

**Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia de Campinas
Departamento de Energia**

O novo modelo tarifário baseado no conceito de custos marginais em desenvolvimento para o setor elétrico brasileiro: um estudo de caso para a Companhia Paulista de Força e Luz. CORDEIRA

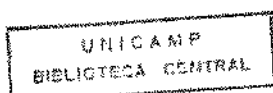
Tese apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia de Campinas, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências na área de Planejamento de Sistemas Energéticos.

69/90

69/9103769

Campinas, SP - Brasil

1991



**Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia de Campinas
Departamento de Energia**

Tese de: Mestrado

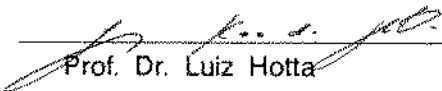
Título da Tese: O novo modelo tarifário baseado no conceito de custos marginais em desenvolvimento para o setor elétrico brasileiro. Um estudo de caso para a Companhia Paulista de Força e Luz.

Autor: Salatiel Pedrosa Soares Correia

Orientador: Prof. Dr. André Tosi Furtado

Aprovado por:

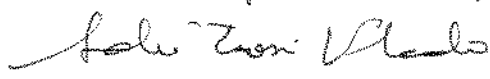

Prof. Dr. André Tosi Furtado, Presidente

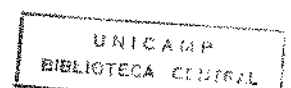

Prof. Dr. Luiz Hotta


Prof. Dr. Gilberto M. Januzzi

Campinas, SP - Brasil

1991

Este exemplar corresponde a Redação final da Tese defendida por Salatiel P. S. Correia e aprovada pela comissão julgadora em 20/12/90. 



Agradecimentos

Agradeço:

Ao meu orientador,

Prof. Dr. André Tosi Furtado

Aos meus colegas do setor elétrico:

Renato, Rosária, Plácido e Caio (CPFL) e ao Demóstenes (CESP), pelas informações e sucessivas discussões durante o desenvolvimento desse trabalho.

Aos meus amigos da UNICAMP:

Arnaldo, Bernardino, Bajay, Bolívar, Djalma, Mauro, Márcia, Maria Helena, Neusa, Januzzi, Valdenberg e Martinez, pelo companheirismo e solidariedade humana.

Dedico esse trabalho as seguintes pessoas:

Aos meus pais, Pedro e Lenir e as minhas irmãs, Suelene e Suelenita pelo apoio que sempre me prestaram.
E à Bernadete pela enriquecedora convivência.

"A aplicação dos critérios de racionalidade à organização da produção não era outra coisa senão a quantificação de todos os ingredientes da produção, vale dizer, a redução do processo da produção a esquemas 'geometrizáveis'. Também neste plano o qualitativo será evacuado de toda especificidade, perdendo significação na medida em que não possa ser reduzido ao quantitativo. Desta forma, o núcleo central da estrutura social - a organização da produção - tendeu a ser moldado pelas técnicas do pensamento quantitativo. A ação do homem como agente transformador do mundo passou a ser cada vez mais consciente, posto que passível de previsão. Por outro lado, na medida em que os processos sociais de maior relevância passaram a estruturar-se com base no cálculo, o comportamento dos agentes sociais em outras esferas tendeu a refletir essas estruturas, espécie de balizamento que passa a ser visto como o substrato mesmo da ordem social. O segmento da realidade social estruturado com base nos critérios de racionalidade tendeu a expandir-se, vendo-se nessa expansão a manifestação da Razão na História. A visão do mundo a partir do qualitativo foi relegada ao plano da consciência pré-racional ou ingênua, ou foi desviada para a esfera não-cumulativa da intuição artística."

Celso Furtado

ÍNDICE

INTRODUÇÃO, 8

CAPÍTULO I

1.1 - Teoria Básica Marginalista, 10

1.2 - Indivisibilidade dos Investimentos, 13

1.3 - Condições de Otimabilidade para Expansão dos Sistemas Elétricos de Potência, 16

1.4 - Aplicação do Conceito de Custo Marginal de Longo Prazo no Sistema Elétrico de Potência, 22

1.4.1 - Princípios Básicos de Funcionamento do Sistema Elétrico, 23

1.4.1.1 - Planejamento da Expansão da Geração de Energia Elétrica, 27

1.4.1.2 - Planejamento da Expansão da Transmissão, 29

1.4.1.3 - Planejamento da Expansão da Distribuição, 30

1.4.2 - Categorias de Custo Marginal de Longo Prazo, 31

1.4.2.1 - Os Custos Marginais de Capacidade, 32

1.4.2.2 - Custo Marginal de Energia, 35

1.4.2.3 - Custo dos Consumidores, 36

1.5 - Sazonalidade dos Custos Marginais, 37

CAPÍTULO II

2.1 - Os Preços Sombra, 40

2.2 - Preços Ótimos de Eletricidade em Economias Distorcidas, 42

2.2.1 - Caso 1: Clássico, 44

2.2.2 - Caso 2: Preços Eficientes, 45

2.2.3 - Caso 3: Caso Geral, 45

2.3 - A Questão dos Subsídios, 46

2.4 - A Questão da Medição, 47

CAPÍTULO III

- 3.1 - O Perfil da Companhia Paulista de Força e Luz, 53
- 3.2 - Mercado de Energia Elétrica da CPFL, 56
- 3.3 - Implantação da Tarifa a Custo Marginal no Brasil, 57
- 3.4 - Importância do Estudo de Curvas de Carga para o setor de Energia Elétrica, 61
- 3.5 - A Metodologia Proposta Para Análise do Comportamento do Consumidor da CPFL, 64
 - 3.5.1 - Fator de Carga, 65
 - 3.5.2 - Índice de Modulação, 68
 - 3.5.3 - Índice de Adesão, 69
 - 3.5.4 - Consumo do Dia Útil, 70
 - 3.5.5 - Índice Percentual, 71
- 3.6 - Considerações sobre a Demanda Faturada, 71
- 3.7 - Os Resultados Obtidos pela Metodologia Proposta, 74
 - 3.7.1 - O Setor Industrial A₂, 74
 - 3.7.2 - O Setor Industrial A₄, 82
 - 3.7.3 - Conclusões, 91

CAPÍTULO IV

- 4.1 - Considerações Finais, 93
- 4.2 - Referências Bibliográficas, 96

INTRODUÇÃO

A crise enfrentada pelo Brasil nos últimos anos não impediu que a demanda por Energia Elétrica crescesse, visto que a cada dia que passa novos consumidores se incorporam ao sistema e os antigos aumentam seu consumo por Eletricidade.

Com isto, a demanda de Energia Elétrica vem crescendo consideravelmente em alguns horários do dia, e apresentando grandes ociosidades noutros horários. Do ponto de vista do setor elétrico tal fato faz com que nos chamados horários de ponta do sistema o setor invista constantemente para atender a demanda pelo fato de que nesses horários o consumo de Energia Elétrica é constatadamente, intenso. Por outro lado nos horários fora da ponta, o sistema encontra-se ocioso visto que o consumo de energia elétrica é pequeno. Além disso, a filosofia de apuração dos custos para produção de eletricidade utilizada pelo setor elétrico, baseada no conceito do custo médio contábil impossibilitava as concessionárias comunicarem com os consumidores para que eles deslocassem suas demandas para horários de maior folga do sistema, ou caso contrário, pagassem mais pelo fato de permanecerem na ponta, fazendo com isso que o setor elétrico invista constantemente para atender suas necessidades por Energia Elétrica.

Portanto, para o pleno atendimento da demanda de eletricidade o setor elétrico Brasileiro possui hoje dois tipos de dificuldades:

(1) Técnicas, tais como: carência de redes de transmissão e distribuição, bem como desequilíbrios localizados entre oferta e demanda de eletricidade.

(2) Econômica-financeira, tais como: tarifas que não possibilitam ao setor elétrico acumular recursos para que possa investir na expansão do sistema.

Devido aos fatos acima citados, decidiu-se que o consumo de energia por parte dos consumidores

deveria ser efetuado de maneira mais racional, para isso utilizar-se-á incentivos tarifários que poderão induzir os consumidores a programarem suas demandas em horários em que o custo de produção de energia seja mais baixo, e nesse sentido nos chamados horários fora de ponta, os consumidores poderão deslocar suas demandas para esses intervalos, possibilitando assim que sejam ocupadas comprovadas ociosidades, já que nesses horários existe a disposição dos consumidores, grandes quantidades de demanda de eletricidade em ociosidade.

Assim, para que os consumidores sejam incentivados a deslocar suas demandas da ponta para fora da ponta do sistema, tanto os preços da Energia Elétrica devem ser mais atrativos nesses horários, quanto desestimulantes nos horários de ponta.

Segundo o Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica - DNAEE, "decidiu-se, por isso, utilizar a teoria de custos marginais, anteriormente aplicada com sucesso em diversos países do mundo. O custo marginal (custo de fornecimento para atender a um consumo unitário adicional ao existente, quer num ponto da rede, quer numa hora determinada, quer num período do ano) informa o custo que será incorrido pelo sistema elétrico para atender o crescimento do consumo".

Este trabalho objetiva analisar essa nova metodologia de apuração dos custos do setor elétrico brasileiro para produção de eletricidade, para isso analisar-se-á a teoria marginalista aplicada no setor de energia elétrica (capítulo 1), suas distorções em economias em desenvolvimento (capítulo 2), um estudo de caso de aplicação dessa metodologia numa concessionária de energia elétrica (capítulo 3), e finalizando, as considerações finais desse estudo (capítulo 4).

CAPÍTULO I

A TEORIA MARGINALISTA APLICADA AO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Pretende-se neste capítulo tratar dos custos marginais com efetiva conceituação aplicada ao setor de Energia Elétrica, analisando a recente metodologia que está sendo implantada no setor Elétrico Brasileiro.

Enfocar-se-á com mais ênfase os conceitos da teoria marginalista procurando descrever os aspectos principais intrínsecos, próprios desta metodologia em se tratando da apuração dos custos que envolvem a geração, transmissão e distribuição de Energia Elétrica.

É difícil estabelecer uma conceituação sobre custos marginais sem tratar dos estudos feitos por Munasinghe (1982). Com isso pretende-se estudar o seu ponto de vista a respeito dos custos marginais aplicados ao setor de Energia Elétrica, enfocando os conceitos de custos marginais aplicados ao sistema de tarifação.

1.1 TEORIA BÁSICA MARGINALISTA

De acordo com Munasinghe, a figura 1 constituída de um diagrama simplificado de demanda-suprimento tem como meta demonstrar a razão pela qual os preços cobrados de energia devam ser iguais aos custos marginais. Considera-se EFGDo a curva que representa a demanda (que determina o Kwh de eletricidade demandado por ano, em qualquer nível médio de preço dado), enquanto que AGS retrata a curva de suprimento (representado pelo custo marginal CM de suprimento adicional no fornecimento).

Munasinghe considera que com o preço P e a demanda Q , o benefício total do consumo é representado pela disposição de pagar do consumidor, que nesta situação é representado pela área OEFJ. O custo

de suprimento desta demanda é representado pela área OAHJ.

Portanto, o benefício líquido, ou seja, o benefício total menos o custo de suprimento é representado pela área AEFH.

Logo, o benefício líquido que é benefício total menos custo de suprimento é estabelecido, quando o preço é ajustado igual ao custo marginal, representando desta maneira as condições ótimas do mercado, que, no caso da figura analisada, o ponto G cuja interseção da demanda (Q_0) e do preço (P_0) simboliza a situação em questão.

Em termos matemáticos, o benefício líquido (BL) é dado por:

$$\int_0^{Q_0} P(q) dq - \int_0^{Q_0} CM(q) dq \quad (1.1)$$

Onde $P(Q)$ e $CM(Q)$ são as equações das curvas de demanda e de suprimento, respectivamente. A maximização dos benefícios (ou o ponto ótimo) é obtida mediante a sua derivada em relação a demanda igualando o resultado da operação a zero, ou seja $\frac{d(BL)}{dQ} = P(Q) - CM(Q) = 0$ representando a interseção das curvas de Custo Marginal e da demanda (P_0 e Q_0).

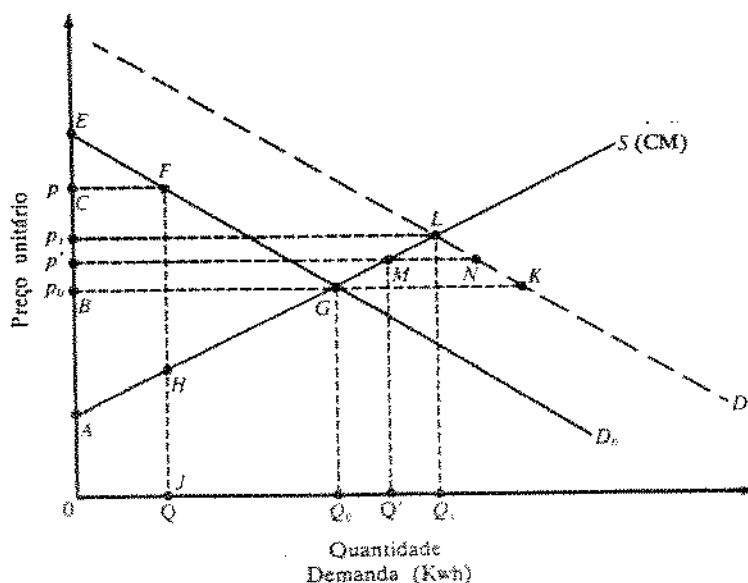


Fig. 1 - Gráfico da demanda versus suprimento para o consumo de Energia Elétrica.

A análise até o momento, foi somente estática. Agora, ao se considerar o efeito dinâmico do crescimento da demanda 1 de P_0 para zero para o ano 1, tem-se um deslocamento da curva da demanda de P_0 para P_1 . Assumindo que o preço P_0 estivesse prevalecendo no ano zero, um excesso de demanda GK ocorreria no primeiro ano. O procedimento ideal seria o de o suprimento crescer para Q_1 e o novo preço de mercado ficar estabelecido em P_1 . No entanto, as informações que dizem respeito à obtenção da curva de demanda P_1 podem estar incompletas, tornando-se difícil localizar o ponto L . São muito grandes as dificuldades de se obter de uma forma bastante precisa a curva de demanda e a curva de custo marginal de suprimento. Dessa forma, como um primeiro passo, pode-se aumentar o suprimento para Q' a um preço P' , como mostrado na figura 2. A existência de um excesso de demanda MN indica que ambos, o suprimento e o preço devem ser incrementados. A situação oposta ocorreria com superdimensionamento de L , que levaria a um excesso de suprimento. Nesse caso seria necessário esperar o crescimento da demanda, até para atingir a capacidade instalada. Dessa maneira iterativa é possível caminhar ao longo da curva de custo marginal até o ponto ótimo. quando o ótimo é atingido, observa-se paralelamente um crescimento de demanda. Portanto, a meta a ser atingida é móvel e pode nunca ser alcançada. No entanto, a regra básica de se estabelecer o preço igual ao custo marginal e aumentar o suprimento na expectativa de atingir o ótimo, ainda é uma regra básica.

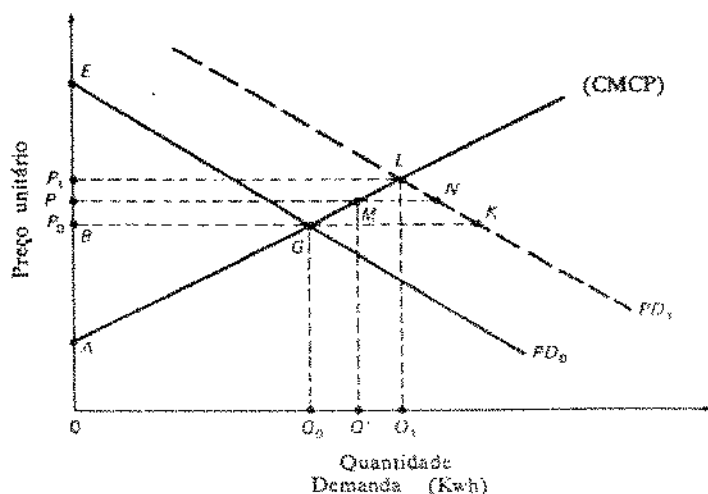


Fig 2 - Gráfico simplificado para determinação do custo Marginal.

1.2 - INDIVISIBILIDADE DOS INVESTIMENTOS:

Para este tipo de estudo, Munasinghe admite que o conceito de indivisibilidade dos investimentos é fundamental para que se possa compreender a razão pela qual os preços de energia elétrica devam ser cobrados diferentemente na ponta do sistema elétrico.

Sabe-se ser característica do setor elétrico possuir vultosos investimentos de longo prazo de maturação (principalmente nas obras de geração), além disso teoricamente as tarifas devem gerar recursos suficientes para que o sistema expanda e expandi-lo significa captar recursos suficientes para investir em nova obras.

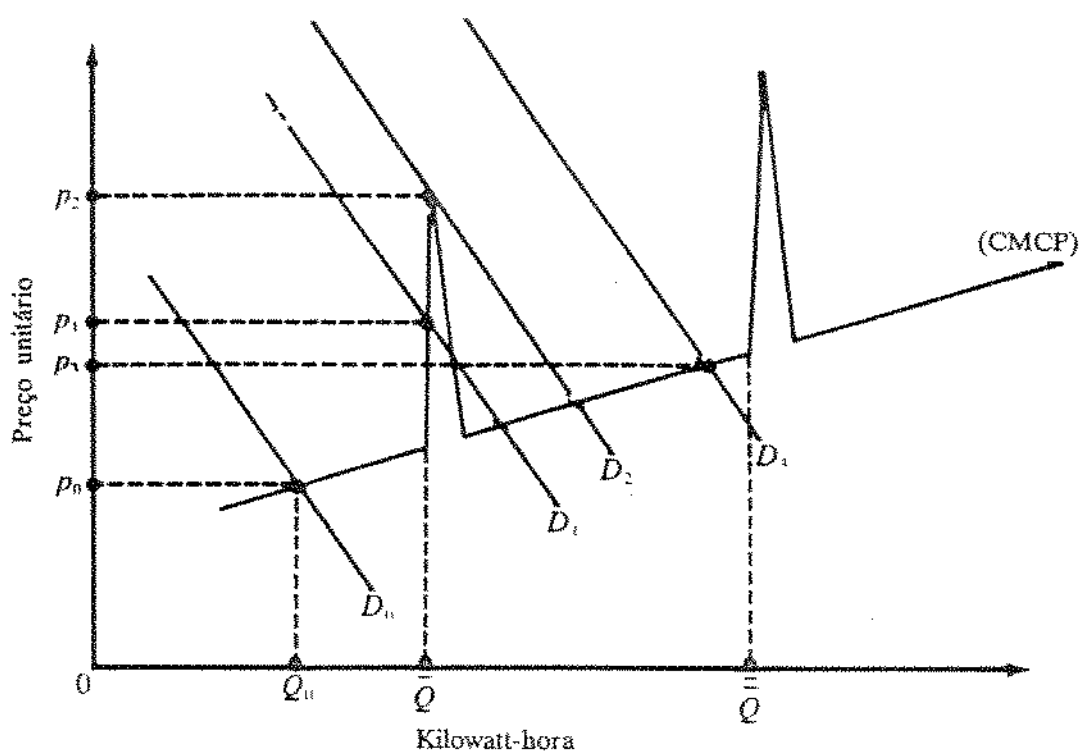


Fig. 3 - Efeito da indivisibilidade dos investimentos nos custos de Energia Elétrica.

Mediante a análise da figura 3 pode-se constatar que no ano zero, a máxima capacidade de suprimento seja $\bar{Q}$ enquanto a combinação ótima do preço e da demanda seja (P_0, Q_0) , que são pontos da curva de demanda D_0 e da curva de custo marginal de curto prazo, CMCP. Especificamente dentro dos custos de curto prazo estão incluídos: combustível, operação e manutenção. Isto representa os custos de suprimento para uma dada capacidade instalada.

Na medida em que a demanda cresce de D_0 para D_1 , o preço da energia deve ser aumentado para P_1 visando se estabilizar o mercado no curto prazo, pois a capacidade instalada está fixa e a curva de suprimento é vertical em $\bar{Q}$.

Quando a curva de demanda for D_2 e o preço P_2 , então uma usina é adicionada ao sistema e a capacidade é incrementada para $\bar{Q}$. Assim que o incremento da capacidade for completado, o custo marginal de curto prazo volta para sua antiga tendência. Para a curva de demanda D_3 , o valor correspondente na curva CMCP é P_3 , que é um valor menor que P_2 . Com estas observações de Munasinghe é possível entender que cobrar dos consumidores o curto prazo acarretaria grandes problemas sociais uma vez que a expansão do sistema elétrico acarreta grandes flutuações no CMCP, refletindo em elevados aumentos tarifários quando novas obras entrassem em operação.

Este problema pode ser evitado com a utilização da abordagem do custo marginal de longo prazo (CMLP) e pela necessidade de se cobrar preços diferenciados para a carga na ponta, já que os consumidores obrigam a concessionária de energia elétrica a investir visando atender suas respectivas demandas por eletricidade.

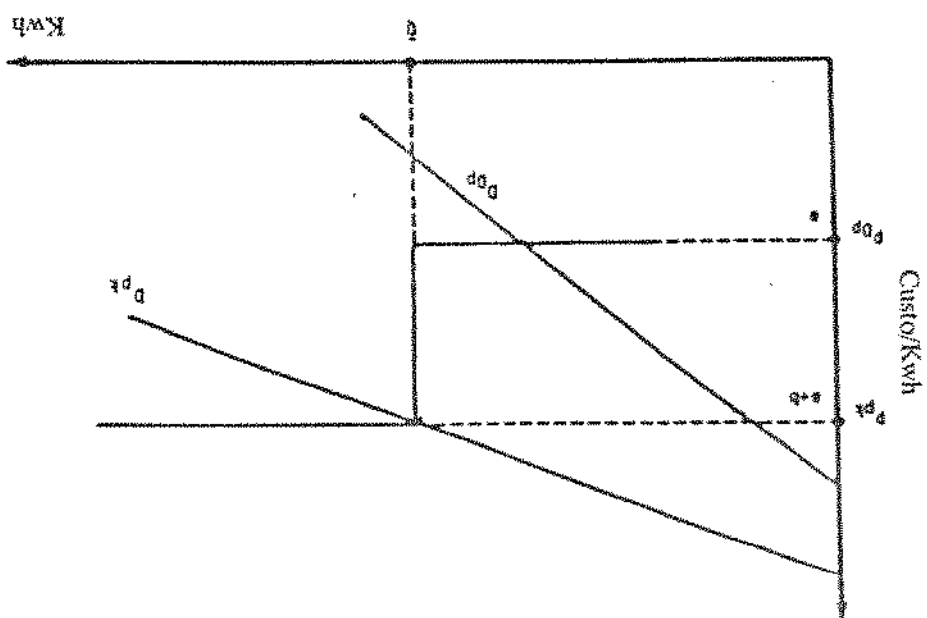


Fig. 4 - Modelo para o estabelecimento do preço para os usuários da ponta e fora de ponta elétrica.

O modelo simplificado de estabelecimento de preços para a carga da ponta mostrado na figura 4 contém duas curvas de demanda. D_{pk} representa a demanda de ponta na qual o sistema encontra-se sobrecarregado, ao passo que D_{dp} representa a demanda fora de ponta na qual a demanda é atendida com uma certa folga porque não existem maiores pressões sobre a capacidade instalada.

De acordo com a figura 4 os preços a serem cobrados do consumidor que utiliza o horário de ponta (no Brasil foi constatado ser das 17:00 às 22:00 horas), são: $P_{pk} = a + b$, enquanto que nos períodos fora de ponta: $P_{dp} = a$.

Matematicamente, as situações acima descritas podem ser expressas por:

$$P_p(q_p) = q_p + \frac{\partial \text{co}(q_p)}{\partial q_p} \quad (1.2)$$

onde

$P_p(q_p)$ = preço da tarifa no período da ponta.

q_p = Custo da variação da capacidade instalada.

$$\frac{\partial co(q_p)}{\partial p_p} = \text{Custo de operação e manutenção}$$

$$P_o(q_o) = \frac{\partial co(q_o)}{\partial q_o} \quad (1.3)$$

onde: $\frac{\partial co(q_o)}{\partial q_o}$ = Variação dos custos de operação e manutenção.

É lógica a conclusão de que no horário de ponta são cobrados os seguintes custos: capacidade, combustível, operação e manutenção.

