



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería Eléctrica



ANALISIS DE LA CURVA DE CARGA PARA UNA OPTIMA
ADMINISTRACION DE LA ENERGIA ELECTRICA
APLICADA AL SISTEMA DURAN DE EMELGUR S.A."

TESIS DE GRADO

Previa la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentada por:
Jaime Rafael Hidalgo Aguilar

Guayaquil - Ecuador
1989

DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MI ESPOSA

A MI HIJO

A MIS HERMANOS

AGRADECIMIENTO

Al Ing. JORGE CHIRIBOGA V. , al Ing. RICARDO OTERO E., y al personal de la Dirección Comercial y de Planificación de EMELGUR S.A., por la invalorable ayuda prestada para la culminación de esta tesis de grado.

RESPONSABILIDAD DEL AUTOR

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis, corresponden exclusivamente al autor, y el patrimonio intelectual de la TESIS de GRADO corresponderá a la Escuela Superior Politécnica del Litoral."

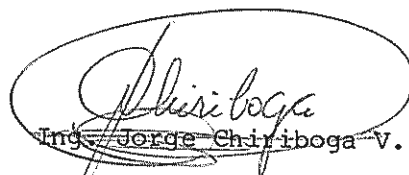
(De conformidad con el artículo sexto del Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL.)

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Rafael Hidalgo Aguilar', with a stylized flourish at the end.

RAFAEL HIDALGO AGUILAR


Ing. Jorge Flores M.

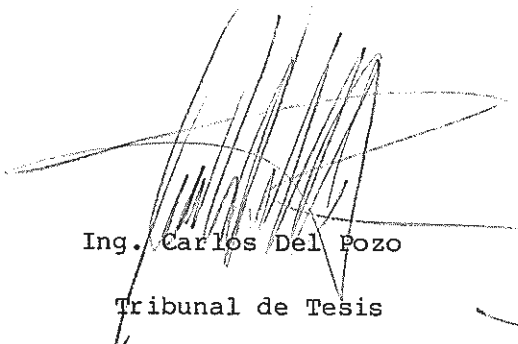
Sub-Decano de la F.I.E.


Ing. Jorge Chiriboga V.

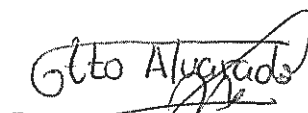
Director de Tesis



BIBLIOTECA


Ing. Carlos Del Pozo

Tribunal de Tesis


Ing. Otto Alvarado

Tribunal de Tesis

RESUMEN

El propósito de esta tesis de grado es conocer las participaciones a la curva de carga total del sistema Eléctrico-Durán de EMELGUR S.A. y proceder luego a analizar las contribuciones de cada uno de los tipos de usuarios a fin de ver la factibilidad de aplicar una tarifa incentivada a aquellos usuarios que por su demanda contratada y por su consumo de energía en horas no pico así lo requieren.

Para lograr este objetivo se ha tomado como punto de partida los datos históricos registrados en la Subestación Durán.

La Subestación Durán es una Subestación de 10/16 MVA, la misma que sirve a toda la Cabecera Cantonal y las Urbanizaciones de alto nivel socio-económico y que están ubicadas en la vía a Samborondón. Esta Subestación, posee 4 alimentadoras las mismas que están plenamente identificadas en lo que tiene que ver al tipo de usuarios que sirven, por ejemplo: las alimentadoras 1 y 3 se las considera residenciales, la alimentadora 4 comercial y la alimentadora 2 industrial.

Se debe estar conciente que en todas las 4 alimentadoras existen abonados residenciales, comerciales e industriales, por lo que con la ayuda del diagrama unifilar de las mismas y los catastros de las rutas de los usuarios se puede obtener los porcentajes con que contribuye cada tipo de abonado a cada una de las alimentadoras.

Con la información diaria de los datos de las alimentadoras y los registros mensuales de los catastros se puede hallar una correlación entre ambos y así obtener las curvas de cargas deseadas, luego se procede a efectuar los ajustes necesarios empleando el método de aproximaciones sucesivas del factor de carga.

Una vez obtenida así la curva, con un porcentaje de error aceptable, tomando en cuenta las pérdidas tanto tipo comercial como técnicas, ya que lo más importante del trabajo a presentar es el análisis de las curvas de cargas, a fin de estudiar la factibilidad de la puesta en práctica de la tarifa incentivada a aquellos usuarios con una demanda contratada superior o igual a 500 KW., ya que en el Sistema Eléctrico Durán de EMELGUR S.A., el número de usuarios con este nivel de demanda contratada es considerable.

Así también se pretende, paralelamente con lo indicado anteriormente la implementación del uso de los medidores de doble tarifa, que ya existen en el mercado internacional en donde si se ha implementado esta nueva estructura tarifaria.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE FIGURAS	XIII
INDICE DE TABLAS	XVI
INTRODUCCION	XVIII

CAPITULO I

CONCEPTOS GENERALES Y ASPECTOS TARIFARIOS

1.1 Antecedentes	20
1.2 Consideraciones Generales	23
1.3 Administración de Cargas	24
1.3.1 Administración de Carga Directa	24
1.3.2 Administración de Carga Indirecta	25
1.3.3 Administración de Carga Mixta	26
1.4 Diversificación de las Cargas Eléctricas	27
1.5 Aspectos Tarifarios	32

CAPITULO II

METODOLOGIA Y CARACTERISTICAS DE LAS CURVAS DE CARGA

	Pág.
2.1 Descripción del Sistema	38
2.2 Obtención de Datos Residenciales	45
2.3 Obtención de Datos Comerciales	49
2.4 Obtención de Datos Industriales	61
2.5 Cargas Eléctricas Residenciales	62
2.5.1 El Acondicionador de Aire	65
2.5.2 El Calentador Central	66
2.5.3 Electrodomésticos	69
2.5.4 El Televisor	69
2.5.5 La Refrigeradora	72
2.5.6 Iluminación y Pequeñas Cargas Residenciales	75
2.6 Cargas Eléctricas Comerciales	75

CAPITULO III

ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO ELECTRICO DE LAS PRINCIPALES CLASES DE CONSUMIDORES

3.1 Residencial	82
3.2 Comercial	85
3.3 Industrial	87
3.3.1 Agroindustrial	91
3.4 Iluminación Pública	95

	Pág.
3.5 Curva de Carga Total de un Sistema	97
3.6 Influencia Climática en la Curva de Carga	99

CAPITULO IV

POLITICA TARIFARIA DE LA METODOLOGIA PROPUESTA

4.1 Objetivos	102
4.2 Definiciones y Condiciones Contractuales del Suministro Para la Aplicación de Tarifas Incentivadas	108
4.2.1 Definiciones de Parámetros	108
4.2.1.1 Horario de Pico	108
4.2.1.2 Horario Fuera de Pico	109
4.2.1.3 Período Seco	109
4.2.1.4 Período Húmedo	109
4.2.1.5 Etapa Horoestacional	109
4.2.1.6 Tarifa de Sobredemanda	110
4.2.1.7 Modulación	110
4.2.2 Contrato de Suministro	111
4.2.2.1 Condiciones Básicas Para el Suministro con Tarifa Incentivada	111
4.2.2.2 Disposiciones Contractuales	113
4.2.2.3 Condiciones Para la Definición de los Valores de la Demanda	114

4.2.2.4 Condiciones Para Variar los Valores de la Demanda	
4.2.2.4.1 Reducción de la Demanda	117
4.2.2.4.2 Incremento de la Demanda	117
4.2.2.5 Tolerancia Para la Sobredemanda	118
4.2.2.6 Participación Financiera	119
4.3 Medición	122
4.3.1 Medidores Convencionales	123
4.3.2 Medidor de Doble Tarifa	123
4.3.3 Medidor con Registrador Electrónico	126
4.3.4 Medidor Híbrido	128
4.4 Método de Facturación	130
4.4.1 Facturación de la Demanda	130
4.4.1.1 Sobredemanda de la Demanda	132
4.4.2 Facturación del Consumo	134
4.4.3 Total del Importe del Suministro	135
4.4.4 Préstamo Compensatorio a INECEL	135
4.4.5 Factor de Potencia	136
4.4.6 Facturación de Consumidores No Abonados	137
4.4.7 Facturación de Demanda Para Abonados Rurales y Agrarios	

CAPITULO V

pág.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

156

BIBLIOGRAFIA

159

INDICE DE FIGURAS

No.	FIGURA	Pag.
CAPITULO I		
1.1	Diagrama de Diversificación de cargas.	28
CAPITULO II		
2.1	Diagrama Unifilar del Sistema Durán.	39
2.2	Recorrido de la Alimentadora 1.	41
2.3	Recorrido de la Alimentadora 2.	42
2.4	Recorrido de la Alimentadora 3.	43
2.5	Recorrido de la Alimentadora 4.	44
2.6	Curva de Carga Residencial.	48
2.7	Curva de Carga Comercial.	60
2.8	Curva de Carga Industrial.	63
2.9	Curva de Carga de un Calentador de Agua con Sistema no Controlado.	67
2.10	Curva de Carga de un Calentador de Agua con Sistema Controlado.	68
2.11	Curva de Carga de 100 Calentadores de Agua.	70
2.12	Curva de Carga Porcentual del uso de una Plancha Eléctrica.	
2.13	Curva de Carga Porcentual del Uso de un Televisor.	73
2.14	Curva de Carga Típica de un Refrigerador.	74

2.15 Curva de Carga de funcionamiento de 100 Refrigeradoras.	76
2.16 Curva de Carga del Uso de Iluminación de una Residencia.	77
2.17 Curva de Carga del Uso de Iluminación de 100 Residencias.	78
2.18 Curva de Carga diaria de Usos Comerciales Típicos.	80

CAPITULO III

3.1 Curva de Carga de Abonados Residenciales.	84
3.2 Curva de Carga de Abonados Comerciales.	86
3.3 Curva de Carga de Abonados Industriales.	88
3.4 Curva de Carga de Abonados Industriales Régimen Continuo.	89
3.5 Curva de Carga de Abonados Industriales Régimen Discontinuo.	
3.6 Curva de Carga Agroindustrial, Período Anual.	93
3.7 Curva de Carga Agroindustrial, un día útil.	94
3.8 Curva de Carga de Iluminación Pública.	96
3.9 Curva de Carga Total.	98

CAPITULO IV

4.1 Comportamiento Medio del Mercado Energético.	104
4.2 Comportamiento Mercado de Energía en el Año.	106
4.3 Demandas Contratadas Horario Fuera de Punta.	116
4.4 Rango de Tarifa de Sobredemanda.	120
4.5 Esquema de Medidor Convencional.	124
4.6 Medidor Doble Tarifa.	127
4.7 Medidor con Registrador Electrónico.	129

4.8	Medidor Híbrido.	131
-----	------------------	-----

CAPITULO V

5.1	Planilla de Levantamiento de Carga.	141
5.2	Curva de Carga sin Dislocamiento.	142
5.3	Planilla de Levantamiento de Carga con Dislocamiento.	150
5.4	Curva de Carga con Dislocamiento.	151

INTRODUCCION

En la actualidad en que el rubro del costo de la energía es parte significativa, tanto en los presupuestos familiares como en el estudio del costo de producción a niveles Industriales, se ha visto necesario realizar el estudio de lo que se denomina tarifa incentivada, a fin de tratar de optimizar el uso racional de la energía eléctrica y evitar así el desperdicio de la misma.

Una de las vías para llegar al objetivo propuesto es el ahorro de energía a nivel de usuarios residenciales y comerciales y el dislocamiento de cargas para los abonados industriales, para conocer cual es el dislocamiento de carga necesario, se plantea el estudio de la curva de carga.

En el trabajo presentado se analiza la curva de carga del Sistema Eléctrico Durán de EMELGUR S.A., más no se refiere a un estudio de como obtener la curva de carga, ya que se utiliza a la misma como una herramienta de trabajo para lograr los fines propuestos.

El fin principal es dar los criterios suficientes para una real administración de energía, tanto desde el punto de vista de Empresa Eléctrica como del usuario.

Con el trabajo realizado en esta tesis crear conciencia en los organismos responsable de control de tarifa que es necesario la im-

plantación de tarifas que incentiven el ahorro de energía y la programación de las cargas en las Industrias.

En este estudio se analiza las principales clases de abonados que componen el sistema, como son:

- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Alumbrado Público

Así también permite conocer el requerimiento de demanda diaria de dichos abonados, y su participación a la hora pico del Sistema Eléctrico de EMELGUR DURAN.

CAPITULO I

CONCEPTOS GENERALES Y ASPECTOS TARIFARIOS

1.1 ANTECEDENTES

La energía eléctrica ha hecho posible el desarrollo industrial del mundo moderno y los cambios rápidos e imprevistos que se vienen presentando en sus costos, están generando transformaciones en la tecnología y en la productividad industrial. Ella constituye uno de los insumos claves en los procesos industriales, a pesar de que su costo relativo no sea muy elevado en el balance total de los costos, en la actualidad es un tema obligado de análisis y es materia de decisiones trascendentales en el campo de la gestión empresarial.

La estrecha correlación que existe entre desarrollo y energía es ya un hecho común, para ello se necesita suministrar y consumir grandes cantidades de energía para no quedar rezagados. Pero el consumo masivo es diferente al desperdicio, por lo consiguiente lo fundamental en las actuales circunstancias de nuestro desarrollo no es el ahorro de por sí, sino el uso racional y eficiente de la energía eléctrica, puesto que el mayor ahorro sería el no consumo que equivale al atraso.

Frente a lo expuesto, el desarrollo y análisis de trabajos sobre administración de suministro y consumo de energía, es una ayuda transcendental para que las Empresas Eléctricas puedan suministrar eficiente y racionalmente la Energía, vigilando estrechamente sus costos, favoreciendo sus economías, beneficiando al consumidor y constituyendo el equilibrio de la economía nacional, así como también las industrias puedan tener criterios para autoevaluar sus puntos de desperdicios de energía eléctrica para ahorrar costos y consumos innecesarios de energía, siendo también fundamental para que ambos sectores profundicen en los estudios de selección y alternativas del factor energético para el seleccionamiento y compra de equipos y maquinarias.

El concepto de Administración de Energía, es relativamente nuevo en el mundo eléctrico, solo después de la crisis del petróleo en los años 70 y que se prolonga al parecer indefinidamente, se creó la conciencia de que el recurso energético no se podía seguir desperdiciando a diestra y siniestra y que realmente es una de las materias primas preciosas con que se cuenta.

Corresponde a las Empresas Eléctricas e Industriales como grupos de suministradores y consumidores de energía más organizados, tener el liderazgo en el aspecto de normalizar el consumo, evitar el desperdicio y en general optimizar el

empleo de la energía en todas sus formas.

Es ésta una obligación con el país y consigo mismo, ya que en el mundo actual el no hacerlo significa el encarecimiento progresivo del recurso y eventualmente su drástica reducción.

En esta tesis, desarrollada a través del análisis de la curva de carga de un Sistema Eléctrico pretende presentar a las Empresas Eléctricas suministradoras de energía y a los abonados en general, sea este el primer paso que matice a todos los implicados en lo que se relaciona a los recursos energéticos a interesarse en el tema, a comprender sus enormes implicaciones nacionalistas y su considerable interés particular, ya que un ahorro de energía significa: Ahorros para el país en inversiones y combustibles y ahorros para el usuario en menor consumo por ende menor pago.

Con el propósito de conocer la curva de carga de un Sistema Eléctrico, se identifica la necesidades de proceder a efectuar estudios e investigaciones sobre el comportamiento eléctrico de las diversas clases de consumidores, sus influencias y participaciones en la curva total del Sistema Eléctrico, en el caso de este estudio el Sistema Dúran de EMELGUR S.A.

A pesar de las dificultades encontradas a lo largo del desarrollo del trabajo, falta de datos estadísticos y equipos

adecuados de medición tanto en calidad como en cantidad, los resultados de las investigaciones no fueron tan desalentadores. Hay conciencia de que mucho se ha hecho para mejorar la confiabilidad de las curvas obtenidas.

1.2 CONSIDERACIONES GENERALES

Todo dispositivo o equipo que usa electricidad, posee características definidas en su manera de usarla. Es importante para toda Empresa Eléctrica, tener conocimientos de estas características. Tomadas como un todo, ellas son básicas para determinar las probables demandas y para la programación diaria de venta de energía eléctrica. Por causa de esta importancia, se han formado a nivel de Empresas Eléctricas Comités de Estudio de Sistemas Eléctricos, que vienen analizando, constantemente estas características.

Para llevar a cabo estos estudios, es ideal instalar equipos de medición de demandas horarias en cargas típicas de Consumidores Típicos

Es importante conocer la curva de carga de los artefactos electrodomésticos tales como: refrigeradora, acondicionadores de aire, calentadores de agua, televisión, cocinas eléctricas, etc., que son los artefactos que unidos en un todo son los causantes en gran parte del pico de la curva de carga de un

Sistema Eléctrico

En la actualidad INECEL que es el organismo rector a nivel nacional de la política a seguir por las Empresas Eléctricas, está emprendiendo un estudio a nivel de país encaminado a obtener las curvas de carga de aquellos equipos eléctricos que en una u otra manera contribuyen al pico de la curva de carga. Esta búsqueda de información de curvas de cargas típicas está enfocada a la creación de una tarifa de energía eléctrica incentivada

1.3 ADMINISTRACION DE CARGAS

La administración de carga esta directamente relacionada con los puntos de consumo de las Empresas Eléctricas.

La dificultad para almacenamiento de energía eléctrica en cantidades apreciables, obliga a que la administración de energía tenga su atención volcada para el comportamiento de la curva de carga diaria de los consumidores.

La Administración de carga puede ser ejecutada en tres métodos.

1.3.1 ADMINISTRACION DE CARGA INDIRECTA

Para la Administración indirecta de cargas, el control del uso final de ésta es las tarifas al abonado. Corresponde a las Empresas Eléctricas ofrecer al consumidor, un incentivo a fin de llevar cargas de horarios críticos o de pico a períodos fuera de punta, a través o por medio de una estructura tarifaria especial, tal como tarifas de pico, tarifas fuera de pico, etc.

A través de incentivos apropiados es posible persuadir, por ejemplo: a un consumidor industrial a administrar su carga, ya que los picos de energía pueden ser substancialmente reducidos por medio del control de varias funciones no esencialmente las industrias.

1.3.2 ADMINISTRACION DE CARGA DIRECTA

En estos casos la Empresa Eléctrica controla el uso final de las cargas por medio de equipos adecuados, por ejemplo telecomando centralizado.

Ciertas cargas industriales pueden estar sujetas a cortes por la Empresa Eléctrica. En algunos casos esas cargas son desconectadas y en otros son reducidas a un nivel pre-determinado por medio de contro-

les automáticos.

Ciertos tipos de cargas comerciales y residenciales son también posibles de ser controladas por las Empresas Eléctricas. Un ejemplo son los controles que las Empresas Eléctricas Europeas ejercen sobre los equipos acondicionadores de aire y de calefacción de sus abonados. Estas dos cargas son probablemente las dos más importantes, en cambio, otras Empresas Eléctricas controlan otros tipos de electrodomésticos, tales como máquinas de planchar ropa y lavadoras eléctricas.

1.3.3 ADMINISTRACION DE CARGA MIXTA

Este caso, es una combinación de los dos métodos anteriormente nombrados. En Europa, es común ofrecer una tarifa diferenciada para equipos acondicionadores de aire durante las horas nocturnas en período de invierno (Control Indirecto).

Entretanto, cuando el abonado acepta esta tarifa, el pasa a tener su calentador de agua subcontrolado por la Empresa Eléctrica, o sea, la carga es conectada o desconectada en las horas definidas en el contrato

(Contrato Directo).

Una forma de control mixto es el uso de la tarifa de carga ininterrumpida, que ofrece un estímulo tarifario necesario al consumidor industrial que utiliza ocasionalmente toda la disponibilidad de potencia y energía en contrapartida al costo del suministro eléctrico en situaciones desfavorables de disponibilidad.

1.4 DIVERSIFICACION DE LAS CARGAS ELECTRICAS

La diversificación puede ser ilustrada por el diagrama de un sistema eléctrico dado en la figura 1.1.

Los consumidores A, B y C poseen un máximo de demanda de 5, 10 y 15 KW, respectivamente. Cuando los tres consumidores utilizan simultáneamente toda su carga, el sistema necesita de una capacidad de generación de 30 KW. para atender toda la demanda.

No entanto, los hábitos de los consumidores varían, cada uno no tiene su máxima demanda al mismo tiempo que su vecino. Durante la hora que el abonado A está requiriendo 5 KW., el consumidor B puede estar apenas requiriendo 7 KW. en vez de los 10 KW. que es su demanda máxima. En este caso la demanda

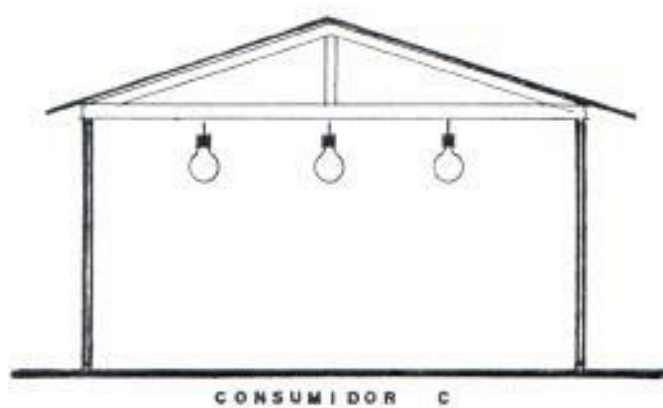


FIGURA 1.1

Diagrama de Diversificación de Cargas.

coincidente de los dos consumidores A y B es 12 KW.

Cuando el pico de demanda del consumidor A no ocurre al mismo tiempo en que ocurre el del consumidor B, existe una diversificación de las dos cargas. Para medir la diversidad de cargas se usa el "factor de diversidad" que no es más que la división de las sumas de las demandas máximas no coincidentes de dos o mas cargas, para la máxima demanda coincidente para un mismo período. En el ejemplo indicado para los abonados A y B es 1,25 (15 KW. dividido para 12 KW.).

Suponiendo que el abonado C usa la energía de una forma personal, diferente de los otros y obtiene su máxima demanda en horas diferentes que la demanda de los abonados A y B. Durante el tiempo en que A esta demandando 5 KW. (lo que puede suceder en el mismo horario de demanda máxima del Sistema), el consumidor C puede estar usando solamente 11 KW., de esta forma la máxima demanda combinada de los abonados A,B y C es 23 KW. (5 KW. más 7 KW. más 11 KW.).

Esto significa que un Sistema Eléctrico puede suministrar toda la energía requerida por los consumidores A, B y C con una capacidad de generación de 23 KW. substancialmente menos que la necesaria para atender la posible demanda total.

Como los hábitos y necesidades de los consumidores varían

individualmente se considera diversidad de cargas para verificar los Sistemas Eléctricos. La carga eléctrica de una lámpara ofrece un buen ejemplo para diversidad.

Existe diversidad de carga de alumbrado en cada residencia. Cuando las lámparas están encendidas en algunas habitaciones, pueden no estar en otras. Existe diversidad entre residencias. Cuando una residencia esta obteniendo su máxima demanda de iluminación, la residencia vecina más próxima puede estar usando una pequeña parte de la energía.

En adición a la diversidad entre residencias, existe la diversidad entre cargas de iluminación con otros equipos eléctricos de la propia residencia. Por ejemplo tostadoras, cafeteras son usadas cuando normalmente pocas luces están encendidas.

Un congelador prende y apaga a lo largo del día y de la noche. La cocina eléctrica no obtiene su máxima demanda coincidentemente con la demanda máxima de la carga de iluminación.

Existe también, alto grado de diversidad en el uso de la energía eléctrica entre consumidores industriales. Los procesos de fabricación usados son diferentes para cada industria. Ya que cada unidad de fabricación ciertamente posee diversidad de operaciones de los motores.

En adición a las diversidades entre consumidores, existe también entre las clases de consumidores. Consumidores residenciales y comerciales presentan sus máximas demandas durante las primeras horas de la noche. Los abonados industriales normalmente presentan sus demandas máximas en períodos de la tarde. La demanda combinada de un sistema eléctrico es considerablemente menor que la suma de los picos de demanda de cada clase.

Como consecuencia de la diversidad entre clases de consumidores el factor de carga combinado de un sistema, es mayor que el factor de carga de cada clase individualmente. Por ejemplo los abonados residenciales atendidos por EMELGUR, poseen un factor de carga mensual de 53%, los comerciales 31% y los abonados industriales 85%. El factor de carga combinado de estas tres clases es de 52%, lo que nos da un factor de diversidad de 96% entre los diferentes tipos de abonados con un horario de consumo de las 19h00. En complemento a la diversidad entre abonados de una misma población, existe además la diversidad entre poblados. Una población o ciudad puede tener un gran número de abonados industriales, y otras ser solamente residenciales y comerciales.

Los hábitos o costumbres de los abonados residenciales en una misma ciudad pueden cambiar uno de otro. La diversidad existe entre grandes centros de consumidores, por lo que es más

económico el suministrar la energía eléctrica a través de sistemas interconectados, servidos por pocas subestaciones, en lugar de sistemas de distribución individuales para cada centro.

1.5 ASPECTOS TARIFARIOS

La política tarifaria, es siempre un tema delicado y una preocupación constante de personas las encargadas de este tema. Es necesario afrontar los servicios de deudas de las inversiones pasadas y los costos de operación. La expansión es en general muy rápida y requiere la generación interna de efectivo en cantidades importantes. Por razones ya sea económicas, sociales, o de otro tipo, los servicios deben ser extendidos a nuevas áreas, frecuentemente a costos elevados, bajos ingresos y por ende, pesadas deudas financieras. Los costos de los servicios difieren de una región a otra pero las tarifas deben ser razonablemente uniformes. En algunos casos se espera que los servicios sean vendidos por debajo de su costo en propósitos sociales. Al mismo tiempo, los aumentos de tarifas son impopulares y deben ser reducidos a un mínimo, aún cuando los costos y necesidades financieras pudieran estar aumentando rápidamente.

Dado que para las empresas de electricidad en lo relativo a

capital, divisas y energía primaria es importante, están creciendo rápidamente y a costos muy elevados, el problema que se plantea es el de como determinar una política tarifaria que promocióne el buen uso de esos recursos reconociendo al mismo tiempo las obligaciones financieras, sociales y de otro tipo que conciernen a dichos organismos.

La estructura de como se distribuyen los pliegos tarifarios entre las diferentes categorías de usuarios y los pagos que corresponden al consumo de energía eléctrica.

Adicionalmente, esta estructura puede contribuir al uso más eficiente de la energía, incentivando ciertos consumos y desincentivando otros, desplazando los consumos a horas o estaciones más convenientes para una mejor utilización de equipos, y demás arbitrios para reducir costos y mejorar la eficiencia del sector.

En la estructura de los pliegos tarifarios tradicionalmente se considerada la existencia de varios componentes:

- a) Cargo Por Energía: Es un costo variable en función de la cantidad de energía suministrada, y que corresponde a costos de combustibles, repuestos, lubricantes, etc. que varían en proporción a la energía producida y distribuida.

