Emergencia

- O t r a s .  
Especificar: \_\_\_\_\_

- b. Potencia Instalada: 125 KW kW.  
c. Tipo de Generación: TERMO ELECTRICA  
d. Tipo de Combustible: BUNKER  
e. Horas de operación promedio

Anual

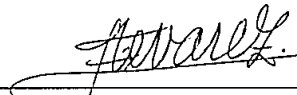
Mensual

f. Potencia promedio de operación: \_\_\_\_\_ kW

OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

Fecha 14-06-89

Hora 11:30 h.

  
\_\_\_\_\_  
Encuestador

### CURVA DE CARGA TIPICA DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO

Otra información solicitada a la empresa está la referente a la generación y forma de operación del sistema, con ls datos suministrados para un día típico se procedió a elaborar las curva de carga así como también al cálculo de demanda media y factor de carga cuyo resultado se presenta a continuación:

### PARAMETROS DE LA CURVA DE CARGA

Demanda Máxima

244.7 MW

Demanda Media

163.4 MW

Factor de carga

0.67



# A N E X O   I I

**HORARIO DE UTILIZACION DE LA DUCHA ELECTRICA**  
%

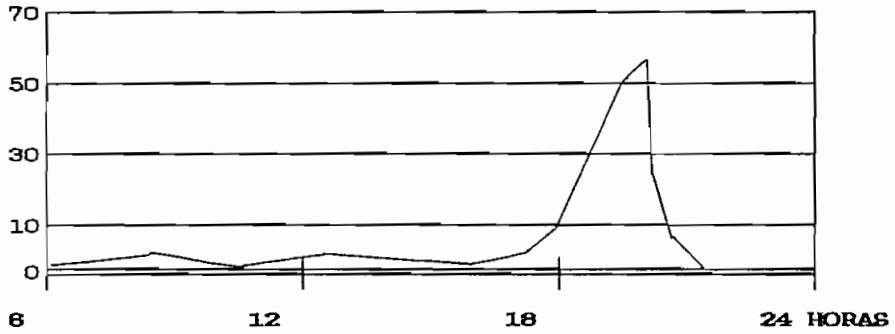


FIGURA 1.

**USO TÍPICO DE UN CALENTADOR DE AGUA  
NO CONTROLADO**  
kw

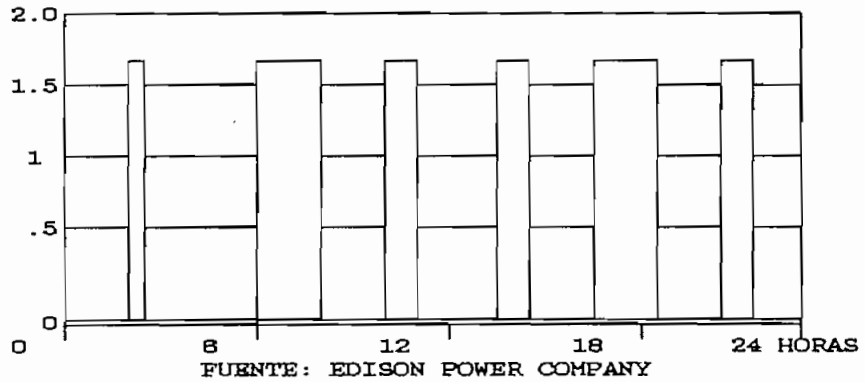


FIGURA 2

**CURVA DE CARGA DIARIA DE UN CALENTADOR DE AGUA  
CONTROLADO**

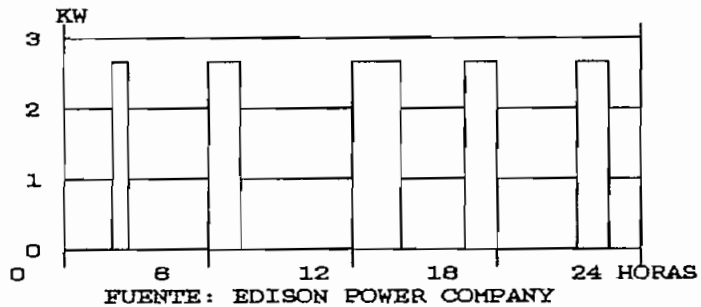


FIGURA 3

CURVA DE CARGA DIARIA DE 100 CALENTADORES  
NO - CONTROLADOS

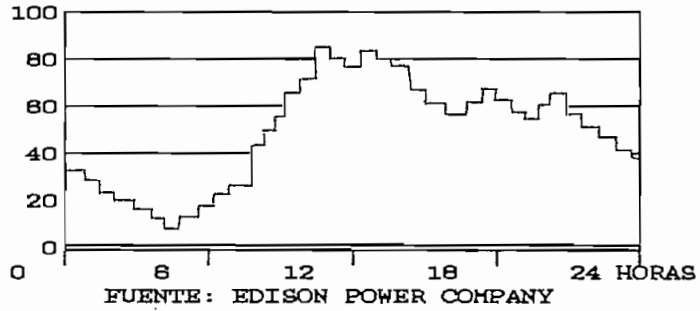


FIGURA 4

HORARIO DE UTILIZACION DE LA PLANCHA ELECTRICA

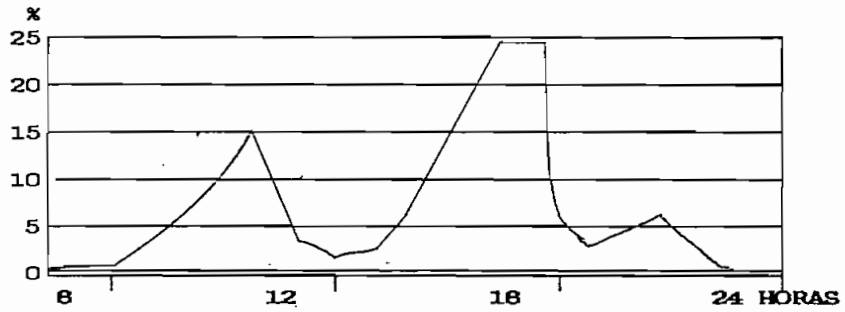


FIGURA 5

HORARIO DE USO DE LA TELEVISION

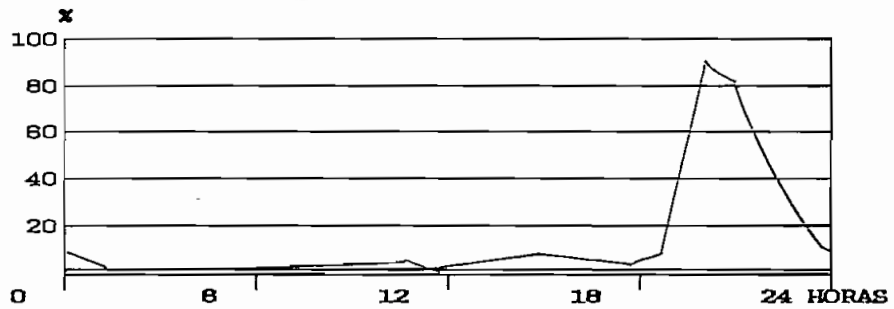


FIGURA 6  
 CURVA DE CARGA DIARIA  
 DE UN REFRIGERADOR

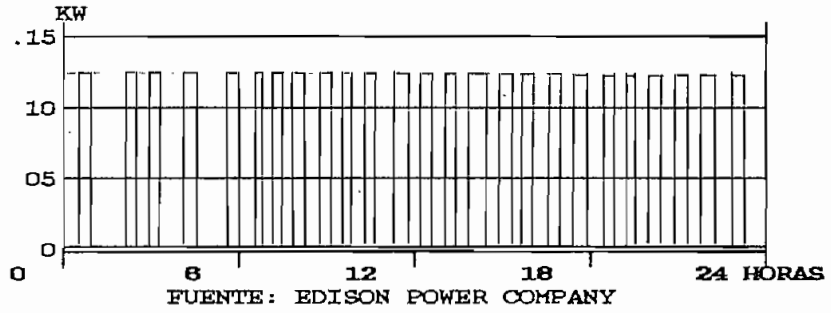


FIGURA 7  
 CURVA DE CARGA DIARIA DE 100 REFRIGERADORES

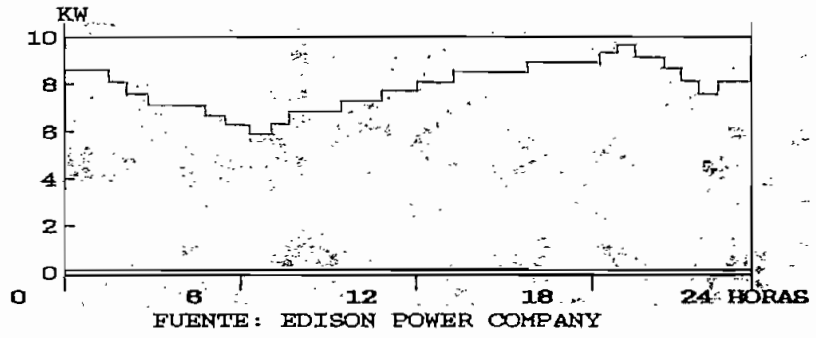


FIGURA 8  
 CURVA DE CARGA DE ILUMINACION  
 Y PEQUEÑOS USOS DOMICILIARES  
 - UNA RESIDENCIA-

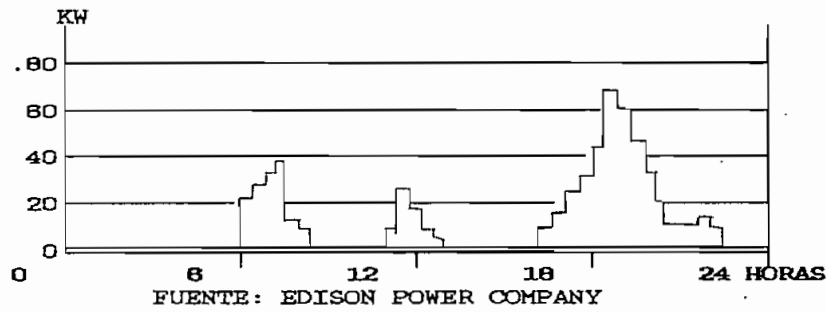
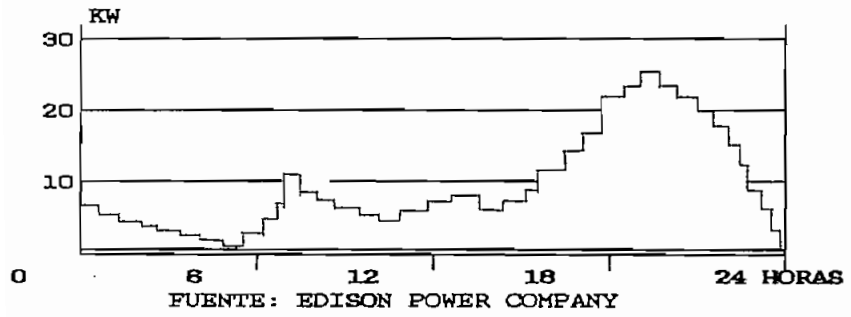


FIGURA 9

CURVA DE CARGA DE ILUMINACION  
Y PEQUEÑOS USOS DOMICILIARES  
- 100 RESIDENCIAS-



## C A P I T U L O     I V

### MECANISMOS PARA MODULACION DE LA CARGA

#### 4.1) ANTECEDENTES

En el mundo contemporáneo, se ha empezado a desarrollar y a implementar formas de control o manejo de la carga(load management).

Esto no es reciente, países como Francia, Estados Unidos de Norteamérica, Brasil, etc., han desarrollado técnicas de control de la carga hace años atrás.

Es importante señalar como en Francia el control de la carga, ha sido manejada con la combinación de incentivos tarifarios, y control físico de equipos eléctricos (desconexión de carga en horas pico). Además los precios a costo marginal ha gobernado la política tarifaria de ELECTRICITE DE FRANCE (EDF) por más de 30 años.

Sin embargo, para incrementar la eficiencia de la señal tarifaria, EDF ha implementado tarifas basadas en costos marginales a través de varias técnicas de control de la carga a larga escala especialmente para usuarios de Bajo Voltaje(8).

EDF ha sido la pionera en la implementación de tarifas basadas en costos marginales en el sector eléctrico. Las favorables condiciones de Francia han contribuido al éxito de su implementación. Institucionalmente, EDF ha tenido la posibilidad de definir su política de precios con la aprobación y apoyo de las Autoridades Reguladoras Francesas.

Por limitaciones de medición y costos de implementación, EDF ha propuesto tarifas opcionales, en vez de una simple pero más compleja. Ellos han diseñado para cada usuario, la opción que mejor refleje el costo de su suministro.

Las características de modulación de la demanda de electricidad en Francia han cambiado considerablemente desde las últimas décadas.

La curva de carga diaria a nivel del sistema se ha achatado considerablemente, particularmente bajo los efectos de la política tarifaria y el desarrollo de los usos eléctricos (por ejemplo, calentadores de agua con almacenamiento) derivado de esto; el factor de carga del día más cargado es ahora 90% en comparación al 85% de hace 10 años.

La figura 1 (ANEXO I) muestra el cambio experimentado en el perfil de la curva de carga de EDF(8).

Es necesario señalar que no solamente Francia está desarrollando este tipo de esquemas de control de carga, países como Brasil han implementado algunos de estos mecanismos con el fin de disminuir el consumo de energía eléctrica, con resultados bastante satisfactorios, no sólo logrando reducir el consumo sino también logrando desplazar ese consumo de las horas pico a horas fuera del pico(1).

A continuación se presentan algunos criterios que permitirán clarificar los mecanismos idóneos y de posible aplicación en nuestro país.

#### 4.2) CONCEPTOS

##### 4.2.1) Consideraciones Generales

Todo dispositivo o equipo que usa electricidad, posee características definidas en el modo de usarla. Es importante para toda Empresa Eléctrica, tenga conocimiento de estas características. Tomadas como un todo, ellas son básicas para la determinación de las probables demandas y para la programación diaria de la producción de energía eléctrica. Por esta razón, comités de estudio de sistemas eléctricos vienen estudiando constantemente estas características.

Para la ejecución de esos estudios, instrumentos de medición de demandas horarias deben ser instalados en cargas de consumidores típicos.

Actualmente, en el Ecuador se está desarrollando un Proyecto de estudio de Tarifas en base a Costos Marginales a través de INECEL, para lo cual se propone adquirir el equipo adecuado con miras a desarrollar toda una serie de estudios que permitan conocer el comportamiento de las distintas cargas, para en base a ello concluir con la aplicación de tarifas que reflejen el verdadero costo que ellas causan a las empresas eléctricas.

#### **4.2.2) Administración de Cargas**

La administración de cargas está directamente relacionada a los puntos de consumo de la Empresa.

La administración de las cargas puede ser ejecutada de tres formas:

##### **4.2.2.1) Administración Indirecta de la Carga**

Por administración indirecta de cargas, se entiende el control del uso final de éstas a través la tarifa del consumidor. Cabe por tanto a la Empresa ofrecer al consumidor, un incentivo para transferir cargas de horarios críticos, a períodos fuera de punta a través de una estructura tarifaria especial, tal como tarifa de punta, tarifa fuera de punta, etc.

##### **4.2.2.2) Administración Directa de la Carga**

En este caso la Empresa controla el uso final de las cargas a través de equipos adecuados, por ejemplo, telecomando-centralizado, que mas adelante se explica.



Ciertos tipos de cargas residenciales y comerciales son también posibles de ser controladas por las empresas de energía eléctrica. Un ejemplo, es el control que las concesionarias europeas ejercen sobre el calentamiento de agua y calefacción de sus consumidores. Estas dos cargas son probablemente las más importantes.

#### **4.2.2.3) Administración Mixta de la Carga**

Este caso es una combinación de las dos anteriormente descritos. Una forma de control mixto es ofrecer una tarifa diferenciada para estimular el calentamiento de agua durante las horas de la noche (control indirecto).

Entre tanto, cuando el consumidor acepta esa tarifa, el pasa a tener su calentador de agua bajo el control de la empresa eléctrica, o sea, su carga es conectada y desconectada de acuerdo a las horas definidas en el convenio o contrato (control directo).

#### **4.3) MECANISMOS DE CONTROL DIRECTO DE LA CARGA**

Este control de carga consiste principalmente en tener la capacidad de poder desconectar a ciertas horas y por determinados períodos ciertos tipos de carga, de forma de lograr una reducción durante los períodos de punta del sistema de potencia, desplazando el efecto de esas cargas a otras horas del día, logrando una modulación del mismo. Para este fin existe diversos sistemas:

#### 4.3.1) Control a través de Interruptores Horarios

Ubicados en cada centro de consumo que tengan cargas que lo justifiquen y que a ciertas horas comande la desconexión de cargas previamente convenidas. Esto implica un equipo para cada usuario.

#### 4.3.2) Control Centralizado (Ripple Control)

Mediante este sistema se inyecta una señal por código de pulsos en el área servida por una subestación. En los suministros se instalan aparatos receptores de esta señal que desconectan o conectan cargas previamente programadas.

La ventaja de este sistema radica en la posibilidad de variar fácilmente los programas de desconexión para diferentes cargas, tipos de usuarios y horarios en función de la disponibilidad de oferta de energía en el sistema.

#### 4.3.3) Control mediante equipos limitadores de demanda

Se puede realizar mediante equipo que desconecta automáticamente una carga cuando se sobrepasa un valor de potencia predeterminado, requiriendo la disminución de esa carga para reconectar el circuito.

Este sistema se utiliza en algunos países como: Francia, USA, para controlar la carga contratada y también en algunos casos para evitar el uso de medición en usuarios de bajo nivel de consumo.

#### 4.4) MECANISMO DE CONTROL INDIRECTO DE LA CARGA

Como ya se señaló, el mecanismo aplicable para el logro del control de la carga en forma indirecta es la tarifa, mecanismo económico capaz de controlar el uso apropiado de la carga.

Es necesario señalar que para poder ejercer ese control, es necesario disponer de equipo instalado a nivel de usuarios como el que se refiere a continuación:

##### 4.4.1) Equipo de Medición de Doble Tarifa

Estos medidores son autocomutables por potencia demandada. En este caso el control de carga se realiza indirectamente al aplicar al usuario una tarifa mayor cuando se excede de un valor de potencia preestablecido, generalmente la potencia contratada.

#### 4.5) LA TARIFA COMO MECANISMO ECONOMICO PARA MODULAR LA CARGA

##### 4.5.1) OBJETIVO

El objetivo primordial es buscar la racionalización del consumo de energía eléctrica, y que su uso sea adecuado y sin derroche, buscando que su utilización sea selectiva, y en horas adecuadas, con las dos cosas juntas se logra, que la demanda integrada que presenten los usuarios a la empresa eléctrica suministradora, tenga mejores factores de carga(6).

Se deriva de este análisis que el mejoramiento del factor de carga de la curva de demanda del Sistema constituye

en primer término, una forma de lograr sustanciales ahorros de combustible a pesar de que el consumo de energía eléctrica sea el mismo.

Ahora bien, si realizamos el análisis desde el punto de vista económico, este traslado de carga significa una reducción de los costos fijos y variables del suministrador, ya que se retardan las inversiones de nuevas capacidades de generación, con un abaratamiento del costo y del precio de la energía, mejor utilización técnica de los equipamientos y de personal, etc.(2).

Para lograr lo señalado anteriormente existen dos formas que habitualmente se utilizan: a) La concientización de los usuarios y b) La implementación de tarifas.

El primer procedimiento si bien puede ser fácil de implementar, pero muchas veces no es muy efectivo, que busca en base a la utilización de herramientas como radio, televisión, folletos, seminarios, prensa, etc., que el usuario comprenda su papel protagónico dentro del sector eléctrico, así como los beneficios o perjuicios que puedan causar sus decisiones en el uso de la energía al sector eléctrico.

Como se habrá notado, es lógico que para que los usuarios den una respuesta favorable, es importante que exista buena voluntad, y además que él pueda identificar el tipo y monto de beneficios que podrá obtener de su

colaboración.

El segundo procedimiento consiste en establecer una estructura de precios, que dé incentivos al uso de la energía bajo determinadas condiciones, y que además penalice el gasto innecesario de la misma.

La aplicación de este procedimiento involucra dos condicionantes básicos:

a) El usuario debe conocer plenamente el enfoque y objetivos del sistema de precios fijado, de modo que pueda hacer sus propios análisis y comparaciones, b) Que tal sistema tenga un carácter fundamentalmente opcional, es decir, que el usuario tenga la posibilidad de escoger alguna de aquellas.

A continuación se presenta una explicación sobre cómo el nivel de precios incide en el consumo de la energía eléctrica.

#### 4.5.2) ELASTICIDAD AL PRECIO

La elasticidad se define de la siguiente manera: El coeficiente de elasticidad de una función Y, respecto a una variable X, es la razón entre la variación relativa de la función Y, y la variación relativa de la variable X. Así:

$$E = \frac{\Delta y/y}{\Delta x/x} \quad \text{donde:}$$

$\Delta y$  = Variación absoluta de la función Y.  
 $\Delta x$  = Variación absoluta de la función X.

Con la elasticidad se busca determinar la forma de responder un aspecto supuestamente dependiente de otro

tópico, en relación a las variaciones de éste frente al primero.

Matemáticamente y en función de los resultados a obtenerse se puede demostrar que mediante una función de ajuste del tipo  $Y = A \cdot X^\theta$ , se puede determinar un coeficiente de elasticidad constante donde  $\theta$  es ese coeficiente de elasticidad.

Esta función de ajuste puede ser tan compleja en la medida en que se incrementen las variables explicativas o condicionadoras de la función, pudiendo tenerse una función de esta forma:

$$Y = K \cdot X_1^{\theta_1} \cdot X_2^{\theta_2} \cdot \dots \cdot e^{\tau t}$$

donde:

$X_1, X_2, \dots, X_n$ , son las distintas variables explicativas.

$\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n$ , son las elasticidades en relación a las variables  $X_1, X_2, \dots, X_n$  utilizadas.

$e$  = Constante Neperiana (2,71829)

$\tau$  = Tasa instantánea de crecimiento autónoma de  $Y$ .

$t$  = Tiempo.

Para determinar una ecuación que correlacione el consumo de energía con otros parámetros se pueden tomar en cuenta variables que son mutuamente opuestas, como son el salario y los precios, lo cual tiene que reflejarse en las valorizaciones que se obtengan de las respectivas elasticidades.

Una aplicación de esto se ha efectuado, en Ecuador con datos de salarios, consumo eléctrico y precios de la energía eléctrica para el periodo Mayo 1979 - Diciembre 1986, de un

abonado residencial de la E.E. Quito, para lo cual se ha empleado una ecuación del siguiente tipo:

$$C_e = K \cdot I^{01} \cdot P^{02} \cdot e^{\pi t}$$

donde:

$C_e$  = Consumo eléctrico mensual.

$I$  = Ingresos mensuales<sup>1</sup>.

$P$  = Precios de la energía eléctrica<sup>1</sup>.

Para efectos de demostración el ajuste se aplicó para un abonado residencial medio R-2, al cual se analizó su comportamiento durante 92 meses consecutivos. Los datos sobre consumo, precios e ingresos netos mensuales aparecen en el Anexo I. cuadro No. 1, y su grafización en la figura No. 2 del mismo Anexo. Aquí se puede observar una disminución paulatina del consumo de este abonado (con algunas variaciones), y aumento tanto en su salario como en el precio de la energía por él pagada. Se debe destacar que los valores económicos se expresaron en sucres de moneda constante.

Los resultados obtenidos considerando primeramente un ajuste dinámico, han permitido determinar los siguientes resultados:

$$C_e = 980.63 \cdot I^{-0.595} \cdot P^{0.085} \cdot e^{0.0448 \cdot t}$$

Este ajuste dió un coeficiente de correlación de 0.9133. Sin embargo los resultados no son conceptualmente aceptables aunque estadísticamente sea muy adecuado.

---

<sup>1</sup> Los salarios y precios se han deflacionado con los índices de precios al consumidor dados por el Banco Central.

Por tal razón se analizó un ajuste del mismo tipo pero estático, esto es, eliminando el término  $e^{tt}$ . El resultado de este nuevo ajuste fué el siguiente:

$$C_e = 1639.26 \cdot I^{0.839} \cdot P^{0.555}$$

En cambio en este análisis presentó un menor coeficiente de correlación, sin embargo, conceptualmente es muy consistente ya que presenta la relación directa del consumo con el ingreso y la relación inversa entre el consumo y el precio, lo cual es una interesante situación que se presenta, aún cuando el precio en términos reales ha crecido muy poco, y los ingresos netos reales aunque tienen tendencia creciente, son muy fluctuantes, lo que induce a una dispersión estadística mostrada en los distintos coeficientes de ajuste obtenidos.