Portanto, os consumidores que ocupam os horários de ponta são os responsáveis pela expansão do sistema porque obrigam a concessionária a investir para atender suas respectivas cargas.

1.3 - CONDIÇÕES DE OTIMABILIDADE PARA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Se por um lado, sabe-se que a demanda por Energia Elétrica é continuamente crescente devido ao constante aumento de carga dos antigos consumidores bem como aos novos consumidores constantemente incorporados ao sistema, por outro lado, atender a demanda de maneira eficiente requer que os futuros investimentos sejam feitos de maneira racional de acordo com as necessidades impostas pelo mercado. Além disso, é necessário um determinado nível de confiabilidade que atenda de maneira eficaz a sociedade para qual as concessionárias de Energia Elétrica prestam seus serviços.

Neste item pretende-se discutir a maneira adequada que deva expandir o sistema da Energia Elétrica,

visando atender as necessidades dos consumidores de modo ótimo: a custo mínimo e com determinado nível de confiabilidade.

Conforme foi mencionado anteriormente, a nova tarifa de Energia Elétrica deverá refletir os custos marginais de longo prazo, visto daí advirem os recursos necessários a expansão do sistema de Energia Elétrica.

Entretanto, diversas etapas devem ser previamente cumpridas para que o novo modelo tarifário reflita os custos marginais do sistema. De maneira simplificada, Munasinghe, estabelece um modelo simplificado do qual far-se-ão algumas considerações:

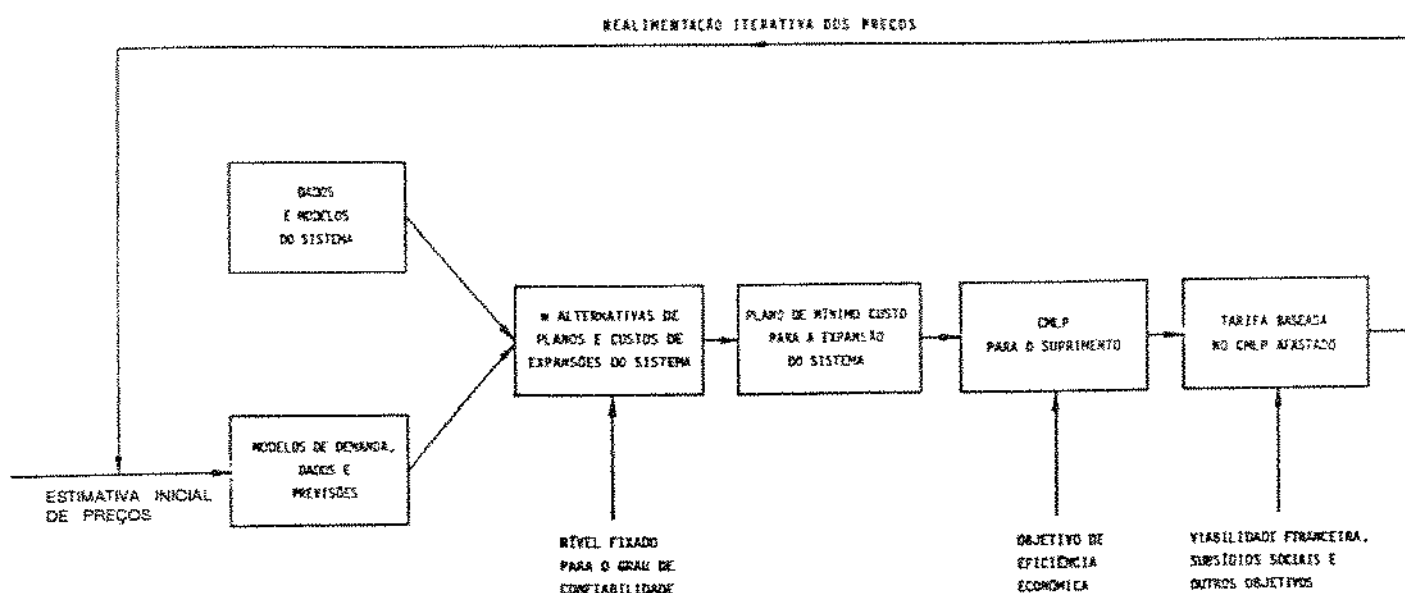


Figura 5 - Uso da realimentação dos preços para se estimar tarifas baseadas no CMLP.

Primeiramente, conforme atesta o modelo anterior, é prevista uma iteração preço x custo necessária para que as tarifas daí originadas reflitam os custos marginais de longo prazo.

A partir da previsão da demanda que leva em conta a evolução dos preços associado aos diversos dados e modelos de expansão do sistema de potência, propõe-se o plano de expansão no qual as exigências de um determinado nível de confiabilidade bem como de custos minimizados são pré-requisitos

básicos. A partir deste ponto tem-se o custo marginal de longo prazo, através do qual levam-se em conta restrições financeiras, sociais e políticas próprias das tarifas a serem cobradas dos consumidores. Devido o modelo proposto por Munasinghe ser realimentado, é possível caso as novas tarifas estimadas sejam significativamente diferente daquelas originalmente assumidas, revisar as previsões de demanda e repetir os cálculos para a obtenção da CMLP.

Um segundo ponto referente a Munasinghe a ser analisado ao se planejar a expansão do sistema elétrico factíveis de problemas são: a interrelação suprimento-demanda, incertezas, margens de reserva e os custos do déficit de energia. Conforme anteriormente mencionado, o planejamento da expansão a custo mínimo requer para revisão da demanda que um determinado nível de confiabilidade seja previamente estabelecido. A confiabilidade do sistema pode ser avaliada entre outras formas, pela função probabilística LOLP (Loss-of-Load-Probability) e pelas margens de reserva.

No caso Brasileiro, a ELETROBRÁS que dentre as inúmeras atribuições planeja a expansão do sistema Elétrico, estabelece um nível de confiabilidade de 95%, o que em outras palavras, significa fornecer Energia Elétrica durante o mês 95% do tempo com risco de déficit no sistema de 5%.

Segundo Munasinghe, conhecer o nível de confiabilidade do sistema é fundamental quando se trata de calcular os custos marginais pois estes dependem diretamente da confiabilidade. No caso Brasileiro, o pensamento de Munasinghe a respeito da relação entre a confiabilidade do Sistema e os custos marginais pode ser comprovado quando são calculados o chamado custo incremental médio de longo prazo, dentro do qual os custos do déficit estão incluídos, representando maiores ou menores probabilidades de interrupção do fornecimento de Energia Elétrica à sociedade, conforme sejam maiores ou menores os níveis de confiabilidade anteriormente estabelecidos.

Para Munasinghe, a teoria econômica sugere que a confiabilidade do sistema também deveria ser tratada como uma variável a ser otimizada e que ambos, custo e confiabilidade, deveriam ser otimizados simultaneamente. O custo ótimo é o custo marginal discutido anteriormente. O nível de confiabilidade ótimo é, então, obtido quando o custo marginal de adição de capacidade para melhorar a confiabilidade

é igual ao valor esperado do custo que seria incorrido pelo consumidor caso se concretizassem os déficits de suprimento de energia evitados pelo incremento de capacidade.

Em termos matemáticos tendo em vista a equação simplificada para o benefício líquido (BL) de consumo de eletricidade, que deve ser maximizada, tem-se:

$$BL(D,C) = BT(D) - CS(D,C) - CD(D,C) \quad (1.4)$$

onde:

BT = Benefício total do consumo quando não há déficit de energia

CS = Custos de suprimento

CD = Custos de Déficit

D = Demanda

C = Confiabilidade

Tradicionalmente, tanto a demanda (D), quanto o nível de confiabilidade são previamente pré-fixiadas, e, portanto o benefício líquido é maximizado, quando os custos de suprimento são minimizados. Desta maneira planeja-se a expansão do Sistema a custo mínimo, entretanto nos casos em que a confiabilidade é tratada como variável, tem-se:

$$\frac{d(BL)}{dC} = -[\partial(CS + CD)/\partial C] + \partial[(BT - CS - CD)/\partial D] \left(\frac{\partial D}{\partial C}\right) = 0$$

É a condição de primeira ordem necessária à maximização. Depois, assumido: $\frac{\partial D}{\partial C} = 0$ tem-se:

$$\frac{\partial CS}{\partial C} = -\frac{\partial CD}{\partial C} \quad (1.5)$$

Portanto, conforme anteriormente comentado, o nível de confiabilidade deverá aumentar o incremento de capacidade ao sistema até o instante que satisfaçam as condições da equação acima.

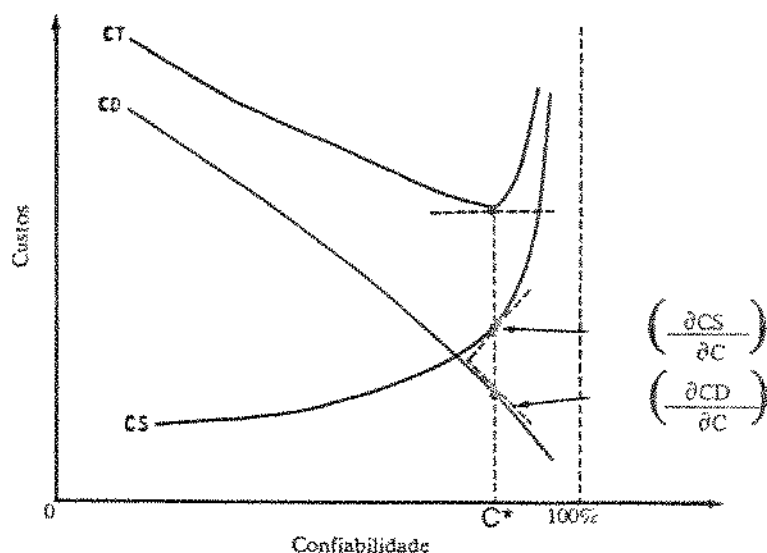


Fig. 6 - Relação entre custos de déficit, os custos de suprimento e os custos totais no grau ótimo de confiabilidade.

Analisando a figura 6 constata-se com o aumento da confiabilidade: queda nos custos do déficit e aumento nos custos do suprimento.

De acordo com Munasinghe, a otimização da confiabilidade vem a ocorrer no instante em que $C = C^*$, nesta situação a inclinação dos custos de suprimento é igual a inclinação negativa dos custos de déficit (conforme mostra a equação 1.5).

Munasinghe afirma que uma maneira alternativa de expressar este resultado é que, uma vez sendo o benefício total independente da confiabilidade, o benefício líquido é maximizado quando o custo total $CT = (CS + CD)$ é minimizado. O critério acima discutido, resume a abordagem tradicional do planejamento de expansão a custo mínimo, minimizando os custos do sistema.

Finalizando os comentários quanto aos critérios de otimabilidade da expansão do sistema Elétrico de potência, julgou-se procedente discutir o comportamento dos custos marginais de longo prazo e curto prazo. Segundo Munasinghe, o custo marginal de curto prazo pode ser definido em termos econômicos, como o custo de atender um incremento adicional de consumo com a capacidade do sistema fixa,

enquanto que o custo marginal de longo prazo caracteriza-se pelo custo de se atender um crescimento de consumo, sustentado indefinidamente no futuro, quando provavelmente serão necessários ajustes na capacidade do sistema. Se há aumento no consumo no curto prazo, os custos de operação e déficit aumentarão sensivelmente nos períodos de ponta do sistema, enquanto que no longo prazo, um aumento na demanda ocasionará correspondentes acréscimos nos custos de operação e capacidade (os custos de capacidade responsáveis pela captação de recursos via tarifa quando o sistema encontra-se em sobrecarga, serão comentados em itens posteriores). Tanto no curto quanto no longo prazo ocorrerão aumentos equivalentes nos custos de operação do sistema. Quanto aos critérios de confiabilidade ótima do sistema anteriormente discutidos, a regra básica prevalece: Equivalência entre o custo marginal do risco de déficit e o custo marginal de expansão da capacidade.

Ao se planejar o sistema Elétrico de potência, três situações podem ocorrer quando se trata de analisar a equivalência (ou a não equivalência) entre os custos marginais de longo e curto prazo: a) $CMPL = CMCP$; b) $CMPL > CMCP$; c) $CMPL < CMCP$.

O custo marginal de longo prazo igual ao custo marginal de curto prazo reflete um sistema otimamente planejado e operado em que o nível de capacidade e confiabilidade do sistema são ótimos. Além disso, a expansão do sistema ocorre de maneira adequada, ou seja o sistema cresce de acordo com as necessidades do mercado, não ocorrendo ociosidade de investimentos. A estimativa e o uso do custo marginal de longo prazo é a opção mais simples, quando o sistema está próximo dessa situação.

O custo marginal de longo prazo maior que o custo marginal de curto prazo representa que estão ocorrendo desvios entre os custos marginais de longo e curto prazo. Isto ocorre devido ao sistema expandir mais que as necessidades reais do mercado, o que em outras palavras representa ociosidade de investimentos. Um bom exemplo desta situação ocorreu após 1975 quando algumas empresas começaram a substituir as usinas termoeletricas por novas usinas hidroeletricas com o objetivo de economizar combustível. Tal situação poderia resultar num significativo excesso de capacidade e em custos marginais de capacidade bastante baixos a curto e médio prazo, justificando com isso a relação

das tarifas de demanda a níveis menores que o custo marginal de longo prazo, almejando desta forma, estimular o consumo de eletricidade devido ao excesso de investimentos efetuados no sistema procurando atingir a igualdade entre os dois custos (de longo e curto prazo), e com isso à otimabilidade do sistema.

Analisando o custo marginal de longo prazo menor que o custo marginal de curto prazo, com situação análoga a anterior, a expansão dá-se de maneira não ótima, o que em outras palavras representa desvios entre os custos marginais de longo e curto prazo. Todavia o sistema ao expandir não atende às necessidades do mercado, podendo em tal situação ocasionar elevados déficits de energia ou a necessidade antieconômica de se adiantar investimentos em capacidade que só seriam realizados no futuro. Sob o aspecto tarifário representa tarifas de demanda estabelecidos num nível abaixo do custo marginal de longo prazo, podendo também ocorrer isso no caso de elevados aumentos no custo marginal de curto prazo visando atingir as condições de otimabilidade, isto é, a efetiva igualdade entre os dois custos, e causando com tal política sentimento de descontentamento por parte dos consumidores.

1.4 - APLICAÇÃO DO CONCEITO DE CUSTO MARGINAL DE LONGO PRAZO NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Conforme comentários, é a cobrança via tarifa do custo marginal de longo prazo que possibilita ao setor elétrico captar recursos para sua expansão. Entretanto, a aplicabilidade deste conceito, requer algumas considerações, uma vez que restrições financeiras, sociais e políticas existem, principalmente, em economias distorcidas como o exemplo da brasileira.

No próximo capítulo questões desta natureza serão analisadas com maior profundidade, já que a aplicação da teoria marginalista em economias distorcidas como o exemplo da brasileira, provocam distorções nos princípios básicos desta metodologia.

1.4.1 - PRINCÍPIOS BÁSICOS DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO:

Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

Conhecer o modo pelo qual a energia elétrica é produzida é fundamental para o desenvolvimento deste trabalho, já que sua produção implica custos das mais diferentes naturezas seja na geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.

Se por um lado o conceito de custos marginais transmite a idéia de que um aumento infinitesimal na carga é de imediato refletido no custo, por outro lado a efetiva aplicação deste conceito nos sistemas de geração, transmissão e distribuição da Energia Elétrica manifesta-se de diferentes maneiras quando se trata de expandir o sistema visando atender um certo incremento de carga.

Além da descrição sucinta de como funciona os três sistemas de produção de Energia Elétrica, julgou-se procedente comentar o modo no qual dá-se este incremento nos mais diferentes pontos do subsistema e que compõe o sistema de produção de Energia Elétrica.

COMPONENTES DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

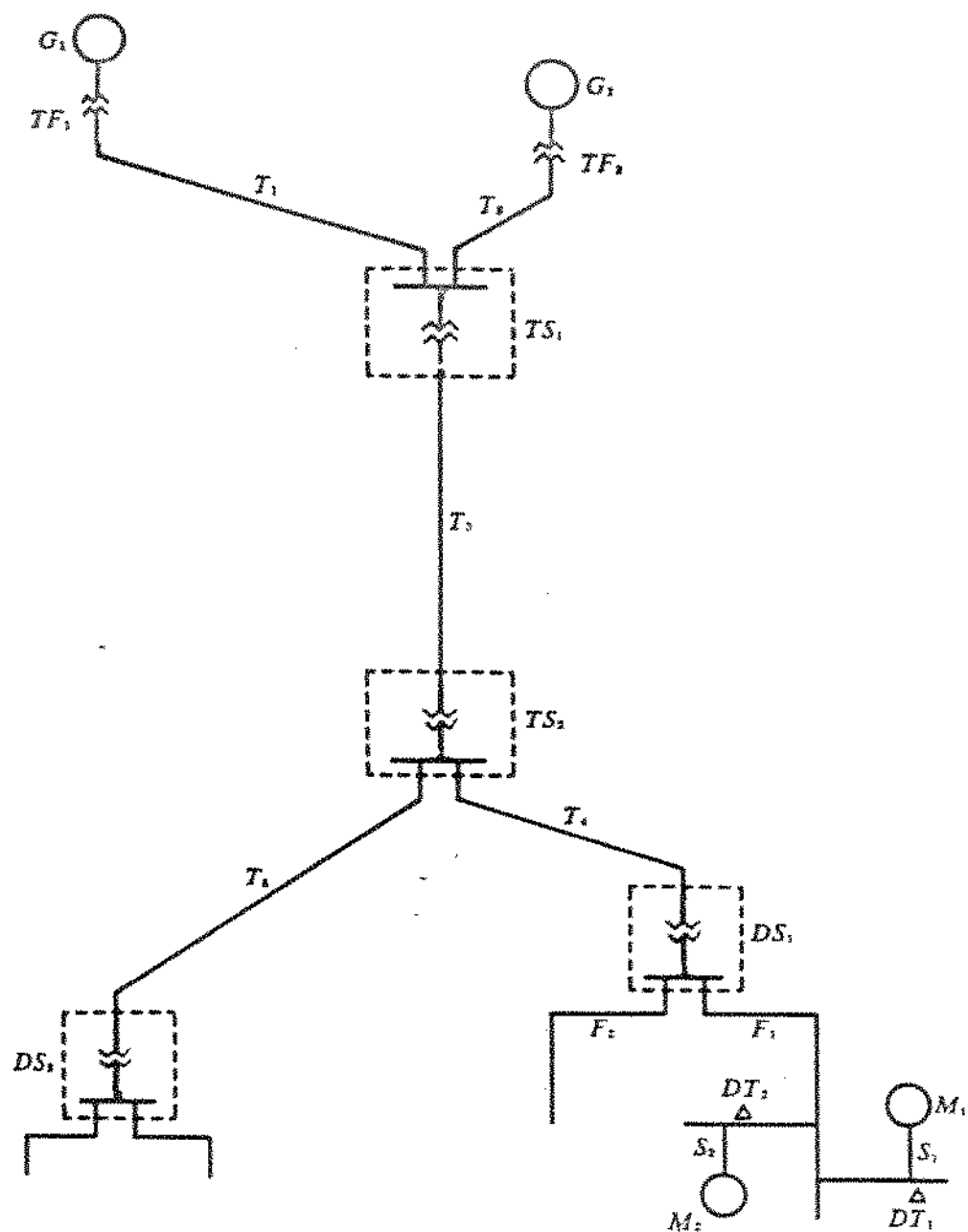


Fig. 7 - Esquema simplificado do sistema Elétrico de produção de Energia Elétrica.

Nota: G_1, G_2 = Geradores

TF_1, TF_2 = Transformadores de Tensão

T_1, T_2, T_4, T_5 = Linhas de Transmissão HV

TS_1, TS_2 = Subestações

T_3 = Linha de Transmissão EHV

DS_1, DS_2 = Subestação de distribuição

F_1, F_2 = Alimentadores primários

DT_1, DT_2 = Transformadores de Distribuição

S_1, S_2 = Linhas Secundárias

M_1, M_2 = Medidores da Energia dos Consumidores

Pela figura 7 anterior pode-se visualizar de uma maneira genérica, o funcionamento do sistema Elétrico de potência em que produção de Energia Elétrica envolve custos de diferentes naturezas.

Primeiramente, a energia é gerada através de G_1 e G_2 que pode tanto ser representada por usinas hidroelétricas ou termoelétricas (no caso brasileiro, a geração de energia Elétrica é praticamente constituída por hidroelétricas).

Após a geração, a energia é elevada para o nível de alta tensão (HV) pelos transformadores TF_1 e TF_2 e, posteriormente, transportada para subestação TS_1 por intermédio das linhas de transmissão T_1 e T_2 .

Em TS_1 , o nível de tensão é elevado para tensões acima das obtidas até o presente momento, transportada por intermédio da linha de transmissão T_3 para a subestação TS_2 . Em TS_2 , a tensão é rebaixada e em seguida transportada por intermédio das linhas de transmissão de T_4 e T_5 para as subestações DS_1 e DS_2 localizadas próximas aos centros de carga. A Energia sofre uma outra redução de tensão passando pelos alimentadores (F_1 e F_2), sendo em seguida distribuída para os diversos centros de distribuição (por exemplo para DT_1) onde as tensões são completamente rebaixadas. Finalmente o processo de produção se encerra quando a Energia Elétrica chega ao consumidor final sendo isto

possível, por exemplo, pela linha de distribuição S1/S2 e pelo medidor de consumo de Energia M1/M2 instalados no local de consumo.

Segundo Munasinghe, no transporte de Energia Elétrica, o princípio geral é que o nível de tensão dependa principalmente da distância e do fluxo de potência. As linhas de transmissão são usadas principalmente para transportar elevadas quantidades de Energia através de grandes distâncias, enquanto que as linhas de distribuição envolvem pequenos fluxos de potência através de pequenas distâncias.

Munasinghe ressalta que a distribuição técnica entre as instalações de transmissão e distribuição é geralmente feita baseada nos níveis de tensão de operação. E que, apesar do padrão de tensão variar de país para país, geralmente as definições aceitas são as seguintes: Extra alta tensão (EHV), para níveis de tensão maiores que 220 Kv; Alta tensão de transmissão (HV), para níveis de tensão variando entre 45 a 220 Kv; distribuição primária, para níveis de tensão compreendidos entre 6 a 25 Kv; e finalizando, distribuição secundária para níveis de tensão entre 110 a 380 volts.

O sistema de produção de Energia Elétrica é, de uma maneira geral, mais complexo que o acima descrito. Entretanto para o objetivo pré-estabelecido de fazer a distinção entre as diferentes maneiras pelas quais os subsistemas de Energia Elétrica são planejados visando atender ao crescimento da demanda, noções básicas de produção da Energia Elétrica serão úteis para posteriores discussões nas quais enfocarão a expansão da geração, transmissão e distribuição do sistema Elétrico de potência.

Segundo Munasinghe, o planejamento do sistema Elétrico de potência deveria ser feito de maneira integrada, entretanto, devido a complexidade e principalmente a natureza diversa dos subsistemas envolvidos nos quais ocorrem problemas práticos de diferentes espécies, é racional que a produção de Energia Elétrica seja dividida em três subsistemas: Geração, Transmissão e Distribuição da Energia Elétrica.

Munasinghe ainda considera que, as obras de geração envolvem longos prazos de maturação dos investimentos superiores a dez anos, ao passo que na distribuição a maturação dos investimentos não ultrapassa aos dois anos.

Um outro problema a ser ressaltado quanto a necessidade de se planejar a Energia Elétrica em Subsistemas, são as diferentes filosofias de planejamento envolvidos com as diversas partes do Sistema Elétrico.

Um bom exemplo dessa situação, pode ser constatado no planejamento de expansão da distribuição em que são necessários conhecimentos detalhados de áreas geográficas localizadas bem como de pequenos componentes do sistema tais como: transformadores de distribuição, chaves, religadores, etc..

No outro extremo, o planejamento da geração é feito de maneira agregada preocupando-se com os grandes componentes do sistema, como a exemplo das turbinas de geração.

Logo, planejar a expansão da Energia Elétrica de modo globalizante torna-se impraticável devido às diversas filosofias envolvidas na sua produção.

Nos três itens seguintes far-se-ão algumas análises quanto ao modo desagregado (geração, transmissão e distribuição) de se planejar a expansão da Energia Elétrica, procurando-se para tal, enfocar as peculiaridades que cada subsistema em questão requer para o atendimento ao crescente aumento da demanda.

