

Revista Energética

Año/Year 20
Número/Number 2
mayo-agosto 1996
May-August 1996

Energy Magazine

**Costos de la Energía,
la eficiencia energética y
la competitividad**

**Energy Cost,
Energy Efficiency, and
Competitiveness**



Estructuras Tarifarias

Ana Casulo y
Nory Marrero *

1. RESUMEN

El presente trabajo recoge la experiencia obtenida por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay en el proceso de implantación de una estructura tarifaria basada en los costos marginales.

En una primera etapa, y en forma general, se expone el método de estimación de costos empleado por la empresa: el por qué de su elección y la metodología de cálculos empleada.

A continuación se pretende brindar un resumen de los pasos dados en el proceso de implantación de la estructura tarifaria objetivo, detallándose las nuevas tarifas de aplicación que surgieron como consecuencia del mismo. Se comentan además, los lineamientos generales para pasar de las tarifas objetivo a las tarifas de aplicación: distribución del ajuste financiero entre las distintas categorías tarifarias.

En una segunda etapa se presenta un análisis más detallado

de las tarifas multihorario actualmente aplicadas, realizándose comparaciones entre las diferentes alternativas que, en materia tarifaria tienen los clientes, exponiendo los beneficios que les aporta un eficiente comportamiento de consumo.

2. INTRODUCCION

Es indiscutible el valor que tiene para una empresa el conocimiento de sus costos, como así también, la importancia de la tarifa, herramienta mediante la cual, indicando a los clientes sus responsabilidades en los costos, se puede señalar un comportamiento de consumo eficiente.

U.T.E., desde 1980, está transitando un camino de transformación tarifaria, que tiene como objetivo alcanzar una estructura tarifaria de aplicación con base en los costos marginales.

Se partió de una situación en la cual las tarifas y los costos no mantenían una relación muy clara

* Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (U.T.E.) Uruguay

y se ha recorrido ya un largo camino; si bien los cambios han sido muchos, restan aún numerosas modificaciones por realizar.

Todo proceso de implantación de estructuras tarifarias ha de hacerse en forma gradual, ya que se deben atender las repercusiones que traen consigo dichos cambios. Este proceso debe adaptarse a las condiciones políticas, sociales y económicas propias del país y del momento, ya que su dinámica depende de ellas.

Este trabajo se ha elaborado con la intención de transmitir la experiencia obtenida por U.T.E. en su proceso particular de implantación de una nueva modalidad tarifaria. En él se recogen los cambios realizados por la empresa como así también las repercusiones que los mismos han tenido para los clientes y para U.T.E.

Considerando el objetivo de alcanzar una estructura tarifaria basada en los costos marginales creímos conveniente iniciar este documento con un capítulo referido a la metodología de cálculo de costos adoptada por U.T.E.

3. COSTOS MARGINALES

El conocimiento de los costos de energía eléctrica es un aspecto clave para una empresa eléctrica, no sólo en lo relacionado con su funcionamiento y planificación de inversiones, sino que además de realizarse una asignación justa de los mismos a nivel tarifario se convierte a la tarifa en una señal económica que estimula la eficiente modulación del consumo.

Una adecuada asignación -en la tarifa- de los costos incurridos, permite que la empresa eléctrica resulta más ventajosa respecto a energías alternativas; alcanzar modulaciones de consumo más racionales o eficientes lleva a ahorros de energía para la sociedad en su conjunto.

U.T.E. consciente de la importancia que tiene el conocimiento de los costos tanto a nivel empresa como así también a nivel país, inició, con dicho objetivo, una serie de estudios, modificaciones y mejoras.

3.1 Metodología de Cálculo de Costos

3.1.1 Generalidades

En general debe optarse entre cálculo de costos basados en criterios de tipo contable o en criterios de tipo económico, de costo marginal o de costo medio. En ese sentido, los criterios de tipo económico han ido ganando adhesiones frente a los contables en la medida que se ha enfatizado el papel que una tarifación en base a aquellos puede tener en el logro de otros objetivos de las empresas.

En forma reciente ha venido ganando terreno la utilización de criterios que clasifican los costos en reales y estándares. Por costos reales se entiende aquellos que se refieren en forma específica a una empresa concreta, mientras que los estándares corresponden al cálculo de costos de una empresa eficiente tipo. El énfasis está en dar un punto de referencia en cuanto a eficiencia. La determinación de ta-

rifas a costos estándares obliga a superar ineficiencias en la medida que éstas no puedan reflejarse en los precios.

3.1.2 Metodología del Cálculo Adoptada por U.T.E.

La metodología adoptada por U.T.E. se basa en el principio del Costo Marginal. Dentro de la Teoría Económica Neoclásica en general y de la Teoría del Bienestar en particular el principio de fijación de precios a través del costo marginal asegura una asignación óptima de los recursos, en el marco de los supuestos restrictivos de dichas teorías.

Más allá de las consideraciones teóricas planteadas y en el caso particular del sistema eléctrico, las metodologías de cálculo de costos basadas en el concepto de "costo marginal" se constituyen en el instrumento más apto para la coordinación de esfuerzos en los ámbitos de la planificación de inversiones y la gestión de la demanda. Pilares centrales éstos, en la búsqueda de mejores niveles de eficiencia para el conjunto del sistema.

La metodología del costo marginal en la energía eléctrica implica la determinación del costo en que se incurre para satisfacer una unidad adicional de demanda; esto incluye tanto la anualidad de las inversiones en centrales de generación y en equipamiento de transporte (por kW adicional demandado de potencia), así como los costos variables de operación por kWh adicional demandado de energía.

En este aspecto, Uruguay dada su pequeñas dimensiones, presenta ventajas frente a otros países, ya que en instancia de elegir el mecanismo de estimación de costos es posible aplicar metodologías de cálculo más detalladas y específicas, que serían muy difíciles de adoptar en países con dimensiones geográficas muy extendidas y dispares.

En el caso del mercado de energía eléctrica, es común - dada la no divisibilidad de las inversiones-, que las empresas fluctúen de situaciones de sobre-inversión a situaciones de sub-inversión o, lo que es lo mismo, de períodos con capacidad ociosa a períodos de uso intensivo de las mismas. Este aspecto, sumado a la necesidad de tener tarifas relativamente estables en el tiempo, ha llevado a U.T.E. a adoptar su metodología de cálculo, estimando costos "incrementales", lo que implica promediar inversiones y costos variables en un horizonte de 5 años.

3.1.2.1 Costos marginales de generación

Para el cálculo del costo marginal de generación se utiliza el concepto de corto plazo, quedando por lo tanto determinados mediante la estimación de los costos variables de combustible y falla en generación. Estos costos marginales son el resultado de la utilización de un modelo de simulación del sistema, surgen como las variables duales de las restricciones de demanda y dependen de los costos de combustible y falla empleados en la optimización y simulación, así como el parque de generación

que se considere y de la hipótesis de mantenimiento de las máquinas.

El modelo de simulación permite obtener los costos marginales de combustible y falla en bornes de los generadores, en la hipótesis de un único nodo en todo el sistema. Debido a esto, para obtener el costo marginal demandado a nivel de un usuario, es necesario incrementar el costo obtenido ya que se debe generar también la energía consumida en pérdidas.

Cabe destacar que el valor resultante de la estimación del costo marginal de generación depende de las hipótesis adoptadas, y este valor cambia sensiblemente ante un ajuste de las mismas; de ahí la importancia de la elección del escenario.

La revisión del marco regulatorio del sistema eléctrico, la concreción de diferentes proyectos de interconexión con Argentina y Brasil, así como la inminente llegada del gas natural determinan la existencia de múltiples escenarios probables para la generación, siendo por tanto necesario realizar numerosas corridas del modelo de simulación de forma a atender las diferentes posibilidades. Los costos marginales resultantes de las mismas son distintos. Esto afecta la estructura tarifaria objetivo ya que cambia el peso de la generación en las distintas tarifas; resulta entonces necesario, al trabajar con la estructura a costo marginal, especificar las hipótesis del cálculo consideradas para la etapa de generación.

A continuación en siguiente cuadro se presenta el peso que tiene la generación en los costos marginales de las diferentes tarifas objetivo.

3.1.2.2 Costos marginales de transmisión y distribución : metodología de cálculo

En los costos marginales de transmisión y distribución se distinguen dos componentes: un primer componente denominado Costo de Capacidad, que está relacionado con la potencia, y un Costo Variable, atribuible a las pérdidas de energía en las diferentes instalaciones del sistema de transporte.

El Costo de Capacidad es el costo de reforzar la red debido al incremento de 1kW en demanda. Su estimación se realiza mediante el cálculo de costos incrementales, siendo éste un procedimiento de aproximación al costo marginal de largo plazo. Para su determinación se deben considerar las demandas previstas, las anualidades de las futuras inversiones en los diferentes niveles de tensión como así también el costo de operación y mantenimiento estimado en cada caso.

El costo de capacidad de los diferentes niveles de tensión se obtiene mediante agregación de los costos corregidos correspondientes al nivel considerado y a los niveles de tensión superiores.

Estas correcciones se realizan mediante el uso de coeficientes de pérdidas en pico que permiten ajustar los costos para los distintos niveles de tensión.

3.2 Estructura Tarifaria a Costo Marginal Estricto

El conocimiento de los costos marginales y de las curvas de carga de cada categoría de clientes permite definir la estructura tarifaria objetivo.

La aplicación de la metodología de cálculo anteriormente presentada, da como resultado:

- estimaciones del costo marginal de generación para las distintas horas de los distintos días de los años considerados (CMg de 1 kWh), y
- estimaciones del costo marginal de transmisión y distribución para los distintos niveles de tensión (CMg de 1 kW-año).

Mediante la utilización de la Curva de Carga del sistema, considerada para el día de punta anual, así como también las correspondientes a las distintas categorías tarifarias, se determinan las responsabilidades que tienen los clientes en el costo total, pudiendo entonces definir las tarifas a costo marginal estricto (tarifas objetivo).

La importancia fundamental de esta estructura a costo marginal es explicitar la relatividad de los costos de las categorías de clientes, estableciendo de esta forma los incentivos correctos para guiar al cliente hacia un consumo eficiente de la energía. Es información de base para la definición de las tarifas. Sin embargo debe tenerse en cuenta que su aplicación directa no asegura, por lo menos a priori, el equilibrio financiero de la empre-

sa, y por tanto el nivel tarifario medio debe ajustarse atendiendo el equilibrio presupuestario de la misma.

4. TARIFAS

4.1 Reseña Histórica

4.1.1 Situación de partida

En 1980 las tarifas de aplicación de U.T.E. estaban definidas, en la mayoría de los casos, según el destino final de la energía consumida. Esta realidad en materia de política tarifaria no se adecuaba a lo establecido en la Ley Nacional de Electricidad y en su Decreto Reglamentario.

Las actividades de la industria eléctrica están reguladas por la Ley Nacional de Electricidad, de fecha 1/9/77; la misma establece en su artículo 15 que:

“A fin de que la estructura tarifaria refleje los costos que los suscriptores originan, ellos serán agrupados y clasificados según sus modalidades de consumo.”

“Dentro de cada modalidad de consumo, no serán tenidos en

cuenta para la determinación de las tarifas el carácter social o jurídico del suscriptor, como tampoco el destino final que dé a la energía que consume.”