- b) Cargo Por Potencia: Costo que varía en función de la demanda máxima que se hubiere registrado en un instante, guardando relación con la inversión requerida en equipos de generación, transformación, líneas y redes de distribución, etc., para poder garantizar al usuario la disponibilidad de la potencia requerida en cualquier instante.

Como la utilización de la energía por los usuarios no tiene una magnitud constante, sino que varía en las diferentes horas del día o estaciones del año, el suministrador de energía debe dimensionar sus equipos e instalaciones en función de la máxima demanda de potencia puntual, y no de acuerdo a la cantidad de energía a suministrar.

- c) Cargo Por Servicio al Usuario: Costo independiente a la energía y potencia, y que guarda relación con los gastos fijos que el servicio al usuario le significa a la Empresa, tales como la lectura del medidor, emisión y reparto de planillas, atención a clientes, etc.

Considerando que los cargos que se apliquen a los usuarios, deben estar, entre otras cosas, en función de costos marginales, pueden concebirse estructuras tarifarias muy complejas, con mayor diversidad de cargos de los tradicionales, y consideraciones de horas y épocas de consumo, niveles de voltaje, etc.

Hasta 1979 la estructura tarifaria era decreciente en función del consumo, es decir a mayor consumo cada KWH de energía costaba mas barato, esta política tarifaria era inadecuada por dos razones:

- 1) Se propendía al dispendio de la energía, lo cual agravaba la situación financiera del sector eléctrico, al obligar a poner en servicio mayores equipos e instalaciones en corto tiempo.
- 2) Era socialmente injusta, porque se estaba dotando de un subsidio mayor a los abonados de mayor consumo, es decir a los de estratos socio-económicos elevados.

A partir de inicios de 1980, se modificó substancialmente la estructura del pliego tarifario, propendiéndose un incremento mensual, excepto para los consumos residenciales y comerciales inferiores a 70 KWH por mes.

A comienzos del mes de Agosto de 1982, se suspendieron los reajuste tarifarios por problemas surgidos en la aplicación tarifaria y posteriores reclamos de diversos sectores políticos.

Mediante Resolución 0199 del 14 de Julio de 1983 del Directorio de INECEL, aprobó nuevos pliegos tarifarios

para las Empresas Eléctricas del país, con un reajuste mensual del 2% acumulativo.

En el mes de Octubre de 1985 y mediante Resolución 0460, el Directorio de INECCEL, decide modificar la tasa de reajuste mensual, cambiándola del 2% al 3% la que se mantuvo hasta el mes de Junio de 1988, fecha en la cual mediante resolución 0146 de Junio 2 de 1988 se la suspendió, congelándose los valores de las tarifas a partir de la emisión del mes de Julio de 1988 que correspondía al consumo de Junio de 1988.

Una vez que entró en funciones el nuevo Directorio de INECCEL debido al cambio de Gobierno, y luego de realizado los estudios necesarios en cuanto tiene relación a lo que es política tarifaria, el 8 de Septiembre de 1988 mediante Resolución 264 del Directorio de INECCEL, estableció que los nuevos niveles tarifarios referenciales aprobados para el suministro eléctrico de las Empresas Eléctricas a sus abonados buscan obtener un precio medio de S/.13.4 /Kwh, para los meses que restan de 1988, en el conjunto de las Empresas Eléctricas Nacionales (excepto EMELEC).

Por otra parte se estableció que con la finalidad de compensar el incremento de costos, que experimenta el

servicio eléctrico, era necesario fijar una tasa de reajuste mensual del 3% acumulativo. Este ajuste se inició su aplicación a la emisión del mes de Enero de 1989 y se aplicó a los abonados residenciales y comerciales cuyos consumos mensuales no superen los 80 KWH, los mismos que únicamente se reajustarán en el mismo porcentaje en que se incremente el Salario Mínimo Vital, del sector público. El reajuste mensual del 3% se mantiene hasta la fecha.

Sin embargo, consideraciones prácticas obligan a efectuar una gran cantidad de simplificaciones, debido entre otros motivos, a las características de los equipos de medición. No se puede justificar económicamente la instalación de complejos y costosos equipos de medición para consumos reducidos. Para mayores consumos, se deben justificar equipos de medición y pliegos tarifarios más complejos.

CAPITULO II

METODOLOGIA Y CARACTERISTICAS DE LAS CURVAS DE CARGA

2.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA

El Sistema Durán (Cantón Durán) de cuya operación, distribución y comercialización, está encargada la Empresa Eléctrica Guayas Los Ríos S.A., EMELGUR, se encuentra constituido por una Subestación Reductora tipo terminal de 12/16 MVA. 66/13.8 KV. interconectada por una línea de Subtransmisión de 20 Km de longitud, tipo Radial con un nivel de Voltaje de 69KV., que parte de la Subestación Pascuales de INECEL del Sistema Nacional Interconectado, tal como se indica en el diagrama unifilar de la figura 2.1.

Asi también, tiene como alternativa de emergencia para ocasiones en que exista falla en la Subestación Pascuales, una línea de aproximadamente 21 Km. tipo Radial a un nivel de Voltaje de 69 KV., que parte de la Subestación MONTERO perteneciente a la Empresa Eléctrica MILAGRO y además para ocasiones que se necesite hacer mantenimiento o exista falla en la propia Subestación Durán, existe una línea a 13.8 KV. que parte igualmente de la Subestación MONTERO, pero que solo sirve para energizar

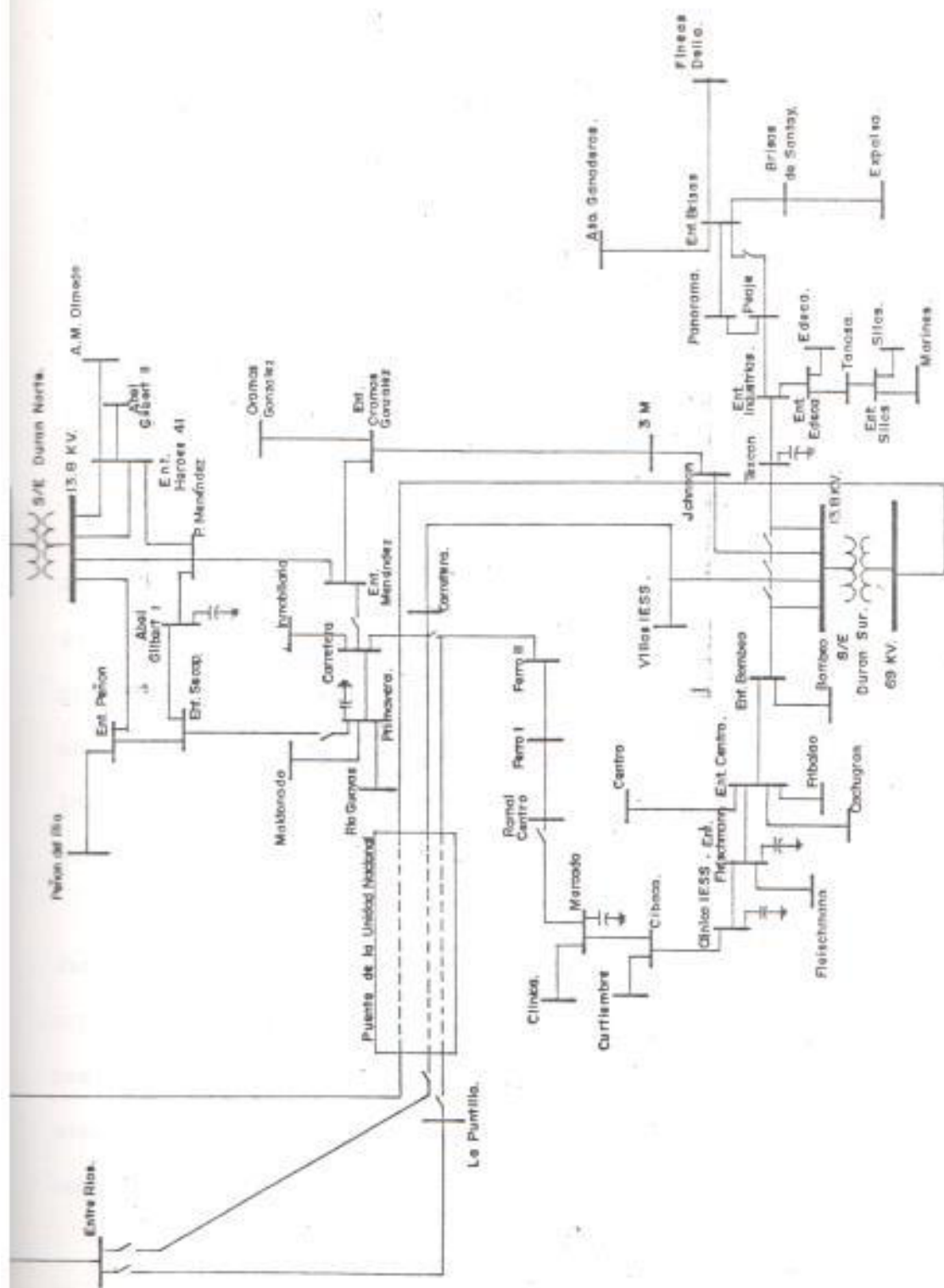


FIGURA 2.1

Diagrama Unifilar-Sistema Duren

la alimentadora Industrial con una capacidad de 500 KW.

La red de distribución primaria del Cantón Durán cuya tensión de operación es de 13.8 KV. y que es servida por medio de cuatro alimentadoras cuyos recorridos físicos se indican en las fig. 2.2, 2.3, 2.4. y 2.5, las que suministran la energía a los usuarios ya sea directamente cuando se trata de abonados Industriales que poseen su propio banco de transformadores o a aquellos abonados residenciales y comerciales que se les provee de energía directamente de las redes de distribución secundaria.

Se debe indicar que a más de la Subestación antes descrita, el Sistema Durán en su totalidad esta conformado por dos Subestaciones más la TENNIS la SAMBORONDON de 5 MVA. de capacidad cada una, que están también interconectadas a la Subestación de INECEL por medio de la misma línea de Subtransmisión a 69 KV. que sirve a la Subestación Durán.

Para efectos de la elaboración de este trabajo se ha, Creído conveniente en razón de la falta de datos horarios de las Subestaciones TENNIS y SAMBORONDON, ya que son Subestaciones no atendidas, y solo se tiene registros diarios de las 19h00, no considerar esta carga para efectos del estudio realizado.

La demanda máxima del Cantón Durán en su hora pico para un día hábil típico es de 11.2 MW. y para un día Domingo o feriado es

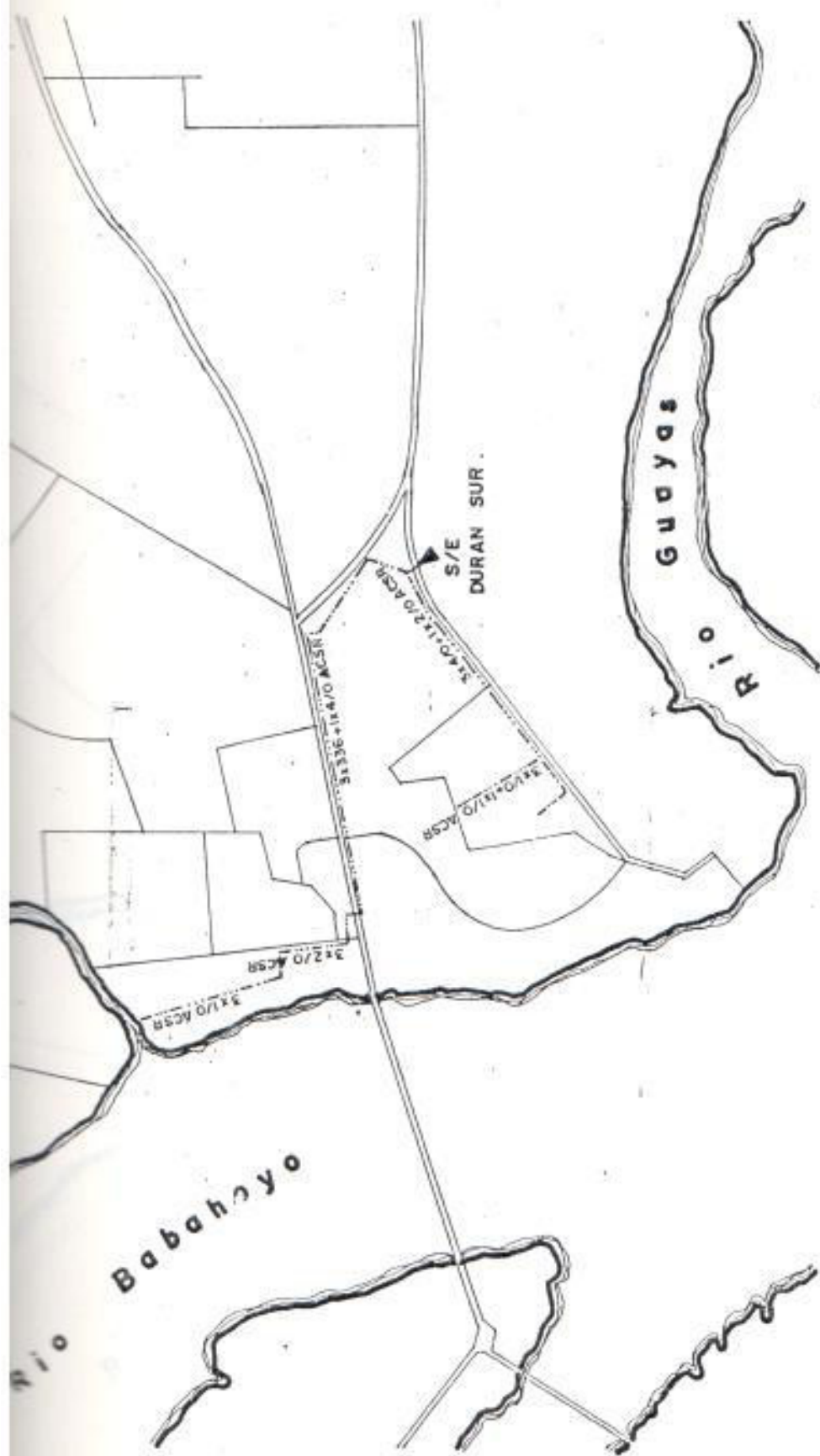


FIGURA 2.2
Recorrido de Alimentadora 1

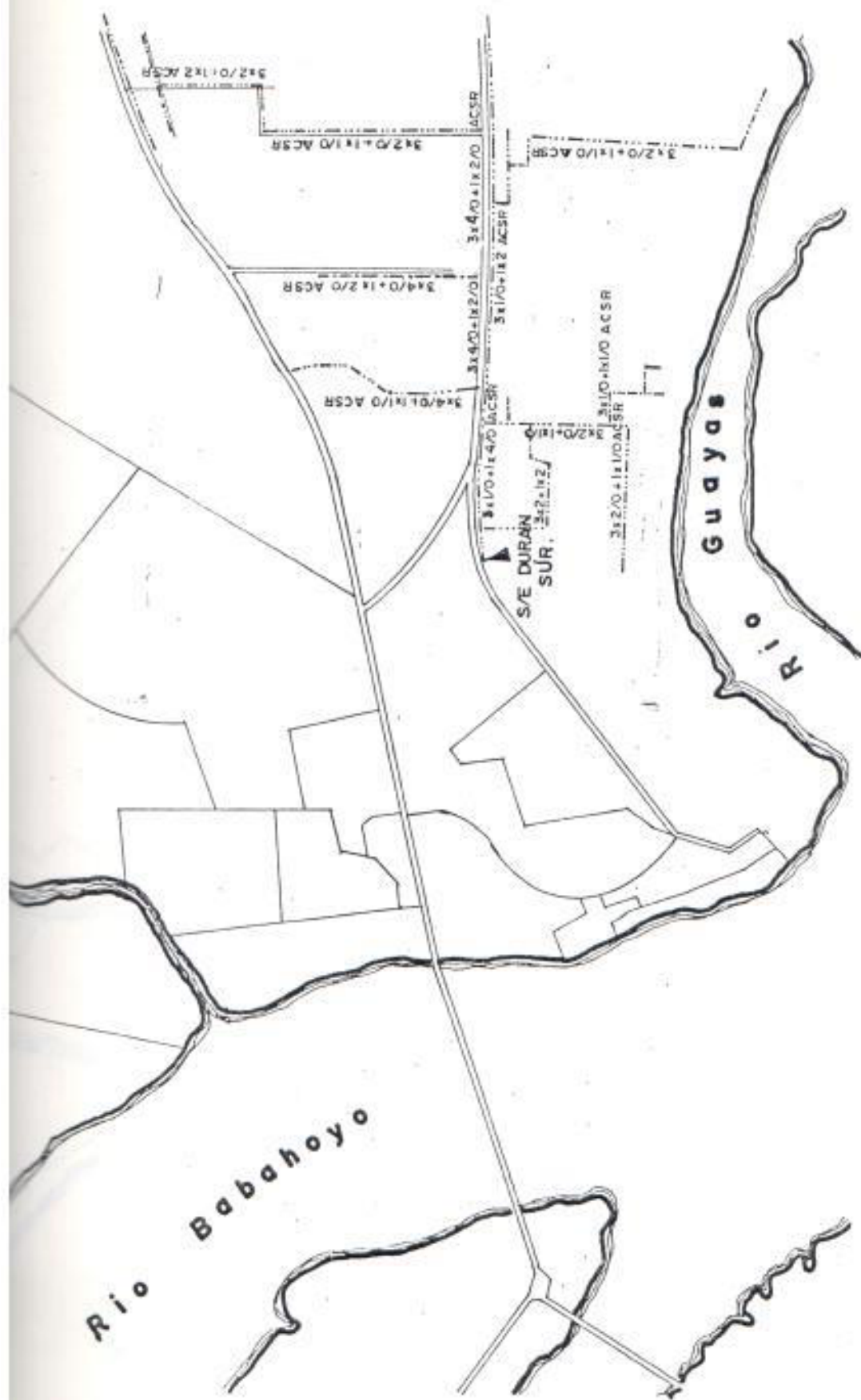


FIGURA 2.3

Recorrido de Alimentadora 2

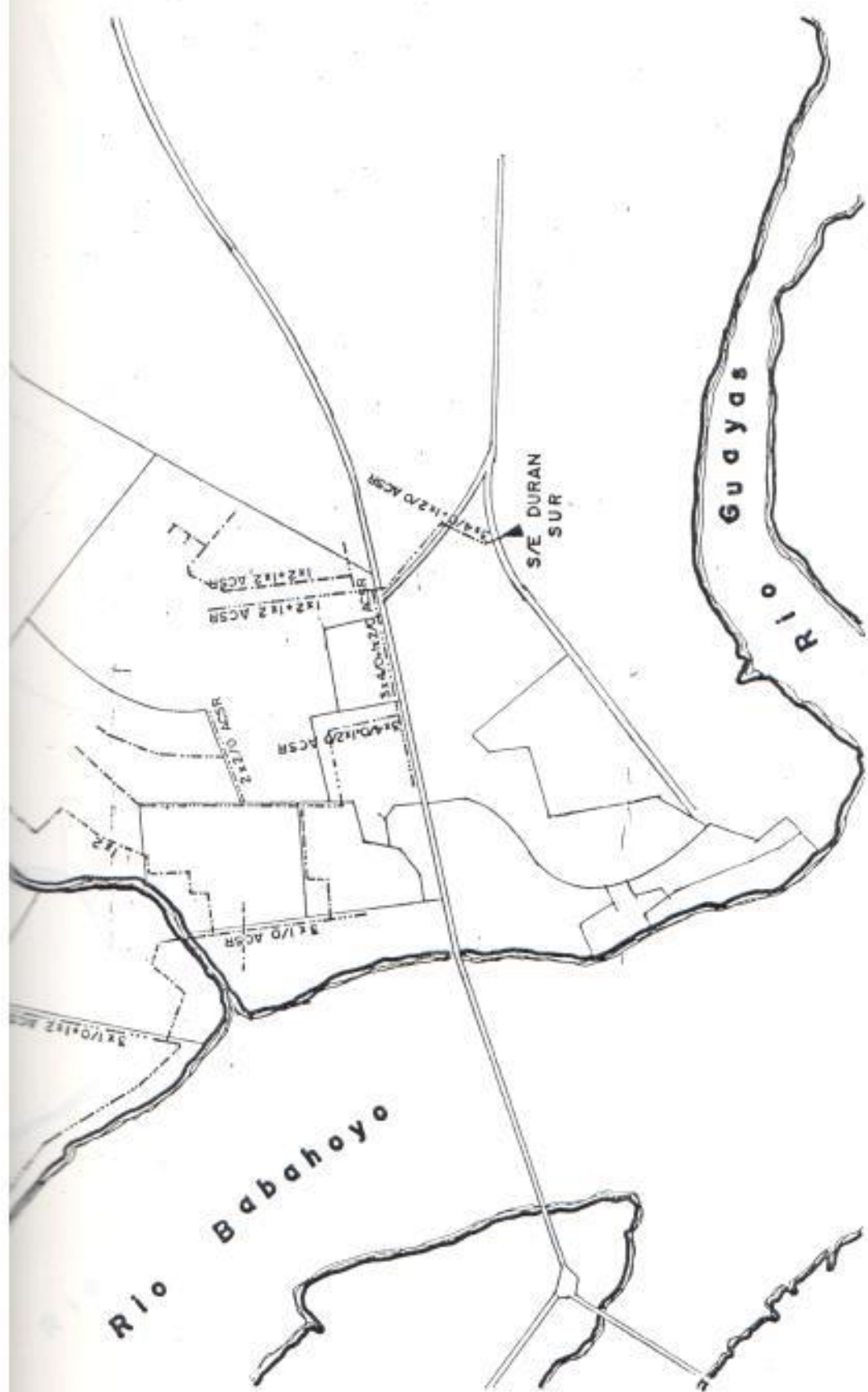


FIGURA 2.4

Recorrido de Alimentadora 3

de 7.8 MW.

En la actualidad el número de usuarios del Cantón Durán es de 12.557 repartidos en sus tres tipos de abonados: Residencial 10.258 que representa un 81,69%, Comerciales 1800 que representa un 14,33% e Industriales 136 equivalente al 1,08%, los 363 restante abonados que corresponden al 2,89% son entidades oficiales, municipales, bombeo agua potable, varios etc.

2.2 OBTENCION DE DATOS RESIDENCIALES

Como se da a conocer en la introducción de este trabajo, el objetivo principal no es el obtener las curvas de cargas de los diferentes tipos de abonados, sino más bien partiendo de estas curvas dar los criterios necesarios para un mejor aprovechamiento de la energía eléctrica, es por esto que el método utilizado para obtener las curvas de carga es muy práctico y se basa en la asunción de porcentajes con que contribuye cada tipo de abonado a la energía registrada por cada una de las alimentadoras.

Con el fin de obtener los datos requeridos, para cumplir con los objetivos propuestos, se efectuó un recorrido de cada una de las alimentadoras que parten de la Subestación Durán, a fin de verificar en el terreno los códigos del

catastro de facturación correspondientes a cada una de las alimentadoras, luego se procedió a la recopilación de la información de los consumos de los abonados residenciales del Cantón Durán en un período de tres meses Mayo, Junio y Julio de 1989 se indicados en la tabla I.

TABLA I

DATOS RESIDENCIALES FACTURADOS POR ALIMENTADORA

KWH

MES	ALIMENT 1	ALIMENT 2	ALIMENT 3	ALIMENT 4	TOTAL
MAYO	881.634	276.354	942.388	246.687	2'347.058
JUNIO	625.564	276.206	850.885	253.970	2'006.625
JULIO	779.526	269.397	871.539	244.338	2'164.800

Una vez obtenida la información de los catastros, se procedió a la comparación con los datos estadísticos que llevan en la Subestación para el mismo período antes indicado.

Con el análisis comparativo realizado entre lo facturado y lo medido en la Subestación, se consideró a las alimentadoras 1 y 3 como residenciales, ya que éstas sirven a toda la zona norte de Durán en donde están las invasiones, los planes de vivienda.

popular y ciudadelas de nivel socio-económico medio tales como: Maldonado, Río Guayas, Primavera, Villas del IESS, Peñon del Río, Gilbert Pontón, Unidad Nacional, Pedro Menéndez, A. María de Olmedo, 16 de Octubre, Cali Murillo, Santa Rosa, Hno. Gregorio, Santa Marianita, Oramas Gonzáles, Elsa Bucarám, Cooperativa 18 de Abril y Panorama. Del total de usuarios que comprenden las alimentadoras 1 y 3, residenciales es el 94.62% y que en consumo representan el 71.5%, existen abonados con tarifa comercial y pequeños industriales, cuyo consumo no es representativo para el criterio adoptado en obtener las curvas de carga residenciales.

De acuerdo al censo de consumo de alumbrado público, se asume un 62% a ser descontado del total del registro de las Alimentadoras 1 y 3.

Para obtener la curva de carga diaria residencial pura se tomo como muestra el sábado 10, domingo 11 y miércoles 21 de Junio, días que de acuerdo a estadísticas se los considera típicos, ya que son el segundo sábado, domingo y tercer miércoles de cada mes.