1.4.1.1 - PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Planejar a geração de Energia Elétrica significa sobretudo prever a entrada de novas turbinas e novas usinas na época apropriada, tendo em vista o contínuo aumento de demanda de eletricidade, por intermédio da qual a sociedade satisfaz suas necessidades por Energia elétrica.

Se, por um lado, um planejamento ótimo da expansão da geração atende às exigências do mercado a custo mínimo, por outro lado, eventuais desequilíbrios entre os investimentos em geração e a efetiva demanda por Energia Elétrica trarão elevados custos para os consumidores, com isto certamente ocorrerão déficit de Energia Elétrica, na situação dos investimentos não serem suficientes para o atendimento da demanda, ou, em caso contrário, haverá excesso de capacidade instalada devido ao fato dos investimentos

em geração ultrapassarem as reais exigências do mercado.

Munasinghe considera que as questões básicas envolvidas no planejamento da geração são: o tamanho, a distribuição, o tipo e a localização das usinas de geração.

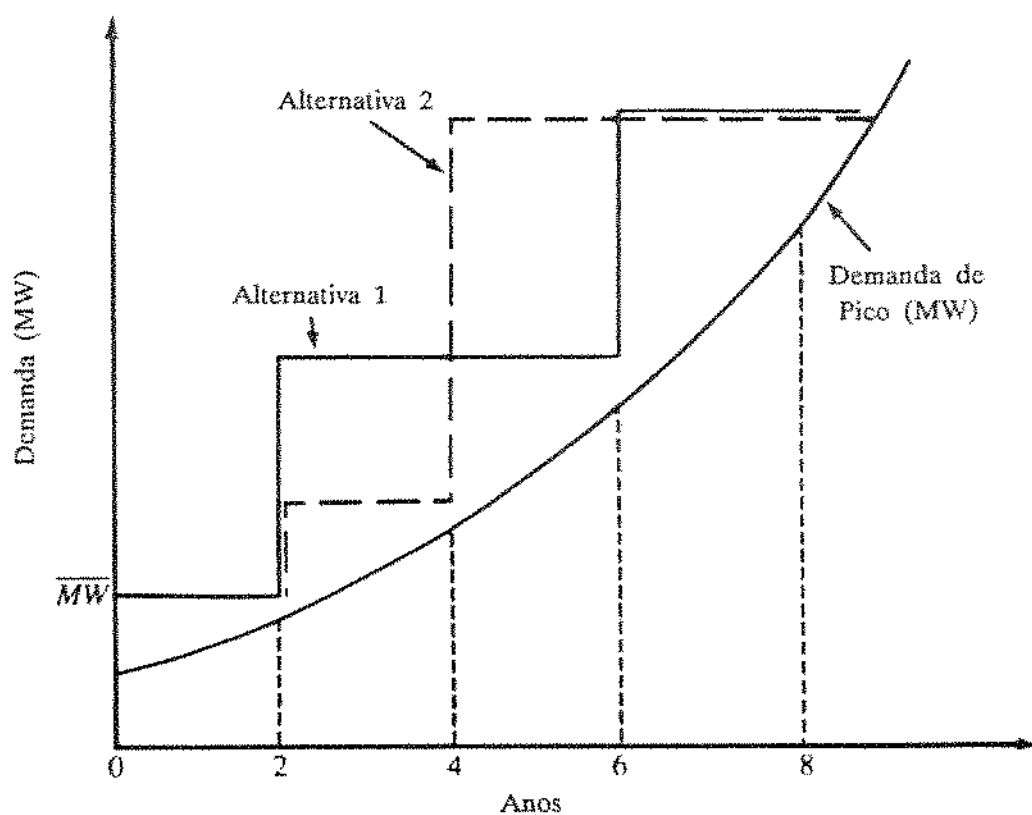


Fig. 8 - Tamanho e distribuição de Usinas de geração adicionais necessárias para o atendimento da demanda.

A título de ilustração, a figura 8 retrata uma situação em que haverá necessidade de se expandir a geração de Energia Elétrica face do crescimento da demanda. Neste caso, a capacidade instalada (MW) não será suficiente ao atendimento do mercado. Nas situações em que há necessidade de expansão da geração, Munasinghe afirma que duas alternativas são previsíveis para o atendimento, dentre as quais o planejador deverá optar pela de menor custo.

Conforme ilustra a figura 8, na primeira situação, duas usinas de médio porte entrarão em funcionamento no segundo e sexto ano, enquanto que, no segundo caso, é prevista a entrada em funcionamento de uma pequena usina no segundo, seguida de uma usina de maior porte no quarto ano.

No caso de atendimento do período de ponta do sistema, Munasinghe afirma que, como princípio básico de escolha, as unidades geradoras deverão possuir baixo custo de capital e altos custos de operação. Em caso contrário, nos períodos fora de ponta do sistema, serão preferíveis usinas com altos custos de capital e baixos custos de operação.

Portanto, planejar a expansão do sistema de geração de Energia Elétrica significa prever a data ótima de entrada das futuras usinas a custo mínimo para a sociedade.

1.4.1.2 - PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Geralmente, os problemas de localização dos centros de geração da Energia Elétrica estão intimamente ligados ao planejamento de sua transmissão, devido ao fato da etapa posterior a produção da Energia Elétrica ser o planejamento do meio por intermédio do qual a Energia gerada será transportada aos centros de distribuição.

Portanto, o planejamento da geração e da Transmissão deveriam ser discutidos no mesmo contexto. Tal fato não acontece, devido a grandes complexidades que poderão vir ocorrer nos modelos de planejamento. Embora sejam os subsistemas de geração e transmissão intimamente correlacionados, os

modelos de planejamento são geralmente separados para o projeto de cada subsistema.

Em se tratando especificamente do planejamento da transmissão, os problemas mais freqüentes são aqueles relativos às redes de Energia. O objetivo básico é selecionar o tipo, a distribuição e a localização das linhas adicionais a serem conectadas nos vários centros de geração a custo mínimo em face do aumento da demanda. Além disso, cuidados com o atendimento da carga, com o nível de confiabilidade, dentre outras restrições, devem ser avaliados pelos planejadores do Sistema de transmissão.

Munasinghe considera que dois estados básicos devem ser analisados no planejamento da transmissão: o estado transitório e o estado permanente do sistema.

A performance do estado permanente do sistema consiste basicamente em averiguar se não estão ocorrendo sobrecarga nos transformadores e nas linhas de Transmissão, seja em condições normais de operação, seja no caso de anomalias como queda de uma linha de Transmissão, transformador ou gerador.

Quanto ao estado transitório, alguns critérios são utilizados para testar a estabilidade do sistema, dentre as quais cita-se a verificação do comportamento do sistema interligado em que procura-se certificar a sua operação em condições normais.

Além dos cuidados acima mencionados Munasinghe afirma ser importante verificar a estabilidade dinâmica do sistema de transmissão, devido, principalmente, a eventuais oscilações na linha de transmissão causadas por grandes falhas como quando de uma linha maior ocasionada de uma das fases ou por eventuais falhas ocorridas no sistema de geração.

1.4.1.3 - PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO

O planejamento da expansão da distribuição difere dos demais subsistemas (geração e transmissão), pelo fato da distribuição de Energia Elétrica atender as áreas geograficamente localizadas. Atualmente existem modelos computacionais por intermédio dos quais determina-se o tamanho e a localização das

subestações e dos alimentadores de distribuição.

À proporção que a demanda por Eletricidade cresce, as redes de distribuição necessariamente devem ser fortalecidas. Além disso, a construção de novas subestações e alimentadores primários são essenciais ao atendimento da demanda, tanto na ponta quanto fora da ponta do sistema.

Devido ao grande número de consumidores e componentes envolvidos no planejamento da expansão da distribuição, somente certos alimentadores podem ser analisados detalhadamente visando estabelecer critérios gerais de operação.

1.4.2 - CATEGORIAS DE CUSTO MARGINAL DE LONGO PRAZO

Se por um lado, a utilização do conceito de custo marginal de longo prazo no computo dos custos da Energia Elétrica possibilita sua desagregação como por nível de tensão, por área geográfica, por Estações do ano, etc., por outro lado, surgem problemas práticos quando se deseja refletir tais informações (desagregações) na estrutura tarifária em cuja construção incluem-se os custos marginais de longo prazo.

Munasinghe considera que o grau de desagregação da estrutura de custos depende principalmente das restrições de dados. E, neste particular as nações em desenvolvimento geralmente não possuem informações suficientes para que a estrutura dos custos marginais de longo prazo possam ser desagregadas a este nível de detalhes, fazendo-se portanto necessário, adaptações à realidade de cada país.

Três categorias de custos marginais podem ser identificadas nos cálculos do custo marginal de longo prazo: custos de capacidade, custos de Energia e custos dos consumidores. Os custos marginais de capacidade são basicamente os custos de investimento em geração, transmissão e distribuição por intermédio dos quais atende-se kilowatts adicionais. Em se tratando de usinas térmicas, os custos marginais de Energia são definidos como os custos de operação e combustível necessários ao atendimento de incrementos de Energia. No caso de sistemas hidroelétricos, os custos marginais de Energia podem ser associados aos custos de investimentos para a construção dos reservatórios necessários ao armazenamento

da água. Finalizando, os custos marginais dos consumidores representam os custos adicionais em medição, ligação e cobrança. Pela sua importância, estas três categorias de custos são discutidas com mais detalhe a seguir.

1.4.2.1 - OS CUSTOS MARGINAIS DE CAPACIDADE

Ao se planejar a expansão do sistema Elétrico visando atender o crescimento da demanda, deseja-se que esta atenda ao crescimento do mercado de maneira ótima, que, em outras palavras, significa expandir o sistema de acordo com o aumento da demanda. Conforme anteriormente comentado, a expansão do sistema Elétrico ocorre de diferentes maneiras nos seus três subsistemas de Geração, Transmissão e Distribuição devido às diferentes filosofias inerentes a cada um deles.

Neste item pretende-se focar o conceito de custo marginal de capacidade, bem como sua aplicação nos subsistemas de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.

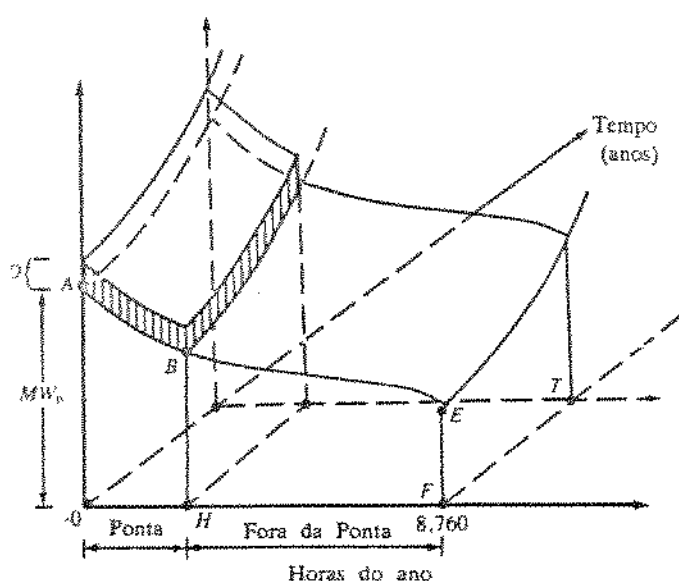


Fig. 9 - Característica de uma típica curva anual de permanência de carga

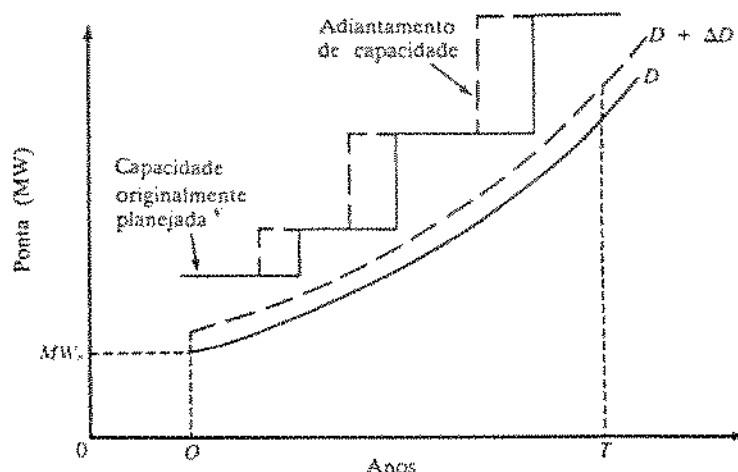


Fig. 10 - Previsão da demanda de ponta

Tendo em vista o pensamento de Munasinghe a este respeito, considerando, na figura 9, a curva de permanência de carga típica de um sistema, ABEF, para um ano inicial 0, ela está dividida em duas partes, ponta (período 0H) e fora da ponta (período HF). À proporção que a demanda cresce em tamanho, e a demanda de ponta resultante das previsões é dada pela curva D da figura 10, o CMLP de capacidade pode assim ser determinado: qual é a mudança nos custos de capacidade do sistema, ΔC , associados a um incremento sustentado de demanda ΔD , no período de ponta, a longo prazo? Este incremento está indicado pela área sombreada na figura 9 e pela linha pontilhada $D + \Delta D$ na figura 10. Logo o CMLP de geração seria $\Delta C / \Delta D$, onde o incremento da demanda ΔD é marginal no tempo C no consumo de Energia. Teoricamente, ΔD pode ser tanto positivo quanto negativo tanto o incremento quanto o decremento, são considerados simetricamente. O procedimento mais simples, no entanto, seria

considerar somente um incremento positivo da demanda.

Sob o ponto de vista da geração de Energia Elétrica, Munasinghe considera que a aplicação do conceito dos custos de capacidade para um sistema que tenha um cronograma de expansão ótima, representa uma mudança no programa de expansão da geração visando atender a uma nova carga incremental devendo consistir da data de instalação de uma usina planejada para o futuro, ou a inserção de uma nova usina, como por exemplo uma turbina a mais ou uma usina hidroelétrica de ponta.

Exemplificando o acima afirmado supõe que uma usina com turbinas a gás é utilizada para atender a demanda de ponta do sistema. Neste caso o CMLP de capacidade de geração é aproximadamente o custo de se adiantar a instalação de 1 Kw dessa usina. Esse custo é estimado pelo custo de instalação de 1 Kw, depreciado em parcelas anuais durante a vida útil da usina, e ajustado pela margem de reserva (MR), (pela porcentagem de perda de carga (P) devido ao uso do equipamento). Logo:

$$\text{CMLP} = (\text{custo anual do Kw}) \times (1 + \text{MR}) / (1 - P/100) \quad (1.6)$$

Quanto à interpretação do conceito de custo de capacidade nos subsistemas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, Munasinghe observa que, geralmente, os custos de investimento em transmissão e distribuição são alocados no incremento de capacidade devido ao fato dos equipamentos inerentes a estes sistemas serem dimensionados em função da demanda de ponta (em Kw) a ser transmitida e distribuída.

Tratando-se especificamente do planejamento da distribuição, a capacidade de uma determinada subestação pode depender da demanda de ponta local, que geralmente não coincide com a ponta do sistema global. Neste caso pode vir a dificultar a alocação dos custos de capacidade de distribuição do sistema nos diversos períodos.

Segundo Munasinghe, faz-se necessária, nesta situação a introdução do conceito dos diversos níveis de tensão de suprimento: Extra alta, alta, média e baixa tensão. Quanto aos custos dos consumidores

é considerado que eles são responsáveis unicamente pelos custos incorridos no nível de tensão imediatamente superior.

Devido ao fato do planejamento da expansão da transmissão e distribuição serem função direta do aumento da carga, considera-se que a abordagem mais simples para se estimar os CMLP de transmissão e distribuição é a do custo incremental médio (CIM). A título de ilustração supõe-se que no ano i ocorrem um incremento na demanda de suprimento ΔMN_i em relação ao ano anterior e um investimento, I_i associado ao atendimento desse incremento. Portanto, CIM é dado por:

$$CIM = \frac{\sum_{i=0}^T I_i / (1+r)^i}{\sum_{i=L}^{L+T} \Delta MN_i / (1+r)^i} \quad (1.7)$$

onde:

r = taxa de atualização

T = horizonte de planejamento

L = tempo de atraso médio entre a data de realização do investimento e da liberação do equipamento para uso.

1.4.2.2 - CUSTO MARGINAL DE ENERGIA

Neste item procurar-se-á discutir o conceito de custo marginal de Energia aplicado, somente a Sistemas Termoelétricos, uma vez que na seção seguinte serão enfatizadas discussões à respeito da mesma conceituação, em que serão considerados os sistemas hidroelétricos.

Tomando como referência os Sistemas Termoelétricos, Munasinghe afirma que a compreensão deste conceito requer analisar os dois períodos possíveis na curva de duração de carga do sistema (figura 9): ponta e fora da ponta.

1.5 - SAZONALIDADE DOS CUSTOS MARGINAIS

A geração de Energia Elétrica em sistemas hidroelétricos depende da capacidade de armazenamento de água nos reservatórios, ou seja, nos períodos secos gerar Energia Elétrica implica em maiores custos para concessionária, uma vez que a geração é dificultada devido ao baixo nível de água armazenada nos reservatórios, fazendo-se necessário recorrer a usinas térmicas de alto custo operacional para complementar esta geração.

Ao contrário da situação anterior, nos períodos úmidos, existe abundância de água nos reservatórios, facilitando, portanto, a geração de Energia Elétrica.

Sob o ponto de vista tarifário nos períodos secos, a tarifa de Energia Elétrica, deverá ser mais cara, já que a sua geração é complementada pelo uso de usinas térmicas caracterizadas por elevados custos operacionais, enquanto que nos períodos úmidos, a tarifa deverá ser mais acessível devido a facilidade de geração de Energia Elétrica em que não é necessário o uso de usinas térmicas, cujos custos operacionais, são conhecidamente altos.

No caso brasileiro, o efeito Sazonal dentro do ano é pouco importante, devido à enormidade dos reservatórios, que levam anos para esvaziar.

Entretanto, a estrutura tarifária baseada no conceito de custos marginais, pode ser desmembrada visando contemplar o efeito da sazonalidade:

- tarifas nos períodos úmidos: ponta e fora da ponta
- tarifas nos períodos secos: ponta e fora da ponta

Visando melhor esclarecer a natureza Sazonal dos custos marginais, julgou-se conveniente descrever um método simplificado de análise, em cujo contexto são, considerados a natureza Sazonal dos sistemas hidroelétricos de acordo com Munasinghe & Warford (1982).

Considerando que o sistema de geração de Energia Elétrica é predominantemente hidroelétrico, é necessário se fazer as seguintes hipóteses:

Quanto ao período de ponta, o custo marginal de Energia é definido como o custo de operação (incluindo o custo de combustível) da última usina alocada por ordem de mérito para atender a carga do sistema, ou seja, considera-se nesta situação a última usina acrescentada ao Sistema cuja função é suprir os incrementos de ponta.

Na outra situação, no período fora da ponta, o custo marginal de longo prazo de Energia pode ser entendido como sendo o custo de operação da usina menos eficiente, economicamente utilizada neste período.

1.4.2.3 - CUSTO DOS CONSUMIDORES

Se por um lado, calcular os custos de capacidade e de energia é relativamente fácil, por outro lado, determinar o custo relativo aos consumidores requer um grau maior de esforço devido a dificuldade em se identificar os componentes dos custos relativos aos consumidores numa rede de distribuição.

Munasinghe afirma que correlações do tipo:

$$\text{custos de distribuição} = a + b (\text{demanda de ponta}) + c (\text{número de consumidores})$$

são difíceis de se obter, devido ao fato tanto do número de consumidores, quanto da demanda de ponta estarem geralmente bastante correlacionadas.

Como critério de obtenção destes custos, ele sugere considerar os custos dos sistemas de distribuição como custos de capacidade, menos aqueles custos fixos e variáveis identificados como custos relativos aos consumidores, ou seja, como custos fixos são considerados: custos de reparos gerais de linhas de distribuição, custo dos medidores e de mão-de-obra de instalação. Já como custos variáveis considera-se: custos de medição, de execução de contas e os custos administrativos.

- A totalidade de usinas e reservatórios são modelados como únicos.
- O período analisado é de um ano.
- As vazões afluentes nos reservatórios apresentam um comportamento determinístico, desconsiderando-se, portanto, as incertezas.

Tratar todas as usinas e reservatórios do sistema hidroelétrico como um único reservatório equivalente não influi no resultado, já que tal representação é feita com frequência por Engenheiros que trabalham no planejamento da geração de Energia Elétrica.

É valioso observar que a figura 11, cuja curva representa a vazão afluente ao reservatório equivalente,

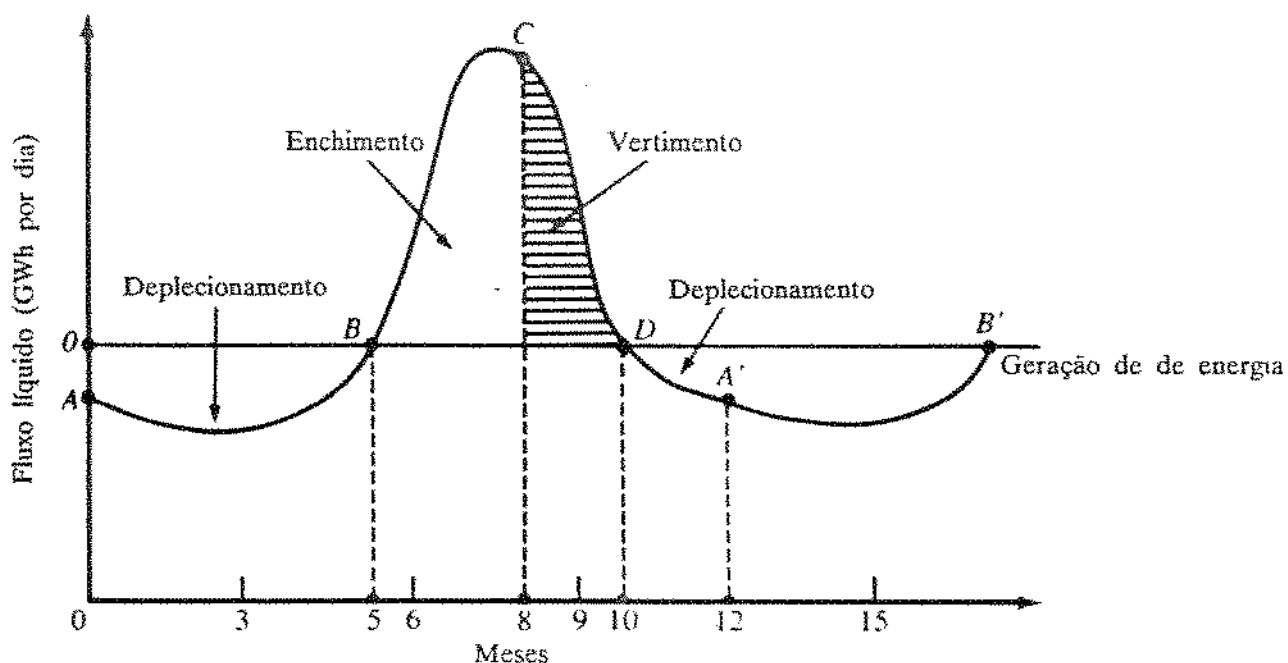


Fig. 11 - Variação anual da vazão afluente ao reservatório equivalente de com sistema hidroelétrico.

Do mês zero ao mês cinco, o reservatório está sendo deplecionado (descarregado) devido a estação, e a água necessária para a geração de energia excede a vazão afluyente ao reservatório. Logo, do ponto A ao B o reservatório está sendo deplecionado, no ponto B o reservatório está no seu nível mais baixo.

Para um sistema de geração bem planejado e operado, no ponto B, o reservatório estará quase vazio, contendo somente uma pequena margem de reserva de água armazenada.

Do mês 5 ao 10 (a curva compreendida entre B e D), representa o período de estação úmida no qual a vazão não regularizada afluyente ao reservatório excede a turbinagem necessária. Nesta situação o reservatório enche gradativamente entre os pontos B e C. Especificamente, no mês 8, o reservatório está cheio, e, a água armazenada deve ser vertida, na medida em que a vazão afluyente é maior do que o processo de turbinagem requer para se atender a demanda diária. No ponto D, o excesso de vazão afluyente sobre o processo de turbinagem é zero, e, no início da estação seca recomeça o ciclo descrito.

Sob o ponto de vista de computo dos custos marginais de longo prazo de geração durante a ponta do sistema, considera-se como CMLP o custo de aumentar a capacidade do sistema por intermédio do crescimento da motorização das usinas.