A partir del rumbo señalado por la normativa vigente, se definieron las bases para un llamado a consultores para que, conjuntamente con profesionales de UTE, definieran una estructura tarifaria tomando como base los costos marginales. En 1982, como resultado de arduos trabajos para la definición de categorías de clientes y la estimación de los costos marginales, fue definida una Estructura Tarifaria Objetivo. La misma es detallada a continuación en la tabla:

La implantación de una estructura tarifaria basada en costos marginales, a partir de una realidad en la que las tarifas de aplicación eran claramente inconvenientes, se constituyó en un difícil reto. Los cambios necesarios eran muchos y deberían realizarse en forma gradual, ya que las consecuencias de los mismos podrían provocar severas perturbaciones tanto para los clientes como para los ingresos de la empresa.

MODALIDADES DE CONSUMO	TARIFA OBJETIVO
No Residenciales - Consumos < 5.000 kWh/mes	Tarifa General Simple
Residenciales	Tarifa Residencial Simple
No Residenciales - Consumos > 5.000 kWh/mes	Tarifa Medianos Consumos
Grandes Consumidores	Tarifa Grandes Consumidores

En el Anexo 1 se presenta la estructura tarifaria de aplicación vigente en 1981, punto de partida de una serie de continuas modificaciones, que se detallarán posteriormente.

4.1.2. Primeros cambios

Se plantea como estrategia unificar, a corto y mediano plazo, aquellas tarifas que corresponden a una misma tarifa objetivo. En una primera instancia se incorporan las tarifas No. 4 (Tracción), No. 5 (Electroquímico y termoelectrónico) y No. 7 (Bombeo) a la Tarifa No. 2 (Industrial), complementándose esto con la realización de aumentos diferenciales para las distintas categorías de modo de ir acercándose gradualmente a dicho objetivo.

Debe destacarse también la eliminación de la categoría social dentro de la Tarifa No. 3 (Residencial) y la diferenciación de escalones de energía en las Tarifas No. 1 (Comercial) y No. 6 (Especial).

Otro cambio introducido fue la diferenciación de niveles de tensión mediante una bonificación sobre el cargo de energía a aquellos clientes alimentados en media o alta tensión (clientes medidos en 6 y 15 kV: 2%, en 30 kV: 4% y clientes medidos en 150 kV: 6%).

4.1.3. Creación de la tarifa grandes consumidores

El punto más destacado en este proceso de cambio fue la creación de la Tarifa Grandes Consumidores, que entró en vigencia a partir del 1 de julio de 1986. Su

importancia radica en ser la primer tarifa que, reflejando los costos, daba al cliente las señales de precio adecuadas, guiándolo de esta forma en la elección de un comportamiento de consumo más eficiente.

Esta tarifa presenta 3 tramos horarios con precios diferenciales de energía:

Punta:	18 a 22 hs
Valle:	0 a 7 hs
Llano	resto del día

y dos horarios de potencia: de 7 a 24 hs y de 0 a 7 hs (el precio de la potencia para este tramo es nulo). Los cargos por energía y potencia presentaban una bonificación del 2% cuando el suministro se realizaba en media o alta tensión.

Era una tarifa de carácter opcional y en una primera instancia estaba dirigida a aquellos clientes industriales cuyo consumo promedio anual fuese mayor o igual a 100.000 kWh/mes.

Al presentar esta tarifa un carácter opcional, y por ende desconocerse a priori la cantidad de clientes que la adoptarían, debieron realizarse múltiples estudios de modo de acotar los probables desvíos en los cálculos de ingresos; si bien su implantación significó una disminución de los mismos, la empresa entendió que su aplicación tendría a corto plazo beneficios importantes en su impacto sobre la Curva de carga del sistema.

En el Anexo 2 incluimos un cuadro conteniendo las tarifas vigentes en julio 1986; en el mismo se puede observar los cambios anteriormente detallados.

4.1.4 Diferenciación de los niveles de tensión

En enero de 1992 como resultado de profundos estudios y mejoras a nivel informativo, se introdujo una modificación a la Tarifa Grandes Consumidores, distinguiéndose 5 categorías según nivel de tensión; las mismas presentan precios diferentes, reflejándose así, en forma más adecuada, las diferencias existentes entre los costos marginales de los distintos niveles de tensión¹.

4.1.5. Las nuevas tarifas

4.1.5.1 Tarifa General Simple

En el correr de los sucesivos aumentos se procuró acercar las Tarifas Comercial, Industrial y Especial de forma de converger en una única tarifa denominada Tarifa General Simple.

Este proceso concluyó en mayo de 1992. El mismo no fue simple ya que, si bien las tarifas Comercial y Especial presentaban escalones de energía con precios crecientes, la Tarifa Industrial presentaba precios decrecientes. Por consiguiente la unificación de estas tarifas hubo de realizarse en forma gradual, atendiendo las perturbaciones que dichos cambios tendrían principalmente para los clientes industriales.

4.1.5.2 Tarifa Medianos Consumidores

Esta tarifa, con vigencia a partir del 1/12/92, al igual que la Tarifa G.C. es diferencial horario y de carácter opcional; en un principio estaba dirigida a aquellos

clientes con consumo promedio mayor o igual a 5.000 kWh/mes y una potencia contratada mayor o igual a 20 kW².

Su creación es un primer paso en la diferenciación entre éstos y los clientes de menor porte. Tal como se indica en la estructura objetivo, los medianos clientes presentan comportamientos de consumo particulares con la consecuente diferencia de responsabilidades frente a los costos, diferencia ésta que debe reflejarse en la tarifa. Está en estudio que en un futuro esta tarifa sea de carácter obligatorio.

4.1.5.3 Tarifas Doble Horario Residencial y Doble Horario General

Estas tarifas, con diferenciación horaria, presentan dos tramos de energía:

Punta: 17 a 23 hs
Fuera de Punta: resto del día

La justificación de la extensión del horario de punta respecto a las tarifas triple horario (18 a 22h) fue evitar desplazamiento de la punta, en lugar del "achatamiento" buscado.

Presentan la ventaja, frente a las tarifas simples, de señalar, de manera más adecuada, las distintas responsabilidades que en el costo tiene el cliente, permitiéndole así modular su consumo. Están dirigidas a clientes de menor porte que los anteriores (potencia contratada menor a 20 kW), entendiéndose que sus posibilidades de modular son menores, ya que un alto porcentaje de su consumo se considera "cautivo". De todas formas la

posibilidad de modulación existe y por ende debe ser incentivada.

La diferencia de precios entre las Tarifas DHR y DHG responde a las diferentes curvas de carga que poseen dichas categorías (diferente responsabilidad en la punta del sistema).

4.1.5.4 Tarifas Zafrales

Con vigencia el 1/10/93 se crean las Tarifas Zafrales Opcionales. Estas están dirigidas fundamentalmente a los clientes con fuertes consumos de energía en época estival (80% o más de consumo anual concentrado en los cinco meses del período noviembre-marzo)

Esta modalidad de consumo, justifica un tratamiento diferencial, respecto a las tarifas triple horario, basado en dos aspectos:

- Los costos de Transmisión y Distribución deben recuperarse en el período de zafra, reflejando a su vez, la característica de que ésta se ubica fuera del período de horas críticas del sistema.
- Los costos variables de generación se promedian para los 5 meses de zafra, dando lugar a los precios de energía.

La estructura que presentan estas tarifas se apoya en tres tramos horarios para la energía, un cargo fijo y un cargo por potencia, discriminados por niveles de tensión y abiertos en Medianos o Grandes Consumidores.

4.1.5.5 Tarifa Reactiva

Durante el año 1992, se realizó una revisión de la Tarifa Reactiva; si bien la tarifa de aplicación en aquel momento era muy similar a la Tarifa Objetivo correspondiente, los estudios realizados dieron origen a una nueva forma de tarificación de la energía y potencia reactiva.

Esta nueva tarifa se empezó a aplicar a mediados de 1993, y la misma trata de reflejar el costo que le implica a la empresa el consumo de energía reactiva en el horario de punta. Los equipos de medición utilizados actualmente no discriminaban horarios en el consumo de energía reactiva ni miden la potencia reactiva. Debido a esto se adoptó como hipótesis que la curva de carga reactiva es homotética a la curva de carga activa. Las relaciones así obtenidas, junto a la relación existente entre los costos, permiten facturar la energía reactiva en horario de punta y la potencia reactiva como un recargo o bonificación³ sobre la facturación de energía de punta activa o de la potencia según corresponda.

4.1.6 Cargo por Potencia Contratada

Con vigencia a partir del 1/4/94 se introdujo una modificación en las tarifas simples (Tarifa Residencial Simple y Tarifa General Simple) y doble horario (Tarifas D.H.R. y D.H.G.). Hasta el momento las mismas contaban solamente con un cargo por energía y un cargo fijo, no especificándose el concepto de potencia (los costos atribuibles a la misma estaban in-

cluidos en el precio de la energía). Los clientes comprendidos en estas tarifas, en particular en las tarifas simples, son muy numerosos y sus consumos son en general pequeños. Por esta razón no se considera viable la posibilidad de aplicar una tarifa que implique una medición de la potencia demandada, ya que de ser así se debería cambiar el medidor y el cargo fijo correspondiente adquiriría un peso demasiado grande en el total de la factura. Teniendo en cuenta lo anterior y con el objetivo de mejorar la señal dada al cliente, se realizaron estudios que concluyeron en la creación de un cargo por potencia contratada. En sucesivos aumentos se han ido trasladando los costos de potencia del precio de energía al cargo por potencia contratada.

En el Anexo 3 se presentan las tarifas de aplicación actuales y sus principales características.

4.2 Nivel Tarifario Medio y Transferencias entre Categorías Tarifarias

En los puntos anteriores nos referimos a la importancia que tiene la definición de una estructura tarifaria objetivo a costo marginal e indicamos también, los pasos dados por la empresa en el proceso de implantación de la misma. Debe aclararse sin embargo que, si bien es aceptada la utilización de las tarifas a costo marginal estricto como la herramienta fundamental para el logro de una asignación óptima de recursos, la utilización de las mismas provocan, generalmente, problemas en el equilibrio financiero de las empresas, ya que al presentarse deseconomías de escala y economías de alcance, el

costo marginal es, en muchos casos, inferior al costo medio. Por este motivo, teniendo en cuenta tanto el equilibrio financiero de la empresa como condicionantes de índole técnica y social, surge la necesidad de realizar un ajuste sobre las tarifas a costo marginal estricto, obteniéndose así las llamadas tarifas de aplicación.

La magnitud de dicho ajuste está determinada por las diferencias de nivel entre el precio medio necesario para la empresa y el costo marginal medio, y su distribución, a priori, no tiene por que ser proporcional para las distintas categorías tarifarias. No hay un criterio único para la distribución del ajuste, sino que la misma responde a consideraciones de orden político, técnico u operativo, económico y social. U.T.E. no realiza una distribución neutra del ajuste financiero.

Atendiendo el objetivo de brindar con las tarifas, señales de precio minimizando el efecto sobre el consumo, y teniendo en

cuenta además, las distorsiones de precios que presentan los productos competitivos de la electricidad, es aceptado el criterio económico que indica que el ajuste debería efectuarse manteniendo una proporcionalidad inversa a la elasticidad-precio de la demanda. Los grandes clientes presentan elasticidad-precio altas, son más sensibles a las variaciones de los precios. Si el porcentaje de ajuste financiero que reciben es menor, existe una posibilidad real de que incrementen su demanda. Para estos clientes U.T.E. emplea un criterio de distribución de acuerdo a las elasticidades. Sin embargo, consideraciones de índole social han determinado que la tarifa residencial, y en particular los tramos de menores consumos, reciban un ajuste inferior al promedio.