Independientemente que se pueda probar otras alternativas de ajuste, y proceder a alisar los datos estadísticos para una mejor bondad del ajuste, se entiende que para fines demostrativos, son suficientes los datos y resultados obtenidos sobre este concepto de elasticidad.

Es importante recalcar la forma cómo ha influenciado el nivel de precios en el consumo medio de este abonado, pues lo ha hecho evolucionar de la siguiente manera:

<u>ANOS</u>	<u>KWH/MES</u>
1979	991
1980	875
1981	734
1982	509
1983	527
1984	432
1985	360
1986	372



Se puede observar que entre el año 1983 y 1982 se produce un pequeño incremento en su consumo (18 kWh), esto es consistente con el proceso de congelamiento tarifario que por ocho meses existió en las tarifas eléctricas en el año 1983, mientras que similar fenómeno mostrado entre 1985 y 1986, siendo de menor significación (12 kWh), se lo puede explicar por el mejoramiento de los ingresos salariales del abonado(6).

#### 4.5.3) MODULACION DE LA DEMANDA

Es claro que por modulación de la demanda, se entiende el desplazamiento de la carga del horario de punta al horario fuera de punta, además es indudable que el ejemplo anterior nos demuestra claramente la influencia que tiene el precio en el nivel del consumo de energía eléctrica.

Entonces, valiéndonos de esto podemos afirmar que el mecanismo idóneo factible de aplicar es, la tarifa encaminada a racionalizar el consumo, evitando el uso dispendioso de la energía eléctrica, reflejado, según se investigó, en un uso austero del sistema de calentamiento de agua, requerimiento selectivo de iluminación y de aparatos electrodomésticos, etc.

En lo referente a demostrar lo que tiene que ver con la modulación de la demanda en cuanto a su forma, no ha sido posible determinar con datos propios del país los resultados sobre este aspecto, por las siguientes razones:

- a) No existen equipos de medición y registros instalados en los diferentes tipos de usuarios susceptibles de tal ajuste, como son principalmente industrias y comercios;
- b) Los incrementos tarifarios se consideran que no han sido representativos en general para influir decisivamente en una modulación.
- c) No hay tarifas estructuradas para conseguir tal objetivo.

Por dicha razón para ilustrar este tópico se va recurrir a información obtenida en el exterior donde se han desarrollado estos análisis. La información corresponde a estudios realizados en Brasil, en donde se procura mostrar la alteración que sufre la curva de carga del Sistema Nacional después de la aplicación de la tarifa diferenciada.

Primeramente se ha podido ver que la forma de utilización de la energía depende de los niveles de voltaje de suministro, pudiéndose comprobar que los usuarios que utilizan la energía en alta tensión tienen mejor factor de carga que en media y baja tensión. (Ver figura No. 3 Anexo III)

Los valores mostrados allí reflejan, que a parte de la menor inversión que representa para el sector eléctrico, el hecho que un abonado utilice su energía en alta tensión, puede comprobarse que se logra una mejor utilización de la energía, al mejorar substancialmente el factor de carga del sector. Lo anterior sugiere claramente el hecho que es adecuado y justo el implementar tarifas diferenciadas según

el nivel de voltaje.

Además se ha observado que la aplicación de tarifas diferenciadas en períodos de invierno y verano, así como entre la punta y fuera de punta, ha dado como resultado en una disminución de la demanda de punta en aproximadamente un 8% que para el caso del país analizado (Brasil), equivalen a 701 MW de disminución(1). (Ver figura No. 4 Anexo III)

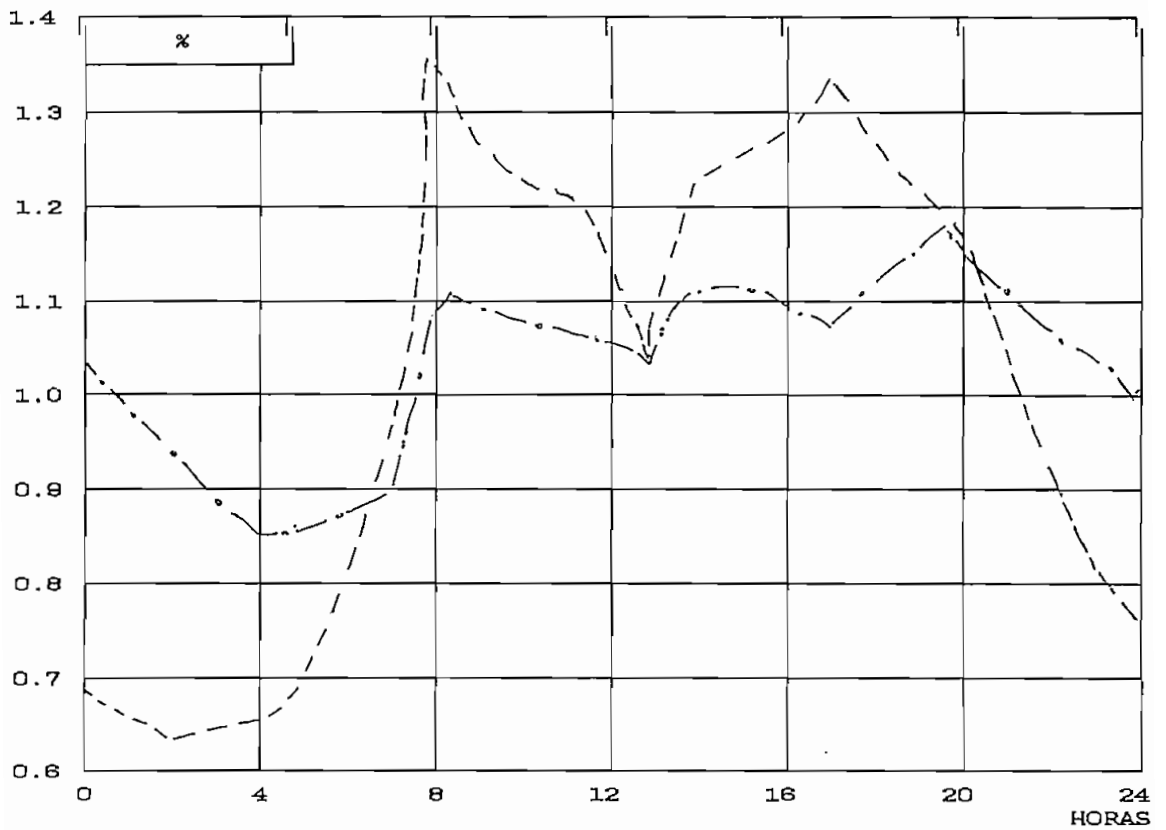
Las conclusiones que han podido obtenerse de lo anterior en lo referente a la aplicación de esta tarifa diferenciada son:

- a) El factor de carga se mejoró de 76,4%(1982) a 80,3%(1984)
- b) Antes de la aplicación de la nueva tarifa el consumo en horas de punta crecía casi con la misma tasa de crecimiento que el consumo fuera de punta.
- c) Luego de la aplicación de la nueva tarifa, el consumo fuera de las horas de punta creció proporcionalmente más que el consumo en horas de punta, en todos los días útiles o laborables de la semana.

Se conoce que hasta diciembre de 1984, la reducción señalada de 701 MW en la punta del sistema, fué logrado únicamente con 125 contratos suscritos para que se les aplique dicha tarifa hora-estacional, estimándose que con el paso del tiempo al incrementarse los contratos se logrará mayor disminución porcentual de dicha carga de punta.

F I G U R A 1

CAMBIO EN EL PERFIL DE LA CURVA DE CARGA DIARIA  
-ELECTRICITE DE FRANCE-



—— 1958  
- - - - 1986

C U A D R O 1

I N F O R M A C I O N E S T A D I S T I C A

FECHA	CONSUMO (KWH/MES)	PRECIOS (S/./KWH) CORRIENTES.	PRECIOS (S/./KWH) CONSTES.	INGRESOS NETOS(S/) CORRIENTES.	INGRESOS NETOS(S/) CONSTES.	INDICE DE PRECIOS AL CONS. (X)
<u>1979</u>						
MAYO	604	0.989	0.989	3.120	3.120	100.0
JUNIO	1.051	0.963	0.948	2.934	2.888	101.6
JULIO	1.072	0.962	0.940	3.208	3.136	102.3
AGOSTO	1.112	0.958	0.948	3.831	3.581	107.4
SEPTBRE	919	0.972	0.956	2.835	2.591	101.7
OCTBRE	1.138	0.958	0.933	3.751	3.652	102.7
NOVRE	985	0.967	0.936	4.000	3.872	103.3
DEBRE	1.047	0.963	0.921	4.100	3.920	104.8
<u>1980</u>						
ENERO	843	0.970	0.904	7.828	7.108	107.3
FEBRO.	870	1.119	1.083	8.093	7.507	107.8
MARZO	837	1.172	1.055	7.500	6.755	111.1
ABRIL	863	1.293	1.148	7.828	6.753	112.6
MAYO	840	1.290	1.135	7.620	6.703	113.7
JUNIO	822	1.288	1.138	9.075	7.998	113.2
JULIO	799	1.295	1.124	7.763	6.738	115.2
AGOSTO	273	1.344	1.175	9.806	8.572	114.4
SEPTBRE.	898	1.292	1.112	8.924	7.680	116.2
OCTBRE.	820	1.293	1.083	9.200	7.738	118.2
NOVRE.	966	1.349	1.137	9.280	7.825	118.6
DEBRE.	1.504	1.321	1.103	9.700	8.097	119.8
<u>1981</u>						
ENERO	993	1.438	1.173	9.529	7.772	122.8
FEBRO.	968	1.441	1.153	8.613	6.890	125.0
MARZO	822	1.583	1.242	8.715	6.836	127.5
ABRIL	651	1.640	1.264	8.885	6.850	129.7
MAYO	652	1.640	1.240	9.362	7.076	132.3
JUNIO	772	1.641	1.228	8.070	6.040	133.6
JULIO	658	1.898	1.270	7.446	5.578	133.5
AGOSTO	852	1.756	1.137	8.538	6.404	133.3
SEPTBRE.	1.180	1.623	1.341	9.981	7.271	135.9
OCTBRE.	364	1.782	1.302	8.248	6.025	136.9
NOVRE.	598	1.868	1.329	8.720	6.211	140.4
DEBRE.	484	1.882	1.333	8.224	5.824	141.2
<u>1982</u>						
ENERO	491	1.901	1.328	10.976	7.670	143.1
FEBRO.	647	1.939	1.355	12.012	8.435	142.4
MARZO	484	2.048	1.437	13.015	9.089	143.2
ABRIL	597	1.981	1.383	12.233	8.549	144.7
MAYO	501	2.084	1.440	11.070	7.657	146.7
JUNIO	429	2.044	1.383	15.775	10.637	148.3
JULIO	434	2.045	1.378	14.128	9.431	149.8
AGOSTO	435	2.593	1.731	16.143	10.606	152.2
SEPTBRE.	445	1.419	0.932	16.850	10.631	155.7
OCTBRE.	512	2.059	1.322	17.444	11.019	164.1
NOVRE.	481	2.050	1.249	19.627	11.254	170.6
DEBRE.	674	2.129	1.248	20.052	11.072	174.4

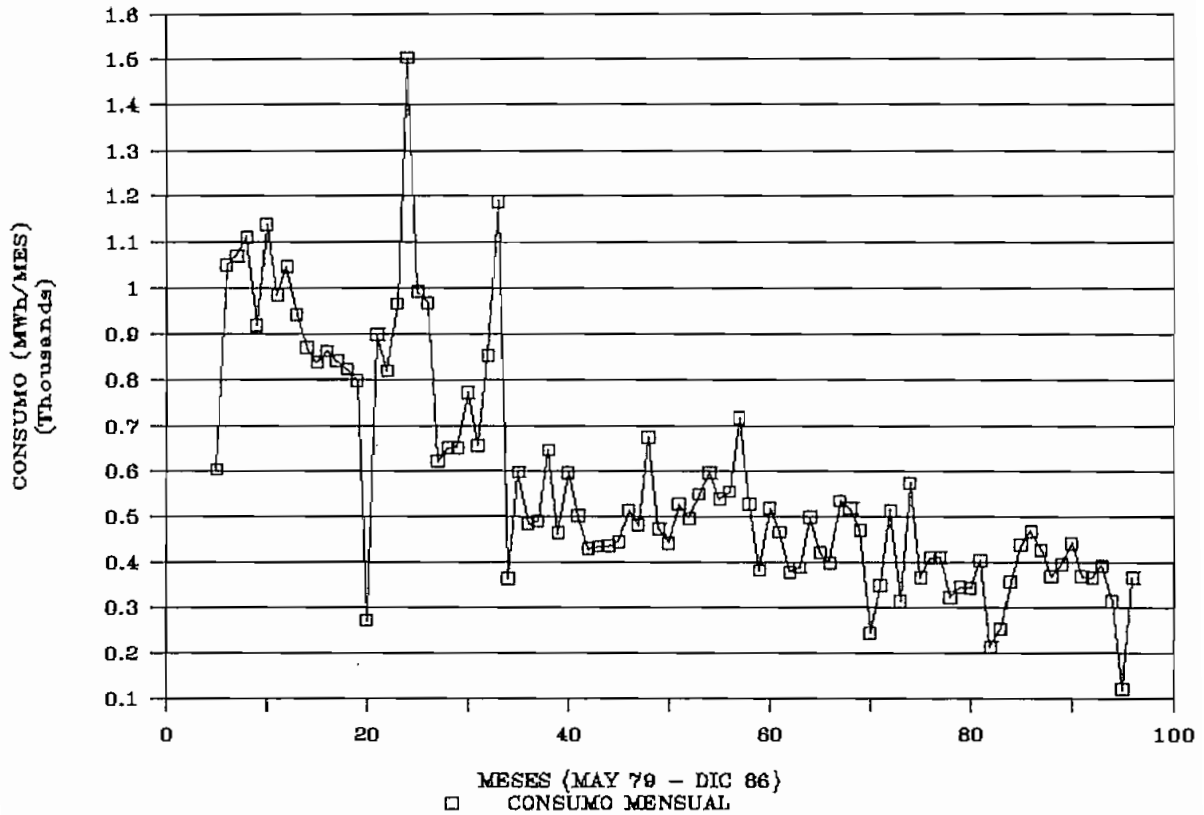
C U A D R O 1 (Cont.)

I N F O R M A C I O N E S T A D I S T I C A

FECHA	CONSUMO (KWH/MES)	PRECIOS (S/./KWH) CORRIENTES.	(S/./KWH) CONSTRS.	INGRESOS NETOS(S/) CORRIENTES.	CONSTRS.	INDICE DE PRECIOS AL CONS. (X)
<u>1983</u>						
ENERO	473	2.048	1.131	21.587	11.920	181.1
FEBRO.	442	2.046	1.172	22.481	12.270	183.1
MARZO	527	2.048	1.081	26.503	14.112	187.8
ABRIL	497	2.052	1.048	27.808	14.180	186.1
MAYO	548	2.078	1.000	25.251	12.132	207.8
JUNIO	597	2.101	0.962	29.109	13.320	218.4
JULIO	538	2.079	0.906	24.485	10.687	228.9
AGOSTO	555	2.288	0.965	21.942	8.817	237.2
SPTBRE.	717	2.403	0.965	16.346	6.575	248.9
OCTBRE.	526	2.361	0.818	25.116	9.773	257.0
NVBRE.	382	2.374	0.925	13.484	5.253	256.7
DCBRE.	518	2.455	0.848	17.676	6.830	258.8
<u>1984</u>						
ENERO	488	2.485	0.941	17.680	6.680	264.2
FEBRO.	378	2.518	0.838	15.745	5.851	268.1
MARZO	388	2.568	0.937	18.125	6.613	274.1
ABRIL	488	2.838	0.947	20.263	7.278	278.4
MAYO	422	2.681	0.957	20.681	7.383	280.1
JUNIO	398	2.728	0.971	23.142	8.244	280.7
JULIO	535	2.825	1.001	25.214	8.938	282.1
AGOSTO	518	2.863	0.987	24.744	8.528	220.1
SPTBRE.	471	2.804	0.988	26.487	9.130	293.9
OCTBRE.	248	2.888	0.958	27.837	9.238	301.3
NVBRE.	348	2.883	0.963	26.043	8.382	310.7
DCBRE.	514	3.085	0.978	28.088	8.811	315.2
<u>1985</u>						
ENERO	316	3.110	0.798	31.081	7.982	388.9
FEBRO.	574	3.238	0.944	28.783	7.807	342.8
MARZO	367	3.318	0.951	22.003	6.306	348.9
ABRIL	409	3.318	0.828	30.078	7.982	357.5
MAYO	410	3.384	0.941	34.480	9.586	359.7
JUNIO	323	3.423	0.824	36.015	9.723	370.4
JULIO	345	3.487	0.827	26.117	6.826	377.1
AGOSTO	344	3.585	0.851	28.517	7.611	374.7
SPTBRE.	404	3.653	0.854	32.562	8.450	383.1
OCTBRE.	215	3.627	0.838	26.884	6.888	386.8
NVBRE.	254	3.768	0.862	18.721	5.033	381.8
DCBRE.	357	3.838	0.886	35.567	8.807	381.3
<u>1986</u>						
ENERO	438	4.081	0.881	32.578	7.815	411.6
FEBRO.	467	4.207	0.988	36.758	8.647	425.1
MARZO	427	4.338	1.008	37.214	8.628	431.4
ABRIL	368	4.426	1.018	35.688	8.210	434.7
MAYO	394	4.582	1.060	38.126	8.803	433.1
JUNIO	441	4.718	1.074	38.128	8.811	438.1
JULIO	368	4.288	1.084	41.114	9.229	445.5
AGOSTO	386	4.968	1.088	43.615	9.647	452.1
SPTBRE.	382	5.134	1.102	42.731	9.176	465.7
OCTBRE.	315	5.147	1.058	45.018	9.255	487.5
NVBRE.	121	5.168	1.040	46.167	1.288	486.5
DCBRE.	368	5.587	1.108	47.321	9.387	504.1

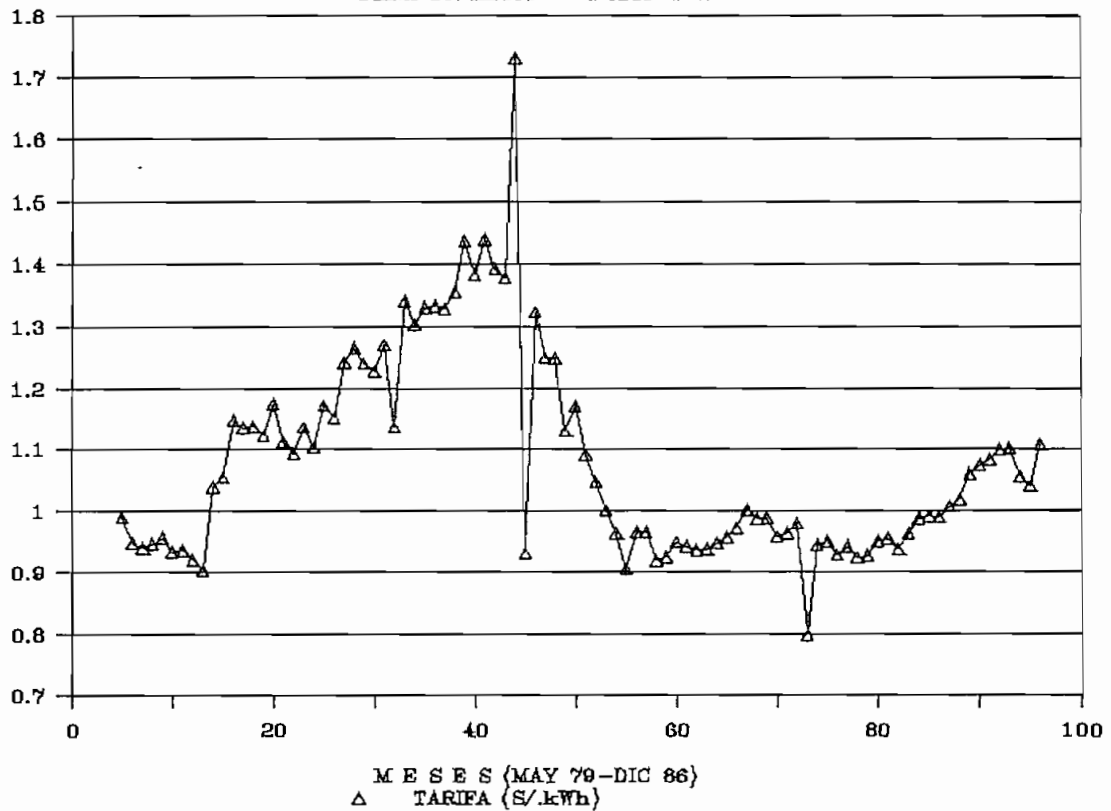
# EVOLUCION DEL CONSUMO MENSUAL

DE UN ABONADO MEDIO R-2



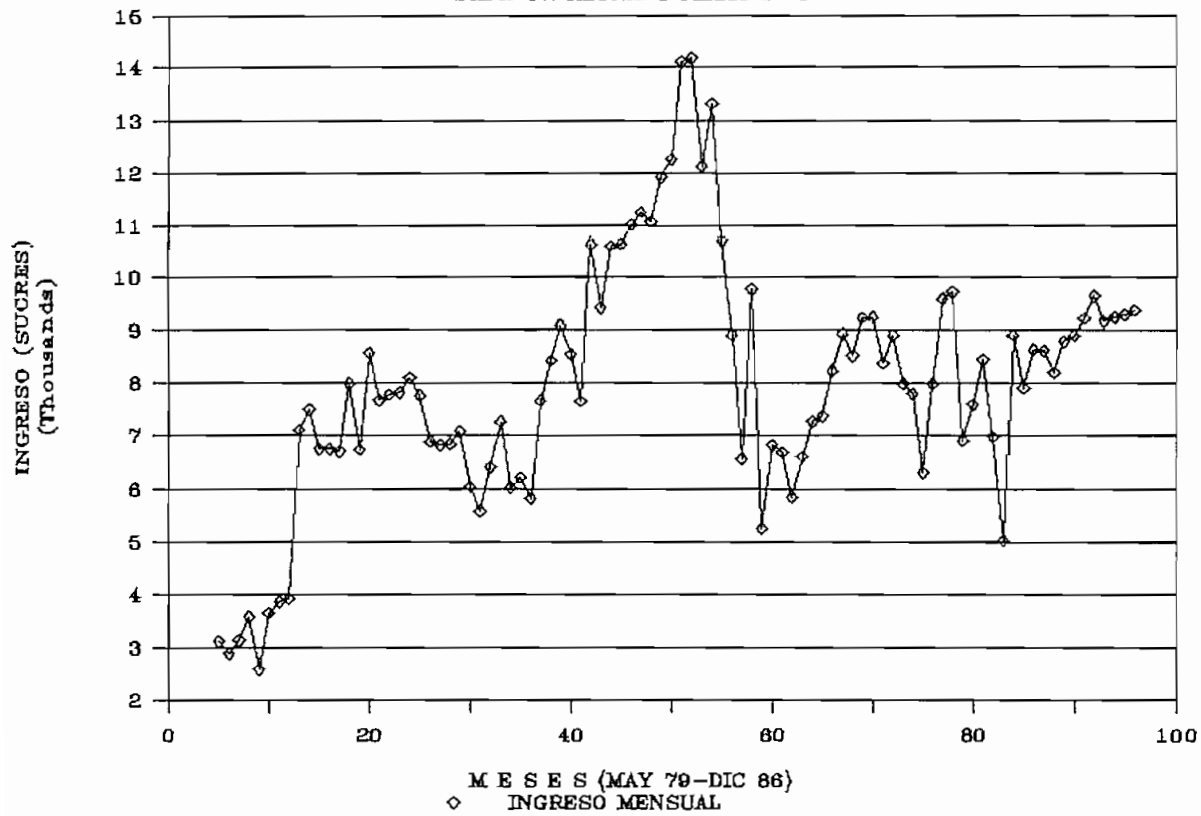
# EVOLUCION MENSUAL DE LA TARIFA

PARA UN ABONADO MEDIO R-2



# EVOLUCION MENSUAL DEL INGRESO

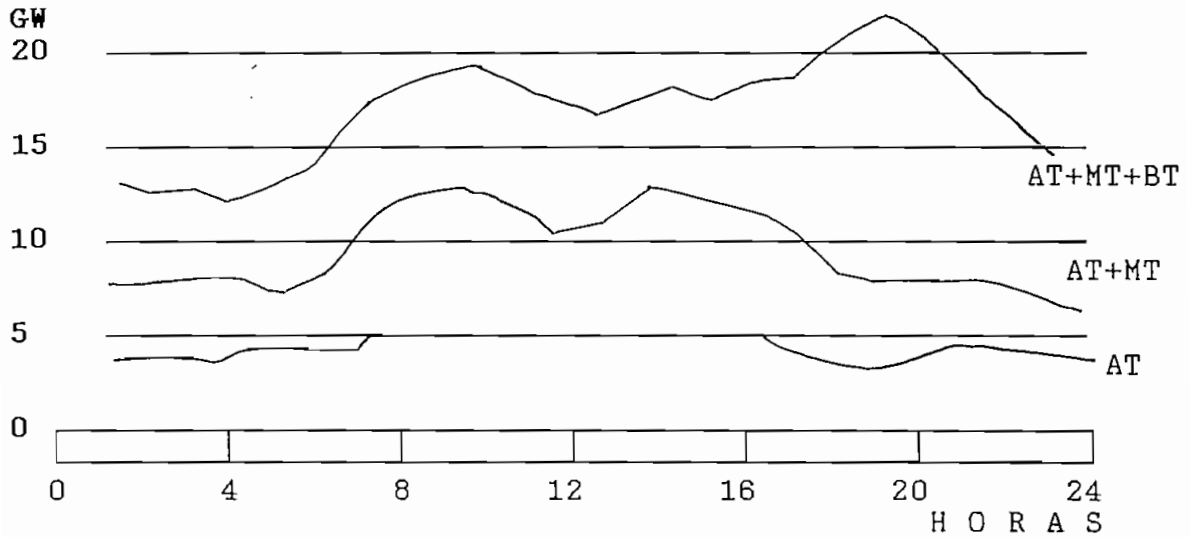
PARA UN ABONADO MEDIO R-2





F I G U R A 3

COMPOSICION DE LA CURVA DE CARGA  
DEL SISTEMA NACIONAL-Brasil.