Enquanto que o custo incremental de energia, que é bastante considerável nas estações secas, é o custo de expansão de armazenamento dos reservatórios.

economia, as quais são: intervenções no mercado por intermédio de taxas, impostos e subsídios, fazendo com que os preços de mercado dos bens e serviços sejam, efetivamente, diferentes dos seus preços sombra ou verdadeiros preços econômicos.

Se grandes disparidades de renda existem, conseqüentemente, existem distorções na distribuição da renda e nesse sentido é conveniente que seja usado os preços sombra ao invés dos preços de mercado para eventuais análises econômicas, especialmente nas nações em desenvolvimento onde as distorções de mercado são mais evidentes.

Tendo em vista uma função objetivo de bem estar social cujas restrições incluem: limites de disponibilidade econômica, distorções na economia, tais como: impostos, taxas, subsídios etc.. Os preços sombra de um dado recurso escasso representam a mudança no valor da função objetivo causada pela mudança marginal na disponibilidade desse recurso. Num contexto mais específico de um modelo macroeconômico de programação matemática, é possível formular o chamado problema dual. Nesse sentido, as variáveis duais correspondem as restrições matemáticas na disponibilidade dos recursos no problema original. Os valores ótimos dessas duas variáveis têm dimensões de preço e podem ser interpretadas como preços sombra.

A título de ilustração considera-se o exemplo abaixo em que procurar-se-á consolidar o conceito de preços sombra:

Considerando uma residência na qual é dada de mesada a uma criança 20 cruzeiros. Munasinghe afirma que: *"a criança pode ir a uma mercearia comprar um saco de balas por dois cruzeiros. Entretanto, os pais da criança com o objetivo de desestimular o consumo de doces, impõe uma multa de um cruzeiro a cada saco de balas comprado pela criança, fazendo com que a criança desembolse três cruzeiros num saco de balas."*

Do ponto de vista familiar, o pagamento externo feito pela criança foi, na realidade, de dois cruzeiros, já que um cruzeiro de multa representa a transferência líquida de renda dentro da residência. Logo, o verdadeiro custo econômico, ou preço sombra do saco de balas é de dois cruzeiros."

Portanto, conforme anteriormente foi comentado, o conceito de preços sombra representa o verdadeiro custo econômico, já que as eventuais distorções que possam ocorrer no mercado são, efetivamente, desconsideradas.

2.2 - PREÇOS ÓTIMOS DE ELETRICIDADE EM ECONOMIAS DISTORCIDAS

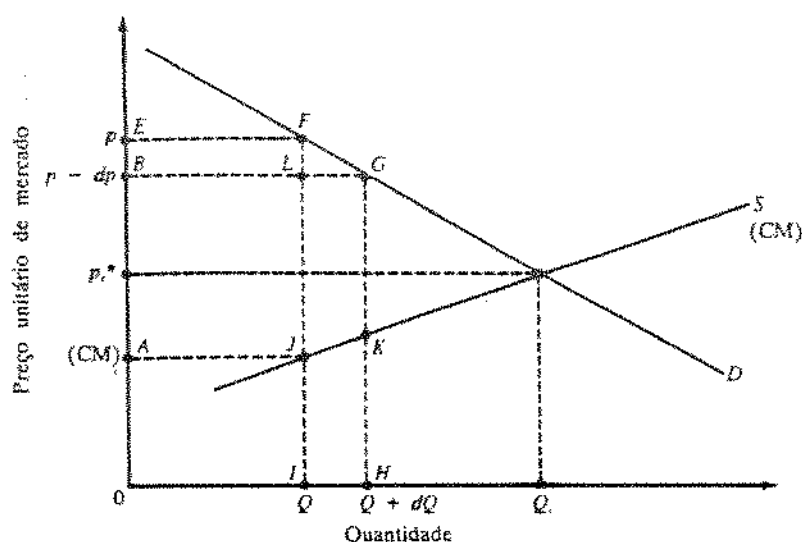


Fig. 12 - Suprimento e Demanda de Eletricidade

Considere a figura 12, em cuja representação tem-se a área de suprimento e demanda de Energia Elétrica. Considera-se, primeiramente, a combinação inicial de preço e consumo (P, Q) e o efeito de uma pequena redução de preços (dp) e um pequeno aumento da demanda (dq).

Define-se a_p como sendo um fator de conversão que transforma os custos marginais de mercado em custos econômicos reais. Quando todas as entradas para o setor de Eletricidade são corretamente

avaliadas pelos Preços Sombra, o custo marginal de Sombra é assim definido:

$$BeCM = (ap.CM) \quad (2.1)$$

Onde ap = fator de conversão para produção de eletricidade.

Segundo, uma Ponderação Social W_c é assumida para cada unidade marginal de consumo de um dado indivíduo i na economia.

Por exemplo, se um consumidor de Eletricidade é pobre, o correspondente peso Social é maior do que para um consumidor mais rico, refletindo, portanto, em maior ênfase social, pois incentiva o consumo de baixa renda.

Terceiro, se o consumo do indivíduo por outros bens e serviços aumenta, então, o custo sombra para a economia será dado por bi .

Como consequência da redução do preço, o consumidor utiliza mais das unidades de Eletricidade (área IFGH) que é o valor $P.dQ$.

Logo o gasto líquido do consumidor com Eletricidade, pode assim ser representado: $PQ - (P - dp).(Q + dQ)$, entretanto, assumindo que nenhuma economia de renda ocorra, o consumo dos outros bens e serviços aumentará, o que graficamente, tem-se: $QdP - PdQ$, ou seja, no gráfico tal expressão representa a área BEFG menos a área IFGH.

Portanto, o consumo total de Eletricidade aumentará (Qdp) a preços de mercado. Esse é portanto, o aumento dos benefícios do consumidor devido a diminuição do preço da Eletricidade. O valor sombra do aumento do consumo é dado por $W_c.(QdP)$, onde W_c é o PESO social apropriado pela elevação do nível de consumo/renda do consumidor.

Considera-se, ainda, o custo dos recursos dessas mudanças de consumo o custo sombra do aumento do suprimento de Eletricidade é $ap.CMdQ$, que é ap vezes a área IJGH. Os recursos usados para suprir outros consumos de bens adicionais são $bc(Qdp-PdQ)$.

Onde b_c = fator de conversão pelo consumo de outros bens consumidos pelo indivíduo.

Finalmente, a mudança de renda do produtor de Eletricidade deve ser considerada, entretanto, caso o produtor seja o governo essa mudança deve ser ignorada.

Logo, o aumento total nos benefícios sociais líquidos causados pela queda no preço de Eletricidade é dado por:

$$dBL = W_c(pdQ) + a_p(CM dQ) - b_c(Q dp - pdQ)$$

$$\text{Portanto: } dBL/dp = Q [(W_c - b_c) + n b_c - n a_p(CM/p)]$$

onde: $n = pdQ/Qdp$ é a elasticidade de demanda

Como condição de maximização dos benefícios líquidos, tende-se $dBL/dp = 0$ e nesse sentido: o preço ótimo de Eletricidade será:

$$p^* = a_p CM / [b_c + (w_c - b_c)/n] \text{ (equação 2.2)}$$

Analisando a expressão acima, pode-se chegar a diferentes conclusões, as quais são:

2.2.1 - CASO 1: CLÁSSICO

Considera-se uma economia perfeitamente competitiva onde os preços de mercado e os preços sombra são os mesmos, e efeitos de transferência de renda são ignorados, não havendo assim nenhuma ponderação social. Portanto,

$a_p = w_c = b_c = 1$ e a equação 2.2 reduz-se a:

$$p^* = CM \text{ (equação 2.3)}$$

Esse é, portanto, o resultado clássico onde os benefícios Sociais são maximizados quando o preço é ajustado igual ao custo marginal, graficamente é representado pelo ponto (P_c, Q_c) na figura 12.

2.2.2 - CASO 2: PREÇOS EFICIENTES

Nessa situação, considera-se que as transferências de renda são ignoradas, devido ao benefício social marginal de consumo ser igual ao custo social marginal para economia que supre esse consumo.

Portanto, $w_c = bc$ e sua equação 2.2 resulta em:

$$p^* = (a_p \cdot CM) / b_c = BeCM / b_c \text{ (equação 2.4)}$$

Com isso, na equação acima, o custo marginal ótimo nos preços de Eletricidade, os recursos são alocados de maneira eficiente e eventuais transferências de renda são negadas.

2.2.3 - CASO 3: CASO GERAL

Nessa situação, o cálculo dos preços de Eletricidade considera que os preços sombra vão refletir as distribuições de renda. Tendo em vista a seguinte hipótese para o grupo de consumidores de baixa renda $W_c \gg bc(n-1)$. Portanto a equação 2.2 pode assim ser considerada $p^* \approx nBe_{cm} / W_c$.

De maneira mais simplificada, considera-se que $n=1$, logo a equação fica assim escrita:

$$p^* = BeCM / W_c \text{ (equação 2.5)}$$

A título de ilustração. Considera-se o exemplo abaixo para essa situação:

Numa determinada situação, supõe-se que o nível de renda dos consumidores seja ($\bar{C}$) de 1/3 do nível crítico de consumidores (C), que é semelhante a linha de pobreza; logo a expressão para ponderação social é dada por:

$$w_c = \bar{C}/C = 3$$

Portanto, $P^*_s = BeCM/3$ é o nível de subsídios ideal para os consumidores de baixa renda. Para que seja efetivo deve-se poder separar as curvas de demanda e os preços cobrados a cada tipo de consumidor.

As equações acima deduzidas demonstram que em se tratando de economias sem distorção, nas quais não existem mecanismo que desviem das condições de otimalidade da teoria marginalista o preço a ser cobrado dos consumidores é, efetivamente, reflexo dos custos marginais (equação 2.3). Todavia, no caso de países cujas economias apresentam distorções, será socialmente mais justo se cobrar dos consumidores de Energia Elétrica os preços sombra, já que eles representam o verdadeiro custo econômico (equação 2.4 e 2.5).

2.3 - A QUESTÃO DOS SUBSÍDIOS

Se por um lado, a utilização do subsídios para atenuar as desigualdades sociais e promover o desenvolvimento econômico é de grande valia, principalmente, para economias em desenvolvimento, por outro lado, as decisões de subsidiar devem ser embasadas no critério de eficiência econômica requeridos pela teoria marginalista.

Na prática, observa-se que os subsídios são usados de maneira indiscriminada ocasionando grandes distorções nos preços de eletricidade. Um bom exemplo dessa situação, pode ser constatada nas pressões feitas pelas indústrias nacionais e multinacionais para se instalarem em uma determinada região mediante tarifas subsidiadas. Entretanto, excetuando as indústrias de alumínio, indústrias químicas, indústria de fundição, indústria de minério etc., nas quais o preço de Energia Elétrica é fundamental para suas sobrevivências, o que se nota, geralmente, é que as decisões que envolvem subsidiar a Energia Elétrica devem ser tomadas com cuidado principalmente, nos países em desenvolvimento. Subsidiar implica evasão do dinheiro público ou, no mínimo, se feito através de outros consumidores de Energia Elétrica, na frustração de certas demandas por Eletricidade. Do ponto de vista tarifário, a teoria marginalista possibilita constatar no setor de Energia Elétrica quais são os grupos que subsidiam, bem como quais os que são subsidiados, uma vez que subsidiar determinado setor implica distorcer as condições de otimalidade em que se baseia a teoria marginalista, e nesse sentido, é possível constatar as eventuais distorções causadas pelos subsídios, já que eles refletem diretamente no cálculo dos custos marginais que posteriormente se incluirão no computo das tarifas.

2.4 - A QUESTÃO DA MEDIÇÃO

Devido as dificuldades práticas no tocante a medição, a estrutura tarifária deve ser simplificada. E nesse sentido, a nova estrutura de preços deve ser compreensível para a média dos consumidores. De outro modo, os consumidores individuais não seriam capazes de ajustar seus consumos de acordo com o sinal de preços. Portanto, o número de classes de consumidores, níveis de tensão, períodos de taxaço etc., terão necessariamente que serem limitados.

O grau de sofisticação do medidor (por exemplo, medição por hora do dia) será determinado pelo benefício líquido do medidor, e nesse sentido a racionalidade econômica de decidir fabricar determinado tipo de medidor depende da análise de custo benefício que compara o menor custo de redução do

consumo com o custo medidor (custo da medição, custo de instalação de medidor, custo de manutenção do medidor etc.). Esse procedimento será demonstrado graficamente tomando como base a tarifa binômia (ponta e fora de ponta).

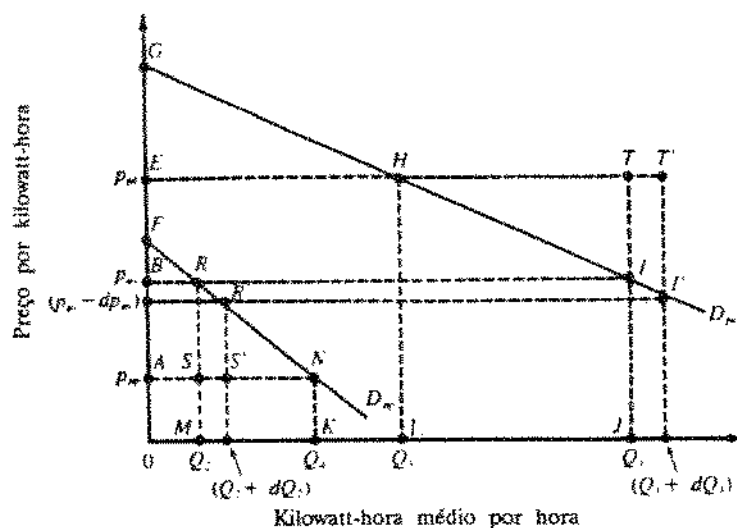


Fig. 13 - Análise de custo benefício visando verificar a viabilidade do medidor para tarifas binômias.

A figura 13 descreve a análise básica no tocante a decisões que envolvem instalar a medição binômia. Seja D_{pk} e D_{op} as curvas de demanda para uma média horária durante os períodos de ponta e fora de ponta do dia, respectivamente para H horas (ponta) e $24 - H$ horas (fora de ponta). Se um preço médio P_{av} é cobrado durante o dia, o consumo médio diário será: Q_1H e $Q_2(24-H)$ kilowatts-horas, respectivamente nos períodos de ponta e fora de ponta.

Por outro lado, se uma tarifa binômia é cobrada durante as horas de ponta e fora de ponta, o sinal correspondente de consumo será Q_3H e $Q_4(24-H)$ é possível supor que o custo marginal de longo prazo de suprimento de kilowatts/horas durante os períodos de ponta e fora de ponta seja CM_{pk} e CM_{op} , respectivamente, sendo que CM_{pk} inclui os custos de capacidade e energia e em CM_{op} inclui somente os custos de energia.

O benefício do consumo líquido da tarifa monômia é dado por :

$$BLI = BI - CI$$

$$BLI = [(\text{área OGIJ}) \times H + (\text{área OFRM}) \times (24 - H)] - [Q_1 \times H \times CM_{pk} + Q_2 \times (24 - H) \times CM_{op}]$$

Similarmente, o benefício do consumo líquido da tarifa binômia é dado por:

$$BLII = BII - CII = [(\text{área OGHL}) \times H + (\text{área OFNK}) \times (24 - H)] - [Q_3 \times H \times CM_{pk} + Q_4 \times (24 - H) \times CM_{op}]$$

A mudança do benefício líquido, é portanto:

$$\Delta BL = BLII - BLI = [(\text{área MRNK}) \times (24 - H) - (\text{área LHIJ}) \times H] + [(Q_2 - Q_4) \times (24 - H) \times CM_{op} + (Q_1 - Q_3) \times H \times CM_{pk}]$$

Supondo que a tarifa binômia reflita os custos marginais de longo prazo, tem-se:

$$P_{pk} = CM_{pk} \text{ e } P_{op} = CM_{op}, \text{ portanto,}$$

$$(Q_4 - Q_2) \times CM_{op} = \text{área MSNK}, \text{ e } (Q_1 - Q_3) \times CM_{pk} = \text{área LHTJ}.$$

Portanto o seguinte resultado é obtido:

$$\Delta BL = (\text{área HTI}) \times H + (\text{área SRN}) \times (24-H)$$

Assumindo que nenhuma mudança ocorra durante o primeiro ano, o aumento no benefício líquido consumido será dado por:

$$\Delta BL1 = 365 \times \Delta BL$$

Tendo em vista a diferença entre dois tipos de medição (medição para tarifas monômias e binômias), bem como os correspondentes custos (instalação, manutenção, administração, etc.) sobre a vida útil T do medidor e, além disso, supondo que os benefícios médios líquidos possam ser estimados por ΔBLM_1 ... ΔBLM_T , logo, caso a condição $\sum_{T=1}^T (\Delta BLM - \Delta CT)/(1+r)^{t-1} > 0$ seja satisfeita, a implementação da medição para a tarifa binômia será economicamente justificada, já que os benefícios excedem os custos da medição. É bom ressaltar que especificamente no tocante aos medidores, existem investimentos atualizados que como se viu, devem exceder aos benefícios atualizados.

Tendo em vista a aplicação da medição da tarifa monômia P_{av} , raciocínio análogo é desenvolvido.

$$BLI = (\text{área HTI}) \times H + (\text{área SRN}) \times (24 - H)$$

O nível P_{av} pode ser ajustado, para minimizar essa perda de benefício líquido. Supondo que a redução no preço de P_{av} para $(p_{av} - dp_{av})$ resulta num aumento do consumo dado por $(Q1 + dQ1)$ e $(Q2 + dQ2)$ no período 1 e 2, respectivamente, o novo benefício pode ser escrito:

$$BLI1 = (\text{área HT'I'}) \times H + (\text{área S'R'N}) \times (24 - H)$$

A mudança de eficiência de benefício líquido é:

$$d(\Delta BL) = (BLII - BLI) = (CM_{pk} - P_{av}) \times dQ_1 H - (P_{av} - CM_{op}) \times dQ_2 \times (24 - H).$$

Usando as condições de maximização sabe-se que $d(\Delta BL)/dP_{av}=0$, logo, o preço uniforme que minimiza as perdas de benefício líquido é:

$$P_{av}^* = \frac{(H dQ_1/dP_{av}) \times CM_{pk} + [(24 - H) \times dQ_2/dP_{av}] \times CM_{op}}{(H \times dQ_1/dP_{av}) + [(24 - H) \times dQ_2/dP_{av}]} \quad (\text{equação 2.6})$$

Esse resultado pode ser generalizado, assim, supondo que o analista de custos deseje consolidar n períodos de preço durante o dia, onde H_i é a duração, Q_i é o consumo horário médio, e CM_i é o custo marginal de longo prazo dos i -ésimos períodos. O preço ótimo será dado por:

$$P_{av}^* = \frac{\sum_{i=1}^n (H_i \times dQ_i/dP_{av}) \times CM_i}{\sum_{i=1}^n (H_i \times dQ_i/dP_{av})} \quad (\text{equação 2.7})$$

O termo da equação $H_i(dQ_i/dP_{av})$ refere-se a mudança no consumo pela mudança nos preços durante todos os períodos de preços necessários para se consolidar o nível de preços únicos.

A equação 2.7 pode ser aproximada para nações em desenvolvimento do seguinte modo:

$$P_{av}^* = \frac{\sum_{i=1}^n (H_i \times Q_i) \times CM_i}{\sum_{i=1}^n (H_i \times Q_i)} \quad (\text{equação 2.8})$$

Nesse caso, o preço uniforme é ajustado igual a média ponderada do custo marginal de longo prazo usando o nível de consumo nos períodos seguintes de preços com ponderação.

Para consumidores de baixa renda, a medição deve ser simples, devido aos custos de medidores mais sofisticados excederem os benefícios líquidos representados pelas tarifas subsidiadas. Esse tipo de

medição em análise deve ser destinado aos grandes consumidores industriais e comerciais cujos custos com energia elétrica justificam medições mais sofisticadas. Para os consumidores residenciais, os medidores de kilowatts horas comerciais são mais adequados. Medidores sofisticados exigem mão-de-obra qualificada para sua instalação e manutenção. Portanto, a escolha do tipo de medição a ser utilizada é, geralmente, especificada por cada país de acordo com sua realidade tecnológica.

CAPÍTULO III

O CASO DA COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ

Neste capítulo pretende-se tratar do efeito da nova tarifa baseada no conceito de custos marginais sobre os consumidores de Energia Elétrica distribuída pela Companhia Paulista de Força e Luz.

Tais efeitos serão estudados através do conceito de Fator de Carga, amplamente utilizado pelas concessionárias de Energia Elétrica para medir a racionalidade de uso de Energia em relação à demanda instalada. Além disso, serão criados alguns indicadores como Índice de modulação, Índice de adesão, para melhor compreender e averiguar os efeitos da nova tarifa.

A princípio o perfil da Companhia será definido enfocando o mercado que ela atende, o número de consumidores, a energia consumida por eles, a demanda instalada, etc.

Todo o desenvolvimento desse estudo está centrado na nova estrutura da tarifa em desenvolvimento e no comportamento do consumidor da CPFL em relação ao novo sinal tarifário.

O objetivo final é concluir se houve ou não modulação de carga tendo em vista os resultados dos efeitos no comportamento dos consumidores.

3.1 - O PERFIL DA COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ

Segundo seu Departamento de mercado, a Companhia Paulista de Força e Luz, é uma empresa prestadora de serviço de distribuição de Energia Elétrica em 217 municípios do interior do Estado de São Paulo, com as seguintes características em 1989 (CPFL, 1989):

Área de Concessão	90.691 Km ²
Número de municípios	217
População total	6.808.570
População Rural	730.244

Índice de Atendimento:

Urbano.....	98%
Rural.....	83%
Número de Consumidores (total).....	1.709.456
Energia Faturada - 1986.....	12.074.115.Mwh
Demanda máxima (sem fornecimentos interruptíveis).....	2.347 Kw

A área de concessão da CPFL ostenta uma intensa atividade econômica, a qual se verifica pelo alto nível de desenvolvimento alcançado por algumas cidades, que se consolidaram como verdadeiros pólos dinâmicos e de atração para indústria, comércio e serviços, com grande destaque nos cenários nacional e internacional. Ocupando 37% do território do estado de São Paulo, a área de atuação da empresa é considerada o quarto pólo industrial do país, com um parque de alta tecnologia, onde se localizam grandes empresas dos mais variados ramos e atividades, destacando-se: Alimentar, Metalúrgica, Química, Petroquímica, Têxtil, Celulose, Papel, Autopeças, Veículos, Mecânica, Material Elétrico, Bebidas, Eletrônica, Máquinas, Ferramentas, etc.

Aliada à pujança desse parque industrial, encontra-se uma agricultura e pecuária altamente desenvolvidas, onde o uso de novas tecnologias e processos culturais mais modernos, permitiram ganhos de produtividade e a diversificação da produção, sem que se aumentasse a área de plantio transformando-se num dos principais centros produtores agropecuários do país.

A CPFL é a quarta empresa brasileira em distribuição de Energia Elétrica ao consumidor final e a sétima em número de consumidores. O seu mercado vem crescendo nesta década a uma taxa geométrica anual de 6,3%, contudo, quando verificada as taxas de crescimento dos últimos dois anos, 5,6% em 1988 e 3,8% em 1989, nota-se uma retração, cuja tendência poderá estender-se para os próximos anos, em virtude dos problemas econômicos e conjunturais por que passa o país.

Contribuindo significativamente para a composição do PIB nacional, na exportação de manufaturados e de produtos agrícolas, a área de concessão da Empresa caracteriza-se também por um mercado heterogêneo, porém, bastante harmônico na formação do consumo de Energia Elétrica.

O mapa seguinte apresentado, com destaque para regiões atendidas pela Companhia, retrata a sua penetração nas principais regiões econômicas do interior do Estado de São Paulo.