Bimestralmente U.T.E., con la aprobación del Poder Ejecutivo, realiza un aumento de sus tarifas. Estos incrementos son diferentes para cada categoría tarifaria y además, el aumento medio correspon-

CATEGORIA TARIFARIA	% DE AUMENTO
GENERAL	5,15%
RESIDENCIAL	4,90%
PUNITIVA	4,79%
ALUMBRADO PUBLICO	4,79%
MEDIANOS CONSUMIDORES	3,30%
GRANDES CONSUMIDORES	3,75%
DOBLE HORARIO GENERAL	4,79%
DOBLE HORARIO RESIDENCIAL	4,79%
ZAFRAL MEDIANOS CONSUMIDORES	3,30%
ZAFRAL GRANDES CONSUMIDORES	3,75%

diente a cada una de ellas, se distribuye en forma tal que el cargo fijo, los distintos escalones de energía y la potencia reciben porcentajes de aumento distintos. Este criterio de distribución obedece a una política de acercamiento a la Estructura Tarifaria Objetiva.

En cuadro anterior, de forma de ilustrar lo expuesto anteriormente, se presenta la distribución del último ajuste de tarifas, realizado el 1 de junio de 1996. En dicha oportunidad el porcentaje de incremento medio aprobado fue 4.79%.

4.3 Análisis Crítico de la Situación Actual y Mejoras Previstas

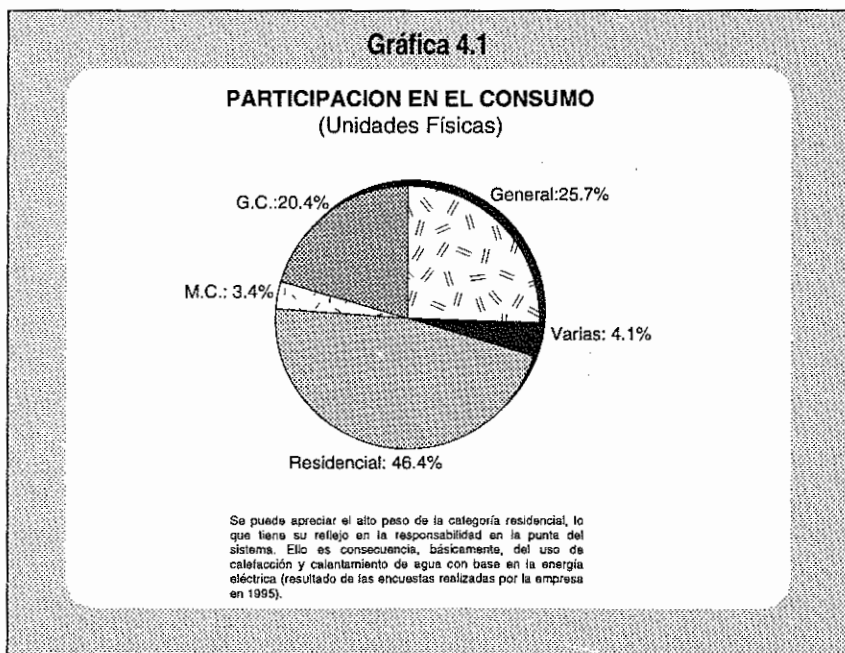
El proceso de implantación de nuevas tarifas no es fácil; generalmente se presentan dificultades de diversa índole y deben atenderse aspectos que conllevan a soluciones muchas veces contradictorias. Desde el punto de vista de la empresa se debe

asegurar un ingreso medio; de no ser así se podrían presentar problemas en el equilibrio financiero de la misma. Por otro lado, debe tenerse en cuenta también el impacto que los cambios tarifarios tendrán en los clientes. Deben atenderse las elasticidades-precio de la demanda de las distintas categorías de consumidores, de modo de no provocar con la implantación restricciones del consumo que en un futuro resulten inconvenientes al reducir el nivel de ventas total y por consiguiente la base de reparto de los costos fijos de carácter financiero. Todas estas consideraciones implican que el proceso de implantación se realice una forma gradual, dependiendo su dinámica de las particularidades inflacionarias del país así como también las características específicas de la demanda de energía eléctrica del mismo. En la gráfica 4.1 presentamos la participación en el consumo de las distintas categorías tarifarias. La misma fue elaborada en base a la información correspondiente a las ventas del año 1995.

Dadas las características particulares de la energía eléctrica, los cambios deben pensarse a futuro ya que, muchas veces, éstos implican a los clientes inversiones en diferentes equipamientos; debe existir, entonces, un período de estabilidad y las reglas deben modificarse con cautela.

En Uruguay, dadas las características de su economía, el procedimiento adoptado fue el de adaptar los precios relativos diferenciando, en las distintas tarifas, el ajuste inflacionario que se realiza periódicamente. En el Anexo 4 se exponen los aumentos tarifarios correspondientes al último año y se realiza una comparación respecto a la evolución del dólar y del IPC.

Debido a múltiples razones, entre las que se destacan la no disponibilidad de equipos de medición como así también el objetivo de atenuar los cambios para los clientes, se resolvió que, en un principio, muchas de las nuevas tarifas tuviesen carácter opcional. Esta decisión significó, en un principio, una baja en la facturación total de la empresa, ya que los primeros clientes que adoptaron las tarifas opcionales fueron aquellos a los que las mismas significaban una disminución en su factura sin modificar su comportamiento de consumo. Posteriormente otros clientes, al observar las posibilidades de ahorro que le significaban mejorar su modulación, adoptaron éstas tarifas; de este modo, al ser recibida la señal por parte de los clientes la empresa logra una reducción de sus costos al desplazar inversiones.



Otro mecanismo utilizado por U.T.E. para incentivar el pasaje a las tarifas multihorario es el de diferenciar, en las tarifas simples, escalones de energía con precios crecientes, fundamentado esto en la presunción de una mayor participación en la punta. De este modo se logra que los clientes con mayores consumos, para los cuales el precio del último escalón de energía tiene un peso importante y que son, además, quienes presentan mayores posibilidades de modular, opten por las tarifas multihorarias ya que las mismas se presentan como una opción atractiva significándoles ahorros en su factura.

Si bien se considera que ya se ha recorrido una parte importante del camino, aún quedan muchos cambios por hacer. En la actualidad los técnicos de U.T.E., responsables de la estimación de los costos y definición de tarifas, están abocados al estudio de los costos estacionales y a la actualización de las curvas de carga de las distintas categorías de clientes.

La implantación de la estacionalidad es una meta muy importante dada la diferencia de los costos en los distintos períodos del año. En nuestro país se distinguen dos zonas con marcadas diferencias en cuanto a estacionalidad. El pico de consumo de la región este, con actividad principalmente balnearia, se presenta en los meses de enero y marzo, mientras que para el resto del país son los consumos de invierno los que determinan la punta. La legislación vigente condiciona que las tarifas sean iguales para todo el país. Esto abre un abanico de diferentes posibilidades a

la hora de realizar la implantación de la estacionalidad; de no modificarse la Ley Nacional de Electricidad cabría la posibilidad de definir "estaciones" diferentes para las distintas regiones del país. De todas formas esto aún no se ha decidido, encontrándose actualmente en fase de estudio.

Otro tema que actualmente merece la atención de los técnicos de U.T.E. es la posibilidad de utilizar la potencia como condición primordial para la diferenciación de tarifas, uno de los principales problemas que presenta esta opción es la falta de limitaciones de potencia, equipo indispensable de realizarse dicho cambio.

Cabe destacar también que la Tarifa Reactiva vigente podría ser mejorada de existir la posibilidad de contar con equipos de medición más específicos. En dicho caso se podría realizar una medición de la energía y potencia reactiva por períodos horarios y facturar también la reactiva capacitiva.

5. ANALISIS COMPARATIVO DE LAS TARIFAS SIMPLES Y MULTIHORARIO

En este capítulo se realizará un análisis comparativo de las tarifas simples y las tarifas multihorario. Los clientes con potencia contratada menor a 20 KW tienen, dependiendo de su categoría tarifaria, la posibilidad de optar por las tarifas D.H.R. o D.H.G. Las comparaciones que se realizarán seguirán, entonces, el siguiente esquema:

- clientes residenciales:
Tarifa Residencial Simple vs. Tarifa D.H.R.
- clientes no residenciales:
Tarifa General Simple vs. Tarifa D.H.G.

Para los clientes con potencias contratadas mayores, la opción no depende de su categoría tarifaria sino del consumo medio de energía y el valor de la potencia contratada. Estos clientes son generalmente no residenciales, por lo que la comparación se realizará respecto a la tarifa General; asimismo, dado que las Tarifas M.C. y G.C. tiene una estructura similar, diferenciándose principalmente en el nivel de precio, la comparación se realizará exclusivamente para la Tarifa Medianos Consumidores por ser la que presenta precios más altos.

Se mostrará, mediante ejemplos y gráficos ilustrativos, la variación del precio medio en relación a los diferentes comportamientos de consumo. Asimismo se realizarán comentarios acerca de la aceptación que han tenido cada una de estas tarifas, por parte de los clientes.

5.1 Clientes con Potencias Contratadas Menores a 20 kW

Las tarifas doble horario presentan, frente a las tarifas simples, la ventaja de poder brindar señales a los clientes acerca de los costos en que incurre la empresa al suministrar energía en las distintas horas del día, permitiendo así in-

centivar un uso más eficiente de la misma.

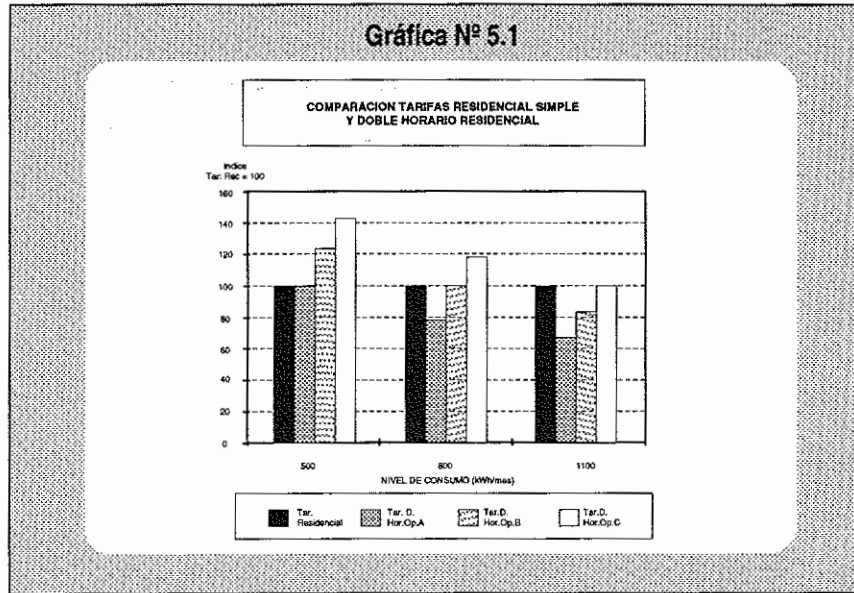
Estas señales se brindan mediante dos precios de energía. Es así que clientes que consumen menos energía en el horario de punta (de precio significativamente mayor a la correspondiente al resto del día) presentan facturas muy inferiores a las de aquellos clientes que no modulan. Si comparamos los precios medios de los clientes con tarifa doble horario con aquellos que les corresponderían en el caso de permanecer en las tarifas simples, se observa que:

- **Cientes pertenecientes a la categoría residencial**

Los clientes con consumos superiores a 800 kWh, de modular, encuentran en esta tarifa una alternativa atractiva; no es tan clara la conveniencia para aquellos clientes de menor porte, ya que los mismos presentan gran parte de su consumo "cautivo", teniendo, por lo tanto, mayores dificultades para modular.