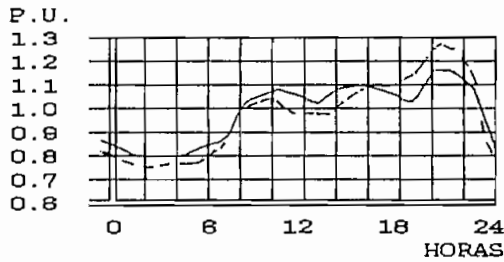


Fuente: DNAEE/DAREG/BRASIL

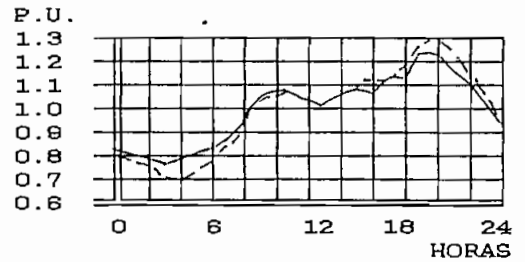
F I G U R A 4

MODIFICACION DE LA CURVA DE CARGA  
POR APLICACION DE TARIFA HORO-ESTACIONAL

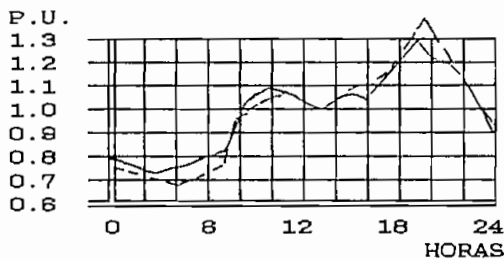
ENERO



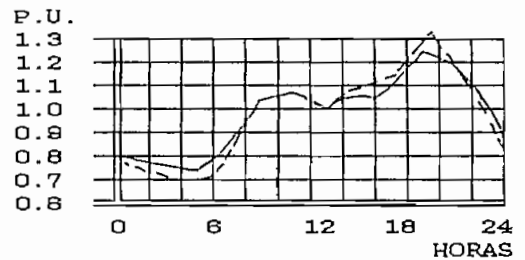
MARZO



MAYO



AGOSTO



---- 1982  
—— 1984

P.U. : POTENCIA DEMANDADA A CADA HORA DIVIDIDA POR LA POTENCIA MEDIA DEMANDADA EN EL DIA. (Fuente: DNAEE/DAREG/BRASIL)

## C A P I T U L O      V

### CONCEPCION DE TARIFAS BASADAS EN COSTOS MARGINALES

#### 5.1) INTRODUCCION

Desde comienzos de la prestación del servicio eléctrico en el Ecuador, y hasta hoy, la determinación del costo del servicio; y posterior definición de tarifas, se ha utilizado criterios contables, buscando con ello un rendimiento financiero de las inversiones realizadas y en servicio.

Esta metodología poco a poco ha resultado inconveniente por los resultados obtenidos, al implementarse criterios de optimización, tanto para la definición de obras como para su operación, resulta obvio que se desarrollen los proyectos más económicos al principio, por lo que evidentemente la expansión de nuevos equipamientos, siempre resultará paulatinamente más costosa, de tal forma que calcular los costos con criterios contables, no es posible considerar este efecto indudablemente presente en el sector eléctrico del Ecuador.

Por otro lado, aunque en 1979 se implementó una estructura tarifaria con cargos crecientes, la cual

substituyó aquella que prevaleció durante años atrás que tenía cargos decrecientes; sin embargo se mantuvo un sistema rígido que no permite discriminar el consumo horariamente ni estacionalmente, los cuales tienen indudables diferencias de costos y por consiguiente deberían tener diferentes precios o tarifas.

Además es manifiesta la rigidez de la actual estructura, por la poca elasticidad que tiene, por la existencia de bloques fijos de consumo, dificultando la aplicación de medidas de protección.

Pero la parte negativa, es que dicha estructura no permite dar adecuadas señales o indicaciones al usuario, de forma tal que éste pueda ser parte activa en el proceso de prestación del servicio, sino más bien que es un ente pasivo que poco contribuye a mejorar la utilización del servicio eléctrico(6).

El costo marginal de suministro constituye el fundamento para atribuir a cada grupo de consumidores la fracción correspondiente al costo de servicio que le fue prestado, confiriendo de este modo, a la estructura tarifaria la base justa y racional deseada.

Un sistema tarifario basado en costo marginal indica al consumidor, por ejemplo, el beneficio resultante de la reducción o transferencia de su consumo (modulación) a horas en que el costo del suministro es más barato.

Es importante enfatizar que una mudanza en el hábito de consumo de un usuario puede permitir servir a un consumidor adicional sin necesidad de expansión del sistema.

Son tres los principios que fundamentan la tarifa basada en costo marginal: neutralidad, igualdad y eficacia.

- La neutralidad en relación al precio. Una tarifa se dice neutra cuando guarda una relación unitaria con el respectivo costo incurrido.

- La igualdad, cuando aplicada a una estructura tarifaria, es acertada cuando no se practica la discriminación entre consumidores, esto es, consumos con características semejantes son tarifados de la misma manera.

- La eficacia está relacionada con la capacidad que una estructura tarifaria puede demostrar en la consecución de los objetivos económicos esperados, señalando a la racionalización del consumo como el mejor uso de los excedentes sociales.

Los beneficios obtenidos con una estructura de precios de energía eléctrica calculada en costos marginales son repartidos entre todos los agentes económicos que participan del proceso.

## 5.2) METODOLOGIA DE LAS TARIFAS A APLICARSE

El cálculo de las tarifas, dentro de este enfoque marginalista, implica perfecto conocimiento del comportamiento de la carga y de los costos en los diversos

niveles y subdivisiones del sistema eléctrico y del comportamiento de los consumidores.

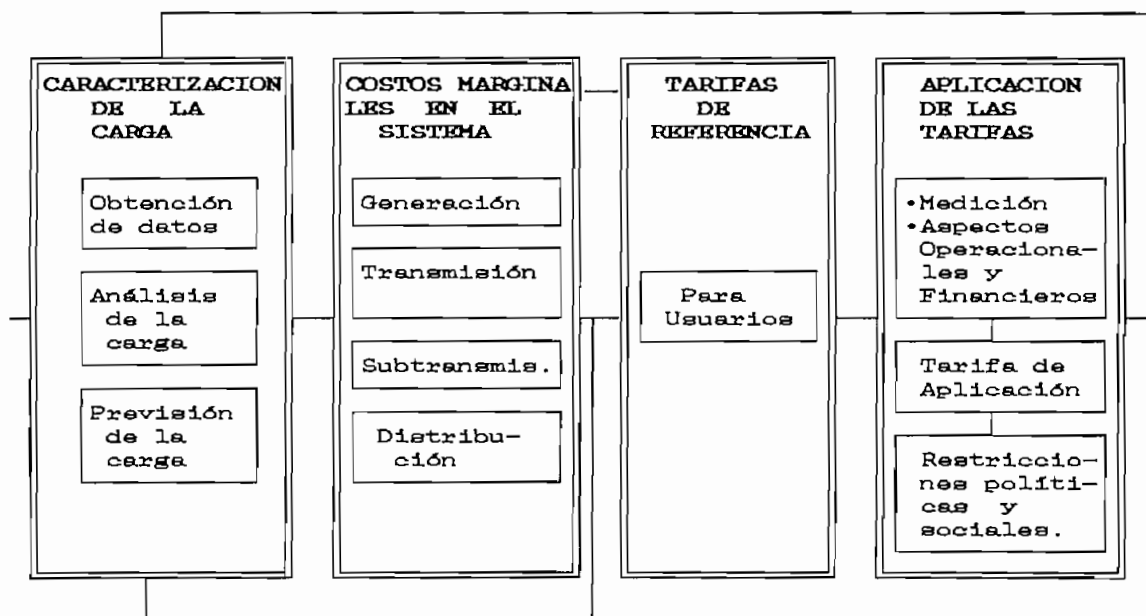
Estos elementos, además de servir para tarifación, también sirven de instrumentos poderosos en las decisiones de planeamiento y de gestión de las empresas productoras y distribuidoras de energía eléctrica.

Para la determinación de las tarifas de referencia es necesaria la caracterización de la carga, aspecto ya abordado en el capítulo II y la obtención de los costos del Sistema en sus diversos niveles (generación, transmisión, subtransmisión y distribución).

Después de la identificación de las restricciones políticas, sociales, financieras y operacionales se obtienen las tarifas de aplicación.

### DIAGRAMA 1

#### Determinación de Tarifas de Aplicación Flujograma Simplificado



### 5.3) COSTOS MARGINALES EN EL SISTEMA

#### 5.3.1.) COSTO MARGINAL DE PRODUCCION

##### 5.3.1.1) Introducción

El presente desarrollo tiene como objetivo presentar la metodología recomendada para calcular el costo marginal de producción de energía eléctrica. Aquí no se hace diferencia conceptual entre las expresiones producción y generación de energía eléctrica. Estas expresiones son empleadas indistintamente como sinónimas.

En la metodología que a continuación presentaremos existen algunas mejoras respecto a desarrollos anteriores, principalmente influenciados por la Electricité de France (EDF), cuya experiencia en este campo alrededor de 30 años, es innegable.

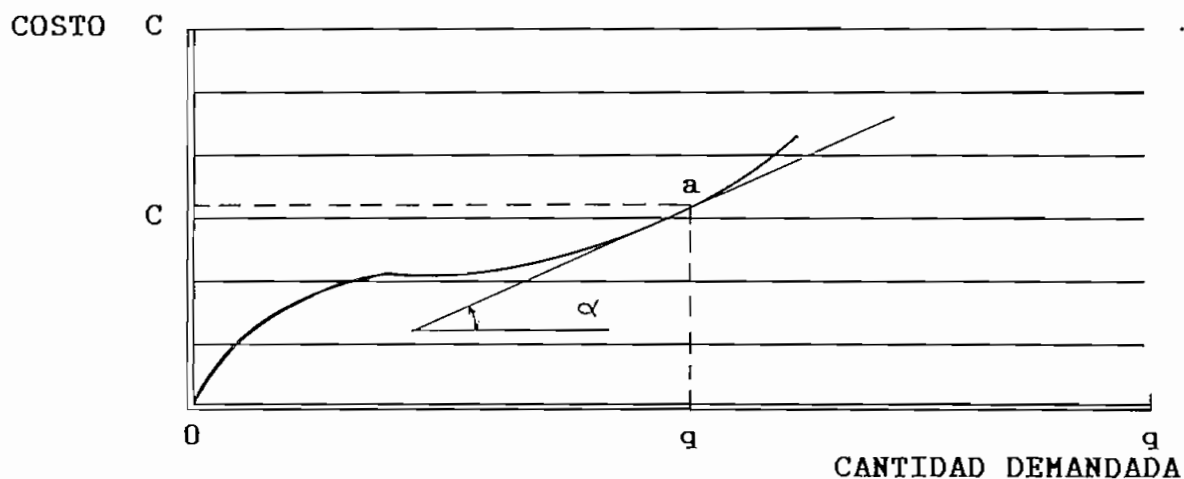
##### 5.3.1.2) Consideraciones Generales

Para una mayor comprensión, por cada expresión utilizada, se hace una presentación sucinta de las ideas económicas que fundamentan la aplicación del costo marginal a la tarifación de energía eléctrica.

La principal razón que se antepone al establecimiento de precios es que la sociedad estará mejor servida cuando los precios reflejen los costos incurridos.

Dado que el costo de suministrar energía eléctrica es variable a lo largo del tiempo y del espacio, el costo marginal es el mejor indicador del costo de abastecimiento.

FIGURA 1



Qué es costo marginal? La figura 1 muestra una curva del costo total en función de las cantidades demandadas, en un proceso cualquiera de producción.

Considérese el punto a de la curva, correspondiente al nivel de producción y el costo total C. La derivada del costo total en relación a la cantidad Q, en el punto a, por tanto el ángulo que la tangente a la curva en el punto a hace con el eje horizontal, representa el costo marginal  $C_{mq}$ ; así:

$$C_{mq} = \frac{\delta c}{\delta q} = \text{tg}\theta$$

Económicamente el costo marginal representa una estimativa del costo a incurrir para producir una unidad adicional de un bien o servicio en consideración.

A continuación se aplica el concepto de costo marginal

al sistema eléctrico de potencia.

Asumiendo que dos períodos son representativos de las grandes y estables variaciones de costos en el Sistema Eléctrico Nacional, se puede demostrar los resultados a que llegaron Steiner (USA) y Boiteux (Francia), como sigue:

Considérese:

$$B = \sum_i \int_0^{q_i} P_i(x) dx - C_c(q) - C_o(q) - C_o(q_0)$$

para:

$Q \geq q_p$ ;  $Q \geq q_0$ ;  $Q, q, q_0 \geq 0$ , donde:

B = beneficio dado por la diferencia entre utilidad y costo.

$$\int_0^{q_i} P_i(x) dx = \text{utilidad, área bajo la curva de la venta.}$$

$P(x)$  = función inversa de la demanda.

$C_c(Q)$  = costo de capacidad para una capacidad instalada  $Q$ .

$C_o(q)$  = costo de operación y mantenimiento en el período fuera de punta.

$q_p$  = producción en el período de punta.

$q_0$  = producción fuera del período de punta.

El objetivo es maximizar el beneficio B, para lo cual hay necesidad de calcular el máximo de la función B. Es un problema típico de máximos y mínimos, cuya técnica matemática recomendada es el Lagrangeano (L), caso de una ecuación con más de una variable.

Adicionando la variable de holgura no negativa, se



puede levantar las desigualdades, y la expresión toma la siguiente forma:

$$\max LB = \sum_1 \int_0^{q_i} P_i(x) dx - C_c(Q) - C_0(q) - C_0(q_0) -$$

$$[\mu_p(Q - q_p - a_p^2) + \mu_0(Q - q_0 - a_0) + \mu_1(q_p - a_1^2) +$$

$$\mu_2(q_0 - a_2^2) + \mu_3(Q - a_3^2)]$$

donde:

a = variable de holgura.

$\mu$  = multiplicador de Lagrange.

Luego, se toman las derivadas parciales respecto a  $a_1$ ,  $a_2$  y  $a_3$ , obteniéndose:

$$\frac{\delta LB}{\delta a_1} = 2 \mu_1 A_1 = 0$$

$$\frac{\delta LB}{\delta a_2} = 2 \mu_2 a_2 = 0$$

$$\frac{\delta LB}{\delta a_3} = 2 \mu_3 a_3 = 0$$

Dado que  $q_p$  y  $q_0$  son considerados positivos,  $a_1^2$  y  $a_2^2$  también son positivos,  $a_1^2$  y  $a_2^2$  también son positivos,  $\mu_1 = \mu_2 = 0$ . Como  $Q \geq q_p$ ,  $a_3^2 \geq 0$ , luego  $\mu_3 = 0$ .

Procediendo al cálculo del Lagrangeano, tenemos:

$$\frac{\delta LB}{\delta q_p} = P_p - \frac{\delta C_0(q_p)}{\delta q_p} + \mu_p = 0$$

$$\frac{\delta LB}{\delta q_0} = P_0 - \frac{\delta C_0(q_0)}{\delta q_0} + \mu_0 = 0$$

$$\frac{\delta LB}{\delta a_p} = 2 \mu_p a_p = 0$$

$$\frac{\delta LB}{\delta a_0} = 2 \mu_0 a_0 = 0$$

Por definición,  $Q \geq q_p > q_0$ , lo que implica  $a_0^2 > 0$ , por lo tanto  $\mu_0 = 0$ . Asumiendo  $\frac{\delta C_c(Q)}{\delta Q} > 0$ , lo que significa que el sistema est[á en expansión,  $\mu_p = 0$ ,  $a_p = 0$ . En consecuencia  $Q = q_p$ , lo que significa que la expansión se inicia con el sistema plenamente utilizado.

Sustituyendo y remanejando el conjunto de ecuaciones anteriores, se obtiene:

$$P_p(q_p) = \left| \frac{\delta C_c(Q)}{\delta Q} \right| Q = q_p + \frac{\delta C_0(q_p)}{\delta q_p} \quad (5.1)$$

$$P_0(q_0) = \frac{\delta C_0(q_0)}{\delta q_0} \quad (5.2)$$

La ecuación (5.1) establece que el precio en el período de punta debe ser igual al costo marginal de capacidad mas el costo marginal de operación y mantenimiento a incurrir en el período de punta.

En cambio la ecuación (5.2) establece que el precio fuera de punta debe ser igual al costo marginal de operación y mantenimiento en el período de punta.

Igualmente, aunque otras consideraciones deben pesar en el establecimiento del precio, como la de orden financiera, el punto de partida debe ser el costo marginal.

Superado lo anterior, abordaremos otros aspectos teóricos. Podemos pensar en dos tipos de análisis: estático y dinámico. En el enfoque dinámico, todo es posible de cambio, mientras que en el análisis estático, nada cambia, y en

particular, los hábitos- demanda - costos.

En el análisis estático, se considera el enfoque de largo y corto plazo. En el enfoque de largo plazo, todos los insumos son variables, en particular la capacidad instalada.

En corto plazo, no se considera posible la alteración de la capacidad instalada(15).

Retomando las ecuaciones (5.1) y (5.2), se concluye que la base para fijación de precio, es la segunda vertiente teórica, es decir el costo marginal de largo plazo(CMLP). Una pregunta lógica es: Cuán largo es este largo plazo?

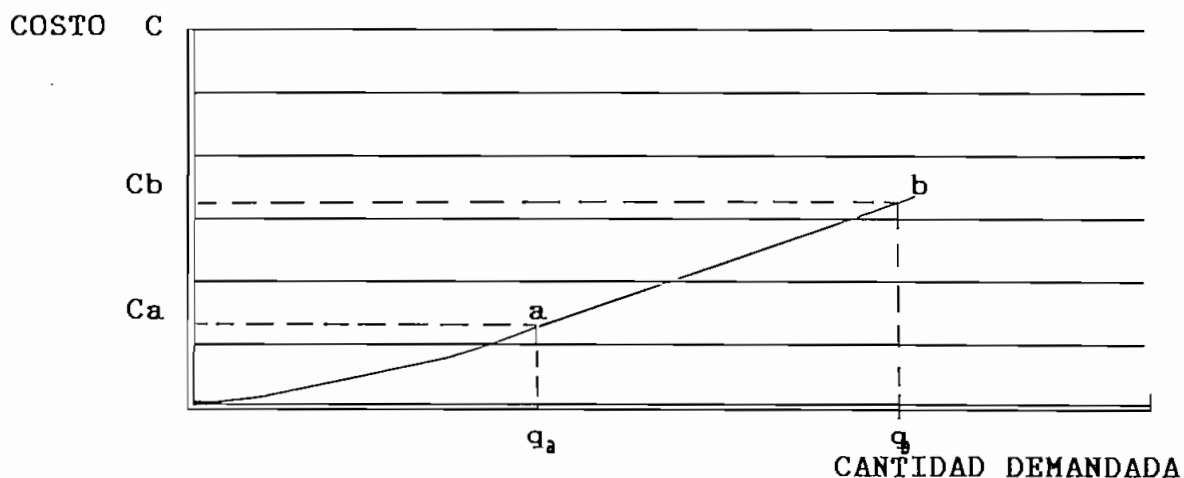
La respuesta depende básicamente de muchos aspectos, en el caso del Sector Eléctrico, se considera que 5 años de antecedencia son suficientes para tomar decisiones acerca del cronograma de la mayoría de obras. Igualmente en una empresa de importancia, se admite que las decisiones tomadas en una determinada fecha, tendrán reflejos en la capacidad de producción del sistema después de 5 años. Así mismo, el costo que importa, es relativo a las obras que entrarán en operación después del 60 año.

Con relación al horizonte se adopta el 100 año, y por tanto para el CMLP relativo al año  $n$ , concurren los costos relativos a las obras que entran en operación entre los años  $n+5$  y  $n+9$ .

Tomando en cuenta esto, en la metodología, no se toma el costo marginal puro, entendido como la derivada del costo total en relación a la cantidad, mas sí una media ponderada de todos los costos estimados para el período comprendido entre el 60 y el 100 año, que constituye una adaptación del método marginal puro.

En la figura 2 se presenta el gráfico de la función del costo total de largo plazo de un sistema(1).

FIGURA 2

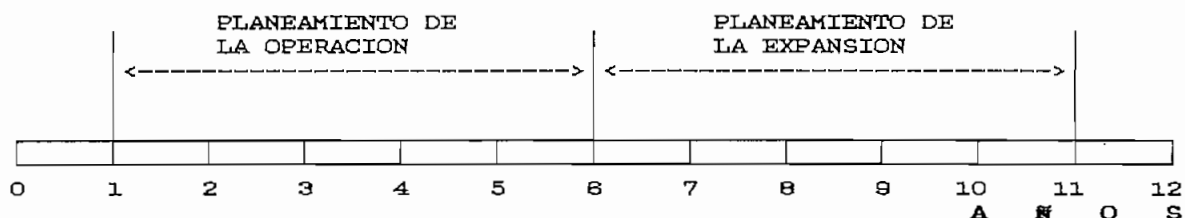


Supóngase que el costo Ca correspondiente al nivel de producción  $q_a$ , ocurra en el 60 y que el punto b de la curva coincida con el 100 año.

La metodología propuesta para depuración del CMLP, considera la media ponderada de los costos estimados correspondientes al trecho de la curva comprendido entre los puntos a y b. A partir de ahora, este período de decisión inmediata que va del 60 al 100 año, en adelante será referido simplemente por período.

La figura 3, muestra la evolución del tiempo, en años, para un ciclo de planeamiento cualquiera, donde se especifican los períodos comprendidos por los planeamientos de operación y expansión del sistema.