ÁREA DE CONCESSÃO ENERGIA DISTRIBUÍDA POR REGIONAL

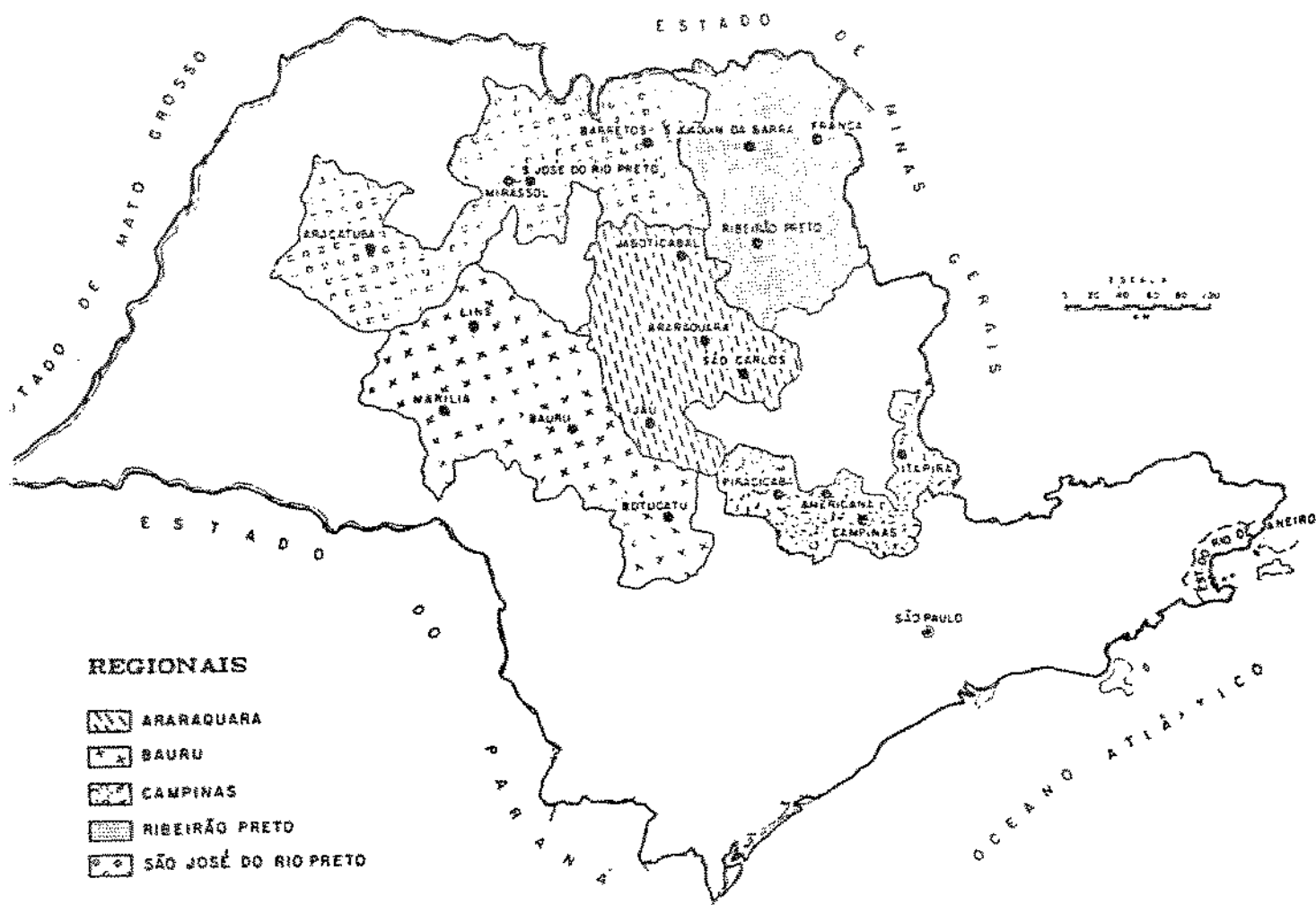


Fig. 14 - Região de Atendimento da CPFL.

Fonte: Companhia Paulista de Força e Luz.

As Outras regiões do Estado não atendidas pela CPFL, cuja área de concessão não pertence a ela, têm o seu fornecimento de Energia Elétrica garantido pelas outras duas Companhias de Eletricidade, que atendem o Estado de São Paulo, as quais são: A CESP e Eletropaulo.

3.2 - MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CPFL

Segundo informações obtidas no departamento de planejamento de mercado da CPFL, foram fornecidos no ano de 1989, cerca de 12.074.111,5 Mwh de Energia para as áreas de concessão da Companhia, representando um crescimento de 3,8% em relação ao ano anterior.

O gráfico seguinte apresentado cuja representação retrata a distribuição da Energia faturada por classe de fornecimento, evidencia a classe industrial como sendo a mais importante em termos de Energia Faturada.

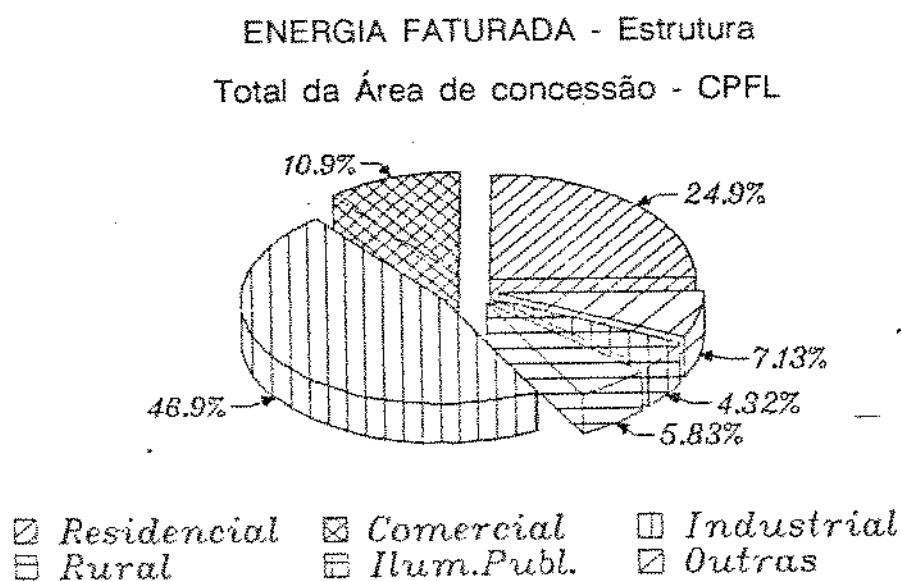


Fig. 15 - Energia Faturada por classe de fornecimento.

Fonte: Companhia Paulista de Força e Luz

3.3 - IMPLANTAÇÃO DA TARIFA A CUSTO MARGINAL NO BRASIL

Considerando MUNASINGHE e WARFORD [1982:78] a esse respeito:

"Although the more extensive application of peak load pricing based on LRMC is clearly justified, the transition period may take many years: First, the truths and myths regarding modern tariff structures must be well understood, by customers, utility managers, and government regulators. Any means of disseminating information will play a key role in this respect. Second, the application of new tariffs could begin larger customers at HV and MV levels because they are less numerous and may be sensitized more easily".

Tendo em vista essas observações do autor são relevantes as mudanças na estrutura tarifária que devem necessariamente ser feitas nos níveis de tensão mais elevados, já que, nestes níveis, o número de consumidores é pequeno e o consumo altamente representativo.

A implantação da tarifa a custo marginal no Brasil segue, exatamente, as afirmações de MUNASINGHE a esse respeito, ou seja, a chamada tarifa azul, que foi a primeira a ser implantada no país, é destinada principalmente, a classe de tensão Industrial cujo o consumo de Energia Elétrica é grande e o número de consumidores é pequeno. Segundo o Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica - DNAEE, a portaria 075 de 04 de agosto de 1982 implantou de forma opcional no Brasil, a tarifa azul para consumidores com tensão igual ou superior a 69 Kv. O primeiro contrato assinado com a nova modalidade tarifária foi em outubro de 1982 pela Companhia Paranaense de Eletricidade, COPEL. No entanto, só mesmo em 1983 que os consumidores começam a migrar para a tarifa azul.

Em 1982, o mercado de alta tensão no Brasil contava com cerca de 500 consumidores que eram responsáveis por um consumo de 38.482.900.Mwh.

A CPFL começou a participar de processo de implantação da tarifa azul por intermédio do nível de tensão A₂ Industrial no ano de 1983, consolidando este processo (para este nível de tensão), no ano de 1986. Atualmente os níveis de tensão mais elevados (A₂, A₃ e A₄) da CPFL encontram-se praticamente,

enquadrados a essa nova metodologia de tarifação.

Ainda fazendo referência à implantação da tarifa azul no Brasil essa foi construída para os grandes consumidores, cuja demanda mensal fosse igual ou superior a 500 Kw. A princípio enquadraram-se nessa modalidade as grandes indústrias, os grandes estabelecimentos comerciais, os grandes consumidores rurais, etc.. Dentro desta classificação encontravam-se consumidores com processo produtivo contínuo (curvas planas) e elevado fator de carga.

Quanto a estrutura da tarifa azul, possui uma estrutura horosazonal com dois preços de demanda (ponta e fora de ponta) e quatro preços de energia (ponta seca, ponta úmida, fora de ponta e fora de ponta úmida).

O objetivo da nova estrutura tarifária em fazer distinção entre ponta seca e ponta úmida é a princípio, o de contemplar a sazonalidade própria dos sistemas hidroelétricos a qual foram feitos comentários em capítulos anteriores.

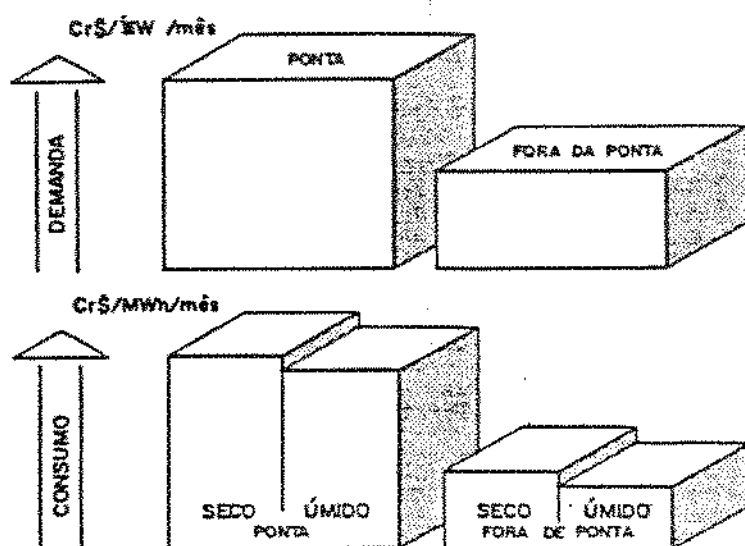


Fig. 16 - Estrutura da tarifa Azul

Fonte: DNAEE

No caso da CPFL, essa modalidade tarifária encontra-se praticamente implantada nos níveis de tensão a que ela se destina.

A fim de exemplificar incentivo que o consumidor teria em aderir, ou não, a nova estrutura tarifária, pode-se considerar a seguinte ilustração:

Tendo em vista a decisão de consumidor em aderir (ou não) ao novo sinal de preços, determinado consumidor da classe industrial decidiu encomendar estudos exigindo avaliar se deve ou não modificar seu processo produtivo diante do novo sinal de preços no intuito de economizar energia elétrica.

Do cadastro do CPFL têm-se os seguintes dados:

Valor da Tarifa convencional (setembro/1990):

Demanda = 283,35 (Cr\$/Kw mensal)

Consumo = 4,14 (Cr\$/Kwh mensal)

Valor da Tarifa Azul (novo sistema - setembro/1990):

Demanda Ponta = 747,68 (Cr\$/Kw mensal)

Demanda F. Ponta = 74,77 (Cr\$/Kw mensal)

Consumo Ponta = 4,90 (Cr\$/Kwh mensal)

Consumo F. Ponta = 2,33 (Cr\$/Kwh mensal)

Consumidor (antigo sistema - setembro/1990):

Demanda = 649 Kw mensal

Consumo = 319.440 Kwh mensal

Consumidor (novo sistema - setembro/1990):

Demanda Ponta = 619 Kw mensal

Demanda F. ponta = 649 Kw mensal

Consumo Ponta = 32.970 Kwh (mensal)

Consumo F. Ponta = 286.970 Kwh (mensal)

Cálculo da conta de energia elétrica no antigo sistema:

$$C_1 = 283,05 \times 649 + 4,14 \times 319.440 =$$

$$C_1 = 183.699 + 1.322.482 = 1.506.181$$

$$C_1 = \text{C\$ } 1.506.18$$

Cálculo da conta de energia elétrica no novo sistema:

$$C_2 = 32.970 \times 4,9 + 2,33 \times 286.470 + 747,68 \times 619 + 74,77 \times 649$$

$$C_2 = \text{Cr\$ } 1.340.368$$

$$\text{Economia do consumidor} = 1.506.181 - 1.340.368 = 165.813$$

Portanto, caso opte pelo novo sistema o consumidor economizará com Energia Elétrica, aproximadamente Cr\$ 165.813, o que percentualmente representa, aproximadamente uma economia de 11% com energia elétrica.

3.4 - IMPORTÂNCIA DO ESTUDO DE CURVAS DE CARGA PARA O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

A medida em que o mercado de Energia Elétrica se expande, novos consumidores com diferentes hábitos de consumo da Energia são incorporados ao sistema, fazendo-se necessário o acompanhamento do consumo da Energia Elétrica. Neste sentido, por intermédio do estudo de curvas de carga pode-se constatar a maior ou menor modulação da demanda de Energia Elétrica por parte dos consumidores.

Do ponto de vista da concessionária, acompanhar os hábitos do consumidor e poder influenciar para que eles façam uso da Energia Elétrica significa, em outras palavras, economia de recursos, e, conseqüentemente, adiamento de novos investimentos.

E neste sentido, o novo modelo tarifário baseado no conceito custos marginais será o sinal pelo qual a concessionária comunicará aos consumidores o custo suplementar com que estes oneram o setor elétrico pelo uso irracional da Energia Elétrica (principalmente os que ocupam predominantemente ou excessivamente a ponta do sistema fazendo com que o setor Elétrico invista para atender suas respectivas demandas).

Eles terão contas de Energia Elétrica maiores do que aqueles que utilizam a Energia Elétrica de maneira racional, cujo comportamento será incentivado por intermédio de contas de Energia mais acessíveis.

O consumo de Energia de alta tensão é regido principalmente pela classe industrial com destaque para certas atividades econômicas conforme mostra a tabela 1.

Tabela 1 - Consumo de Energia Elétrica no setor industrial no ano de 1989.

SETORES	CONSUMO MWh	VAR.89/88	PARTIC.%
Alimentar	936.076	-14,0	16,5
Têxtil	1.092.476	8,6	19,3
Metalúrgico	641.128	4,9	11,3
Química	465.349	-9,2	8,2
Mecânica	454.851	12,4	8,0
Papel e Papelão	309.881	1,6	5,5
Demais	1.764.529	11,6	31,2
TOTAL	5.664.290	2,8	100

Fonte: Companhia Paulista de Força e Luz

Segundo o departamento de planejamento de mercado da CPFL as atividades econômicas: Indústrias Têxteis, Metalúrgica e Mecânica representam juntas, mais de 50% do consumo nesse mercado.

As curvas de carga agregadas à nível das atividades das atividades econômicas de maior representatividade na alta tensão são mostradas na figura 4, as quais interferem fundamentalmente para a determinação do comportamento global desse mercado.

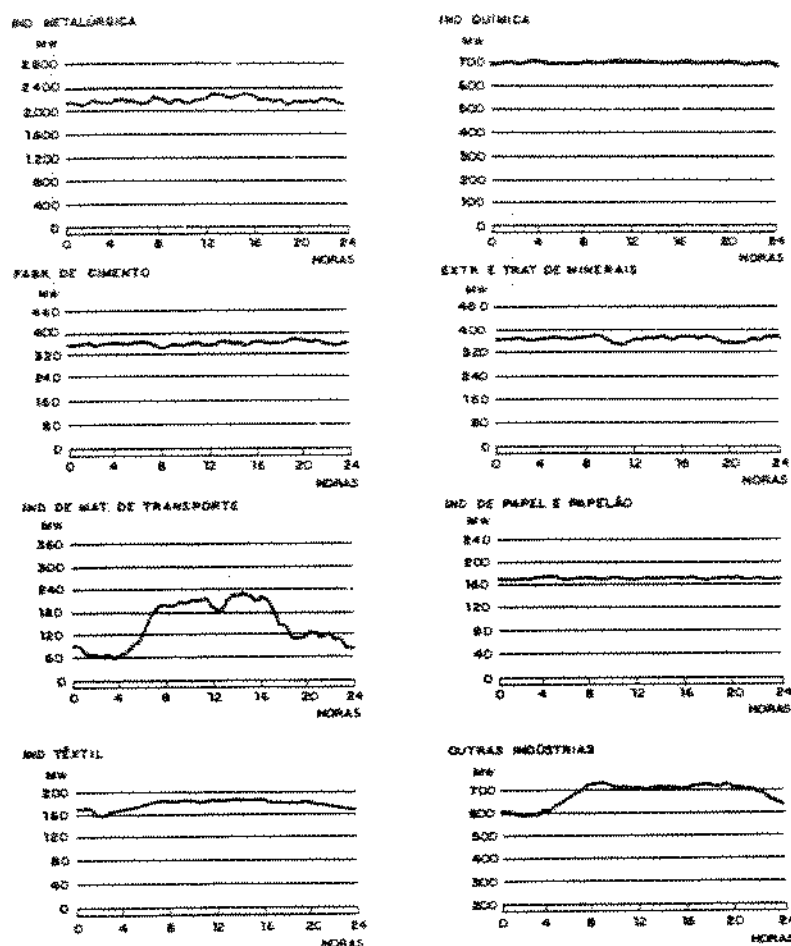


Fig. 17 - Curvas de carga agregadas por atividade econômica da classe industrial.

Fonte: Nova tarifa de Energia Elétrica Metodologia e Aplicação.

MME/DNAEE, 1985

No caso da CPFL, com a aplicação de programas computacionais apropriados para delinear o perfil dos consumidores da alta tensão obtém-se 3 curvas típicas para alta tensão, bem como a curva média, conforme retrata a figura 18.

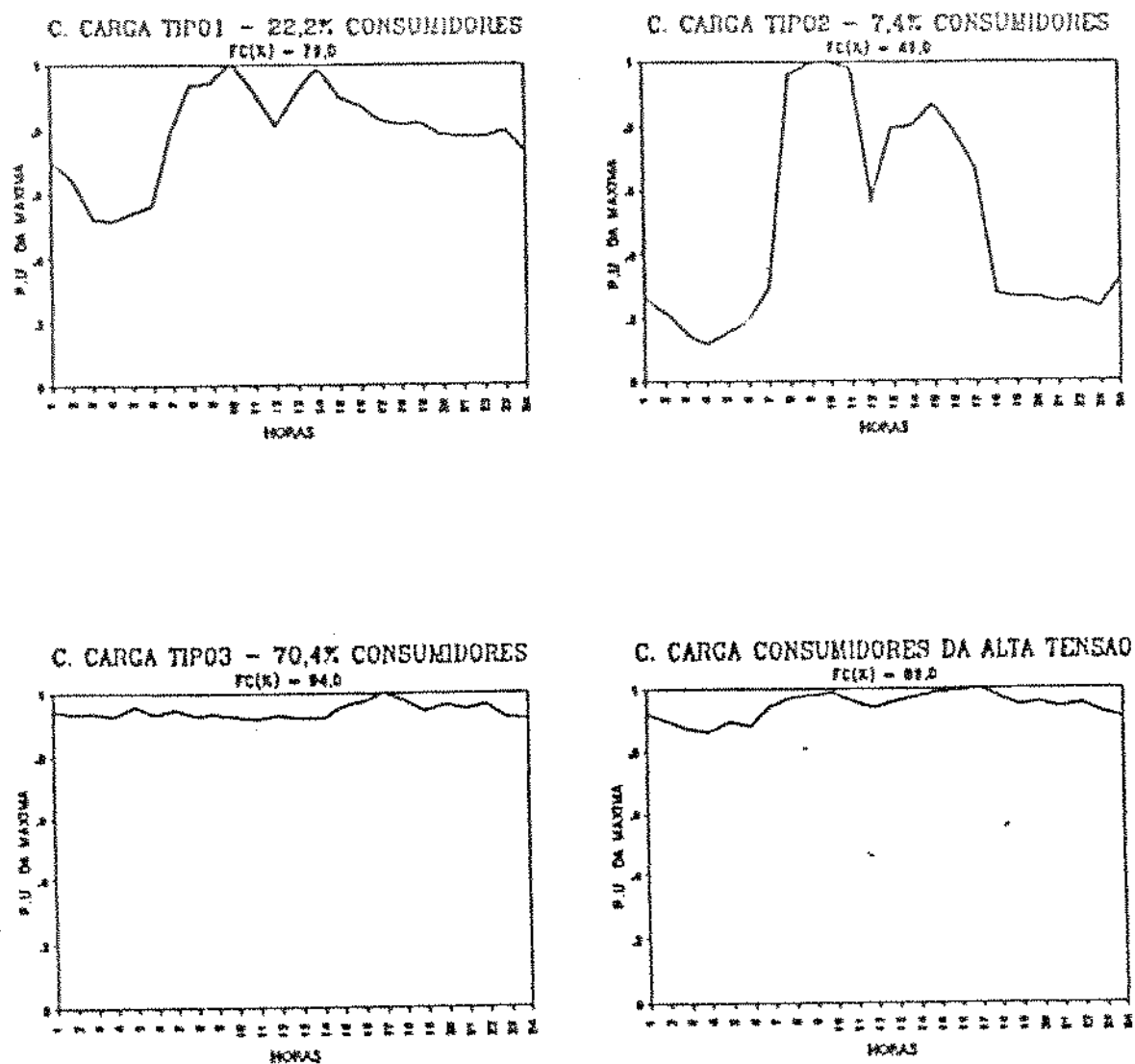


Fig. 18 - Tipologia da alta tensão dos consumidores da CPFL.

Fonte: Departamento de Planejamento de Mercado da CPFL.

Fazendo-se referências à figura anterior, julgou-se conveniente discutir os três tipos básicos de consumidores que compõem o mercado da alta tensão da CPFL, uma vez que eles serão posteriormente analisados quanto ao comportamento diante da nova tarifa de Energia Elétrica.

Segundo a CPFL, os três tipos constantes podem ser assim definidos:

Tipo 1: Tipo Modulado - Esse tipo é caracterizado principalmente pelas indústrias de material de transporte, indústria mecânica e indústria têxtil (ver figura 18), o que representam 66% do total de consumidores do tipo. É o segundo tipo com representatividade, com 22% dos consumidores na alta tensão e 16% do consumo.

Tipo 2: Tipo Supermodulado - Tipicamente constituído de indústrias de menor porte inclusos na alta tensão é caracterizado principalmente pelas indústrias que trabalham em dois turnos. Apenas 7,6% do consumo foram agrupados neste tipo.

Tipo 3: Tipo Plano - A maioria dos consumidores encontra-se neste tipo (70,4%), representando 83% do consumo da alta tensão. A formação do tipo plano se deve principalmente às indústrias de metalurgia, têxtil e química (ver figura 18), que participam com 75% do consumo na formação do tipo e quase 50% dos consumidores.

3.5 - A METODOLOGIA PROPOSTA PARA ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DO CONSUMIDOR DA CPFL

A princípio, procurou-se encontrar indicadores por intermédio dos quais o comportamento do consumidor pudesse ser analisado antes e após a implantação da tarifa azul. Entretanto, devido aos registros que continham as curvas de carga da CPFL antes da implantação do novo sinal de preços estarem danificados,

julgou-se impraticável a comparação do comportamento do consumidor por intermédio de indicadores comuns.

Devido ao fato acima citado, julgou-se que a melhor metodologia para avaliar o comportamento teria, primeiramente, como ponto de referência o momento no qual o consumidor se enquadrasse à nova estrutura de tarifação, ou seja, a partir desse momento, o comportamento do consumidor será avaliado por intermédio de alguns indicadores que melhor retrate o seu comportamento frente ao novo sinal de preços.

A seguir serão comentadas a interpretação de cada um dos indicadores nos quais procurar-se-á analisar o comportamento do consumidor da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL - frente a nova estrutura tarifária baseada no conceito de custos marginais.

3.5.1 - FATOR DE CARGA

O conceito de fator de carga é de há muito tempo utilizado pelas Companhias de Energia Elétrica para avaliar a racionalidade do uso da energia por parte do consumidor comparando-a com sua demanda máxima.

A comparação da demanda máxima com a demanda média do consumidor é fundamental para que a concessionária possa avaliar se ele está fazendo uso da Energia de maneira racional (a demanda média pode ser definida como a relação entre a energia consumida dividida pelo tempo).

Portanto, por intermédio do fator de carga, os consumidores que utilizarem a Energia consumida mais próxima de sua demanda máxima estarão fazendo uso da Energia de maneira racional e, serão, portanto, premiados com tarifas mais reduzidas. Por outro lado, aqueles consumidores que utilizam a Energia de maneira não racional serão penalizados com contas mais elevadas de Energia Elétrica.