En las tablas II, V y VIII, se muestran los porcentajes con que contribuyen los abonados residenciales a la curva de carga en mínima, media y máxima demanda en los días escogidos, en las tablas III, VI y IX se indican los datos de los abonados

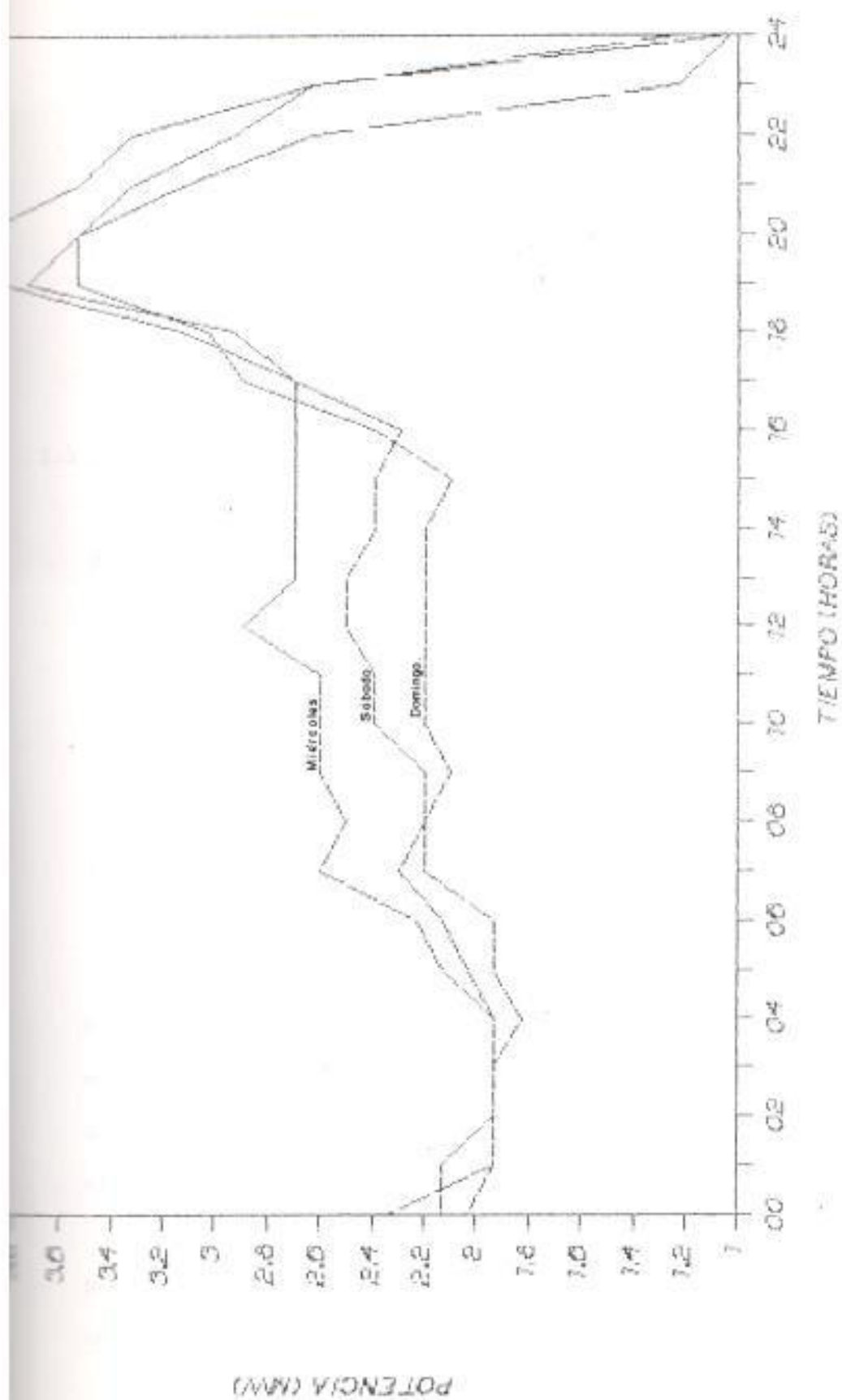


FIG 2.6

Curva de Carga Residencial.

residenciales que se utilizan para la curva de carga en los tres diferentes días típicos y las tablas IV, VII y X la información de la Subestación para los días típicos.

En la gráfica 2.6 se muestra las curvas de carga residencial para los días objeto del estudio.

2.3 OBTENCION DE DATOS COMERCIALES

Para obtener la curva de carga de los abonados de tarifa comercial y partiendo del procedimiento asumido en el numeral anterior, se asume que la alimentadora 4 es tipo comercial, ya que la zona de influencia de la misma es todo el centro de Durán, igualmente se está consciente que existen otros tipos de abonados de diferentes tarifas, pero una vez analizados los consumos y catastros de usuarios, se puede aceptar la anterior asunción.

Del total de abonados de la alimentadora 4, los de tarifa comercial corresponden al 50.6% y su consumo es del 40.5%. En la tabla XI se indica los consumos facturados por tarifa comercial en los meses de Mayo, Junio y Julio.

De acuerdo al censo de consumo de alumbrado público, se asume un 21%, a ser descontado del total del registro de la

TABLA II

PORCENTAJES DE CONTRIBUCION A LA CURVA TOTAL
POR TIPO DE USUARIO PARA LA S/E DURAN

FECHA: MIERCOLES, 21 DE JUNIO DE 1989

HORA RESIDE. COMERC. INDUST. ALUM.PUB.

MINIMA

=====

02	30.7%	19.7%	37.7%	12.0%
03	30.7%	19.7%	37.7%	12.0%
04	31.7%	20.4%	35.6%	12.3%

MEDIA

=====

12	35.8%	22.2%	42.0%	0.0%
13	33.3%	24.7%	42.0%	0.0%
14	33.3%	24.7%	42.0%	0.0%

MAXIMA

=====

18	34.4%	22.4%	34.9%	9.3%
19	37.2%	22.7%	32.7%	7.3%
20	39.3%	21.4%	31.7%	7.5%

TABLA III

CURVA DE CARGA TIPICA PARA LA SUBESTACION DURAN

FECHA: MIERCOLES, 21 DE JUNIO DE 1989

HORA	P O T E N C I A (MW)				
	RESIDE.	COMERC.	INDUST.	ALUM.PUB.	TOTAL
00	2.33	1.44	2.57	0.75	7.10
	1.93	1.34	2.37	0.75	6.40
02	1.93	1.24	2.37	0.75	6.30
	1.93	1.24	2.37	0.75	6.30
04	1.93	1.24	2.17	0.75	6.10
	2.13	1.24	2.07	0.75	6.20
06	2.23	1.24	2.17	0.75	6.40
	2.60	1.30	2.10		6.00
08	2.50	1.40	2.30		6.20
	2.60	1.90	3.20		7.70
10	2.60	2.10	3.60		8.30
	2.60	1.90	3.70		8.20
12	2.90	1.80	3.40		8.10
	2.70	2.00	3.40		8.10
14	2.70	2.00	3.40		8.10
	2.70	2.00	3.60		8.30
16	2.70	2.10	3.50		8.30
	2.70	2.10	3.50		8.30
18	3.13	2.04	3.17	0.75	9.10
	3.83	2.34	3.37	0.75	10.30
20	3.93	2.14	3.17	0.75	10.00
	3.53	2.04	2.97	0.75	9.30
22	3.33	1.94	2.87	0.75	8.90
	2.63	1.74	2.77	0.75	7.90
24	1.23	1.44	2.57	0.75	6.00

TABLA IV

CURVA DE CARGA TÍPICA PARA LA SUBESTACION DURAN
POR ALIMENTADORA

FECHA: MIERCOLES, 21 DE JUNIO DE 1989

HORA	P O T E N C I A (MW)				
	ALIM. 1	ALIM. 2	ALIM. 3	ALIM. 4	TOTAL
00	1.10	2.70	1.70	1.50	7.10
	1.10	2.50	1.40	1.50	6.50
02	1.00	2.50	1.40	1.40	6.30
	1.00	2.50	1.40	1.40	6.30
04	1.00	2.30	1.40	1.40	6.10
	1.00	2.20	1.50	1.40	6.10
06	1.10	2.30	1.70	1.40	6.50
	1.00	2.10	1.60	1.30	6.00
08	1.00	2.30	1.50	1.40	6.20
	1.00	3.20	1.60	1.90	7.70
10	1.00	3.60	1.60	2.10	8.30
	1.00	3.70	1.60	1.90	8.20
12	1.00	3.40	1.70	1.80	7.90
	1.20	3.40	1.60	2.00	8.20
14	1.10	3.40	1.60	2.00	8.10
	1.10	3.60	1.60	2.00	8.30
16	1.10	3.50	1.60	2.10	8.30
	1.10	3.50	1.50	2.10	8.20
18	1.20	3.30	2.00	2.20	8.70
	1.60	3.50	2.70	2.50	10.30
20	1.60	3.30	2.80	2.30	10.00
	1.60	3.10	2.60	2.20	9.50
22	1.40	3.00	2.50	2.10	9.00
	1.30	2.90	2.00	1.90	8.10
24	1.10	2.70	1.70	1.50	7.10

TABLA V

PORCENTAJES DE CONTRIBUCION A LA CURVA TOTAL
POR TIPO DE USUARIO PARA LA S/E DURAN

FECHA: SABADO, 10 DE JUNIO DE 1999

HORA RESIDE. COMERC. INDUST. ALUM.PUB.

MINIMA

=====

02	35.1%	15.3%	35.9%	13.7%
03	35.8%	15.6%	34.7%	13.9%
04	36.5%	15.9%	33.4%	14.2%

MEDIA

=====

12	43.1%	20.7%	36.2%	0.0%
13	43.1%	20.7%	36.2%	0.0%
14	42.9%	21.4%	35.7%	0.0%

MAXIMA

=====

18	44.4%	18.8%	25.3%	11.4%
19	48.5%	17.4%	24.3%	9.8%
20	47.1%	17.9%	25.0%	10.0%

TABLA VI

CURVA DE CARGA TIPICA PARA LA SUBESTACION DURAN

FECHA: SABADO, 10 DE JUNIO DE 1989

HORA	P O T E N C I A (MW)				
	RESIDE.	COMERC.	INDUST.	ALUM.PUB.	TOTAL
00	2.13	0.94	1.37	0.75	5.20
	2.13	0.84	2.12	0.75	5.85
02	1.93	0.84	1.97	0.75	5.50
	1.93	0.84	1.87	0.75	5.40
04	1.93	0.84	1.77	0.75	5.30
	2.03	0.74	1.87	0.75	5.40
06	2.13	0.94	1.87	0.75	5.70
	2.30	1.10	1.80		5.20
08	2.20	1.20	1.70		5.10
	2.20	1.20	2.00		5.40
10	2.40	1.20	2.30		5.90
	2.40	1.20	2.20		5.80
12	2.50	1.20	2.10		5.80
	2.50	1.20	2.10		5.80
14	2.40	1.20	2.00		5.60
	2.40	1.20	2.00		5.60
16	2.30	1.20	1.90		5.40
	2.70	1.20	1.80		5.70
18	2.93	1.24	1.67	0.75	6.60
	3.73	1.34	1.87	0.75	7.70
20	3.53	1.34	1.87	0.75	7.50
	3.33	1.34	1.67	0.75	7.10
22	2.93	1.24	1.77	0.75	6.70
	2.63	1.14	1.67	0.75	6.20
24	1.03	0.94	1.37	0.75	4.10

TABLA VII

CURVA DE CARGA TIPICA PARA LA SUBESTACION DURAN
POR ALIMENTADORA

FECHA: SABADO, 10 DE JUNIO DE 1989

HORA	P O T E N C I A (MW)				
	ALIM. 1	ALIM. 2	ALIM. 3	ALIM. 4	TOTAL
00	1.20	1.50	1.50	1.10	5.30
02	1.10	2.25	1.50	1.00	5.85
04	1.10	2.10	1.40	1.00	5.60
06	1.00	2.00	1.40	1.00	5.40
08	1.00	1.90	1.40	1.00	5.30
10	1.00	2.00	1.40	0.90	5.30
12	1.10	2.00	1.60	1.10	5.80
14	1.00	1.80	1.30	1.10	5.20
16	1.00	1.70	1.20	1.20	5.10
18	1.00	2.00	1.20	1.20	5.40
20	1.00	2.30	1.30	1.20	5.80
22	1.10	2.20	1.30	1.20	5.80
24	1.10	2.10	1.40	1.20	5.80
00	1.10	2.10	1.40	1.20	5.80
02	1.10	2.00	1.30	1.20	5.60
04	1.10	2.00	1.30	1.20	5.60
06	1.10	1.90	1.20	1.20	5.40
08	1.10	1.80	1.40	1.20	5.50
10	1.30	1.80	1.80	1.40	6.30
12	1.60	2.00	2.60	1.50	7.70
14	1.60	2.00	2.50	1.50	7.60
16	1.50	1.80	2.40	1.50	7.20
18	1.40	1.90	2.10	1.40	6.80
20	1.30	1.80	1.90	1.30	6.30
22	1.20	1.50	1.50	1.10	5.30

TABLA VIII

PORCENTAJES DE CONTRIBUCION A LA CURVA TOTAL
POR TIPO DE USUARIO PARA LA S/E DURAN

FECHA: DOMINGO, 11 DE JUNIO DE 1989

HORA	RESIDE.	COMERC.	INDUST.	ALUM.PUB.
------	---------	---------	---------	-----------

MINIMA

=====

02	40.3%	17.5%	26.5%	15.7%
03	39.5%	17.2%	28.0%	15.4%
04	39.0%	17.9%	27.1%	16.0%

MEDIA

=====

12	47.8%	17.4%	34.8%	0.0%
13	50.0%	18.2%	31.8%	0.0%
14	51.2%	18.6%	30.2%	0.0%

MAXIMA

=====

18	51.4%	16.0%	19.9%	12.8%
19	49.1%	18.6%	21.8%	10.5%
20	49.8%	18.9%	20.7%	10.6%

TABLA IX

CURVA DE CARGA TIPICA PARA LA SUBESTACION DURAN

FECHA: DOMINGO, 11 DE JUNIO DE 1989

HORA	P O T E N C I A (MW)				
	RESIDE.	COMERC.	INDUST.	ALUM.PUB.	TOTAL
00	2.03	0.94	1.17	0.75	4.90
	1.93	0.84	1.37	0.75	4.90
02	1.93	0.84	1.27	0.75	4.80
	1.93	0.84	1.37	0.75	4.90
04	1.83	0.84	1.27	0.75	4.70
	1.93	0.84	1.37	0.75	4.90
06	1.93	0.84	1.27	0.75	4.80
	2.20	0.90	1.20		4.30
08	2.20	1.00	1.20		4.40
	2.10	0.70	1.30		4.10
10	2.20	0.80	1.40		4.40
	2.20	0.80	1.40		4.40
12	2.20	0.80	1.60		4.60
	2.20	0.80	1.40		4.40
14	2.20	0.80	1.30		4.30
	2.10	0.80	1.30		4.20
16	2.40	0.80	1.30		4.50
	2.90	0.90	1.30		5.10
18	3.03	0.94	1.17	0.75	5.90
	3.53	1.34	1.57	0.75	7.20
20	3.53	1.34	1.47	0.75	7.10
	3.13	1.24	1.37	0.75	6.50
22	2.63	1.24	1.27	0.75	5.90
	1.23	1.04	1.17	0.75	4.20
24	1.03	0.94	1.17	0.75	3.90

TABLA X

CURVA DE CARGA TÍPICA PARA LA SUBESTACION DURAN
POR ALIMENTADORA

FECHA: DOMINGO, 11 DE JUNIO DE 1989

HORA	P O T E N C I A (MW)				
	ALIM. 1	ALIM. 2	ALIM. 3	ALIM. 4	TOTAL
00	1.10	1.30	1.50	1.10	5.00
	1.10	1.50	1.40	1.00	5.00
02	1.00	1.40	1.40	1.00	4.80
	1.00	1.50	1.40	1.00	4.90
04	1.00	1.40	1.30	1.00	4.70
	1.00	1.50	1.40	1.00	4.90
06	1.00	1.40	1.40	1.00	4.80
	1.00	1.20	1.20	0.90	4.30
08	1.00	1.20	1.20	1.00	4.40
	1.00	1.30	1.10	0.70	4.10
10	1.00	1.40	1.20	0.80	4.40
	1.00	1.40	1.20	0.80	4.40
12	1.00	1.60	1.20	0.80	4.60
	1.00	1.40	1.20	0.80	4.40
14	1.00	1.30	1.20	0.90	4.30
	1.00	1.30	1.10	0.80	4.20
16	1.00	1.30	1.20	0.80	4.30
	1.00	1.30	1.30	0.90	4.50
18	1.20	1.30	1.90	1.10	5.50
	1.60	1.70	2.50	1.50	7.30
20	1.60	1.60	2.60	1.50	7.30
	1.50	1.50	2.40	1.40	6.80
22	1.40	1.40	2.00	1.40	6.20
	1.20	1.30	1.70	1.20	5.40
24	1.10	1.30	1.50	1.10	5.00

alimentador 4.

TABLA XI

DATOS COMERCIALES FACTURADOS POR ALIMENTADORAS

KWH

MES	ALIMENT 1	ALIMENT 2	ALIMENT3	ALIMENT 4	TOTAL
MAYO	83.883	200.348	73.244	481.951	839.425
JUNIO	59.544	200.288	66.115	496.125	822.072
JULIO	74.167	185.334	63.835	454.005	777.341

En las tablas II, V y VIII, se muestran los porcentajes con que contribuyen los abonados comerciales a la curva de carga en mínima, media y máxima demanda para los días típicos, en las tablas III, VI y IX se señalan los datos de los abonados comerciales que se usan para la curva de carga y las tablas IV, VII y X la información de la Subestación para los días típicos.

En la gráfica 2.7 se muestran las curvas de carga tipo comercial del Sistema Durán, para los días miércoles, sábado y domingo escogidos

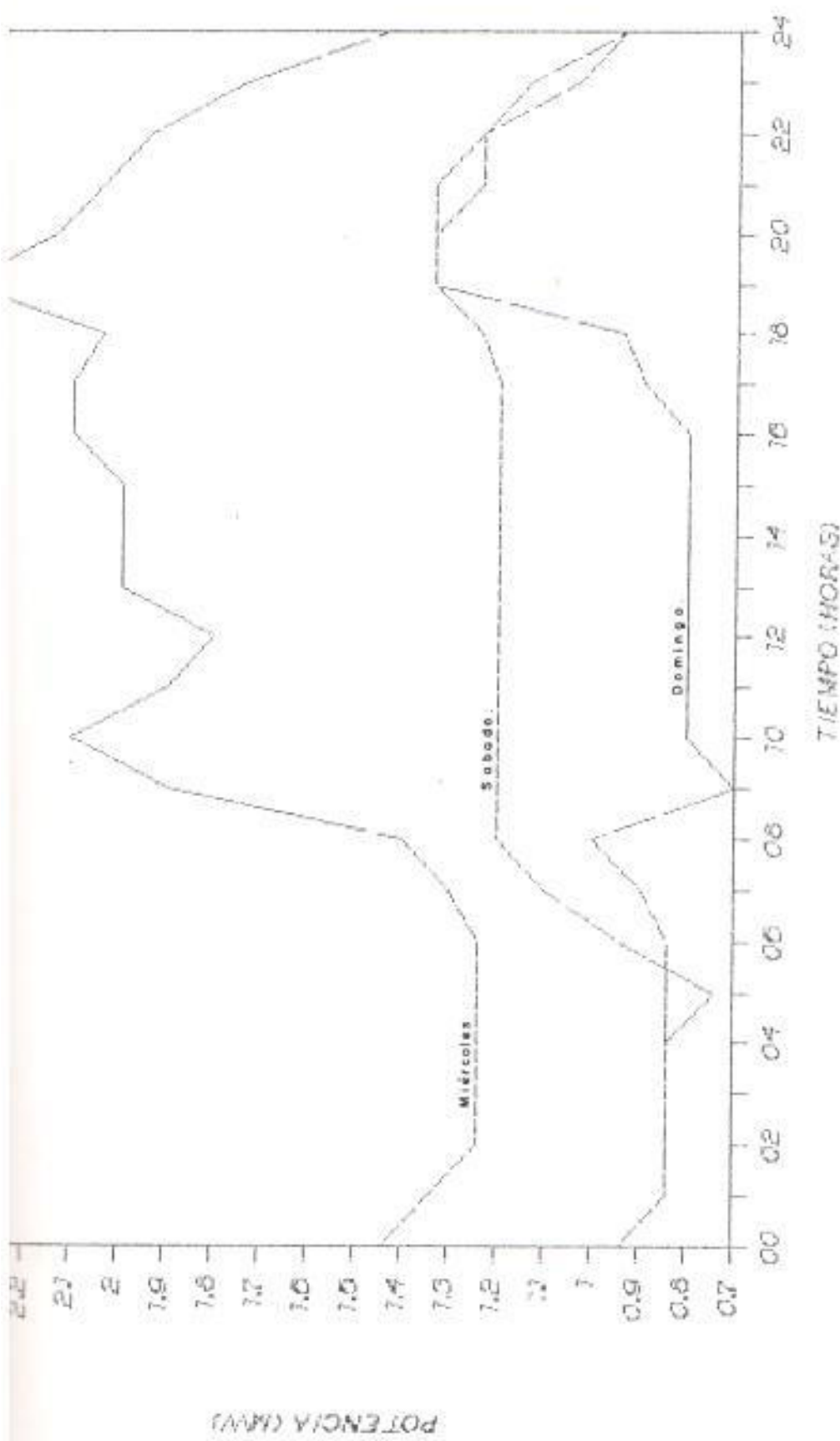


FIG. 2.7

Curva de Carga Comercial.

2.4 OBTENCION DE DATOS INDUSTRIALES

A fin de obtener la curva de carga de los usuarios de tarifa Industrial, se procedió siguiendo el mismo criterio anterior para lo cual se define a la alimentadora 2 como Industrial, ya que la misma parte de la Subestación y sirve a toda la zona Industrial. Relativamente el número de abonados Industriales no es significativo, 9% del total, pero el consumo de los mismos si justifica el que se pueda considerar a esta alimentadora como de tipo Industrial ya que equivale a un 69.4% del total de energía de la alimentadora.

El tipo de usuarios Industriales que conforman el Sistema Durán es variado, existe una Industria que labora las 24 horas del día, otras que tienen un horario de trabajo de 16 horas pero el 80% de todos los usuarios Industriales el régimen de trabajo es de 8 horas diarias.

En la tabla XII se indica los consumos facturados por tarifa Industrial en los meses de Mayo, Junio y Julio.

De acuerdo al censo de consumo de alumbrado público se asume un 17%, a ser descontado del total del registro de la Alimentadora 3.

TABLA XII

DATOS INDUSTRIALES FACTURADOS POR ALIMENTADORAS

KWH

MES	ALIMENT 1	ALIMENT 2	ALIMENT 3	ALIMENT 4	TOTAL
MAYO	49.751	1'185.694	239.146	398.293	1'872.884
JUNIO	35.286	1'185.059	215.979	410.008	1'846.332
JULIO	43.989	1'096.836	208.426	375.199	1'724.450

En las tablas II, V y VIII se muestran los porcentajes con que contribuyen los abonados Industriales a la curva de carga en mínima, media y máxima demanda, para los días típicos, en las tablas III, VI y IX se señalan los datos de abonados Industriales que se utilizan para obtener la curva de carga y las tablas IV, VII y X los datos históricos proporcionados por la Subestación para los días objeto del análisis.

En la gráfica 2.8, se observa la curva de carga tipo Industrial del Sistema Durán, para los días típicos del mes de Junio.

2.5 CARGAS ELECTRICAS RESIDENCIALES

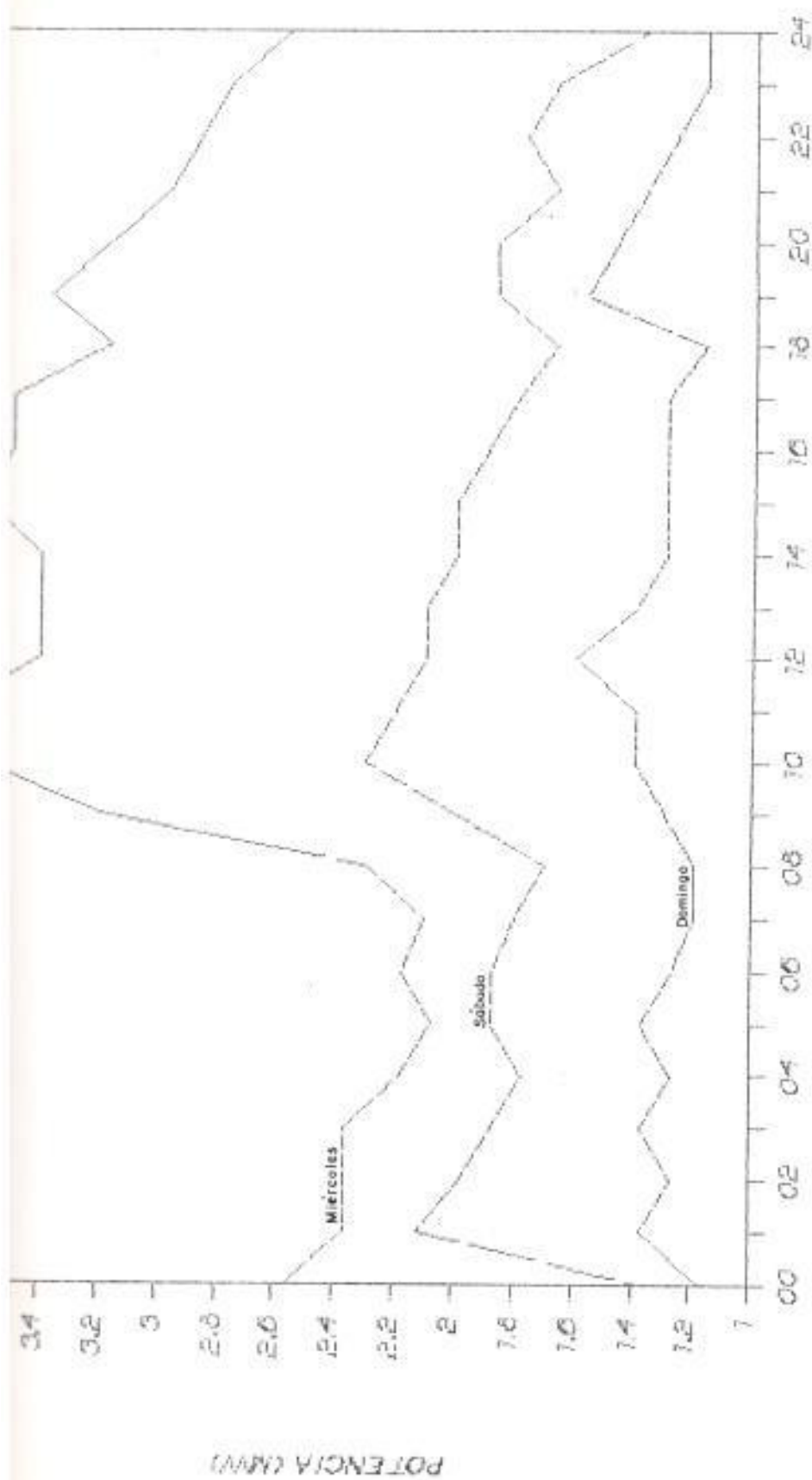


FIG. 2.8

Curva de Carga Industrial.

El consumo de energía eléctrica de los abonados, puede variar desde algunos KW-H hasta millones de KW-H al mes. Sus demandas pueden ser de menos de 1 KW, para el caso de una residencia, hasta más de 1.000 KW para grandes abonados industriales.

Como consecuencia directa de estas variaciones de consumo, una de las funciones de un operador de un sistema, es mantener la capacidad de generación próxima a la demanda instantánea requerida, para suplir las necesidades de la carga del sistema. La imposibilidad de guardar energía para uso futuro, lleva a estimaciones anticipadas de carga para que se pueda obtener la generación necesaria. Las unidades de generación son programadas para trabajar bajo un programa elaborado por el operador del sistema, el cual indica el momento en que unidades generadoras adicionales deben ser acopladas a las líneas.

En el caso específico de EMELGUR S.A., el problema está más íntimamente relacionado a las programaciones de compra de energía y demanda estimada a ser suministrada por la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado-INECEL.

EL operador del sistema debe saber cual es la carga en cada instante. Esto es, él proyecta a través de estadísticas anteriores, comparando condiciones similares de operaciones.

Las cargas en un sistema eléctrico, normalmente son

representadas por curvas en un sistema de ejes coordenados, donde en el eje de las ordenadas se indican los valores de demanda y en el eje de las abscisas se indica las horas (tiempo).