F I G U R A 3



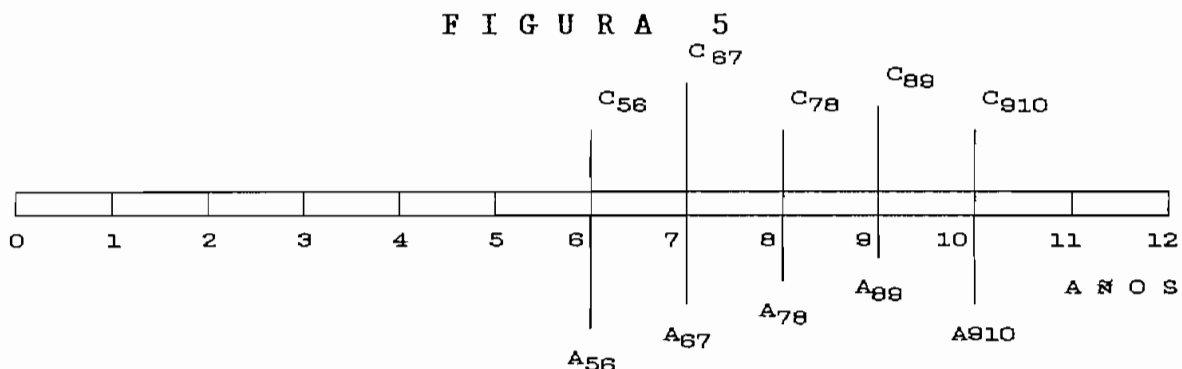
Considérese que una acción dirigida a la expansión del sistema se destina a ampliar la capacidad de producción de este sistema. De otro modo, una trayectoria de expansión del sistema, puede ser imaginada como la sucesión de ejercicios evolutivos a lo largo del período definido por el 6º al 10º, y pueden ser representados por el costo total  $C$  y la capacidad total de producción  $A$  en cada año de la trayectoria de evolución, como se muestra a continuación.

T A B L A 1

Año Parámetro	5º	6º	7º	8º	9º	10º
A	$A_5$	$A_6$	$A_7$	$A_8$	$A_9$	$A_{10}$
C	$C_5$	$C_6$	$C_7$	$C_8$	$C_9$	$C_{10}$
A	$A_{56}$	$A_{67}$	$A_{78}$	$A_{89}$	$A_{910}$	
C	$C_{56}$	$C_{67}$	$C_{78}$	$C_{89}$	$C_{910}$	

Las dos últimas líneas presentan la variación del costo total de producción y de la capacidad de suministro de un año para otro.

Considérese ahora la figura 5, que es la figura anterior en la cual se aumentan los gastos de variación del costo y de la cantidad demandada.



Como se sabe, la moneda es una variable temporal debido al interés. Así, toda las veces que se sumen monedas situadas en épocas diferentes, hay que tomar en cuenta este particular. Admitiendo una tasa de descuento  $i$  en una fecha de referencia cualquiera, pudiendo ser el tiempo 0, el costo marginal de producción, será dado por la expresión:

$$\frac{\Delta C}{\Delta A} = \frac{C_{56}(1+i)^{-6} + C_{87}(1+i)^{-7} + C_{78}(1+i)^{-8} + C_{88}(1+i)^{-9} + C_{910}(1+i)^{-10}}{A_{56}(1+i)^{-6} + A_{87}(1+i)^{-7} + A_{78}(1+i)^{-8} + A_{88}(1+i)^{-9} + A_{910}(1+i)^{-10}}$$

Tanto el numerador cuanto el denominador de la expresión representas sumatorias, y pueden ser escritas, genéricamente, de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta C}{\Delta A} = \frac{\sum_k \Delta C_k (1+i)^{-k}}{\sum_k \Delta A_k (1+i)^{-k}} \quad (5.3)$$

Como ya se mencionó, lo que se llama costo marginal de producción es, en verdad, el costo incremental medio de producción.

En el denominador de la expresión (5.3) se tiene la capacidad de producción, de energía o potencia, de acuerdo al costo que se esté estimando, de energía o potencia respectivamente.

En el numerador se encuentra una suma de partes, puesto que el costo total de producción de largo plazo está compuesto por un conjunto de componentes, a saber:

**a.- Costos de Inversión**

Están asociados fundamentalmente a las expansiones de capacidad requeridas por el incremento de la demanda de potencia (demanda a las horas de máxima carga del sistema).

Aunque, eventualmente y en sistemas predominantemente hidroeléctricos, pueden ser función del incremento de la demanda de energía.

**b.- Costo de Operación y Mantenimiento**

Se clasifican en fijos y variables. Los primeros están asociados al tipo y tamaño de las instalaciones, por lo que también se deben a los incrementos de la demanda de potencia.

Los segundos son proporcionales a la generación, por lo que están asociados al incremento de la demanda de energía.

**c.- Costo de Combustible**

Es el costo del combustible para producción de energía eléctrica. Es función totalmente de la demanda de energía, aunque, en estricto rigor, la demanda de potencia puede tener un efecto relativamente importante si se considera la influencia del factor de carga en el tipo y rendimiento de las centrales termoeléctricas incorporadas como candidatos en el plan de expansión.

d.- Costo de Pérdidas

Es el costo de las pérdidas en la producción y transporte de la energía eléctrica.

e.- Costo de Déficit

En el proceso de producción de energía existe un peligro inherente de interrupción de servicio. Este peligro es explicado físicamente por la posibilidad de falla del equipo, por la reducción de potencia disponible debido a la reducción de la caída de las represas hidráulicas y, por la posibilidad de ocurrencia de hidraulicidad mas severa del que aquel para el cual el sistema está siendo planeado. La estimación de la potencia y de la energía no suministradas por esas razones, multiplicado por su costo, constituye lo que se llama costo de déficit.

Estos dos últimos costos son función de los incrementos en las demandas de potencia y energía, según sea el período del día y la estación del año en que se producen las variaciones(24).

El Costo Marginal de Generación (Producción) debe desdoblarse, por tanto, en un Costo Marginal de Potencia (CMP) y un Costo Marginal de Energía (CME), asociados fundamentalmente a los costos de inversión + gastos fijos y a los costos de combustible + gastos variables, respectivamente.

Otra cuestión que cabe comentar es la tasa de descuento representada en este documento por la variable  $i$ ,



para el cálculo de valores presente o futuro.

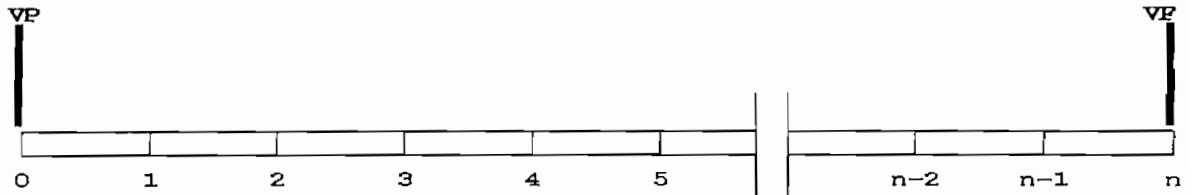
Sea la figura 6, en la cual:

VP = valor presente desconocido

VF = valor futuro determinado

n = número de períodos.

F I G U R A 6



Se define la tasa de descuento  $i$  como:

$$VP = VF \cdot (1 + i)^{-n}$$

$$i = \left( \frac{VP}{VF} \right)^{1/n} - 1$$

La tasa de descuento tiene relación con conceptos representados por expresiones del tipo "tasa social de preferencia temporal", "tasa de impaciencia", etc. Pero la idea importante que debe ser recalcada es que la tasa de descuento ofrece una indicación del nivel de aprovechamiento de las oportunidades de inversión de una sociedad y, como consecuencia del grado de desarrollo de esa sociedad. En economías más desarrolladas, se practica una tasa de descuento menor, que en sociedades en desarrollo, donde la tasa de descuento es mayor.

### 5.3.1.3) Resumen del Procedimiento a seguir para el cálculo del Costo Marginal de Generación (Producción).

A continuación se muestra un resumen con el procedimiento de cálculo que debe ser realizado en un Sistema de Potencia para, partiendo del sistema eléctrico expandido, llegar a una estimativa de los costos marginales del sistema por utilización horo-estacional. Los siguientes son los pasos a cumplir:

- a.- Explicitar un proyecto de expansión para el sistema;
- b.- En base a los datos del sistema expandido (instalaciones antiguas y nuevas), criterios y restricciones operacionales, etc., realizar apreciaciones electro-energéticas del sistema de manera de obtener los datos de costos y disponibilidades;
- c.- Estimar el costo incremental medio de largo plazo;
- d.- Identificar la alternativa de expansión de punta de menor costo, llamada alternativa de punta de referencia;
- e.- Estimar la variación horaria de los costos marginales;
- f.- Separar el costo incremental medio de largo plazo en costo marginal de energía y potencia horarios;
- g.- Estimar la estacionalidad de los costos marginales; y
- h.- Calcular la tabla de los costos marginales horo-estacionales de energía y potencia.

En los siguientes numerales se describe la metodología desarrollada por INECEL para el cálculo de los Costos Marginales de Generación.

#### 5.3.1.4) BLOQUES HORO-ESTACIONALES (BHE)

La variación horaria y estacional de la demanda incide en forma importante en los costos marginales de expansión del sistema, especialmente para los niveles de generación y transmisión en AT.

Las tarifas deben reflejar tal variación de costos, por lo que se hace necesario definir un conjunto de bloques horo-estacionales (BHE).

La función de generación es la que requiere de mayores inversiones, por lo que los BHE deben ser definidos a partir de los factores de forma (o de modulación) de la demanda global y de la estacionalidad de la oferta. En el caso del Ecuador este último aspecto es de gran importancia, ya que el sistema es casi totalmente hidroeléctrico.

Aunque muchos elementos del sistema, especialmente en las redes de MT y BT, no tienen necesariamente sus cargas máximas en los mismos períodos críticos para la generación, esto es considerado posteriormente a través de los factores de responsabilidad de los usuarios.

##### 5.3.1.4.1) Variaciones Temporales de la Demanda

Las principales variaciones temporales de la demanda son las horas (a través del día) y las estacionales (a través del año).

Aunque existen variaciones estacionales relativamente importantes en los consumos de algunos sistemas regionales (Guayaquil, por ejemplo), a nivel de sistema estas variaciones prácticamente se compensan y la estacionalidad es despreciable. Como para los costos marginales de generación lo que importa es la demanda total a nivel de sistema, la estacionalidad, en el caso del Ecuador, está dada por la oferta de energía hidroeléctrica.

#### **5.3.1.4.2) Variaciones Temporales de la Oferta**

En el Ecuador existen dos vertientes hidrográficas con sus respectivos regímenes hidrológicos. Debido a la gran concentración de capacidad de generación en la zona del proyecto Paute, el período seco para el sistema corresponde al período hidrológico de dicha cuenca. Por estas razones, además, se estima que el período crítico actual se mantendrá en el futuro mediano, independiente del cambio de configuración del parque generador.

#### **5.3.1.4.3) Definición de los BHE**

Como se detalla más adelante, serán definidos seis BHE, correspondientes a la sobreposición de las variaciones temporales de la oferta y demanda. Ambos tipos de variación son analizadas mediante modelos matemáticos.

#### **5.3.1.5) COSTO MARGINAL MEDIO DE LARGO PLAZO (CMMLP)**

El CMMLP se obtiene como relación marginal entre los costos totales por la expansión de la capacidad de generación del sistema y el incremento de la demanda energética en el

correspondiente período. En otras palabras, el CMMLP incluye los conceptos de ampliación por necesidades de capacidad instalada y de aumento de generación por incremento de la demanda de energía.

$$\text{CMMLP} = ( C_i + C_o + C_c + C_p + C_d )/A$$

donde:

$C_i$  = Costos de inversión

$C_o$  = Costo de operación y mantenimiento

$C_c$  = Costo de combustible

$C_p$  = Costo de pérdidas

$C_d$  = Costo de déficit

$A$  = Variación anual de la capacidad de producción del sistema expandido.

El método de cálculo del costo lo podremos desarrollar de acuerdo al esquema que a continuación se presenta:

#### 5.3.1.5.1) Costo fijo anual de los Proyectos

Con el fin de evitar la influencia de las características discretas y de indivisibilidad de las instalaciones de generación, se trabajará con anualidades.

El costo fijo anual de cada proyecto incorporado al Plan de Expansión (capital+operación+mantenimeinto), expresado en miles de \$/año, se calcula mediante:

$$\text{CFP}(k) = ( r_k + g_k ) \cdot CI_k \dots\dots\dots (6.4)$$

donde:

- $r$  = factor de recuperación del capital;
- $g$  = gastos anuales de operación y mantenimiento (por unidad de inversión);
- $CI$  = costo de inversión total del proyecto, incluidos los IDC(intereses durante la construcción (miles de \$).
- $k$  = indicador de cada proyecto de generación.

#### 5.3.1.5.2) Fechas de Entrada en Operación de los Proyectos

Se debe verificar exactamente la fecha óptima de entrada en servicio de cada central (año y mes ), a traves de

estudios energéticos de expansión del sistema ya que los costos marginales son sensibles a la falta de adaptación de las instalaciones a la demanda. Para esto se considerará el año de entrada  $t$ , indicado en el Plan de Expansión, y los años anterior y posterior a dicho año de entrada.

El costo fijo mensual adicionado por el proyecto  $k$ , si entra en operación en el mes  $m$  del trienio  $t-1, t, t+1$ , en valor presente al inicio de dicho trienio, está dado por:

$$CF(m) = (CPF(k)/12) \cdot \sum_{j=m+1}^{36} (1+i)^{-j/12} \dots\dots\dots (6.5)$$

donde:

- $m$  = mes de entrada en operación del proyecto  $k$ ;
- $i$  = tasa anual de descuento (se propone 0,10).

El costo variable mensual si el proyecto entra en operación en el mes  $m$  del trienio, en valor presente al inicio de dicho trienio, está dado por:

$$CV(m) = \sum_{j=1}^m CVS(j) \cdot (1+i)^{-j/12} + \sum_{j=m+1}^{36} CVP(j) \cdot (1+i)^{-j/12} \dots\dots\dots (6.6)$$

donde:

- $CVS(j)$  = costo variable del mes  $j$  sin el proyecto  $k$ ;
- $CVP(j)$  = costo variable del mes  $j$  con el proyecto  $k$ .

Los variables de las centrales de generación se obtienen analizando la producción energética del sistema con y sin el proyecto en el trienio de análisis (valores esperados).

El costo total actualizado, si el proyecto  $k$  entra en operación en el mes  $m$  del trienio, en valor presente al inicio del mismo está dado por:

$$CT(m) = CFA(k-1) + (CF(m) + CV(m)) \cdot (1+i)^{-(t-t_0+1)} \dots\dots\dots (6.7)$$

donde:

CFA(k-1) = costo fijo acumulado hasta la entrada del proyecto k-1 (valor presente al inicio del período de estudio);  
 t<sub>0</sub> = año inicial del estudio.

El costo total actualizado del sistema cuando el proyecto k entra en operación en su fecha óptima se puede calcular mediante:

$$CTS(k) = \text{MIN}_{m,36} [CT(m)] \dots\dots\dots (6.8)$$

Finalmente, las fechas óptimas de entrada en operación corresponderán a:

$$\begin{aligned} \text{AÑO}(k) &= t-1, \text{ si } 0 \leq MO \leq 13 & \text{MES}(k) &= MO, \text{ si } 0 \leq MO \leq 13 \\ & t, \text{ si } 13 \leq MO \leq 25 & & MO-12, \text{ si } 13 \leq MO \leq 25 \\ & t+1, \text{ si } 25 \leq MO \leq 36 & & MO-24, \text{ si } 25 \leq MO \leq 36 \end{aligned}$$

donde:

AÑO(k), MES(k) = año y el mes óptimo de entrada en operación del proyecto k;  
 MO = mes para el cual se produce el CT(m) mínimo.

Para pasar al siguiente proyecto será necesario acumular el costo fijo del proyecto incorporado:

$$CF(k) = CF(k-1) + CF(MO)$$

Este cálculo debe realizarse para todos los proyectos previstos en el plan de expansión.

### 5.3.1.5.3) Cálculo del Costo Marginal Medio de Expansión(CMM)

Todo lo desarrollado arriba ha permitido obtener los valores de costos de actualización del sistema en las fechas de entrada de cada uno de los proyectos de la secuencia. Es decir en las fechas en las que los costos marginales de

operación son iguales a los costos de expansión. Luego de esto, se debe calcular el costo total actualizado del sistema, mediante otro modelo matemático para el plan de expansión original y el que resulta de las fechas optimizadas para efectos de tarifación.

A los valores  $CTS(t)$ , obtenidos en el numeral precedente se les puede aplicar una regresión exponencial del tipo:

$$CTS(t) = \alpha \cdot e^{\beta t}$$

Los CMM, expresados en \$/MWh, pueden hallarse a través de:

$$CMM(t) = \frac{dCTS(t)}{dt} = \alpha \cdot \beta \cdot e^{\beta t} = \beta \cdot CTS(t) \dots\dots\dots(6.9)$$

Lo antes desarrollado nos permite hallar los CMM para diferentes fechas del período de estudio, siendo recomendable el cálculo para inicios, mediados y fines de dicho período.

#### 5.3.1.6) COSTO MARGINAL DE POTENCIA (CMP)

La desagregación del CMM en costo marginal de potencia (CMP) y costo marginal de energía (CME) se puede realizar mediante dos métodos alternativos: central termoeléctrica de referencia y sobre-equipamiento hidroeléctrico.

##### 5.3.1.6.1) Central Termoeléctrica de Referencia

Se considerará central termoeléctrica de referencia a una turbina de gas, similar a la que se ha incluido en el Plan de Expansión vigente para los años futuros. El cálculo se realizará mediante:



$$\text{CMP } (\$/\text{kW}/\text{año}) = \frac{(r+g) \cdot \text{CUI} - 8.760 \cdot \text{FCP} \cdot \text{CMM}}{(1-\text{FSF}) \cdot (1-\text{FPT})} \dots\dots\dots (6.10)$$

donde:

- r = factor de recuperación de la operación para la vida útil de la turbina a gas (15 años) y la tasa de descuento de 10%;
- g = gastos anuales de operación y mantenimiento de la turbina a gas (en relación al costo de la inversión, incluidos los IDC);
- CUI = costo unitario de inversión de la turbina a gas, incluidos los IDC (\$/kW);
- FCP = factor de carga de la punta del sistema (0.15) parece un valor razonable: 4 horas y 336 días medios de trabajo);
- CMG = costo marginal de generación (\$/MWh);
- FSF = factor de salida forzada de la turbina a gas (un valor de 0.12 parece aceptable);
- FPT = factor de pérdidas totales por consumos propios, degradaciones ("de-rating" por calor y/o altura) y pérdidas de transmisión.

#### 5.3.1.6.2) Sobre-equipamiento Hidroeléctrico

La valorización de este método se basa en los costos de la fase C del proyecto Paute, los que se pueden considerar como asociados a potencia pura, ya que esta fase no aporta energía. El cálculo será hecho mediante la expresión:

$$\text{CPM}(\$/\text{kW}/\text{año}) = \frac{(r+g) \cdot \text{CUI}}{(1-\text{FSF}) \cdot (1-\text{FPT})} \dots\dots\dots (6.11)$$

donde se utilizan los mismos términos usados para la expresión (6.10) pero aplicados al sobre-equipamiento ya indicado.

#### 5.3.1.7) COSTO MARGINAL DE ENERGIA (CME)

##### 5.3.1.7.1) Valor Medio Anual del CME

El CME se calcula a través de la diferencia entre el CMM y el CMP, compatibilizando adecuadamente las unidades. La

expresión resultante es:

$$\text{CME}(\$/\text{MWh}) = \text{CMM} \frac{\text{CMP}}{8.76 \cdot \text{FC}} \dots\dots\dots(6.12)$$

donde:

- CMM = costo marginal medio (/MWh);
- CMP = costo marginal de potencia (\$/kW/año);
- FC = factor de carga del sistema.

### 5.3.1.7.2) Variación Horaria-Estacional del CME

El CME calculado en el numeral precedente corresponde a un valor medio, el cual presenta variaciones estacionales (estación seca y húmeda) y horarias (carga alta, media y baja). La modulación del valor medio se hará mediante un análisis de los costos marginales de corto plazo (operativos).

#### (a) Variación Estacional

Del análisis de las simulaciones operativas que se realicen para la determinación del CME, deben definirse y justificarse los períodos que correspondan a las estaciones seca y húmeda del sistema.

Debido a que la demanda nacional prácticamente no tiene fluctuaciones estacionales (las estacionalidades regionales quedan compensadas entre sí), la definición de la estación seca (o crítica) queda fijada exclusivamente por las variaciones de los aportes hidrológicos. Además, por el peso que tiene la generación de la cuenca del Paute, a corto y mediano plazo(período del estudio tarifario), la estación seca quedará dada por la estacionalidad hidrológica de esta cuenca. En principio se supondrá que el período seco

corresponde a los meses de Noviembre a Marzo (5 meses).

(b) Variación Horaria

Del análisis de la curva de carga nacional, para los días de trabajo, deben ser determinados los bloques horarios que serán empleados en la estructura tarifaria. En forma preliminar se sufiiente que la representación se haga con tre bloques de carga (alta, media y baja), para los dos estaciones indicadas (seca y húmeda). De esta forma se tendrán seis bloques BHE:

- \* Carga Alta de Estación Seca (bloque AS)
- \* Carga Media de Estación Seca (bloque MS)
- \* Carga Baja de Estación Seca (bloque BS)
- \* Carga Alta de Estación Húmeda (bloque AH)
- \* Carga Media de Estación Húmeda (bloque MH)
- \* Carga Baja de Estación Húmeda (bloque BH)

5.3.1.7.3) Cálculo de los CME Horario-Estacionales

Los CME para cada uno de los seis BHE antes definidos se calcularán simulando la operación de las estaciones seca y húmeda, con el propósito de determinar los costos marginales esperados para ambos períodos. Para lograr lo anterior, se aplicará un modelo matemático al plan de expansión ajustado, introduciendo las siguientes perturbaciones a la demanda prevista y a la curva de duración mensual utilizada por el método:

- (a) Estación Seca. Se aumentará la demanda de energía en los meses correspondiente a este período.
- (b) Estación Húmeda. Se aumentará la demanda de energía en los meses correspondientes a este período.

- (c) Bloque AS. Se aumentará la demanda de energía de este período y, simultáneamente se aumentará la demanda máxima de la curva de carga.
- (d) Bloque MS. Se aumentará la demanda de energía de este período y, simultáneamente, se aumentará el factor de carga del sistema.
- (e) Bloque BS. Se aumentará la demanda de energía de este período, y simultáneamente, se aumentará la relación carga mínima/carga máxima.
- (f) Bloque AH. Se aumentará la demanda de energía de este período y, simultáneamente, se aumentará la demanda máxima de la curva de carga.
- (g) Bloque MH. Se aumentará la demanda de energía de este período y, simultáneamente, se aumentará el factor de carga del sistema.
- (h) Bloque BH. Se aumentará la demanda de energía de este período y, simultáneamente, se aumentará la relación carga mínima/carga máxima.

Para cada caso los costos marginales se obtienen como la razón entre el aumento de los costos operativos anuales y el aumento de la energía demandada, en relación al caso base (sin perturbaciones). Para estas simulaciones debe darse un costo cero a la energía no servida. La energía demandada en el caso con perturbación debe ser determinada mediante el efecto que provoca en la energía mensual, las variaciones de factor de carga y relación de carga mínima/carga máxima. Este efecto se desprende de la representación de la curva de carga y las relaciones son las siguientes:

- aumento de la demanda máxima para un aumento p% de la energía de punta:

$$D_1 = (1 + p/100) \cdot D_0 \quad (6.13)$$

donde:

$D_1$  = nueva demanda máxima  
 $p$  = perturbación introducida (% de energía)  
 $D_0$  = demanda máxima original

- aumento del factor de carga para un aumento p% de la energía de media carga:

$$FC_1 = FC_0 + \frac{1 + p}{8.76 \cdot D_0} \quad (6.14)$$

donde:

$FC_1$  = nuevo factor de carga  
 $FC_0$  = factor de carga original

- aumento de la relación carga mínima/carga máxima para un aumento de p% de la energía de base:

$$M_1 = p \cdot FC_0 + M_0$$

donde:

$M_1$  = nueva relación carga mínima/carga máxima  
 $M_0$  = relación carga mínima/carga máxima original

Los costos marginales para las estaciones seca y húmeda (literales a y b), debidamente ponderados por las componentes de energía, deben ser iguales al CME medio para el sistema. Ajustes deben ser hechos en los valores estacionales para garantizar esta igualdad.