A efectos de ilustrar lo anterior, se consideran las siguientes tres distribuciones de consumo:

HORARIOS DE CONSUMO	% DE CONSUMO		
	OPCION A	OPCION B	OPCION C
PUNTA	17,20%	30,90%	41,40%
FUERA DE PUNTA	82,80%	69,10%	58,60%



En ausencia de modulación el consumo nocturno de un cliente residencial es prácticamente nulo; un cliente que distribuyera su consumo uniformemente durante 16 horas tendría un consumo en punta de 31,25%. La opción A es, por lo tanto, muy exigente, siendo la opción B la que correspondería un caso similar al citado.

En la gráfica 5.1 se compara el precio medio de cada una de las opciones definidas con el correspondiente a la tarifa residencial simple. Dicha comparación se realizará para diferentes niveles de consumo:

Lo anterior, se puede observar de una manera más general en las gráficas comparativas de precio medio que se exponen a continuación en gráficas 5.2 y 5.3.

- **Cientes no residenciales**

A continuación se presentan 2 gráficas, similares a las anteriores, en las que se compara el precio medio de la Tarifa General Simple con el correspondiente a la Tarifa D.H.G. para distintos comportamientos de consumo (gráficas 5.4 y 5.3).

Las tarifas doble horario entraron en vigencia en 1993; las mismas, y en particular la D.H.R., no tuvieron hasta la fecha una gran

aceptación, si bien en un futuro próximo se prevé el ingreso de un gran número de clientes. Es importante el número de clientes potenciales; el problema responde, principalmente a la no existencia en el mercado de acumuladores de calor ni equipamientos que faciliten la modulación.

La Tarifa D.H.G. ha tenido mayor aceptación en el interior del país, donde es más numeroso en número de pequeñas industrias (tambos, etc.).

5.2 CONSUMIDORES CON POTENCIAS CONTRATADAS MAYORES A 20 kW

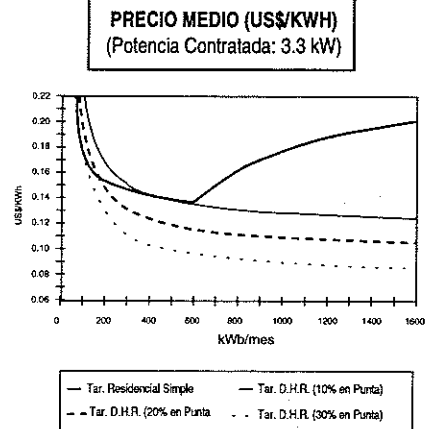
Los clientes con esta característica de consumo pueden optar por:

- Tarifa Medianos Consumidores
- Tarifa Grandes Consumidores (en caso de tener una potencia contratada \geq a 200 kW y un consumo promedio anual igual o mayor a 100.000 kWh/mes)

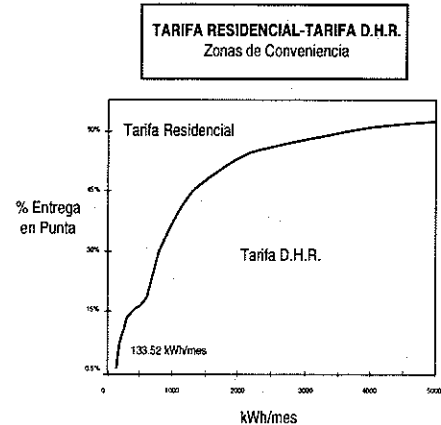
Estas tarifas, en presencia de una moderada modulación, son muy convenientes frente a la Tarifa general, además la diferencia de precios de los tramos horarios son un gran incentivo para continuar mejorando el comportamiento de consumo.

Si bien presentan un carácter opcional, la aceptación de estas tarifas por parte de los potenciales clientes ha sido muy buena; a la fecha todos los clientes con las características necesarias para ingresar a la Tarifa G.C. han optado por ésta,

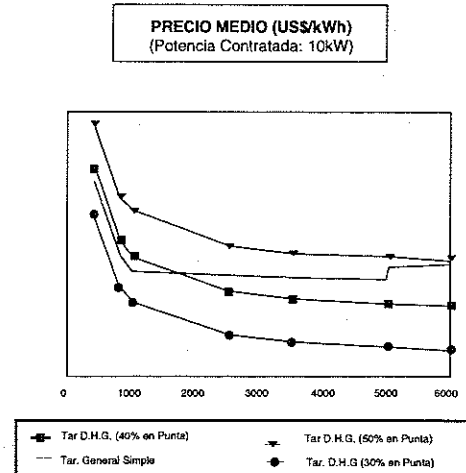
Gráfica Nº 5.2



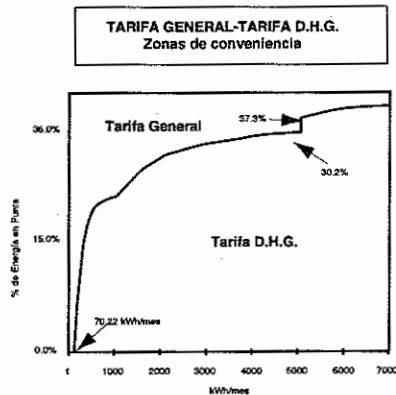
Gráfica Nº 5.3



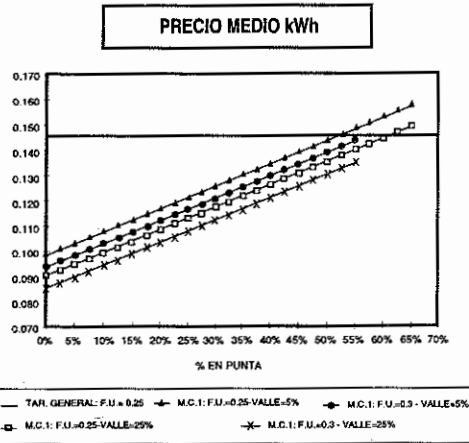
Gráfica Nº 5.4



Gráfica Nº 5.5



Gráfica Nº 5.6



y se ha constatado un esfuerzo por parte de los mismos de modo de mejorar su factor de utilización.

Se realiza una comparación del precio medio para la Tarifa M.C.1 y el correspondiente a la Tarifa General, para un cliente con un consumo de 10.000 kWh/mes y un factor de utilización de 0.25 (referido a la potencia contratada).

En la siguiente gráfica se expone la evolución del precio medio de acuerdo al porcentaje de energía

consumida en el horario de punta, para dos comportamientos distintos:

- el cliente consume un 5% de su energía de noche (horas valle);
- el 25% del consumo es desplazado a horas nocturnas.

El factor de utilización es la relación entre la demanda media y la demanda máxima:

$$F.U. = \frac{\text{Energía}}{\text{Pot. Máx.} \cdot \text{horas}} = \frac{\text{Pot. Media}}{\text{Pot. Máx.}}$$

Un cliente que factura según la Tarifa General no posee una medida de la potencia real demandada. Por lo tanto el cálculo del factor de utilización se realizó empleando la potencia contratada en sustitución de la Potencia Máxima. Si este cliente opta por la Tarifa Medianos Consumidores, al contar con un medidor de potencia, su factor de utilización calculado en base de la potencia máxima será, posiblemente, mayor al calculado anteriormente (gráfico 5.6).

Teniendo en cuenta lo anterior, se consideró conveniente a los efectos de las comparaciones del precio medio, considerar también un F.U. mayor (F.U.= 0.3) para las opciones del M.C.1.

6. CONCLUSIONES

En circunstancias como las actuales en las que, a nivel regional, se encuentra fuertemente cuestionada la supervivencia de las empresas públicas, la UTE indudablemente constituye un ejemplo de empresa del dominio industrial y comercial del Estado, dedicada al servicio público de electricidad que, a partir de la modernización total de su gestión, está abocada a mejorar la eficiencia.

En este entorno, utilizar herramientas basadas en criterios económicos para proyectar su estructura tarifaria, constituye todo un reto.

La estructura de su mercado, con un 46,4% de consumo residencial, atomizado en clientes que en cantidad representan el 89%, da un pauta de las dificultades que es pre-

ciso enfrentar para alcanzar resultados de importancia, en lo referente a su objetivo de racionalizar el consumo de energía eléctrica.

Hace ya mucho tiempo que se comenzó a trabajar en la adecuación de la estructura tarifaria procurando que ésta constituya una clara señal al cliente de los costos de suministrar la energía eléctrica. Como el camino adoptado por la empresa ha sido no provocar impactos importantes en la factura final ni en los ingresos de la empresa, el proceso ha sido relativamente lento, pero sin traumas

Queda aun mucho camino por recorrer, pero hoy día forma parte de la cultura empresarial la necesidad de seguir la evolución del factor de carga del sistema, la importancia de tener bien definidas las curvas de carga por modalidad de consumo así como una fuerte acción comercial encaminada a mostrar las ventajas de la modulación del consumo.

Notas:

- 1 Hasta entonces, los cargos por energía y potencia presentaban una bonificación del 2% cuando el suministro se realizaba en media o alta tensión (preten-

diendo reflejar las pérdidas de los transformadores).

- 2 Actualmente solo es válido el requisito de potencia.
- 3 En el caso de que el factor de utilización del cliente sea superior a 0.92, el recargo sobre la facturación de energía de punta y de potencia activa determinado por la tarifa reactiva adopta valores negativos, convirtiéndose entonces en una bonificación.

ANEXO 1

PLIEGO TARIFARIO - Vigencia: 30 de junio de 1981 (En dólares estadounidenses)

TARIFA	ESCALON kWh/mes	CARGO FIJO US\$/ mes	ENERGIA cent.US\$/kWh	TASA C US\$/ mes
COMERCIAL	0 - 50	2.55	9.22	1.98
	51 - 2100	4.93		
	201 - 500	9.78		
	501 - 1.000	24.11		
	> 1.000	48.22		
INDUSTRIAL	0 - 200	9.67	6.00	1.98
	201 - 500	14.36	6.00	
	501 - 1.000	29.65	6.00	
	1.001 - 5.000	62.11	6.00	
	5.001 - 10.000	147.61	6.00	
	10.001 - 50.000	147.61	4.48	
	> 50.000	245.92	3.78	
RESIDENCIAL	0 - 50	0.24(1)	4.01	0.48
	51 - 200	0.73	5.89	1.10
	201 - 500	1.21	6.60	1.40
	> 500	2.93	7.51	1.54
TRACCION		--	4.01	1.98
ELECTROINTENSIVOS	5.001 - 10.000	147.61	2.93	1.98
	10.001 - 50.000	245.92		
	> 50.000	492.15		
ESPECIALES		--	4.42	1.98
BOMBEOS		--	3.51	1.98

(1) Tarifa Social: para consumos menores a 50kWh. Sobrepasando una sola vez los 50 kWh pasaba automáticamente a la tarifa común (escalón 1)