Considerando o fator de carga diário, matematicamente pode-se assim expressá-lo:

$$F \text{ carga diário} = \frac{\text{Energia Diária}}{24 \times \text{Demanda máxima}} \quad (\text{equação 3.1})$$

onde:

$$\frac{\text{Energia}}{24} = \text{Demanda diária média (Kw)}$$

$$\text{Demanda máxima} = \text{Demanda máxima diária (Kw)}$$

Do ponto de vista energético, o fator de carga ótimo para um determinado agente ou classe calculado pela concessionária é considerado como sendo aquele para o qual as curvas de carga das várias outras classes de tensão sejam complementares, ou seja, a ociosidade que possa existir numa determinada classe de consumidores (por exemplo, a classe industrial) no tocante a relação demanda média e demanda máxima será complementada, exatamente, por outra classe de consumidores (por exemplo, a classe comercial) cujo consumo de energia elétrica ocupará, exatamente, os horários de ociosidade entre a demanda instalada e a demanda média de primeira classe (industrial)

Nessa situação, as curvas de carga se complementam e, conseqüentemente o fator de carga estará em condições ótimas, o que significa em termos quantitativos, dizer que o fator de carga de todas as classes será igual a unidade.

Tendo em vista a natureza deste trabalho com o qual procurar-se-á averiguar o comportamento do consumidor, e considerando o fato da tarifa a custo marginal possuir preços diferenciados na ponta e fora da ponta, quer seja de demanda, quer seja de consumo, é possível que o cálculo do fator de carga para desenvolvimento desse trabalho seja assim dividido:

$$\text{Fator de carga na ponta 1 (FCP1)} = \frac{\text{Energia Ponta} + \text{Energia Fora de Ponta}}{24 \times \text{Demanda de Ponta}} \quad (3.2)$$

$$\text{Fator de carga fora da ponta 1 (FCFP1)} = \frac{\text{Energia Ponta} + \text{Energia Fora de Ponta}}{24 \times \text{Demanda fora de Ponta}} \quad (3.3)$$

Calculando dessa maneira, o fator de carga será de grande utilidade para o desenvolvimento desse trabalho, uma vez que no primeiro caso (equação 3.2) tal índice expressa o modo no qual o consumidor consome a Energia Elétrica (consumo de ponta e fora de ponta) em relação à demanda máxima da ponta, enquanto que no segundo caso (equação 3.3), o fator de carga indica o comportamento do consumo total (ponta e fora de ponta) em relação a demanda fora de ponta.

Logo na primeira situação (equação 3.2), far-se-á idéia de quanto o consumidor permaneceu com a demanda no horário de ponta, enquanto que no segundo caso (equação 3.3) se avaliará o quanto de demanda o consumidor deslocou para fora da ponta do sistema em relação ao seu consumo total de Energia Elétrica, ou seja, comparando a equação 3.2 com a equação 3.3 ter-se-á noção de quanto o consumidor deslocou sua demanda para fora da ponta, e quanto maior for esse deslocamento, maior será a modulação.

Uma outra metodologia utilizada para o cálculo do fator de carga após a implantação da tarifa azul é a metodologia utilizada pelas concessionárias de Energia Elétrica podendo ser expressa matematicamente do seguinte modo:

$$\text{Fator de carga de ponta 2 (FCFP2)} = \frac{\text{Energia de Ponta}}{\text{Número de horas de ponta} \times D. \text{ ponta}} \quad (3.4)$$

$$\text{Fator de carga fora de ponta 2 (FCFP2)} = \frac{\text{Energia fora de ponta}}{\text{Número de horas fora de ponta} \times D. \text{ fora de ponta}} \quad (3.5)$$

Calculado dessa maneira, o fator de carga relaciona a demanda média do consumidor na ponta (e fora da ponta) com a sua demanda máxima na ponta (e fora de ponta).

Devido aos dados utilizados nesse trabalho serem do mercado da CPFL em cujo registro se tem a demanda faturada na qual o seu conceito representa o máximo entre a demanda lida e a demanda lida

e a demanda contratada, por isso a demanda faturada será utilizada nas definições 3.2 a 3.5.

Com a primeira metodologia (equações 3.2 e 3.3) procurar-se-á avaliar a sensibilidade do consumidor frente ao novo sinal de preços. Com a segunda metodologia (equações 3.4 e 3.5) avaliar-se-á se o comportamento do consumidor, ao contratar determinado nível de demanda, está de acordo com a realidade de seu consumo por eletricidade. No caso da seguinte metodologia, quanto mais o fator de carga 2 se aproxima da unidade, isso significa que a demanda média se aproxima da demanda máxima, havendo portanto, uma otimização do consumo para a concessionária.

3.5.2 - ÍNDICE DE MODULAÇÃO

Por intermédio do índice de modulação procurar-se-á quantificar em termos percentuais qual foi a intenção do consumidor em retirar sua carga para fora da ponta do sistema.

Matematicamente, o índice de modulação pode ser expresso:

$$IM = \frac{(D. \text{ Fora de Ponta} - D. \text{ Ponta})}{D. \text{ Ponta}} \times 100 \quad (3.6)$$

onde:

D. Fora de Ponta = Demanda Fora de Ponta (Kw)

D. Ponta = Demanda de Ponta (kw)

Em termos quantitativos, considera-se o seguinte exemplo: em determinado nível de tensão, a modulação constatada foi de 80%, enquanto que noutro nível, constatou-se uma modulação de 30%. Quanto maior for a modulação maior será a eficiência do sinal de preços, uma vez que mais quantidade de demanda o consumidor desloca da ponta para fora da ponta. E nesse sentido para uma modulação

de 80%, mais distante está o FC1 de Ponta do FC1, fora de ponta, em caso contrário, 30% estará mais próximo.

3.5.3 - ÍNDICE DE ADESÃO

A nova tarifa de Energia Elétrica teve a princípio, uma implantação opcional para o consumidor, ou seja, durante um determinado período o consumidor da alta tensão pode fazer a opção entre continuar na antiga metodologia contábil ou aderir à nova metodologia baseada no conceito de custo marginal.

Supõem-se que inicialmente irão aderir à nova metodologia tarifária os consumidores cujo consumo seja intenso, o custo da Eletricidade seja altamente significativo, e que possuam boa modulação.

Os consumidores que por último se integrarão ao novo sistema de preços, serão aqueles cujo custo da Energia Elétrica pouco representa no custo do produto final, ou que devido sua baixa modulação preferiram permanecer na ponta do sistema.

Portanto, julgou-se conveniente para o desenvolvimento desse trabalho, analisar o número de adesões ao novo sistema de tarifação no decorrer do período em observação. Além disso já que nos dados coletados possuem-se informações a respeito do consumo daqueles consumidores que não aderiram inicialmente ao novo sistema de preços, achou-se conveniente definir como índice de adesão a seguinte relação:

$$I_{adesão} = \frac{(Energia Ponta + Energia Fora Ponta)}{Energia no antigo sistema + Energia Ponta + Energia F. Ponta} \quad (3.7)$$

Analisando a expressão anterior, observa-se que enquanto os índices de adesão forem menor do que a unidade, ter-se-á parcela do consumo no antigo sistema de preços e parcela no novo sistema,

entretanto, a medida que novas adesões vão ocorrendo, o índice de adesões tenderá a unidade que no limite, representa a adesão total.

3.5.4 - CONSUMO DO DIA ÚTIL

Tendo em vista que no mercado em análise (alta tensão) o consumo da Energia Elétrica é diferenciado nos sábados, domingos e feriados já que nos dias úteis da semana a indústria e o comércio consomem mais do que nos fins de semana, tornou-se conveniente retirar os efeitos do consumo reduzido de Energia Elétrica uma vez que é comprovado que nos fins de semana e nos feriados a Energia Elétrica tem seu consumo reduzido.

Matematicamente, foi portanto considerado:

$$CDU = \frac{CM}{NS \times PS + ND \times PD + NU \times PU} \quad (3.8)$$

onde:

CDU = Consumo do dia útil

CM = Consumo Mensal da alta tensão.

NS = Número de sábados

PU = Ponderação do dia útil

PS = Ponderação do sábado

PD = Ponderação do domingo e feriados

NU = Número de dias úteis

ND = Número de domingos e feriados

As Ponderações dos sábados, domingos e feriados foram obtidas mediante medições do consumo da energia, tanto nos dias úteis quanto nos sábados, domingos e feriados. Assumiu-se para isso que nos dias úteis a energia consumida era de 100%, enquanto que nos sábados, domingos e feriados, foi calculado a ponderação em função da ponderação do dia útil. Constatou-se deste modo, que em função do dia útil o consumo da energia elétrica nos sábados representa 83% do consumo dos dias úteis, enquanto que nos domingos e feriados representa aproximadamente 68,7% (CPFL, 1989).

3.5.5 - ÍNDICE PERCENTUAL:

Por Intermédio do Índice percentual procura-se quantificar, em termos percentuais, o quanto o consumo na ponta representa do consumo fora da ponta. Com isso, pretende-se avaliar a evolução do consumo na ponta em relação ao consumo fora da ponta. Matematicamente tem-se:

$$Ip = \frac{\text{Consumo na ponta (Mwh)}}{\text{Consumo fora da ponta (Mwh)}} \quad (3.9)$$

3.6 - CONSIDERAÇÕES SOBRE A DEMANDA FATURADA

As concessionárias de Energia Elétrica definem a demanda faturada como sendo a soma de todas as demandas de um determinado nível de tensão. A aplicabilidade desse conceito para se analisar o comportamento do consumidor, requerem-se algumas ponderações uma vez que a demanda faturada não representa, efetivamente, a demanda lida pelos medidores de Energia Elétrica. Além disso, de uma maneira geral, a demanda faturada no planejamento do mercado representa a maior entre as outras demandas, os quais são: a demanda contratada, que é a contratada pelo consumidor para atender suas necessidades por eletricidade e a demanda efetivamente lida pelos medidores de energia elétrica.

Se por um lado, fazer uso do conceito de demanda faturada para explicar o comportamento do consumidor é válido, por outro lado, algumas ressalvas devem ser feitas quanto à maneira de interpretar essa conceituação.

Do ponto de vista da demanda de ponta, a demanda faturada de ponta representa a soma das demandas na ponta do sistema de cada um dos consumidores.

A inconveniência que se vê em tal conceituação é o fato da demanda de ponta não ser coincidente em todos os consumidores devido a ponta de cada um deles ocorrer em horários diferentes. Com isso constata-se que ao ser efetuada a soma das demandas de ponta elas numericamente representam valores maiores do que as demandas reais. Portanto, somar as demandas de ponta não coincidentes faz com que a demanda faturada, que representa essa soma, seja de certo modo superestimada.

A título de ilustração, considera-se o exemplo abaixo:

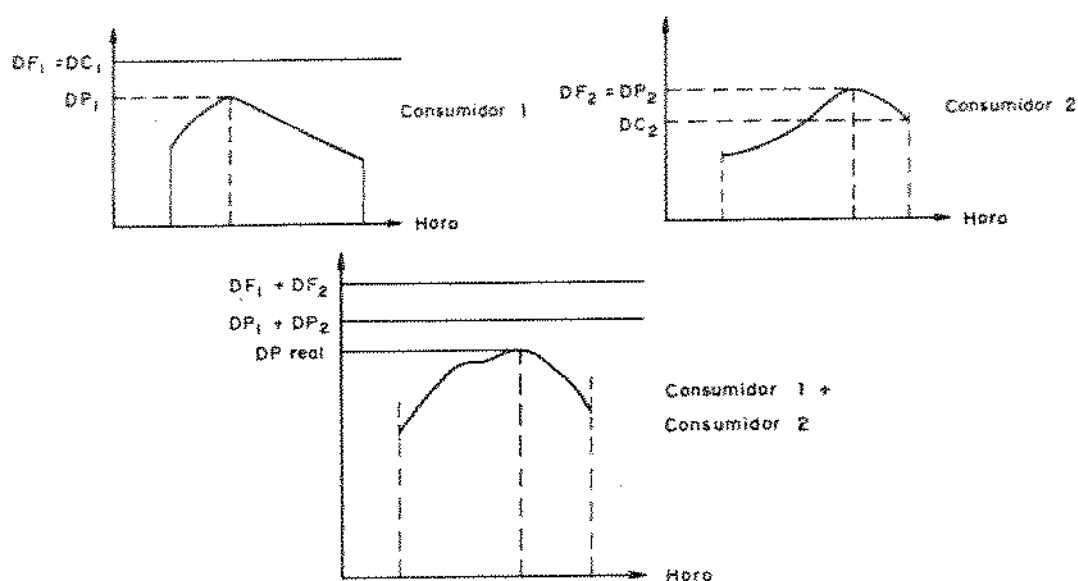


Fig. 19 - Demanda faturada de ponta de dois consumidores com horários diferentes de ponta.
Consumidor 1: Demanda Real de Ponta (DP_1) < Demanda contratada (DC_1) = Demanda faturada (DF_1).
Consumidor 2: Demanda Contratada (DC_2) < Demanda Real de Ponta (DP_2) = Demanda Faturada (DF_2).

Portanto a demanda faturada será:

$$\text{Demanda Real}_1 (DP_1) + \text{Demanda Real}_2 (DP_2) \leq \text{Demanda Faturada}_1 (DF_1) + \text{Demanda Faturada}_2 (DF_2)$$

Por intermédio da expressão acima, constata-se que a amplitude da demanda faturada representada na equação acima por $DF_1 + DF_2$ é maior do que a amplitude da demanda real. Portanto, a demanda faturada de ponta é o resultado da soma das demandas dos consumidores cujos valores da ponta geralmente não são coincidentes. Assim, desse modo, as demandas faturadas de ponta são quantitativamente maiores do que a demanda máxima dos consumidores, conforme consta o exemplo acima mencionado.

Analogamente, do ponto de vista da demanda fora de ponta, a aplicação do conceito de demanda faturada fora da ponta representa um superdimensionamento ainda maior do que sua demanda de ponta, já que o número de horas fora da ponta é maior do que na ponta, o que probabilisticamente representa uma maior possibilidade da demanda fora de ponta estar além da demanda real.

A consequência da demanda fora de ponta ser mais superdimensionada do que a demanda de ponta faz com que a modulação a ser calculada seja maior do que a modulação real.

Portanto a análise a ser desenvolvida nesse trabalho, será feita considerando essas inconveniências da demanda faturada como base de raciocínio.

3.7 - OS RESULTADOS OBTIDOS COM APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

3.7.1 - O setor industrial A₂

Dentro do setor industrial A₂ enquadram-se os consumidores cujo nível de tensão é maior do que 138 Kv sendo que o tipo de indústrias que se enquadram nessa classe, no mercado da CPFL são: química, metalúrgica e mecânica.

No contexto da CPFL, a tarifa a custo marginal iniciou seu processo de implantação para essa classe, de forma opcional, em fevereiro de 1983. A partir desse ano, foi analisado o comportamento do consumidor frente ao novo sinal de preços ao qual serão feitos comentários tendo como base a metodologia proposta para analisar o comportamento do consumidor.

MODULAÇÃO – ADESÃO

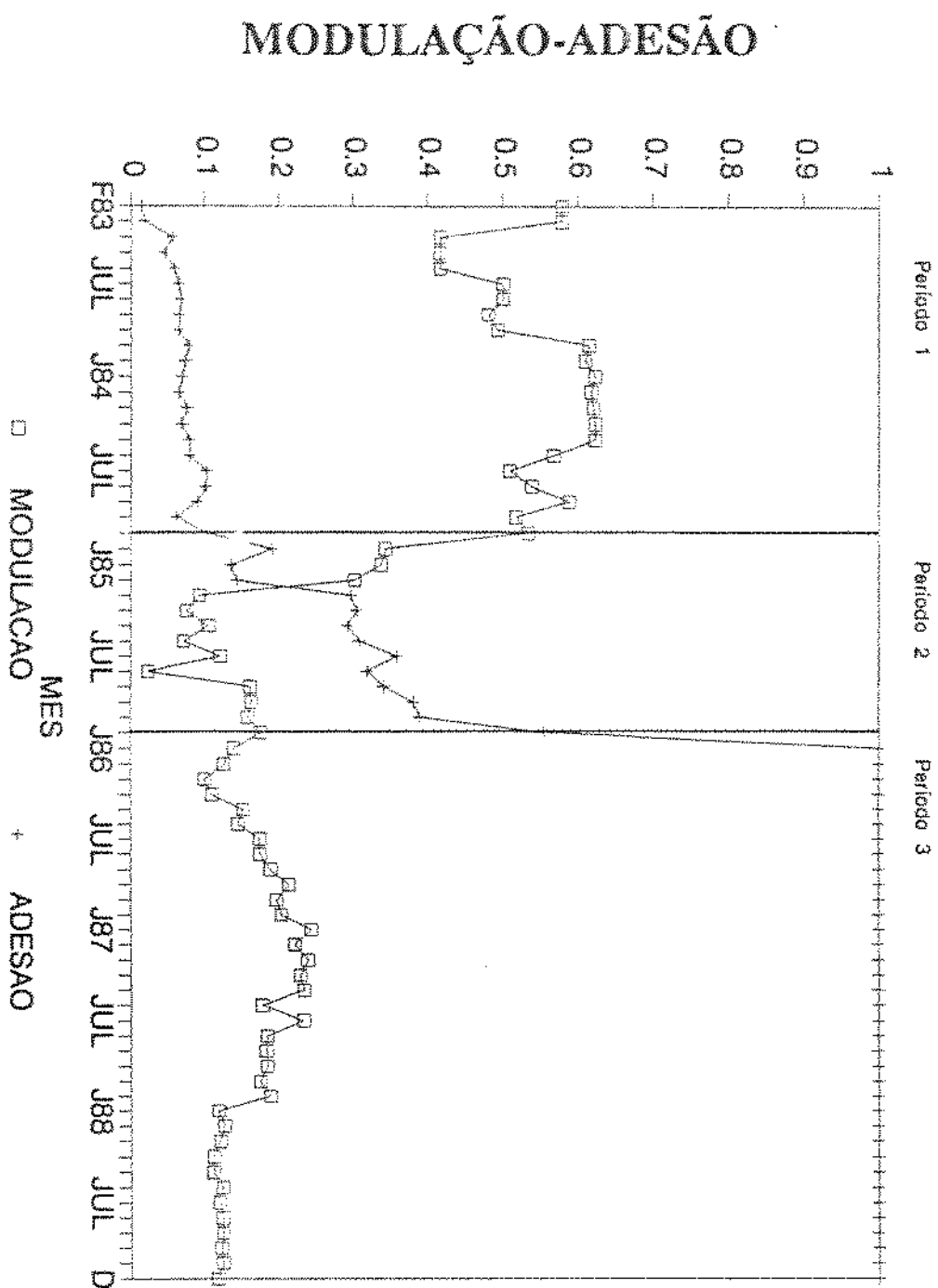


Gráfico 1 - Modulação - adesão dos consumidores da classe industrial A2

FATOR DE CARGA (FCI)

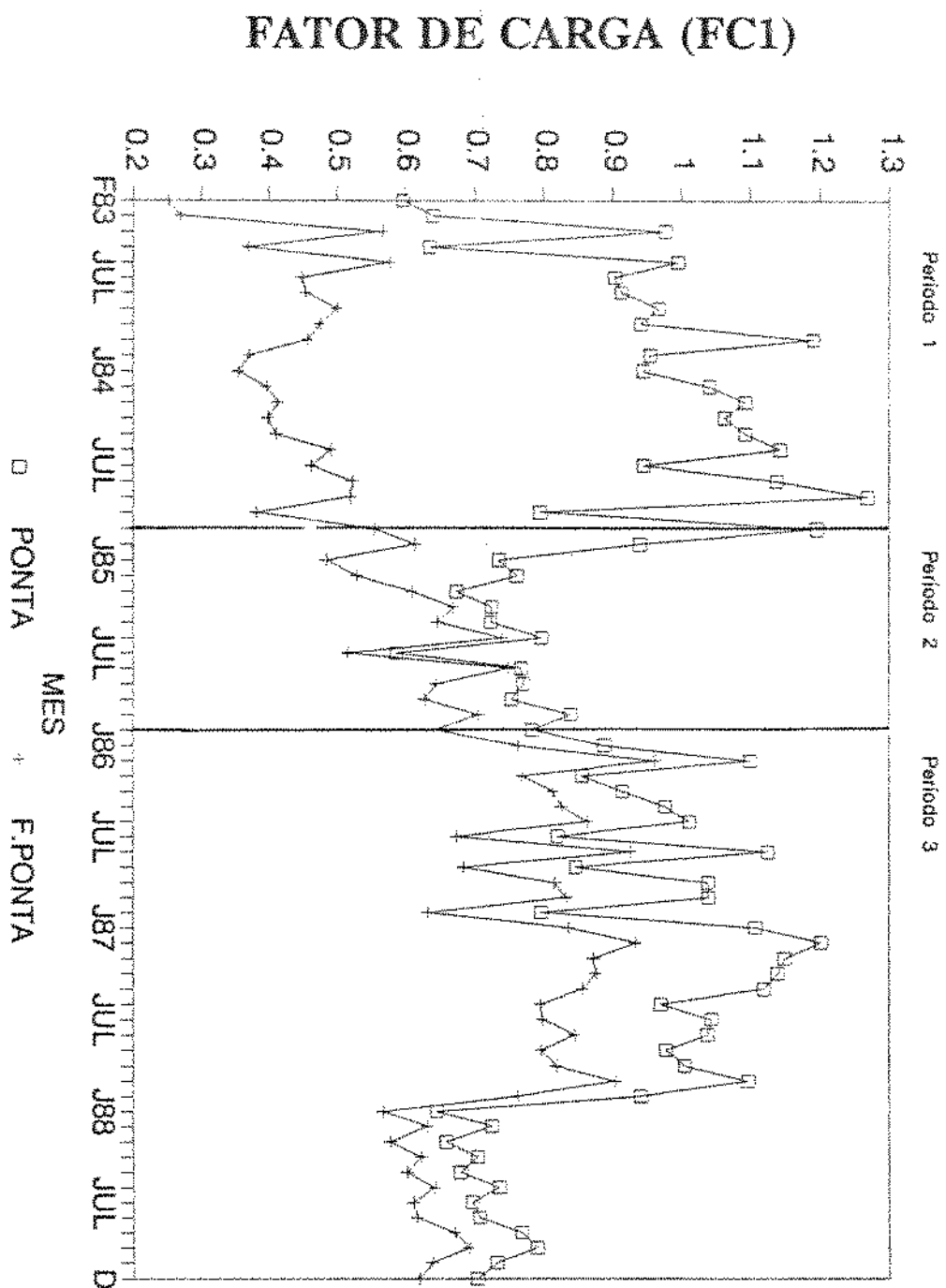


Gráfico 2 - Comportamento do Fator de Carga (FCI) da classe Industrial A2

FATOR DE CARGA (FC2)