Los costos marginales para los diferentes bloques horarios de la estación seca (literales c a e), debidamente ponderados por las energías, deben ser iguales al costo marginal de la estación seca (ajustados como se indicó en el párrafo precedente). Ajustes deben ser hechos en los valores de los bloques para garantizar esta igualdad.

Los costos marginales para los diferentes bloques

horarios de la estación húmeda (literales f a h), debidamente ponderados por las energías, deben ser iguales al costo marginal de la estación húmeda (ajustados como se indicó en el párrafo precedente). Ajustes deben ser hechos en los valores de los bloques para garantizar esta igualdad.

### 5.3.2) COSTO MARGINAL DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Existen dos procedimientos para el cálculo de costos marginales en redes de transmisión y distribución y son:

(i) Ley de Cantidades de Obra (LCO); y (ii) Costo Incremental Promedio (CIP). En general, el método LCO se aplica a las redes de transmisión. En cambio, para las redes de distribución, debido a la magnitud y discretizacionalidad de las inversiones, se prefiere el método CIP.

#### 5.3.2.1) METODO DE LA LEY DE CANTIDADES DE OBRA

La LCO relaciona las densidades de obras y de demanda eléctrica, para una cierta área y un año t de un período pre-determinado, a través de una función logarítmica:

$$\frac{X_t}{A_t} = \alpha \left( \frac{D_t}{A_t} \right)^\tau \quad (6.15)$$

donde:

X = cantidad (km de líneas, kVA de transformación, etc.)

A = área electrificada (km<sup>2</sup>)

D = demanda (kW de demanda máxima o kWh de energía)

$\alpha, \tau$  = constantes a ser determinadas

Los valores se aplican como incrementos durante uno o varios años, la regresión lineal:

$$\text{Log}(X_t/A_t) = \text{Log}(\alpha) + \tau \cdot \text{Log}(D_t/A_t) \quad \dots \quad (6.16)$$

aplica a la proyección de la demanda para determinar las futuras cantidades de obra, mediante:

$$X_t = a \cdot \left( \frac{D_t}{A_t} \right) \cdot A_t \quad (6.17)$$

En los casos en que no es fácil disponer de datos históricos y proyecciones para el área electrificada A, se prefiere utilizar el procedimiento que se explica a continuación.

Aceptándose que tanto la demanda como el área electrificada crecen exponencialmente a través del tiempo, se tiene:

$$\begin{aligned} D_t &= D_0 \cdot e^{at} \\ A_t &= A_0 \cdot e^{bt} \end{aligned} \dots\dots\dots(6.18)$$

donde:

- $D_0$  = demanda en el año inicial 0
- $A_0$  = área electrificada en el año inicial 0
- a,b = gradientes de crecimiento continuo.

Sustituyendo (6.18) en (6.16) ordenando y reemplazando la expresión compuesta por las constantes  $D_0$ ,  $A_0$ , a y b por un valor equivalente k, se llega a:

$$X_t = k \cdot D_t^\Gamma \dots\dots\dots(6.19)$$

donde:

- $X_t$  = cantidad de obra en el año t.
- $D_t$  = demanda servida en el año t.
- k,  $\Gamma$  = constantes a ser determinadas.

Las constantes se obtienen mediante la regresión lineal:

$$\text{Log}(X_t) = \text{Log}(k) + \Gamma \cdot \text{Log}(D_t) \dots\dots\dots(6.20)$$

Esta ecuación permite estimar la proyección de la cantidad de obra en función de la previsión de demandas.

### 5.3.2.2) COSTO MARGINAL MEDIANTE LA LCO

#### 5.3.2.2.1) Metodología

En forma normalizada la demanda es dada en valor anual (kW por año o GWh anuales) y los costos marginales (CM) son expresados en \$/kW/año. Por tanto, los costos de las obras tienen que ser expresados en términos de costo anual unitario (CA). Para cada componente de costos de la red (km de línea o kVA de transformación) el CA se calcula mediante:

$$CA = (r + g) \cdot CI \quad \dots\dots\dots (6.21)$$

donde:

- r = factor de recuperación del capital
- g = gastos anuales de operación y mantenimiento (por unidad de inversión)
- CI = costo unitario de inversión (\$ por km de línea o kVA de subestación)

El valor de r está dado por: 
$$r = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

donde:

- i = tasa anual de descuento
- n = número de años de vida útil de la obra

El CM está dado por la expresión:

$$CM = \frac{\delta C_t}{\delta D_t} \quad \dots\dots\dots (6.22)$$

donde:

- C<sub>t</sub> = costo anual de la red en el año t
- D<sub>t</sub> = demanda servida en el año t

El costo anual de la red es igual al valor unitario calculado en (6.21) multiplicado por la cantidad de obra obtenida según (6.19), luego:

$$C_t = CA \cdot X_t \quad \dots\dots\dots (6.23)$$

Substituyendo esta expresión en (6.22), se tiene:

$$CM = CA \cdot \frac{\delta X_t}{\delta D_t} \quad \dots\dots\dots (6.24)$$



Según (6.19), la cantidad de obra está dada por

$X_t = k \cdot D_t^\Gamma$ , luego:

$$\frac{\delta X_t}{\delta D_t} = k \cdot \Gamma \cdot D_t^{\Gamma-1} = \frac{k \cdot \Gamma \cdot D_t^\Gamma}{D_t} = \Gamma \cdot \frac{X_t}{D_t} \dots\dots\dots(6.25)$$

Sustituyendo en la expresión anterior se llega a:

$$CM = \Gamma \cdot CA \cdot \frac{X_t}{D_t} \dots\dots\dots 96.26)$$

### 5.3.2.2.2) Procedimiento Propuesto

Dada la dificultad de proyectar adecuadamente las áreas electrificadas, el procedimiento que se propone es el siguiente:

- (a) Tabular las cantidades de km de línea, kVA de transformación y demanda en cada año del período histórico disponible.
- (b) Aplicar la regresión logarítmica indicada en (6.20), para determinar los factores k y  $\Gamma$  de ambas funciones (líneas y subestaciones).
- (c) Proyectar las cantidades de obras  $X_t$  (líneas y transformación) mediante (6.19), para la previsión de demandas  $D_t$  adoptada para el período futuro.
- (d) Para ambos tipos de obras, calcular el costo anual unitario (CA) mediante (6.21), coconsiderándose la vida útil media para estos elementos (i.e. 25 años para líneas y 30 años para transformadores). Como tasas de descuento considerar alternativamente 8%, 10% y 12%.
- (e) Calcular el costo marginal CM mediante (6.26), para cada tipo de obra (líneas y transformación).

(f) Calcular el costo marginal total (CMT) de la red mediante la suma ponderada de los costos marginales de ambos tipos de obra.

### 5.3.2.3) METODO DEL COSTO INCREMENTAL PROMEDIO (CIP)

#### 5.3.2.3.1) Metodología

Cuando las instalaciones son excesivamente discretas e indivisibles, los costos marginales a través del tiempo sufren fuertes variaciones, que impiden su aplicación al cálculo tarifario. Para evitar esto, se utiliza el método del CIP, el cual permite "alisar" dichas variaciones.

Como en el método de la LCO, es necesario calcular el costo anual unitario de las obras que componen la red:

$$CA = (r+g) \cdot CI$$

Si se dispone de una tabulación de las cantidades de obras y demandas adicionales servidas por la red en el período de estudio, los costos marginales de cada año son:

$$CM_t = CA \cdot \frac{DX_t}{DD_t} \dots\dots\dots (6.27)$$

donde:

$DX_t$  = aumento de la cantidad de obra del año t respecto a t-1  
 $DD_t$  = aumento de la demanda servida del año t respecto a t-1

De la anterior expresión se obtiene:

$$CM_t \cdot DD_t = CA \cdot DX_t \dots\dots\dots (6.28)$$

Esta expresión indica que en cada año el costo de las obras adicionadas (inversión y gastos de operación y mantenimiento) es igual a la demanda incremental, valorizada al costo marginal del sistema.

La sumatoria de estas anualidades puede hacerse siempre que los valores se expresen en valor presente:

$$\sum CM_t \cdot DD_t \cdot (1+i)^{-t} = CA \cdot \sum DX_t \cdot (1+i)^{-t} \dots\dots\dots(6.29)$$

para  $i=1, n$   
donde:

- $i$  = tasa de descuento
- $n$  = número de años de la serie histórica

Para obtener un valor medio equivalente del costo marginal (CM) en el período, es necesario substituir los valores  $CM_t$  por dicha constante CM, luego:

$$CM \cdot \sum DD_t \cdot (1+i)^{-t} = CA \cdot \sum DX_t \cdot (1+i)^{-t}$$

o bien:

$$CM = CA \cdot \frac{\sum DC_t \cdot (1+i)^{-t}}{\sum DD_t \cdot (1+i)^{-t}} \dots\dots\dots(6.30)$$

La expresión anterior permite calcular el CM basándose en la programación de las cantidades de obra para el período de estudio. Lo normal, sin embargo, es disponer del costo total de inversiones para las ampliaciones proyectadas. En este caso, la expresión (6.30) puede ser substituída por:

$$CM = (r + g) \cdot \frac{\sum DC_t \cdot (1+i)^{-t}}{\sum DD_t \cdot (1+i)^{-t}} \dots\dots\dots(6.31)$$

donde:

- $r$  = factor de recuperación del capital (líneas o subestaciones)
- $g$  = gastos anuales de operación y mantenimiento (por unidad de inversión)
- $DC_t$  = costo adicional de cada tipo de obra en el año  $t$

Si se acepta una vida útil igual para ambas componentes, o una vida útil media equivalente para el conjunto,  $DC_t$  puede representar el costo de la red.

#### 5.3.2.3.2) Procedimiento Propuesto

(a) Tabular los incrementos de cantidades de obra  $DX_t$ , costos de inversión  $DC_t$  y demanda  $DD_t$  para el periodo de estudio.

(b) Calcular los  $CM_t$  para cada año y para cada tipo de obra, mediante (6.27).

(c) Determinar CM según (6.29), para tasas de descuento de 8%, 10% y 12%, tasas que se consideran recomendables para aplicación en el Ecuador.

#### 5.4) DETERMINACION DE TARIFAS REFERENCIALES

Hasta ahora se han determinado los costos marginales del sistema, siguiendo con la metodología presentada en el diagrama 1 del numeral 5.2), el siguiente paso es la determinación de la incidencia que tiene cada uno de los diferentes usuarios de nuestro sistema en los costos que tiene que incurrir la Empresa Eléctrica para poner a su disposición la energía que el requiere y a determinada hora del día, para lo cual a continuación se presenta la metodología.

##### 5.4.1) METODOLOGIA EMPLEADA PARA EL CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE LOS CLIENTES.

El costo marginal de un cliente es el resultado de su responsabilidad en los costos de desarrollo de capacidad de los diversos elementos que componen el sistema eléctrico situados entre el punto de conexión y el de generación. Por tanto, consiste en una combinación de los costos marginales de esos elementos y posee las dos componentes (potencia y

energía).

La componente de capacidad, fruto de la responsabilidad del cliente en los costos de desarrollo, depende de la coincidencia entre su demanda máxima y las demandas máximas de los elementos, las cuales definen esos costos. La componente de energía es directamente proporcional al consumo del cliente añadiendo las pérdidas hasta la generación.

#### 5.4.1.1) Costos de Capacidad de un Cliente

Para el cálculo de esa componente del costo marginal de un cliente, se utiliza un modelo probabilístico con las siguientes bases:

- Los costos de desarrollo de capacidad de líneas y redes son agregados por función (transmisión, subtransmisión y distribución en media y baja tensión, cuya metodología se encuentra detallada arriba en el subtema **Costos Marginales en el Sistema**).
- Los usuarios son representados por curvas de carga típicas, obtenidas mediante muestra aleatoria y procesamiento a través del modelo matemático señalado en el capítulo II que agrupa a aquellos usuarios que tengan características semejantes. Son así definidos los clientes-tipo que deberán conformar cada una de las porciones de mercado para las cuales serán calculadas las tarifas. Es necesario señalar que los clientes-tipo representan aquellos que se agrupan por sus características semejantes (por ejemplo, en el sector residencial se agrupan así cliente-tipo 1 (residencial bajo),

cliente-tipo 2 (residencial medio) y cliente tipo 3 (residencial alto).

De la misma forma, se deben obtener curvas de carga típicas de los elementos del sistema (línea, redes y puestos de transformación), caracterizando lo que aquí se denominan redes-tipo. La metodología empleada en la obtención de la tipología se encuentra detallada en el Capítulo II "Caracterización de la Carga".

Dentro de este escenario, quedan definidas las contribuciones de un cliente-tipo para la formación de las demandas máximas de las redes-tipo, lo que permite la determinación de sus costos de capacidad.

La formulación matemática que utiliza el modelo expuesto para esa determinación se presenta a continuación.

Sea  $h$  cualquier horario en que puede ocurrir la demanda máxima de una red tipo de un nivel.

Sea  $T$  el conjunto de horarios con posibilidad de ocurrencia de demandas máximas de las redes-tipo del nivel.

Denótese por  $\alpha_h$  la participación de las redes de cada tipo, con demanda máxima en el horario  $h$ , en la energía que transita en el nivel.

Denótese por  $\beta_h$  la parte de la energía que transita en cada red tipo, con demanda máxima en el horario  $h$ , debida a los clientes de un tipo dado.

La parte de la energía de los clientes de ese tipo, asociada a las redes tipo con demandas máximas en un horario particular  $t$ , es calculada por la expresión:

$$\pi_t = \frac{\sum_{h=t} \beta_h \cdot \alpha_h}{\sum \beta_h \cdot \alpha_h}$$

Esta expresión puede ser interpretada como la probabilidad de que un cliente de un tipo dado se asocie a una red cuya punta ocurre en el horario  $t$  (probabilidad condicionada).

Una vez que este usuario se puede asociar a cualquier red tipo de un nivel, la demanda en ese nivel dependerá de la demanda del cliente en el horario de punta de la red a la cual él se asocia. Considerando la aleatoriedad de esa asociación, el valor esperado de la demanda es dado por la suma de las demandas del cliente-tipo en los horarios de ocurrencia de las puntas de las redes tipo, ponderadas por las respectivas probabilidades de asociación.

Ese valor se denomina responsabilidad de potencia del cliente y puede, entonces, ser claro para cada período tarifario de potencia y para cada nivel:

$$P^l = (1 + \tau_h^l) \cdot \sum \pi_h^l \cdot P_h \quad (2)$$

donde:

$\pi_h^l$  = probabilidad del cliente marginal de un tipo dado asociarse a una red tipo cuya punta ocurre en el horario  $h$  dentro del período tarifario  $u$ .

$P_h$  = demanda del cliente-tipo en el horario  $h$ .

$\tau_u^l$  = tasa media de pérdida de potencia en el puesto u.  
acumulada desde el punto de conexión del cliente hasta el  
origen del nivel l en consideración.

$P_u^l$  = responsabilidad de potencia del cliente en el puesto  
tarifario u.

#### 5.4.1.1.1) Costo de Capacidad relativo al nivel de Generación.

- Horario o puesto de Punta:

$$C_p = \mu \cdot P_p$$

- Horario o puesto de punta:

$$C_{pp} = \mu \cdot P_{pp}$$

donde:

$\mu$  = costo marginal de generación.

#### 5.4.1.1.2) Costo relativo a un nivel (etapa) de Red.

- Horario de punta:

$$C_p^l = \delta^l \cdot P_p$$

- Horario Fuera de Punta:

$$C_{pp}^l = \delta^l \cdot P_{pp}^l$$

donde:

$\delta^l$  = costo marginal de capacidad del nivel l.

#### 5.4.1.1.3) Costo Total de Capacidad o Componente de Capacidad del Costo Marginal del Cliente.

-Horario de Punta:

$$C_p^I = C_p + \sum C_p^l$$

$$C_p^I = \mu \cdot P_p + \sum \delta^l \cdot P_p^l$$

- Horario Fuera de Punta:

$$C_{pp}^I = C_{pp} + \sum C_{pp}^l$$

$$C_{pp}^I = \mu \cdot P_{pp} + \sum \delta^l \cdot P_{pp}^l$$



#### 5.4.1.2) Costos de Energía de un Cliente.

Las componente del costo marginal de energía de un cliente, es calculada a partir de los costos marginales de energía de generación, y del consumo de cada cliente-tipo, tomando en cuenta las pérdidas acumuladas desde el punto de conexión del cliente hasta la generación.

- Horario de Punta:

$$C_{E/P} = \mu_p \cdot (1 + \tau_p^P) \cdot E_p \quad (3)$$

-Horario de Fuera de Punta:

$$C_{E/FP} = \mu_{FP} \cdot (1 + \tau_{FP}^P) \cdot E_{FP} \quad (4)$$

donde:

$\mu_p$ ,  $\mu_{FP}$  son los costos marginales de energía de generación en punta y fuera de punta, respectivamente.

$\tau_p^P$ ,  $\tau_{FP}^P$  son las tasas de pérdidas de energía acumuladas desde el punto de conexión del cliente hasta la generación.

#### 5.5) CONVERSION DE COSTOS MARGINALES A TARIFAS REFERENCIALES

Para poder llegar a determinar las tarifas referenciales, es necesario realizar la suma de la dos componentes de capacidad y de energía mediante:

En el horario de Punta:

$$C_{m/P} = C_{E/P} + C_P^T$$

En el horario fuera de Punta:

$$C_{m/FP} = C_{E/FP} + C_P^{TF}$$

Una vez obtenidos los costos marginales por período, con el objeto de tener una tarifa diferenciada, es necesario que los costos de dichos usuarios se hallan referidos a las respectivas demandas de cada grupo tarifario (punta o fuera

## C A P I T U L O   V I

### APLICACION DE CALCULO PARA DETERMINACION DE TARIFAS REFERENCIALES

En este capítulo se desarrolla, en base a los Costos Marginales que INECEL calcula siguiendo una metodología similar a la presentada en el capítulo anterior, los costos que cada cliente le ocasiona al sistema eléctrico; es a partir de aquí donde se determinan las tarifas referenciales, para luego en el capítulo siguiente éstas ser presentadas como tarifas aplicables.

Este cálculo será efectuado para el sistema de la Empresa Eléctrica Quito, utilizando los datos proporcionados por el Departamento de Planificación de la mencionada empresa, en lo que se refiere a curvas de carga de usuarios y subestaciones, y datos de flujos de potencia para el cálculo de pérdidas, y para la estimación de la participación de los diferentes usuarios en el consumo.

Es necesario señalar que toda la información recogida, tuvo que ser procesada debidamente para su uso posterior, además se recurrió a la experiencia del Departamento de

Operación y Mantenimiento de Redes de Distribución para la selección de los alimentadores representativos de cada tipo de usuario.

### 6.1) TIPOLOGIA DE CARGA

La obtención de los datos de carga necesarios al cálculo tarifario constituye una tarea compleja que exige levantamientos y análisis exhaustivos, buscando retratar de la forma fidedigna posible el comportamiento de los elementos del sistema y de los clientes.

Para el caso práctico presente se recurrió a los datos de lecturas de demanda que se tienen de S/E y principalmente de alimentadores que presentan carga típica por clase de consumo ( que corresponde al método I, desarrollado en el capítulo III numeral 3.2.1.1.1), datos suministrados por el Departamento de Operación de Redes de Distribución y División de Planificación de la Empresa Quito.

Hasta ahora, no se disponen de todas las informaciones que completan los requisitos de la metodología de que trata el trabajo. Con todo, los datos disponibles permiten estimativas razonables que conducen a resultados coherentes, recomendando para el futuro estudios precisos para el desarrollo completo de la metodología.

A continuación vamos a realizar el análisis de Baja Tensión, caracterizado por poseer la mayor parte de

consumidores de energía eléctrica de la empresa en consideración; siendo la clase residencial la más importante de todas.

**CLASIFICACION DE ABONADOS RESIDENCIALES  
POR RANGOS DE CONSUMO (E.E.Q)**

RANGO DE CONSUMO	ABONADOS EN EL R A N G O	PORCENTAJE	CONSUMO EN EL RANGO	PORCENTAJE	CONSUMO MEDIO DIARIO DEL ESTRATO
B A J O (0-120kWh)	138.700	53.48	7'872.711	17.55	253.858
MEDIO (121-300kWh)	84.953	33.23	15'787.282	35.15	508.621
A L T O (>300kWh)	33.848	13.28	21'208.770	47.30	684.186

Los consumidores residenciales fueron divididos en: bajo (tipo 1), medio (tipo 2) y alto (tipo 3).

Consumo Residencial de Baja Tensión en 1989.

Consumo Total = 502'703.933 kWh (Total del año 1989)

- Consumo tipo 1:  $0.175 * CT = 87'973.188 \text{ kWh}$
- Consumo tipo 2:  $0.351 * CT = 176'449.080 \text{ kWh}$
- Consumo tipo 3:  $0.473 * CT = 237'778.960 \text{ kWh}$

---

502'703.933 kWh

A continuación se calcula el CDU (consumo del día útil) y la demanda máxima del día útil para cada tipo.

$$CDU = \frac{CA}{NS \cdot PS + ND \cdot PD + NU \cdot PU}$$

$$CDU_1 = \frac{87'973.188 \text{ kWh}}{(52 \times 1) + (73 \times 1) + (242 \times 1)} = 241.022 \text{ kWh}$$

$$CDU_2 = \frac{176'449.080 \text{ kWh}}{(52 \times 1) + (73 \times 1) + (242 \times 1)} = 483.403 \text{ kWh}$$

$$CDU_3 = \frac{237'778.960 \text{ kWh}}{(52 \times 1) + (73 \times 1) + (242 \times 1)} = 651.449 \text{ kWh}$$

( PS = PD = PU = 1 )

$$DM = \frac{CDU}{24 * FCU} = \text{Demanda Mxima del da til}$$

$$DM_1 = \frac{241,022 \text{ MWh}}{24 * 0.35} = 28,69 \text{ MW.}$$

$$DM_2 = \frac{483,403 \text{ MWh}}{24 * 0.43} = 46,84 \text{ MW.}$$

$$DM_3 = \frac{651,449 \text{ MWh}}{24 * 0.53} = 51,21 \text{ MW.}$$

La siguiente tipología desarrollada es la del sector comercial, debido a que no existen Alimentadores Primarios típicamente altos, medios y bajos plenamente agrupados para poder realizar la caracterización individual, se realizó la del sector engeneral.

A continuación se calcula el CDU (consumo día útil) y la demanda máxima del día útil del sector comercial.

$$CDU = \frac{CA}{NS \cdot PS + ND \cdot PD + NU \cdot PU}$$

donde:

$$CA = 166'328.650 \text{ kWh (consumo anual)}$$

$$PS = 0.56 ; PD = 0.31 \quad PU = 1$$

$$CDU_c = \frac{166'328.650 \text{ kWh}}{(52 \times 0.56) + (71 \times 0.31) + (242 \times 1)} = 567.423 \text{ kWh.}$$

$$DM = \frac{CDU}{24 * FCU} = \text{Demanda Máxima del día útil}$$

$$DM_c = \frac{567,423 \text{ MWh}}{24 * 0,49} = 48,25 \text{ MW.}$$

Igualmente podemos calcular para los usuarios industriales los cculos de CDU y demanda máxima.

CA = 333'069.390 kWh (consumo anual)

PS = 0.75 ; PD = 0.28 ; PU = 1

$$CDU_1 = \frac{333'069.390 \text{ kWh}}{(52 \times 0.75) + (71 \times 0.28) + (242 \times 1)} =$$

$$= 1'106.542 \text{ kWh.}$$

$$DM_1 = \frac{1.106,542 \text{ MWh}}{24 * 0,61} = 76,84 \text{ MW.}$$

Con estos resultados obtenidos y mediante las curvas de carga típica expresadas en p.u. de cada tipo se obtuvieron las demandas hora a hora en el intervalo comprendido entre las 9:00 y 21:00 horas del día típico de la empresa, resultados que pueden verse en el siguiente cuadro:

**Demanda Horaria de las Curvas Típicas  
de los Consumidores de Baja Tensión**

H O R A S	D E M A N D A [ M W ]						
	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	RESIDENC.	TIPO 4	TIPO 5	BAJA
-							
-							
-							
9	11.02	25.06	26.12	82.20	44.10	73.84	180.14
10	10.90	22.86	28.63	80.38	45.83	73.77	188.08
11	10.78	21.36	28.67	80.82	47.72	76.84	185.38
12	10.80	21.58	28.18	80.65	48.25	71.46	180.36
13	11.02	20.58	27.65	59.23	48.46	69.08	174.77
14	10.86	21.73	27.14	59.83	45.06	71.15	178.04
15	11.71	22.80	28.18	82.77	47.19	68.93	176.89
16	11.68	21.58	30.21	83.48	47.09	68.38	178.88
17	11.76	21.73	38.36	89.85	45.06	64.08	178.99
18	15.95	28.67	44.55	89.17	43.57	58.84	181.68
19	22.32	46.84	51.21	120.37	35.27	58.63	215.27
20	28.69	48.84	50.19	125.72	30.59	58.86	215.17
21	24.78	45.62	48.13	118.51	20.02	58.55	195.08
-							
-							
-							

En vista de que la información proporcionada por la empresa contempla las lecturas en los alimentadores entre las 9:00 y 21:00 horas, por esa razón en el cuadro anterior sólo se presentan los valores durante ese período.