ANEXO 2

PLIEGO TARIFARIO (Vigencia: 1 de julio de 1986) En dólares estadounidenses

TARIFA	ESCALON kWh/mes	CARGO FIJO US\$/ mes	ENERGIA cent. US\$/kWh	POTENCIA US\$/kW
COMERCIAL	0 - 200	4.77	6.42	
	201 - 500	7.81	6.42	
	501 - 1.000	16.56	6.42	
	> 1.000	16.56	7.79	
INDUSTRIAL	0 - 200	4.77	5.37	
	201 - 500	7.81	5.37	
	501 - 5.000	16.56	5.37	
	5.001 - 10.000	103.12	5.37	
	10.001 - 50.000	103.12	4.29	
	> 50.000	103.12	3.52	
RESIDENCIAL	0 - 50	0.72	3.09	
	51 - 200	1.31	5.07	
	201 - 500	2.00	6.51	
	501 - 1.000	2.62	6.51	
	> 1.000	2.62	7.35	
ALUMB. PUBLICO		--	3.84	
GRANDES CONSUMIDORES	Punta	0.66	7.91	2,23
	Llano		2.87	
	Valle		1.25	

ANEXO 3

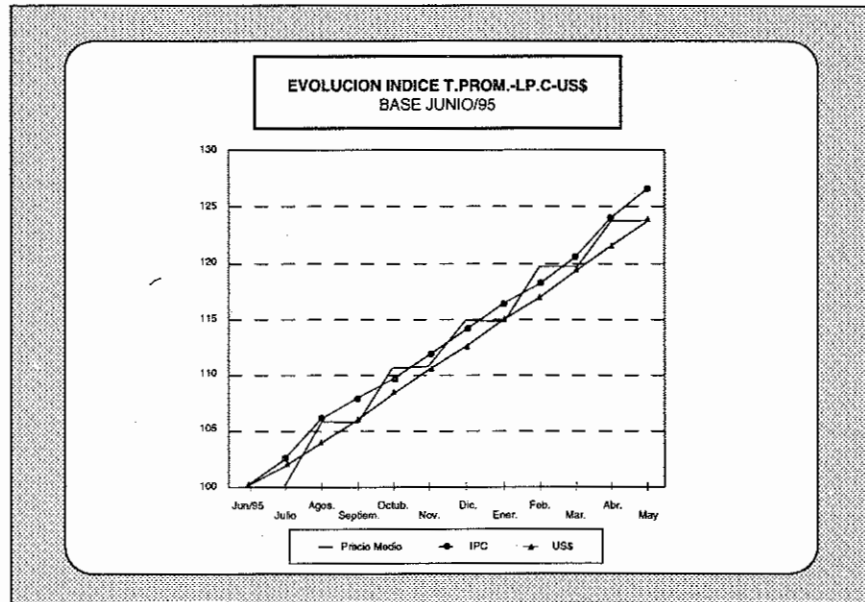
ESTRUCTURA TARIFARIA (Vigente 1/6/96)

TARIFAS SIMPLES	TARIFAS COMPLEJAS - OPCIONALES
<p>TARIFA RESIDENCIAL</p> <ul style="list-style-type: none"> * Energía: por bloques de energía a precios crecientes. * Potencia: cargo por potencia contratada. 	<p>TARIFA DOBLE HORARIO RESIDENCIAL (D.H.R.)</p> <ul style="list-style-type: none"> * Energía Punta (17 a 23 hs) * Energía Fuera de Punta (horas restantes) * Cargo por potencia contratada
<p>TARIFA GENERAL</p> <ul style="list-style-type: none"> * Energía: por bloques de energía a precios crecientes. * Potencia: cargo por potencia contratada. 	<p>TARIFA DOBLE HORARIO GENERAL (D.H.G.)</p> <ul style="list-style-type: none"> * Potencia contratada < 20kW * Energía Punta (17 a 23hs) * Energía Fuera de Punta (horas restantes) * Cargo por potencia contratada <p>TARIFAS TRIPLE HORARIO</p> <ul style="list-style-type: none"> * Energía Punta (18 a 22 hs) * Energía Valle (o a 7 hs) * Energía Llano (horas restantes) * Potencia Punta (7 a 24 hs) * Potencia Fuera de Punta (horas restantes) * Potencia por exceso para M.C. y G.C. <p>MEDIANOS CONSUMIDORES (M.C.)</p> <ul style="list-style-type: none"> * Potencia contratada > 20 kW * 3 categorías según nivel de tensión <p>GRANDES CONSUMIDORES</p> <ul style="list-style-type: none"> * Potencia contratada > 200 kW Consumo promedio > 100.000 kWh/mes * 5 categorías según nivel de tensión <p>ZAFRAL MEDIANOS CONSUMIDORES</p> <ul style="list-style-type: none"> * Clientes que concentran el 80% o más de su consumo entre los meses de noviembre a marzo. * Potencia contratada > 20kW * 3 categorías según nivel de tensión <p>ZAFRAL GRANDES CONSUMIDORES</p> <ul style="list-style-type: none"> * Clientes que concentran el 80% o más de su consumo entre los meses de noviembre y marzo * Potencia contratada > 200 kW * Consumo promedio en zafra > 100.000 kWh/mes * 4 categorías según nivel de tensión
<p>T. ALUMBRADO PUBLICO</p>	

ANEXO 4

AUMENTOS TARIFARIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO JUNIO/95 - JUNIO/96

MESES	AUMENTO MEDIO
1/6/95	8,00%
1/8/95	5,80%
1/10/95	4,62%
1/12/95	3,82%
1/2/96	4,21%
1/4/96	3,40%
1/6/96	4,79%



Ing. Ana Casulo:

Recibió el título de Ingeniera Civil, otorgado por la Universidad de la República Oriental de Uruguay, en 1995. Pertenece a U.T.E. desde 1990 y actualmente ocupa el cargo de Especialista en Estudios Empresariales en la Gerencia de Area Planificación y Secretaría Técnica.

Cra. Nory Marrero:

Recibió el título de Contador Público, en el año 1979 de la Universidad de la República Oriental de Uruguay. Gerente de División Organización Estudios Empresariales de U.T.E. desde 1993, unidad responsable de los costos marginales de mediano y largo plazo y de la definición de la Estructura Tarifaria Objetivo.

Nota: Este trabajo fue presentado en el Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas y Precios de Electricidad (COTARPEL) en Quito, Ecuador del 21 al 27 de julio de 1996.

Tariff Structures

Ana Casulo* and
Nory Marrero**

1. SUMMARY

The present article describes the experience of Uruguay's power utility, the National Administration of Power Stations and Transmission (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas—UTE) in implementing a tariff structure based on marginal costs.

First of all, the cost-estimate method used by the utility is generally described, including why it was chosen and the calculation methodology used.

Then an attempt is made to provide a summary of the steps taken in implementing the target tariff structure, specifying the new tariffs emerging as a result of this process. In addition, comments are made about the general guidelines for switching from target tariffs to the tariffs being applied: distribution of the financial adjustment between the different tariff categories.

Thereafter, the second part of the article provides a more detailed analysis of the time-of-use (TOU) tariffs currently being

applied, with comparisons between the different tariff alternatives the users have available, and describing the benefits of efficient consumption patterns.

2. INTRODUCTION

For a company the value of knowing its costs is unquestionable; the tariff is also important as a tool whereby customers can be advised of their responsibilities in costs and efficient consumption behavior.

Since 1980 UTE has been involved in a process of transforming its tariffs, aimed at establishing an applied tariff structure based on marginal costs.

The original situation was characterized by a structure where there was no clear linkage between tariffs and costs, but a great deal of

* Specialist in Company Studies, Planning Area Management, Technical Secretariat, National Administration of Electric Power Stations and Transmission (UTE), Uruguay

** Manager of the Organization and Company Studies Division, National Administration of Electric Power Stations and Transmission (UTE), Uruguay

progress has been made. Although many changes have already been implemented, there are still many changes to be made.

All tariff structure implementation processes must be made gradually since the repercussions of these changes must also be dealt with. This process must be adapted to the country's political, social, and economic conditions and its specific situation in time, because its effectiveness depends on them.

This article has been prepared in order to transmit the experience acquired by UTE in the specific process of implementing a new tariff scheme. It also focuses on the changes made by the utility and the repercussions they have had on both customers and UTE itself.

Since the objective is to achieve a tariff structure based on marginal costs, we believe it is advisable to begin this paper with a section on the cost calculation methodology adopted by UTE.

3. MARGINAL COSTS

Knowledge about electric power costs is a key aspect for any power utility, not only regarding its operations and investment planning, but also with respect to a fair allocation of costs to the tariff level so that rates can become economic signals that stimulate efficiency in consumption patterns.

An adequate transfer of costs incurred to the tariff enables the power utility to compete in those uses where electricity turns out to be more advantageous compared

with other energy alternatives. In other words, more rational or efficient consumption patterns lead to energy savings for society as a whole.

UTE, aware of the importance of knowing costs in both the utility company and in the country as well, on the basis of this objective, launched a series of studies, modifications, and improvements.

3.1 Cost Calculation Methodology

3.1.1 Overview

As a rule, one must opt for cost calculations based on an accounting/embedded cost approach or economic, marginal-cost, or average-cost criteria. Economic-type criteria have been gaining ground to the detriment of accounting criteria because much emphasis is being laid on the role that a tariff structure based on these criteria can perform in ensuring that other company objectives are reached.

Recently, the use of criteria classifying costs as real and standard has been gathering momentum. By real costs one means those specifically referring to a concrete company whereas standard costs correspond to costs of a model company that is efficient. The emphasis is on providing a reference for efficiency. Setting tariffs on the basis of standard costs requires surmounting inefficiencies since they cannot be reflected in the prices.

3.1.2 Calculation methodology adopted by UTE

The methodology adopted by UTE is based on the marginal cost principle. Within neoclassical economic theory in general and welfare theory in particular, the principle of setting prices on the basis of marginal-cost calculations ensures an optimal allocation of resources within the framework of restrictive assumptions of these theories.

Beyond the theoretical considerations that have been proposed and for the specific case of the power system, the cost-calculation methodologies based on marginal costs are becoming the most suitable instrument for coordinating investment planning and demand management efforts, which are essential to achieve higher efficiency levels for the system as a whole.

The marginal-cost methodology in electricity involves determining the cost incurred to meet an additional unit of demand; this includes both the annuity of the investments in power stations and transport installations (per additional kW required of power capacity), as well as the variable operating costs per additional kWh of energy demanded.

Uruguay because of its small size displays advantages compared to other countries, since when selecting the cost-estimate methodology it is possible to apply more detailed and specific calculation methodologies, which would be difficult to adopt in countries with

larger geographical and less homogeneous areas.

In the case of the electricity market, because of capital investment indivisibilities or lumpiness, companies habitually fluctuate from situations of overinvestment to situations of underinvestment or from periods of idle capacity to periods of intensive use of capacity, which turns out to be the same. This aspect, in addition to the need for relatively stable rates over time, has led UTE to adopt its calculation methodology, estimating incremental costs, which implies averaging variable investments and costs over a five-year horizon.

3.1.2.1 Marginal costs of generation

For calculating the marginal cost of generation, the short-run approach is used. Thus costs are determined by estimating the variables costs of fuel and power generation outages. These marginal costs are the result of using a system simulation model; they emerge as dual variables of demand constraints and depend on fuel and outage costs used in optimization and simulation, as well as the existing power generation facilities being considered and the hypotheses used for machine maintenance.

The simulation model permits obtaining the marginal costs of fuel and outages at generator terminals, assuming there is a single node throughout the system; because of this, in order to obtain the marginal cost required at the user level, it is necessary to increase the cost obtained since the energy

consumed by losses must also be generated.

It should be emphasized that the amount stemming from the estimate of the marginal cost of generation depends on adopted hypotheses and this amount changes notably as a result of adjustments in these hypotheses; that is why the selection of the scenario is important.