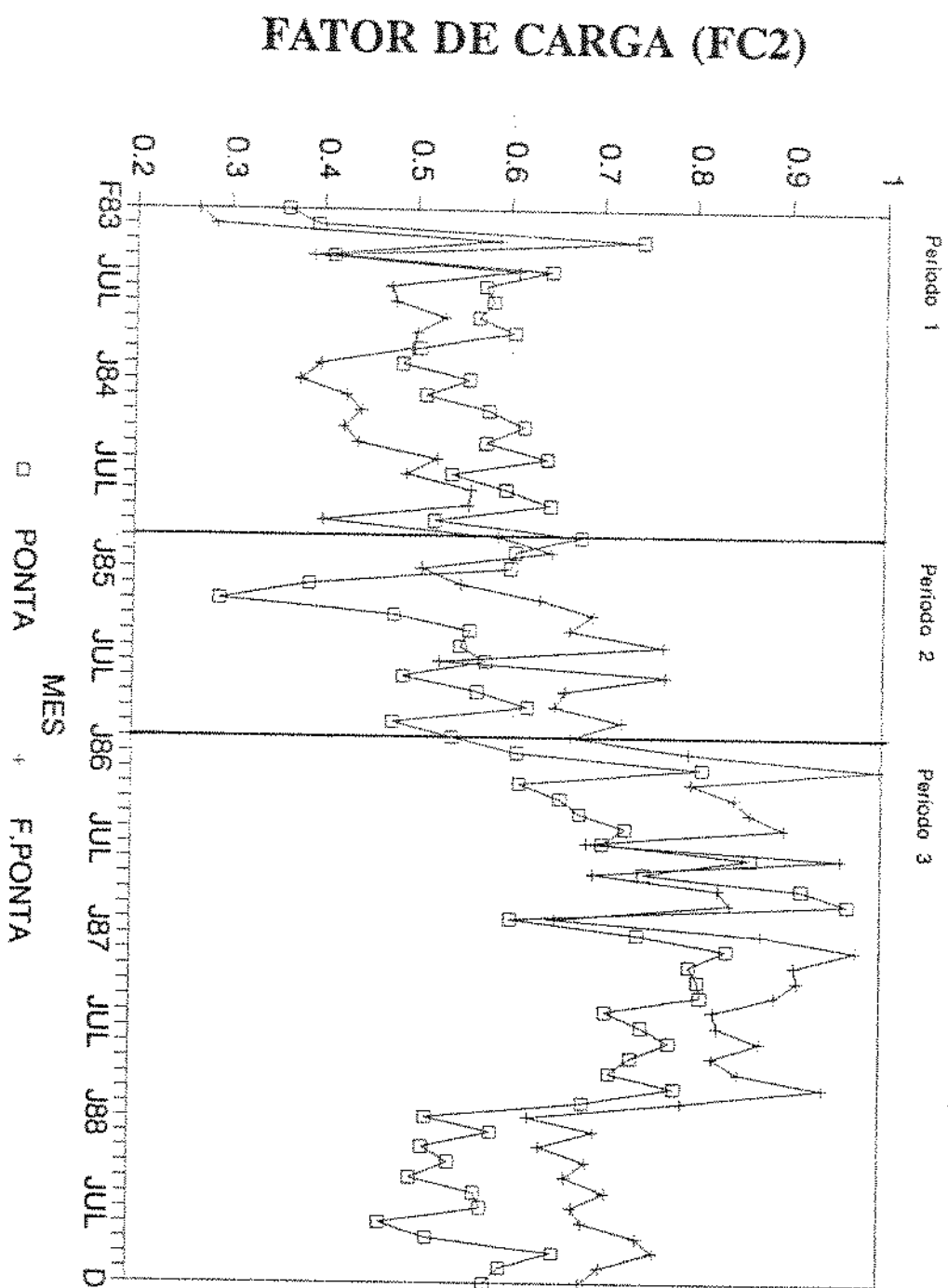


Gráfico 3 - Comportamento do Fator de Carga (FC2) da classe industrial A2

CONSUMO-DIA ÚTIL

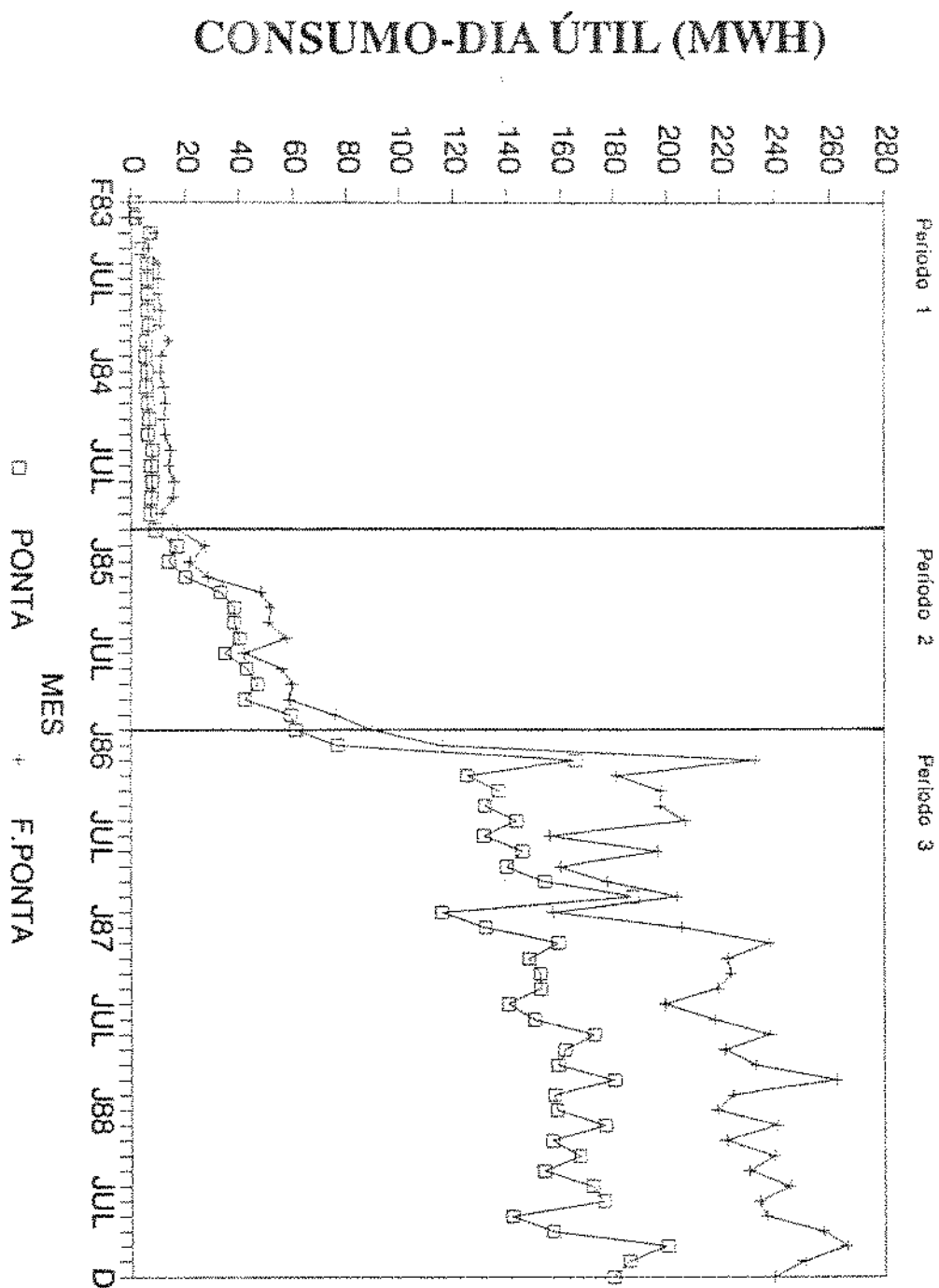


Gráfico 4 - Consumo do dia útil de energia pelos consumidores da classe Industrial A2

Relação Consumo PONTA/F. PONTA

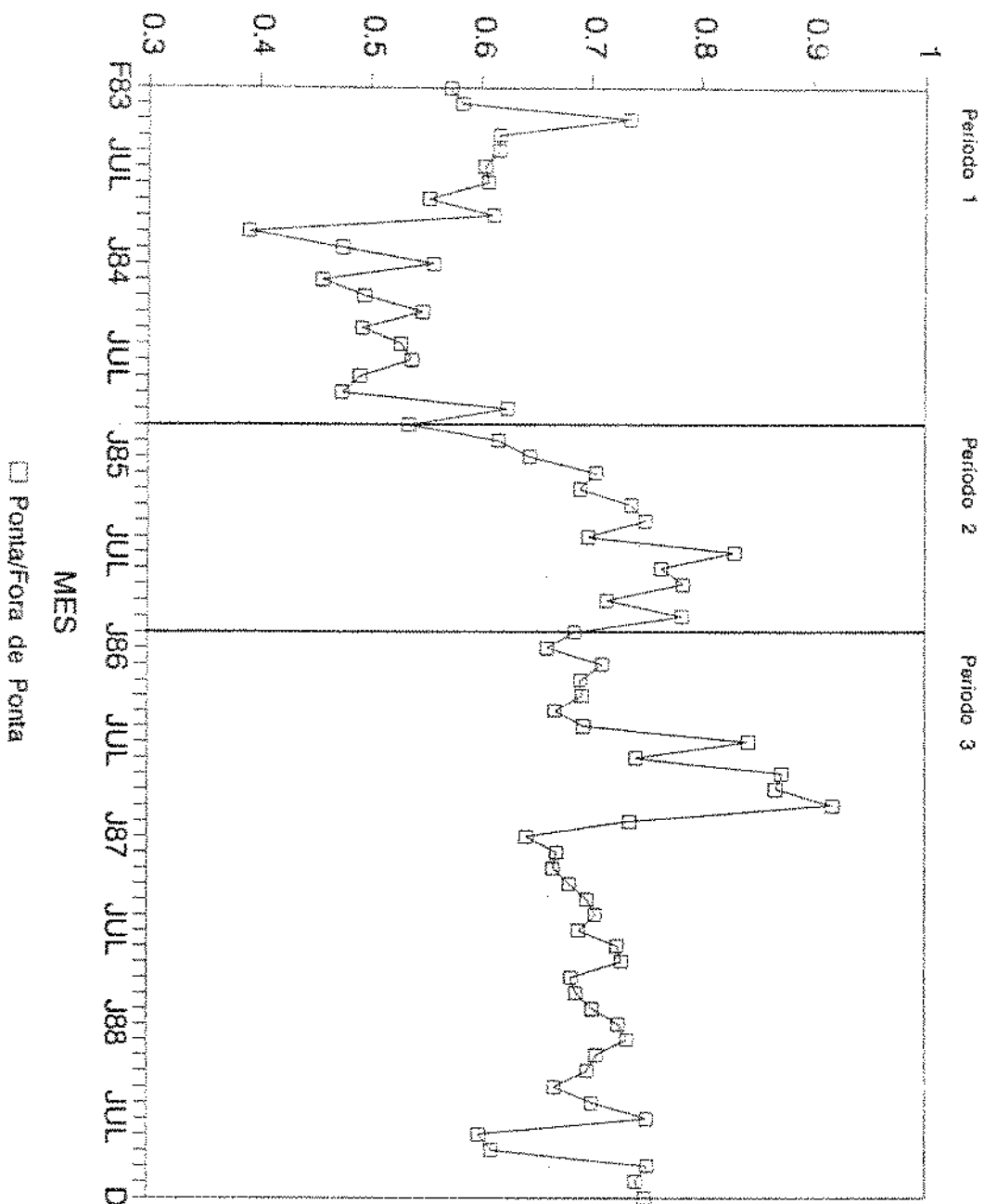


Gráfico 5 - Consumo percentual de ponta relativo ao consumo Fora de Ponta para a classe Industrial A2

Tendo em vista os gráficos acima cuja representação ilustra os resultados da metodologia proposta para o desenvolvimento desse trabalho, serão efetuados alguns comentários quanto aos resultados obtidos para esse nível de tensão.

Primeiramente, percebe-se ser possível constatar três períodos de adesão dos consumidores com distintos comportamentos, dos quais serão feitos comentários isoladamente.

PERÍODO 1: Dentro do período 1 enquadram-se os primeiros consumidores a aderir ao novo sinal de preços. Especificamente quanto ao período de adesão, eles aderiram à nova tarifa no período compreendido de fevereiro de 1983 a novembro de 1984. Em termos quantitativos eles representam cerca de 15% do consumo, já que inicialmente lhes foi permitido optar pelo novo sistema, ou permanecer no antigo. Conforme atesta o gráfico 1.

A modulação média constatada foi de aproximadamente 50%. Percebe-se, ainda, no tocante a modulação que quantitativamente esse grupo representa os consumidores que melhores condições tinham para aderir ao novo sinal de preços, uma vez que a modulação constatada foi a maior do período em análise. Tal fato pode ser observado no gráfico 2. Ainda fazendo referências a capacidade de modulação desse grupo essa pode ser confirmada com mais certeza por intermédio do gráfico 2, cuja informação avalia a sensibilidade que teve esse grupo de consumidores ao novo sinal de preços. Portanto, ao se analisar o gráfico 2 constata-se que especificamente nesse período, o fator de carga 1 da ponta é bem mais elevado do que o fator de carga 1 fora da ponta, isso representa que a demanda fora de ponta é bem superior a demanda de ponta, que nesse período o consumidor deslocou elevada quantidade de demanda da Ponta para Fora da Ponta, o que ocasiona elevados índices de modulação. Além disso esse gráfico evidencia que o distanciamento entre o fator de carga 1 de ponta e fora de ponta é o maior do período em questão, trazendo como consequência conforme anteriormente foi comentado, a maior modulação do período em que se observa o comportamento dos consumidores.

Quanto ao consumo médio da energia, há evidências que nesse período ocorreu uma certa predominância

do consumo fora de ponta, conforme atestam os gráficos 4 e 5.

PERÍODO 2: Dentro do Período 2 enquadram-se os consumidores cujo período de adesão ao novo sinal de preços está compreendido entre Dezembro de 1984 a dezembro de 1985. Ao contrário do grupo anterior, os consumidores que aderiram ao novo sinal de preços nesse período apresentavam baixo índice de modulação. Isso pode ser constatado por intermédio do gráfico 1 cujo número de adesões chega a 50% do consumo. Especificamente nesse período, a modulação média é a menor de todo o período em que se observa o comportamento do consumidor.

Por intermédio do gráfico 2 constata-se que especificamente nesse período, o fator de carga de ponta 1 encontra-se bem próximo ao fator de carga fora de ponta 1, isso evidencia que a demanda fora de ponta é ligeiramente maior que a demanda de ponta, trazendo como consequência baixo índice de modulação.

Quanto ao consumo médio da Energia Elétrica, certamente nesse período o consumo de ponta teve aumentos percentuais maior do que o consumo fora de ponta (gráficos 4 e 5), visto que em relação ao período anterior, a relação percentual entre o consumo de ponta e fora de ponta se elevou.

PERÍODO 3: Enquadram-se no período 3 os últimos consumidores a aderir ao novo sinal de preços e aqueles que por obrigação legal se enquadram nessa situação cujo período considerado está compreendido a partir de janeiro de 1986 a dezembro de 1988, logo a partir de janeiro de 1986, todos os consumidores do grupo A₂ foram, por obrigação legal, enquadrados no novo sinal de preços.

Tendo em vista o gráfico 1, há evidências que esse grupo tenha tido piores condições de modulação que o grupo anterior, uma vez que a modulação decresce nos três primeiros meses.

Em relação ao consumo da energia desse grupo, os gráficos 4 e 5 mostram que tanto o consumo da ponta, quanto fora de ponta aumentaram, entretanto, em termos percentuais, o consumo na ponta apresentou aumentos mais elevados. Existe um aumento constante no consumo médio na ponta, com

exceção de dois períodos em que ocorre uma momentânea mudança nesse padrão.

Finalizando a análise desse grupo de consumidores, constata-se que em janeiro de 1988 ocorreu uma provável reavaliação da demanda (ponta e fora de ponta) por parte dos consumidores, podendo isso ser comprovado pela diminuição da modulação (gráfico 1) e dos fatores de carga de ponta e fora de ponta (gráficos 3 e 4), e por não haver nenhuma alteração na tendência dos consumos (gráficos 4 e 5).

O setor Industrial A₄

Dentro do setor Industrial A₄ enquadram-se os consumidores cujo nível de tensão é maior que 2,3 Kv e menor do que 13,8 Kv sendo que o tipo de indústrias que se inserem nessa classe no contexto da CPFL são: têxteis, alimentícias, metalúrgicas, mecânica, eletromecânica, processamento plástico e química.

No contexto da CPFL, a tarifa a custo marginal iniciou seu processo de implantação para essa classe, de forma opcional, em agosto de 1985. A partir desse ano, foi analisado o comportamento do consumidor frente ao novo final de preços ao qual serão feitos, comentários tendo como base a metodologia proposta para analisar o comportamento do consumidor.

Os gráficos abaixo apresentados, representam para o nível de tensão A₄, os resultados obtidos com a metodologia proposta, por intermédio dos quais serão feitos comentários.

MODULAÇÃO-ADESÃO

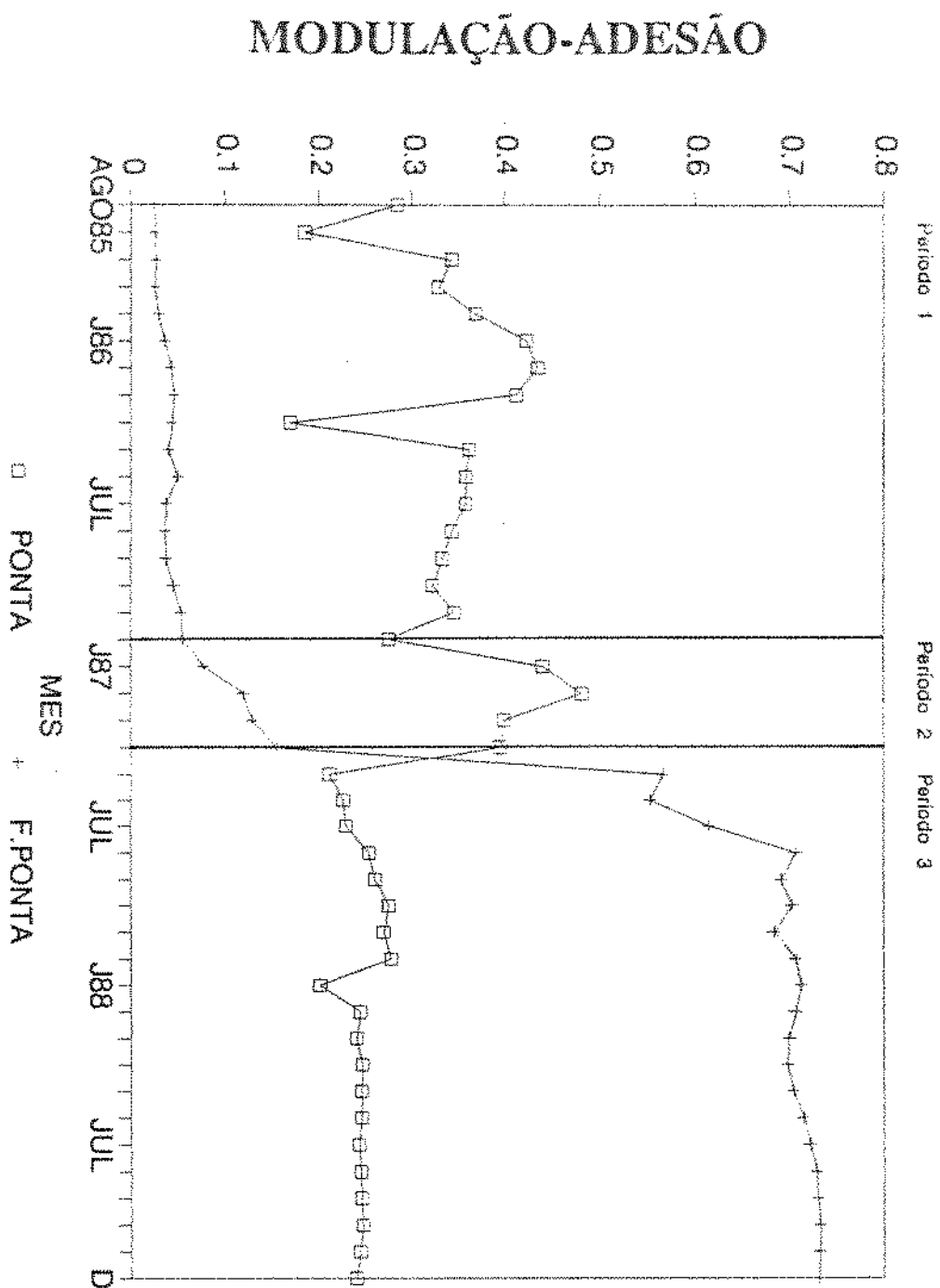


Gráfico 6 - Modulação - adesão dos consumidores da classe industrial A4

FATOR DE CARGA (FCI)

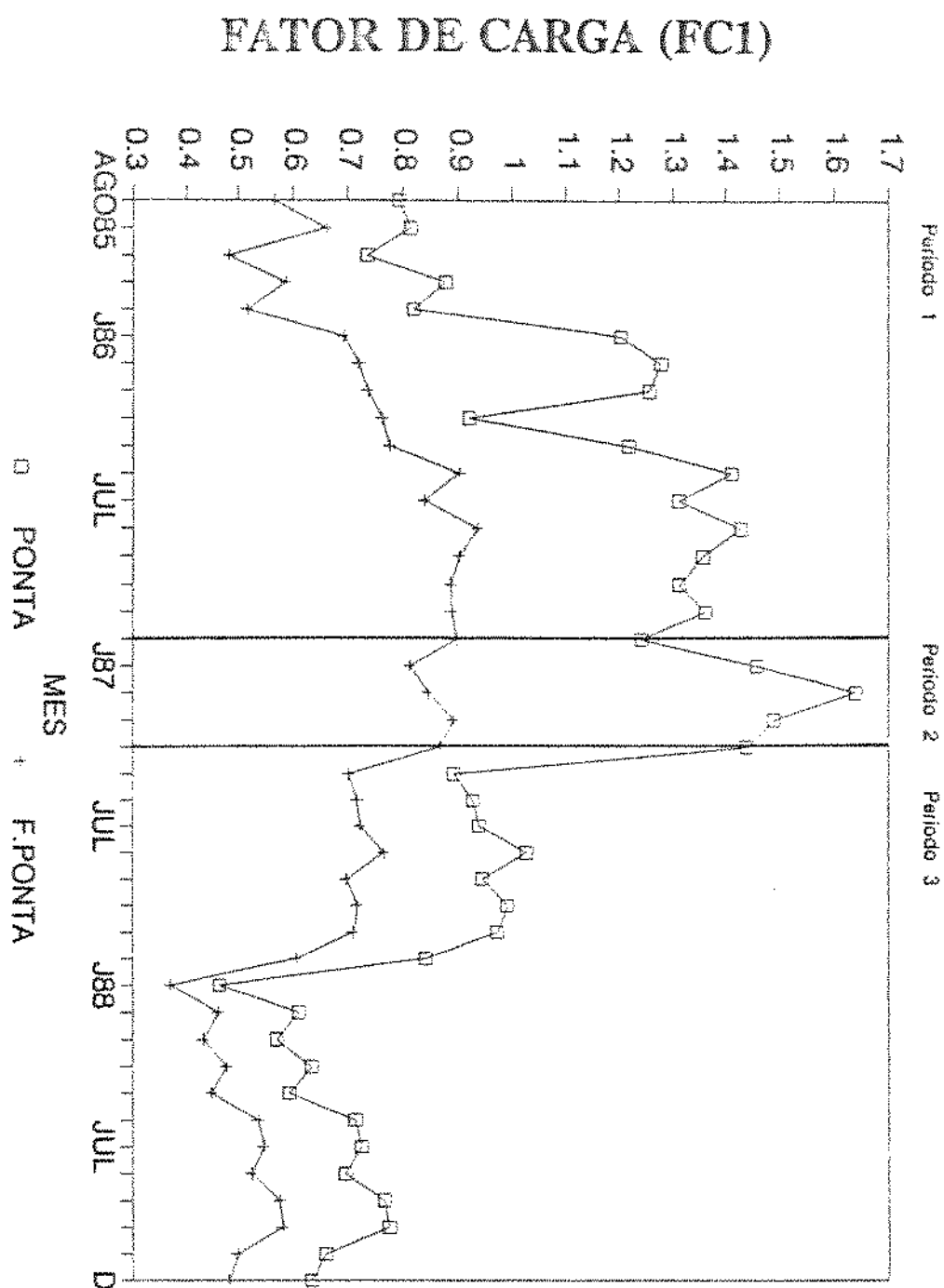


Gráfico 7 - Comportamento do Fator de Carga (FCI) da Classe Industrial A4

FATOR DE CARGA (FC2)