6.1.1) Estimativa de participación de las redes-tipo en la energía de los diversos niveles y de los usuarios en la energía de las redes-tipo.

Los datos que a continuación se detallan, se procedió a estimarlos recurriendo a datos obtenidos de las encuestas y a la colaboración de los Departamentos de Planificación, de Operación y Mantenimiento de Redes de Distribución y Clientes Especiales de la Empresa:

### C U A D R O 1

Participación de las Redes-Tipo del Nivel de MT en la Energía del Nivel y de los Usuarios MT y BT en la Energía de las Redes-tipo.

Red Tipo	Participación de la Red-Tipo en la Energía del Nivel (%) (ah)		Participación de los Usuarios MT y BT en la Energía de la Red Tipo(%)		Horarios de Punta de la Red-Tipo h(**)
	Puestos AT/MT	Líneas MT	Clientes MT $\beta_{h}^{MT}$	Clientes BT $\beta_{h}^{BT}$	
1	19	10	15	85	18h-19h
2	36	49	8	92	19h
3	37	15	25	75	20h
4	8	26	95	5	10h-11h-15h

Valores estimados a partir de datos proporcionados por Div. de Planificación-Estudios INELIN/1984, y a información de industrias encuestadas.

(\*) No siendo posible, por la tipología existente hasta el momento, segregarse la participación no-residencial, se admite que esa participación está incluida en la estimación de  $\beta_{h}^{MT}$ , además la participación residencial y alumbrado público se atribuye a  $\beta_{h}^{BT}$ .

### C U A D R O 2

Participación de las Redes-Tipo del Nivel de BT en la Energía del Nivel y de los Usuarios BT en la Energía de las Redes-tipo.

Red Tipo	Participación de la Red-Tipo en la Energía del Nivel (%) (ah)	Participación de los Usuarios BT en la Energía de la Red Tipo(%) (*)		Horarios de Punta de la Red-Tipo
	Puestos MT/BT y Red de BT	Clientes BT $\beta_{h}^{BT}$ resid	Clientes BT $\beta_{h}^{BT}$ no-res	
1	30	55	45 **	18h-19h
2	45	58	42 **	19h-20h
3	20	60	40 **	20h-21h
4	5	32	68 **	10h-11h

(\*) La participación del alumbrado público, está incluida en la estimación de la participación de BT residencial y no-residencial.

(\*\*) La participación del sector industrial y comercial está incluida en la valoración de la participación de BT no-residencial.

6.1.2) Demandas de los Clientes-Tipo en los Horarios de Punta de las Redes-Tipo de los niveles MT y BT.

De las curvas de carga de los clientes, se obtuvieron los siguientes valores de  $P_h$ .

C U A D R O 3

$P_h$  para los Clientes MT  
(Valores en % de la demanda del Cliente-Tipo)

Cliente Tipo	Horarios de Punta de las Redes-Tipo del Nivel MT					
	Punta			Fuera de Punta		
	18h	19h	20h	10h	11h	15h
Usuario MT	23	20	18	85	100	88

C U A D R O 4

$P_h$  para los Clientes BT  
(Valores en % de la demanda del Cliente-Tipo)

Cliente Tipo	Horarios de Punta de las Redes-Tipo del Nivel BT						
	Punta				Fuera de Punta		
	18h	19h	20h	21h	10h	11h	15h
1 (BT resid)	55	78	100	88	38	37	40
2 (BT resid)	81	100	100	87	48	45	48
3 (BT resid)	87	100	88	94	52	58	55
4 (BT comerc)	80	73	63	41	87	88	99
5 (BT indus)	83	76	78	76	86	100	87

FUENTE: Lecturas de Alimentadores Div. Planificación E.E.Q.

NOTA: Toda la información presentada en el capítulo corresponde al año de 1989.

6.2) CALCULO DE PROBABILIDADES DE ASOCIACION DE USUARIOS A REDES-TIPO.

En base al conocimiento de la tipología de curvas de carga de usuarios y la de otros elementos del sistema eléctrico, como subestaciones, se puede realizar la determinación de responsabilidades de los usuarios en los



costos de desarrollo de capacidad de los elementos situados aguas arriba de sus respectivos puntos de conexión, a través de la interrelación probabilística entre ambas tipologías y el cálculo óptimo de las probabilidades de asociación de usuarios-tipo respecto a esos elementos.

### 6.3.1) Clientes MT.

Utilizando la expresión (1) del numeral 5.4.1.1) del capítulo V y los datos de los cuadros 1 y 2 se tiene:

• En relación a los puestos de AT/MT:

$$\pi_{18h} = \frac{0,5 \times 0,19 \times 0,15}{0,19 \times 0,15 + 0,36 \times 0,08 + 0,37 \times 0,25 + 0,08 \times 0,95} = \frac{0,01425}{0,226} = 7\%$$

$$\pi_{19h} = \frac{0,5 \times 0,19 \times 0,15 + 0,36 \times 0,08}{0,19 \times 0,15 + 0,36 \times 0,08 + 0,37 \times 0,25 + 0,08 \times 0,95} = \frac{0,043}{0,226} = 20\%$$

$$\pi_{20h} = \frac{0,37 \times 0,25}{0,226} = 40\%$$

$$\pi_{10h} = \pi_{11h} = \pi_{15h} = \frac{0,08/3 \times 0,95}{0,226} = 11\%$$

• En relación al nivel de MT:

$$\pi_{18h} = \frac{0,5 \times 0,10 \times 0,15}{0,10 \times 0,15 + 0,49 \times 0,08 + 0,15 \times 0,25 + 0,26 \times 0,95} = \frac{0,0075}{0,339} = 3\%$$

$$\pi_{19h} = \frac{0,5 \times 0,10 \times 0,15 + 0,49 \times 0,08}{0,339} = \frac{0,084}{0,339} = 14\%$$

$$\pi_{20h} = \frac{0,15 \times 0,25}{0,339} = 11\%$$

$$\pi_{10h} = \pi_{11h} = \pi_{15h} = \frac{0,26/3 \times 0,95}{0,336} = 24\%$$

**C U A D R O 5**  
 $\pi_h$  de los usuarios MT en relación a los otros Niveles

Cliente Tipo	Horarios de Punta de las Redes-Tipo del Nivel MT					
	Punta			Fuera de Punta		
	18h	19h	20h	10h	11h	15h
A1	20%(e)	70%(e)	-	10%(e)		
A2 y A3	25%(e)	60%(e)	-	15%(e)		
AT/MT	7	20%	40%	11%	11%	11%
MT	3%	14%	11%	24%	24%	24%

FUENTE: División de Planificación E.E.Q.  
(e) Valores estimados.

### 6.3.2) Clientes BT.

Utilizando la expresión (1) del numeral 5.4.1.1) del capítulo V y los datos que constan en los cuadros 1 y 2, se tiene:

En relación al nivel de MT/BT + BT

#### BT RESIDENCIAL Y ALUMBRADO PUBLICO

$$\pi_{18h} = \frac{0,5 \times 0,30 \times 0,55}{0,3 \times 0,55 + 0,45 \times 0,58 + 0,20 \times 0,60 + 0,05 \times 0,32} = \frac{0,0825}{0,562} = 15\%$$

$$\pi_{19h} = \frac{0,5 \times 0,3 \times 0,55 + 0,5 \times 0,45 \times 0,58}{0,562} = \frac{0,213}{0,562} = 38\%$$

$$\pi_{20h} = \frac{0,5 \times 0,45 \times 0,58 + 0,5 \times 0,20 \times 0,6}{0,562} = 34\%$$

$$\pi_{21h} = \frac{0,5 \times 0,20 \times 0,60}{0,562} = 11\%$$

$$\pi_{10h} = \pi_{11h} = \frac{0,5 \times 0,05 \times 0,32}{0,562} = 1\%$$

#### BT NO-RESIDENCIAL:

$$\pi_{18h} = \frac{0,5 \times 0,30 \times 0,45}{0,3 \times 0,45 + 0,45 \times 0,42 + 0,20 \times 0,40 + 0,05 \times 0,68} = \frac{0,0675}{0,438} = 15\%$$

$$\pi_{19h} = \frac{0,5 \times 0,3 \times 0,45 + 0,5 \times 0,45 \times 0,42}{0,562} = \frac{0,162}{0,438} = 37\%$$

$$\pi_{20h} = \frac{0,5 \times 0,45 \times 0,42}{0,438} = 21\%$$

$$\pi_{21h} = \frac{0,5 \times 0,20 \times 0,40}{0,438} = 9\%$$

$$\pi_{10h} = \pi_{11h} = \frac{0,5 \times 0,05 \times 0,68}{0,562} = 4\%$$

En relación a las líneas MT:

$$\pi_{18h} = \frac{0,5 \times 0,10 \times 0,85}{0,10 \times 0,15 + 0,49 \times 0,08 + 0,15 \times 0,25 + 0,26 \times 0,95} = \frac{0,042}{0,661} = 5\%$$

$$\pi_{19h} = \frac{0,5 \times 0,10 \times 0,85 + 0,49 \times 0,92}{0,661} = 75\%$$

$$\pi_{20h} = \frac{0,15 \times 0,75}{0,661} = 17\%$$

$$\pi_{10h} = \pi_{11h} = \pi_{15h} = 1\%$$

#### BT NO-RESIDENCIAL:

(Se incluye el sector comercial y el industrial BT)

$$\pi_{18h} = \frac{0,5 \times 0,10 \times 0,15}{0,10 \times 0,15 + 0,49 \times 0,08 + 0,15 \times 0,25 + 0,26 \times 0,95} = \frac{0,0075}{0,339} = 3\%$$

$$\pi_{19h} = \frac{0,5 \times 0,10 \times 0,15 + 0,49 \times 0,08}{0,339} = \frac{0,084}{0,339} = 14\%$$

$$\pi_{20h} = \frac{0,15 \times 0,25}{0,339} = 11\%$$

$$\pi_{10h} = \pi_{11h} = \pi_{15h} = \frac{0,26/3 \times 0,95}{0,336} = 24\%$$

**C U A D R O 6**  
 $\pi_h$  BT Residencial para todos los Niveles

Nivel de Red	Horarios de Punta de las Redes-Tipo del Nivel BT							
	Punta					Fuera de Punta		
	17h	18h	19h	20h	21h	10h	11h	15h
A1	-	10%(e)	80%(e)	5%	-	5%(e)		
A2 y A3	-	5%(e)	85%(e)	5%	-	5%(e)		
AT/MT	-	8%(e)	80%(e)	8%	-	4%(e)		
MT	-	5%	75%	17%	-	1%	1%	1%
MT/BT+BT	-	15%	38%	34%	-	1%	1%	-

NOTA: Los niveles señalados en los cuadros se refieren a los diferentes niveles de tensión del sistema y son:

Nivel A1: Generación.

A2: 230kV y algunos elementos de 138 kV.

A3: 88 a 138kV.

**C U A D R O 7**  
 $\pi_h$  BT No-Residencial para todos los Niveles

Nivel de Red	Horarios de Punta de las Redes-Tipo del Nivel BT							
	Punta					Fuera de Punta		
	17h	18h	19h	20h	21h	10h	11h	15h
A1	-	15%(e)	75%(e)	-	-	5%(e)		
A2 y A3	-	15%(e)	15%(e)	-	-	10%(e)		
AT/MT	-	13%	72%	-	-	5%	5%	5%
Líneas MT	-	5%	75%	17%	-	24%	24%	24%
MT/BT+BT	-	15%	35%	21%	8%	4%	4%	-

### 6.3) CALCULO DE LAS RESPONSABILIDADES DE POTENCIA DE LOS CLIENTES.

En este cálculo son utilizados los resultados que se hallan en los cuadros anteriores. También se utilizarán los datos de los cuadros siguientes:

C U A D R O 8

Pérdidas Acumuladas a Partir de los Puntos de Conexión  
en el Nivel de MT

NIVEL	Factores de Pérdidas			
	Potencia		Energía	
	Punta	F. Punta	Punta	F. Punta
Líneas MT	1,05	1,04	1,03	1,01
AT/MT	1,05	1,04	1,03	1,01
A2+A3	1,13	1,08	1,07	1,05
A1	1,15	1,10	1,09	1,07

Fuente: Dpto. de Estudios y Control de Tarifas-INECEL-1989.

C U A D R O 9

Pérdidas Acumuladas a Partir de los Puntos de Conexión  
en el Nivel de BT

NIVEL	Factores de Pérdidas			
	Potencia		Energía	
	Punta	F. Punta	Punta	F. Punta
MT/BT+BT	1,07	1,06	1,04	1,02 *
Líneas MT	1,10	1,08	1,06	1,04 **
AT/MT	1,10	1,08	1,06	1,04 **
A2+A3	1,18	1,16	1,10	1,08 **
A1	1,20	1,18	1,12	1,10 **

(\*\*) Fuente: Dpto. de Estudios y Control de Tarifas-INECEL.

(\*) Fuente: Div. de Planificación E.E.Q.(1989)

6.3.1) Responsabilidad de Potencia de los Clientes de MT.

De acuerdo con la expresión (2) del numeral 5.4.1.1) del capítulo V, y los datos del cuadro 8 se tiene:

- Responsabilidad de potencia del cliente en el horario de punta:

$$P_p^1 = (1 + \tau_p^1) \cdot (\pi_{18h}^1 \cdot P_{18h} + \pi_{19h}^1 \cdot P_{19h} + \pi_{20h}^1 \cdot P_{20h})$$

- Responsabilidad de potencia del cliente en el horario fuera de punta:

$$P_{FP}^1 = (1 + \tau_{FP}^1) \cdot (\pi_{10h}^1 \cdot P_{10h} + \pi_{11h}^1 \cdot P_{11h} + \pi_{15h}^1 \cdot P_{15h})$$

A nivel de líneas de MT:

$$P_p = 1,05 (0,03 \times 23 + 0,14 \times 20 + 0,11 \times 18) =$$

$$P_{FP} = 1,04 \times 0,24 (85 + 68 + 35) = 47\%$$

En el nivel AT/MT:

$$P_p = 1,05 (0,07 \times 23 + 0,20 \times 20 + 0,40 \times 18) = 13,45\%$$

$$P_{FP} = 1,04 \times 0,11 (85 + 68 + 35) = 21\%$$

A nivel de A2+A3 (Transmisión):

$$P_p = 1,13 (0,25 \times 23 + 0,6 \times 18) = 19\%$$

$$P_{FP} = 1,08 \times 0,15/3 (85 + 68 + 35) = 10\%$$

En el nivel A1 (Generación):

$$P_p = 1,15 (0,20 \times 23 + 0,7 \times 18) = 20\%$$

$$P_{FP} = 1,10 \times 0,10/3 (85 + 68 + 35) = 7\%$$

**C U A D R O 1 0**  
Responsabilidades de Potencia de Los Clientes MT  
(%)

Cliente Tipo	N i v e l							
	Líneas MT		AT/MT		A2 + A3		A1	
	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP
Usuario MT	5,45	47	13	21	19	10	20	7

### 6.3.2) Responsabilidad de Potencia de los usuarios en BT

De acuerdo a la expresión (2) del numeral 5.4.1.1) del capítulo anterior, y usando los datos del cuadro 9 se tiene:

- Responsabilidad de potencia del cliente en el horario de punta:

$$P_p = (1 + \tau_p) \cdot (\pi_{18h}^1 \cdot P_{18h} + \pi_{19h}^1 \cdot P_{19h} + \pi_{20h}^1 \cdot P_{20h} + \pi_{21h}^1 \cdot P_{21h})$$

- Responsabilidad de potencia en el horario fuera de punta:

$$P_{FP} = ( 1 + \tau_{FP}^1 ) \cdot ( \pi_{10h}^1 \cdot P_{10h} + \pi_{11h}^1 \cdot P_{11h} + \pi_{15h}^1 \cdot P_{15h} )$$

El cálculo será ejemplificado para un cliente-tipo. Para los demás clientes, se presentan los resultados en el cuadro 11.

Cálculo para el cliente tipo 1 (residencial )

En el nivel MT/BT + BT:

Punta:

$$P_p = 1,07(0,15x55+0,38x78+0,34x100+0,11x86) = 87\%$$

Fuera de Punta:

$$P_{FP} = 1,05(0,010x38 + 0,010x37 + 0x40) = 0,80\%$$

- En relación al nivel de líneas de MT:

$$P_p = 1,10(0,05x55+0,75x78+0,17x100) = 86\%$$

$$P_{FP} = 1,08x0,01( 38 + 37 + 40 ) = 1,80\%$$

- En relación al nivel AT/MT :

$$P_p = 1,10(0,08x55+0,80x78+0,08x100) = 83\%$$

$$P_{FP} = 1,08x0,04( 38 + 37 + 40 ) = 1,60\%$$

- En el nivel A2+A3:

$$P_p = 1,18(0,05x55+0,85x78+0,05x100) = 87\%$$

$$P_{FP} = 1,16x0,05/3( 38 + 37 + 40 ) = 2,2 \%$$

- A nivel de A1:

$$P_p = 1,20(0,10x55+0,80x78+0,05x100) = 87,5\%$$

$$P_{FP} = 1,18x0,05/3( 38 + 37 + 40 ) = 2,3 \%$$

En el cuadro siguiente se encuentran las responsabilidades de potencia de los clientes, relativas a los diversos niveles.

C U A D R O 1 1

Responsabilidades de Potencia de los Clientes BT  
(%)

Cliente Tipo	N i v e l									
	MT/BT+BT		Líneas MT		AT/MT		A2+A3		A1	
	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP
1 (BT residen)	87	0,8	88,0	1,2	83	1,6	87	2,2	87,4	2,3
2 (BT residen)	87	1,5	104,5	1,5	102,2	2,0	108,8	2,7	108,3	2,7
3 (BT residen)	101,3	1,7	104,0	3,0	104,3	7,0	11,2%	3,15	112,3	3,2
4 (BT comerc.)	58,0	8,2	23,0	78,5	71,0	15,8	80,0	11,42	82,0	8,0
5 (BT indus.)	88,2	8,25	22,1	73,0	65,8	15,3	74,0	11,0	75,2	5,8

6.4) CALCULO DE LOS COSTOS DE CAPACIDAD DE LOS CLIENTES

Los costos de capacidad de los clientes, en relación a cada nivel, serán calculados utilizando las responsabilidades de potencia contenidas en los cuadros 10 y 11 y los costos marginales proporcionados por INECEL, se debe aclarar que debido al gran volumen de datos, se recurrió a esta fuente confiable, para a partir de aquí hacer un desarrollo que permita el cálculo de costos que causan los diferentes usuarios:

COSTOS MARGINALES POR ETAPA FUNCIONAL

VALORES A NIVEL NACIONAL

COSTOS PROPIOS	GENERACION	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION
POTENCIA(US/kW-Año)	75.1	55.0	35.0	35.0
ENERGIA (US¢/kWh)	2.61			

Las expresiones que permiten el cálculo son las que se hallan en los items 5.4.1.1.1) y 5.4.1.1.2). El cálculo será ejemplificado para un cliente-tipo.



6.4.1.) Costos de Capacidad relativo al nivel A2+A3 (Transmisión).

En este nivel se halla la red de transmisión, el costo de la red debe ser ubicado, parte en el costo de potencia y parte en el costo de la energía.

En consecuencia, se asigna 20% a potencia, 20% a energía en la punta y 60% a energía fuera de punta.

FACTOR DE ASIGNACION A POTENCIA	FACTOR DE ASIGNACION A ENERGIA	
	PUNTA	FUERA DE PUNTA
0,20	0,20	0,60

6.4.2.) Costos de Capacidad de los clientes en MT y BT.

Antes del cálculo, es necesario indicar que los Costos Marginales, utilizados para el caso de la Empresa Eléctrica Quito son:

VALORES CORRESPONDIENTES A LA E.E.QUITO

COSTOS PROPIOS	GENERACION	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION
POTENCIA(US/kW-año)	75.1	55.0	10.0	6.0
ENERGIA (US¢/kWh)	2.61(Punta)	3.0 (Punta)		

FUENTE: Dirección de Estudios y Control de Tarifas INECEL. (Valores referidos a Agosto de 1989).

Para los clientes de MT:

En relación al nivel A1: Generación.

$$C_p = 75,1 \times 0,2 = 15,02 \text{ US\$/kW-año}$$

$$C_{pp} = 75,1 \times 0,07 = 5,26 \text{ US\$/kW-año}$$

- En relación al nivel de A2 + A3: Transmisión

$$C_p = 55 \times 0,19 \times 0,2 = 2,09 \text{ US\$/kW-año}$$

$$C_{pp} = 55 \times 0,1 \times 0,2 = 1,1 \text{ US\$/kW-año}$$

- En relación al nivel AT/MT:

$$C_p = 5 \times 0,13 = 0,65 \text{ US\$/kW-año}$$

$$C_{FP} = 5 \times 0,21 = 1,05 \text{ US\$/kW-año}$$

- En relación al nivel de MT:

$$C_p = 5 \times 0,054 = 0,27 \text{ US\$/kW-año}$$

$$C_{FP} = 5 \times 0,47 = 0,235 \text{ US\$/kW-año}$$

### C U A D R O 1 2

Costos de Capacidad de los clientes de MT.  
US\$/kW-año

Cliente Tipo	N i v e l									
	Líneas MT		AT/MT		A2 + A3		A1		TOTAL	
	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP
Usuario MT	0,27	2,35	0,65	1,05	2,08	1,10	15,0	5,26	18,03	8,76

Para usuarios en Baja Tensión:

Cálculo para el cliente tipo-1 (residencial):

- En relación al nivel A1:

$$C_p = 75,1 \times 0,87 = 65,3 \text{ US\$/kW-año}$$

$$C_{FP} = 75,1 \times 0,023 = 1,72 \text{ US\$/kW-año}$$

- En el nivel A2+A3: (Transmisión)

$$C_p = 55 \times 0,87 \times 0,2 = 9,57 \text{ US\$/kW-año}$$

$$C_{FP} = 55 \times 0,022 \times 0,2 = 0,24 \text{ US\$/kW-año}$$

- En el nivel AT/MT:

$$C_p = 5 \times 0,83 = 4,15 \text{ US\$/kW-año}$$

$$C_{FP} = 5 \times 0,016 = 0,08 \text{ US\$/kW-año}$$

- En líneas de MT:

$$C_p = 5 \times 0,82 = 4,1 \text{ US\$/kW-año}$$

$$C_{FP} = 5 \times 0,012 = 0,06 \text{ US\$/kW-año}$$

- En MT/BT + BT:

$$C_p = 6 \times 0,87 = 5,22 \text{ US\$/kW-año}$$

$$C_{FP} = 6 \times 0,012 = 0,072 \text{ US\$/kW-año}$$

**C U A D R O 1 3**  
Costos de Capacidad de los Clientes BT  
(US\$/kW-año)

Nivel de Red	N i v e l									
	1 BT res.		2 BT res.		3 BT res.		4 Comerc.		5 Indus.	
	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP
A1	65,3	1,72	61,8	2,03	64,3	2,40	61,6	4,20	158,5	4,5
A2+A3	8,8	0,24	12,0	0,3	12,2	0,35	8,8	1,21	8,1	1,2
AT/MT	4,1	0,08	5,1	0,10	5,2	0,37	3,5	0,80	3,2	0,78
Líneas MT	4,1	0,06	5,2	0,07	5,2	0,15	1,1	3,8	1,0	3,65
MT/BT + BT	5,2	0,07	5,8	0,09	6,1	0,10	3,5	0,5	3,8	0,49
TOTAL	88,3	2,17	110,0	2,60	113,0	5,16	78,5	10,51	73,0	10,60

#### 6.5) CALCULO DE LOS COSTOS DE ENERGIA DE LOS CLIENTES.

En este cálculo se utilizan las expresiones (3) y (4) del numeral 5.4.1.2) Cap V, señalando que a los costos marginales de energía se deberán sumar la parte del costo de la red de transmisión asignado al costo de energía. La asignación se la realiza utilizando los factores de responsabilidad de la red de transmisión (señalados en el numeral anterior) en el costo de la energía en punta y fuera de punta,  $F_E^P$  (0,2) y  $F_E^{FP}$  (0,6) transformando las porciones de costo resultantes en costo unitario de energía considerando el número total de horas de cada puesto tarifario, como se muestra a continuación:

Parte del costo de la red de transmisión asignado al costo de la energía en:

$$\frac{\delta \cdot F_E^P}{H_p} \text{ (en la punta); y } \frac{\delta \cdot F_E^{FP}}{H_{FP}} \text{ (fuera de punta)}$$

Punta:

$$C_{E/P} = \left( \mu_p + \frac{\delta \cdot E^P_E}{H_p} \right) (1 + \tau^P_p) \cdot E_p$$

Fuera de Punta:

$$C_{E/FP} = \left( \mu_{FP} + \frac{\delta \cdot E^{FP}_E}{H_{FP}} \right) (1 + \tau^{FP}_p) \cdot E_{FP}$$

donde:

$\delta$  = costo marginal de la red de transmisión.