2.5.1 EL ACONDICIONADOR DE AIRE

El Acondicionador de Aire electrodoméstico en la actualidad por su alto costo de adquisición y gran consumo de energía, es aceptado por tipos de abonados con un nivel socio-económico, medio alto.

En las áreas de concesión de EMELGUR, un 3% de los abonados residenciales del Cantón Durán, poseen Acondicionadores de Aire, en condiciones de uso. Este porcentaje implica que 307,7 residencias hacen uso de estos equipos. El número promedio de aparatos por residencia es de 1,5 lo que da un total de 461,61 Acondicionadores de Aire instalados.

El Acondicionador de Aire es normalmente utilizado en las horas de la mañana entre las 11h00 y 14h00 y luego en las horas de la tarde a partir de las 19h00, hasta las 22h00 en que se apagan un 70% de los equipos y otro 30% permanece encendido hasta las primeras horas del día

siguiente. Este horario es más acentuado en épocas de invierno en que normalmente los equipos Acondicionadores de Aire permanece funcionando toda la noche.

2.5.2 EL CALENTADOR DE AGUA

El calentador de agua se basa en el principio de almacenamiento de calor. Este equipo puede ser regulado para no funcionar en períodos coincidentes con grandes demandas de un sistema.

De esta forma se puede hacer uso de la electricidad en horarios que las demandas del sistema son relativamente pequeñas, aumentando el consumo en KW-H, más no contribuyendo para su propia demanda y por consiguiente la de la Empresa Eléctrica. Esto contribuye para mejorar el factor de carga y reducir los incrementos necesarios para suplir la energía. Con una menor inversión se puede lograr una tarifa más económica. Sin embargo el elevado costo de los calentadores de agua centrales están fuera del alcance de las grandes mayorías de los consumidores. La figura 2.9 muestra la curva de carga típica de un calentador de agua que no posee un controlador de funcionamiento en períodos predeterminados. Asimismo el encendido y apagado del mismo conforme a los hábitos de los consumidores. En la figura 2.10 se ve la curva de carga

KILOVATIOS

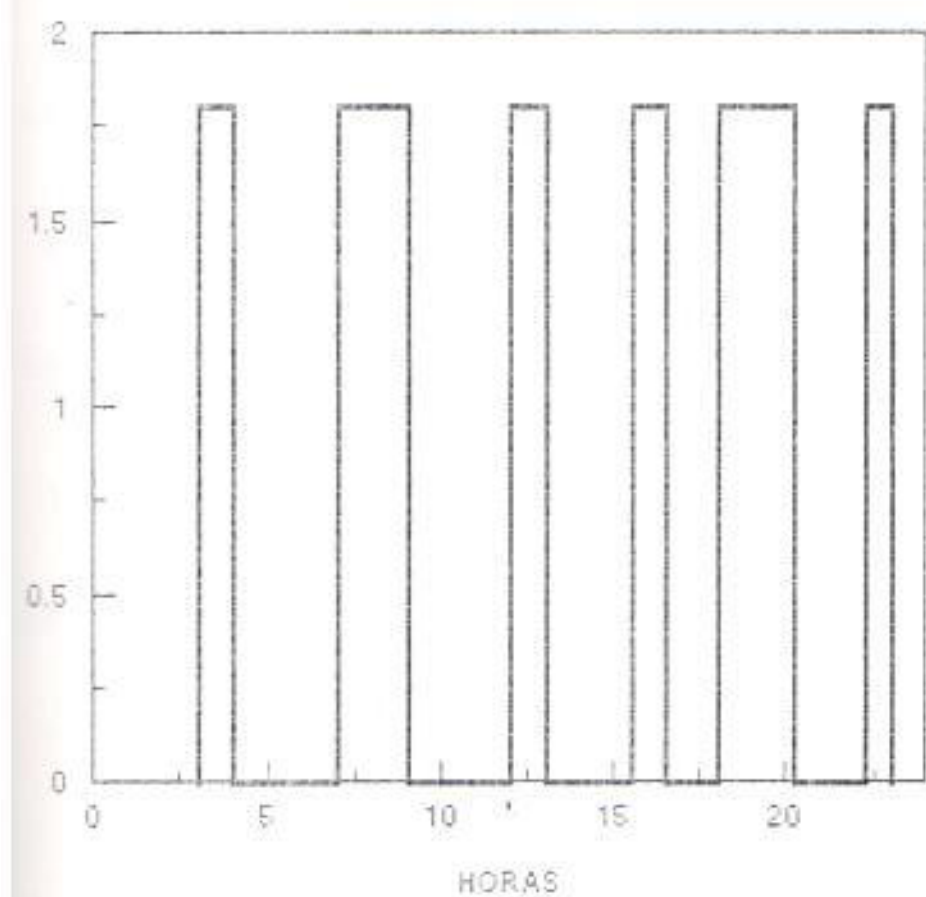


FIG. 2.9

Uso Típico de un Calentador de Agua.
Central-No Controlado.

ILLOVATIO3

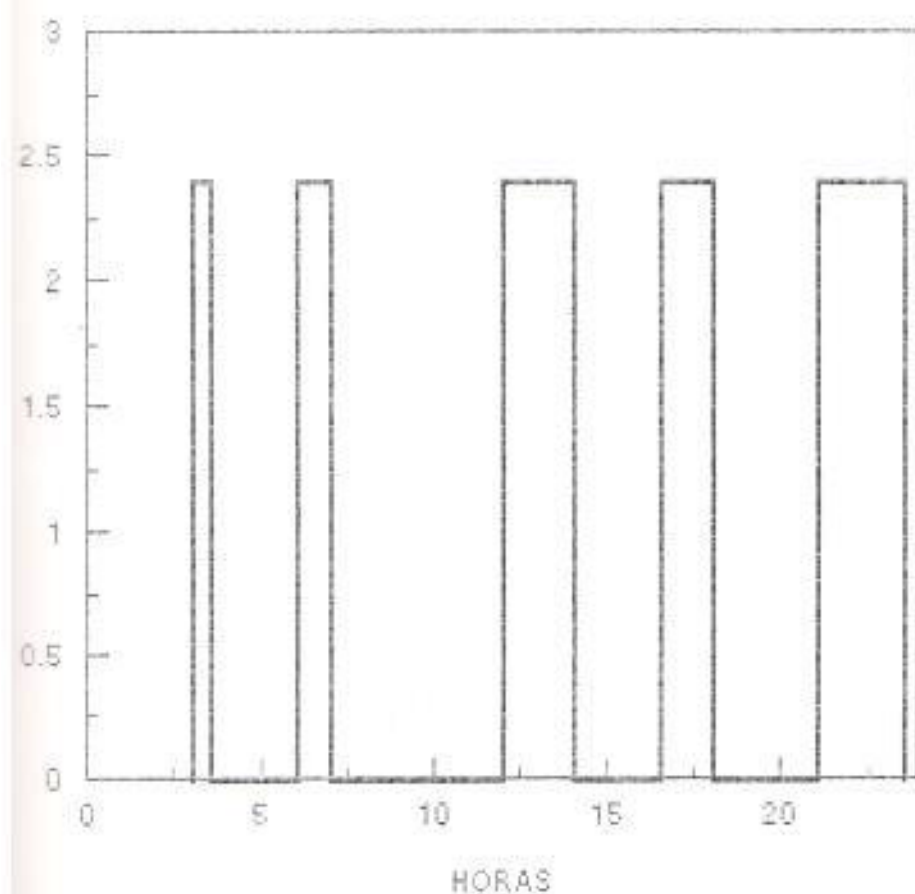


FIG. 2.10

Curva de Carga Diaria de un Calentador.
de Agua Central-Controlado.

de un calentador con controlador de funcionamiento predeterminado. En la figura 2.11 se muestra la composición de las demandas de 100 calentadores de agua no controlados.

2.5.3 ELECTRODOMESTICOS

De los aparatos electrodomésticos el más difundido entre los abonados residenciales es la plancha eléctrica, su incidencia es del orden del 87% en las áreas de concesión de EMELGUR.

El número promedio de aparatos por domicilio es de 1,02, totalizando 9.637,5 aparatos disponibles y en condiciones de uso en las áreas de concesión. El uso de la plancha eléctrica a lo largo de un día es más acentuado en los períodos de 7h00 a 9h00 y de las 14h00 a las 17h00 y tienen un promedio de uso semanal de 2 horas. La curva de utilización de la plancha eléctrica es presentada para la distribución porcentual en la figura 2.12.

2.5.4 TELEVISION

La televisión ocupa el segundo lugar de los artefactos electrodomésticos encontrados en una residencia. En el

KILOVATIOS

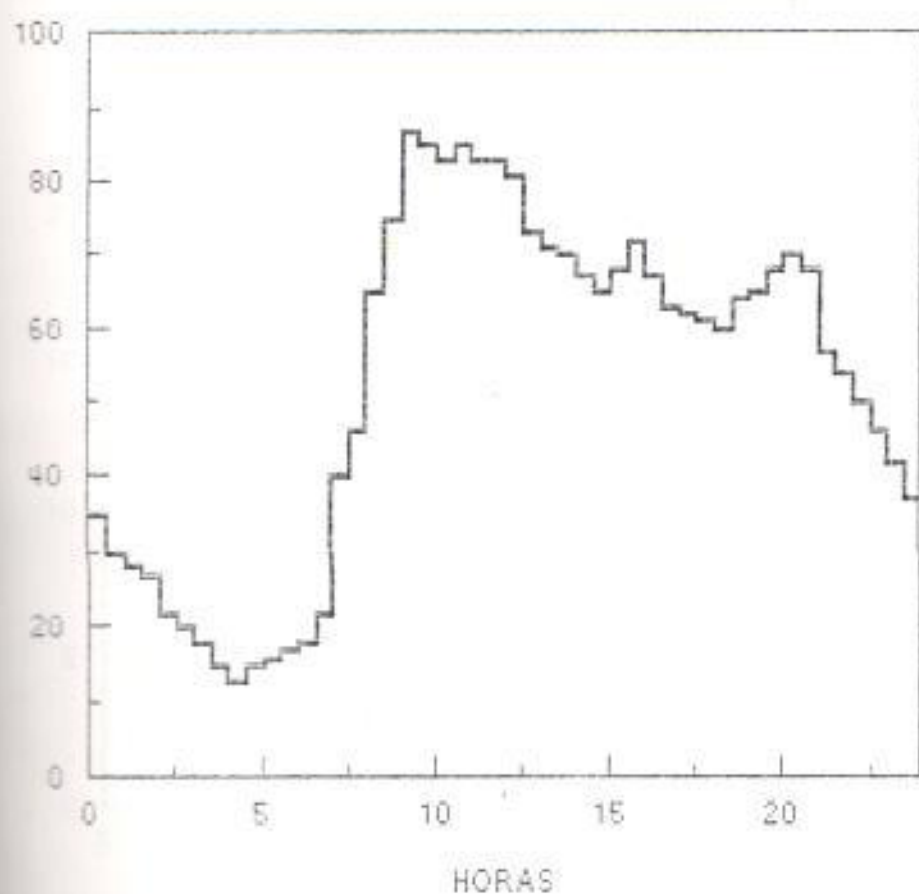


FIG. 2.11

Curva de Carga Diaria de 100 Calentadores
de Agua Centrales-No Controlados

PORCENTAJE

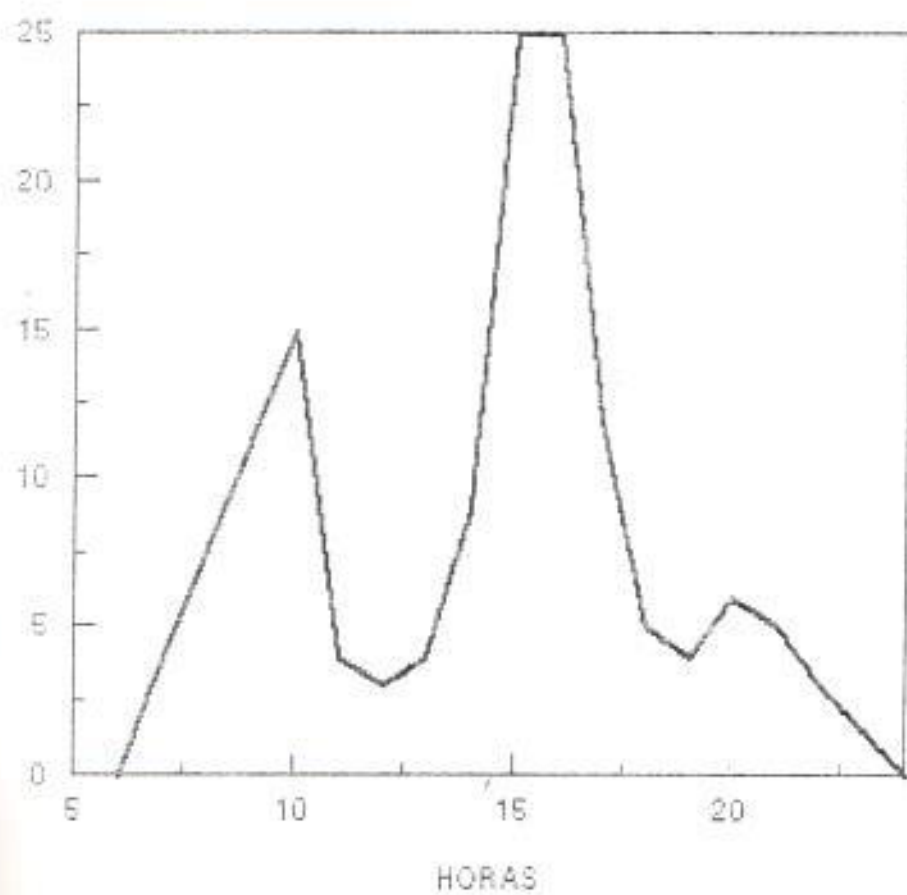


FIGURA 2.12

Horas de Uso
de una Plancha Eléctrica.

área de conserción de EMELGUR-DURAN, el 70% de sus abonados residenciales poseen televisor, lo que totaliza 7.180 domicilios. Sabiendo que en cada domicilio existe un promedio de 1,08 aparatos de televisión se tiene un total de 7.754,3 en funcionamiento en el área de EMELGUR-DURAN.

El horario más intenso de uso de la televisión es de las 19h00 a las 20h00, presentando su pico de uso a las 20h00. En la figura 2.13 se muestra la curva con una distribución porcentual de la utilización de la televisión.

2.5.5 REFRIGERADORA

Los abonados residenciales de EMELGUR-DURAN, en un 55% poseen refrigeradora y con un promedio de 1,02 aparatos por domicilio, lo que representa 5.754,2 aparatos distribuidos entre 5.641,3 domicilios.

La figura 2.14 muestra la curva de carga típica de un refrigerador. Un refrigerador es un aparato de funcionamiento discontinuo, prendiéndose y apagándose automáticamente. Normalmente, su período de funcionamiento a lo largo de 24 horas es de 30%. Esto se debe a que se ha descubierto un nuevo tipo de material aislante y a la

PORCENTAJE

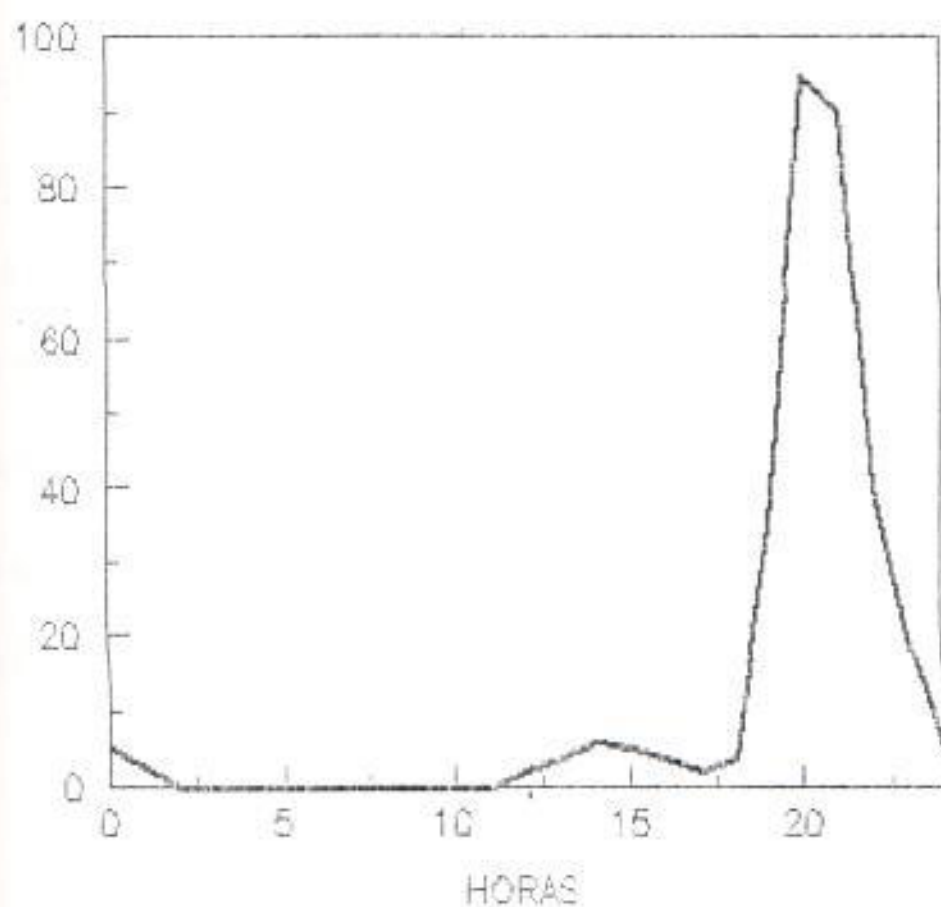


FIGURA 2.13

Horas de Uso
de un Televisor.

KILOVATIOS

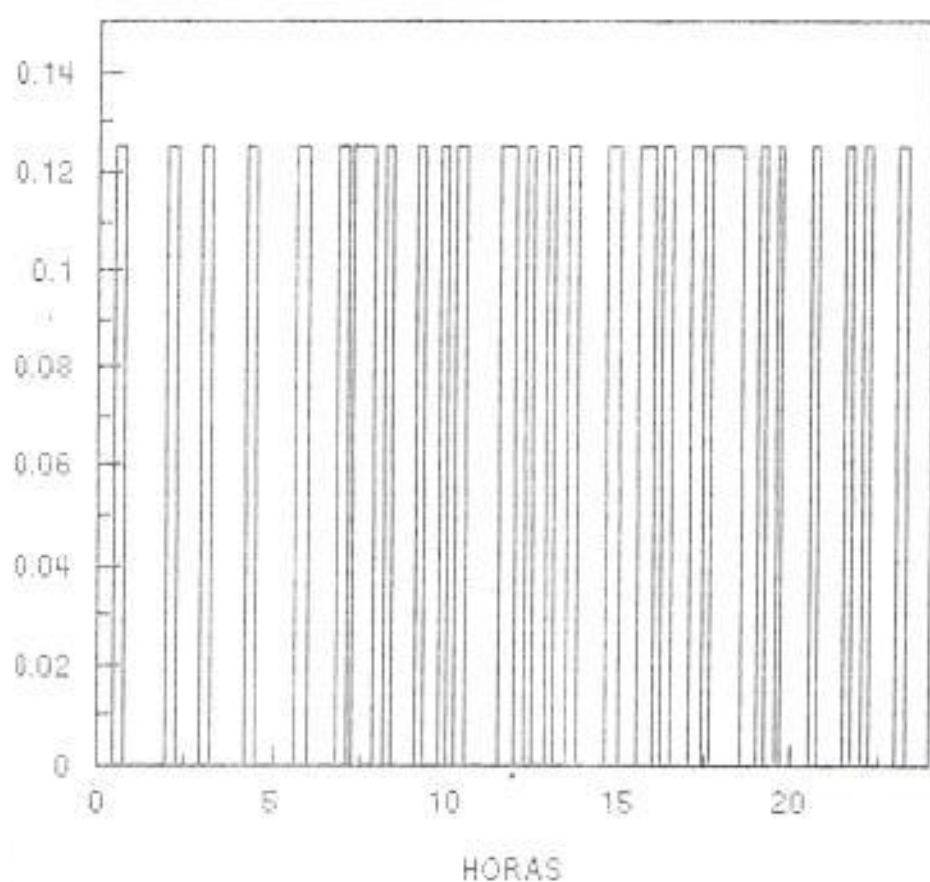


FIGURA 2.14

Curva de Carga Diaria
de una Refrigeradora.

evolución técnica en la construcción de estos electrodomésticos. La curva de carga de 100 refrigeradoras funcionando en conjunto, puede observarse en la figura 2.15.

2.5.6 ILUMINACION Y PEQUEÑAS CARGAS RESIDENCIALES

El número de lámparas o focos por domicilio varía en función del tamaño de la ciudad y de la clase socio-económica a que el abonado residencial pertenece. En el área de concesión de EMELGUR-DURAN, existe un promedio de 5 focos por residencia con una potencia media de 60 Vatios por foco. La figura 2.16 muestra una curva de carga típica del uso de iluminación y pequeñas cargas utilizadas en una residencia. La figura 2.17 muestra el mismo uso para un conjunto de 100 residencias.

2.6 CARGAS ELECTRICAS COMERCIALES.

Las cargas comerciales incluyen a consumidores o usuarios tales como:

- Parques de diversión.
- Teatros.
- Oficinas.
- Hospitales.

KILOVATIOS

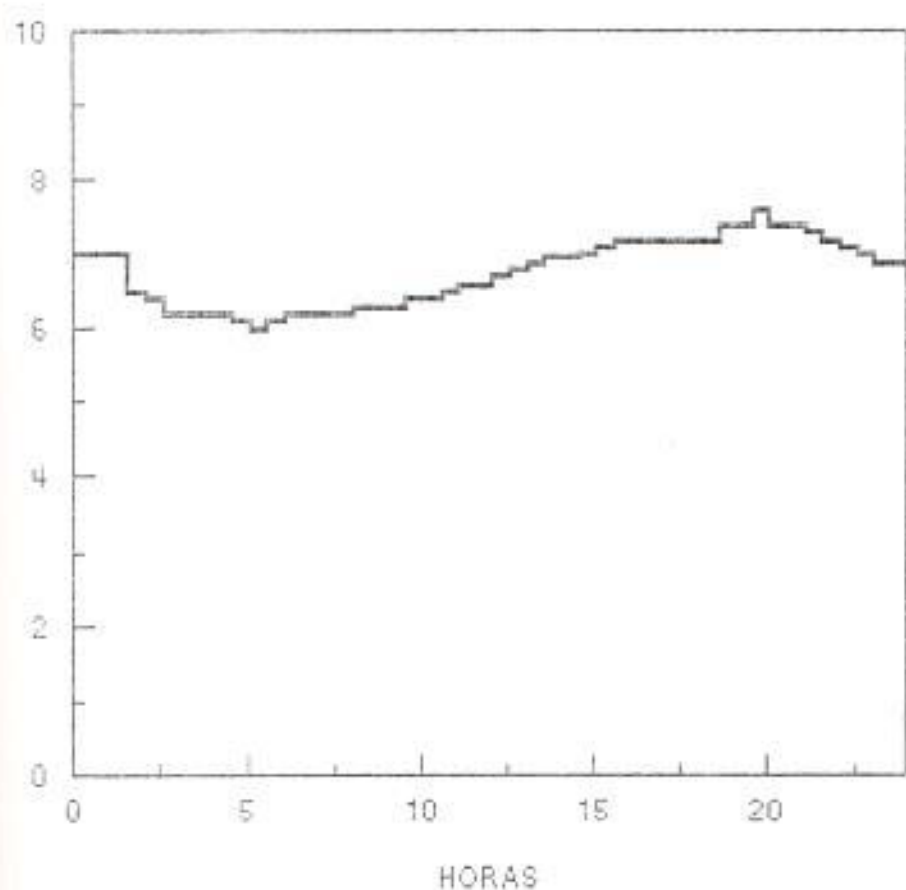


FIGURA 2.15

Curva de Carga Diaria.
de 100 Refrigeradoras.

KILOVATIOS

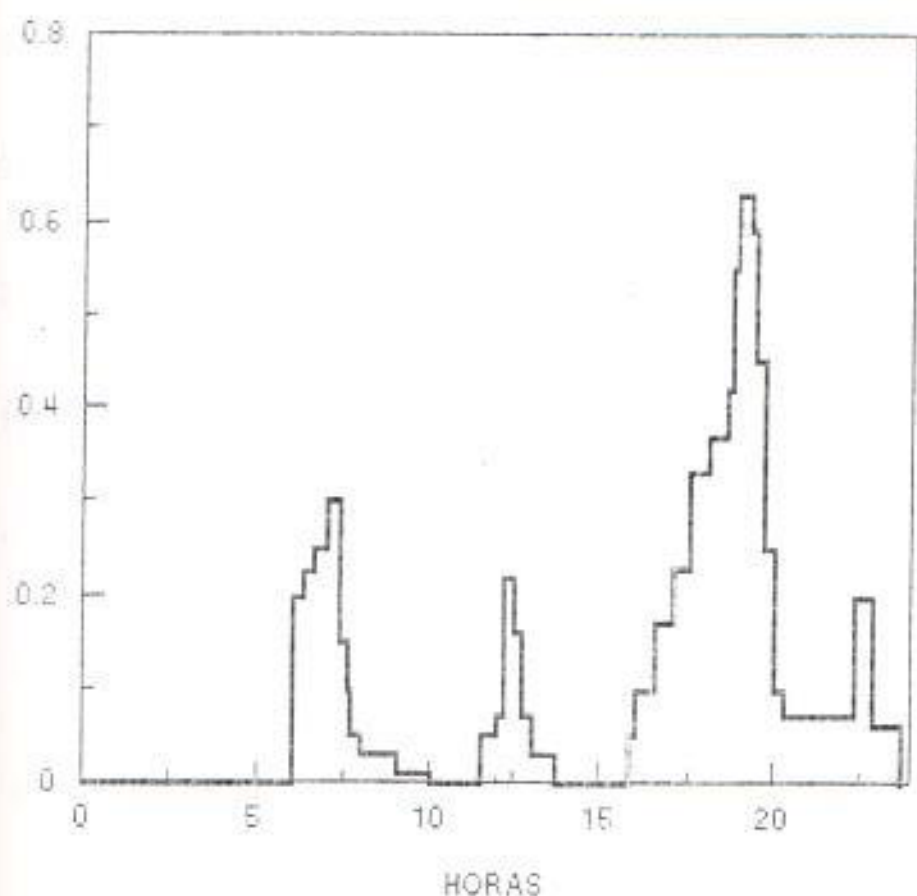


FIGURA 2.16

Curva de Carga de Iluminación
y pequeños Usos Domiciliares
Una Residencia.