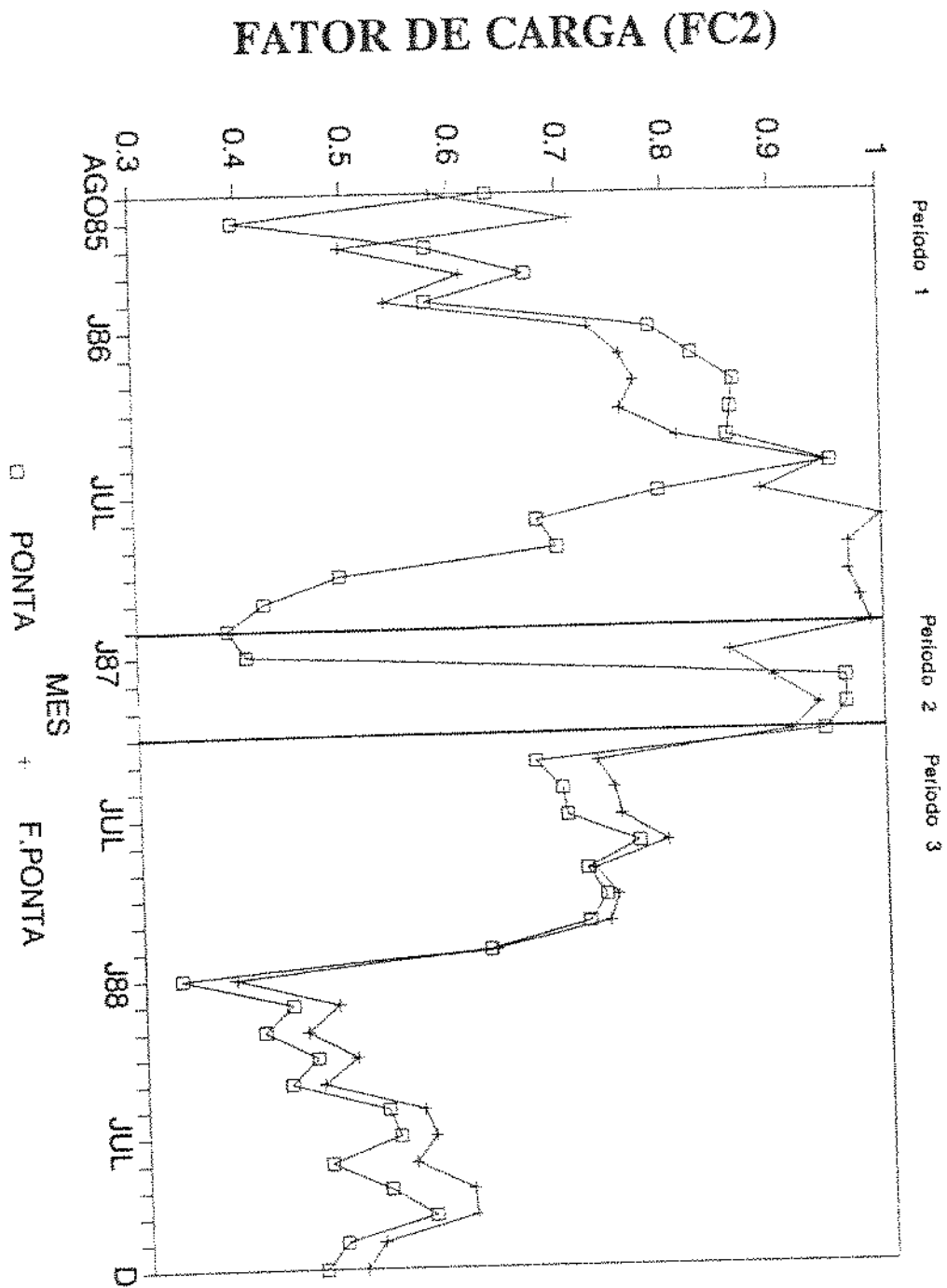


Gráfico 8 - Comportamento do Fator de Carga (FC2) da Classe Industrial A4

CONSUMO-DIA ÚTIL (MWH)

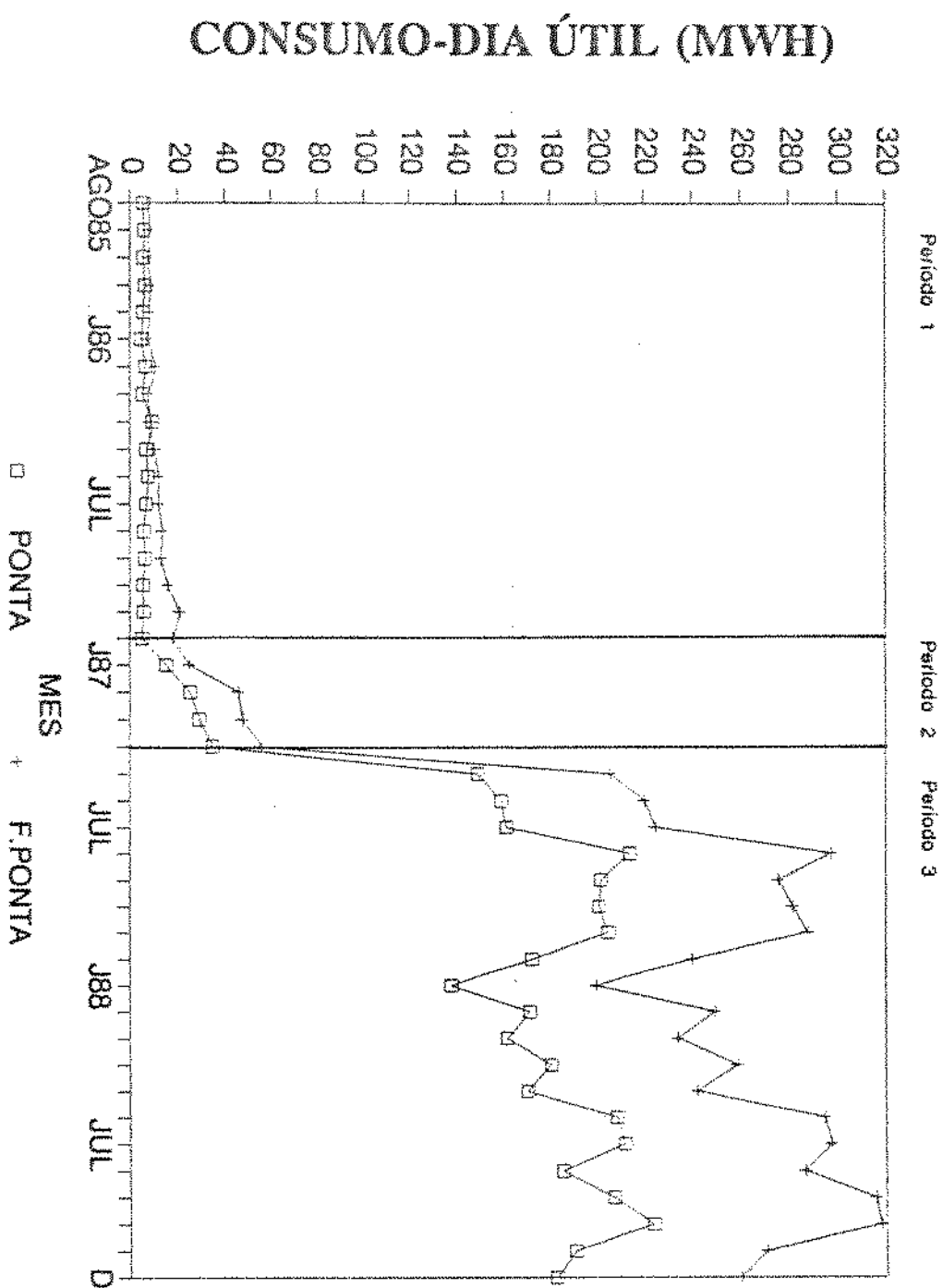


Gráfico 9 - Consumo do dia útil pelos Consumidores da Classe Industrial A4

REGIÃO CONSUMO
PONTA/ET.PONTA

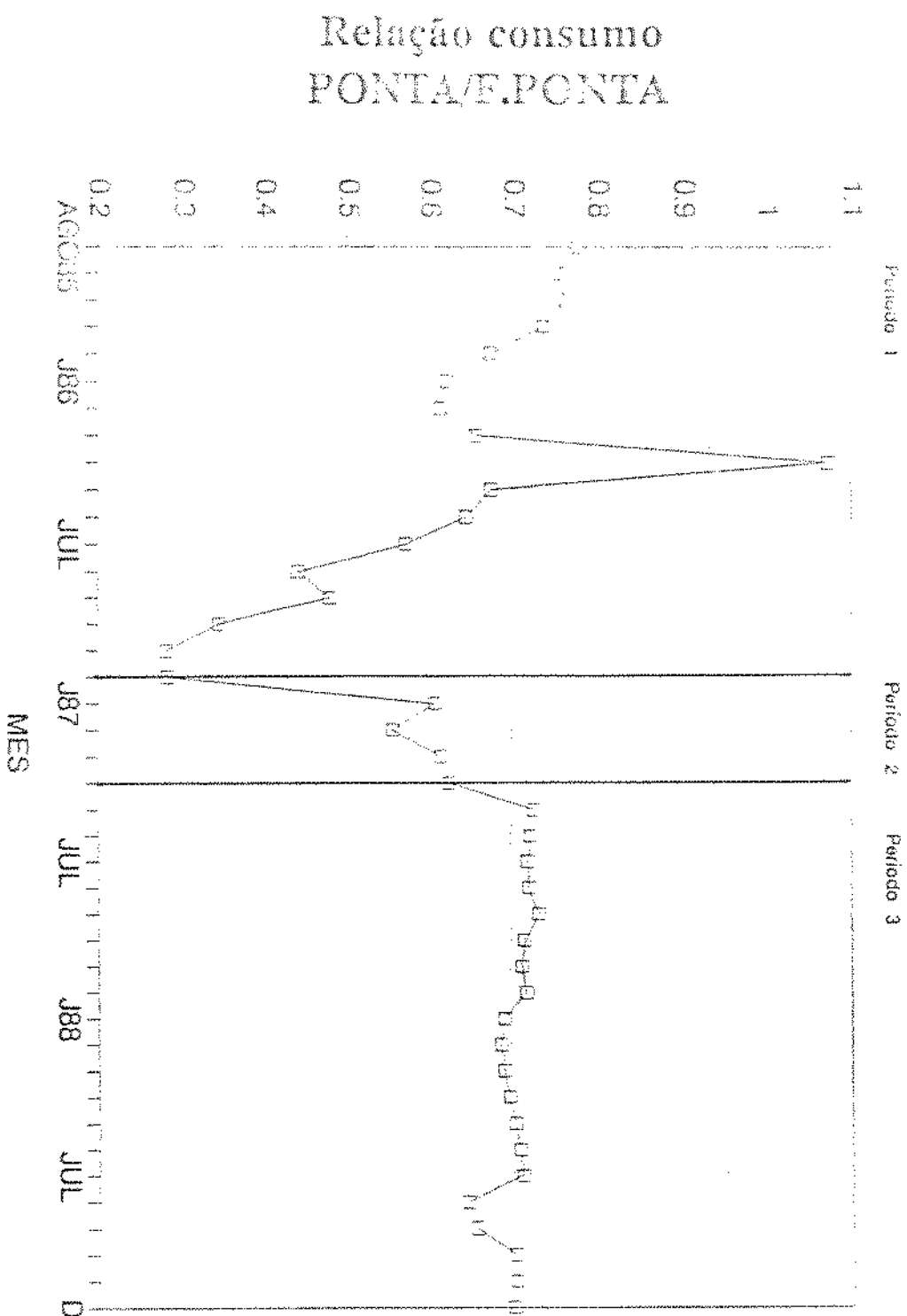


Gráfico 10 - Consumo Preconduzido ao consumo Fora de Ponta para a classe Industrial A

Período 1: Enquadram-se no primeiro período os consumidores cuja adesão a nova tarifa ocorreu no período compreendido de agosto de 1985 a dezembro de 1986. Do ponto de vista da modulação, considerando o gráfico 6, percebe-se que a intenção média de modulação foi de aproximadamente 30%. Confirmam-se as afirmações anteriores por intermédio do gráfico 7. Constatou-se o comportamento desse período, especificamente, nos meses de setembro de 1985 e de abril de 1986: o fator de carga 1 de ponta se aproxima bastante do fator de carga 1 fora de ponta, ocasionando, como se viu no gráfico 6, baixos índices de modulação.

Do ponto de vista do número de adesões ao novo sinal de preços, percebe-se que foram aproximadamente 8% do consumo da energia elétrica que aderiram ao novo sinal de preços e 92% continuaram no antigo sistema de preços.

Considerando a demanda utilizada pelos consumidores para atender suas necessidades por energia elétrica e tendo em vista o gráfico 8, percebe-se que eles utilizaram a energia de modo racional, já que tanto o fator de carga 2 de ponta e fora de ponta permaneceram aquém da unidade.

Do ponto de vista do consumo da energia elétrica, tendo em vista os gráficos 9 e 10, constatou-se que, no período compreendido de agosto de 1985 a fevereiro de 1986 os consumidores tenderam a consumir a energia elétrica fora da ponta do sistema. Nos meses de março a abril de 1986, o consumo na ponta teve aumentos substanciais (gráfico 10), ao passo que, nos meses de maio a dezembro do mesmo ano, o consumo fora da ponta apresentou crescentes aumentos (gráfico 10). O gráfico 9 evidencia a preferência do consumidor pelo consumo fora da ponta. Com isso, quanto a modulação do consumo da energia elétrica, percebe-se a clara preferência do consumidor pela utilização da energia elétrica fora da ponta do sistema.

Período 2: Enquadram-se nesse grupo os consumidores cujo período de adesão ao novo sinal de preços está compreendido entre janeiro a abril de 1987. Do ponto de vista da modulação, considerando o gráfico 6, a modulação apresenta uma certa elevação média de aproximadamente 5% em relação ao

período anterior. Logo, ao contrário do grupo A₂ o aumento do número de adesões provocou uma ligeira elevação nos níveis de modulação do grupo A₄.

Por intermédio do gráfico 7, constatou-se as afirmações anteriores uma vez que nesse período o fator de ponta 1 se distancia mais do fator de carga 1 fora de ponta, o que evidencia elevação nos níveis de modulação.

Considerando a demanda utilizada pelos consumidores para atender suas necessidades por energia elétrica e tendo em vista o gráfico 8, constata-se que os consumidores desse grupo fizeram bom uso da energia consumida por eles, visto que o fator de carga 2 de ponta e fora de ponta permaneceu aquém da unidade.

Do ponto de vista do consumo da energia elétrica, ao se analisar os gráficos 9 e 10, percebe-se elevações no consumo de ponta e fora de ponta (gráfico 9), entretanto em termos percentuais, o consumo de ponta elevou-se mais do que o consumo fora da ponta (gráfico 10).

Com isso, acredita-se que nesse período a modulação do consumo da energia elétrica tenha apresentado decréscimos.

Período 3: Enquadram-se no terceiro período os consumidores cujo período de adesão ao novo sinal está compreendido de maio de 1987 a dezembro de 1988. Percentualmente, eles representam aproximadamente 70% do consumo da energia elétrica, ou seja, 70% aderiram ao novo sinal e os outros 30% permaneceram no antigo sistema. Especificamente nesse grupo, foi permitido a certos tipos de consumidores a opção entre o antigo e o novo sistema, fato que não ocorreu no outro nível de tensão já que, a partir de janeiro de 1986 eles foram obrigados legalmente a aderirem ao novo sinal de preços. Por intermédio do gráfico 6 constata-se que neste grupo a modulação média foi de aproximadamente 20%.

Por intermédio do gráfico 7, observa-se que a partir de maio de 1987 o nível de sensibilidade (Fc1), decresce bastante, fato que confirma que nesse período a modulação é a mais baixa. Portanto, esse

grupo era o que apresentava menor intenção de modulação.

Analogamente ao setor A2, constata-se uma reavaliação da demanda de ponta e fora de ponta em janeiro 1988 (gráficos 6, 7 e 8).

Quanto ao consumo, ocorreu um pequeno decréscimo de relação consumo ponta/fora de ponta, fato que confirma uma certa preferência dos consumidores pelo consumo fora de ponta (gráfico 10).

Do ponto de vista do consumo percentual percebe-se que o consumo de ponta prevaleceu sobre o consumo fora de ponta, fato que pode ser comprovado pelos gráficos 9 e 10.

CONCLUSÃO

Os grupos de tensão analisados no presente trabalho (A₂ e A₄), especificamente os da classe Industrial da Companhia Paulista de Força e Luz, CPFL, constituem-se numa tentativa de averiguar o comportamento que eles tiveram mediante o novo sinal de preços baseado no conceito de custos marginais em desenvolvimento para o setor Elétrico Brasileiro.

Do ponto de vista de procurar meios de fazer uso da energia elétrica de modo mais racional, a estrutura tarifária vindoura mostra ser um claro incentivo ao deslocamento da curva de carga para horários de mais folga para o sistema fazendo com isso, conforme foi comentado, que o setor elétrico economize energia. Além disso, tentou-se por intermédio do índice de adesão demonstrar qual foi o comportamento dos consumidores que aderiram a nova tarifa e, por consequência, mostrou-se que os primeiros consumidores que aderiram a tarifa foram aqueles cuja capacidade de modulação era maior. Posteriormente, como se viu em ambos os níveis analisados, essa modulação tendeu a cair.

Contudo, no grupo A₂, no qual se inserem as mais importantes indústrias do setor, constatou-se um queda no consumo da energia na Ponta em relação à Fora da Ponta no final do período, fato que indica uma crescente modulação de consumo. Além disso, julgou-se necessário fazer distinções entre os processos de produção bem como do nível de agregação em que se inserem tais classes de tensões industriais.

No tocante ao grupo A₂, enquadram-se as trinta e três indústrias da região de Campinas cujo processo produtivo é contínuo: trabalha-se ininterruptamente durante vinte e quatro horas do dia para a obtenção do produto final.

Leva-se em conta que no grupo A₄, estão inseridos cerca de seis mil médias indústrias cujo processo de produção é geralmente em dois turnos, resultando com isso em maiores facilidades estruturais para se adequarem a nova tarifa de Energia Elétrica.

No nível de tensão A₃, inserem-se duas indústrias cujos dados não estavam confiáveis para eventuais

conclusões. Com isso, devido a pouca efetividade que esse grupo representa no contexto geral, julgou-se conveniente desprezá-lo no presente trabalho. Ainda com relação aos distintos processos de produção dos grupos analisados, considerando o grande número de agregações de indústrias, principalmente no grupo A4 (seis mil indústrias), bem como o relativo pequeno número representativo de indústrias inseridas no grupo A2 (trinta e três indústrias), é possível que esse fato tenha tido relativa influência no resultado final, embora que tenha havido incoerências de se ter a demanda faturada como base de raciocínio, conforme anteriormente comentado. Entretanto, para os objetivos almejados, analisando a efetiva observação do comportamento frente ao novo sinal de preços, acredita-se que os objetivos pré-estabelecidos tenham sido alcançados.

Por outro lado, devido ao fato dos dados disponíveis não permitirem a comparação do comportamento do consumidor antes e após a implantação do novo sinal tarifário, supõe-se que o efetivo acompanhamento desses níveis de tensão após a implantação do novo modelo de tarifação possibilitou chegar-se a algumas conclusões as quais comprovam a capacidade da tarifa a custo marginal influenciar parcialmente no comportamento do consumidor.

Finalizando, sabe-se que a classe industrial é a que menos "pressiona" a demanda de ponta nacional, visto que ela apresenta um bom controle sobre o uso da Energia Elétrica.

Todavia as classes comerciais e residencial em que o uso da energia elétrica é comprovadamente irregular devido aos hábitos diferenciados pertinentes a elas ou ao uso de tecnologias ultrapassadas que apresentam elevados consumos de energia elétrica, apresentarão com isso maiores sensibilidades ao sinal de preços, o que certamente ocasionará maiores índices de modulação dos que os encontrados para classe industrial, e conseqüentemente, maiores economias no consumo da energia elétrica.

CAPÍTULO IV

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A utilização da tarifa ao custo marginal no setor de energia elétrica Brasileiro representa, indubitavelmente, uma completa mudança na apuração dos custos da energia elétrica desse setor.

A antiga tarifa aplicada ao setor elétrico baseada na antiga metodologia do custo médio contábil apresentou dois tipos de problemas. Por um lado essa tarifa foi achatada pela política de preços do governo federal, o que resultou em insuficiente volume de recursos para financiar as necessidades de expansão do setor elétrico. Porém, por outro lado, essa metodologia não foi adequada para deslocar o consumo para fora da ponta na medida em que o consumidor não era informado do verdadeiro custo marginal do seu consumo. Com isto constatou-se uma baixa modulação da demanda que sobrecarregou o horário de ponta requerendo que o setor de energia elétrica investisse constantemente para expandir a capacidade de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica nesse horário, conseqüentemente a metodologia baseada no custo médio contábil conduziu a um sobredimensionamento dos investimentos do setor na medida em que não sinaliza a variação quotidiana do custo.

As concessionárias de energia elétrica para se adequarem a nova metodologia de apuração dos custos e a conseqüente reflexão delas nas tarifas deverão para isso se organizarem, tomando como referência as centrais elétricas brasileiras - ELETROBRAS, a entidade governamental responsável pelo planejamento do setor elétrico brasileiro que adotou a filosofia do custo marginal, enquanto que a maioria das concessionárias possuem suas estruturas tarifárias alicerçadas no antigo modelo de tarifação baseado no custo médio contábil.

Logo com o advento do novo modelo tarifário baseado no conceito de custos marginais novos profissionais serão necessários, uma vez que o conhecimento de antigos mecanismos contábeis inseridos no plano de contas das empresas não serão de grande utilidade para profissionais que trabalharão com

a nova tarifa baseada no conceito de custos marginais. E nesse sentido, conforme se viu no capítulo primeiro dessa tese, o custo marginal aplicado ao setor de energia elétrica exigirá conhecimentos de diferentes áreas, as quais são: econômica, administrativa, engenharia e computação.

Tendo em vista os reflexos da teoria marginalista em uma empresa de energia elétrica, procurou-se no capítulo terceiro estudar o caso da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL. Com isso, a ênfase que se deu ao comportamento do consumidor foi devido ser essa a principal razão pela qual a teoria marginalista está sendo implantada no setor elétrico brasileiro. Portanto, é através da efetiva modificação do comportamento do consumidor que o setor elétrico adiará investimentos, visto que mediante preços atrativos pressupõe-se que ele deslocará suas demandas para fora da ponta do sistema, ou utilizará tecnologias mais eficientes visando economizar energia elétrica.

Tomando como referência o consumidor e considerando os resultados obtidos nesse trabalho, constata-se que especificamente na classe industrial o ato do consumidor deslocar sua demanda para fora da ponta do sistema não depende somente do preço mais acessível da energia, mas sobretudo da modificação de todo um processo produtivo. Com isso, essa modificação ocorrerá caso seja economicamente vantajoso para o consumidor, uma vez que poderá ser mais lucrativo para ele permanecer na ponta do sistema mantendo assim o mesmo ritmo de produção.

No caso da CPFL constatou-se esse fato para a classe industrial, uma vez que nos níveis de tensão analisados os últimos consumidores que aderiram a nova tarifa provocaram decréscimo no nível de modulação. Entretanto, a queda de modulação não significa necessariamente que não houve melhora na modulação do sistema, mas sim que os últimos a integrarem o sistema eram aqueles que tinham menos intenções de modular.

Finalizando, ressalta-se que se por um lado, a implantação da teoria marginalista no setor elétrico brasileiro vem sofrendo críticas por parte de profissionais externos ao setor, devido, principalmente, as imperfeições da economia brasileira onde os subsídios, impostos e taxas distorcem os princípios básicos em que se fundamenta a teoria marginalista. Por outro lado, como sinalizador parcial ao consumidor

para que ele modifique seus hábitos, ou até mesmo sua tecnologia de uso da energia elétrica e com isso ajude o setor elétrico a adiar investimentos, a tarifa ao custo marginal vem cumprindo esse papel conforme pode-se constatar ao se analisar o caso da Companhia Paulista de Força e Luz.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ALBOUY, Y: ANALISES DE COSTOS MARGINALES Y DISEÑO DE TARIFAS DE ELETRICIDAD Y AGUA, BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLO, WASHINGTON D. C., 1983.
- (2) BILAS, R. A.: TEORIA MICROECONOMICA, ED. FORENSE UNIVERSITÁRIA, 10ª EDIÇÃO, RIO DE JANEIRO, 1983.
- (3) CAMOZZATO, IZALTINO. "CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS DE PRODUÇÃO NO SISTEMA HIDROELÉTRICO BRASILEIRO". I SEM. LATINO AMERICANO DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA, MEDELIN, COLÔMBIA, 1979.
- (4) COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ.: MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA ANUÁRIO ESTATÍSTICO-1989.
- (5) COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ.: "ANÁLISE DA CURVA DE CARGA DA CPFL POR NÍVEL DE TENSÃO", JANEIRO 1989.
- (6) DNAEE/DAREG - ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO - 1983.
- (7) FERGUSON, C. E.: MICROECONOMICA, ED. FORENSE UNIVERSITÁRIA 12ª EDIÇÃO, RIO DE JANEIRO, 1984.
- (8) GT-DNAEE/ELETOBRÁS.: ESTRUTURA TARIFÁRIA DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA ELÉTRICA, BRASÍLIA, 1981.
- (9) LIMA, P.C.: UMA ESTRUTURA TARIFÁRIA PARA ENERGIA ELÉTRICA BASEADA EM CUSTOS MARGINAIS, TESE DE MESTRADO, FEC-UNICAMP, 1984.
- (10) MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - DNAEE.: CUSTO MARGINAL DAS MALHAS DE REPARTIÇÃO