$H_p$  = número total de horas en el período de punta (730 h.)

$H_{FP}$  = número total de horas en el período fuera de punta (8030 horas.)

$\mu_p$ ,  $\mu_{FP}$  son los costos marginales de generación en punta y fuera de punta.

NOTA: Con el onjeto de obtener el costo marginal de un cliente-tipo (que más adelante se calculará) como la suma de dos componentes de capacidad y energía, ésta última deberá ser expresada por unidad de demanda máxima del cliente respectivo, osea en la misma base de la componente de capacidad.

Punta:

$$C_{E/P} = \left( \mu_p + \frac{\delta \cdot E^P_E}{H_p} \right) (1 + \tau^P_p) \cdot E_p \div P_{\text{máx}}$$

Fuera de Punta:

$$C_{E/FP} = \left( \mu_{FP} + \frac{\delta \cdot E^{FP}_E}{H_{FP}} \right) (1 + \tau^{FP}_p) \cdot E_{FP} \div P_{\text{máx}}$$

Por no disponer de todos los datos necesarios para la determinación del costo de la energía a nivel de Media Tensión utilizando la metodología desarrollada hasta aquí, se procedió a tomar el costo medio de energía determinado por INECEL, hasta el nivel de Media Tensión y cuyo valor es:

$$C_{E/P} = 1,09 ( 3,0 ) = 3,27 \text{ US}\$/\text{kWh.}$$

$$C_{E/FP} = 1,07 ( 2,6 ) = 2,80 \text{ US}\$/\text{kWh.}$$

### 6.5.1) Costos de Energía de los clientes de Baja Tensión.

El cuadro siguiente presenta los consumos anuales de cada tipo de cliente, en punta y fuera de punta, el total así como también la demanda máxima de cada tipo.

**C U A D R O 1 5**  
**CONSUMO ANUAL DE LOS CLIENTES DE BT DE LA E.E.QUITO(1989)**

Cliente Tipo	Consumo Periodo de Punta (kWh)	Consumo Periodo Fuera de Punta (kWh)	Consumo Total (kWh)	Demanda Máxima P máx. (MW)
1 (BT resid.)	9'840.888	78'132.300	87'973.188	28,69
2 (BT resid.)	23'650.920	152'798.180	176'449.080	46,84
3 (BT resid.)	42'418.520	185'358.440	237'778.960	51,21
4 (BT comer.)	15'169.680	151'158.970	166'328.650	48,25
5 (BT indus.)	30'830.480	302'138.810	333'068.380	76,84
Total Residenc.	75'811.328	428'289.900	502'201.228	128,74

FUENTE: Div. de Planificación E.E.Q.

- Cálculo para el cliente tipo 1 (residencial):

$$C_{E/P} = 1,12 \left( 0,03 + \frac{55 \times 0,2}{730} \right) \times 9.840 \div 28,69 =$$

$$= 17,39 \text{ US/kW-año}$$

$$C_{E/FP} = 1,1 \left( 0,026 + \frac{55 \times 0,62}{8030} \right) \times 78.132 \div 28,69 =$$

$$= 90,2 \text{ US/kWh-año}$$

CUADRO 15  
 COSTOS DE ENERGIA DE LOS CLIENTES BT  
 (US\$/KW-año)(\*)

Cliente Tipo	Punta	Fuera de Punta	Total
1 (resid.)	18,55	90,20	108,75
2 (resid.)	25,48	108,04	133,52
3 (resid.)	41,81	126,35	168,16
4 (comer.)	15,87	103,80	119,67
5 (indus.)	20,01	130,00	150,01

(\*) Costo por kW de demanda máxima del cliente.

#### 6.6) CONVERSION DE COSTOS MARGINALES A TARIFAS REFERENCIALES

Para poder llegar a determinar las tarifas referenciales, primeramente es necesario realizar la suma de las dos componentes de capacidad y de energía, cuyos valores constan en los cuadros 12, 13 y 15.

- Cliente tipo 1 (residencial):

$$C_{n/P} = 88,3 + 18,55 = 106,86 \text{ US\$/kW-año}$$

$$C_{n/FP} = 2,17 + 90,20 = 92,37 \text{ US\$/kW-año}$$

El costo marginal total para los usuarios en MT son:

$$C_{n/P} = 0,0327 + \frac{18,03}{690} = 5,8 \text{ US\$/kWh.}$$

$$C_{n/FP} = 0,028 + \frac{9,76}{3.810} = 3,1 \text{ US\$/kWh.}$$

Costos Marginales Promedio: 3,65 US\$/kWh

19,0 (S./kWh)

(Costos referidos a Agosto 1989, 1US\$ = 520 sucres.)

**C U A D R O 1 6**  
**Costos Marginales Totales de los usuarios BT.**  
**Base: Demanda Máxima del Cliente.**  
**(US\$/kW-año)**

Cliente Tipo	Punta	Fuera de Punta	Total
1 (resid.)	108,86	92,37	201,23
2 (resid.)	135,48	110,64	246,12
3 (resid.)	154,81	131,51	288,32
4 (comer.)	94,37	114,30	140,83
5 (indus.)	93,32	140,83	234,15

(\*) Costo por kW de demanda máxima del cliente.

Una vez obtenidos los costos marginales por periodo, y con el objetivo de obtener una tarifa diferenciada que refleje los costos incurridos, es conveniente tener dichos costos de los usuarios referidos ( de ahí el término referencial ) a las respectivas demandas de cada puesto tarifario (de punta o fuera de punta), las cuales junto a los consumos, constituyen los parámetros en que se basan las tarifas.

En el cuadro 16, todos los costos están referidos a la demanda máxima del cliente y, por tanto, cuando ésta no coincida con la demanda del puesto tarifario (punta, fuera de punta) se deberá efectuar un cambio de base.

Entonces cabe recalcar que en caso de los clientes de BT residenciales, los valores que sufrirán cambio de base son los correspondientes al puesto fuera de punta, ya que la demanda máxima de estos clientes ocurre en el puesto de punta. En cambio, lo inverso se hará para los clientes no-residenciales (comerciales e industriales.)

C U A D R O 1 7

Costos Marginales de los Clientes de Baja Tensión.  
Base: Demanda Máxima del Puesto.

Cliente Tipo	Demanda Máxima MW		Costo Marginal (US\$/kW-año)		Duración de Utilización(h)	
	P	FP	P	FP	P(e)	FP(e)
1 (resid.)	28,60	11,68	108,86	200,00	645	3200
2 (resid.)	46,80	22,90	135,48	226,30	670	3600
3 (resid.)	51,21	28,16	154,81	238,23	680	4200
4 (comer.)	43,57	48,25	104,51	114,3	670	4500
5 (indus.)	59,63	78,64	120,25	140,83	770	6200

(e) Valores estimativos.

C U A D R O 1 8  
COSTOS DE LOS CLIENTES DE BT POR kWh .  
(US\$/kWh)

Cliente Tipo	Punta	Fuera de Punta	Total (US\$/kWh)	Total (S/./kWh)
1 (resid.)	16,89	6,80	7,92	41,2
2 (resid.)	20,10	6,25	8,08	42,0
3 (resid.)	22,71	5,70	8,73	45,40
4 (comer.)	15,6	2,5	5,12	26,70
5 (indus.)	15,5	2,3	4,95	25,74
Media Residencial	19,9	6,25	8,30	43,20

NOTA: Los precios referidos a 1US\$ = 520 sucres (Agosto 89).



# C A P I T U L O        V I I

## ESQUEMA TARIFARIO PARA MODULACION

### 7.1) INTRODUCCION

Una vez que en capítulos anteriores se ha determinado:

- Las características de consumo en cada usuario.
- La responsabilidad en el uso de las instalaciones en cada usuario.
- Costos marginales para cada tipo de usuario y niveles de tensión.

En este capítulo se plantea una estructura tarifaria basada en costos marginales, en donde los objetivos y estrategias de restructuración de las tarifas, se orientan para el mejor aprovechamiento de las instalaciones del sistema eléctrico y consecuente reducción de costos. Además el Sistema Eléctrico está enmarcado en una situación con las siguientes características:

- Mercado creciente a elevadas tasas
- Costos crecientes de generación e transmisión
- Insuficiencia de recursos para expansión del sistema.

Las nuevas tarifas van a procurar transmitir a los consumidores una señal económica, capaz de producir modulaciones de carga, propiciando mejor aprovechamiento del sistema eléctrico y mayor racionalidad en su expansión.

La determinación del costo del servicio se basa en lo que le cuesta a la entidad eléctrica brindar tal servicio, tanto en potencia como en energía, en los diversos instantes, en los diferentes niveles de suministro, etc.

Por otro lado los análisis tarifarios definen, cómo se va a cobrar el servicio eléctrico, es decir, establece las modalidades, las opciones y los niveles que los abonados deberán cancelar por este servicio, etc.

Los objetivos de la nueva estructura tarifaria que se propone e esta tesis son los siguientes:

- a) Búsqueda de la racionalización en la utilización del servicio eléctrico, para lo cual se espera que los incentivos tarifarios induzcan a los consumidores, a programar sus demandas de electricidad en horas del día, en las que el costo de producción sea más bajo, lo que permitirá que las instalaciones sean empleadas en forma más adecuada.
- b) La mejor utilización de la energía permitirá atender a más usuarios sin incrementos importantes de las instalaciones existentes.
- c) Las nuevas estructuras podrán tener características como la neutralidad, la igualdad y la eficacia.

- Neutralidad en relación al precio, pues la tarifa guardará relación unitaria con el respectivo costo incurrido.
  - Igualdad en relación a los usuarios, pues no se harán discriminaciones, ya que consumos con características similares serán tarifadas de la misma manera.
  - Eficacia en el logro de objetivos económicos, pues se racionalizará el uso energético y se dará una mejor utilización de los excedentes sociales del país.
- d) Permitir aplicar con facilidad políticas tarifarias que contengan un trato preferencial a determinados grupos de usuarios( pueden ser los de bajo consumo), y lo que es más importante que se podrá determinar los niveles de subsidios que involucre una política de tal naturaleza.
- e) Inducir a que las actividades del sector eléctrico se interrelacionen y coordinen, pues son diversas funciones las que tendrán que trabajar juntas, ya que es indispensable conocer perfectamente el comportamiento de la carga, los costos de los diferentes niveles de prestación de servicio, etc. De esta forma actividades como planificación, operación, comercialización y finanzas tendrán un lugar común para sus propios objetivos.

De lo señalado anteriormente, se puede informar que el sector eléctrico a través de su máximo organismo, INECEL, efectuarán el estudio sobre Tarifas basadas en costos marginales para el Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Este trabajo propone el escenario general de una nueva estructura tarifaria, a ser desarrollada en etapas para los diferentes usuarios, así como también las características y condiciones de aplicación.

## 7.2) ESCENARIO GENERAL DEL NUEVO ESQUEMA TARIFARIO

### 7.2.1) MODULACIONES DE LA CARGA

Para la organización del escenario general del nuevo esquema tarifario, se considera, primeramente, cuáles son los tipos de modulaciones de carga que serían deseables, dado que esas tarifas pasan a introducir un signo económico capaz de perturbar el comportamiento de la carga.

#### 7.2.1.1) Puntual

Se trata de obtener una modulación de carga en cada segmento del sistema-generación, transmisión y distribución, de forma de dar un mejor aprovechamiento posible a la capacidad instalada en cada uno de esos niveles.

En el caso de nuestro sistema, eso consiste en desviar el consumo del horario de punta e incrementarlo en los demás horarios.

#### 7.2.1.2) Sectorial

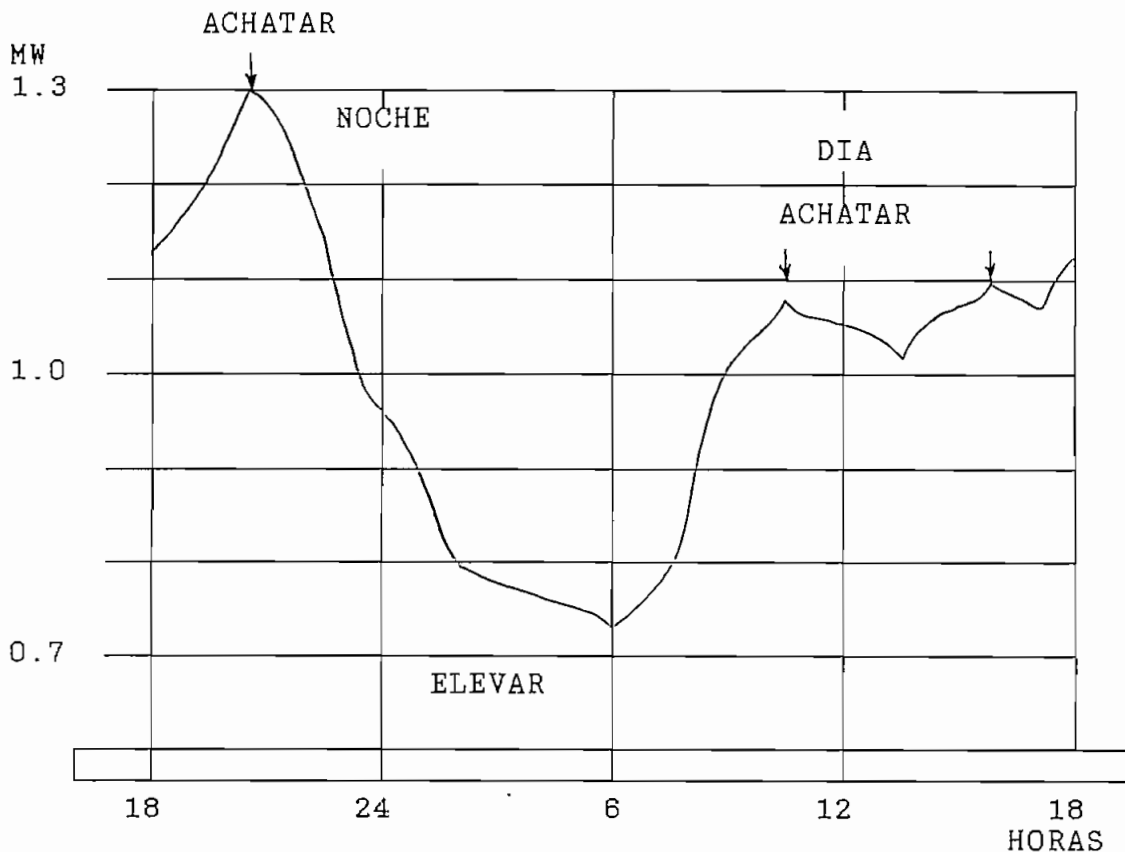
Se trata de obtener una modulación conveniente por sectores, de tal forma de incrementar los segmentos de mercado donde es factible practicar tarifas compatibles con los costos. La conveniencia de esta modulación se evidencia

en la medida en que algunos segmentos de mercado, por motivos sociales o políticos, no permitan la práctica de precios compatibles con los costos y requieren de una cobertura de subsidios, como es el caso, por ejemplo, del sector residencial.

Esta modulación podrá ser alcanzada a través de señales tarifarios económicos, capaz de provocar respuesta de los consumidores, sobre todo en el sector residencial, para producir la modulación deseada. En este caso, además de la aplicación de tarifas más adecuadas, se deberá desarrollar acciones que conlleven a la conservación de energía y utilización más racional de la misma.

FIGURA 1

Modulación Puntual de Carga



### 7.2.2) PRINCIPIOS FUNDAMENTALES

Los principios utilizados para la nueva estructura tarifaria teniendo en cuenta la neutralidad, igualdad y eficacia, son los siguientes:

- **Estructura** - las relaciones de precios entre energía y demanda, así como también, entre los subgrupos tarifarios, procura guardar, tanto cuanto sea posible, las relaciones identificadas en la estructura de los costos en base a los Costos Marginales.

- **Igualdad de Tratamiento** - grupos de suministros con características semejantes para los fines de aplicación de las tarifas.

- **Opciones Tarifarias** - posibilidad de opción para la gran mayoría de los consumidores, a través de la elección entre una versión tarifaria básica simple y otra más elaborada, para el caso de abonados industriales.

En razón de las restricciones de orden social y/o políticas, no siempre será posible aplicar tarifas compatibles con los costos en cada grupo tarifario. Así, existirán segmentos de mercado que pagan menos, y otros que pagan más.

### 7.2.3) ESTRUCTURAS TARIFARIAS MONOMIA-BINOMIA Y BINOMIA HORARIA.

La tarifa debe reflejar correctamente los costos de producción y eso puede ser obtenido con la modalidad BINOMIA. Así, en un sistema predominantemente hidroeléctrico, como el de nuestro sistema:

- la tarifa de demanda (kW) debe reflejar los costos de las obras de transmisión, distribución y parte de los costos de producción, incurridos para colocar la potencia (kW) a disposición de los consumidores;
- La tarifa de consumo (kWh) debe reflejar gran parte de los costos de producción (embalse) y los costos de explotación del sistema eléctrico.

Con esta estructura, cada consumidor podrá cubrir correctamente las inversiones que las empresas de producción y distribución realizarán para colocar a su disposición, de forma permanente, la potencia que él demanda, la misma que será utilizada durante un pequeño número de horas de cada año.

Para cada categoría de consumidor (altos, medios, bajos), la repartición de los costos, entre los componentes potencia y energía, está ligada al factor de carga típico de los consumidores respectivos y a las posibilidades de respuesta de los mismos a un signo tarifario dado.

Por otro lado, para la gran mayoría de los consumidores, que son los de bajo consumo y de baja tensión, la señal económica de una tarifa binomia no provocaría los efectos deseados de **alargamiento y achatamiento**, una vez que esos consumidores normalmente se muestran insensibles a ese tipo de señal. Así, se puede admitir como satisfactoria la práctica de la estructura monomia para pequeños suministros,

igual que el residencial bajo (< 120kWh), que como se sabe, la clase residencial (altos, medios y bajos) es la responsable por la formación de la punta. Por tanto, el cuadro general de las tarifas partiría de estructuras más complejas y elaboradas para los grandes consumidores, capaces de responder a las señales tarifarias dadas, y estructuras más simples para los más bajos.

### 7.3) CONVERSION DE TARIFAS REFERENCIALES A TARIFAS APLICABLES

Una vez que se ha identificado las tarifas de referencia (Cap VI) de acuerdo a las características de los consumidores, la definición de las tarifas aplicables tomará en cuenta los factores que directa o indirectamente interfieren en la estructura, practicidad, operacionalidad, etc. En términos de eficiencia, la tarifa de aplicación será ajustada y estructurada de tal forma que su señal económica adquiera realmente esa cualidad y sea capaz, por tanto, de dar los beneficios esperados.

#### 7.3.1) Los Ajustes del Signo Tarifario

##### 1º AJUSTE

Un primer ajuste de la señal tarifaria consiste en disminuir un poco los precios en el segmento de punta, compensando con un ligero aumento en los de fuera de punta. De esa forma, sin afectar significativamente la señal vista por el usuario, se asegura al vendedor que la alternativa de modulación es más interesante que la de inversiones adicionales, o sea, el vendedor (empresa eléctrica) está asegurando la modulación de la carga antes que estar



invirtiendo en la ampliación de su sistema eléctrico.

## 2º AJUSTE

Este ajuste está dirigido en el sentido de intensificar el signo tarifario para aquel consumidor de alta concentración de carga en la punta y de disminuir la intensidad del signo para aquel consumidor de menor concentración de carga en la punta. Se trata de un ajuste estructural y esto es posible mediante el arreglo conveniente de los valores de las componentes de demanda (kW) y consumo (kWh), aplicables a los segmentos de punta y fuera de punta.

### 7.3.2) Restricciones

La plena observancia de los principios básicos de eficacia, neutralidad e igualdad para la elaboración y aplicación de las tarifas tropieza en algunas restricciones de orden política y social, llevando al sector eléctrico a la adopción de medidas, tales como:

- Descuentos para consumidores residenciales;
- Condiciones especiales para la industria artesanal.

### 7.4) ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS PARA ALTA TENSION

En vista de la imposibilidad de obtener datos de usuarios alimentados en Alta Tensión, en nuestro país, lo que se trata es de recomendar un esquema tarifario que puede ser implementado de la siguiente manera:

Cada tarifa básica debe comprender:

- \* Un precio mensual para demanda (kW), que de ahora en adelante corresponderá a la suma de las dos tarifas (punta y fuera de punta) y un descuento aplicable sobre cada kW de

demanda desviado de la punta, esto ya puede ser establecido mediante un contrato entre la empresa y el usuario;

\* Dos precios para el consumo (kWh), diferenciados según los horarios del día.

La composición horaria tendría la siguiente configuración:

\* Dos segmentos diarios

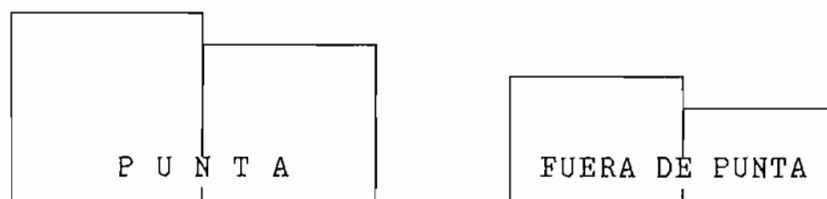
- Punta - 3 horas consecutivas y ubicados en el intervalo de las 18:00 a las 21:00 horas de cada día, excepto sábado y domingo.

- Fuera de Punta - 21 horas de cada día útil, mas la totalidad de las horas de los días sábado y domingo y feriados nacionales.

#### FIGURA N° 2

Facturamiento del Consumo

US\$ POR KWh/MES



#### 7.4.1) Facturamiento de la Demanda

La demanda considerada como básica es aquella que corresponde a la situación más crítica para el sistema eléctrico, la demanda en el segmento de punta.

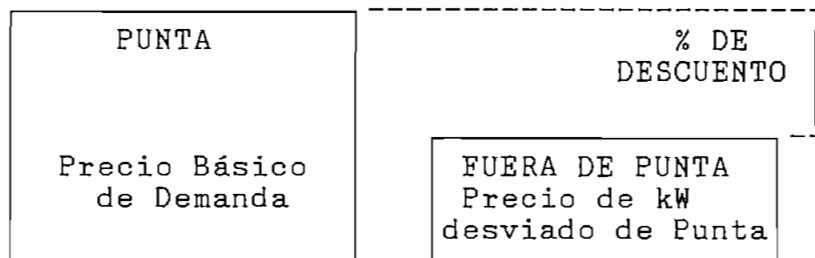
De la demanda de punta, se deberá considerar solamente la parte desviada de la punta, osea, la diferencia entre la demanda fuera de punta y la de punta.

Siempre que el consumidor tenga condiciones de organizar sus actividades para contratar demandas menores en la punta y. sobre todo en el período seco, ello contribuirá a la disminución de inversiones y aumento de las disponibilidades de energía firme. Todo esto tendrá su recompensa con una forma de descuento en el precio de la demanda. Ese descuento será aplicable sobre cada kW desviado de la punta.