KILOVATIOS

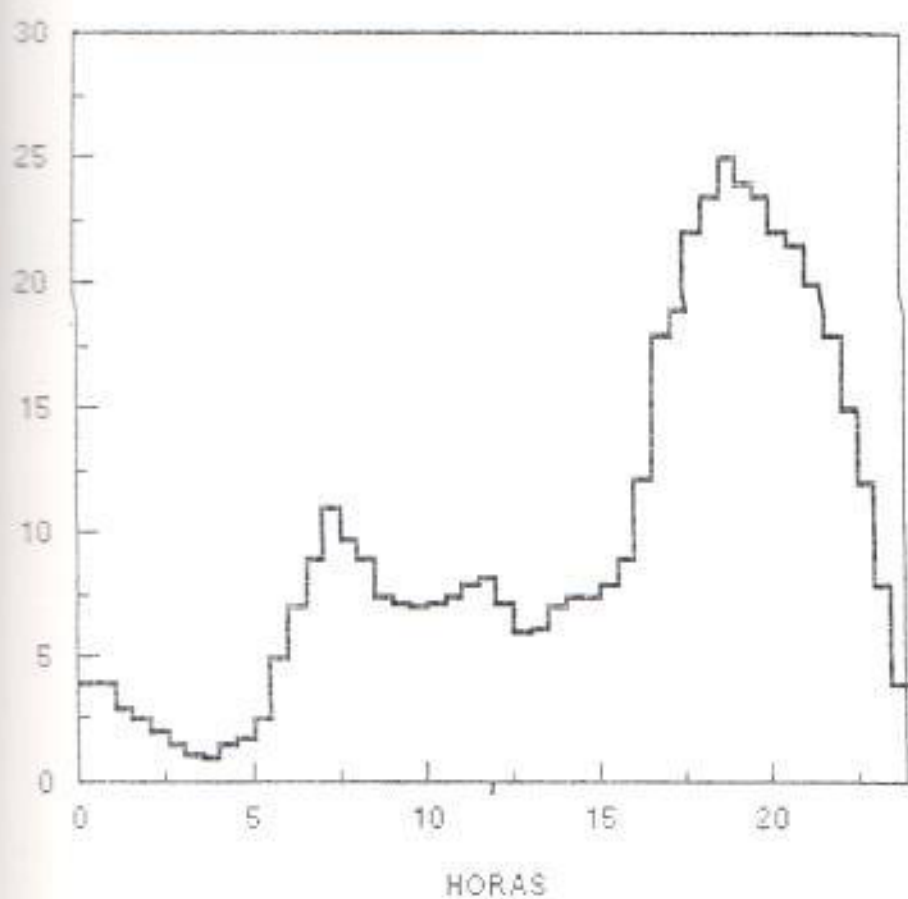


FIGURA 2.17

Curva de Carga de Iluminación
y Pequeños Usos Domiciliares
100 Residencias.

- Clubes.
- Hoteles.
- Centros Comerciales.
- Tiendas en general.

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

Los tipos de carga eléctrica más comunmente usados en la clase comercial son:

- Aparatos Acondicionadores de Aire.
- Iluminación.
- Congeladores.
- Ventiladores.

En la ilustración de la figura 2.18, la curva de carga de refrigeración incluye:

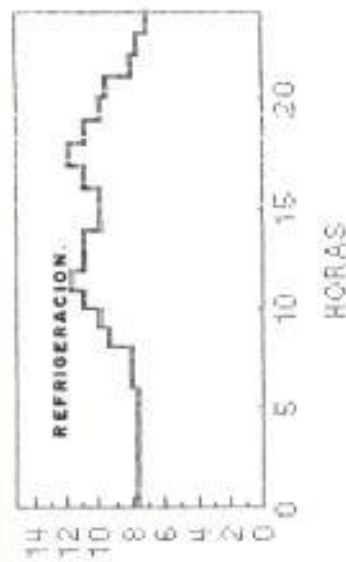
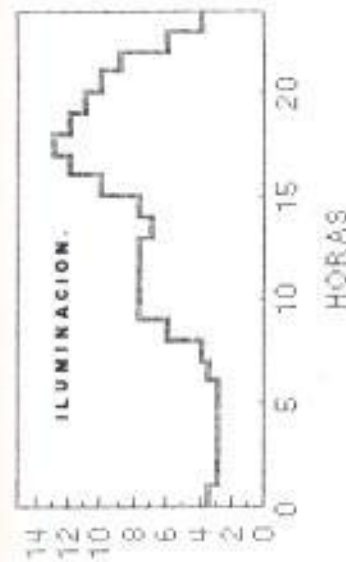
- Congeladores.
- Heladerías.
- Acondicionadores de Aire.

En la curva de carga de calefacción están incluidas.

- Estufas.

KILOVATIOS

KILOVATIOS



KILOVATIOS

KILOVATIOS

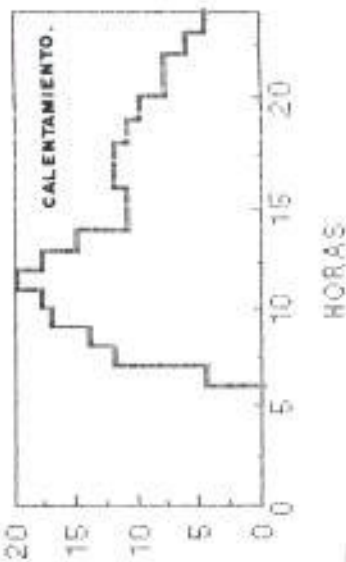
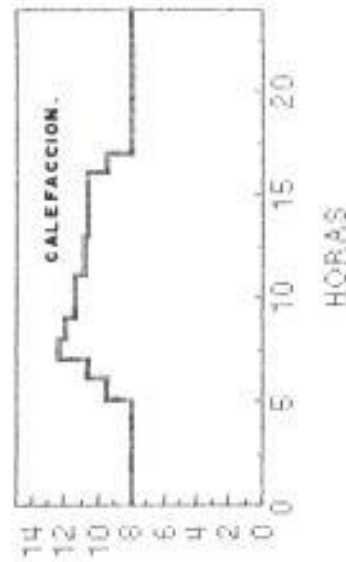


FIGURA 2.18

Curvas de Carga Diarias
Usos Comerciales Típicos.

- Calentadores de Ambiente.

Para la curva de Carga de Calentamiento o Cocción los aparatos eléctricos básicos son:

- Hornos.
- Cocinas.

CAPITULO III

ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO ELECTRICO DE LAS PRINCIPALES CLASES DE CONSUMIDORES.

3.1 RESIDENCIAL

El consumo de energía requerido por la clase residencial es regido básicamente por dos factores:

- Actividades Humanas Diarias
- Día y Noche

El primer factor está íntimamente relacionado con el uso que las personas dan a lo largo del día a los aparatos electrodomésticos y de un pequeño residuo de carga de iluminación. El conjunto de estas cargas eléctricas, son responsables de un bloque constante de energía de la curva de carga de la clase Residencial. La diversificación que se efectúa cuando son usados en conjunto los electrodomésticos, más que con las curvas características de uso individual de estos aparatos se presentan en conjunto de forma bastante uniforme. El segundo factor implica directamente el uso de la iluminación artificial de una residencia. La interrelación de ambos factores al final de

la tarde y primeras horas de la noche, son responsables por el salto de la demanda de energía que se obtiene a las 18 horas.

En la figura 3.1 donde está mostrada la curva de carga de los abonados residenciales se puede verificar que los consumos sufren un pequeño decrecimiento durante la madrugada.

Esto se debe, a la reducción de las actividades diarias durante los períodos de descanso.

En las primeras horas de la mañana ocurren los primeros incrementos de la demanda ya que reinician las actividades diarias que se acentúan a las 6 horas.

Cerca de las 10 horas se produce un segundo incremento, explicadas por las actividades para la preparación del almuerzo.

El mayor pico de demanda del día ocurre al atardecer y tiende a ser máximo (en el invierno), generalmente a las 19 horas. Este pico es caracterizado principalmente por el uso coincidente de los Acondicionadores de Aire y Cocinas Eléctricas, Televisión e Iluminación Artificial. Estos aparatos tienen su uso acentuado cuando ocurre el retorno de las personas que trabajan a sus hogares entre las 18 y 20 horas, la preparación de la merienda, el horario nocturno de la Televisión y la Iluminación de noche.

PORCENTAJE

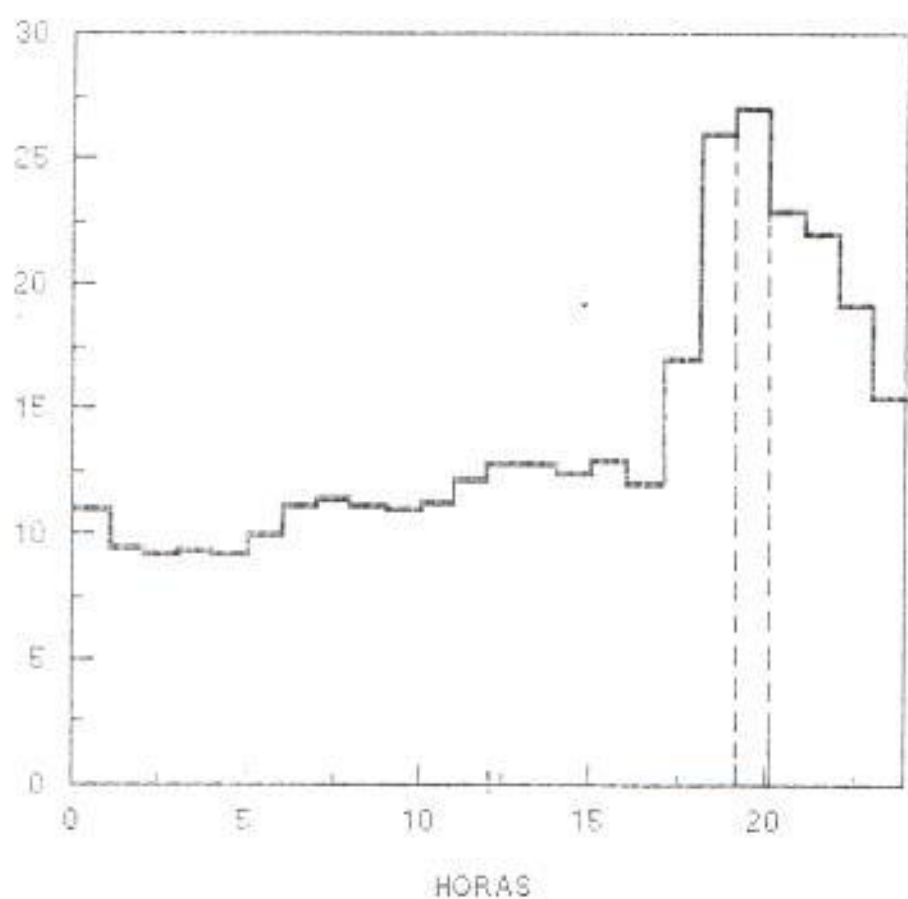


FIGURA 3.1

Curva de Carga
Residencial

Luego después de las 20 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 de salidas de carga de iluminación residencial y televisión en el sistema.

3.2 COMERCIAL

El uso en conjunto de las cargas de todos los usuarios comerciales forma la curva de carga general o total de la clase comercial, mostrada en la figura 3.2. Esta curva se caracteriza por picos en la mañana y en el atardecer.

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

Como se ve en la figura 3.2 se tiene un incremento de carga a las 9a.m., que es normalmente cuando comienzan a funcionar los locales comerciales, teniendo un pico a las 11a.m., luego se tiene una disminución de carga por motivos de descanso para almuerzo.

Luego a las 15h00 se tiene un incremento de carga, debido a la reiniciación de las labores del comercio, teniendo una mayor representación, debido principalmente a la suma de cargas de

ORCENTAJE

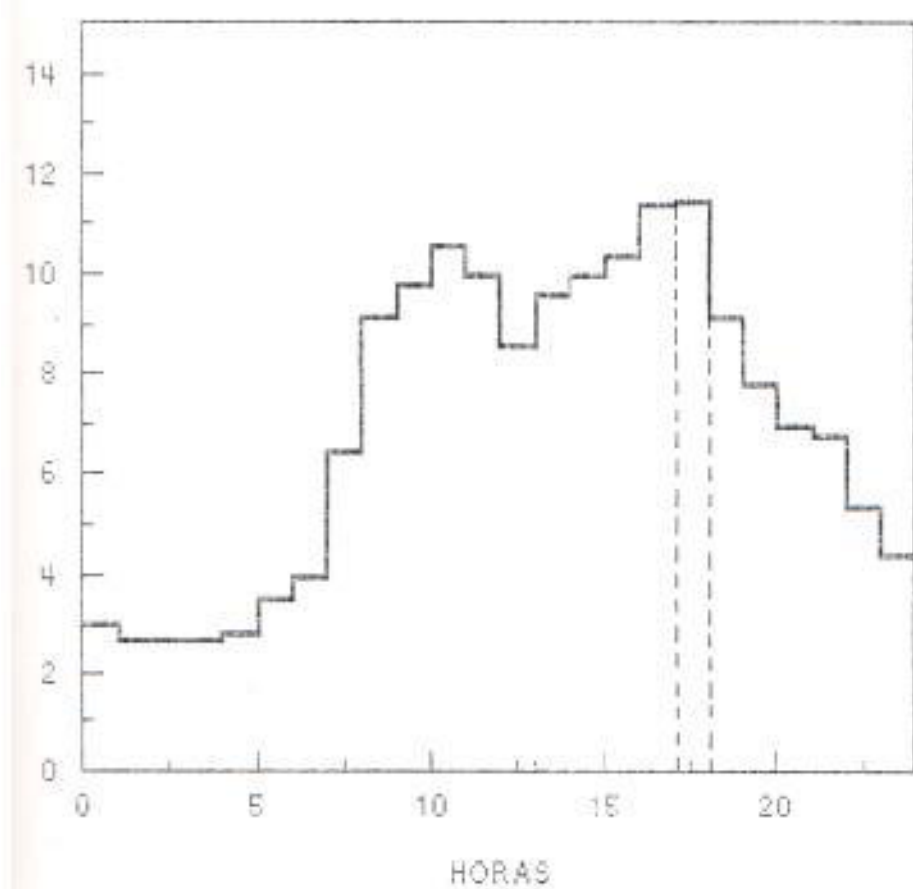


FIGURA 3.2

Curva de Carga
Comercial

iluminación después de la puesta del sol. Luego se observa un decrecimiento paulatino, debido a las salidas de cargas de acondicionadores de aire e iluminación decorativa, quedando solamente la iluminación estrictamente necesaria que permanece hasta el día siguiente que se reinicia nuevamente el proceso.

3.3 INDUSTRIAL

Un aspecto de la curva de carga industrial ver figura 3.3 es la consecuencia de dos regímenes de producción distintos.

- Industrias con régimen de producción continuo.
- Industrias con régimen de producción discontinuo.

En el primer caso encontramos grandes industrias que funcionan 24 horas al día y durante los fines de semana ver figura 3.4.

En el segundo caso, encontramos las pequeñas y medianas industrias que funcionan con dos turnos de ocho horas cada uno y se paralizan los fines de semana ver figura 3.5.

En el área de conserción de EMELGUR-DURAN objeto de este trabajo, existe una industria con régimen permanente de funcionamiento y catorce con régimen de funcionamiento discontinuo. La discontinuidad en el uso de la energía por las industrias deja de ser más perceptible entre el día y noche y durante los fines de semana. A lo largo de la mañana, la carga puede ser

PORCENTAJE

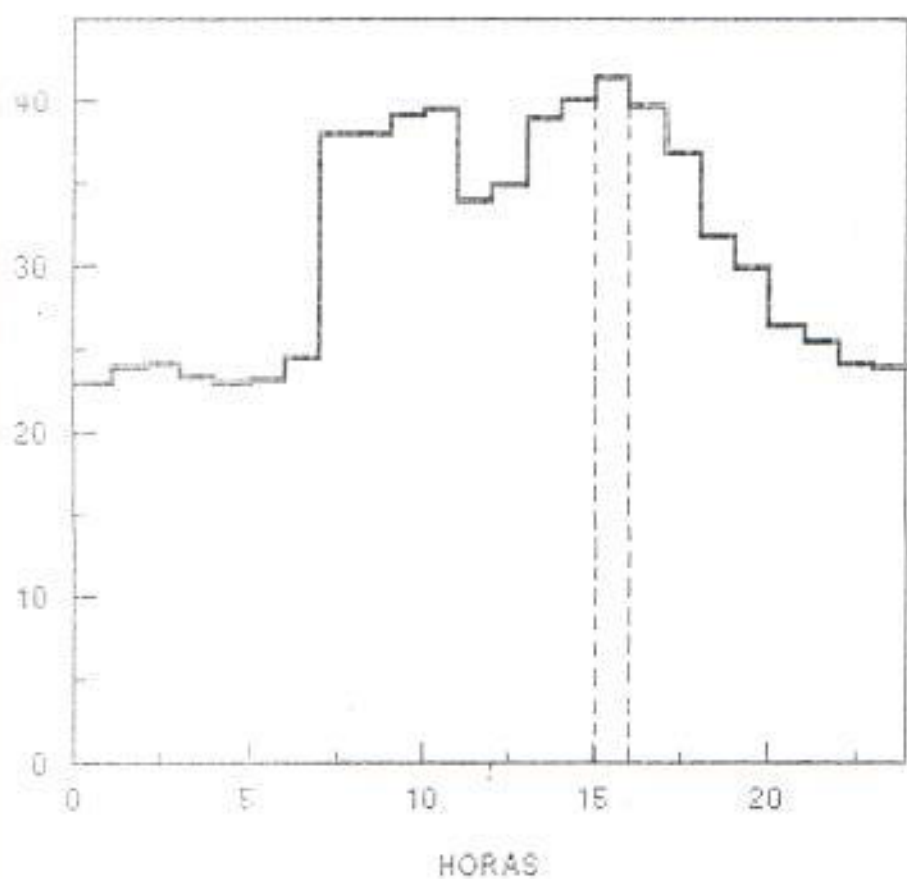


FIGURA 3.3
Curva de Carga
Industrial

PORCENTAJE

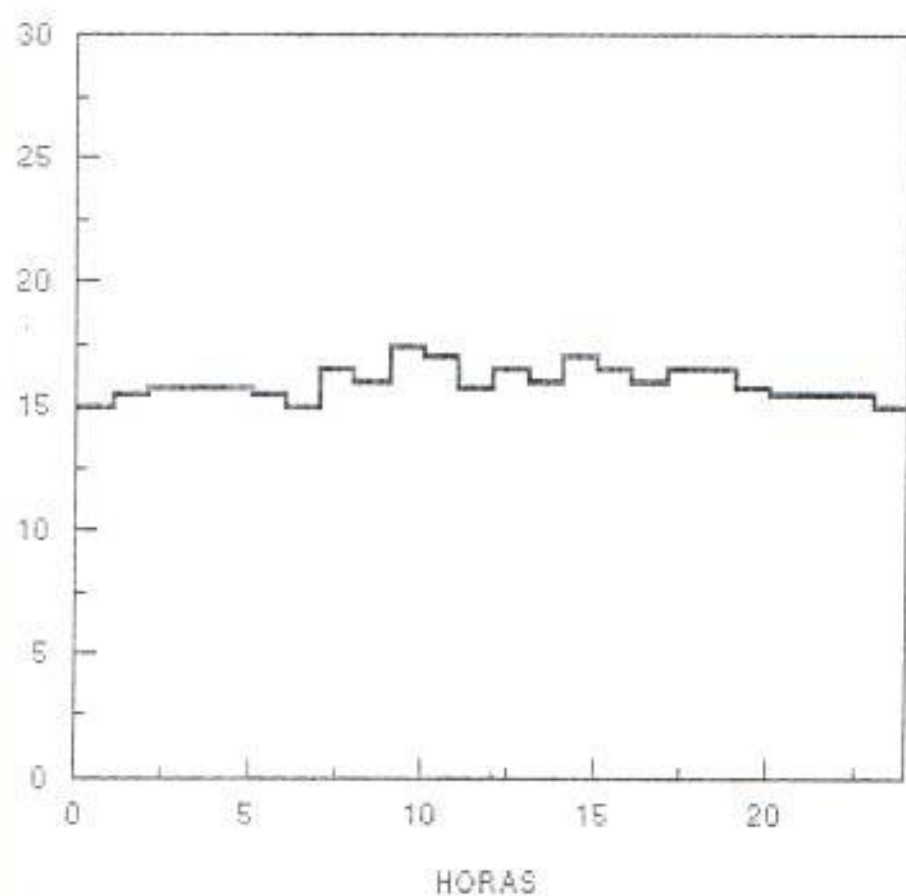


FIGURA 3.4

Curva de Carga
de Grandes Industrias

PORCENTAJE

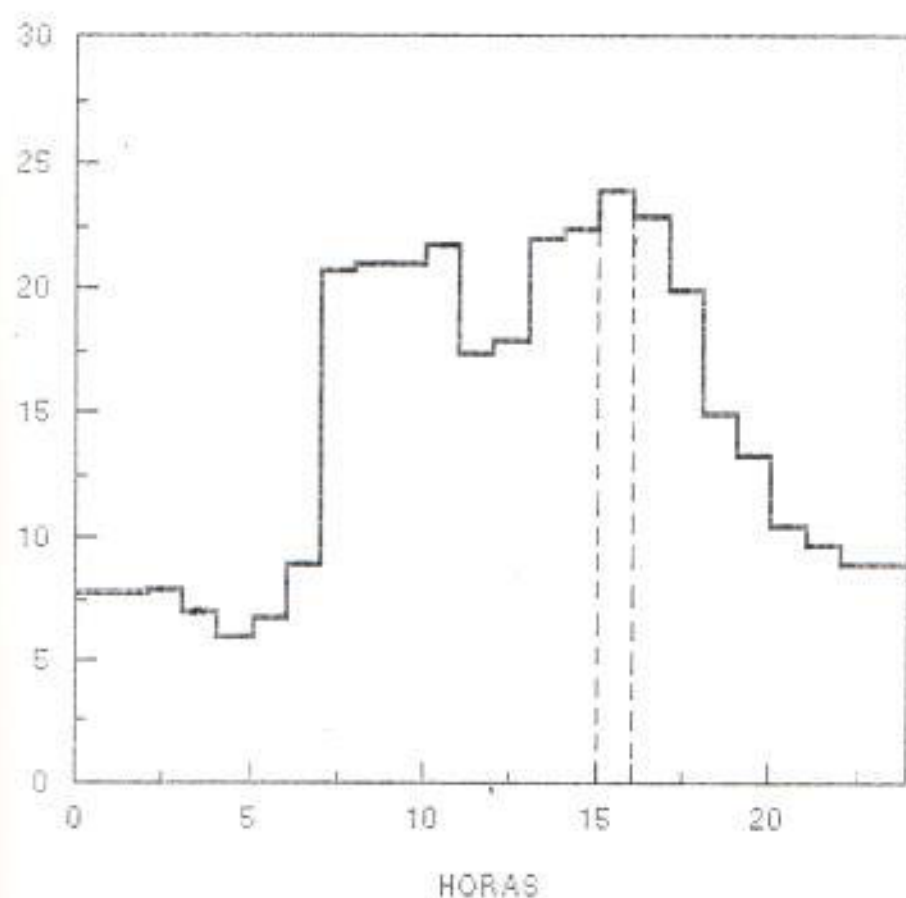


FIGURA 3.5

Curva de Carga
de Pequeñas y Medias
Industrias.

considerada practicamente estable. Esto ocurre porque las cargas industriales tienen en general, poca semejanza con las cargas domésticas. Un cierto tipo de carga industrial, puede estar constituida en un 95% de grandes motores trifásicos tipo inducción por lo tanto la carga se la considera constante, en un ciclo de trabajo determinado por ejemplo: 8 a 16 horas. Muchas cargas individuales son de carácter integramente aleatorio, una cierta configuración media es vista por los transformadores de distribución. En un nivel de subtransmisión la situación que presenta la curva de carga es constante en un igual período de tiempo. Finalmente, en un nivel de transmisión se alcanza una configuración practicamente plana. Observando la curva de carga industrial la figura 3.3, constatamos que la carga se caracteriza por un bloque que se inicia a las 7 horas de la mañana y termina a las 18 horas. Durante las horas de almuerzo, entre las 11 y 13 horas, la carga se reduce. En un período de 2 horas para almuerzo, se muestra una concavidad de la curva.

3.3.1 AGROINDUSTRIAL

La clase de consumo agroindustrial, en el área de concesión de EMELGUR-DURAN esta constituida básicamente por piladoras y secadoras. El Cantón Durán es responsable de un 5% de la potencia instalada de los consumidores agroindustriales atendidos por EMELGUR. La

característica de la agroindustria atribuida a las piladoras, se la verifica analizando un período de un año.

La demanda máxima de esta clase está íntimamente ligada con las cosechas, períodos en que las piladoras y secadoras trabajan a plena carga, tal como se indica en la figura 3.6.

A lo largo de un período de un día, el comportamiento de una piladora es bastante regular, no sufriendo grandes variaciones como las que se verifican en los abonados residenciales. La figura 3.7 muestra la curva de carga de los abonados agroindustriales, de un día útil de la semana.

A las 19 horas se puede verificar que su contribución para el pico del sistema durante el mes de Junio, es de aproximadamente 4% o sea 450 KW.

Si se compara la curva de carga agroindustrial con la curva de carga del sistema se ve que la primera no contribuye para dar forma a la segunda, más contribuye para definir el valor de la demanda máxima de ésta.

Esto se debe al hecho, de que las piladoras y secadoras de arroz comienzan a funcionar con una potencia firme

PORCENTAJE

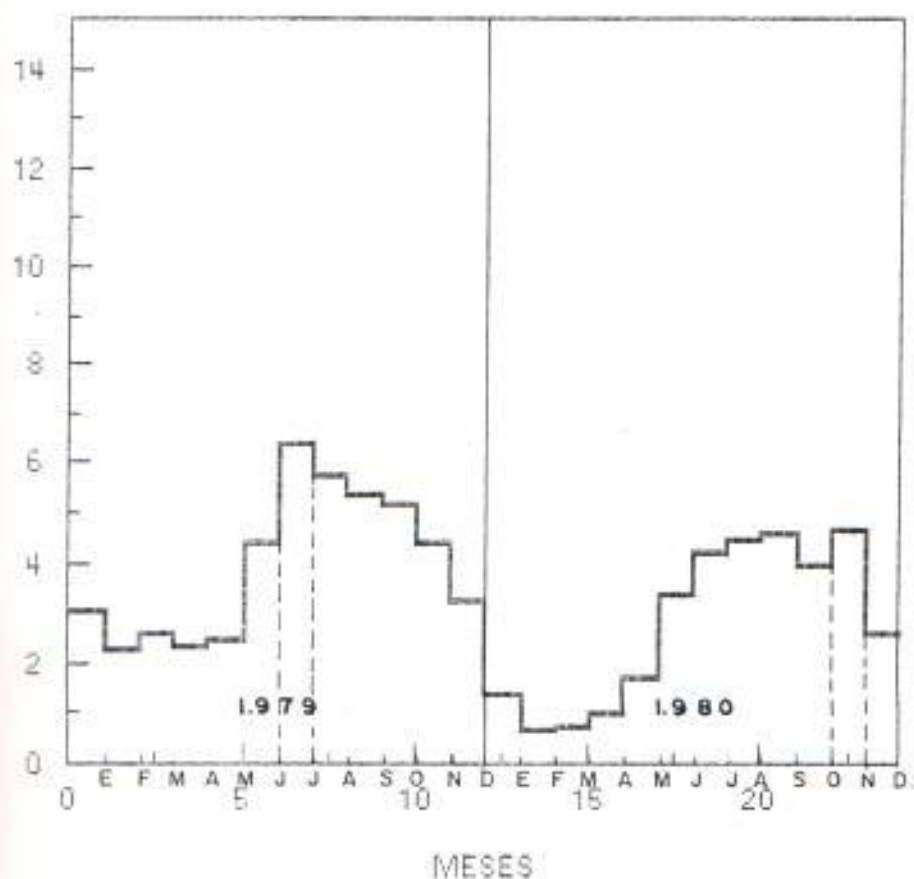


FIGURA 3.6

Gráfico de Demandas Máximas.
Agroindustrias Mes a Mes.