Revision of the power system's regulatory framework, the concretization of different interconnection projects with Argentina and Brazil, and the imminent arrival of natural gas mean that there are many probable scenarios for power generation. It is therefore necessary to run the simulation model many times in order to examine the different possibilities. The marginal costs stemming from them are quite different, and this affects the target tariff structure since it changes the burden of generation on the different tariffs. Therefore, when working with the marginal-cost structure, the calculation hypotheses considered for power generation should be specified.

The following table provides the share of generation in the marginal costs of the different target tariffs.

3.1.2.2 Marginal costs of transmission and distribution: calculation methodology

Two components are differentiated in marginal costs of transmission and distribution: a first component called capacity cost which is related to power capacity,

and variable cost, attributable to energy losses in the different installations of the transport system.

Capacity cost is the cost of reinforcing the grid due to an increase of 1 kW in demand; it is estimated by calculating incremental costs, which is a procedure which comes close to the long-run marginal cost. To determine capacity cost, expected demand, future investment annuities at different voltage levels, as well as operating and maintenance costs estimated in each case, must be considered.

The capacity cost of different voltage levels is obtained by aggregating the corrected costs corresponding to the level considered and the higher voltage levels.

These corrections are made by using peak loss coefficients permitting cost adjustments for different voltage levels.

3.2 Strict Marginal-Cost Tariff Structure

Knowledge of the marginal costs and load curves of each customer category enables the target tariff structure to be defined.

Application of the calculation methodology described above yields the following results:

- Estimates of the marginal cost of generation for different hours of different days of the years being considered (MC of 1 kWh).
- Estimates of the marginal cost of transmission and distribution

for the different voltage levels (MC of 1 kW-year).

By using the system's load curve for the annual peak day, as well as the corresponding curves for the different tariff categories, the responsibilities that customers have in total cost are determined; on this basis the strict marginal-cost tariffs (target tariffs) can be defined.

The fundamental importance of this marginal-cost structure is to specify the relativity of the costs of customer categories, thus establishing the correct incentives for guiding the customer toward energy-efficient consumption. For this basic information to define the tariffs it should nevertheless be kept in mind that its direct application does not ensure, at least a priori, the company's financial equilibrium and therefore the average tariff level should be adjusted to maintain the company's budgetary equilibrium.

4. TARIFFS

4.1 Historical Summary

4.1.1 Basic situation

In 1980, UTE's application tariffs were defined in most cases in accordance with the end-use of the electricity consumed; this tariff policy did not conform with the provisions of the National Electricity Law and its Regulatory Decree.

Power industry activities are governed by the National Electricity Law (September 1, 1977), which provides in Article 15 that:

"So that the tariff structure will reflect the costs that subscribers incur, they will be grouped and classified according to their consumption schemes.

In each consumption scheme, the social or legal character of the subscriber or the final destination of the electricity being consumed will be taken into consideration to determine the rates."

On the basis of the approach adopted by current regulations, the basic terms were established to start a bidding process for consultants to define, along with UTE professionals, a tariff structure based on marginal costs. In 1982, as a result of extensive work to define customer categories and define marginal costs, a Target Tariff Structure was defined. It is indicated below:

The implementation of a tariff structure based on marginal costs in a context where the tariffs being applied were clearly inadvisable constituted a veritable challenge. Many changes were needed and in addition they had to be applied gradually, since their impact could lead to severe disruptions for both customers and company revenues.

Annex 1 provides the tariff structure that prevailed in 1981, the point of departure for a series of continuous modifications, which will be specified below.

4.1.2 First changes

The strategy over the short and medium term was to unify those tariffs corresponding to the same target tariff. First of all, tariffs 4 (traction), 5 (electrochemical and thermoelectric), and 7 (pumping) were merged with tariff 2 (industrial); this was complemented by differential increases for different categories so as to gradually come close to this target.

The elimination of the social category within tariff 3 (residential) and the differentiation of energy levels in tariffs 1 (commercial) and 6 (special) should also be emphasized.

Another change that was introduced was the differentiation of voltage levels by adding a discount on the power load for those customers at medium or high voltage (2% discount for customers metered at 6 and 15 kV; 4% at 30 kV; and 6% at 150 kV).

CONSUMPTION MODALITIES	TARGET TARIFF
Nonresidential- Consumptions < 5.000 kWh/month	Simple General Tariff
Residential	Simple Residential Tariff
Nonresidential - Consumptions > 5.000 kWh/mes	Medium Consumer Tariff
Large Consumers	Large Consumer Tariff

4.1.3 Creation of the tariff for large consumers

The most outstanding item in this process of change was the creation of the tariff for large consumers, which entered into force on July 1, 1986. It was important because it was the first tariff that reflected costs and gave the customer accurate pricing signals, thus fostering among the users more efficient consumption behavior.

This tariff has three time-of-day schedules with differential electric energy prices:

Peak: 18:00 to 22:00
Trough: 0:00 to 7:00
Baseline: rest of the day

And it has two power demand schedules: from 7:00 to 24:00 and from 0:00 to 7:00 (the price for power demand in the latter schedule is zero). Billing for power and energy benefitted from a 2% discount when supply was delivered at medium or high voltage.

The tariff was optional, but at first it was aimed at those industrial customers whose annual average consumption was higher than or equal to 100,000 kWh per month.

Because this tariff scheme was optional, there was no way of knowing how many customers would accept to take it; therefore many studies had to be conducted in order to determine the probable range of deviation in calculating expected revenues. Although its implementation meant a decline in revenues, the company under-

stood that its application would bring major benefits over the short term on the system's load curve.

Annex 2 includes a table containing the tariffs in force in July 1986, where the above-mentioned changes are specified.

4.1.4 Differentiated voltage levels

In January 1992, as a result of in-depth studies and computer technology improvements, the tariff for large consumers was amended by breaking it down into five voltage categories, involving different prices, thus reflecting in the most suitable fashion the differences between the marginal costs of distinct voltage levels.¹

4.1.5 New tariffs

4.1.5.1 Simple general tariff

In the course of successive price hikes, attempts were made to merge the commercial, industrial, and special tariffs into a single rate called the simple general tariff.

This process concluded in May 1992. It was far from a simple matter since although the commercial and special tariffs displayed energy levels with growing prices, the industrial tariff had declining prices. Therefore, the unification of these rates had to be gradual, taking into account the disruptions that these changes would mean mainly for industrial customers.

4.1.5.2 Tariff for medium-sized consumers

This tariff, in force as of December 1, 1992, just like the simple general tariff, is based on a time-of-day differential and is optional. At first it was aimed at those customers whose average consumption was greater than or equal to 5,000 kWh per month and with a contracted power demand greater than or equal to 20 kW.²

Its establishment was a first step to differentiate medium-sized consumers from smaller consumers. As indicated in the target structure, the medium-sized customers display special consumption characteristics and therefore have different responsibilities with regard to assuming costs, which had to be reflected in the tariff. Whether this tariff should be compulsory in the future is currently being studied.

4.1.5.3 Tariffs with dual residential time-of-use and dual general time-of-use schemes

These tariffs with differential time-of-use (TOU) schemes have two energy schedules:

Peak: 17:00 to 23:00
Offpeak: rest of the day

The justification for extending the peak schedule, in contrast to the triple time-of-day scheme (18:00 to 22:00), was to avoid displacement of the peak, instead of levelling or shaving it off.

Compared to simple tariffs, these rates have the advantage of signalling more clearly different

customer responsibilities in the cost, enabling the customer to alter consumption. They are addressed to customers that are smaller than the ones referred to above (contracted power capacity less than 20 kW), it being understood that they have a smaller scope to make changes, since a high percentage of their consumption is considered "captive." In any case the possibility of making changes is there and should therefore be promoted.

The price difference between dual residential TOU and dual general TOU schemes responds to the different load curves of these categories (different responsibility in the system's node).

4.1.5.4 Harvest tariffs

The optional harvest tariffs came into force on October 1, 1993 and were addressed basically to customers with high power consumption during the summer season (80% or more of annual consumption concentrated in the five months from November to March).

This consumption pattern justifies a differential treatment regarding the triple time-of-day tariffs, on the basis of the following two aspects:

- Transmission and distribution costs should be covered during the harvest season, with the special characteristic that harvesting takes place outside the system's peak hours.
- The variable power generation costs are averaged for the five

harvesting months, yielding energy prices.

The structure of these tariffs involves three time-of-day levels for electricity, a fixed charge and a capacity charge, differentiated by voltage level and available for medium-sized and large consumers.

4.1.5.5 Reactive tariff

During 1992, the reactive tariff was revised; although the tariff being applied at that moment was very similar to the corresponding target tariff, the studies conducted led to a new form of tariff setting for reactive power and energy.

This new tariff began to be applied in mid-1993; it attempts to reflect the cost incurred by the company because of reactive energy consumption at peak hours. Metering equipment currently being used does not discriminate schedules in the consumption of reactive energy nor does it measure reactive power. Because of this, it was assumed that the reactive load curve was homothetic to the active load curve. The ratios thus obtained, along with the existing ratio between costs, permit billing reactive energy in peak hours and reactive capacity as an extra charge or discount³ on the billing of peak active power or energy, accordingly.

4.1.6 Charge for contracted power

On April 1, 1994, simple tariffs (simple residential tariff and simple general tariff) and dual TOU tariffs (dual residential and dual

general) were modified. To date, these tariffs had only one charge for energy and a fixed charge, without any specification of the concept of power demand (the costs attributable to power were included in the energy price). The customers coming under these tariffs, especially the simple tariffs, are very numerous and generally their consumption is small. Because of this it is not considered feasible to apply a tariff that implies metering capacity demanded, otherwise the meter would have to be changed and the corresponding fixed charge would assume too large a share of the total bill. In view of the above and in order to improve the signal given to the customer, studies were conducted. They led to the creation of a charge for contracted capacity. In successive increases, the power costs in the energy price has been shifted to the charge for contracted power.

Annex 3 provides the tariffs that are currently being applied, as well as their principal characteristics.

4.2 Average Tariff Level and Transfers between Tariff Categories

In the previous items, we referred to the importance of the definition of a target tariff structure at marginal costs. We also indicated which steps were taken by the utility in implementing this structure. It should also be clarified, however, that although the use of tariffs at strict marginal costs is accepted as the basic tool for achieving an optimal allocation of resources, the use of these generally leads to problems

in the financial equilibrium of companies, since when there are diseconomies of scale and economies of scope, the marginal cost is, in many cases, lower than the average cost. Because of this, bearing in mind both the financial equilibrium of the company and technical and social factors, there is the need to make adjustments on the strict marginal cost tariffs, thus achieving the so-called application tariffs.

The magnitude of this adjustment is determined by the differences between the necessary average price for the utility and the average marginal cost, and its distribution does not a priori have to be proportional for the distinct tariff categories. There is no single criterion for distributing the adjustment; rather this distribution responds to political, technical or operational, economic, and social considerations. UTE does not ensure a neutral distribution of the financial adjustment.

In order to use tariffs to provide price signals, to minimize the impact on consumption, and to take into account price distortions of competitive products of electricity, the economic criterion is accepted as it indicates that the adjustment should be made keeping an inverse proportionality to the price elasticity of demand. The large customers display very high price elasticities and are more sensitive to price variations. If the percentage of the financial adjustment that they receive is lower, then there is a real possibility that they will increase their demand. For these customers, UTE uses a distribution criterion in accordance with elasticities.

Nevertheless, social considerations have determined that the residential tariffs, especially in lower-consumption blocks, receive a lower-than-average adjustment.

Every two months UTE, with approval from the executive branch, increases its tariffs. These increases are different for each tariff category and, in addition, the average increase, corresponding to each one, is distributed so that the fixed charge, the different energy blocks and power receive different increase percentages. This distribution approach is governed by the policy aimed at achieving the target tariff structure.