Luego, la factura de demanda se calcula con los valores (kW) en la punta y fuera de punta. La factura de punta es obtenida multiplicando la demanda en ese segmento por la tarifa de punta. La factura de fuera de punta es obtenida multiplicando la demanda en ese segmento por la tarifa de fuera de punta. La factura total es calculada por la suma de esas dos partes.

### FIGURA 3

#### Facturamiento de la Demanda



#### 7.4.2) Condiciones y restricciones de Aplicación

Las restricciones de aplicación de este esquema tarifario es el tiempo necesario para que los consumidores puedan examinar la posibilidad de reorganizar sus

actividades, para un mejor aprovechamiento de las ventajas de la nueva tarifa, tornándose indispensable la creación de un período de transición, durante la cual la tarifa es propuesta y la opción de los consumidores que deseen adoptarla.

- **Medición**

En términos operacionales, la medición se torna como el camino más crítico y, para superar esta restricción, es necesario plantear la necesidad de tener en nuestro país equipo para este fin.

En el mercado internacional existe el denominado RDTD - Registrador Digital para Tarifación Diferenciada, es el equipo destinado a la aplicación de esta Tarifa de Alta Tensión.

Otra restricción importante es la natural resistencia de los usuarios a la implantación de esta nueva estructura tarifaria.

#### 7.4.3) Promoción

Considerando, por tanto, el pequeño número de los consumidores, objeto de esta tarifa, y el gran porte de sus cargas, es recomendable una acción directa sobre cada uno de ellos, en ese sentido las empresas eléctricas deberán desarrollar programas específicos de información, orientación y asistencia a los consumidores.

## 7.5) TARIFAS PARA USUARIOS EN BAJA Y MEDIA TENSION

Se trata de una tarifa monomía en la cual el precio de la energía, será lo más cercano al costo real.

Este grupo tarifario comprende los subgrupos:

- residencial
- comercial
- industrial

### 7.5.1) Estructura de la Tarifa

La estructura de la tarifa consistirá de un grupo de Tarifas Básicas, de estructura monomía simples (un precio de consumo - kWh) y otro opcional ( dos precios de consumo - kWh) destinado a los consumidores que puedan adquirir equipos que les permita consumir, de preferencia, durante las horas menos cargadas del día.

• este grupo tendrá una denominación promocional, y será destinado, principalmente, a los consumidores de baja tensión con potencia instalada inferior a 50 kW.

Esta opción podrá ser particularmente asociada a ciertos usos, por ejemplo: Calentadores de Agua, etc.

Complementariamente, el consumidor deberá desarrollar nuevos hábitos, procurando utilizar en esas horas otros posibles usos, por ejemplo: Lavadora de Ropa, Secadoras de Ropa, etc.

Así, el consumidor de baja tensión, tendrá a su disposición dos alternativas:

- la Tarifa Simple, sin necesidad de modificar sus hábitos, dirigida a la clase residencial baja.
- la opción de la Tarifa a Dos Precios, ventajosa para aquel que pueda modificar sus hábitos de consumo.

#### 7.5.2) Equipos de Medición

Los equipos de medición podrán consistir de:

- medidor de doble registro con conmutación interna
- reloj de tiempo. (Ver Cap. V)

#### 7.5.3) Tarifa Residencial

Para la elaboración y aplicación de la tarifa residencial, se requiere hacer la caracterización del consumidor residencial a fin de ajustar adecuadamente los precios y condiciones de forma a observar, además del factor económico, también los aspectos sociales.

La caracterización presentada a continuación es apenas indicativa, ya que los datos disponibles son insuficientes.

##### 7.5.3.1) Caracterización del consumidor

- Representatividad en el Mercado Global

Dentro de los segmentos de mercado de energía eléctrica, el residencial es el que concentra el mayor número de consumidores, representando el 85,3% del total de consumidores, atendidos por la E.E. Quito y 45% del consumo total.

- Distribución del Consumo por Estratos.

La intensidad del consumo puede ser relacionada a los patrones de renta del consumidor y al número de personas por domicilio.

Aquí es necesario señalar que lo importante es conocer la distribución del consumo por estratos, con lo cual se procura ajustar las fajas de consumo a las socio-económicas, de tal manera que haya correlación entre la intensidad de consumo y las diferentes clases socio-económicas de la población.

Se podría hacer una clasificación de las clases socio-económicas por fajas de consumo:

Clases Socio-Económicas	Faja de Consumo (kWh/mes)
Baja	0 - 50
	50 - 120
Media	121 - 300
Media-Alta	301 - 600
Alta	> de 600

#### 7.5.3.2) Perfil Socio-Económico del Consumidor

Es necesario señalar, que la situación económica difícil (sectores bajos), un nivel de ingresos bajos, y la permanente inflación, presiona el poder adquisitivo de los consumidores.

Por menor que sea el gasto de luz, siempre será significativo, de tal forma que la familia media tiene el desafío de ajustar sus ganancias con sus variados y

crecientes gastos, siendo natural que establezca su escala de prioridades, canalizando estos recursos para alimentación , habitación, transporte y educación y, solamente después de atendidos estos conceptos, el se preocupará con los gastos relativos a la luz, agua y teléfono, fijando las eventuales sobras para salud y vestuario.

#### 7.5.3.3) Estructura

Tomando en cuenta lo visto hasta aquí, la tarifa residencial, especialmente para el estrato bajo, difícilmente dejará de ser objeto de subsidios.

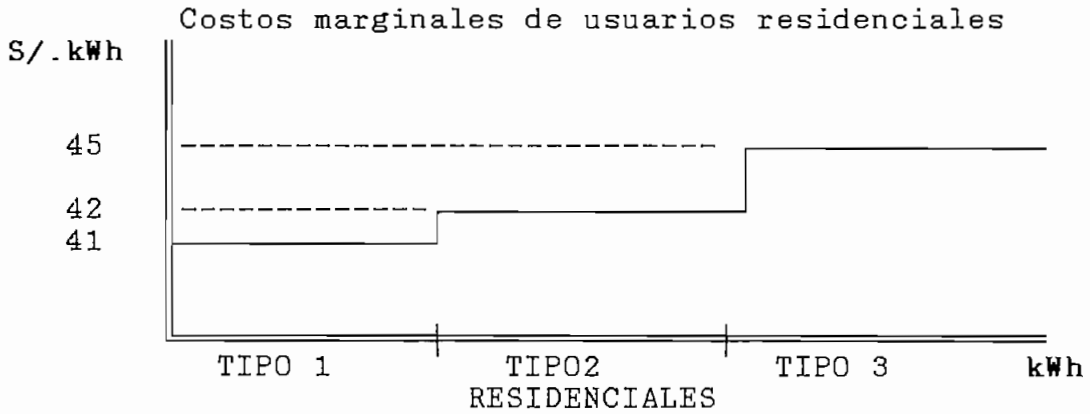
En este sentido, además de una nueva tarifa más adecuada , será altamente interesante la promoción e intensificación de la conservación y utilización más racional, particularmente para las clases bajas y medias, sin limitar, con todo, los niveles de mínimo confort.

Una vez que sean aplicadas estas tarifas evidentemente será necesario verificar, del lado del consumidor, que la señal tarifaria le ha motivado a controlar su consumo y, del lado del sector eléctrico, la alternativa que puede resultar en una mayor reducción posible de los actuales subsidios. Este trabajo requerirá investigación junto a los consumidores, así como un adecuado equipamiento de medición y control, lo cual deberá ser considerado por las entidades del Sector Eléctrico del país, en el futuro.



Del cuadro de Costos Marginales se obtiene la siguiente figura, en la que constan los valores del kWh calculados para el sector residencial:

F I G U R A 4



La Tarifa Residencial tendrá la siguiente estructura:

- Un precio  $P_0$  (sucres), cuando el consumo mensual sea inferior a 50 kWh;
- Un precio  $P_1$  por kWh, cuando el consumo mensual se sitúe entre 50 kWh y 120 kWh;
- Un precio  $P_2$  por kWh, cuando el consumo mensual se sitúe entre 120 y 300 kWh;
- Un precio  $P_3$  por kWh, cuando el consumo mensual se sitúe entre 300 y 600 kWh.
- Un precio  $P_4$  por kWh, cuando el consumo mensual sea superior a los 600 kWh.

La tarifa DOBLE DIFERENCIADA, es decir para los periodos de punta y fuera de punta, se propone aplicar a los residenciales medios y altos; en tanto que a los residenciales bajos se aplicaría solamente la tarifa de fuera de punta.

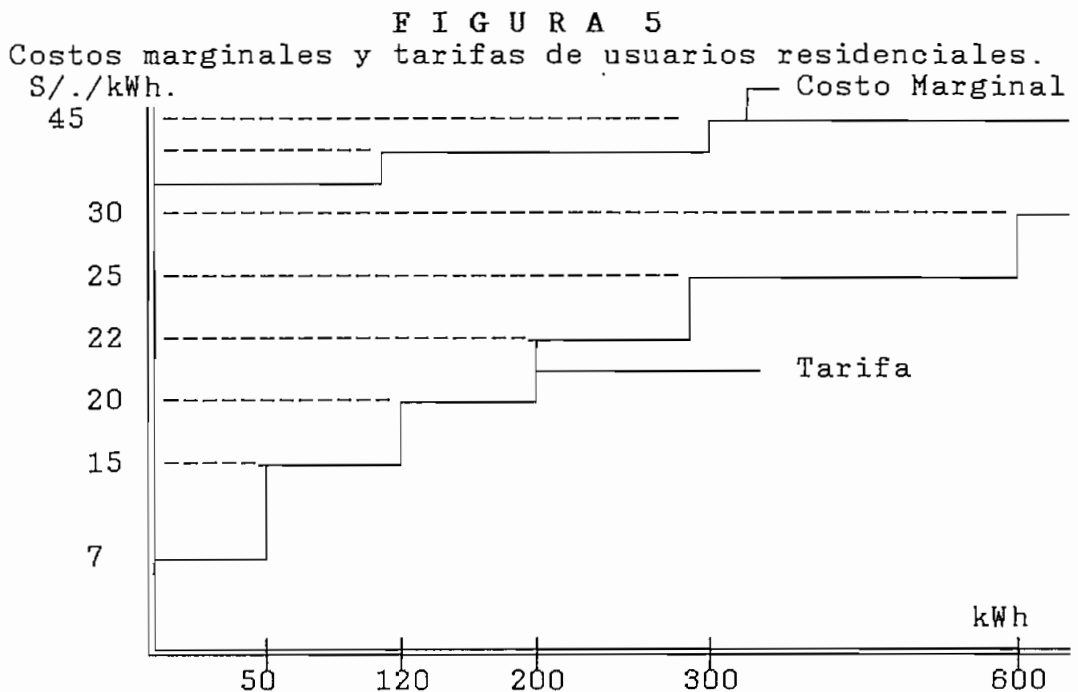
Aplicando la estructura indicada, se propone a continuación la tarifa para el sector residencial, diferenciándola en tarifa de punta y tarifa fuera de punta.

Residencial	Rango	Cargo (Suces)
Precios Fuera de Punta:		
mínimo	50 kWh	350 suces
siguientes	70 kWh	15,0/kWh
siguientes	80 kWh	20,0/kWh
siguientes	100 kWh	22,00/kWh
siguientes	300 kWh	25,00/kWh
exceso		30,00/kWh

Precios de Punta:

Residenciales (121-300kWh)	40,0 /kWh
(301 - 600)	50,0 /kWh
( mayor 600)	60,0/ kWh

La estructura presentada hasta aquí no cubren los costos marginales, ya que una medida de esta naturaleza no puede ser implantada de golpe, sino que tendrá que ser ajustada paulatinamente, en la siguiente figura, se hace una diferencia entre el costo marginal y la tarifa a ser aplicada:



#### 7.5.4) Tarifa Comercial

Para esta categoría de usuario se puede establecer un esquema semejante al residencial, pero con un cargo más alto. Se puede establecer la versión doble diferenciada, esperando la aceptación y conveniencia de parte de los consumidores, particularmente de aquellos con posibilidades de moverse a otras horas.

Así mismo habrá la opción, para los consumidores comerciales altos, el cobro del cargo por demanda de punta y cobro de demanda fuera de punta.

#### COMERCIAL:

Sin Demanda:	Rango	Cargo (sucres)
Precios Fuera de Punta:		
mínimo	50 kWh	720
siguientes	100 kWh	18,0/kWh
siguientes	150 kWh	25,0/kWh
siguientes	300 kWh	28,0/kWh
exceso		30,0/kWh
Con Demanda:		
Demanda (Punta)		1600/kW
Consumo (Punta)		50/kWh

#### 7.5.5) Tarifa Industrial

Dentro de esta categoría, será necesario realizar la diferenciación de usuarios, como es el caso del sector artesanal que tendrá un tratamiento diferente (no tendrá cargo por demanda). Se podría decir que esta es una clase de industrial bajo.

Para las otras dos categorías: media y alta, se debe establecer un cargo por demanda, y para el consumo un valor para horario de punta y otro para el de fuera de punta.

**INDUSTRIAL:**

-ARTESANAL:	Rango	Cargo (sucres)
mínimo	100 kWh	2000,0
siguientes	400 kWh	28,0/kWh
siguientes	500 kWh	30,0/kWh
exceso		31,0/kWh
- Con Demanda I		
Demanda en la Punta		1000 kW
Consumo en la Punta		50.0 /kWh
Consumo Fuera de Punta		33.0 /kWh
- Con Demanda II		
Demanda en la Punta		1200 kW
Consumo en la Punta		60.0 /kWh
Consumo Fuera de Punta:		
Primeros 200 kWh		38,0 /kWh
Sigüientes 200 kWh		36,0 /kWh
Exceso		33,0 /kWh
<b>Alumbrado Público:</b>		
Precio medio		30,0 /kWh
<b>Para usuarios de MT:</b>		
Consumo Fuera de Punta:		25,0 S/./kWh
Consumo en la Punta:		30,0 S/./kWh
Costo por Demanda (Punta)		1000 S/./kW

Es necesario señalar, que tanto el sector comercial y el industrial, subsidian al sector residencial, ya que normalmente se debería cobrar un valor mas alto al residencial.

Una vez presentada la estructura, se recomienda su aplicación en forma gradual hasta que la tarifa cubra los costos marginales que los usuarios causan al Sistema Eléctrico.

## 7.6) CONSIDERACIONES FINALES

Para la aplicación del esquema tarifario, se deberá tener en cuenta aspectos que tendán que tomarse en cuenta para que la aplicación de esta propuesta tarifaria tenga el éxito que se espera:

- Equipos de medición de bajo costo;
- Programas de informática necesarios al proceso de facturamento;
- Programas promocionales de esclarecimiento y orientación para los diversos agentes involucrados:
  - consumidores
  - empresas eléctricas.
- Indagaciones (encuestas),
- Desarrollo de aparatos, como: acumulador de agua caliente con aislamiento térmico más eficaz, y bajo costo.
- Ejecución de los programas de la Política de Ventas del Sector Eléctrico.

## 7.7) CONCLUSIONES

Es necesario señalar que se trató de investigar el comportamiento de un aboado residencial medio con el fin de presentar una demostración práctica de la incidencia que tendría una medida como la señal tarifaria en el comportamiento de dicho abonado, pero en vista de su comportamiento no es posible representarlo mediante una curva en la cual se vea reflejada directamente la tarifa con el consumo en horas pico, se procedió a hacer un análisis mas bien cualitativo de las expectativas que genera dicha

propuesta desarrollada arriba.

Señalándose que dicha medida cumplirá su objetivo dependiendo del grado de aceptación que ella tenga, entre los diferentes tipos de abonados; por lo cual estará sujeta a variaciones en la forma de tratamiento a dichos usuarios mas no el fondo.

Es indudable que el consumo está ligado a las características de cada sector, a las instalaciones eléctricas y a las tarifas existentes.

La inminente necesidad de un uso racional de energía sobre todo en la hora pico, exige un conocimiento previo, de la actividad de los usuarios durante las horas del día; para lo cual utilizaremos los resultados de las encuestas planteadas en el sector industrial, en las cuales (3 de las 30 investigadas) se mostraron accesibles a aceptar una tarifa promocional durante el periodo de hora-pico (18 - 21:00h), para desconectar parte de su equipo a cambio de la rebaja en su factura.

Esta respuesta favorable se la obtuvo en empresas de diferentes tipos de actividades como son: fabricación de plásticos, industria de papel, metalmecánica; la textil se mostró contraria a esta propuesta. Además es posible incorporar a esta modalidad otras actividades como: Bombeo de Agua, con posibilidad de transferir sus actividades a horas de la mañana; a las fábricas de cemento, que son usuarios alimentados en Alta Tensión se debería establecer un

contrato, en el que se comprometa a modificar su consumo de electricidad por anticipado, durante las 18:00 a 21:00 horas.

En el sector industrial, la aplicación de la tarifa diferenciada ofrece mayores ventajas, ya que el costo de instalación del medidor utilizado para ese fin es significativo, pero así mismo su valor es recuperable por parte de la empresa en un tiempo corto, lo que en cambio no ocurre si el medidor es usado en el sector residencial, su costo de recuperación requiere más tiempo.

Sobre la implementación de la tarifa en base a contrato, ésta inicialmente deberá tener una duración no mayor a los 3 años, con el fin de evaluar su grado de respuesta dentro del sector industrial y los posibles cambios a implementarse, con lo cual se espera una reducción significativa y paulatina de la demanda en las curvas de carga de cada cliente.

En el sector residencial, es importante señalar que existe una importante carga que puede tratarse de influir sobre el usuario sobre su forma de utilización, como es el caso de la ducha eléctrica, su uso recomendarlo en horas de la mañana, el calentador de agua utilizarlo en las horas de la tarde.

Siendo el sector residencial, el más difícil de predecir su comportamiento, es en donde se debe emprender verdaderos programas de educación al usuario; esto lo podemos

lograr comenzando desde la escuela con el niño, en el colegio con el adolescente, cuyo trabajo será dirigido a la cátedra de Física de los Bachilleratos mediante la explicación de aspectos tales: forma de llevar energía hacia los hogares, beneficios de la energía, peligros que entraña el mal uso, causa de las altas cuentas, cómo controlar el consumo, cómo leer la factura; y luego con el adulto reforzando con campañas dirigidas a las amas de casa, las cuales utilizan la mayor parte de la energía (televisión, plancha, licuadora, etc.).

Otro aspecto importante que complementa y asegura un ahorro significativo en horas de gran demanda, es la utilización de lámparas fluorescentes o incandescentes tipo-económica, en vez de incandescentes normales, no sólo en casas residenciales sino también en locales comerciales: Hoteles, Teatros, Centros Comerciales, Hospitales, etc.

En el sector de Alumbrado Público se recomienda sustituir lámparas incandescentes o de otro tipo, por lámparas incandescentes a vapor de mercurio o vapor de Sodio.



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### A ) CONCLUSIONES :

1) En las condiciones económicas actuales, es necesario el control del consumo en horas pico, para obtener reducciones importantes en los costos de inversión, por la posibilidad de disminuir la capacidad instalada.

2) La única forma de establecer las responsabilidades de los usuarios, en cada etapa del sistema eléctrico, es conociendo su comportamiento a través de las mediciones en cada nivel (Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión), y por estratos de consumo.

3) El estudio del comportamiento de los diferentes sectores, requiere de una tarea árdua y larga, que involucra a un gran equipo de trabajo.

4) Las encuestas en el sector industrial, permitieron establecer que algunas industrias podían modular su demanda, a cambio de una tarifa promocional durante las horas de punta. En cambio otras por su proceso de producción, no pueden cambiar sus horarios establecidos; de ahí que la capacidad de modulación es función del proceso productivo.

5) Los clientes residenciales pueden modificar sus hábitos de consumo, si perciben una señal tarifaria eficaz, y si además las empresas eléctricas emprenden en programas de educación al usuario.

6) La incidencia del sector comercial, durante horas pico de la empresa no es significativa.

7) La tarifa diferenciada por horario basada en costo marginal, es el mecanismo aplicable a las condiciones actuales de nuestro país, que permitirá cambiar el comportamiento del consumo en las horas de máxima demanda.

## B) RECOMENDACIONES

1) Se recomienda implantar el pliego tarifario propuesto en esta tesis, en forma paulatina, de tal manera de no impactar de una manera brusca en la economía de los usuarios y especialmente en los de bajos recursos.

2) Se debe desarrollar en el futuro, estudios sistematizados, que permitan mejor conocimiento de la carga de los diferentes tipos de usuarios, conectadas en las distintas etapas funcionales.

3) Se recomienda tomar en cuenta, lo presentado aquí como un ensayo, para determinar los costos de los usuarios, para en lo posterior, definir políticas tarifarias, acordes a las responsabilidades de cada cliente del sistema.

## BIBLIOGRAFIA

- 1) ELETROBRAS, Nova Tarifa de Energia Eletrica Metodologia e Aplicacao, VEJA, Brasil 1984.
- 2) ROBERTO GONZALES V., La Tarifa como Mecanismo Económico para mejorar el Factor de Carga de la Curva de Demanda Horaria de los Sistemas Eléctricos, CUBA-Min. Industria Básica, Congreso Latinoamericano sobre Tarificación Energía Eléctrica. Caracas-Venezuela.
- 3) GHERSI-PACHECO, Caracterización de la Carga en los Sistemas Eléctricos, Electro-Lima, Congreso Latino - Americano sobre Tarificación, Caracas 1988.
- 4) SANFORD V. BERG, Causal Responsibility and Peak Load Pricing, Energy Economics, October 82.
- 5) EPN-INECEL, Incidencia para las Empresas Eléctricas de la Sierra de la Operación de ls Industrias en Horas de Máxima Demanda, Quito 1983.
- 6) LUCIO BOLIVAR Ing., Mecanismos para Modular la Demanda en Base a Precios, Segundo Seminario de Planificación y Sistemas Eléctricos - Subcomité de Planificación e Ingeniería de Sistemas Eléctricos SPISE, Junio 1987.
- 7) ANTHONY GEORGE LADY, On Mesasuring the Effects of Higher Energy Prices, Energy Economics, October 82.
- 8) B. LESCOEUR y GALLAND, Tariffs and Load Management: The French Experience, IEEE Transactions on Power Systems, Vol Nº 2, May 1987.

- 9) DONALD JONES, Load Management: Modeling the Economic Impact, IEEE Transactions on Power Systems, Vol PWRS-2 No 1 Feb 1987.
- 10) BORRERO RAMIRO Ing., Análisis Tarifario del SNI en Base a Costos Marginales, EPN, 1984.
- 11) ALBOUY IVES, Análisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas, Estudios de Caso - BID 1983.
- 12) OLADE, The Latin America Situation, Report 1987.
- 13) INECEL, Estadística de Mercado Eléctrico, Boletín 42, 1989.
- 14) TURVEY R. & ANDERSON D., Electricity Economics, A World Bank Research Publication, 1985.
- 15) ALBOUY YVES, Análisis de costos marginales y diseño de tarifas de electricidad y agua, Notas de Metodología, Publicación BID, 1983.
- 16) INECEL, Costos Marginales de la Expansión de la Generación, Dirección de Planificación, Septiembre/89.
- 17) SOUZA-SILVA-DELIAMI, Análise da Curva de Carga do Sistema Elétrico, Companhia Paulista de Força e Luz.
- 18) MEDEIROS REGINALDO, Caracterizacao da Carga-Sistema Nacional de Avaliacao de Demanda, Sinad-Brasil.
- 19) ALMEIDA REGINALDO, Campanha Nacional de Medidas de Baixa Tensao, Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifación Económica de Energia Eletrica, 1988.
- 20) SANTO LUIS, Conservacao de Energia Eletrica suas Metas, seus Custos e as Tarifas, Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifación, Caracas 1988.
- 21) INECEL, Lecturas Horarias de la Curva del Sistema Nacional Interconectado, Departamento de Planificación

1989.

- 22) PERALTA-AGUILAR, Uso Racional de Energía, Corelca-Colombia, Congreso Latinoamericano sobre Tarificación Económica de Energía Eléctrica, Caracas 1988.
- 23) GALLAND J. B., Gestión de la Carga por medio de las Tarifas, Electricité de France, Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarificación de Energía Eléctrica, Caracas 1988.
- 24) CAMPERO FRANKLIN, Cálculo de Costos Marginales para Tarificación, INECEL, 1989.