PORCENTAJE

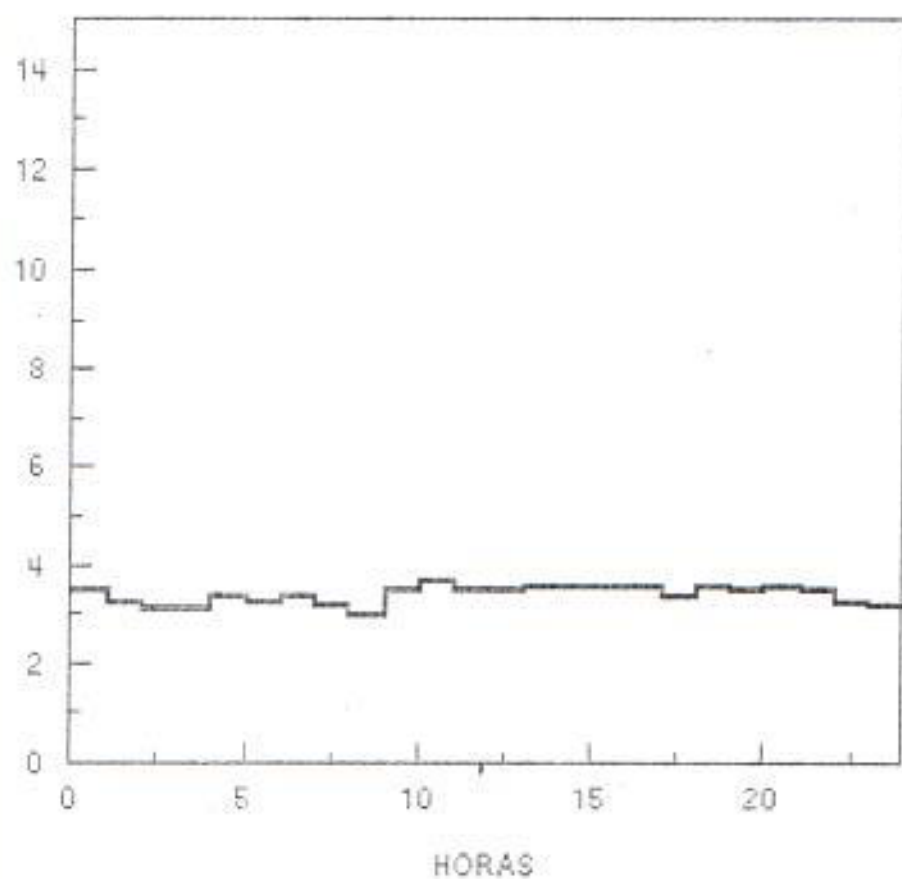


FIGURA 3.7

Curva de Carga.

en el sistema, elevando la estructura básica de la curva en aproximadamente 400 KW.

3.4 ILUMINACION PUBLICA

La carga de alumbrado público es relativamente constante y no varía con las estaciones del año.

La potencia instalada en alumbrado público en el Sistema EMELGUR-DURAN, actualmente es de 725 KW.

Las luminarias se encienden y apagan por medio de un interruptor fotosensible (fotocélula), el cual cambia automáticamente el horario de encender y apagar, de acuerdo con la puesta y ausencia del sol respectivamente. De esta forma es completamente previsible el comportamiento de la carga de iluminación pública, lo cual puede ser visto en la figura 3.8.

Se ve, en la curva, que el comienzo y final de la curva de alumbrado público de un sistema, está representada por escalones. Se determina de esta manera la curva de alumbrado Público, a nivel general, no siendo tan estricto en que a las 18h00 se enciendan las luminarias, ya que estas se van prendiendo y apagando de acuerdo a la entrada y puesta del sol, lo que implica que unas se encenderán y apagarán antes que otras. En el transcurso de 6 a 18 horas la curva es casi cero, debido

PORCENTAJE

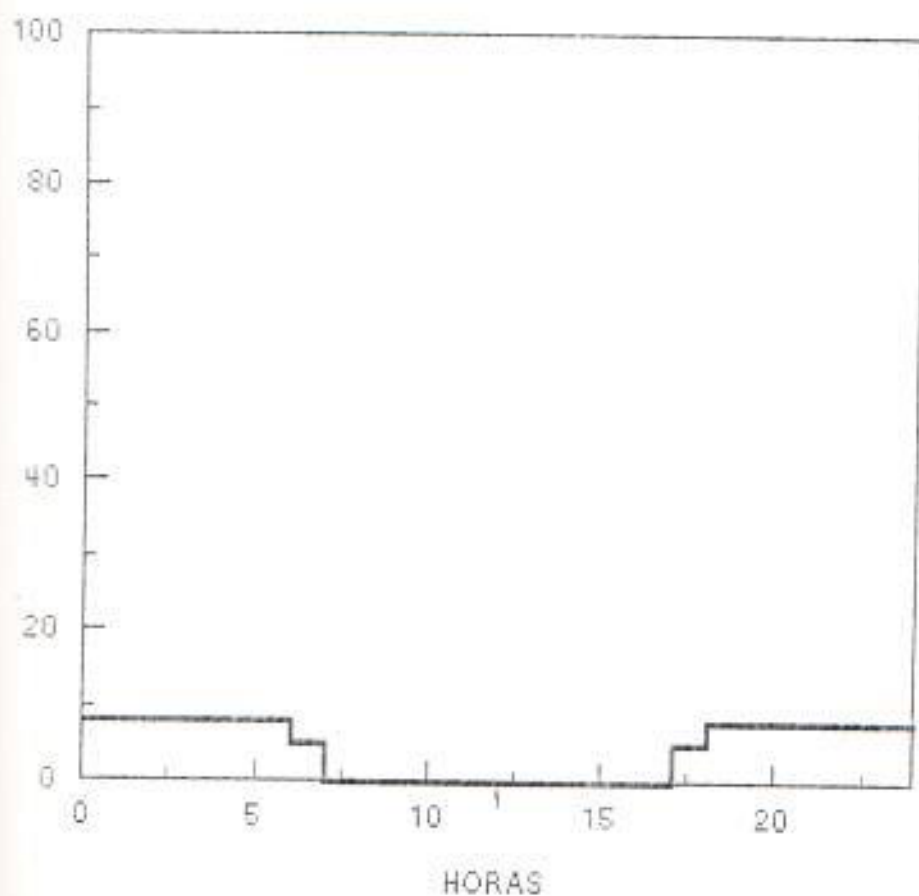


FIGURA 3.8

Curva de Carga
de Iluminación Pública

a ciertas luminarias que permanecen prendidas por problemas de su fotocélula, suciedad, etc.

3.5 CURVA DE CARGA TOTAL DE UN SISTEMA.

La curva de carga de un sistema descompuesta en las cuatro clases de consumidores, es mostrada en la figura 3.9.

La hora del pico para cada clase de abonados se indica por las áreas enmarcadas. La curva de carga de un sistema de un día de invierno relacionada con las clases de consumo, muestra que las puntas individuales de cada clase ocurre en horarios diferentes del que la punta del sistema.

Esta diversidad hace que la punta o pico del sistema, sea menor que la suma de las puntas de cada curva específica.

Por otro lado, cuando ocurre la punta del sistema, la carga para cada clase de consumo es menor que el de su punta individual. Estos picos son caracterizados por las expresiones " demandas coincidentes " y " demandas no coincidentes ".

La primera, demandas coincidentes, es un grupo de cargas coincidentes con un horario en que ocurre el pico del Sistema. La segunda, demandas no coincidentes, es el pico para el grupo que no coinciden con la punta del sistema.

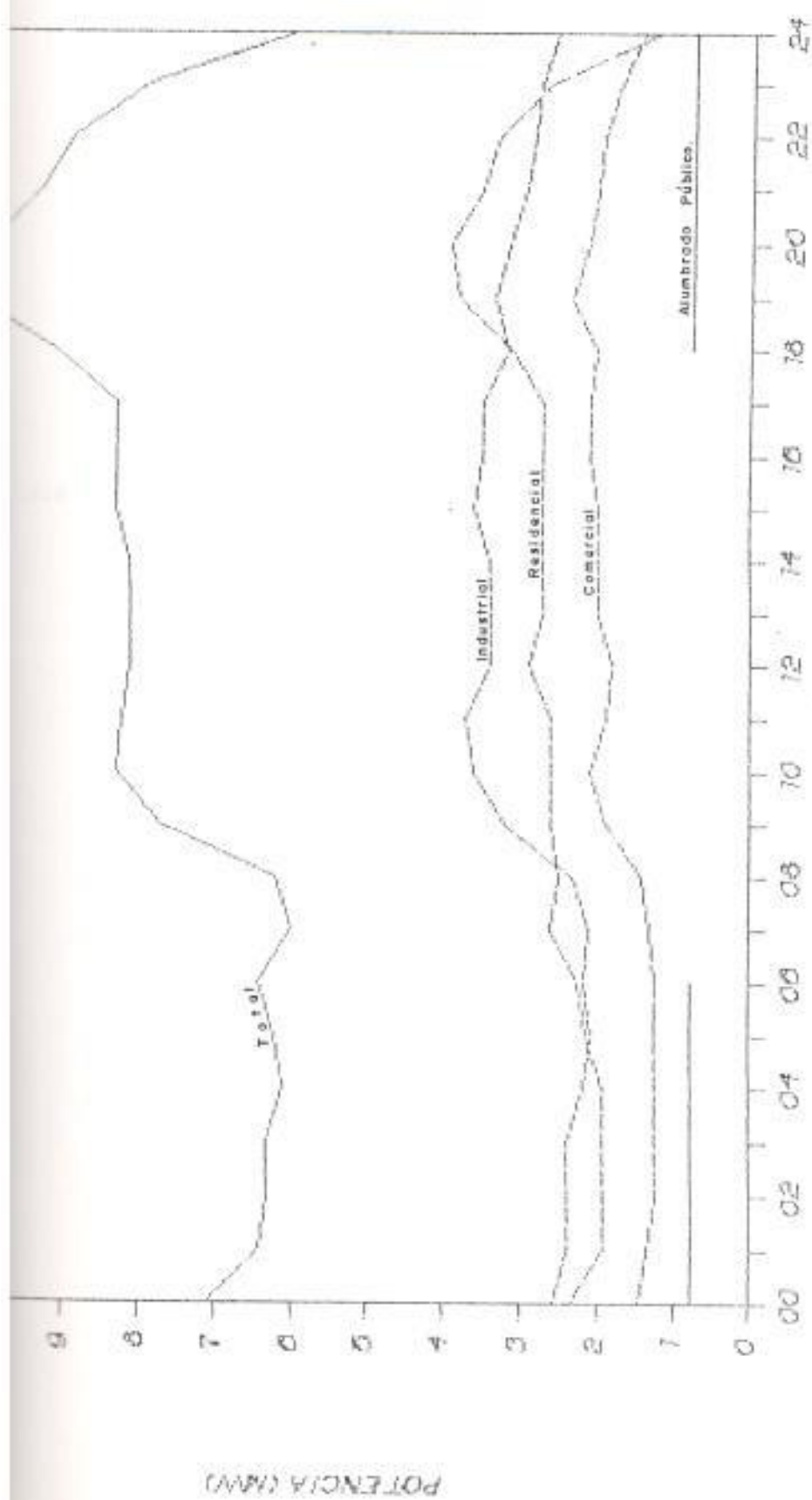


FIG. 3.9

Curva de Carga Total.

La curva de carga de un sistema es influenciada por las condiciones climáticas y condiciones especiales, las cuales tienen gran importancia y causan variaciones en el uso de la energía. Las condiciones climáticas que influyen en la carga son:

- Temperatura
- Humedad relativa del aire
- Presión barométrica

3.6 INFLUENCIAS CLIMATICAS EN LA CURVA DE CARGA DE UN SISTEMA

Las Empresas Eléctricas norteamericanas han realizado exhaustivos estudios al respecto, de los efectos de las condiciones climáticas en las cargas.

Para estas Empresas las cargas también se han basado en las condiciones climáticas de las varias estaciones del año y son consideradas como cargas básicas.

Para variaciones climáticas se aplica un patrón de, corrección en la carga básica para así estimar la carga actual.

El tiempo nublado aumenta la carga en proporción directa al grado de oscuridad. En la tabla siguiente se muestra la contribución para diferentes grados de luminosidad.

<u>Grados de Luminosidad</u>	<u>Aumento de Carga</u>
Tiempo bueno - cielo despejado (sol)	-2
Tiempo bueno - Nubes dispersas (sol)	-1
Tiempo claro - Cielo azul	0
Tiempo bueno - Poca neblina	1
Tiempo bueno - Nubes dispersas (Altas, poco espesas)	1
Tiempo bueno - Neblina espesa	2
Nubes dispersas - Bajas y espesas	2
Cielo entrenublado - Nubes altas y finas	2
Cielo entrenublado - Nubes altas y espesas	3
Cielo cubierto de nubes - Nubes altas y finas	3
Cielo cubierto de nubes - Nubes bajas y espesas	4
Cielo con bruma clara - Nieve densa	4
Cielo entrenublado - Nubes moderadamente bajas y espesas	5-6
Cielo entrenublado - Nubes bajas y espesas	7
Cielo entrenublado - Nubes muy bajas y pesadas	8-9
Nieve moderada	8
Cielo entrenublado - Nubes muy bajas y muy pesadas	10-12
Nieve densa	10-12

La clasificación anterior indica las correcciones a ser aplicadas a una carga básica para los grados de luminosidad, variando en proporciones a la altitud, espesura y densidad de las nubes. En esta clasificación se toma en cuenta la opinión o experiencia de operadores de los sistemas eléctricos, lo que

conlleve un porcentaje pequeño de error llamado error humano. A fin de poder eliminar este error, algunas empresas utilizan medidores de luminancia instalados en varios puntos de un sistema.

Esto permite relacionar la luminosidad medida con el cambio en la carga, permitiendo una estimación mas real del efecto de la luminosidad. La temperatura también afecta a la carga.

Bajas temperaturas durante el invierno causan aumento en la carga.

Las tempestades atmosféricas en el invierno afectan a la carga de un sistema de varias maneras. En general, donde los sistemas de distribución y subtransmisión son predominantemente subterráneos, como en el centro de las ciudad, tiende a aumentar la carga del Sistema. En el caso de los sistemas aéreos, tempestades acompañadas de fuertes vientos, algunas veces causan interrupciones del suministro por el contacto de los conductores aéreos. Esto tiende a reducir la carga más en los días subsiguientes que en el momento de la tempestad, dependiendo de cuán rápido el suministro pueda ser restablecido.

CAPITULO IV

POLITICA TARIFARIA DE LA METODOLOGIA PROPUESTA

4.1 OBJETIVOS

Las tarifas eléctricas en vigencia está conformada su estructura por dos componentes básicos definidos en su costo, o sea:

- Componente relativo a la demanda de potencia.
- Componente relativo a los consumos de energía.

Actualmente, este sistema no permite que el abonado percibiese o esté al tanto del reflejo de la forma de uso de la energía eléctrica, ya que no hay diferencia de costos según los horarios de uso de la energía durante el día o en época del año que existe menos demanda.

Es indiferente para el abonado el usar la energía eléctrica durante la madrugada o al final de la tarde, así mismo como el consumo durante el mes de Febrero o el mes de Agosto, épocas en que en ciertas zonas aumenta o decrece la demanda, como es el caso de las zonas agroindustriales.

Con eso, el perfil del comportamiento del consumo de energía a lo largo de esos períodos refleja una tendencia natural, vinculada exclusivamente a los hábitos de consumo y las características propias del mercado energético de una región dada.

La figura 4.1 muestra el comportamiento medio del mercado energético, a lo largo de un día.

Se observa, que en un horario de las 17 a las 22 horas, un aumento en el uso de la energía eléctrica. Este comportamiento resulta de las influencias individuales de las varias clases de consumo que normalmente conforman la curva de carga: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros.

El horario de mayor uso arriba identificado es denominado "horario de pico", de un sistema eléctrico y es justamente, en el período en que las redes de distribución asumen mayor carga, obteniendo su máximo valor aproximadamente a las 19 horas, variando un poco este horario de una región a otra.

Debido a un mayor requerimiento de energía de las redes de distribución en este horario se verifica que un nuevo cliente a ser atendido por el sistema, costará más a la Empresa Eléctrica en ese período de mayor demanda, de que en cualquier otra hora del día, teniendo en cuenta la necesidad de ampliación del sistema para atender cargas en horario de pico.

PORCENTAJE

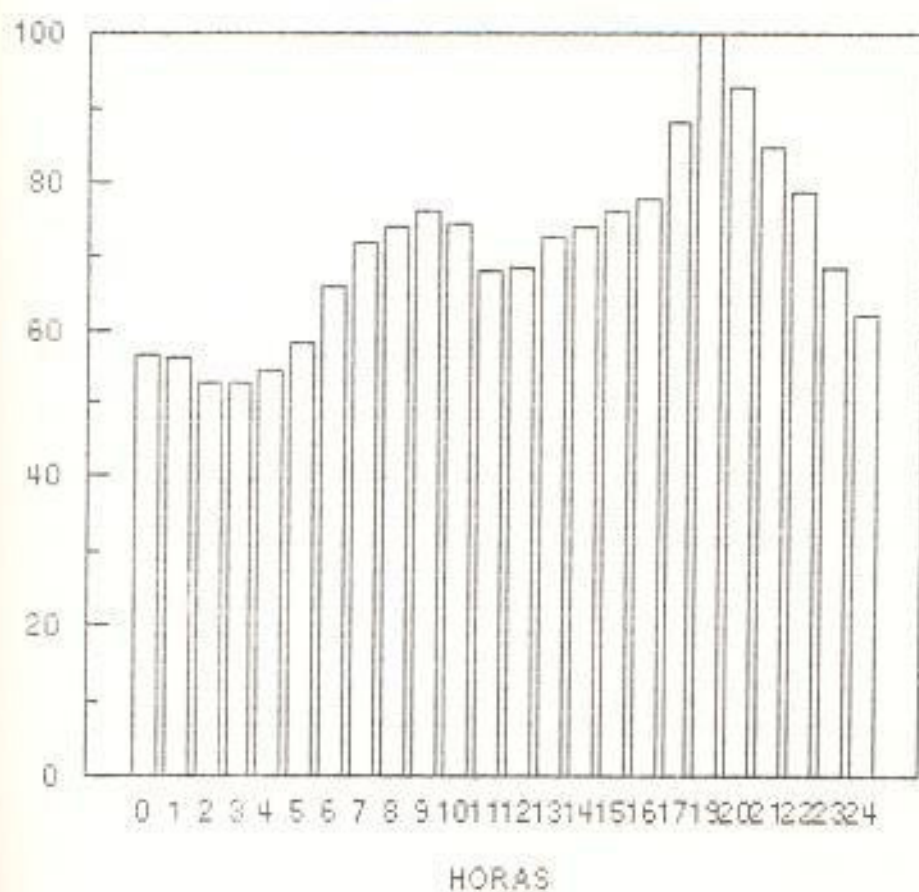


FIGURA 4.1

Comportamiento Medio del Mercado Energético

De la misma manera, el comportamiento del mercado de energía a lo largo del año, tiene también características propias, que se pueden visualizar en la figura 4.2.

La curva A representa la disponibilidad media de agua en los manantiales que irán a ser represados en los reservorios de las centrales hidroeléctricas que constituyen el potencial predominante de generación de electricidad.

La curva B representa el comportamiento medio del mercado de energía eléctrica a nivel nacional y que obtiene un valor máximo justamente en un período en que la disponibilidad de agua en los reservorios es mínima.

Este factor permite identificar, en función de disponibilidad hídrica, una época del año denominada período seco comprendida entre los meses de Mayo y Noviembre de un año y otra denominada período húmedo comprendida de Diciembre de un año a Abril del año siguiente.

La atención del mercado en los períodos secos solo es posible en virtud de la capacidad de acumulación de los reservorios de las centrales hidroeléctricas que estancan el agua que fluye durante un año.

Igualmente, el suministro de energía eléctrica en períodos

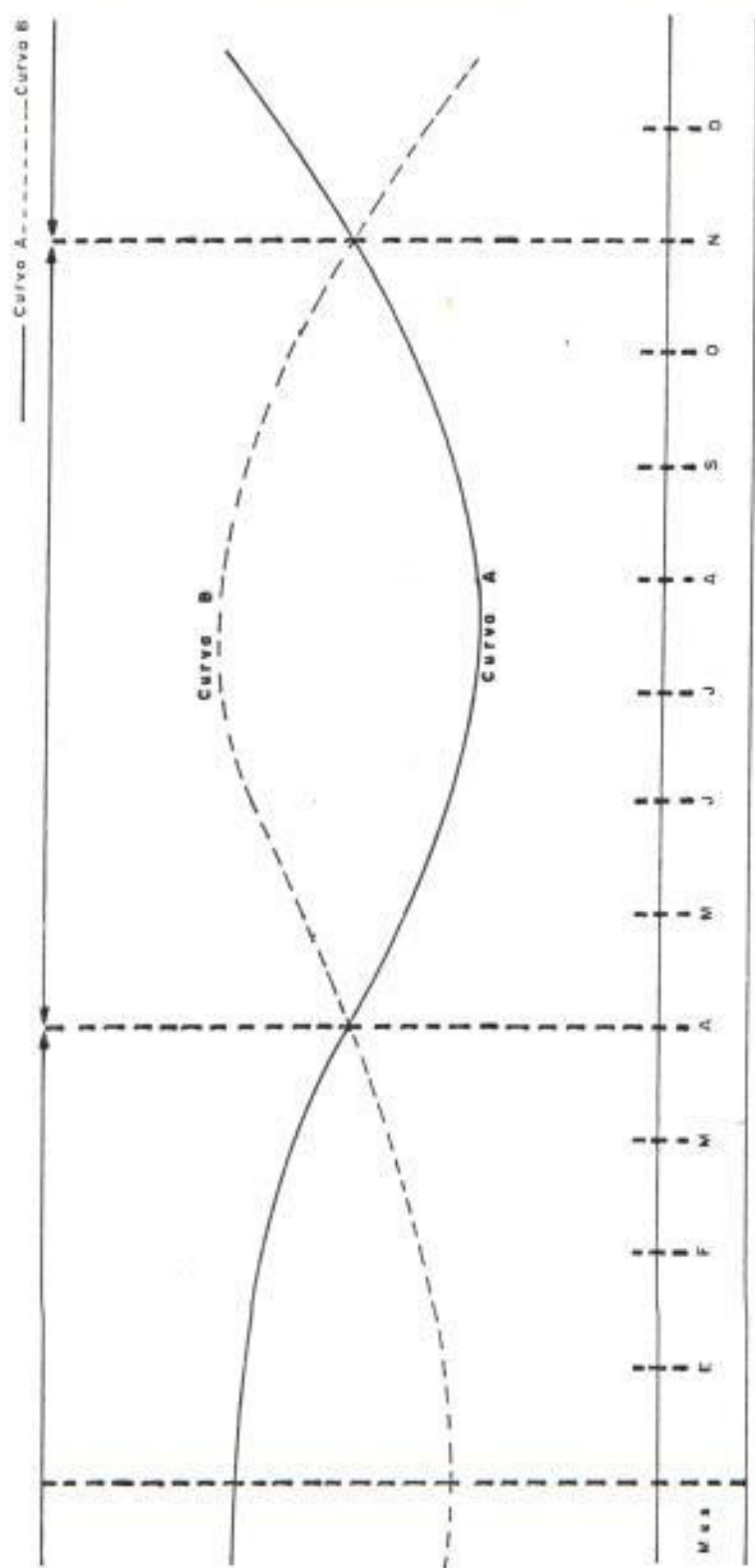


FIGURA 4.2
Comportamiento de Mercado
de Energía en el Año.

secos tiende a ser más oneroso, pues está asociado a un mayor riesgo de déficit decurrente de la probabilidad de ocurrencia de períodos con poca precipitación pluviométrica, lo que lleva a la necesidad de complementar este déficit con generación térmica.

Debido a esos factores típicos de comportamiento de la carga a lo largo del día y a lo largo del año en relación a la disponibilidad de agua, se introduce la idea de una nueva estructura tarifaria, que comprende la sistemática aplicación de tarifas a costos diferenciados de acuerdo con la hora del día (pico o fuera de pico), y en que períodos del año se trabaje (seco-verano y húmedo-invierno), denominada tarifa incentivada.

La finalidad de la aplicación de tarifas diferenciada o incentivada se justifica principalmente por causas originadas en un sistema eléctrico, teniendo en cuenta las necesidades de :

- a) Estimular el desplazamiento de parte de la carga para los horarios en que el sistema eléctrico este menos congestionado.
- b) Orientar el consumo de energía para períodos del año en que haya mayor disponibilidad de agua en los reservorios de las Centrales Hidroeléctricas.

Consiguiendo lo anterior, se logra una utilización más racional de la energía, compatible por tanto, con el potencial de producción y distribución existente en el sistema eléctrico interconectado.

A medio y largo plazo, el ingreso de nuevos usuarios al sistema eléctrico, conlleva menores inversiones unitarias, ya que a consecuencia de la liberación de la capacidad de atención, proveniente del dislocamiento de la carga y consumo, puede ser usada para suplir el nuevo mercado.

Los costos diferenciados también permiten a los consumidores reducir el dispendio de electricidad teniendo en cuenta la eventual posibilidad de menor utilización de demanda en un horario de punta, aliada a una optimización de consumo en períodos secos.

4.2 DEFINICIONES Y CONDICIONES CONTRACTUALES DEL SUMINISTRO PARA LA APLICACION DE TARIFAS INCENTIVADAS

4.2.1 DEFINICION DE PARAMETROS

4.2.1.1 Horario de Punta

Corresponde al intervalo de tres horas consecutivas, situado en un período comprendido entre las 17 a las 22 horas de los días laborables.

4.2.1.2 Horario Fuera de Punta

Comprende las horas complementarias de las tres horas relativas, al horario de punta anteriormente definido, aumentando las horas correspondientes a los sábados, domingos y feriados.

4.2.1.3 Período Seco

Comprende el intervalo situado entre los meses de Mayo a Noviembre de cada año.

4.2.1.4 Período Húmedo

Comprende el intervalo situado entre el mes de Diciembre de un año a Abril del año siguiente.