In the following table, in order to illustrate the above, the distribution of the last tariff adjustment date June 1, 1996 is provided. On this occasion, the average percentage increase that was approved was 4.79%.

4.3 Critical Analysis of Current Situation and Expected Improvements

The process of implementing new tariffs is not easy. Usually various kinds of difficulties arise and aspects leading to oftentimes contradictory solutions must be dealt with. From the utility's viewpoint, an average revenue must be ensured. Otherwise problems might appear in the utility's financial equilibrium. The impact that tariff changes will exert on the customers should also be taken into account. The price elasticities of demand of the different consumer categories should be focused on in order to avoid consumption constraints that in the future would turn out to be inadvisable if total sales and, as a result, the distribution of financial fixed costs are reduced. All these considerations imply that the process of implementation should be gradual, depending on the dynamics of the inflationary particularities of the country as well

TARIFF CATEGORY	% OF INCREASE
GENERAL	5.15%
RESIDENTIAL	4.90%
PUNITIVE	4.79%
STREET LIGHTING	4.79%
MEDIUM CONSUMERS	3.30%
LARGE CONSUMERS	3.75%
DUAL GENERAL SCHEDULE	4.79%
DUAL RESIDENTIAL SCHEDULE	4.79%
MEDIUM HARVEST CONSUMERS	3.30%
LARGE HARVEST CONSUMERS	3.75%

as the specific characteristics of its electric energy demand. Chart 1 shows the share in consumption of the different tariff categories, which was prepared on the basis of information on 1995 sales.

In view of the specific characteristics of electricity, changes should be envisaged for the future since oftentimes these require customers to make investments in various equipment; there must therefore be a period of stability and rules should be changed with care.

In Uruguay, because of the characteristics of its economy, the procedure that was adopted was to adapt relative prices differentiating, in the different tariffs, the inflationary adjustment that is periodically made. Annex 4 shows the tariff increases for the last year and a comparison is conducted with the respect to the evolution of the U.S. dollar and the CPI.

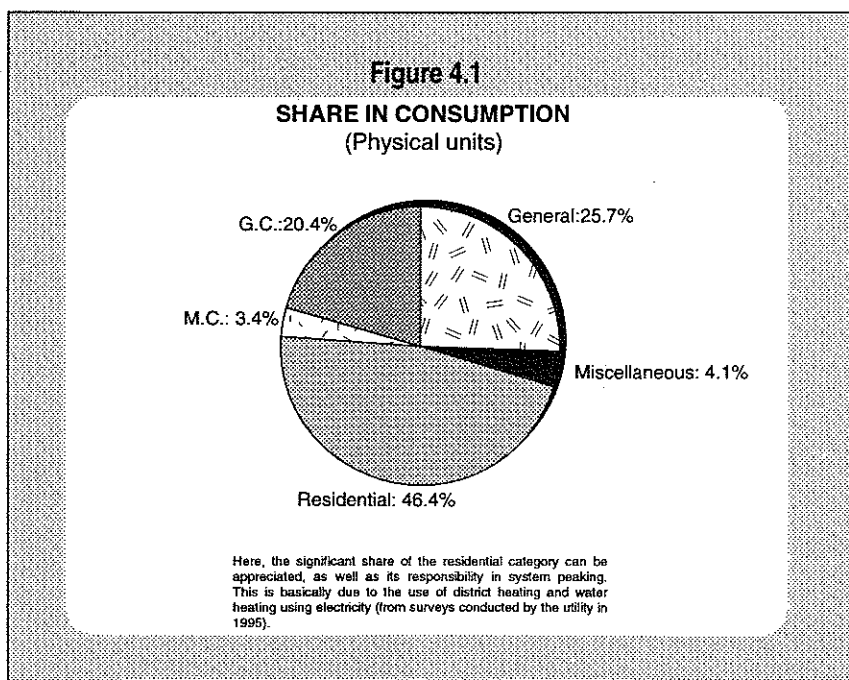
For many reasons, among which the most important are the nonavailability of metering equipment as well as the objective of mitigating changes for the customers, it was resolved that, at first, many of the new tariffs would be optional. This decision initially meant a decline in the utility's entire billing, since the first customers who adopted the optional tariffs were those for whom this option meant a drop in their bills without any change in consumption pattern. Afterwards, other customers, when seeing the savings potential that improving their consumption pattern meant, also adopted these tariffs. Thus, once it received the signal from its customers, the company managed to reduce its costs by displacing investments.

Another mechanism used by UTE to provide incentives for the switch to TOU tariffs is the differentiation, in the simple tariffs, of the energy blocks with growing

prices, based on the assumption of greater participation in the peak. Thus the customers with the highest consumption, for whom the price of the last energy block has an important weight and who in addition are those who show the greatest potential for modulating their consumption, end up by opting for TOU tariffs since they are an attractive option, entailing savings in their billing.

Although it is felt that considerable progress has been made, there are still many changes to be implemented. At present, the technical experts of UTE, in charge of estimating tariff costs and defining the tariffs, are involved in a study of seasonal costs and updating the load curves of the different customer categories.

The implementation of seasonality is a very important goal, in view of cost differences at different periods of the year. Our country is marked by two highly distinct areas in terms of season. Peak consumption in the eastern region, which is notable for its resorts and beaches, occurs from January to March, whereas peak consumption for the rest of the country occurs during the winter months. Current legislation provides that tariffs should be identical for the entire country; this opens up a spectrum of different possibilities when implementing the seasonal tariff structure. If the National Electricity Law is not modified, it would be possible to define different "seasons" for different region of the country. This, however, has not been decided, and this scheme is at present only being studied.



Another issue which currently deserves the attention of the technical experts of UTE is the possibility of using power demand as a primary condition for tariff differentiation. One of the main problems arising from this option is the lack of power limiters, equipment that is indispensable to effect this change.

It should also be emphasized that the reactive tariff that is currently in force could be improved if there was the possibility of using more specific metering equipment. If this were the case, then reactive energy and power could be metered by TOU and reactive capacitive could also be billed.

5. COMPARATIVE ANALYSIS OF SIMPLE AND TOU TARIFFS

The present section compares simple tariffs with TOU tariffs. The customers with contracted capacity under 20 kW, depending on their tariff category, have the possibility of opting for dual residential TOU or dual general TOU tariffs. Therefore the comparisons will fit within the following scheme:

- Residential customers: simple residential tariff versus dual residential TOU tariff
- Nonresidential customers: simple general tariff versus dual general TOU tariff.

For the customers with higher contracted capacities, the option does not depend on their tariff category but rather on their average

energy consumption and the value of the contracted capacity. These customers are generally nonresidential and because of this the comparison will be made with respect to the general tariff. Likewise, since tariffs for medium-sized and large consumers have a similar structure, with the differentiation mainly in prices, the comparison will be made exclusively for the medium-sized consumer tariff, since these are the consumers with the highest prices.

The average price variation compared to different consumption behaviors will be indicated by means of illustrative examples and charts. Likewise, comments will be made about the customers' acceptance of each one of these tariffs.

5.1 Customers with Contracted Power under 20 kW

The dual TOU tariffs, compared with simple tariffs, have the advantage of sending signals to customers about the costs incurred by the company when supplying energy at different times of the day, thus fostering the more efficient use of this energy.

These signals are transmitted by establishing two energy prices. Thus customers who consume less energy during peak hours (at a price that is substantially greater than the price during the rest of the day) receive bills that are much lower than those customers who are not involved in modulating their consumption.

If we compare average prices of clients who have a dual

TOU tariff with those that we would pay if they remained with the simple tariff, the following would be observed:

- *Customers belonging to the residential category*

Customers with consumptions that are over 800 kWh, when modulating their consumption, find in this tariff an attractive alternative. The advisability for smaller customers is not as evident, since a large part of their consumption is "captive" and thus have less room for modulating their consumption.

In order to illustrate the above, the following three consumption distributions are considered:

Chart 5.1 compares the average price of each one of the options defined with the corresponding price of the simple residential tariff. This comparison will be made for different consumption levels.

The above can be observed more generally in the comparative charts of average prices in Figures 5.2 and 5.3.

- *Nonresidential customers*

Two charts are present below, similar to the previous ones; they compare the average price of the simple general tariff with the dual general TOU tariff for different consumption behaviors (Figures 5.4 and 5.5).

Dual TOU tariffs entered into force in 1993 have not to date been widely accepted, especially

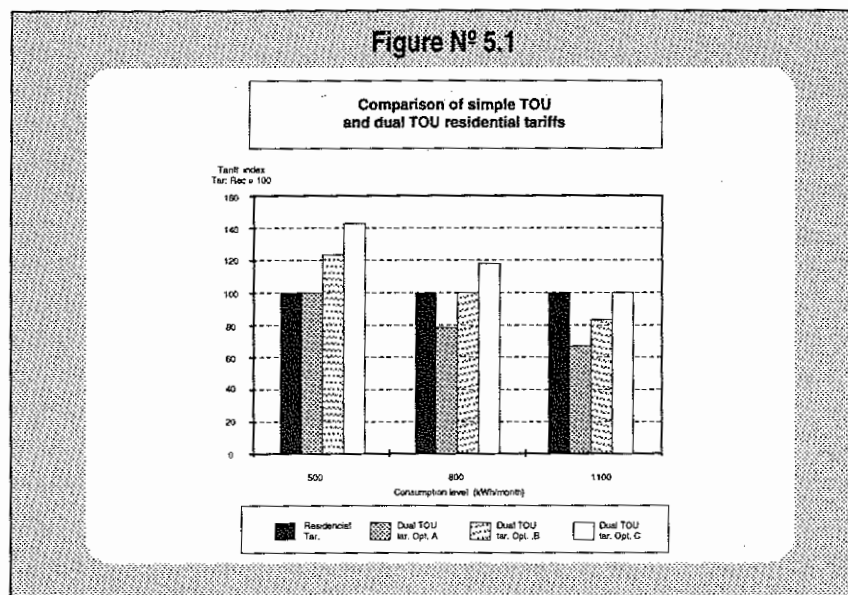
the dual residential TOU tariff. Nevertheless, it is expected that in the near future a large number of customers will participate, and the number of potential customers is considerable. The problem is largely due to the lack of heat accumulators or equipment facilitating modulation on the market.

The dual general TOU tariff has been more widely accepted in the interior of the country, where there is a larger number of small industries (hotels, etc.).

5.2 Consumers with Contracted Power over 20 kW

The customers with this consumption characteristic opt for one of the following:

- Tariff for medium-sized consumers.
- Tariff for large consumers (if the contracted power is greater than or equal to 200 kW and annual average consumption is greater than or equal to 100,000 kWh per month).



These tariffs, as a result of even a moderate modulation of consumption, are quite advisable compared to the general tariff. In addition the price differences of the TOU schedules are a major incentive to continue improving consumption behavior.

Although they are optional, acceptance of these tariffs by potential customers has been quite good; to date all the customers with the necessary characteristics to participate in the large-consumer tariff have opted for this scheme, and it

has also been observed that efforts are being made by these customers to improve their utilization factor.

The average price for the medium-sized tariff 1 is compared with the corresponding general tariff for a customer with a consumption of 10,000 kWh per month and a utilization factor of 0.25 (referring to contracted capacity).

The following chart describes the evolution of the average price in accordance with the percentage of energy consumed during peak hours for two different consumption patterns:

- The customer consumes about 5% of his energy at night (off-peak hours).
- 25% of consumption is displaced to night hours.