4.2.1.5 Etapas Horo-Estacionales

Son también denominados " Puntos Tarifarios ", siendo definido conforme se indica.

Horario de punta en período seco	PS
Horario de punta en período húmedo	PH
Horario fuera de punta en período seco	FS
Horario fuera de punta en período húmedo	FH

A cada segmento Horo-Estacional arriba definido se le atribuyen precios diferenciados.

4.2.1.6 Tarifa de Sobredemanda

Es la tarifa aplicada a un segmento de la demanda medida integrada en intervalos de 15 minutos referente a un segmento horo-estacional, que excede al valor de la demanda contratada para un mismo segmento.

Se la define separadamente para la demanda de punta o fuera de punta.

4.2.1.7 Modulación

La modulación expresa la reducción porcentual del valor de la demanda en horas de punta, en relación a la de la hora fuera de punta.

La expresión siguiente permite el cálculo del índice de modulación.

$$Im (\%) = (1 - DP / DFP) \times 100$$

DFP y DP son repectivamente los valores de demandas fijadas para las horas fuera de punta y las horas de punta.

Im: Índice de modulación.

4.2.2 CONTRATO DE SUMINISTRO

4.2.2.1 Condiciones Básicas para el Suministro con Tarifa Incentivada

En el Suministro con Tarifa incentivada deben ser satisfechas las siguientes condiciones:

- a) Que la unidad consumidora sea atendida por medio del Sistema Nacional Interconectado.
- b) Que la unidad consumidora atendida a una tensión inferior a 69 KV, presente en los últimos once meses anteriores a la contratación, tres registros de demanda medida integrada mayor o igual a 250 KW y menor de 500 KW.
- c) Que si ha contratado demanda en horarios fuera de punta en un período de invierno, no sean inferior a 250 KW.

El suministro de energía con tarifa incentivada será obligatoria a consumidores que cumplan los requisitos anteriores y se la suministrará de la siguiente manera.

4.2.2.1.1 Para abonados atendidos en tensión igual o superior a 69 KV.. A partir de Enero de 1990. Casos Empresas Eléctricas.

4.2.2.1.2 Para abonados atendidos con tensión inferior a 69 KV.:

- Abril de 1990, comprendiendo el suministro de energía posterior a los de la lectura realizada en aquel mes para las industrias que presenten hasta Febrero de 1990, tres registro de demanda mayor o igual a 500 KW.

- Julio de 1990, comprendiendo el suministro de energía posterior a los de la lectura realizada en aquel mes para las industrias que presenten hasta Mayo de 1990, tres registros de demanda mayor o igual a 250 KW.

Quando un tercer registro ocurre, posterior a los meses de Febrero y

Mayo, la Empresa aplicará la tarifa diferenciada, dentro de los 120 días, contados a partir de esa ocurrencia debiéndole notificarle el abonado, a fin de tomar las precauciones necesarias.

4.2.2.2 Disposiciones Contractuales

El suministro de energía con aplicación de la tarifa incentivada sera realizado obligatoriamente bajo la firma de un contrato entre el abonado o cliente y la Empresa Eléctrica de la región, con una vigencia mínima de tres años.

El contrato deberá disponer como minimo lo siguiente:

- Punto de entrega de energía.
- Tensión de Suministro.
- Fecha de inicio del Contrato.
- Demandas contratadas por segmento horo-estacional con sus respectivos cronogramas de vigencia y las condiciones para su revisión.
- Horario de punta y fuera de punta.
- Plazo de vigencia del contrato.

Condiciones, formas y plazos que aseguren el resarcimiento de eventuales, que la Empresa tenga con referencia al Suministro.

- Posibles incrementos en los costos de las tarifas, tanto de la demanda como del consumo.

4.2.2.3 Condiciones para la Definición de los Valores de Demandas.

Deben observarse las siguientes condiciones, en la fijación de las demandas de los varios segmentos horo-estacionales.

- a) A criterio de las partes se podrá estimar un período de pruebas de noventa días, con la finalidad de permitir al cliente el ajuste de los valores de demanda de punta y fuera de punta.

En ese caso la demanda para fines de facturación, será la medida en el respectivo segmento horo-estacional, no siendo necesaria la tarifa de sobredemanda.

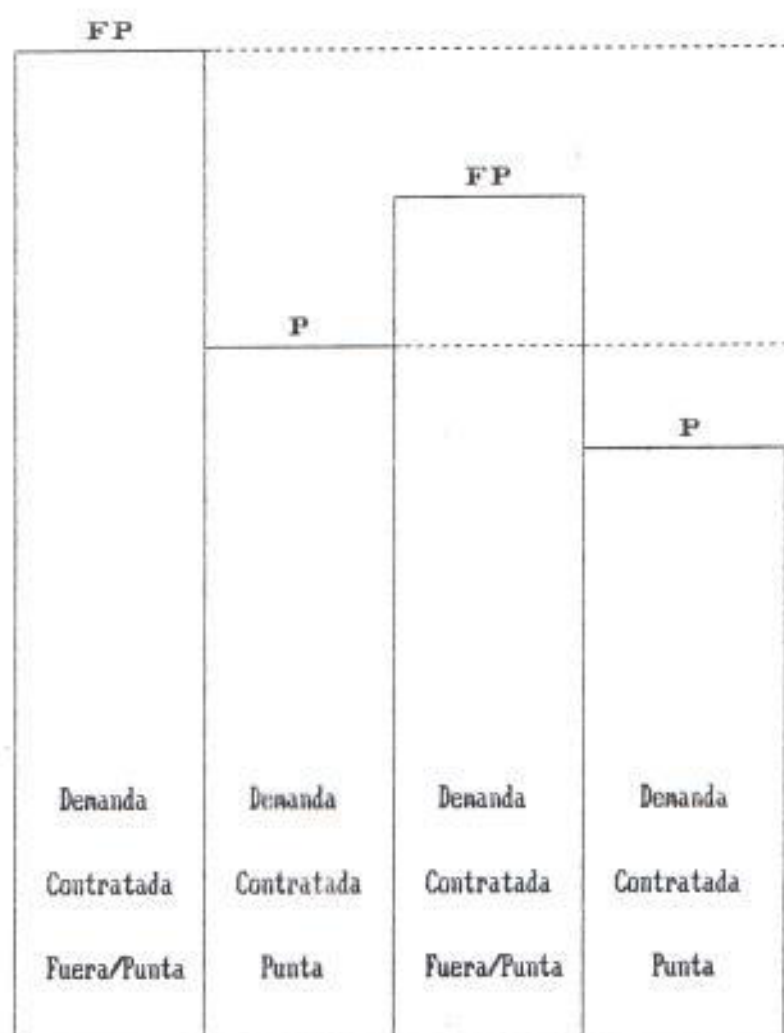
Si en función de la dislocación de cargas de un segmento de punta, se verifica un factor de

potencia inferior de 0,9, la Empresa considerará un plazo no mayor de 180 días incluido los períodos de prueba, para que el abonado efectúe los correctivos necesarios para mejorar el factor de potencia.

- b) Las demandas contratadas para el horario fuera de punta, no podrá ser inferior a la actual demanda contratada.
- c) Las demandas contratadas para los horarios fuera de punta de un período seco o húmedo, no podrán ser superiores a las demandas contratadas para los horarios de punta de los respectivos períodos.
- d) La demanda contratada para los horario de punta y fuera de punta de un período seco no podrán ser superiores a las respectivas demandas contratadas en un período húmedo.

La figura 4.3 permite una mejor visualización de las condiciones establecidas en los literales C y D.

4.2.2.4 CONDICIONES PARA VARIAR LOS VALORES DE DEMANDA.



← PERIODO HUMEDO → ← PERIODO SECO →

FIGURA 4.3

Demandas Contratadas
Horario Fuera de Punta.

La revisión de los valores de demanda contratadas podrá ser efectuada observándose las siguientes condiciones:

4.2.2.4.1 REDUCCION DE LA DEMANDA: Se podrá efectuar si es que no resulta un valor inferior a 250 KW en un segmento fuera de punta de un período húmedo, observando además lo dispuesto en el numeral 4.2.2.3

Deberá además ser considerada la posibilidad de:

Utilizar la capacidad liberada del sistema como resultado de la reducción para mejorar sus condiciones de operación, de forma de propiciar la regularidad de los suministros existentes, y además.

Utilizar la capacidad libre del sistema como resultado de la reducción para atender a otros usuarios.

4.2.2.4.2 INCREMENTO DE DEMANDA.

El incremento de la demanda podrá efectuarse en cualquier momento siempre y cuando exista la disponibilidad en el sistema de las Empresas Eléctricas.

Si fuera necesario la ejecución de obras para la ampliación de la capacidad del sistema, el plazo de vigencia del contrato deberá ser prorrogado de modo que alcance tres años, a partir de la ejecución de las respectivas obras.

Siempre que el abonado prevea un aumento en su producción como consecuencia de un crecimiento de la demanda de potencia, deberá solicitar la revisión del contrato de suministro de energía para modificar las demandas contratadas a fin de que no esté sujeto a la aplicación de tarifas de sobredemanda.

4.2.2.5 TOLERANCIA PARA LA SOBREDEMANDA.

En el sistema de tarifas incentivadas no se

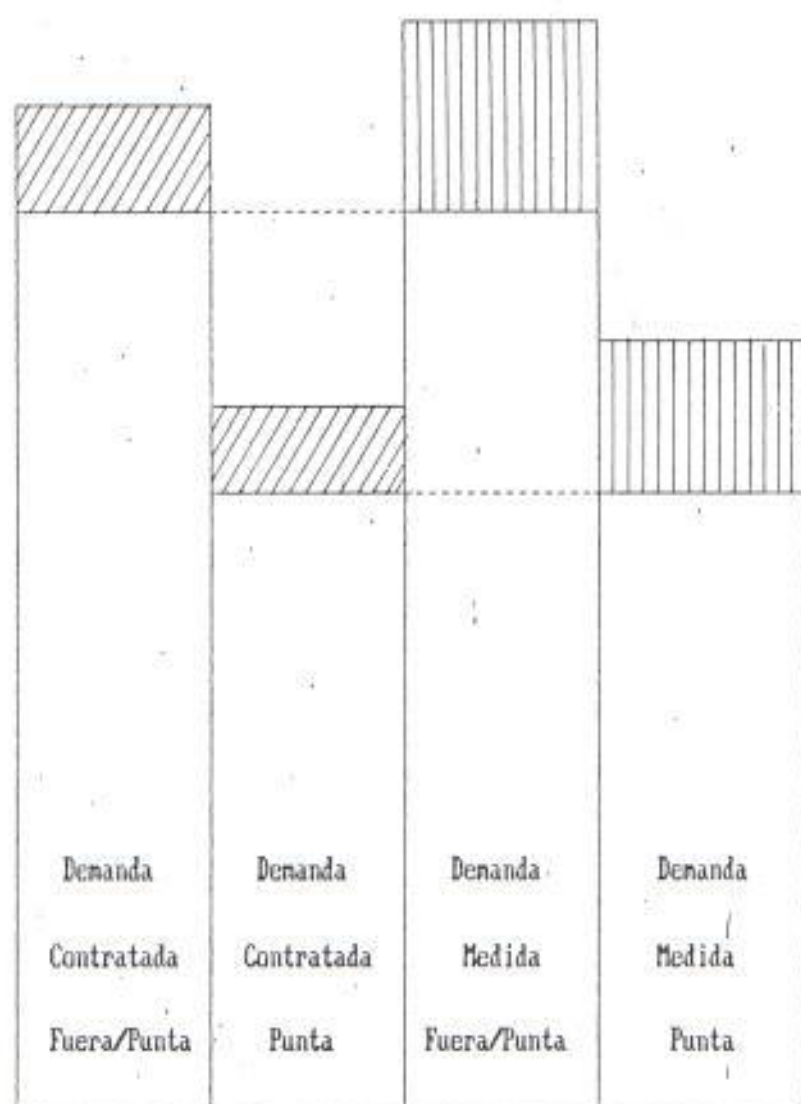
aplicará la tarifa de sobredemanda a la demanda medida siempre que no se exceda de los límites relativos a los valores contratados en los respectivos segmentos horo-estacionales.

- Cinco por ciento (5%), para el caso de suministro de las unidades consumidoras atendidas en tensión igual o superior a 69 KV.
- Diez por ciento (10%), para el caso de suministro de las unidades consumidoras atendidas en tensión inferior a 69 Kv.

Superados esos límites se podrá aplicar la tarifa de sobredemanda en todos los rangos que exceda a la demanda contratada, ver figura 4.4 .

4.2.2.6 PARTICIPACION FINANCIERA.

- 4.2.2.6.1 En caso de instalaciones nuevas cuyos propietarios optaren por la tarifa incentivada la inversión de responsabilidad de la Empresa deberá ser calculada considerándose las demandas contratadas fuera de punta en período húmedo y seco .



← PERIODO SECO o HUMEDO →



MAXIMO PORCENTAJE ADMISIBLE DE SOBREDEMANDA



PARTES EN QUE SERAN APLICADAS LAS TARIFAS DE SOBREDEMANDA

FIGURA 4.4.

Rangos de Tarifa de Sobredemanda.

4.2.2.6.2 Si el costo de la obra relativo a una extensión de la línea para la atención de un abonado fuera superior al límite de inversión de responsabilidad obligatoria, de la Empresa Eléctrica local el abonado pagará la diferencia a título de ayuda para la construcción.

4.2.2.6.3 Dentro de un período de 36 meses contados de la conexión definitiva, sólo serán admitidas reducciones en las demandas contratadas fuera de hora de pico en los períodos húmedos y secos si:

- La nueva demanda promedio, en un período de 36 meses calculada en base a las demandas ya facturadas fuera de horario de pico de los períodos húmedos y secos, y las nuevas demandas previstas para el horario de pico, fueran superior a la demanda promedio relacionada a las inversiones de responsabilidad de las Empresas.

- La nueva demanda promedio, calculada de la forma expuesta en el párrafo anterior, es inferior a la demanda media mínima relacionada a la inversión de responsabilidad obligatoria de la Empresa, el consumidor se compromete a pagar el valor correspondiente al producto de la diferencia de las demandas promedios en KW, por el costo s/.kw en vigencia a la fecha del período de reducción solicitado por el abonado.

4.3 MEDICION DE ENERGIA

Para la aplicación de la tarifa diferenciada, los registros de demanda y consumos en horario de punta y fuera de punta, son realizados por medio de medidores específicos a ser instalados bajo responsabilidad de la Empresa, es decir, los instrumentos de medición, así como los equipos complementarios (Transformadores de corriente y potencial) para la instalación son propiedad de la Empresa.

Los equipos de medición a ser utilizados tienen las siguientes características.

4.3.1 MEDIDORES CONVENCIONALES

Se utilizan dos medidores convencionales independientes, tipo electromecánico de demanda incorporada y conmutable, a través de un interruptor horario, debiendo cada registrador ser accionado para funcionar durante el tiempo programado para ello.

En la figura 4.5 se representa un esquema básico de conexión para un medidor en baja tensión aplicable a tarifas diferenciadas (doble tarifa).

El contactor de doble dirección, cierra los contactos A, cuando la bobina está desenergizada, alimentando las bobinas BP del medidor durante el período más prolongado o diurno que va desde las 10h30 a las 18h30.

A las 15h30 el interruptor horario actúa haciendo cerrar el contactor K y consecuentemente energizando la bobina del contactor. Los contactos A son abiertos y cerrados los contactos B pasando a alimentar las bobinas BP del medidor horario nocturno.

4.3.2 MEDIDOR DE DOBLE TARIFA

Los medidores de Watt-hora de doble tarifa, son

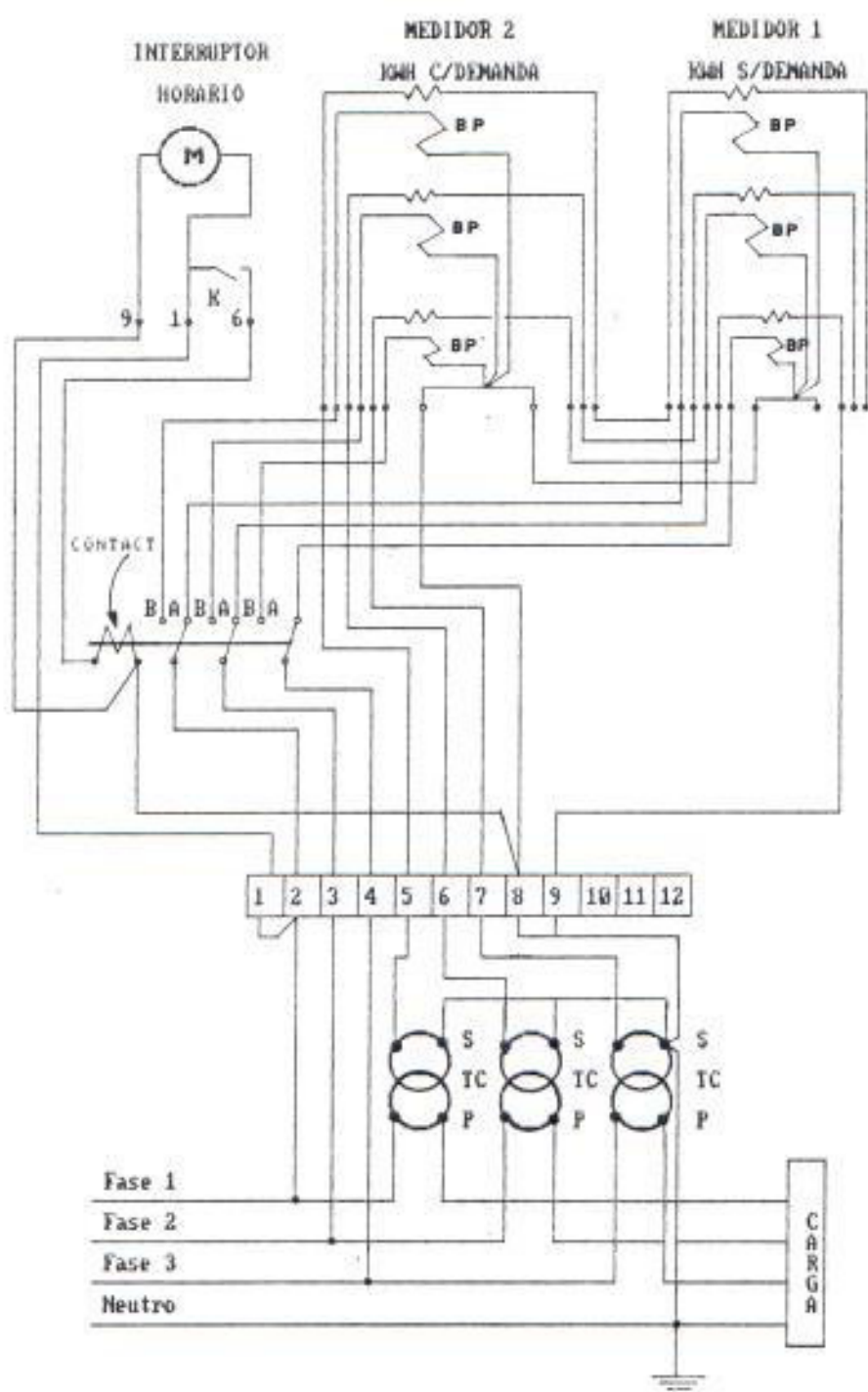


FIGURA 4.5

Medidor Convencional.

medidores de energía eléctrica trifásicos, dotados de dos registradores mecánicos de KWH, de tambores ciclo-métricos que permiten el registro de la energía separadamente en relación a horarios programados (ej. horas de punta y fuera de punta).

Los medidores presentan un reloj interno, una pantalla visible para días de la semana, horas y minutos, con posibilidades de ajuste externo, a través de una puerta óptica.

Un circuito electrónico controlado por microprocesadores, determina, en relación a los horarios programados, en cual de los discos será registrado el consumo. Es también responsable por el procesamiento de los pulsos recibidos del sensor óptico, localizado junto al disco, el envío de los mismos para el registrador de KWH.

Los horarios y otros parámetros varían en función de las medidas, son pre-programadas en la fábrica, en una memoria no volátil, fácilmente alterada por una simple sustitución de un circuito integrado.

El circuito electrónico está dotado de una batería interna recargable, con una duración de 60 horas que, en caso de falta de energía eléctrica mantendrá el reloj

interno correctamente en hora. En la figura 4.6 se muestra un medidor de doble tarifa.

4.3.3 MEDIDOR CON REGISTRADOR ELECTRONICO

Los medidores polifásicos, permiten la utilización de algunos accesorios para atender necesidades específicas como es la instalación de iniciadores de pulsos, los cuales sirven para transformar las rotaciones del disco de los medidores en pulsos eléctricos a través de sensores y amplificadores de señal, para ser enviados a la unidad de control o procesamiento.

La unidad de control o procesamiento, está compuesta por un microprocesador que ejecuta las instrucciones grabadas en memorias con gran velocidad y confiabilidad, este conjunto se lo denomina Registrador Digital Para Tarifa Diferenciada.

El registrador electrónico está compuesto por ocho dígitos que representan las funciones o variables almacenadas, donde las dos primeras indican las funciones y las seis restantes son punto flotante para las respectivas variables.

Las variables que el registrador puede indicar son :

- 01 Datos (día, mes, año)
- 02 Horario (hora, minuto, segundo)
- 03 Energía activa total
- 04 Energía activa total en punta
- 05 Energía activa total fuera de punta
- 06 Demanda máxima fuera de punta
- 07 Demanda máxima en punta
- 08 Demanda acumulada total
- 09 Demanda acumulada en punta
- 10 Demanda acumulada fuera de punta
- 11 Energía reactiva total
- 12 Energía reactiva en punta
- 13 Energía reactiva fuera de punta
- 14 Total pulsor
- 15 Estado de batería

Esta información es grabada en cassettes, los cuales se los retira y procesa en unidades de computación. El proceso de este sistema de medición, es indicado en la figura 4.7.

4.3.4 MEDIDOR HIBRIDO

Este es un medidor con componentes mecánicos y electrónicos en una misma unidad, programado para incorporar toda la información necesaria de manera automática, sin

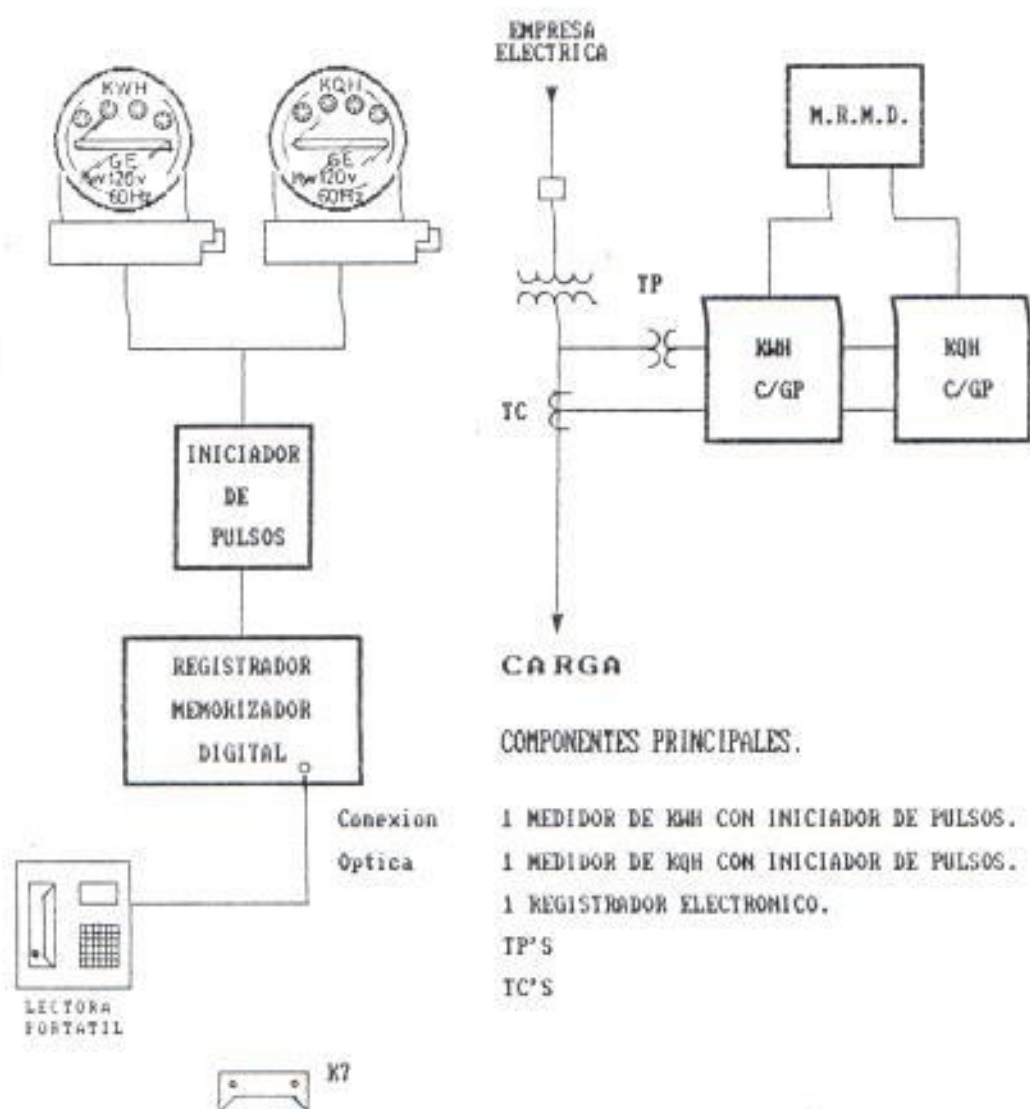


DIAGRAMA BASICO PARA LA MEDICION

FIGURA 4.7

Medidor con Registrador Electrónico.

necesidad de un elemento externo, como en el caso de las unidades con registrador electrónico.

Las características del medidor híbrido son las siguientes:

- Medidor de energía, construido siguiendo los principios del medidor electromecánico.
- Cálcula la energía con todas sus opciones, usando tecnología electrónica.

El proceso de la información del trabajo se indica en la figura 4.8.

4.4 METODOS DE FACTURACION

4.4.1 FACTURACION DE DEMANDA

Un criterio para la definición de la demanda a ser facturada en cada segmento horo-estacional, es el de escoger el mayor valor dentro de las siguientes definiciones:

- La mayor demanda registrada en el respectivo segmento horo-estacional verificada por la medición en el período de facturación.

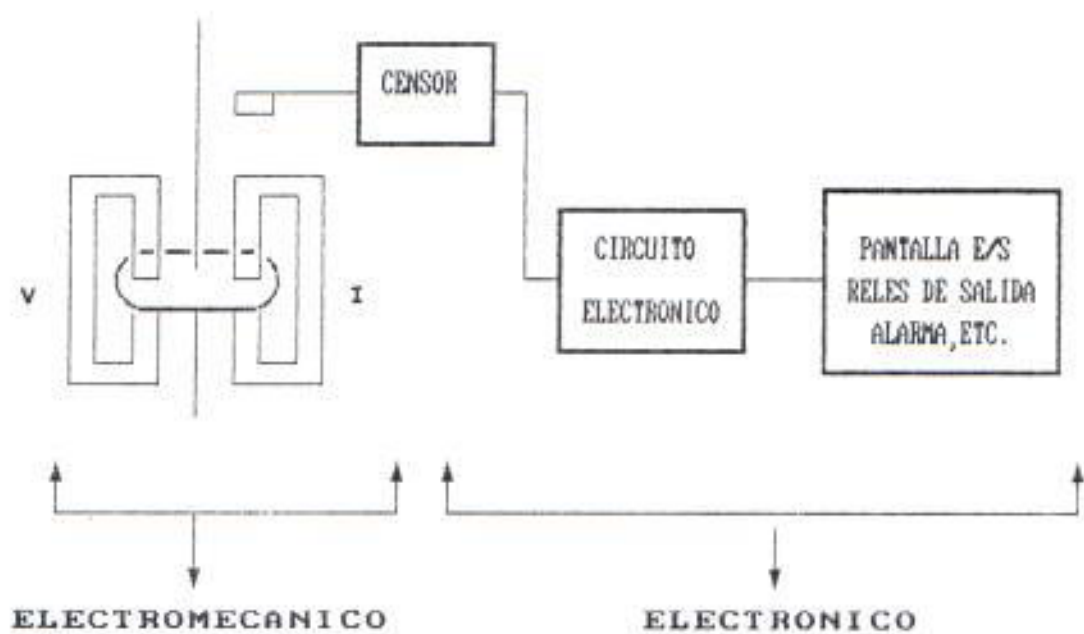


FIGURA 4.8

Medidor Híbrido

- La demanda contratada para el respectivo segmento horo-estacional.

La expresión siguiente permite una mejor visualización del criterio de facturación de la demanda.

$$FD = D_{facp} \times TB + (D_{facfp} - D_{facp}) \times TB \times (1 - D/100)$$

Donde:

FD: Valor en sucres relativo a la facturación de la demanda.

D_{facp}: Demanda facturable en horario de punta (la mayor entre la medida y la contratada).

TB: Tarifa básica de demanda.

D_{facfp}: Demanda facturable en horario fuera de punta (la mayor entre la medida y la contratada).

D(%): Descuento sobre la tarifa básica aplicable a la diferencia positiva entre la demanda facturable en un segmento fuera de punta y la demanda facturable en un segmento de punta.

4.4.1.1 SOBREDEMANDA DE DEMANDA

En el caso de existir sobredemanda de la demanda medida con relación a la contratada en un respectivo segmento horo-estacional, se

aplica la tarifa de sobredemanda a la parte que excede al valor contratado, conforme la expresión siguiente;

$$FD = Fdp + Fdfp$$

a) En el pico

$$Fdp = DCp \times TB + (Dmp - DCp) \times TSp$$

Donde:

Fdp = Valor en sucres relativo a la facturación de la demanda en un segmento de punta.

DCp = Demanda contratada en horario de punta.

TB = Tarifa básica de demanda.

Dmp = Demanda medida en horario de punta.

TSp = Tarifa de Sobredemanda para segmento de punta.

b) Fuera de pico

$$Fdfp = (DCfp - Dfatp) \times TB \times (1 - D/100) + (DMfp - DCfp) \times TSfp$$

Donde:

Fdfp = Valor en sucres relativo a la

facturación de la demanda en un segmento fuera de punta.

TB= Tarifa básica de demanda.

DMfp= Demanda medida en horario fuera de punta.

Dfatp= Demanda facturable en horario de punta.

TSfp= Tarifa de sobredemanda para segmento fuera de punta.

D(%)= Descuento sobre la tarifa básica aplicable a la diferencia positiva entre la demanda facturable en un segmento fuera de punta y la facturable en un segmento de punta.

4.4.2 FACTURACION DE CONSUMO

La facturación del consumo se la obtendrá por la suma de los productos medidos en cada segmento horo-estacional, por las respectivas tarifas de cada segmento.

$$FC = (C_p \times TC_p) + (C_{fp} \times TC_{fp}).$$

Donde:

PC= Valor en sucres relacionado a la facturación del consumo.

Cp= Consumo medido en horario de punta, durante el período de facturación.

Tcp= Tarifa de consumo en horario de punta.

Cfp= Consumo medido en horario fuera de punta, durante el período de facturación.

TCfp= Tarifa de consumo en horario fuera de punta.

4.4.3 TOTAL DEL IMPORTE DEL SUMINISTRO

La facturación relativo a la demanda y consumo será finalmente.

$$I = FD + PC$$

I: Importe del suministro.

FD: Facturación de la demanda.

PC: Facturación del consumo.

4.4.4 PRESTAMO COMPENSATORIO A INECEL

Sobre el consumo, total medido (punta y fuera de punta), incidirá normalmente el préstamo compensatorio, recibido de INECEL, conforme la legislación en vigencia.

4.4.5 FACTOR DE POTENCIA

La Empresa Eléctrica tendrá que evaluar el factor de potencia medio inductivo de las instalaciones del abonado, separadamente para horario de punta y fuera de punta.

Si el factor de potencia medido fuera inferior a 0.9 (noventa por ciento), se justificará el cobro de la penalización, adicional a la facturación anterior y de la siguiente manera.

a) En la Punta.

$$AJp = [Dmp \times (TB \times D/100) + (Cmp \times TCp)] \times (0.9/FP - 1)$$

b) Fuera de Punta.

$$AJfp = [DMfp \times TB \times (1 - D/100) + (CMfp \times TCfp)] \times (0.9/FP - 1)$$

Donde:

AJp y AJfp = Valores en sucres relacionados al ajuste del factor de potencia de los respectivos segmentos horo-es-tacionales, a ser cobrados adicionalmente a la facturación normal.

FP = Factor de potencia verificado en el respectivo segmento horo-estacional.

La facturación total (Ftotal) como resultado de la aplicación del ajuste, será por lo tanto:

$$AJ = AJp + AJfp$$

$$F(\text{total}) = I + AJ$$

Donde:

I = Facturación relativa a la demanda y al consumo.

AJ = Ajuste del factor de potencia (penalización).

4.4.6 FACTURACION DE CONSUMIDORES NO ABONADOS

A partir de la obligación de la aplicación de las tarifas horo-estacionales los abonados debidamente encuadrados, y que no estuviere formalizado el contrato entre ambas partes, será considerada como demanda facturable, para los segmentos de punta y fuera de punta, un único valor, correspondiente al mayor entre los siguientes:

- a) La mayor potencia demandada, verificada por la medición durante un período de facturación.

- b) 95%, cuando sea igual o superior a 69 KV. y 90% cuando sea inferior a 69 KV. de la mayor demanda verificada por medición en cualquiera de los once meses anteriores a las fechas fijadas para la obligación arriba señalada.
- c) La demanda contratada que no se ajuste a lo antes indicado.

La parte de la demanda medida integrada, referente a un segmento horo-estacional, que supere el valor de las demandas a que se refieren los literales b,c, será aplicada a la tarifa de sobredemanda, observando los límites de tolerancia descritos en el numeral 4.2.2.5.

La imposibilidad de evaluar el consumo en punta y fuera de punta, para fines de facturación, esos valores deberán ser determinados proporcionalmente al número de horas de cada segmento.

4.4.7 FACTURACION DE DEMANDA PARA ABONADOS RURALES Y AGRARIOS

La demanda facturable para fines de la aplicación de las tarifas horo-estacional a los abonados clasificados rurales y agrarios, será el mayor valor de los siguientes:

- a) La mayor potencia registrada por el medidor durante el período de facturación.
- b) 10% más de la mayor demanda verificada o registrada de acuerdo al literal a, en cualquiera de los once meses anteriores.

La parte de la demanda medida integrada, referente a un segmento hora-estacional, que supere el valor de la demanda contratada para un mismo segmento, será aplicada la tarifa de sobredemanda, observando los límites de tolerancia descritos en los numerales 4.2.2.5.

CAPITULO V

EJEMPLO DE APLICACION

5.1 ANTECEDENTES

A fin de tener un mejor criterio de la aplicación de la nueva estructura tarifaria propuesta, se ha considerado la aplicación de la misma a la Industria PROCOA del Sistema Durán. La Industria en mención tiene como finalidad el proceso del cacao como materia prima exportable. La demanda contratada es de 315 KW. El tipo de medición es en alta tensión formada por 3 transformadores de corriente de relación 25:5 Amperios y 2 transformadores de potencial de relación 70:1 Voltios que multiplicado por la constante interna del medidor 1.5 da un factor multiplicador de 525.

La Industria objeto del estudio tiene un régimen de trabajo de dos jornadas de ocho horas diarias cada turno.

En la gráfica 5.1 se muestra la planilla de levantamiento de carga y sus horas de funcionamiento.

De la figura 5.2 se detalla la gráfica de la curva de carga,

EQUIPAMIENTOS	Potencia (KW)	Horario de Funcionamiento																							
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
GRUPO MOTORES	198.4																								
BOMBA	15																								
PRESA	11.2																								
MEZCLADORA	5																								
ENFRIADORES	5																								
ELEVADOR	3																								
HORNO	15																								
ESTRUSORA	10																								
SECADOR	10																								
CENTRIFUGA	5																								
BOMBA TANQUE	5																								
DECOLADOR	10																								
ILUMINACION DE FABRICA	15																								
ILUMINACION DE ESCRITORIO	5																								
TOTAL	312.6																								

FIG. 5.1

Planilla de levantamiento de Cargas
y Horarios de Funcionamiento.

tomando como base la máxima potencia para cada hora del día. De la curva indicada el horario de punta está en el intervalo de las 17h00 a las 20h00.

El análisis del costo de la electricidad de acuerdo a la estructura tarifaria convencional, se muestra en la tabla XIII.

TABLA XIII

CONSUMO TOTAL ESTIMADO

EQUIPOS	POTENCIA (KW)	HORAS DE USO NORMAL	CONSUMO (KWH)
Motores varios	198.4	450	89.280
Bomba	15	360	5.400
Prensa	11.2	360	4.032
Mezcladora	5	300	1.500
Enfriador	5	330	1.650
Elevador	3	330	990
Horno	15	330	4.950
Extrusora	10	270	2.700
Secador	10	300	3.000
Centrífuga	5	300	1.500
Bomba Tanque	5	360	1.800
Decolador	10	300	3.000
Iluminac. Fabr.	15	570	8.550

EQUIPOS	POTENCIA (KW)	HORAS DE USO NORMAL	CONSUMO (KWH)
Iluminac. Ofc.	5	540	2.700
TOTAL	312.6		130.972

$$FC = \frac{C}{D \times h}$$

Dxh

$$FC = \frac{130.972}{282.6 \times 730} = 0.635$$

282.6x730

$$PM = \frac{TD}{FC \times h} + TC$$

FCxh

$$PM = \frac{537}{0.635 \times 730} + 18.51$$

0.635x730

$$PM = 19.66 \text{ S/./KWH}$$

Donde:

C = Consumo total del mes

D = Demanda máxima

TD= Tarifa de demanda

TC= Tarifa de consumo

FC= Factor de carga

h = Número de horas promedio en un mes

PM= Precio medio

Realizado el análisis del consumo y aplicada la tarifa incen-

tivada, diferenciando el consumo en la punta y fuera de punta, sin hacer dislocamiento de carga, se obtiene los resultados indicados en las tablas XIV y XV.

TABLA XIV

CONSUMO TOTAL ESTIMADO EN HORARIO FUERA DE PUNTA

EQUIPOS	POTENCIA	HORAS DE USO	CONSUMO
	(KW)	NORMAL	(KWH)
Motores varios	198.4	386.5	76.681.6
Bomba	15	317.7	4.765.5
Prensa	11.2	317.7	3.558.2
Mezcladora	5	300	1.500
Enfriador	5	287.7	1.438.5
Elevador	3	287.7	863.1
Horno	15	287.7	4.315.5
Extrusora	10	206.5	2.065
Secador	10	300	3.000
Centrífuga	5	300	1.500
Bomba Tanque	5	296.5	1.482
Decolador	10	278.8	2.780
Iluminac. Fabr.	15	506.5	7.597.5
Iluminac. Ofc.	5	476.5	2.382.5
TOTAL	312.6		113.929.9

$$FCfp = \frac{Cfp}{Dfp \times hl}$$

$$Dfp \times hl$$

$$FCfp = \frac{113,929,9}{279,6 \times 664}$$

$$279,6 \times 664$$

$$FCfp = 0.61$$

Donde:

FCfp = Factor de carga fuera de punta

Cfp = Consumo mensual fuera de punta

Dfp = Demanda máxima fuera de punta

hl = Número de horas promedio de un mes en horario fuera de punta

TABLA XV

CONSUMO TOTAL ESTIMADO EN HORARIO DE PUNTA

EQUIPOS	POTENCIA	HORAS DE USO	CONSUMO
	(KW)	NORMAL	(KWH)
Motores varios	198.4	63.5	12.598.4
Bomba	15	42.3	634.5
Prensa	11.2	42.3	473.8
Mezcladora	5		
Enfriador	5	42.3	211.5
Elevador	3	42.3	126.9
Horno	15	42.3	634.5

EQUIPOS	POTENCIA (KW)	HORAS DE USO NORMAL	CONSUMO (KWH)
Extrusora	10	63.5	635
Secador	10		
Centrífuga	5		
Bomba Tanque	5	63.5	317.5
Decolador	10	21.2	212
Iluminac. Fabr.	15	63.5	952.5
Iluminac. Ofc.	5	63.5	317.5
TOTAL	312.6		17.114.1

$$FCp = \frac{Cp}{Dp \times h2}$$

Dp x h2

$$FCp = \frac{17.114,06}{282,6 \times 66}$$

282,6 x 66

$$FCp = 0,915$$

Donde:

FCp = Factor de carga en la punta.

Cp = Consumo mensual en horario de punta.

Dp = Demanda maxima en horario de punta.

h2 = Número de horas promedio de un mes en horario de punta.

Si calculamos el Precio Medio mediante la siguiente ecuación.

$$PM = Dp \times TB + (Dfp - Dp) \times (TB \times (1 - D/100)) + ((FCp \times Dp \times 66) \times TCp) + ((FCfp \times Dfp \times 664) \times TCfp) \times 1 / (FCp \times Dp \times 66) + (FCfp \times Dfp \times 664)$$

$$PM = 282.6 \times 1015 + ((279.6 - 282.6) \times (1015 \times (1 - 0.56))) + ((0.915 \times 282.6 \times 66) \times 18.51) + ((0.616 \times 279.6 \times 664) \times 9.51) \times 1 / (0.915 \times 282.6 \times 66) + (0.616 \times 279.6 \times 664)$$

$$PM = 12.85 \text{ S/. / KWH}$$

Luego del análisis de la curva de carga y del precio medio en cada segmento horo-estacional se efectuó los siguientes cambios.

- Dislocamiento de la mayoría de cargas en horario de punta.
- Desconexión de la iluminación de oficina a partir de las 17h00.
- Dislocamiento de las horas de uso y reducción de la potencia de la carga motores varios en horario de punta.

En base a esta distribución de carga, se disloca 198.4 KW. del horario de punta, para el intervalo comprendido entre las 6 a 8h00, fuera de la punta del Sistema, quedando solamente 40 KW. como potencia disponible inmediata para la reiniciación a partir de las 20h00. Ver tablas XVI y XVII.

Este desplazamiento o reprogramación de carga se lo hace en base a un análisis del proceso de producción, tratando de determinar que motores pueden operar fuera de la hora de punta, sin entorpecer el proceso productivo.

Con estas medidas adoptadas, la demanda en la hora de punta disminuye de 198.4 KW. a 65 KW., tal como se indica en las gráficas 5.3 y 5.4 obteniéndose un índice de modulación del orden del 67%.

En relación al precio de la energía y potencia en horario fuera de punta, son valores asumidos al 50% de la tarifa convencional, ya que no existen estos valores en el país y más bien INECEL recién está implementando los estudios concernientes a fin de obtener los costos reales de una tarifa diferenciada

TABLA XVI

CONSUMO TOTAL ESTIMADO EN HORARIO FUERA DE PUNTA

EQUIPOS	POTENCIA (KW)	HORAS DE USO NORMAL	CONSUMO1 (KWH)
Motores varios	198.4	450	89.280
Bomba	15	360	5.400
Prensa	11.2	360	4.032
Mezcladora	5	300	1.500

EQUIPAMIENTOS	Potencia (kW)	Horario de Funcionamiento																							
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
GRUPO MOTORES	198.4																								
BOMBA	15																								
PRENSA	11.2																								
MEZCLADORA	5																								
ENFRIADORES	5																								
ELEVADOR	3																								
HORNO	15																								
ESTRUSORA	10																								
SECADOR	10																								
CENTRIFUGA	5																								
BOMBA TANQUE	5																								
DECOLADOR	10																								
ILUMINACION DE FABRICA	15																								
ILUMINACION DE ESCRITORIO	5																								
TOTAL	312.6																								

FIG. 5.3

Reprogramación de Cargas

KILOVATIOS

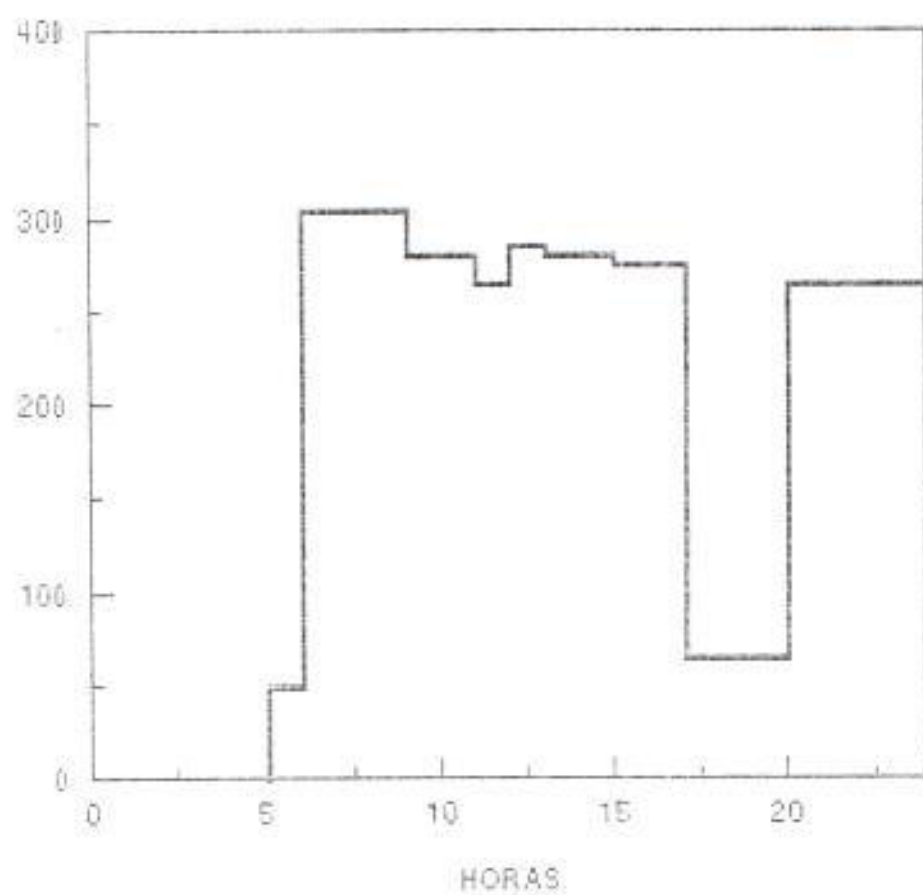


FIGURA 5.4

Curva de Carga con Dislocamiento

EQUIPOS	POTENCIA (KW)	HORAS DE USO NORMAL	CONSUMO1 (KWH)
Enfriador	5	330	1.650
Elevador	3	330	990
Horno	15	330	4.950
Extrusora	10	270	2.700
Secador	10	300	3.000
Centrífuga	5	300	1.500
Bomba Tanque	5	360	1.800
Decolador	10	300	3.000
Iluminac. Fabr.	15	540	8.100
Iluminac. Ofc.	5	330	1.650
TOTAL	312.6		129.552

$$FCfp = \frac{Cfp}{Dfp \times h1}$$

$$Dfp \times h1$$

$$FCfp = \frac{129.552}{302.6 \times 664}$$

$$302.6 \times 664$$

$$FCfp = 0.645$$

Donde:

FCfp = Factor de carga fuera de punta

Cfp = Consumo mensual fuera de punta

Dfp = Demanda fuera de punta

h1 = Número de horas promedio fuera de punta de un mes.

TABLA XVII

CONSUMO TOTAL ESTIMADO EN LA PUNTA

EQUIPOS	POTENCIA (KW)	HORAS DE USO NORMAL	CONSUMO (KWH)
Motores varios	40	66	2.640
Bomba	15		
Prensa	11.2		
Mezcladora	5		
Enfriador	5		
Elevador	3		
Horno	15		
Extrusora	10	66	660
Secador	10		
Centrífuga	5		
Bomba Tanque	5		
Decolador	10		
Iluminac. Fabr.	15	66	
Iluminac. Ofc.	5		990
TOTAL	154.2		4.290

FCp= Cp

Dpxh2

$$FCp = \frac{4290}{265 \times 66}$$

$$FCp = 1$$

Donde:

FCp = Factor de carga en la punta.

Cp = Consumo mensual en la punta.

Dp = Demanda máxima en la punta.

h2 = Número de horas promedio de un mes en la punta.

Si calculamos el Precio Medio una vez que se ha efectuado la reprogramación de las cargas.

$$PM = (Dp \times TB + (Df - Dp) \times (TB \times (1 - D/100))) + (FCp \times Dp \times 66) \times TCp + (FCfp \times Df \times 664) \times TCfp) \times 1 / ((FCp \times Dp \times 66) + (FCfp \times Df \times 664))$$

$$PM = (65 \times 1015 + (302.6 - 65) \times (1015 \times (1 - 0.56))) + (1.00 \times 65 \times 66) \times 18.51 + (0.64 \times 302.6 \times 664) \times 9.51 \times 1 / ((1.00 \times 65 \times 66) + (0.64 \times 302.6 \times 664))$$

$$PM = \frac{1'474.413,5}{132.882,89}$$

$$PM = 11.09 \text{ S/. / KWH}$$

TABLA XVIII

RESUMEN DE LOS VALORES EN LAS DIFERENTES TARIFAS

TIPO DE TARIFA	PRECIO MEDIO	PCp	PCfp
Convencional	19.66	0.635	0.635
Incentivada antes de la modulación	12.85	0.92	0.61
Incentivada despues de la modulación	11.09	1.00	0.645

De la tabla XVIII se puede observar, que los factores de carga fuera de punta utilizando la tarifa incentivada no contienen variaciones significativas. El factor de carga en la punta tiene poca influencia sobre el precio medio del KWH, consumido.

En tanto, comparando los precios medios de las diferentes tarifas, se observa una reducción del orden del 43.6% entre el precio medio de la tarifa incentivada después de la modulación y el precio medio convencional.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La aplicación de estrategias tanto en las Empresas Eléctricas como en los usuarios, para poder aplicar una correcta y eficaz administración de energía que conlleve el uso racional y eficiente de la misma, depende de la aplicación y ejecución de cambios estructurales y sociales que deben realizar las Empresas Eléctricas y unidades consumidoras (Abonados Industriales).

En el caso de las Empresas Eléctricas deben poner en vigencia la aplicación de tarifas incentivadas o diferenciadas que permitan a las Industrias utilizar la mayor cantidad de energía en horarios en que la misma presenta incentivos económicos, y a su vez permita descargar las líneas y transformadores de potencia, especialmente en la hora de pico, para poder suministrar el servicio eléctrico a nuevos abonados sin la necesidad de efectuar nuevas inversiones e incremento de la capacidad instalada.

A su vez los usuarios Industriales deberán efectuar una reprogramación de cargas que permitan descargar la misma a la hora de pico y trasladarla a horarios que sea más conveniente y económica utilizarla y paralelamente realizar un estudio de los puntos de desperdicio de energía, lo que conlleva a un ahorro tanto de energía como de sueros.

La realización de estas estrategias permitirá obtener los resulta-

dos y objetivos deseados, siempre y cuando INECEL, las Empresas Eléctricas y el sector industrial le den la importancia que ello requiere, especialmente en esta época de restricción económica que atraviesa el país y la gran deuda externa que mantenemos, por lo que la capacidad instalada no podrá ser utilizada de manera inmediata, lo que implica que para satisfacer nuevas demandas será necesario aplicar estrategias de administración de energía y como la misma necesita se tomen medidas colaterales en el campo de la distribución y comercialización por lo que se recomienda.

- 1) INECEL y las Empresas Eléctricas, deberán efectuar los estudios técnicos y financieros para la determinación del valor de las tarifas incentivadas, tanto para la demanda como para la energía a ser aplicadas a la hora pico y fuera de pico, tomando en consideración que el desplazamiento del consumo a las horas vacías como son las madrugadas, conlleva al abonado a tomar en consideración los efectos sociales que representará el trabajar a estas horas, como son los recargos establecidos por la ley, en lo referente a los sueldos de los trabajadores.
- 2) Las Empresas Eléctricas deberán incentivar la creación de un departamento que controle la aplicación de las estrategias para administrar energía eléctrica que permita seleccionar y controlar los abonados industriales en la que se aplique tarifas diferenciadas y a su vez seguir determinando nuevas estrategias y metodología para la aplicación de las mismas.

- 3) La aplicación de tarifas incentivadas altera el sistema convencional de medición y facturación. Por lo que para su control y medición se requiere de unidades que puedan registrar y diferenciar los consumos de energía y demanda que utilicen las Industrias, en los distintos segmentos horo-estacionales, cuyo costo de energía es diferente.
- 4) Estos cambios en lo referente al método de facturación debido a las tarifas incentivadas, deberá ser puesto en conocimiento de los usuarios, por medio de manuales de orientación al consumidor, en la que se indiquen los objetivos, procedimientos de medición, facturación y beneficios.
- 5) Como estrategia colateral es conveniente se haga conciencia en los abonados residenciales y comerciales que reduzcan el consumo de energía en las horas de máxima demanda, lo que conlleva mejoras en la curva de carga del sistema y por consiguiente una disminución de la generación térmica para el horario de punta y un mejor factor de carga.

BIBLIOGRAFIA

- 1) BERNAL WAGNER, Curso de Administración y Medición de Energía Eléctrica, ELECTROBRAS, SAO PAULO, BRASIL 1987
- 2) GARCIA T. GERMANIA, " Reducción de Cargas Picos Mediante Diversas Estrategias de Control", (Tesis, Facultad de Ingeniería Eléctrica, ESPOL, 1988).
- 3) DE MEDEIROS FILHO SOLON, Medicao de Energia Electrica, Editora Guanabara S.A., Tercera Edición, Río de Janeiro Brasil 1983
Pag.401 - 404.
- 4) DE SOUZA PEREIRA SERGIO y SILVA WILSON, Análisis de la Curva de Carga de un Sistema Eléctrico., Compañia Paulista de Fuerza y Luz, BRASIL 1981