The utilization factor is the ratio between average demand and maximum demand:

CONSUMPTION SCHEDULE	% OF CONSUMPTION		
	OPTION A	OPTION B	OPTION C
PEAK	17.20%	30.90%	41.40%
OFFPEAK	82.80%	69.10%	58.60%

Utilization factor = energy/(max demand * hours) = Average capacity/maximum capacity

A customer who is billed on the basis of the general tariff does not have a measure of real power demand; therefore the utilization factor is calculated using contracted capacity to substitute peak capacity. If this customer opts for the medium-sized consumer tariff and has available a demand meter, his utilization factor calculated on the basis of peak capacity will possibly be higher than the one previously calculated (Figure 5.6).

In view of the above, it is deemed advisable, for the purpose of comparing the average price, to consider a greater utilization factor (UF = 0.3) for the medium-sized consumer options 1.

6. CONCLUSIONS

Under present circumstances, at a time when the survival of public utilities is under scrutiny throughout the region, UTE undoubtedly constitutes a model state-owned industrial and commercial enterprise, dedicated to providing public electric power service and, on the basis of a thorough modernization of its management, prepared to improve its efficiency.

In this situation, the use of tools based on economic criteria to establish the tariff structure constitutes a veritable challenge.

Its market structure, which involves 46.4% of residential consumption, scattered among customers who account for 89%,

Figure Nº 5.2

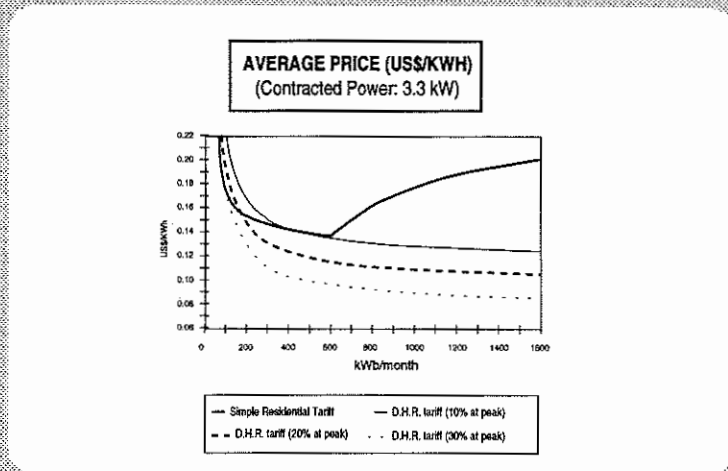


Figure Nº 5.3

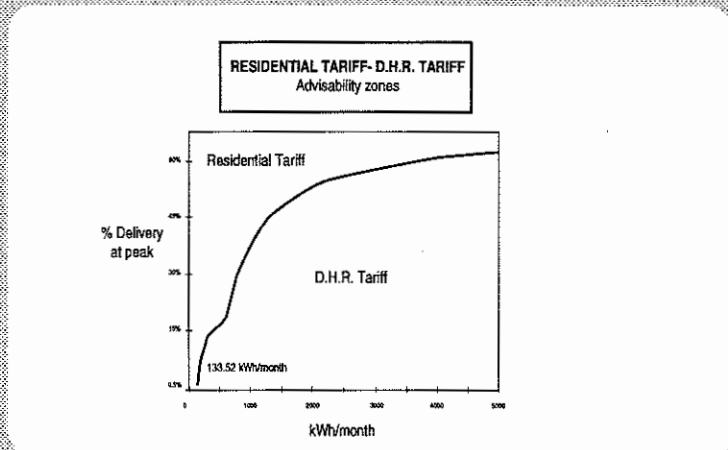


Figure Nº 5.4

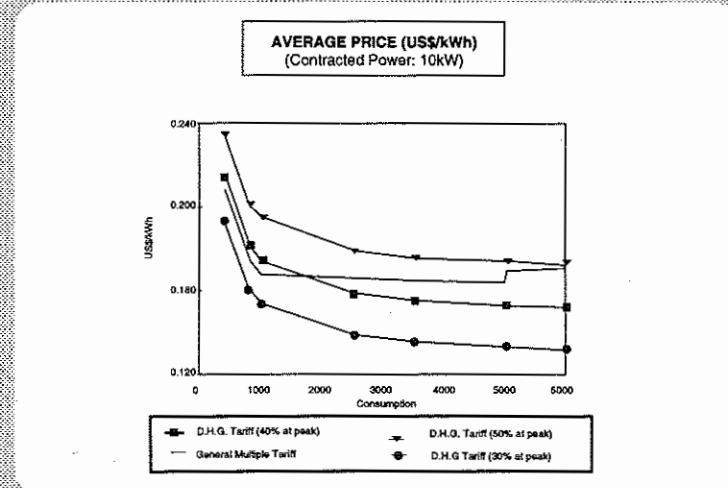


Figure Nº 5.5

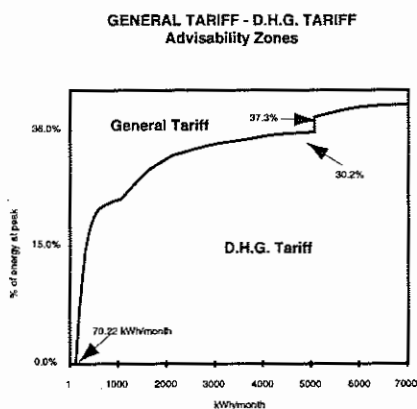
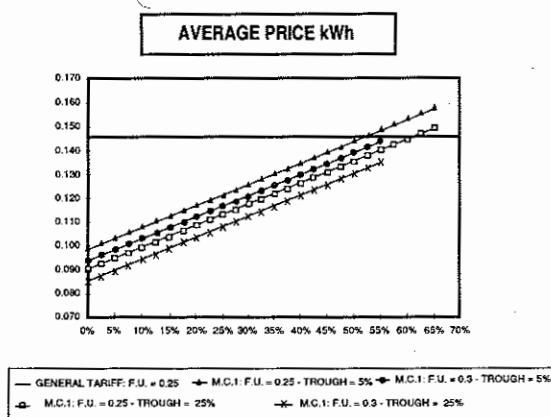


Figure Nº 5.6



NOTES

1. Till then the charges for energy and power included a 2% discount when the supply was delivered at medium or high voltage (aimed at reflecting loss from transformers).
2. At present, only the power requirement is valid.
3. If the customer's utilization factor is over 0.92, the surcharge on the peak energy and active power billing as determined by the reactive tariff involves a negative value, thus becoming a discount.

reflects the difficulties that must be coped with to achieve important results, in terms of rationalizing electricity consumption.

Work on remodelling the tariff structure started a long time ago and has been aimed at enabling tariffs to transmit clear signals to customers about the cost of supplying electricity. Since the approach adopted by the company has been to avoid triggering major impacts in final billing or in the utility's rev-

enues, the process has been relatively slow, but without any trauma.

There is still a long way to go, but today the need to closely follow the evolution of the system's load factor, the importance of having load curves that are well defined by consumption modality, and a strong trade action geared to showing the advantage of consumption modulation have become part of the managerial approach of the utility.

ANNEX 1

TARIFF SCHEDULE: Valid as of June 30, 1981 (in U.S. dollars)

TARIFF	TIERS kWh/months	FIXED CHARGE US\$/ month	ENERGY US cents/kWh	RATE C US\$/ month
COMMERCIAL	0 - 50	2.55	9.22	1.98
	51 - 2300	4.93		
	201 - 500	9.78		
	501 - 1.000	24.11		
	> 1.000	48.22		
INDUSTRIAL	0 - 200	9.67	6.00	1.98
	201 - 500	14.36	6.00	
	501 - 1.000	29.65	6.00	
	1.001 - 5.000	62.11	6.00	
	5.001 - 10.000	147.61	6.00	
	10.001 - 50.000	147.61	4.48	
RESIDENTIAL	0 - 50	0.24(1)	4.01	0.48
	51 - 200	0.73	5.89	1.10
	201 - 500	1.21	6.60	1.40
	> 500	2.93	7.51	1.54
TRACTION		--	4.01	1.98
ELECTRO-INTENSIVE	5.001 - 10.000	147.61	2.93	1.98
	10.001 - 50.000	245.92		
	> 50.000	492.15		
SPECIAL		--	4.42	1.98
PUMPING		--	3.51	1.98

(1) Social Tariff: for consumption under 50 kWh. When exceeding only once the ceiling of 50 kWh, automatically switched to the common tariff (tier 1)

ANNEX 2

TARIFF STRUCTURE: Valid as of July 1, 1986 (in U.S. dollars)

TARIFF	TIER kWh/month	FIXED CHARGE US\$/ month	ENERGY UScent/kWh	POWER US\$/kW
COMMERCIAL	0 - 200	4.77	6.42	
	201 - 500	7.81	6.42	
	501 - 1.000	16.56	6.42	
	> 1.000	16.56	7.79	
INDUSTRIAL	0 - 200	4.77	5.37	
	201 - 500	7.81	5.37	
	501 - 5.000	16.56	5.37	
	5.001 - 10.000	103.12	5.37	
	10.001 - 50.000	103.12	4.29	
	> 50.000	103.12	3.52	
RESIDENTIAL	0 - 50	0.72	3.09	
	51 - 200	1.31	5.07	
	201 - 500	2.00	6.51	
	501 - 1.000	2.62	6.51	
	> 1.000	2.62	7.35	
STREET LIGHTING		--	3.84	
LARGE CONSUMERS	Peak	0.66	7.91	
	Baseline		2.87	2,23
	Trough		1.25	

ANNEX 3

TARIFF STRUCTURE Valid as of June 1, 1996

SIMPLE TARIFFS	COMPLEX TARIFFS - OPTIONAL
RESIDENTIAL TARIFF * Energy: by energy blocks at increasing prices. * Power: charge for contracted power.	DUAL RESIDENTIAL TIME-OF-USE TARIFF (D.H.R.) * Peak energy (17:00 to 23:00) * Off-peak energy (remaining hours) * Charge for contracted power
GENERAL TARIFF * Energy: by energy blocks at increasing prices. * Power: charge for contracted power.	DUAL GENERAL TIME-OF-USE TARIFF (D.H.G.) * Power contracted < 20kW * Peak energy (17:00 to 23:00) * Off-peak energy (remaining hours) * Charge for contracted power TRIPLE-SCHEDULE TIME-OF-USE TARIFF * Peak energy (18:00 to 22:00) * Trough energy (0 to 7:00) * Baseline energy (remaining hours) * Peak power (7:00 to 24:00) * Off-peak power (remaining hours) * Power due to excess for M.C. & G.C. MEDIUM CONSUMERS (M.C.) * Contracted power > 20 kW * 3 voltage-level categories LARGE CONSUMERS (G.C.) * Contracted power > 200 kW * Average consumption > 100,000 kWh/month * 5 voltage-level categories MEDIUM HARVEST CONSUMERS * Customers focusing 80% or more of their consumption between November and March. * Contracted power > 20kW * 3 voltage-level categories LARGE HARVEST CONSUMERS * Customers focusing 80% or more of their consumption between November and March. * Contracted power > 200 kW * Average consumption at harvest > 100,000 kWh/month * 4 voltage-level categories
STREET LIGHTING TARIFF	

ANNEX 4

Tariffs prices increase corresponding from June 1, 1995-June 1996

MONTHS	AVERAGE INCREASE
1/6/95	8.00%
1/8/95	5.80%
1/10/95	4.62%
1/12/95	3.82%
1/2/96	4.21%
1/4/96	3.40%
1/6/96	4.79%

